

Universidade Federal de Juiz de Fora  
Faculdade de Engenharia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Bráulio César de Oliveira**

**Estimação Estática de Estados em Sistemas Trifásicos Desequilibrados: uma  
abordagem considerando Detecção e Identificação de Erros Grosseiros**

Juiz de Fora

2022

**Bráulio César de Oliveira**

**Estimação Estática de Estados em Sistemas Trifásicos Desequilibrados: uma abordagem considerando Detecção e Identificação de Erros Grosseiros**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Igor Delgado de Melo, D.Sc.

Juiz de Fora

2022

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

Oliveira, Bráulio César de.

Estimação Estática de Estados em Sistemas Trifásicos Desequilibrados:  
uma abordagem considerando Detecção e Identificação de Erros Grosseiros /  
Bráulio César de Oliveira. – 2022.

202 f. : il.

Orientador: Igor Delgado de Melo, D.Sc.

Tese de doutorado – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade  
de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2022.

1. Distribuição de energia elétrica. 2. Estimação de Estados. 3.  
Formulação trifásica. 4. Medição Fasorial Sincronizada. 5. Processamento  
Paralelo. Melo, Igor D., orient. II. Título.

**Bráulio César de Oliveira**

**Estimação Estática de Estados em Sistemas Trifásicos Desequilibrados: uma abordagem considerando Detecção e Identificação de Erros Grosseiros**

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

Aprovada em 12 de setembro de 2022.

BANCA EXAMINADORA

**Prof. Dr. Igor Delgado de Melo** - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

**Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli**  
Universidade Estadual de Campinas

**Prof. Dr. Wesley Peres**  
Universidade Federal de São João del-Rei

**Prof. Dr. João Alberto Passos Filho**  
Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Carlos Augusto Duque**  
Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 12/08/2022.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em



12/09/2022, às 12:27, 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 **Wesley Peres, Usuário Externo**, em 12/09/2022, às 13:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Fernanda Caseño Trindade Arioli, Usuário Externo**, em 12/09/2022, às 14:05, 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 **Carlos Augusto Duque, Professor(a)**, em 12/09/2022, às 14:45, 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 12/09/2022, às 16:13, 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 **Bráulio César de Oliveira, Usuário Externo**, em 12/09/2022, às 16:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf ([www2.ufjf.br/SEI](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **0906232** e o código CRC **B5831FA1**.

---

*Dedico este trabalho aos meus amados pais Júlio César (in memoriam) e Sônia,  
ao querido amigo e orientador Prof. José Luiz Rezende Pereira (in memoriam),  
e a minha amada noiva Maraíse Lauro.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela constante presença em minha vida e por me dar os recursos necessários para realização deste trabalho.

Aos meus pais Júlio César (*in memoriam*) e Sônia por todo amor, carinho e incentivo durante toda minha vida. Amo vocês!

A minha noiva Maraíse Lauro por todo amor, carinho, incentivo, paciência e compreensão nos momentos em que estive de estar ausente. Te amo!

À todos os membros de minha família pela presença e companheirismo durante cada etapa de desenvolvimento deste trabalho. Em especial a Tia Helena, Tia Zilda (*in memoriam*), Tia Martinha (*in memoriam*), Liliane e Luciana.

Ao Professor Igor Delgado de Melo pela competente orientação, amizade, dedicação e incentivo demonstrado ao longo destes anos de trabalho. E principalmente por ter me acolhido nos momentos em que mais necessitei, fica minha eterna gratidão e meu muito obrigado.

Ao Professor José Luiz Rezende Pereira (*in memoriam*) pela competente orientação, amizade, companheirismo e, principalmente, por todos os seus ensinamentos até os últimos dias de sua vida.

Ao Professor Flávio Gomes, meu primeiro orientador, por ter me mostrado o caminho da pesquisa e pela amizade desenvolvida ao longo desses anos.

Agradeço também aos professores Abílio Variz, André Marcato, Bruno Dias, Carlos Duque, João Alberto, Leonardo Willer, e Pedro Gomes pelo incentivo durante todos esses anos.

Aos amigos do Grupo GEPEQE, Igor Delgado, Matheus Alberto, Matheus Antunes e Jeanderson Mingoranza pela amizade, companheirismo e contribuições no trabalho.

Aos amigos Artur Reis, Artur Givisiez, Diogo Soares, Fernando Pereira, João Paulo Ananias e Mariana Altomar pela amizade e incentivo desde a época de faculdade.

Aos amigos de Bias Fortes e região, sobretudo ao Jadir pela lealdade e amizade construídas ao longo de todos esses anos. Em especial agradeço a toda minha família pelo apoio e compreensão demonstrados.

Aos colegas e amigos da seção Minas Gerais do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) e do conselho Brasil do YP (*Young Professionals*) pelas parcerias.

Aos colegas do CEFET/RJ - *Campus* Maria da Graça, obrigado pelo apoio.

Aos grupos de pesquisa dos laboratórios LABSIM (Laboratório de Simulação), NUPESP (Núcleo de Pesquisa em Sistemas de Potência) e LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência).

A todos professores, servidores, terceirizados, amigos e colegas do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta tese.

À Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), por todo o suporte e pelas ferramentas necessárias ao desenvolvimento deste trabalho.

Ao CNPq, Capes, FAPEMIG que através do INERGE forneceram apoio financeiro. Além da TBE (Transmissoras Brasileiras de Energia), através do INESC/Brasil, também pelo apoio por meio do projeto de P&D: "PD-02651-0016/2018 - Desenvolvimento de um sistema de monitoramento de qualidade de energia e tomada de decisões em linhas de transmissão".

Ao GESEL/UFRRJ pela oportunidade de trabalho no projeto de P&D "Desenvolvimento de Soluções para Mobilidade Elétrica Compartilhada: Infraestruturas e sistemas de abastecimento para e-carsharing e Micromobilidade"

Ao CEFET/RJ e a UFJF pelas oportunidades de trabalho.

“O cientista não é o homem que fornece as verdadeiras respostas;  
é quem faz as verdadeiras perguntas.”

Claude Lévi-Strauss.



## RESUMO

Este trabalho apresenta uma abordagem trifásica e descentralizada para a Estimação Estática de Estados em redes de distribuição. Nesta tese, a estimação de estados é formulada como um problema de otimização com restrições não lineares, cujo objetivo é minimizar o somatório das diferenças quadráticas entre os valores medidos por PMUs (*Phasor Measurement Units*) e os valores calculados correspondentes. Os valores fasoriais medidos são correntes nas linhas diretamente conectadas às unidades de medição e tensões nas barras nas quais PMUs forem instaladas. As grandezas fasoriais serão tratadas em coordenadas retangulares, representando o fasor obtido pela PMU. Para as barras não monitoradas pelas PMUs, as equações de potência ativa e reativa serão representadas por restrições de desigualdades cujos limites inferiores e superiores são determinados pelas estimativas de carga obtidas para um instante de tempo anterior, ' $t-1$ '. Esses valores poderão excursionar entre um valor mínimo de demanda até um valor máximo, possibilitando que o estado da rede seja estimado em qualquer instante rastreando a curva de carga do sistema, variante ao longo do tempo. Para resolver o problema de otimização, o Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança foi modificado de tal forma que as cargas não monitoradas, para cada fase, são o mais próximo possível dos seus respectivos limites, mas nunca atingem os valores da barreira e, caso necessário, esses limites são relaxados durante o processo iterativo, sendo essa uma importante contribuição do trabalho. Além disso, a rede de distribuição também é dividida em subsistemas considerando um procedimento de alocação de PMUs no qual cada alimentador lateral tem seus estados operativos estimados individualmente, possibilitando uma abordagem descentralizada em que o tempo computacional pode ser reduzido através do uso de técnicas de processamento paralelo. Com base na técnica de estimação desenvolvida, é proposta uma nova metodologia para detecção, identificação e correção de erros grosseiros presentes em medições de PMUs. A etapa de detecção é realizada por meio do monitoramento da função objetivo de cada subsistema, onde a cada intervalo de tempo  $t$  analisado, o valor dessa é comparado com o seu respectivo valor limite que é determinado pelo método de Monte Carlo assumindo incertezas em relação à carga e erros aleatórios inerentes à instrumentação. A etapa de identificação do erro grosseiro é realizada por meio do cálculo do maior resíduo quadrático aliado à proposição de um novo índice que avalia as variações entre diferentes instantes de tempo de estimação através de uma abordagem estatística. Por fim, é proposta uma etapa de correção do erro grosseiro baseada no valor medido no instante ' $t-1$ ' o qual, por sua vez, é corrigido com base nas variações de carga entre os instantes  $t$  e ' $t-1$ '. Simulações computacionais são efetuadas em sistemas de 33 barras e 70 barras a fim de validar o método proposto e ressaltar suas contribuições.

Palavras-chave: Estimação de Estados. Redes de distribuição trifásicas. Método de Pontos Interiores. Erros grosseiros. Redes Elétricas Inteligentes.

## ABSTRACT

This work presents a decentralised three phase approach for the Static State Estimation in power distribution systems. In this thesis, the state estimation is formulated as an optimisation problem with non linear constraints with the objective of minimising the sum of the quadratic differences among the PMU (Phasor Measurement Units) measured values and their corresponding estimated ones. The measured phasors are branch currents directly connected to the measurement units and voltages in buses in which PMUs are installed. The phasor quantities are treated in rectangular coordinates, representing the phasor obtained by a PMU. For the non-monitored uses, their active and reactive power equations are handled as inequality constraints being the upper and lower limits determined by previous estimated loads obtained for a previous time interval, ' $t-1$ '. These values can be expanded between a minimum power demand until a maximum value, allowing the system state to be determined for any instant, tracking the time-varying load curve of the system. In order to solve the optimisation problem, the Safety Barrier Interior Point Method was modified in such a way that the non monitored loads, for each phase, are the closest to their respective limits but never reaching their barrier values and, if necessary, these limits are relaxed during the iterative process, representing an important contribution of the work. Moreover, the distribution system is divided into subsystems considering a PMU allocation procedure in which each lateral feeder have their system states estimated individually, allowing a decentralised approach in which the computational time can be reduced using parallel processing techniques. Based on the developed state estimation method, a novel methodology is proposed for PMUs bad data detection, identification and correction. The detection procedure is based on the analysis of the objective function value of each subsystem, in which each time interval  $t$  being the value compared with a corresponding threshold value which is determined by the Monte Carlo method assuming uncertainties with respect to the loads and aleatory errors inherent to the instrumentation. The bad data identification step is performed based on the determination of the largest quadratic residual together with a new index which evaluates the variations between different time instants based on a statistical approach. Finally, a correction step is proposed based on the measured value at time interval ' $t-1$ ' which is corrected based on the load variations between the time intervals  $t$  and ' $t-1$ '. Computational simulations are carried out using the 33-bus and 70-bus test systems to validate the proposed method and highlight their contributions.

Key-words: State Estimation. Three-phase distribution systems. Interior point method. Bad data. Smart Grids.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Fluxograma da Metodologia Proposta . . . . .	47
Figura 2 – IEEE 33 barras, dividido em 5 subsistemas. . . . .	48
Figura 3 – Fluxograma da Metodologia Proposta para a Estimação Estática de Estados . . . . .	53
Figura 4 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Determinação de $J_i^{lim}$ . . . . .	57
Figura 5 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Detecção de Erros Grosseiros . . . . .	59
Figura 6 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Identificação de Erros Grosseiros . . . . .	62
Figura 7 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Identificação de Erros Grosseiros . . . . .	65
Figura 8 – IEEE 33 barras, dividido em 5 subsistemas. . . . .	68
Figura 9 – Curva de Carga Diária . . . . .	68
Figura 10 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	69
Figura 11 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	69
Figura 12 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	69
Figura 13 – Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	70
Figura 14 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	70
Figura 15 – Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	70
Figura 16 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	70
Figura 17 – Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	70
Figura 18 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	70
Figura 19 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	71
Figura 20 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	71
Figura 21 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	71
Figura 22 – Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	72
Figura 23 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	72
Figura 24 – Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	72
Figura 25 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	72
Figura 26 – Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	72
Figura 27 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	72
Figura 28 – Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	73
Figura 29 – Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	73
Figura 30 – Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	73
Figura 31 – Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	74
Figura 32 – Erro na Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	74

Figura 33 – Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	74
Figura 34 – Erro na Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	74
Figura 35 – Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	74
Figura 36 – Erro na Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	74
Figura 37 – Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	75
Figura 38 – Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	75
Figura 39 – Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ - Curva de Carga . . . . .	75
Figura 40 – Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	76
Figura 41 – Erro na Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	76
Figura 42 – Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	76
Figura 43 – Erro na Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	76
Figura 44 – Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	76
Figura 45 – Erro na Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	76
Figura 46 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga	77
Figura 47 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga	77
Figura 48 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga	77
Figura 49 – Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	78
Figura 50 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	78
Figura 51 – Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	78
Figura 52 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	78
Figura 53 – Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	78
Figura 54 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	78
Figura 55 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga . . . . .	79
Figura 56 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga . . . . .	79
Figura 57 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga . . . . .	79
Figura 58 – Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	80
Figura 59 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	80
Figura 60 – Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	80
Figura 61 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	80
Figura 62 – Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	80
Figura 63 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	80
Figura 64 – Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga . . . . .	81
Figura 65 – Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga . . . . .	81
Figura 66 – Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga . . . . .	81
Figura 67 – Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	82
Figura 68 – Erro na Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	82

Figura 69 – Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	82
Figura 70 – Erro na Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	82
Figura 71 – Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	82
Figura 72 – Erro na Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	82
Figura 73 – Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga . . . . .	83
Figura 74 – Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga . . . . .	83
Figura 75 – Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ - Curva de Carga . . . . .	83
Figura 76 – Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	84
Figura 77 – Erro na Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	84
Figura 78 – Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	84
Figura 79 – Erro na Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	84
Figura 80 – Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	84
Figura 81 – Erro na Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	84
Figura 82 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga	85
Figura 83 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga	85
Figura 84 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga	85
Figura 85 – Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	86
Figura 86 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	86
Figura 87 – Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	86
Figura 88 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	86
Figura 89 – Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	86
Figura 90 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	86
Figura 91 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga . . . . .	87
Figura 92 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga . . . . .	87
Figura 93 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga . . . . .	87
Figura 94 – Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	88
Figura 95 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	88
Figura 96 – Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	88
Figura 97 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	88
Figura 98 – Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	88
Figura 99 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	88
Figura 100 – Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga . . . . .	89
Figura 101 – Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga . . . . .	89
Figura 102 – Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga . . . . .	89
Figura 103 – Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	90
Figura 104 – Erro na Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	90

Figura 105–Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	90
Figura 106–Erro na Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	90
Figura 107–Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	90
Figura 108–Erro na Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	90
Figura 109–Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga . . . . .	91
Figura 110–Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga . . . . .	91
Figura 111–Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ - Curva de Carga . . . . .	91
Figura 112–Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	92
Figura 113–Erro na Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	92
Figura 114–Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	92
Figura 115–Erro na Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	92
Figura 116–Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	92
Figura 117–Erro na Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	92
Figura 118–Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga	93
Figura 119–Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga	93
Figura 120–Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga	93
Figura 121–Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	94
Figura 122–Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	94
Figura 123–Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	94
Figura 124–Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	94
Figura 125–Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	94
Figura 126–Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	94
Figura 127–Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	95
Figura 128–Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	95
Figura 129–Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	95
Figura 130–Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	96
Figura 131–Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	96
Figura 132–Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	96
Figura 133–Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	96
Figura 134–Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	96
Figura 135–Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	96
Figura 136–Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	97
Figura 137–Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	97
Figura 138–Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	97
Figura 139–Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	98
Figura 140–Erro na Potência Ativa da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	98

Figura 141 – Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	98
Figura 142 – Erro na Potência Ativa da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	98
Figura 143 – Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	98
Figura 144 – Erro na Potência Ativa da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	98
Figura 145 – Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	99
Figura 146 – Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	99
Figura 147 – Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	99
Figura 148 – Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	100
Figura 149 – Erro na Potência Reativa da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	100
Figura 150 – Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	100
Figura 151 – Erro na Potência Reativa da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	100
Figura 152 – Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	100
Figura 153 – Erro na Potência Reativa da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	100
Figura 154 – Sistema de 70 barras dividido em 11 subsistemas . . . . .	102
Figura 155 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	103
Figura 156 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	103
Figura 157 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	103
Figura 158 – Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	104
Figura 159 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	104
Figura 160 – Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	104
Figura 161 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	104
Figura 162 – Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	104
Figura 163 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	104
Figura 164 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	105
Figura 165 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	105
Figura 166 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ - Curva de Carga . . . . .	105
Figura 167 – Defasagem Angular da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	106
Figura 168 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase A para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	106
Figura 169 – Defasagem Angular da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	106
Figura 170 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase B para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	106
Figura 171 – Defasagem Angular da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	106
Figura 172 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase C para $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	106
Figura 173 – Perfis diários de carga. . . . .	108
Figura 174 – Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 175 – Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 176 – Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 1 . . . . .	111

Figura 177 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 178 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 179 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 180 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 181 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 182 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 183 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 184 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 185 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 1 . . . . .	111
Figura 186 – Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 187 – Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 188 – Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 189 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 190 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 191 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 192 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 193 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 194 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 195 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 196 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 197 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 2 . . . . .	115
Figura 198 – Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 199 – Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 200 – Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 201 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 202 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 203 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 204 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 205 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 206 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 207 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 208 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 209 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 3 . . . . .	119
Figura 210 – Perfil da Curva de Geração Diária. . . . .	120
Figura 211 – Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 212 – Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 213 – Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 214 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 215 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 4 . . . . .	122



Figura 216 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 217 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 218 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 219 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 220 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 221 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 222 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 4 . . . . .	122
Figura 223 – Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 224 – Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 225 – Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 226 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 227 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 228 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 229 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 230 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 231 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 232 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 233 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 234 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 5 . . . . .	125
Figura 235 – Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 236 – Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 237 – Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 238 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 239 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 240 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 241 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 242 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 243 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 244 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 245 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 246 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Caso 6 . . . . .	128
Figura 247 – Sistema de 70 barras dividido em 11 subsistemas . . . . .	131
Figura 248 – Função Objetivo para o Subsistema II . . . . .	132
Figura 249 – Erro no módulo da tensão para a Fase A - Antes da correção do Erro Grosseiro . . . . .	132
Figura 250 – Erro no módulo da tensão para a Fase A - Após da correção do Erro Grosseiro . . . . .	133
Figura 251 – Erro no módulo da tensão para a Fase B - Antes da correção do Erro Grosseiro . . . . .	134

Figura 252 – Erro no módulo da tensão para a Fase B - Após da correção do Erro Grosseiro . . . . .	134
Figura 253 – Erro no módulo da tensão para a Fase C - Antes da correção do Erro Grosseiro . . . . .	135
Figura 254 – Erro no módulo da tensão para a Fase C - Após da correção do Erro Grosseiro . . . . .	135
Figura 255 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase A - Antes da correção do Erro Grosseiro . . . . .	136
Figura 256 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase A - Após da correção do Erro Grosseiro . . . . .	136
Figura 257 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase B - Antes da correção do Erro Grosseiro . . . . .	137
Figura 258 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase B - Após da correção do Erro Grosseiro . . . . .	137
Figura 259 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase C - Antes da correção do Erro Grosseiro . . . . .	138
Figura 260 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase C - Após da correção do Erro Grosseiro . . . . .	138
Figura 261 – Função Objetivo para o Subsistema IV . . . . .	139
Figura 262 – Função Objetivo para os Subsistemas sem Erro Grosseiros . . . . .	140
Figura 263 – Erro no módulo da tensão - Antes da correção do Erro Grosseiro . . . . .	140
Figura 264 – Erro no módulo da tensão - Após da correção do Erro Grosseiro . . . . .	141
Figura 265 – Erro na defasagem angular - Antes da correção do Erro Grosseiro . . . . .	141
Figura 266 – Erro na defasagem angular - Após da correção do Erro Grosseiro . . . . .	141
Figura 267 – Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Erro na Tensão de Referência . . . . .	144
Figura 268 – Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Erro na Tensão de Referência . . . . .	144
Figura 269 – Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Erro na Tensão de Referência . . . . .	144
Figura 270 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>a</i> - Erro na Tensão de Referência . . . . .	144
Figura 271 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>b</i> - Erro na Tensão de Referência . . . . .	144
Figura 272 – Erro no Módulo da Tensão da Fase <i>c</i> - Erro na Tensão de Referência . . . . .	144
Figura 273 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Erro na Tensão de Referência	144
Figura 274 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Erro na Tensão de Referência	144
Figura 275 – Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Erro na Tensão de Referência	144
Figura 276 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>a</i> - Erro na Tensão de Referência . . . . .	144
Figura 277 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>b</i> - Erro na Tensão de Referência . . . . .	144
Figura 278 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase <i>c</i> - Erro na Tensão de Referência . . . . .	144

Figura 279 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs. . . . .	155
Figura 280 – Representação de uma PMU na barra $k$ e medidas de corrente obtidas. Representação de uma única fase. . . . .	158
Figura 281 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência <i>versus</i> tempo . . . .	163
Figura 282 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência <i>versus</i> tempo . . . .	164
Figura 283 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência <i>versus</i> tempo . . . .	164
Figura 284 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 3 do sistema de 33 barras . . . . .	189
Figura 285 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 4 do sistema de 33 barras . . . . .	190
Figura 286 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 7 do sistema de 33 barras . . . . .	190
Figura 287 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 10 do sistema de 33 barras . . . . .	190
Figura 288 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 14 do sistema de 33 barras . . . . .	191
Figura 289 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 17 do sistema de 33 barras . . . . .	191
Figura 290 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 18 do sistema de 33 barras . . . . .	191
Figura 291 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 21 do sistema de 33 barras . . . . .	192
Figura 292 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 22 do sistema de 33 barras . . . . .	192
Figura 293 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 24 do sistema de 33 barras . . . . .	192
Figura 294 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 25 do sistema de 33 barras . . . . .	193
Figura 295 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 26 do sistemas de 33 barras . . . . .	193
Figura 296 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 27 do sistema de 33 barras . . . . .	193
Figura 297 – Erro no Módulo da Tensão - Fase A . . . . .	194
Figura 298 – Erro no Módulo da Tensão - Fase B . . . . .	194
Figura 299 – Erro no Módulo da Tensão - Fase C . . . . .	195
Figura 300 – Erro na Defasagem Angular da Tensão - Fase A . . . . .	195
Figura 301 – Erro na Defasagem Angular da Tensão - Fase B . . . . .	195
Figura 302 – Erro na Defasagem Angular da Tensão - Fase C . . . . .	196

Figura 303–Erro na Potência Ativa - Fase A . . . . .	196
Figura 304–Erro na Potência Ativa - Fase B . . . . .	196
Figura 305–Erro na Potência Ativa - Fase C . . . . .	197
Figura 306–Erro na Potência Reativa - Fase A . . . . .	197
Figura 307–Erro na Potência Reativa - Fase B . . . . .	197
Figura 308–Erro na Potência Reativa - Fase C . . . . .	198

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Análise de Sensibilidade do parâmetro $\varepsilon$ . . . . .	101
Tabela 2 – Tempo Computacionais . . . . .	102
Tabela 3 – Valor Limite da FOB de cada subsistema . . . . .	108
Tabela 4 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema V - Caso 1 . . . . .	108
Tabela 5 – EG para Subsistema V - Caso 1 . . . . .	109
Tabela 6 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 1 . . . . .	109
Tabela 7 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 1 . . . . .	109
Tabela 8 – $D_j^s$ para o Subsistema V - Caso 1 . . . . .	110
Tabela 9 – $\Delta D_j^s$ para o Subsistema V - Caso 1 . . . . .	110
Tabela 10 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 1 . . . . .	110
Tabela 11 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema II - Caso 2 . . . . .	112
Tabela 12 – EG para Subsistema II - Caso 2 . . . . .	112
Tabela 13 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 2 . . . . .	112
Tabela 14 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 2 . . . . .	113
Tabela 15 – $D_j^s$ para o Subsistema II - Caso 2 . . . . .	113
Tabela 16 – $\Delta D_j^s$ para o Subsistema II - Caso 2 . . . . .	113
Tabela 17 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 2 - Segunda Verificação . . . . .	113
Tabela 18 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 2 - Segunda Verificação	113
Tabela 19 – $D_j^s$ para o Subsistema II - Caso 2 - Segunda Verificação . . . . .	114
Tabela 20 – $\Delta D_j^s$ para o Subsistema - Caso 2 - Segunda Verificação . . . . .	114
Tabela 21 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 2 - Terceira Verificação . . . . .	114
Tabela 22 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 2 - Terceira Verificação	114
Tabela 23 – $D_j^s$ para o Subsistema II - Caso 2 - Terceira Verificação . . . . .	114
Tabela 24 – $\Delta D_j^s$ para o Subsistema II - Caso 2 - Terceira Verificação . . . . .	114
Tabela 25 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 2 - Última verificação . . . . .	114
Tabela 26 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema V - Caso 3 . . . . .	116
Tabela 27 – EG para Subsistema V - Caso 3 . . . . .	116
Tabela 28 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 3 . . . . .	116
Tabela 29 – Resíduos Normalizados para o Subsistema V - Caso 3 . . . . .	117
Tabela 30 – $D_j^s$ para o Subsistema V - Caso 3 . . . . .	117
Tabela 31 – $\Delta D_j^s$ para o Subsistema V - Caso 3 . . . . .	117
Tabela 32 – Função objetivo para cada subsistema após o primeiro procedimento de correção - Caso 3 . . . . .	117

Tabela 33 – Resíduos Normalizados para o Subsistema V - Caso 3 - Segunda Verificação . . . . .	118
Tabela 34 – $D_j^s$ para o Subsistema V - Caso 3 - Segunda Verificação . . . . .	118
Tabela 35 – $\Delta D_j^s$ para o Subsistema V - Caso 3 - Segunda Verificação . . . . .	118
Tabela 36 – Função objetivo para cada subsistema após o segundo procedimento de correção - Caso 3 . . . . .	118
Tabela 37 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema V - Caso 4 . . . . .	120
Tabela 38 – EG para Subsistema V - Caso 4 . . . . .	120
Tabela 39 – Função objetivo para cada subsistema - Case 4 . . . . .	120
Tabela 40 – Resíduos Normalizados para o Subsistema V - Caso 4 . . . . .	121
Tabela 41 – $D_j^s$ para o Subsistema V - Caso 4 . . . . .	121
Tabela 42 – $\Delta D_j^s$ para o Subsistema V - Caso 3 . . . . .	121
Tabela 43 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 4 . . . . .	121
Tabela 44 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema II - Caso 5 . . . . .	123
Tabela 45 – EG para Subsistema II - Caso 5 . . . . .	123
Tabela 46 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 5 . . . . .	123
Tabela 47 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 5 . . . . .	123
Tabela 48 – $D_j^s$ para o Subsistema II - Caso 5 . . . . .	124
Tabela 49 – $\Delta D_j^s$ para o Subsistema II - Caso 5 . . . . .	124
Tabela 50 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 5 . . . . .	124
Tabela 51 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema I - Caso 6 . . . . .	126
Tabela 52 – EG para Subsistema I - Caso 6 . . . . .	126
Tabela 53 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 6 . . . . .	126
Tabela 54 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 6 . . . . .	127
Tabela 55 – $D_j^s$ para o Subsistema I - Caso 6 . . . . .	127
Tabela 56 – $\Delta D_j^s$ para o Subsistema I - Caso 6 . . . . .	127
Tabela 57 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 6 . . . . .	127
Tabela 58 – Análise de Sensibilidade - Caso 1 . . . . .	129
Tabela 59 – Análise de Sensibilidade - Caso 2 . . . . .	130
Tabela 60 – Função objetivo para cada subsistema - Caso erro na tensão de referência	142
Tabela 61 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção da tensão de referência . . . . .	143
Tabela 62 – Dados de barra do sistema de 33 barras. . . . .	186
Tabela 63 – Dados de linha do sistema de 33 barras. Parte 1 . . . . .	187
Tabela 64 – Dados de linha do sistema de 33 barras. Parte 2 . . . . .	188
Tabela 65 – Funções objetivo - $p = 40\%$ . . . . .	198

Tabela 66 – Resíduos das Medidas de Corrente - Erro na medida de corrente da Fase A de 10% no ramo entre os nós 5 e 6 - $p = 40\%$ . . . . .	199
Tabela 67 – Funções objetivo - $p = 20\%$ . . . . .	199
Tabela 68 – Resíduos das Medidas de Corrente - Erro na medida de corrente da Fase A de 10% no ramo entre os nós 5 e 6 - $p = 20\%$ . . . . .	200
Tabela 69 – Funções objetivo - $p = 10\%$ . . . . .	200
Tabela 70 – Funções objetivo - $p = 5\%$ . . . . .	200
Tabela 71 – Resíduos das Medidas de Corrente - Erro na medida de corrente da Fase A de 10% no ramo entre os nós 5 e 6 - $p = 10\%$ . . . . .	201
Tabela 72 – Resíduos das Medidas de Corrente - Erro na medida de corrente da Fase A de 10% no ramo entre os nós 5 e 6 - $p = 5\%$ . . . . .	201
Tabela 73 – Funções objetivo - Proposto . . . . .	202
Tabela 74 – Resíduos das Medidas de Corrente - Erro na medida de corrente da Fase A de 10% no ramo entre os nós 5 e 6 - Proposto . . . . .	202

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCS	Centros de Controle e Supervisão
COD	Centro de Operação de Distribuição
DMU	<i>DC measurement unit</i>
EEE	Estimação Estática de Estados
EG	Erro Grosseiro
FOB	Função Objetivo
GD	Geração Distribuída
GPS	<i>Global Positioning System</i>
MPI	Método de Pontos Interiores
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
MT	Média Tensão
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Units</i>
PPEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
RNA	Rede Neural Artificial
SFTB - IPM	<i>Safety Barrier Interior Point Method</i>
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>27</b>
1.1	OBJETIVOS DO TRABALHO . . . . .	29
1.2	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO . . . . .	31
1.3	PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO . . . . .	31
1.4	ESTRUTURAÇÃO DO DOCUMENTO . . . . .	32
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA . . . . .</b>	<b>33</b>
2.1	EVOLUÇÃO DAS TÉCNICAS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO . . . . .	33
2.2	DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CORREÇÃO DE ERROS GROSSEIROS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO . . . . .	41
<b>3</b>	<b>DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA PROPOSTA .</b>	<b>45</b>
3.1	ASPECTOS GERAIS . . . . .	45
3.2	ESTIMADOR DE ESTADOS PROPOSTO . . . . .	47
3.3	DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CORREÇÃO DE ERROS GROSSEIROS . . . . .	54
3.3.1	Detecção de Erros Grosseiros . . . . .	55
3.3.1.1	Determinação do Limiar de Detecção de Erros Grosseiros . . . . .	56
3.3.1.2	O Procedimento de Detecção de Erros Grosseiros . . . . .	58
3.3.2	Identificação de Erros Grosseiros . . . . .	59
3.3.3	Correção da Medida com Erro Grosseiro . . . . .	63
<b>4</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>66</b>
4.1	ESTIMAÇÃO ESTÁTICA DE ESTADOS . . . . .	66
4.1.1	Variação do fator $\varepsilon$ . . . . .	68
4.1.1.1	Fator $\varepsilon = 0,01$ . . . . .	69
4.1.1.2	Fator $\varepsilon = 0,001$ . . . . .	77
4.1.1.3	Fator $\varepsilon = 0,0001$ . . . . .	85
4.1.1.4	Fator $\varepsilon = 0,00001$ . . . . .	93
4.1.2	Análise de Sensibilidade do fator $\varepsilon$ . . . . .	101
4.1.3	Processamento Paralelo . . . . .	101
4.1.4	Testes adicionais no sistema de 70 Barras . . . . .	102
4.2	ANÁLISE DE ERROS GROSSEIROS . . . . .	107
4.2.1	Caso 1: . . . . .	108
4.2.2	Caso 2: . . . . .	112

4.2.3	Caso 3: . . . . .	116
4.2.4	Caso 4: . . . . .	118
4.2.5	Caso 5: . . . . .	121
4.2.6	Caso 6: . . . . .	126
4.2.7	Análise de Sensibilidade . . . . .	129
4.2.8	Testes adicionais no sistema de 70 Barras . . . . .	131
4.2.9	Análises de Erro Grosseiro presente na Tensão de Referência . . . . .	142
4.3	Comentários . . . . .	143
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>145</b>
5.1	Trabalhos Futuros . . . . .	146
	 <b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	 <b>149</b>
	 <b>APÊNDICE A – ESTIMADOR DE ESTADOS . . . . .</b>	 <b>155</b>
A.1	Proposta de Alocação de PMUs . . . . .	155
A.2	Modelagem Matemática . . . . .	156
A.2.1	Variáveis de Estado . . . . .	157
A.2.2	Função Objetivo . . . . .	158
A.2.2.1	Obtenção das Correntes nos Ramos . . . . .	160
A.2.2.2	Obtenção das Tensões Nodais . . . . .	160
A.2.2.3	Barras de Passagem . . . . .	161
A.2.3	Restrições de Desigualdade . . . . .	162
A.2.3.1	Uma Alternativa para a Modelagem das Restrições . . . . .	163
A.2.3.2	Obtenção das Potências Injetadas nas Barras não Monitoradas . . . . .	165
A.3	Algoritmo de Solução da Metodologia Proposta . . . . .	165
A.4	Cálculo das Derivadas utilizadas no SFTB - IPM . . . . .	166
A.4.1	Gradiente da Função Objetivo em relação as variáveis . . . . .	166
A.4.1.1	Contribuição das Medidas de Corrente nos Ramos . . . . .	166
A.4.1.2	Contribuição das Medidas de Tensão Nodais . . . . .	167
A.4.1.2.1	Contribuições da Medição de tensão da Fase A . . . . .	168
A.4.1.2.2	Contribuições da Medição de tensão da Fase B . . . . .	169
A.4.1.2.3	Contribuições da Medição de tensão da Fase C . . . . .	171
A.4.2	Matriz Hessiana . . . . .	173
A.4.2.1	Contribuições das Medidas de Corrente nos Ramos na matriz Hessiana . . . . .	173
A.4.2.2	Contribuição das Medidas de Tensão Nodais . . . . .	173
A.4.2.2.1	Contribuições da parte Real da Medida de Tensão da Fase A . . . . .	174
A.4.2.2.2	Contribuições da parte Imaginária da Medida de Tensão da Fase A . . . . .	174
A.4.2.2.3	Contribuições da parte Real da Medida de Tensão da Fase B . . . . .	175

A.4.2.2.4	Contribuições da parte Imaginária da Medida de Tensão da Fase B . . .	176
A.4.2.2.5	Contribuições da parte Real da Medida de Tensão da Fase C . . . . .	177
A.4.2.2.6	Contribuições da parte Imaginária da Medida de Tensão da Fase C . . .	178
	<b>APÊNDICE B – MÉTODOS DE SOLUÇÃO . . . . .</b>	<b>180</b>
B.1	Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança . . . . .	180
	<b>APÊNDICE C – DADOS DOS SISTEMAS . . . . .</b>	<b>186</b>
C.1	33 Barras . . . . .	186
	<b>APÊNDICE D – JUSTIFICATIVAS . . . . .</b>	<b>189</b>
D.0.1	Simulação de uma curva de carga diária . . . . .	189
D.0.2	Variação do valor de $p$ . . . . .	194
D.0.3	Detecção de Erros Grosseiros . . . . .	198

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é de fundamental importância para o homem moderno. A eletrificação das residências, a automação das indústrias, o desenvolvimento dos meios de produção, dentre outros, são exemplos que evidenciam a dependência do ser humano pela energia elétrica. Nos últimos anos, o consumidor passou a ser mais exigente em relação à qualidade do serviço prestado pela concessionária e esta, por sua vez, busca otimizar o sistema, utilizando novas tecnologias.

Por outro lado, o crescente aumento da demanda faz com que as redes operem cada vez mais próximas de seus limites operacionais e físicos. Deste modo, para atender a essas necessidades, faz-se necessário o desenvolvimento de estudos e novas técnicas para melhoria do fornecimento de energia.

Em sistemas de transmissão, o desenvolvimento tecnológico nas últimas décadas levou ao crescimento dos sistemas elétricos de potência (SEPs) tanto em dimensão quanto em complexidade. Visando solucionar problemas relativos à segurança do sistema e sua eficiência, surgiram as interligações com sistemas vizinhos.

Por outro lado, a operação dos SEPs de grande porte impõe, atualmente, a necessidade de desenvolvimento de atividades de supervisão e controle mais aprimoradas. Os modernos Centros de Controle e Supervisão (CCSs) processam, em tempo real, informações recolhidas nos SEPs a fim de controlar e manter o sistema operando de acordo com a estratégia estabelecida na programação da operação [1].

Os CCSs devem manter dentro dos limites de segurança os níveis de tensão, frequência, os fluxos nas interligações, o carregamento de linhas e equipamentos. A segurança de um SEP pode ser definida como sendo a habilidade do sistema (em operação normal) de enfrentar perturbações, sem passar para o estado de emergência ou alerta [2].

Um modelo em tempo real é uma representação matemática baseada em uma abordagem quasi-estática que representa as condições de operação de uma rede elétrica em estado permanente. As medições em tempo real são extraídas em determinados intervalos de tempo (*snapshots*), bem como os dados da rede elétrica, incluindo a configuração básica e seus parâmetros. A Estimativa Estática de Estados (EEE) é uma função importante para obter tal modelo.

Os sistemas de distribuição também acompanharam a evolução tecnológica dos últimos anos. As redes estão se tornando mais autônomas, inteligentes e confiáveis. Nos últimos anos, diversos equipamentos de controle e de medição foram instalados, fazendo parte do processo de digitalização do sistema. Esses enviam informações para os Centros de Operação de Distribuição (CODs) visando manter o sistema operando em condições normais para garantir a continuidade operacional. A partir desses modernos equipamentos

e com técnicas modernas de análises de redes pode-se descentralizar a operação em diversos CODs distribuídos. Além disso o crescente aumento das fontes renováveis de energia e da Geração Distribuída (GD) fazem parte da evolução e reorganização do setor elétrico, em virtude das tendências de descarbonização e diversificação da matriz energética [3].

Então, para manter o sistema operando em condições normais e atender as necessidades da reorganização do setor elétrico, diversas técnicas têm sido desenvolvidas, repensadas e melhoradas ao longo dos anos por pesquisadores e engenheiros. Uma dessas técnicas é a EEE, que é atualmente aplicada em larga escala em redes de transmissão e nos últimos anos vários esforços têm sido realizados para o desenvolvimento de metodologias de EEE em sistemas de distribuição.

A EEE é uma ferramenta que permite determinar, a partir de um conjunto mínimo de medidas em tempo-real, o estado operativo da rede, ou seja, tensões nodais e fluxos de potência, por exemplo.

Nas redes de transmissão, a EEE é reconhecida desde a década de 70, como uma ferramenta adequada para realizar a modelagem em tempo real. A EEE permite a monitoração das condições de operação do sistema a partir de dados mensurados. Além disso, permite a depuração dos mesmos, através da detecção, identificação e correção de erros grosseiros que possam existir nas medições efetuadas pelos sensores instalados em campo.

A implementação de técnicas de EEE na rede de média tensão (MT) tem como principal objetivo suprimir a falta de informação sobre o estado da rede, facilitando o operador nas suas funções de monitoração. Um algoritmo de EEE, com funcionamento em tempo-real, permite ao operador conhecer o estado operativo da rede e conseqüentemente otimizar as suas ações de controle e monitoração da rede [4].

Dentre os tipos de medidas, as PMUs (*Phasor Measurement Units*) representam um grande avanço nos conceitos de supervisão e operação das redes elétricas e vêm prover os meios para uma quebra de paradigma neste tema, possibilitando a obtenção e leitura de fasores de grandezas elétricas sincronizadas através de GPS (*Global Positioning System*), o que torna possível analisar e estudar fasores obtidos por unidades de medição distantes umas das outras [5].

As grandezas elétricas adquiridas em tempo real podem conter erros e isso pode afetar o desempenho do estimador de estados. Como o número de medições em tempo real nas redes de distribuição é reduzido, qualquer erro interfere de forma significativa na qualidade dos resultados. Esses erros são essencialmente dos seguintes tipos [6]:

- Erros aleatórios ou ruídos: consistem em pequenos erros que, em termos estatísticos, podem ser contornados. A presença desse erros deve-se à falta de precisão, interferências e deficiente calibração dos equipamentos de medição;

- Erros grosseiros na medida: resultam do mau funcionamento dos equipamentos de medição, transdutores, ou ainda, de medição adquirida durante fenômenos transitórios que envolvam intempéries do tempo, por exemplo;
- Erros topológicos: resultam de informação incorreta sobre o estado verdadeiro das chaves e disjuntores, que determinam a estrutura da rede e sua configuração;
- Erros nos parâmetros do modelo: refere-se aos valores das impedâncias das linhas, transformadores e demais equipamentos da rede que são, a priori, conhecidos pelos operadores do sistema através de especificações técnicas de cabos e condutores.

A presença de erros grosseiros no conjunto de medidas a serem processadas pela EEE é obviamente prejudicial ao desempenho deste algoritmo devido à deterioração causada no estado estimado. Esta deterioração acontece porque o estimador baseado em técnicas de Mínimos Quadrados Ponderados minimiza a soma ponderada do quadrado dos resíduos e, portanto, os resíduos com grandes magnitudes associadas às medidas portadoras de erros grosseiros terão um grande efeito sobre o resultado final da estimação de estados.

Então, faz-se necessário o desenvolvimento de metodologias tanto para detectar a existência de dados espúrios no conjunto de medidas como para identificá-las, para que essas sejam corrigidas ou substituídas. A etapa de correção é de grande importância para a EEE nas redes de distribuição, uma vez que muitas das vezes não se possui redundância (número de medições superior à quantidade de variáveis de estados a serem estimados), diferente da transmissão onde pode-se eliminar essa medida com erro grosseiro, pois na maioria dos casos tem-se redundância e observabilidade completa da rede elétrica.

## 1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO

Neste trabalho será proposta uma nova metodologia para EEE, em sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando uma abordagem trifásica e descentralizada utilizando PMUs (*Phasor Measurement Units*). A descentralização no processo de EEE proposto permite que cada ramal do sistema de distribuição tenha seu estado operativo estimado de forma individualizada, valendo-se de técnicas de processamento paralelo. O EEE proposto permite a monitoração da rede considerando o instante de tempo ( $t-1$ ) para a determinação dos limites inferiores e superiores das restrições de desigualdade no método de otimização proposto, modificando o método de pontos interiores apresentado em [7], sendo uma importante contribuição deste trabalho de pesquisa. Outra vantagem da divisão em subsistemas reside no fato do monitoramento de áreas de interesse reduzindo os custos de investimento na instalação de equipamentos por consequência lógica.

A EEE neste trabalho é formulada como um problema de otimização não-linear com restrições cujo objetivo é minimizar o somatório das diferenças quadráticas entre os valores

medidos pelas PMUs e os valores calculados em função das variáveis de estados. Tais valores medidos serão os fasores de correntes nas linhas e tensões nas barras conectadas às PMUs, sendo cada fasor tratado em coordenadas retangulares. São adotadas como variáveis de estado as correntes nos ramos, também em forma retangular. Para as barras não monitoradas pelas PMUs, seus valores correspondentes de potência ativa e reativa serão modeladas por restrições de desigualdades cujos limites inferiores e superiores são baseados em estimativas de carga obtidas para o instante anterior ao qual a estimativa será efetuada, ' $t-1$ ', partindo-se da premissa que em curtos intervalos de tempo a carga não sofre grandes variações assumindo operação em estado permanente. Esses valores poderão excursionar de um valor mínimo até um valor máximo determinado por fatores percentuais, possibilitando que o estado da rede seja estimado em qualquer instante de tempo rastreamento a curva de carga diária do sistema. Para resolver o problema de otimização, o Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method* - SFTB - IPM) [7] foi modificado de tal forma que as cargas não monitoradas, para cada fase, são o mais próximo possível dos seus respectivos limites, mas nunca atingem os valores da barreira, e caso necessário esses limites são relaxados durante o processo iterativo, sendo essa uma grande contribuição do trabalho.

Também é proposta uma metodologia para detecção, identificação e correção de erros grosseiros provenientes das PMUs. A etapa de detecção é realizada por meio do monitoramento da função objetivo de cada subsistema, onde a cada intervalo de tempo  $t$  analisado, o valor desta é comparado com o seu respectivo valor limite que é determinado pelo método de Monte Carlo. A etapa de identificação do erro grosseiro é realizada por meio da identificação do maior resíduo normalizado e da proposição de um novo índice. Uma das grandes vantagens da proposta do EEE descentralizada em subsistemas é facilitar a detecção e identificação de erros grosseiros, pois cada subsistema é solucionado de forma independente evitando que os erros causem interações entre os resíduos e a EEE de um subsistema não afete em outro. A modificação realizada no SFTB - IPM também é de grande importância para as etapas de detecção e identificação de erros grosseiros. Por fim, é proposta uma etapa de correção do erro grosseiro baseada no valor medido do instante ' $t-1$ ' e este por sua vez corrigido com base nas variações de carga entre o instante  $t$  e ' $t-1$ '. Esta última etapa é de grande importância, visto que nas redes de distribuição não existe redundância suficiente. O que acontece, na prática, após identificação do erro grosseiro é o processo de descartar aquela medição suspeita ou substituí-la por uma pseudo-medida. O algoritmo proposto nesta tese propõe a correção da medição errônea ao invés de descartá-la do processo de estimação.

Como contribuições, ressalta-se, portanto:

- Desenvolvimento de um estimador de estados, baseado em um modelo de otimização, para se estimar variáveis elétricas em redes trifásicas de distribuição;

- Proposta de uma ferramenta matemática que resulte em estimativas satisfatórias assumindo um número reduzido de medições fasoriais sincronizadas em tempo real;
- Modificação do método de pontos interiores com barreira de segurança a fim de permitir rastreamento de curvas diárias de carga;
- Proposição de um novo índice para identificação de erros grosseiros;
- Uma nova metodologia, desenvolvida para redes com baixa redundância de informações, para corrigir erros grosseiros ao invés de descartá-los durante a estimação.

## 1.2 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO

1. OLIVEIRA, B. C.; MELO, I. D. ; SOUZA, M. A. *Bad data detection, identification and correction in power distribution system state estimation based on PMUs*. Electrical Engineering, v.104, p.1573–1589, Springer, 2022.
2. OLIVEIRA, B. C.; PEREIRA, J. L. R.; ALVES, G. O.; MELO, I. D. ; SOUZA, M. A. ; GARCIA, P. A. N. *Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units*. Electric Power Systems Research, v.160, p.327-336, Elsevier, 2018.
3. OLIVEIRA, B. C.; PEREIRA, J. L. R. ; MELO, I. D. ; SOUZA, M. A. ; ALVES, G. O. ; VARIZ, A. M. ; ANTUNES, M. P. *Distribution System Static State Estimation: Optimization Modeling using PMUs and Null Power Injection Buses*. 13th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2019, Santiago/Chile , 2019.
4. OLIVEIRA, B. C.; PEREIRA, J. L. R.; MELO, I. D. ; SOUZA, M. A. ALVES, G. O. *A new methodology for high impedance fault detection, classification and location using PMUs*. SBSE- Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Niterói/RJ , 2018.

## 1.3 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO

1. MELO, I. D. ; OLIVEIRA, B. C.; ANTUNES, M. P. N. Voltage stability assesment using modal analysis based on power systems state estimation. Electrical Engineering, v.104, p.577–586, Springer, 2022.
2. MELO, IGOR D. ; PEREIRA, JOSÉ L.R. ; RIBEIRO, PAULO F. ; VARIZ, ABÍLIO M. ; OLIVEIRA, BRÁULIO C. *Harmonic state estimation for distribution systems based on optimization models considering daily load profiles*. Electric Power Systems Research, v. 170, p. 303-316, Elsevier, 2019.



3. DE SOUZA, MATHEUS ALBERTO ; PEREIRA, JOSÉ L.R. ; ALVES, GUILHERME DE O. ; DE OLIVEIRA, BRÁULIO C. ; MELO, IGOR D. ; GARCIA, PAULO A.N. *Detection and identification of energy theft in advanced metering infrastructures*. Electric Power Systems Research, v. 182,106258, Elsevier, 2020.
4. MINGORANCA, J. S. ; Melo, I. D. ; ANTUNES, M. P. ; BRÁULIO CÉSAR DE OLIVEIRA ; SOUZA, M. A. . Uma nova abordagem para correção de erros grosseiros em estimação de estados utilizando algoritmo genético. In: SBSE 2022, 2022, Santa Maria/RS. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2022), 2022.

#### 1.4 ESTRUTURAÇÃO DO DOCUMENTO

Para a descrição completa do estudo desenvolvido, este documento encontra-se estruturado em cinco capítulos, considerando o Capítulo 1 de caráter introdutório.

O Capítulo 2 apresenta o estado da arte sobre a EEE em Sistemas de Distribuição até o presente momento; bem como da detecção, identificação e correção de erros grosseiros. Uma revisão bibliográfica é realizada com os principais trabalhos sobre esses temas.

O desenvolvimento passo a passo das metodologias propostas neste trabalho será apresentado e discutido no Capítulo 3.

No capítulo 4, testes serão realizados em sistemas radiais de distribuição a fim de validar a metodologia proposta e ressaltar suas contribuições através de simulações.

Já no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões obtidas com o desenvolvimento deste trabalho, bem como trabalhos futuros.

No Apêndice A é descrita a metodologia de EEE que serviu de base para este trabalho.

No Apêndice B é descrito o método de solução de problemas de otimização não-linear utilizado, o Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method* - SFTB - IPM) proposto em [7].

No Apêndice C são apresentados os dados dos sistemas utilizados.

Por fim, no Apêndice D são apresentadas as motivações que levaram a realização deste trabalho.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

Uma revisão da literatura referente aos trabalhos associados aos temas de pesquisa explorados por esta tese é apresentada nesta seção. Esta pesquisa bibliográfica é apresentada contendo os principais trabalhos relacionados à EEE em redes de distribuição, bem como trabalhos relacionados à erros grosseiros de medições.

### 2.1 EVOLUÇÃO DAS TÉCNICAS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As metodologias de EEE para sistemas de transmissão não são totalmente adequadas para as redes de distribuição, carecendo de melhorias. Isso se deve pelas características diferentes das mesmas como o desequilíbrio, a radialidade e o escasso número de medições em tempo real. Para contornar esses desafios, diversos estudos nessa área vem sendo desenvolvidos para se obter melhores estimativas acerca do estado operativo das redes monitoradas.

Em 1993, Roytelman e Shahidehpour [8] propuseram um novo método para a EEE em sistemas de distribuição considerando-se um pequeno número de medições remotas, em condições de regime permanente. Este foi um dos primeiros trabalhos e inspirou outros pesquisadores a estudarem esse tema.

Em 1994, Baran e Kelley [9] desenvolveram uma metodologia trifásica de estimação de estados, baseada na técnica dos mínimos quadrados ponderados (MQP) e utilizaram como variáveis de estado as tensões nodais em coordenadas polares. A previsão da carga é realizada a partir dos dados históricos de consumidores agregados na média tensão, logo essas informações são utilizadas como pseudomedidas pelo estimador de estados, as quais são correspondentes a valores de potências ativas e reativas demandadas estipuladas a partir do faturamento mensal de energia consumida. A utilização das tensões nodais como variáveis de estado não é uma boa alternativa em sistemas de distribuição, visto que a abertura angular entre as barras do sistema é pequena e qualquer erro de medição afeta de maneira significativa a qualidade dos resultados de estimação de estados operativos.

Em 1995, Lu, Teng e Liu [10] propuseram uma metodologia trifásica fundamentada nas denominadas correntes equivalentes. Nesta proposta, as medidas de potência, corrente e tensão são convertidas em seus equivalentes de corrente, assim os termos da Jacobiana são constantes e iguais aos elementos de matriz admitância nodal. As tensões nodais são adotadas como variáveis de estado, tanto na forma polar quanto na retangular.

Ainda em 1995, Baran e Kelley [11] desenvolveram uma proposta trifásica para EEE em sistemas de distribuição, que utiliza como variáveis de estado as correntes nos ramos em coordenadas retangulares, onde tanto as medidas de potência, como as pseudomedidas

são convertidas em seus equivalentes de corrente. Medidas de tensão não são utilizadas no modelo do estimador de estado proposto, mas estes são utilizados para checar os resultados obtidos. O método é indicado para sistemas radiais ou fracamente malhados. Os testes mostram um melhor desempenho em comparação com os métodos convencionais, baseados em tensões nodais, tanto em tempo computacional quanto no uso da memória. Por outro lado, os erros de estimação são consideráveis devido à incerteza das pseudomedidas para serem utilizadas em tempo real, uma vez que são valores obtidos através de exploração de informações históricas sem acurácia suficiente para uso em tempo real.

Em 1996, Lin and Teng [12] apresentaram uma nova formulação desacoplada rápida de EEE, utilizando a forma retangular e também considerando as correntes equivalentes. Este trabalho pode ser considerado como uma continuação do desenvolvimento de [10]. Nesta nova proposta, a matriz constante de ganho é desacoplada em duas submatrizes idênticas de ganho. Os testes mostraram que este algoritmo revisito possui melhor desempenho tanto em tempo computacional quanto em memória do que a forma acoplada proposta em [10].

Ainda em 1996, Li [13] demonstrou o impacto da localização e da exatidão dos medidores na precisão do estimador trifásico que utiliza MQP. Como esperado, um maior número de medições em tempo real melhora a precisão do estado estimado. Conclui ainda que uma seleção adequada do local de instalação dos medidores de tempo real irá melhorar os resultados obtidos. Este trabalho é de grande relevância pois mostra como a localização e a precisão das medições em tempo real impacta nos resultados na EEE.

Baran, Zhu e Kelley [14], neste mesmo ano de 1996, também propuseram uma metodologia para alocação de medidores. Os resultados dos testes indicaram que mesmo com poucos medidores estrategicamente colocados em um alimentador de distribuição radial, pode-se fornecer dados suficientes para monitoramento em tempo real de alimentadores de distribuição. Eles ainda concluíram que o método é simples e explora a característica da radialidade de sistemas de distribuição. A metodologia utiliza as correntes nos ramos como variáveis de estado, que são as mais adequadas para redes de distribuição, pelo fato de conduzir a melhores resultados, se comparado com as metodologias que utilizam as tensões nodais como variáveis de estado. Este foi um dos trabalhos pioneiros no que se refere à questão de localização de medidores para uso na EEE em sistemas de distribuição. Contudo ele apresenta algumas limitações visto que os medidores são colocados inicialmente em todas as chaves e fusíveis principais. Outra desvantagem é que barramentos com cargas muito grandes, em relação às demais, necessitam de medidores adicionais. Em determinadas redes, caso essa técnica seja adotada, pode-se haver necessidade de instalação de um elevado número de medidores.

Ainda em 1996, Lin and Teng [15] propuseram uma metodologia trifásica desacoplada rápida com restrições de igualdade. Os multiplicadores de Lagrange são utilizados

para lidar com essas restrições de igualdade, que representam injeções nulas de potência em uma determinada barra (chamadas de barras de passagem). A metodologia de correntes equivalentes e a formulação retangular também são utilizadas, como em [10] e [12]. As tensões nodais são adotadas como variáveis de estado, o que é uma desvantagem do método devido às pequenas aberturas de ângulos entre barras consecutivas em um alimentador.

No ano de 2001, Lin, Teng e Chen [16] propuseram uma metodologia linear baseada na proposta de [11]. Os autores criticam a proposta de Baran [11], argumentando que o tratamento das medidas de corrente nos ramos e a matriz de ganho são impraticáveis em aplicações do mundo real. Então eles propõem um novo algoritmo com uma matriz de ganho constante e desacoplada, existindo apenas  $+1$  e  $-1$ , com isso a fatoração desta matriz precisa ser realizada uma única vez. Uma das desvantagens é que o algoritmo é muito sensível às condições iniciais.

No ano de 2002, Deng, He e Zhang [17] propuseram uma metodologia para sistemas de distribuição radiais que pode lidar com a maioria das medições em tempo real. Diferentemente das propostas tradicionais de MQP, a contribuição deste trabalho está relacionada à decomposição do MQP original do sistema inteiro em uma série de subproblemas de MQP. Cada um desses subproblemas irá lidar apenas com a estimação de estados de um único ramo. Esta metodologia pode ser implementada no esquema de varredura *forward/backward* para sistemas radiais de distribuição e não precisa de técnicas de matrizes esparsas. Entretanto, a consideração de fluxo de potência unidirecional no modelo torna a sua aplicação inviável devido ao crescimento da Geração Distribuída (GD) e conseqüentemente o surgimento de fluxos reversos em alguns horários do dia.

Ainda em 2002, Teng [18] propôs uma metodologia baseada nas correntes nos ramos. Até este momento, todas as metodologias que utilizavam as correntes nos ramos como variáveis de estado, negligenciavam as medidas de tensão na sua formulação. Isto ocorria devido às dificuldades matemáticas de representação dessas medidas em comparação com outras medidas. Para contornar essa situação neste trabalho foi proposto um algoritmo que constrói a matriz que relaciona as medidas das tensões nas barras com as correntes nos ramos. Além disso, as medidas de tensão são tratadas de uma forma eficiente e a matriz de ganho de cada fase é desacoplada e em partes real e imaginária. Em resumo, o algoritmo leva em consideração as medidas de tensão para aprimorar os resultados do método original [11].

No ano de 2003, Naka e *et al* [19] propuseram uma metodologia que utiliza a aplicação de técnicas inteligentes no problema de EEE para sistemas de distribuição. O método pode estimar as cargas e as gerações distribuídas em cada nó, minimizando a diferença entre os valores medidos e calculados para as correntes e tensões. Na solução do problema de otimização foi aplicada a metodologia *particle swarm*. Este método pode ser aplicado na previsão de cargas/geração, mas as técnicas convencionais, baseadas

em correntes nos ramos ainda são mais adequadas para EEE nas redes de distribuição. Outro ponto negativo é que no próprio trabalho é citado como trabalho futuro lidar com a característica variável das GDs, sendo a pouca previsibilidade uma das principais características deste tipo de geração.

No ano de 2004, Wang e Schulz [20] propuseram uma metodologia alternativa para aquelas que utilizam as correntes nos ramos como variáveis de estado. Nesta proposta, o módulo e o ângulo de defasagem das correntes nos ramos são utilizados como variáveis de estado. Como em outros trabalhos, os impactos da localização e do tipo de medição (potência, corrente e tensão) interferem na precisão dos resultados.

Em 2005, Shafiu, Jenkins e Strbac [21] apresentaram uma proposta heurística para identificar os potenciais locais de alocação de medidores de tensão. A técnica desenvolvida identifica os locais de instalação dos medidores visando reduzir o desvio da magnitude da tensão das barras que não são monitoradas. As técnicas de alocação de medidores desenvolvidas para a transmissão não são aplicáveis nas redes de distribuição, visto que não existem redundância de medições e a natureza não-observável com a adição de poucas pseudomedidas. Este trabalho é de suma importância do ponto de vista da consideração de medições de tensão para melhorar os resultados obtidos na EEE.

No ano de 2009, Baran, Jung e McDermott [22] propuseram uma melhoria para o trabalho original [11]. Na formulação original as medidas de tensão eram ignoradas, com o objetivo de melhorar a precisão dos resultados obtidos os autores propuseram a inclusão destas na formulação do problema. Em [18] os autores propuseram um método para lidar com as medidas de tensão na formulação baseada em corrente nos ramos, entretanto neste método as medidas de tensão são tratadas de forma desacopladas. Em [22] é proposta uma melhoria na metodologia original [11] com a inclusão das medidas de tensão com maior precisão. Os impactos das medidas de tensão na estimação de estados dependem da existência de outros tipos de medições no alimentador.

Em 2009, Baran e McDermott [23] propuseram uma metodologia que leva em consideração os dados obtidos pelas novas infraestruturas de medições que vem sendo implantadas nos sistemas de distribuição, denominadas *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). Com uso destes medidores inteligentes a estimativa de demanda de energia nas instalações dos clientes são mais fiéis, o que impacta em melhores resultados na EEE. O uso de AMI acarreta em elevados custos de instalação e deve-se levar em consideração a vulnerabilidade a *cyber attacks*.

Em 2009, Singh, Pal e Jabr [24] apresentaram a avaliação de algumas metodologias de EEE em redes de distribuição, na qual as metodologias adotadas em sistemas de transmissão são reconfiguradas e adaptadas para a distribuição. Segundo este estudo a metodologia que envolve a minimização da soma ponderada dos valores absolutos dos resíduos, assim como uma outra metodologia estudada, a estimação generalizada de

Schwepe Huber [25], não pode ser aplicada a sistemas de distribuição. A fim de obter estimações consistentes e de boa qualidade, seriam necessárias modificações significativas nesses algoritmos. Já o estimador baseado em MQP apresentou um desempenho confiável e foi considerado aplicável para os sistemas de distribuição, funcionando de forma satisfatória quando as características dos ruídos são conhecidas. Já na ausência dessas informações o autor destaca que o método precisa ser modificado.

Ainda em 2009, Baran, Jung e McDermott [26] propuseram uma metodologia de detecção de erros topológicos, visto que esta função é de grande importância em aplicações de tempo real. Esta tarefa é realizada utilizando os resíduos normalizados resultantes do emprego da metodologia de estimação de estados proposta em [11].

Em 2010, Singh, Pal e Jabr [27] apresentaram uma abordagem de utilização de cargas como pseudomedidas para o problema da estimação de estados em redes de distribuição. É proposta uma modelagem de carga cuja função probabilidade de densidade de carga é representada por um modelo chamado Mistura Gaussiana, onde o algoritmo de maximização da expectativa é utilizado para obter os parâmetros da mistura. O algoritmo baseado no MQP é desenvolvido para utilizar esses modelos de carga, e avaliado através de medidas estatísticas (desvio, consistência e qualidade) após teste em um sistema de distribuição genérico. Como na maioria das metodologias de EEE, as pseudomedidas são incorporadas na função objetivo (FOB) do problema e a precisão destas é baixa se comparada com as medições em tempo real. Mesmo com o uso da ponderação na FOB, entre as pseudomedidas e as medições em tempo real, os resultados não são satisfatórios.

Em 2012, Manitsas e *et al* [28] apresentaram uma abordagem alternativa para a modelagem de pseudomedidas no contexto da EEE em redes de distribuição utilizando o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Nesta proposta, as pseudomedidas são geradas a partir de um pequeno número de medidas em tempo real utilizando redes neurais artificiais (RNAs) em conjunto com os perfis típicos de carga. As desvantagens deste método são o tempo computacional gasto pela RNA (tempo de treinamento) e a incorporação de pseudomedidas também é realizada na função objetivo.

Em 2013, Pau, Pegonaro e Sulis [29] propuseram um estimador de estados que utiliza como variáveis de estado as correntes nos ramos, tanto em coordenadas retangulares quanto em polares. Nesta proposta, são utilizados como dados Medições Fasoriais Sincronizadas providas pelas *PMUs*, a metodologia também é capaz de lidar com medições não sincronizadas. Os resultados mostraram que a presença das *PMUs* impactaram positivamente na precisão dos resultados obtidos, principalmente em redes com Geração Distribuída e topologias fracamente malhadas. A formulação em coordenadas retangulares também mostrou-se computacionalmente mais eficiente.

Neste mesmo ano de 2013, Haughton e Heydt [30] apresentaram um algoritmo para estimação de estados em redes de distribuição linearizado e trifásico. Medições

fasoriais (PMUs) são incorporadas na formulação para aprimorar os resultados. O modelo linearizado é uma das principais desvantagens do método, visto que estimadores de estado lineares requerem, por questões ligadas principalmente à observabilidade, o uso de uma quantidade generosa de PMUs, o que, economicamente se torna um problema, visto que estes equipamentos requerem um investimento relativamente alto [31].

Ainda em 2013, Sexauer, Javanbakht e Mohagheghi [32] mostraram as mudanças ocorridas nos sistemas de distribuição nos últimos anos, principalmente devido à penetração da geração distribuída. O controle e gerenciamento convencional desses sistemas, onde apenas a magnitude da tensão é medida e utilizada nos centros de controle, poderia causar graves complicações no funcionamento das redes modernas. Com isso os autores sugerem a instalação de PMUs para obter um estado operativo da rede confiável devido à grande quantidade de incertezas presente nos sistemas de distribuição.

No ano de 2014, Dzafic, Huseinagic e Henselmeyer [33] apresentaram uma modelagem trifásica de um estimador de estados para sistemas de distribuição radiais ou fracamente malhados, considerando todas as medições analógicas, incluindo tensão, corrente, potência ativa e reativa, bem como informações históricas de carga. O dimensionamento da carga é baseado em uma otimização pelo Método dos Pontos Interiores. Assim o problema de estimação é dividido em grupos de carga que estão localizados nas chamadas *áreas de medição*. Agrupando-se as cargas com os mesmos fatores de ponderação, o número de variáveis de estado para a otimização é minimizado. Restrições de igualdade são utilizadas para fechar o balanço das áreas e isso reduz significativamente o tamanho do problema.

Em 2014, Aminafar e *et al* [34] realizaram uma revisão bibliográfica completa do uso de medições fasoriais sincronizadas em redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Dentre os potenciais candidatos ao uso deste tipo de medição, a estimação de estados em sistemas de distribuição encontra-se como um desafio para os próximos anos, no que se diz respeito ao desenvolvimento de novas técnicas. Em 2009, Phadke, Thorp, Nuqui e Zhou [35] haviam mostrado os recentes desenvolvimentos na Estimação de Estados devido ao uso das PMUs em redes de transmissão.

Ainda em 2014, Rankovic, Maksimovic e Saric [36] apresentaram melhorias no EEE para redes ativas de distribuição, onde a abordagem é trifásica e utiliza o método dos MQP. Os modelos trifásicos dos componentes são desenvolvidos de acordo com as características dos transformadores (ligações dos enrolamentos), linhas (três e quatro fios), cargas ( $Y$  aterrada,  $Y$  isolada,  $\Delta$  e dependentes da tensão) e unidades de geração distribuída (gerador síncrono, gerador de indução). As cargas não monitoradas, ou parcialmente monitoradas, e unidades de geração distribuída são inicialmente estimadas a partir dos perfis diários de carga ou de dados históricos ou previsão do tempo, tais como previsões do vento e do sol e níveis de precipitação. Essas medições são incluídas no estimador de estados com pesos inferiores, sendo tratadas como pseudomedidas. O autor destaca que essa

modelagem é particularmente útil para tratar de sistemas assimétricos ou desequilibrados, cuja modelagem monofásica não seria consistente.

No ano de 2015, Alves [37] propôs uma nova metodologia monofásica para a estimação de estados em redes de distribuição utilizando PMUs. As correntes nos ramos são adotadas como variáveis de estado. As barras que não possuem medições, barras não monitoradas, as potências ativas e reativas históricas são modeladas como restrições de desigualdade. As demais metodologias incorporam os dados das barras não monitoradas à função objetivo colocando um peso diferente das medições em tempo real.

No ano de 2016, Oliveira [38] propôs uma nova metodologia trifásica para a EEE em redes de distribuição utilizando PMUs. As correntes nos ramos são adotadas como variáveis de estado. As barras não monitoradas são modeladas como restrições de desigualdade e os dados de potência ativa e reativa são atualizadas recursivamente a cada instante de tempo ( $t$ ) baseado no instante de tempo ( $t-1$ ). Uma descentralização em subsistemas também é apresentada, mostrando ser uma alternativa para monitoração de áreas de interesse além de permitir o uso de processamento paralelo.

Em 2016, Pertl e *et al* [39] propuseram um método para estimação da tensão em redes de distribuição com consideráveis penetrações de painéis fotovoltaicos (PV). A vantagem do método é que não é necessário o conhecimento da matriz de admitâncias. Entretanto, foi mencionado que é de crucial importância selecionar os parâmetros de entrada, uma vez que a precisão da estimação é altamente dependente da correlação entre entrada e saída. Como demonstrado, o erro da estimação aumenta quando a penetração de PV atinge o nível mais alto devido ao fato de que tal cenário não foi considerado quando o treinamento das redes neurais e isso pode ser melhorado quando tais cenários são incluídos no treinamento. O que mostra que os métodos baseados em MQP são ainda a melhor alternativa para EEE em redes de distribuição.

No mesmo ano de 2016, Primadianto, Lin e Lu [40] realizaram uma comparação entre os principais métodos de MQP baseados em tensões nodais e correntes nos ramos como variáveis de estado e com diferentes tipos de medição, como por exemplo AMI. Na maioria dos casos, a performance da metodologia baseada em correntes nos ramos como variáveis de estado foi superior do que os outros métodos. Por fim, é citado que a presença de múltiplos erros grosseiros iterativos necessita de técnicas mais avançadas para a identificação.

Ainda em 2016, Khorshidi, Shabaninia e Niknam [41] propuseram um método híbrido para o problema de EEE em redes de distribuição considerando a presença de fontes renováveis. Este método utiliza o tradicional MQP e a meta-heurística baseada em colônia de vaga-lumes. O método é comparado com outras meta-heurísticas, entretanto não é comparado com as técnicas tradicionais, principalmente no que se refere ao tempo computacional que é um fator de suma importância para aplicações na operação de



qualquer rede.

Em 2017, Primadianto e Lu [42], devido ao grande interesse da comunidade científica em torno da EEE em redes de distribuição, realizaram uma revisão da literatura. Além da revisão literária, este trabalho apresenta os principais obstáculos e desafios no desenvolvimento de novas técnicas para a EEE. Isso se deve ao fato do cenário em que mudanças intensas ocorrem nas redes de distribuição, tornando-se mais complexas, e com isso a forma da operação dessas redes também devem se alterar, e o desenvolvimento de novas técnicas para o monitoramento e a automação destas se torna indispensável.

Em 2018, Oliveira e *et al* [43] propuseram uma nova metodologia pra EEE em redes de distribuição trifásicos desequilibrados, considerando as correntes nos ramos como variáveis de estado em coordenadas retangulares. As correntes nos ramos e as tensões nodais são fornecidas pelas PMUs instaladas nos barramentos monitorados. As barras não monitoradas são modeladas como restrições de desigualdade como em [38]. O Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança [7] foi modificado de tal forma que as cargas não monitoradas, para cada fase, são o mais próximo possível dos seus respectivos limites, mas nunca atingem os valores da barreira. Os resultados foram comparados com [11] e significativas melhoras foram obtidas com a aplicação dessa nova metodologia.

Em 2019 Dehghanpour e *et al* [44] realizaram um trabalho de pesquisa sobre as técnicas de estimação de estado e os desafios em sistemas de distribuição inteligentes. O primeiro ponto levantando é o problema da observabilidade, ao contrário dos sistemas de transmissão, os sistemas de distribuição são altamente inobserváveis, o que significa que o número de instrumentos de medição instalados na rede é geralmente pequeno em comparação com o enorme tamanho da rede. A baixa relação X/R que inviabiliza as técnicas CC de estimação de estados utilizadas na transmissão. Além disso são mencionados o desequilíbrio, que já é largamente abordado em diversos trabalhos, questões de comunicação, reconfiguração, integração de energias renováveis e por fim a segurança cibernética. Sendo esta última uma nova preocupação na gestão e controle de sistemas de distribuição.

Neste mesmo ano, Zhao e *et al* [45] descreveram as motivações, definições, metodologias e trabalhos futuros que devem nortear os trabalhos da área de estimação de estados em sistemas de potência. O trabalho resume as atividades técnicas desenvolvidas pela "*IEEE Task Force on Power System Dynamic State and Parameter Estimation*". Dentre as conclusões e recomendações para trabalhos futuros foram destacados o aprimoramento da precisão e da segurança, além das questões de observabilidade e de detecção de anomalias. Também foram mencionadas a inserção de fontes renováveis de energia. Por fim, a ampla instalação e uso dos dados das PMUs foram destacados como pivô para o desenvolvimento de novas técnicas.

Em 2022 Lambrichts e Paolone [46] propuseram uma metodologia linear recursiva

de estimação de estados para sistemas desequilibrados e híbridos (CA/CC) utilizando PMUs e DMUs (*DC Measurement Units*). O modelo ainda inclui as perdas no conversor CA/CC. O método necessita de um grande número de medições em tempo-real, para garantir a observabilidade da rede, entretanto esta não é uma realidade para os sistemas de distribuição.

Em 2022 Melo e *et al* [47] propuseram um método capaz de lidar com desequilíbrios na tensão da referência angular sem a necessidade de PMUs. Para isso, é criada uma barra adicional virtual capaz de lidar com esta problemática em que os ângulos da barra são determinados iterativamente pelo processo tradicional de mínimos quadrados ponderados.

Neste mesmo ano, Soltani e Khorsand [48] realizaram a proposta de uma nova metodologia para estimação de estados e identificação topológica em sistemas de distribuição. O método se baseia na formulação de um problema não linear inteiro misto a fim de estimar não apenas o estado operativo da redes de média tensão como também a configuração e status de disjuntores incluindo redes malhadas e radiais. Apesar de o método fornecer resultados satisfatórios, os sistemas teste utilizados consideram sistemas equilibrados de distribuição.

Ainda em 2022, Yuan e *et al* [49] propuseram um novo método para a estimação de estados é proposto considerando erros de medição não gaussianos. Para tanto, um filtro de partículas é modificado a fim de melhorar o desempenho de estimadores de estados sujeitos a tais tipos de aleatoriedade. O sistema teste de 123 barras é utilizado para este fim, considerando inclusive introdução de fontes renováveis de energia.

## 2.2 DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CORREÇÃO DE ERROS GROSSEIROS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2001, Jerome [50] apresentou uma metodologia trifásica, considerando desequilíbrios, para EEE incorporando análise de observabilidade da rede e o processamento de erros grosseiros. O algoritmo é baseado na propagação *forward* e *backward* para estimar os fluxos nas linhas, bem como as tensões e as cargas em cada nó da rede. Na etapa de processamento de erros, é realizada a detecção dos mesmos e, posteriormente, identificadas as medidas fora do padrão, substituindo-as por pseudomedidas. Esse processamento de erros grosseiros é considerado extremamente frágil, uma vez que não se garante a observabilidade em redes de distribuição.

Em 2013, Haughton e Heydt [30] propuseram um estimador de estados linearizado com abordagem trifásica. A formulação apresenta a possibilidade de incorporar medições provenientes de PMUs e de medidores inteligentes. A proposta de detecção de erros grosseiros baseia-se no teste do chi-quadrado, onde um nível de confiança de 95% é adotado e os graus de liberdade são iguais a diferença entre o número de medidas e o número de

estados. Não foi proposta uma metodologia para identificação e correção de erros grosseiros além do teste do chi-quadrado não ser adequado para redes de distribuição, não observáveis.

Em 2014, Lo, Huang e Lu [51] apresentaram uma proposta que mostra os benefícios na modelagem e gestão da carga de transformadores utilizando dados de AMI. As análises são realizadas por meio de um estimador de estados para redes de distribuição utilizando AMI. Os autores citam que a utilização de um grande volume de dados provenientes dos AMIs e dos sistemas de automação requerem melhores práticas para o gerenciamento do potencial aumento de ocorrência de erros grosseiros, assim o processamento de erros grosseiros deve ser realizado para validar os resultados podendo assim estimar o estado da rede e do carregamento dos transformadores com precisão. A detecção e identificação de erros grosseiros é realizada por meio do teste do chi-quadrado e do maior resíduo normalizado, respectivamente.

No ano de 2015, Braunstein e *et al* [52] propuseram uma metodologia para detecção, identificação e correção de erros grosseiros considerando modelos de carga para a previsão de carga das pseudo-medidas. Nessa proposta as cargas são consideradas como dependentes da tensão e efeitos de variação da frequência são desconsiderados nas variações da carga. A detecção do erro grosseiro é realizada por meio do teste do chi-quadrado. Caso seja detectado a presença de um erro grosseiro, os testes do maior resíduo normalizado e a análise geométrica são utilizados para identificar qual é a medida que apresenta anomalia. Os resultados mostram que o modelo da carga influencia na correção do erro grosseiro. A metodologia considera a presença de medidores inteligentes (AMI) que estão sujeitos a ataques cibernéticos. Além disso, características inerentes das redes de distribuição como o desequilíbrio não foram consideradas.

Ainda em 2015, Cramer, Goergens e Schnettler [53] propuseram uma metodologia para detecção, identificação e correção de erros grosseiros por meio de Redes Neurais Artificiais (RNAs). O treinamento da RNA é realizado através do uso de medidas que emulam o real comportamento da rede, considerando variações de carga em diferentes dias e estações do ano. Após treinada a rede, a detecção e identificação é realizada por meio da comparação do vetor de entrada e de saída, caso não exista erro esses são idênticos, assim a detecção e identificação de erros grosseiros é realizada em etapa única. A etapa de correção consiste em substituir o valor que tem a maior diferença entre a entrada e a saída, pela respectiva saída da RNA. Esse processo é repetido até que a maior diferença esteja abaixo de um limite predeterminado ou o número máximo de iterações seja atingido. Para se ter bons resultados, a rede neural tem de ser bem treinada e, caso exista alterações na mesma, a RNA precisa ser re-treinada pois a metodologia não contempla alterações topológicas. As simulações mostraram que a identificação de falhas por RNAs é adequada para erros em medidas de tensão e de potência, enquanto que medidas de corrente não podem ser processadas corretamente, apresentando um baixo percentual de acerto. O uso

de RNAs é mais utilizado em detecção de erros de topologia conforme descrito em [54].

Em 2016, Angioni e *et al* [55] propuseram uma técnica de EEE para redes de distribuição em tempo-real, integrado a um processador de erros grosseiros. Esse processador de erros grosseiros considera que existe redundância nas medidas para aumentar a robustez do estimador proposto, mas na prática nem sempre existem medidas suficientes para se ter redundância nas redes de distribuição. A detecção e identificação de erros grosseiros é realizada por meio do teste do chi-quadrado e do maior resíduo normalizado, respectivamente.

No ano de 2017, Bretas e *et al* [56] propuseram uma metodologia para detecção, identificação e correção de erros grosseiros considerando modelos de carga. Este trabalho é uma extensão da proposta dos autores [52], no qual agora são consideradas as características inerentes das redes de distribuição, que previamente foram desconsideradas. Nesta nova proposta, a formulação é trifásica e são consideradas tanto as medidas quanto as pseudo-medidas simultaneamente com diferentes tipos de carga. A detecção de múltiplos erros grosseiros é realizada por meio do teste de hipótese do chi-quadrado, sendo esta verificação realizada por fase. A identificação é realizada por meio da verificação do maior resíduo normalizado na fase onde foi detectado o erro. Na etapa de correção, deve-se saber qual o tipo de medição, se é ou não uma pseudo-medida, pois a metodologia de correção é diferente, sendo que a correção da pseudo-medida é dependente da característica da carga, ou seja, a correção leva em consideração as mudanças devido a variação em relação ao valor nominal da tensão. Também foi proposta uma alteração na matriz Jacobiana relacionada às pseudo-medidas que variam de acordo com o modelo de carga. O uso de corrente nos ramos como variáveis de estado é mais aconselhado para a Estimação de Estados em Redes de Distribuição, entretanto este trabalho utiliza tensões nodais como variáveis de estado.

Em 2020 Lin e *et al* [57] realizaram uma proposta descentralizada capaz de lidar com erros grosseiros, a proposta considera um alto grau de redundância,  $2/3$  de todas as medidas possíveis na rede, o que é impraticável em redes de distribuição. Como existe redundância suficiente os erros grosseiros podem ser tratados com as técnicas tradicionais já existentes para as redes de transmissão.

Em 2022, de Melo e Antunes [58], uma nova proposta para a correção de erros grosseiros é desenvolvida no contexto de estimação de estados harmônicos, em que um fator de calibração é associado a cada medição e esse deve ser calculado iterativamente a fim de minimizar a função objetivo que visa minimizar o erro quadrático de medições obtidas em campo. Para resolver o problema de otimização, a técnica *generalized pattern search* é utilizada fornecendo bons resultados para a estimação de distorções harmônicas.

Neste mesmo ano, Mingorança e *et al* [59], uma nova formulação é proposta para o problema de otimização destinado à estimar estados operativos em redes de distribuição em que os fatores de calibração são associados à cada medida suspeita de conter erros grosseiros

e os mesmos são calculados pelo algoritmo genético fornecendo uma solução viável que possibilita estimar estados com resultados satisfatórios mesmo quando há intrusão de dados espúrios.

Ainda em 2022, Mukherjee, Chakraborty e Ghosh [60], o uso de *deep learning* é explorado a fim de se detectar a presença de dados espúrios na estimação de estados. Apesar de ser testado em um sistema monofásico malhado, os resultados se mostram relevantes e promissores.

No corrente ano, Soltani e *et al* [61], um estimador de estados robusto para redes trifásicas de distribuição é proposto a fim de se estimar estados operativos considerando peculiaridades como desequilíbrio, mútuas, número reduzido de medições, erros grosseiros em PMUs e medidores inteligentes.

### 3 DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA PROPOSTA

#### 3.1 ASPECTOS GERAIS

Neste trabalho é proposta uma abordagem para a modelagem de EEE em Redes de Distribuição de Energia Elétrica onde são aplicados os conceitos do estimador MQP, sendo que a função objetivo consiste em minimizar a soma ponderada dos resíduos entre os valores medidos e os valores calculados a partir do estado estimado. Uma nova metodologia para detecção, identificação de erros grosseiros também é proposta.

A EEE em Redes de Distribuição de Energia Elétrica é de fundamental importância para a operação do sistema, visto que a maioria dos alimentadores de distribuição não são totalmente monitorados em tempo real. Na maior parte dos casos, as únicas grandezas adquiridas são as tensões e as correntes nas subestações. Logo, existe menor número de medidas do que estados a serem estimados. Isso significa que o sistema não é totalmente observável.

Devido a este reduzido número de medidores e o grande número de nós, que resulta em número maior de variáveis de estado no problema, e os custos para instalação de um considerável número de medidores para se ter um estimador de estados confiável, fornecendo assim bons resultados, faz-se necessário o desenvolvimento de novas técnicas para serem aplicadas as redes de distribuição. Isso se deve ao fato das técnicas desenvolvidas para os sistemas de transmissão de energia elétrica não podem ser diretamente aplicadas na distribuição devido às características diferentes, como a topologia radial ou fracamente malhadas e o desequilíbrio das cargas entre as fases, presentes na distribuição.

Para contornar o problema de se ter poucas medições em tempo real são incluídas pseudomedidas para as barras não monitoradas, ou seja, aquelas que não possuem equipamentos de medição instalados. As pseudomedidas são dados utilizados no estimador de estados que não provém diretamente de um instrumento de medição [62]. Recorre-se a este recurso quando não existe uma quantidade suficiente de medidores (em tempo real) instalados para garantir a observabilidade do sistema. Entretanto, os erros associados às pseudomedidas são maiores que valores obtidos por meio dos equipamentos de medição em tempo real. Informações armazenadas em banco de dados, valores obtidos analiticamente e outros similares podem ser utilizados como pseudomedidas [63].

As PMUs representam um dos mais importantes avanços tecnológicos dentro do contexto de medições de grandezas elétricas. Esses equipamentos são capazes de obter medições muito precisas e com altas taxas de amostragem (2880 amostras por segundo, de acordo com a literatura [35]). Independentemente da distância entre as unidades de aquisição das medições, todas essas são sincronizadas via GPS (*Global Positioning System*) e então enviadas para um PDC (*Phasor Data Concentrator*), onde podem ser analisadas

em um centro de controle e processadas por um técnica de EEE para obter uma estimativa para o estado real do sistema [64]. As PMUs são consideradas dispositivos importantes para a EEE, representando uma maneira sofisticada de aumentar a precisão dos resultados obtidos na estimação de estados, devido à alta precisão desses equipamentos [35], [65] e [66].

A maioria dos EEE incorporam as pseudomedidas na função objetivo. Nesta tese as potências ativas e reativas das barras não monitoradas são consideradas como restrições de desigualdade, que são limitadas considerando a variação de carga diária do instante de tempo anterior, chamado de ' $t-1$ '. Para resolver o problema de otimização restrito, o SFTB - IPM [7] foi modificado de tal forma que as cargas não monitoradas, para cada fase, são o mais próximo possível dos seus respectivos limites, mas nunca atingem os valores da barreira, e caso necessário esses limites são relaxados durante o processo iterativo, sendo essa uma grande contribuição do trabalho.

Além disso, a rede de distribuição também é dividida em subsistemas considerando um procedimento de alocação de PMUs, no qual cada alimentador lateral é estimado separadamente, possibilitando um estimador de estados descentralizado capaz de economizar tempos computacionais, além do monitoramento de áreas de interesse.

Do ponto de vista da detecção, identificação e correção de erros grosseiros, o EEE proposto auxilia de forma significativa essa tarefa. Primeiramente a descentralização em subsistemas permite localizar em qual subsistema encontra-se o erro grosseiro, diminuindo o número de possíveis medidas candidatas a terem o erro, e não compromete os resultados da EEE dos demais subsistemas. A identificação também é auxiliada devido a esta proposta, visto que reduzem a interação entre os resíduos das medições de subsistemas vizinhos. Por fim a correção do erro grosseiro é de suma importância nas redes de distribuição, que diferente da transmissão, não possuem redundância, na maioria dos casos, e a medida afetada com erro não pode ser retirada do conjunto de medições e necessita ser repostas a este conjunto. Assim é proposta uma etapa de correção do erro grosseiro baseada no instante ' $t-1$ ' para repor a medida identificada com erro e viabilizar a EEE.

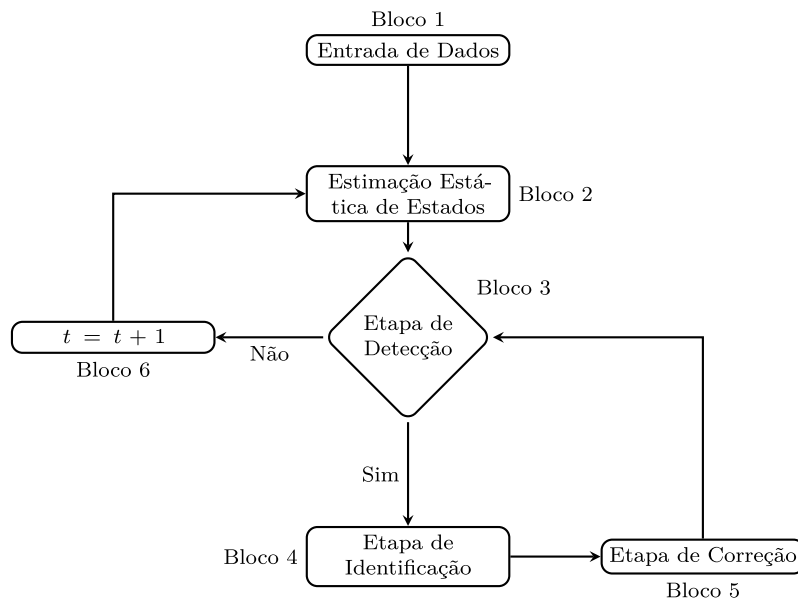
O Fluxograma da Figura 1 sintetiza cada uma dessas funções que serão propostas para a EEE. bem como para a detecção, identificação e correção de erros grosseiros, no qual cada bloco é descrito abaixo:

- **Bloco-1** Neste bloco são realizadas as leituras dos dados de entrada do EEE, como os parâmetros e a topologia da rede e os dados históricos, por exemplo;
- **Bloco-2** Neste bloco é executada a Estimação Estática de Estados que será detalhada na Seção 3.2;
- **Bloco-3** Neste bloco é realizada a verificação da presença de erros grosseiros. Caso

seja detectada a suspeita deste tipo de erro, o processo segue para a Etapa de Identificação. Caso contrário, segue para o próximo intervalo de tempo. Esse procedimento será detalhado na Seção 3.3.1;

- **Bloco-4** Neste bloco é realizada a identificação da medida portadora de erro grosseiro que será detalhada na Seção 3.3.2;
- **Bloco-5** Neste bloco é realizada a correção da medida portadora de erro grosseiro e o EEE é novamente executado. Após essa execução a presença de outros erros grosseiros é novamente verificada até que não existam mais. Esse procedimento será detalhado na Seção 3.3.3;
- **Bloco-6** Este bloco simplesmente muda para o próximo intervalo de tempo da EEE;

Figura 1 – Fluxograma da Metodologia Proposta



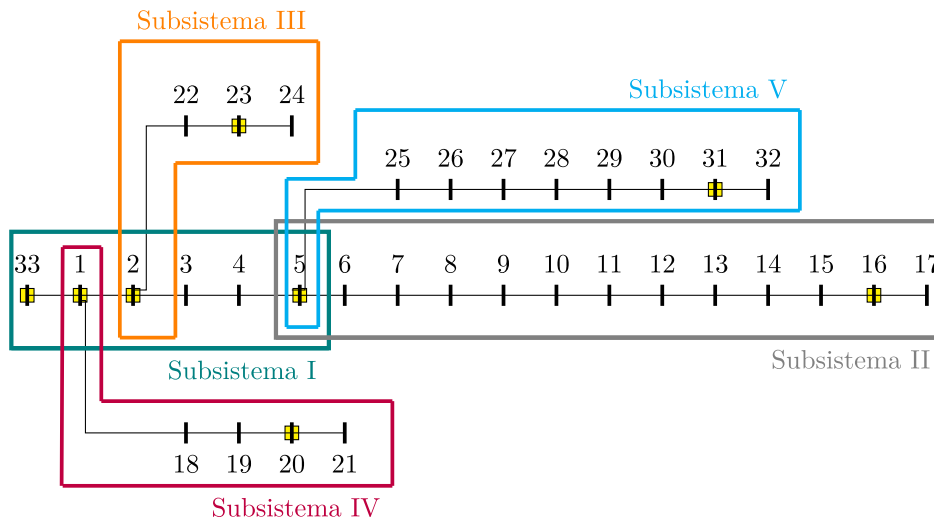
### 3.2 ESTIMADOR DE ESTADOS PROPOSTO

Nesta proposta, as PMUs são alocadas no início e no final de cada ramal da rede de distribuição conforme a Figura 2. Entretanto, para alimentadores laterais longos, pode ser necessário realizar alocações adicionais de PMUs ao longo deste. Maiores detalhes podem ser encontrados no Apêndice A.1.

A maioria das redes de distribuição são radiais, então desde que a tensão seja medida no início de cada alimentador lateral e sincronizada por GPS, para fornecer a referência de tensão, a descentralização e o uso do processamento paralelo tornam-se uma maneira muito eficiente de economizar tempos computacionais. A Figura 2 mostra essa estratégia de descentralização na qual cinco subsistemas são obtidos, conforme também descrito no Apêndice A.1.



Figura 2 – IEEE 33 barras, dividido em 5 subsistemas.



Então a formulação do Estimador de Estados para um dado ramal de distribuição levando em consideração as medidas de duas PMUs, sendo uma no início e outra no final do alimentador, as variáveis de estado  $\hat{x}$  podem ser obtidas usando o problema de otimização que é formulado como mostrado nas Equações (3.1) e (3.2):

$$\text{Min } J_i = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{2m} \left( \frac{z_j^s - h_j^s(\hat{x})}{\sigma_j} \right)^2 \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$l_{P_k}^s \leq P_k^s \leq u_{P_k}^s \quad k = 1 : L \quad (3.2)$$

$$s = a, b, c$$

$$l_{Q_k}^s \leq Q_k^s \leq u_{Q_k}^s$$

Onde:

$$l_{P_k}^s = (1 - p_k^{s(t)}) P_k^{s(t-1)} \quad (3.3)$$

$$u_{P_k}^s = (1 + p_k^{s(t)}) P_k^{s(t-1)} \quad (3.4)$$

$$l_{Q_k}^s = (1 - q_k^{s(t)}) Q_k^{s(t-1)} \quad (3.5)$$

$$u_{Q_k}^s = (1 + q_k^{s(t)}) Q_k^{s(t-1)} \quad (3.6)$$

$$\hat{x} = \left[ I_{1,re}^s \quad I_{1,im}^s \quad I_{2,re}^s \quad I_{2,im}^s \quad \dots \quad I_{N_l,re}^s \quad I_{N_l,im}^s \right]^T \quad (3.7)$$

$$z = \left[ I_{km_b,re}^s \quad I_{km_b,im}^s \quad I_{km_e,re}^s \quad I_{km_e,im}^s \right]^T \quad (3.8)$$

Onde:

$s$  representa as três fases  $a$ ,  $b$ , e  $c$ ;

$m$  é o número total de medidas obtidas pelas PMUs;

$\hat{x}$  é o vetor das variáveis de estado, representado pelas parte real e imaginária das correntes nos ramos como mostrado na Equação (3.7);

$J_i$  função objetivo a ser minimizada, para um dado subsistema  $i$ ;

$z_j^s$  é o valor medido pelas PMUs, ou seja, as partes reais e imaginárias das correntes nos ramos  $I_{km_b,re}^s$  e  $I_{km_b,im}^s$  no início do alimentador e  $I_{km_e,re}^s$  e  $I_{km_e,im}^s$  no final, como mostrado em (3.8);

$I_{km_b,re}^s$  é a parte real da corrente, na fase  $s$  ( $a$ ,  $b$  ou  $c$ ), no início do alimentador;

$I_{km_b,im}^s$  é a parte imaginária da corrente, na fase  $s$  ( $a$ ,  $b$  ou  $c$ ), no início do alimentador;

$I_{km_e,re}^s$  é a parte real da corrente, na fase  $s$  ( $a$ ,  $b$  ou  $c$ ), no final do alimentador;

$I_{km_e,im}^s$  é a parte imaginária da corrente, na fase  $s$  ( $a$ ,  $b$  ou  $c$ ), no final do alimentador;

$h_j^s(\hat{x})$  é a função que relaciona um valor medido  $z$  com o vetor de variáveis de estado,  $\hat{x}$ ;

$\sigma_j$  a covariância do erro aleatório associado à medida  $j$ ;

$P_k^{s(t-1)}$  é a potência ativa estimada no instante de tempo anterior, para uma dada barra não monitorada  $k$ ;

$Q_k^{s(t-1)}$  é a potência reativa estimada no instante de tempo anterior, para uma dada barra não monitorada  $k$ ;

$L$  é o número total de barras não monitoradas;

$p_k^{s(t)}$ ,  $q_k^{s(t)}$  representam as variações de potência ativa e reativa do intervalo de tempo anterior e atual, respectivamente, no início do alimentador lateral em questão e estas são avaliadas usando as Equações (3.10) e (3.11).

$N_l$  é o numero de ramos do sistema.

Na formulação apresentada nas Equações (3.1) e (3.2) foram considerados um conjunto mínimo de medidas, onde foi levado em conta apenas as medições de corrente obtidas pelas PMUs do início e do final do alimentador, conforme mostrado na Equação (3.8). Vale a pena ressaltar que, barras com injeções de potência nula (barras de passagem) podem ser incorporadas na função objetivo, em virtude da presença no vetor de medidas, conforme mostrado na Seção A.2.2.3. Já, as medidas de tensão só foram utilizadas como referência angular, com o objetivo de simular cenários com baixa redundância. Em aplicações de reais pode existir uma redução nos custos de instalação pelo simples fato de não ser preciso utilizar TPs para as PMUs do final do alimentador.

Além disso, a PMU é alocada na penúltima barra para que se possa obter os valores das correntes que entram e saem deste nó da rede. Caso fosse alocada na última barra somente a medida das correntes que chegam no barramento seria possível. Caso a penúltima barra seja uma barra de passagem aconselha-se a instalação da PMU na barra de carga à montante.

Na proposta apresentada pelo mesmo autor em [38] o valor de  $p$  é fixo e admite-se 40%, essa alternativa já apresenta melhores resultados se comparados com o valor histórico constante para todas as janelas de tempo a serem analisadas. Entretanto melhorias podem ser realizadas a partir da redução do valor de  $p$ .

Com a redução do intervalo de variação da carga, ou seja reduzir o valor de  $p$ , diminuiu-se o intervalo de solução e conseqüentemente diminuindo o nível de incerteza do problema. Quando utiliza-se os valores históricos de carga o valor de  $p$  não pode ser reduzido, pois em alguns intervalos de tempo a solução pode estar fora dos limites que foram estabelecidos, conduzindo assim a soluções inadequadas.

Nesta nova proposta, apresentada neste trabalho, o valor de  $p$  não é fixo e varia para cada instante de tempo analisado e para cada barra  $k$  do sistema. Logo as restrições da Equação 3.2 podem ser reescritas, utilizando também as Equações (3.3), (3.4), (3.5) e (3.6) para determinar os limites de potência ativa e reativa, conforme a Equação 3.9:

$$\begin{aligned} (1 - p_k^{s(t)})P_k^{s(t-1)} &\leq P_k^s \leq (1 + p_k^{s(t)})P_k^{s(t-1)} \\ (1 - q_k^{s(t)})Q_k^{s(t-1)} &\leq Q_k^s \leq (1 + q_k^{s(t)})Q_k^{s(t-1)} \end{aligned} \quad (3.9)$$

Os fatores  $p_k^{s(t)}$  e  $q_k^{s(t)}$  têm um papel importante na determinação dos limites inferiores e superiores nas Equações (3.9), porque a porcentagem de variação de fluxos de potência ativa e reativa no início do alimentador lateral são uma estimativa muito confiável de aumento ou diminuição da carga em um determinado barramento  $k$ , assumindo as variações de carga diárias. Esses limites podem ser relaxados durante o processo de otimização de tal forma que todas as restrições estejam dentro dos limites, mas nenhuma delas está exatamente nos limites correspondentes, como explicado a seguir.

Os valores de  $p_k^{s(t)}$  e  $q_k^{s(t)}$  são obtidos pelas Equações 3.10 e 3.11.

$$p_k^{s(t)} = \left( \frac{P_{km_b}^{s(t)} - P_{km_b}^{s(t-1)}}{P_{km_b}^{s(t-1)}} \right) \quad (3.10)$$

$$q_k^{s(t)} = \left( \frac{Q_{km_b}^{s(t)} - Q_{km_b}^{s(t-1)}}{Q_{km_b}^{s(t-1)}} \right) \quad (3.11)$$

$P_{km_b}^{s(t)}$  representa a potência ativa, entre as barras  $k$  e  $m$ , no início do alimentador no instante de tempo  $(t)$ , para a fase  $s$  ( $a$ ,  $b$  ou  $c$ );

$P_{km_b}^{s(t-1)}$  representa a potência ativa, entre as barras  $k$  e  $m$ , no início do alimentador no instante de tempo  $(t - 1)$ , para a fase  $s$  ( $a$ ,  $b$  ou  $c$ );

$Q_{km_b}^{s(t)}$  representa a potência reativa, entre as barras  $k$  e  $m$ , no início do alimentador no instante de tempo  $(t)$ , para a fase  $s$  ( $a$ ,  $b$  ou  $c$ );

$Q_{km_b}^{s(t-1)}$  representa a potência reativa, entre as barras  $k$  e  $m$ , no início do alimentador no instante de tempo  $(t - 1)$ , para a fase  $s$  ( $a$ ,  $b$  ou  $c$ ).

O problema de otimização dado pelas Equações 3.1 e 3.9 é resolvido usando a técnica SFTB - IPM [7] que foi modificada de tal forma que a barreira seja relaxada sempre que necessário, como segue:

Geralmente, o problema de otimização pode ser formulado como na Equação (3.12):

$$\begin{aligned} & \min J(x) \\ \text{Sujeito a:} & \\ & e(x) = 0 \\ & l \leq x \leq u \end{aligned} \quad (3.12)$$

Onde  $x$  representa o vetor de variáveis de estado,  $J$  a função objetivo,  $e(x)$  representa as restrições de igualdade e  $l$  e  $u$  os limites inferiores e superiores das restrições de desigualdade, respectivamente. As restrições de desigualdade são transformadas em restrições de igualdade por meio da introdução de variáveis de folga  $s_l$  e  $s_u$ , como descrito na Equação 3.13:

$$\begin{aligned} & \min J(x) \\ \text{s.t.:} & \\ & e(x) = 0 \\ & x - s_l = l \\ & x + s_u = u \\ & s_l \geq 0, \quad s_u \geq 0 \end{aligned} \quad (3.13)$$

No SFTB - IPM [7], que encontra-se detalhado no Apêndice B, sempre que uma restrição de desigualdade  $k$  se torna ativa o limite correspondente,  $s_{l_k}$  ou  $s_{u_k}$  é definido como zero. Essas variáveis  $s_{l_k}$  e  $s_{u_k}$  são de grande importância para a metodologia proposta, pois indicam se uma restrição  $k$  está ativa ou não durante o processo iterativo. Em outras palavras, isso significa que o limite inferior ou superior deve ser relaxado. O processo de relaxamento é feito usando a Equação (3.14) ou (3.15).

$$l_k^{(it+1)} = l_k^{(it)} - \varepsilon \quad (3.14)$$

$$u_k^{(it+1)} = u_k^{(it)} + \varepsilon \quad (3.15)$$

Onde:

$it$  é um contador de iterações;

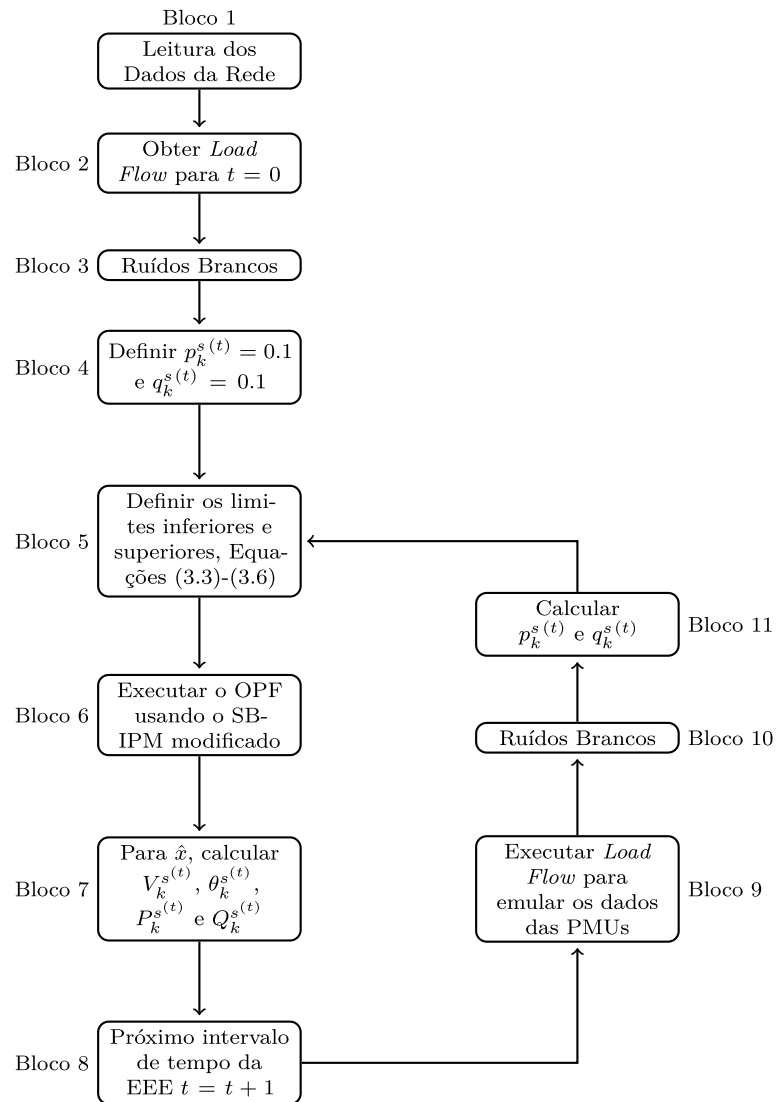
$\varepsilon$  é a variável de relaxamento que é escolhida fazendo uma análise de sensibilidade para cada sistema.

A grande contribuição do trabalho é o uso das barreiras móveis na determinação dos limites de potência ativa e reativa para uma determinada barra  $k$ . Dentre as contribuições vale a pena destacar o cálculo dos fatores  $p_k^s(t)$  e  $q_k^s(t)$  que tem papel importante na determinação prévia das variações de carga de um instante de tempo ( $t$ ) em relação ao instante exatamente anterior ( $t-1$ ). E também as modificações realizadas no método de pontos interiores com barreira de segurança onde durante o processo iterativo os limites das restrições podem ser relaxados caso exista alguma restrição ativa. As alterações realizadas na metodologia proposta também auxiliam no processo de detecção e identificação de erros grosseiros em medições provenientes das PMUs, conforme será mostrado na Seção 3.3.

A Figura 3 apresenta um fluxograma da metodologia proposta, no qual cada bloco é descrito abaixo:

- **Bloco-1** Este bloco indica a leitura dos dados dos parâmetros da rede e de carga, definidos para um determinado caso base;
- **Bloco-2** Este bloco executa um fluxo de carga trifásico do caso base para emular inicialmente as medições das PMUs e definir as injeções de potência  $P_k$  e  $Q_k$  que são definidas como *true values* (valores de referência ou verdadeiros) para as barras não monitoradas;
- **Bloco-3** Neste bloco são incluídos ruídos brancos nas medições que irão servir para emular as PMUs. Este passo é importante para representar as imprecisões nos sistemas de medições a partir de inserção de erros aleatórios;
- **Bloco-4** Para o primeiro intervalo de tempo, os valores de  $p_k^s$  e  $q_k^s$  são assumidos como 10%;

Figura 3 – Fluxograma da Metodologia Proposta para a Estimação Estática de Estados



- **Bloco-5** Neste bloco, os limites inferiores e superiores são calculados para todas as barras não monitoradas usando Equações (3.3), (3.4), (3.5) e (3.6) ;
- **Bloco-6** Neste bloco, a técnica SFTB - IPM modificada é executada para resolver o problema de EEE no intervalo de tempo atual. Como já foi explicado, se qualquer restrição atinge seu limite correspondente, ela é relaxada durante o processo iterativo, usando Equações (3.14) e (3.15);
- **Bloco-7** Neste bloco, uma vez que as correntes trifásicas nos ramos foram estimadas, as tensões (em módulo e fase), as cargas ativas e as cargas reativas são calculadas para fins de comparação com os resultados do fluxo de potência (*true values*);
- **Bloco-8** Este bloco simplesmente muda para o próximo intervalo de tempo da EEE;
- **Bloco-9** Considerando as variações de carga diária, um novo fluxo de potência trifásico é executado para obter a emulação de dados das PMUs, bem como para

obter os *true values* para realizar as comparações.

- **Bloco-10** Neste bloco são incluídos ruídos brancos nas medições que irão servir para emular as PMUs, da mesma forma que foi realizado no **Bloco-3**;
- **Bloco-11** Neste bloco  $p_k^{s(t)}$  e  $q_k^{s(t)}$  são avaliados para todas as barras não monitoradas, usando as Equações (3.10) e (3.11);

Para o processo de inicialização, as potências ativa e reativa são extraídas da simulação do fluxo de carga do caso base. Para redes reais, esses valores podem ser obtidos a partir da média dos dados históricos de faturamento. O cálculo das derivadas utilizadas no SFTB - IPM encontra-se detalhado no Apêndice A.4.

### 3.3 DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CORREÇÃO DE ERROS GROSSEIROS

Uma das funções essenciais de um estimador de estados é detectar medidas com erros, identificá-las e determinar um tratamento adequado. Medições podem conter erros devido a vários motivos. Erros aleatórios geralmente existem em medições devido à própria classe de exatidão dos medidores e a instrumentação de sistemas de monitoramento sendo comumente suavizados durante o processo de estimação de estados. Os erros devido à precisão dos equipamentos utilizados não interferem de maneira expressiva na qualidade dos resultados obtidos na EEE, tendo em vista a qualidade dos equipamentos do sistema de medição utilizado nas redes elétricas [67].

Já na presença de erros grosseiros, desde que exista redundância suficiente entre as medições, espera-se que tais erros sejam filtrados pelo estimador de estado. A natureza dessa ação de filtragem dependerá do método específico de estimação de estados empregado. Falhas ou ruído no sistema de telecomunicações causados por interferência inesperada também levam a grandes desvios nas medições [67]. As redes de distribuição não contam com redundância suficiente para que as técnicas de detecção e identificação de erros grosseiros, utilizadas nos sistemas de transmissão sejam aplicadas diretamente na distribuição, necessitando desenvolver novas metodologias.

Alguns erros grosseiros são óbvios e podem ser detectados e eliminados *a priori*, através de verificações simples de plausibilidade. Magnitudes de tensão negativas, medições com várias ordens de grandeza maiores ou menores do que os valores esperados, ou grandes diferenças entre correntes de entrada e saída em um nó de conexão dentro de uma subestação são alguns exemplos de dados grosseiros simples de serem detectados. Infelizmente, nem todos os tipos de erros grosseiros são facilmente detectáveis por esses meios. Logo, os estimadores de estados devem ser equipados com recursos mais avançados que facilitam a detecção e a identificação de qualquer tipo de informação errônea [67].

Os erros grosseiros podem surgir de diferentes formas, dependendo do tipo, localização e número de medições com erro. Eles podem ser amplamente classificados como [67]:

- Um único erro grosseiro: apenas uma das medições em todo o sistema terá um erro grosseiro.
- Vários erros grosseiros: mais de uma medição estará com erro grosseiro.

Uma das grandes vantagens da proposta descentralizada em subsistemas proposta em [38] é facilitar a detecção de qual subsistema possui um erro grosseiro, pois cada subsistema é solucionado de forma independente evitando que os erros causem interações entre os resíduos de outro subsistema. Assim erros que seriam considerados como múltiplos em uma abordagem convencional podem ser considerados como únicos caso ocorram em subsistemas diferentes, o que diminui a interação entre os resíduos e conseqüentemente facilita os procedimentos detecção e identificação.

Diferente dos sistemas de transmissão, na maioria das vezes em redes de distribuição não existe redundância e pseudomedidas tem de ser adotadas para garantir a observabilidade do sistema, então qualquer medida é considerada como crítica, pois sua retirada do conjunto de medições inviabiliza o processo de EEE. Nas abordagens convencionais, a detecção e identificação de erros grosseiros só podem ser realizadas caso a medida não seja crítica, logo em redes de distribuição isso se torna um grande empecilho.

Devido a todos esses fatores, é um grande desafio desenvolver, além de um estimador de estados robusto, uma metodologia também robusta e confiável para a detecção, identificação e correção de erros grosseiros. Diferente das redes de transmissão, onde existe redundância de medições, na EEE aplicada à distribuição é necessário esta etapa adicional que é a correção da medida com erro grosseiro, devido à falta de redundância entre as medições.

Nesta seção será proposta um método para detecção, identificação e correção de erros grosseiro, que será realizada após o processo de EEE, processando os resíduos de cada medição. Por fim, os testes irão mostrar que a utilização do método SFTB - IPM modificado também mostra-se eficiente na detecção, identificação e correção de erros grosseiros.

### 3.3.1 Detecção de Erros Grosseiros

Nas redes de transmissão, a maioria dos estimadores de estado utilizam o teste do Chi-quadrado para a detecção de erros grosseiros. A etapa de detecção do erro é de suma importância, pois é a partir desta que caso seja detectado a presença de um erro grosseiro



inicia-se o processo de identificação e correção do erro para obter-se um resultado correto no processo de estimação de estados.

Devido à falta de observabilidade nos sistemas de distribuição, o teste do Chi-quadrado torna-se impreciso. Portanto, neste trabalho, será proposta a simulação de Monte Carlo para determinar os limiares da função objetivo de cada subsistema, baseado na variação dos erros das medições, variações típicas de carga e considerando-se um número elevado de simulações, conforme descrito a seguir.

### 3.3.1.1 Determinação do Limiar de Detecção de Erros Grosseiros

Tem-se como proposta a utilização do método de Monte Carlo para a determinação do limiar para detecção da presença de erros grosseiros. Este método pertence à classe de métodos estatísticos que se baseiam em amostragens aleatórias massivas para obter resultados numéricos, isto é, repetindo sucessivas simulações um elevado número de vezes, sendo que em cada simulação a variância das medições é determinada probabilisticamente, considerando-se a classe de exatidão dos equipamentos de medição. O objetivo da aplicação deste método é verificar o valor da função objetivo na presença de ruídos brancos que possuem característica aleatória e estão relacionados a classe de exatidão dos equipamentos utilizados na medição.

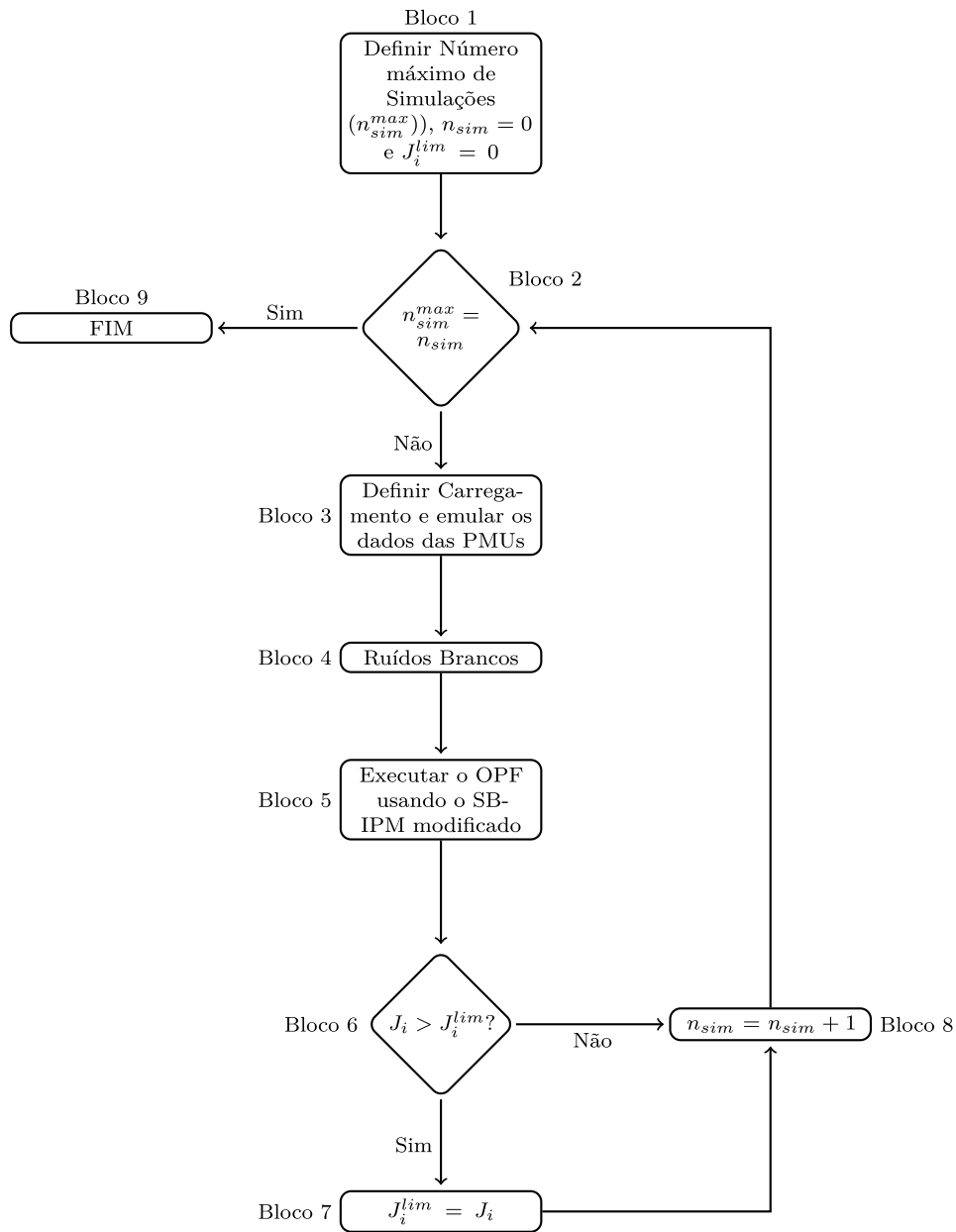
Nesta simulação de Monte Carlo, para uma determinada rede, o valor limite é calculado modificando o carregamento, representando as variações típicas de carga ao longo do dia e alterando os ruídos brancos de forma a emular os erros sistemáticos provenientes dos equipamentos de medição. De posse desses valores limites para cada subsistema de uma determinada rede, o procedimento de detecção é simples e rápido do ponto de vista computacional.

Do ponto de vista matemático, a função objetivo na metodologia proposta de estimação de estados visa minimizar a soma ponderada dos resíduos definidos como a diferença do valor medido advindo da PMU e o valor estimado, que na ausência de erros grosseiros assumem valores próximos a uma pequena ordem de grandeza tendendo a zero, ao contrário do que se verifica na presença de um erro grosseiro onde o valor da função objetivo cresce algumas ordens de grandeza.

A proposta descentralizada em subsistemas, auxilia no processo de detecção e identificação de erros grosseiros, uma vez que divide o problema principal em subproblemas menores que podem ser resolvidos de forma separada e independente. Assim, deve-se calcular o valor limite da função objetivo para cada subsistema, definido como  $J_i^{lim}$  onde o índice  $i$  representa o subsistema em questão.

O Fluxograma da Figura 4 representa o processo de obtenção desses limiares e cada bloco é descrito à seguir:

Figura 4 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Determinação de  $J_i^{lim}$



- **Bloco-1** Neste bloco define-se o número máximo de Simulações para o Método de Monte Carlo ( $n_{sim}^{max}$ ), bem como é setado o contador de simulações ( $n_{sim} = 0$ ) e o valor limite da FOB para um dado subsistema  $i$  ( $J_i^{lim} = 0$ );
- **Bloco-2** Neste bloco é verificado se já foi atingido o número máximo de Simulações para o Método de Monte Carlo ( $n_{sim}^{max}$ ). Em caso positivo o processo é terminado no **Bloco-9**. Em caso negativo deve-se passar para o **Bloco-3**;
- **Bloco-3** Neste bloco são definidos o carregamento e os dados das PMUs são emulados, utilizando-se um fluxo de potência trifásico;
- **Bloco-4** Neste bloco são incluídos ruídos brancos nas medições que irão servir para

emular as PMUs. Este passo é importante para representar as imprecisões nos sistemas de medições;

- **Bloco-5** Neste bloco é executado o EEE pelo método iterativo SFTB - IPM modificado;
- **Bloco-6** Neste bloco é verificado se  $J_i > J_i^{lim}$ , em caso positivo passa-se para **Bloco-7**. Em caso negativo passa-se para **Bloco-8**;
- **Bloco-7** Neste bloco faz-se  $J_i^{lim} = J_i$ , caso  $J_i > J_i^{lim}$ ;
- **Bloco-8** Neste bloco o contador de simulações ( $n_{sim}$ ) é incrementado;
- **Bloco-9** Indica o fim do processo e define-se os limites para cada subsistema.

### 3.3.1.2 O Procedimento de Detecção de Erros Grosseiros

Após a determinação deste valor limite para cada subsistema e a cada execução da estimação de estados para um determinado instante de tempo  $t$ , o valor da função objetivo obtida para cada subsistema ( $J_i$ ) é comparado com o seu respectivo limite obtido na simulação de Monte Carlo. Caso esse valor obtido para um determinado subsistema for maior que o limite, conforme Equação 3.16, indica-se a presença de um possível erro grosseiro em alguma medição nesta parte da rede e deve-se portanto investigar qual é a medição que possivelmente apresenta o erro.

$$J_i > J_i^{lim} \quad (3.16)$$

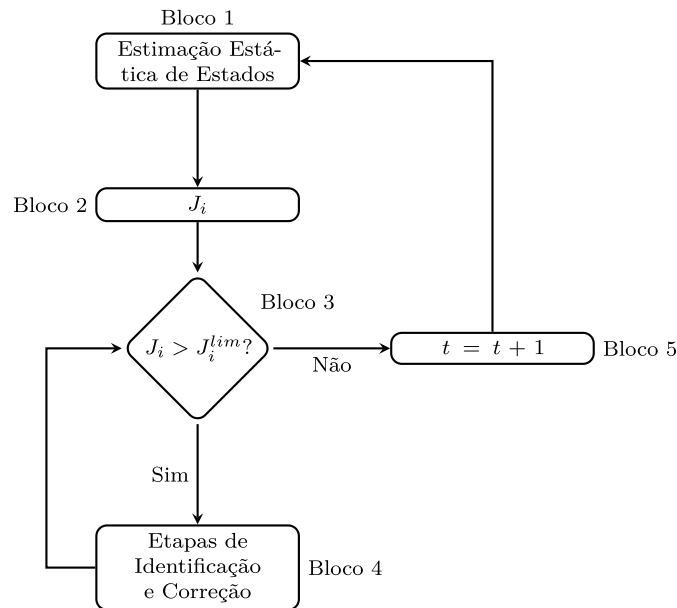
Caso contrário, conforme mostrado na Equação 3.17, não é presumida a presença de um erro grosseiro e o processo de estimação de estados pode continuar para o próximo instante de tempo.

$$J_i \leq J_i^{lim} \quad (3.17)$$

O Fluxograma da Figura 5 mostra o processo de detecção da presença de Erros Grosseiros, e cada bloco é descrito à seguir:

- **Bloco-1** Neste bloco é executada a Estimação Estática de Estados;
- **Bloco-2** Este bloco representa o valor final da FOB ( $J_i$ ) obtida no **Bloco-1**;
- **Bloco-3** Neste bloco o valor da FOB ( $J_i$ ) é comparado com o valor limite obtido na Simulação de Monte Carlo ( $J_i^{lim}$ ), sendo portanto o processo de Detecção do Erro Grosseiro;

Figura 5 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Detecção de Erros Grosseiros



- **Bloco-4** Caso  $J_i > J_i^{lim}$ , será iniciado o Processo de Identificação e Correção do Erro Grosseiro. Caso Contrário o processo de EEE pode continuar no **Bloco-5**.
- **Bloco-5** Este bloco simplesmente muda para o próximo intervalo de tempo da EEE;

Um das vantagens da proposta descentralizada em subsistemas reside no fato de caso ocorra um erro grosseiro em um determinado subsistema, este não irá comprometer o resultado obtido na estimação de estados em outro subsistema. Outro ponto relevante refere-se à presença de erros múltiplos que podem ser interativos, caso eles sejam de subsistemas diferentes a detecção é realizada e estes são tratados em separado pela rotina de identificação do erro grosseiro que será descrita na subseção 3.3.2.

### 3.3.2 Identificação de Erros Grosseiros

Após a detecção da presença de um erro grosseiro é necessário a identificação de qual medida está com erro. Esta etapa será realizada por meio da inspeção dos resíduos quadráticos de cada medição. Adicionalmente, uma etapa de verificação é realizada por meio de um novo índice.

Vale ressaltar que, em condições normais, esses resíduos são pequenos visto que a função objetivo visa minimizar a diferença entre o valor medido e o valor calculado. Na presença de erros grosseiros, esses resíduos aumentam, sendo que no estimador de estados proposto este aumento pode ser verificado mesmo com um reduzido número de medições em tempo real, diferente de outras metodologias tradicionais existentes na literatura. Assim, inspeciona-se todos os resíduos referentes ao subsistema que foi detectado com a

presença de um possível erro grosseiro e observa-se os dois maiores resíduos e estes são candidatos a corresponderem a suposta medição com erro.

Para cada medida  $z_j^s$  é calculado seu respectivo resíduo conforme mostrado na Equação 3.18. Onde  $z_j^s$  corresponde a medida,  $h_j^s$  a função que correlaciona a medida com o vetor de variáveis de estado e  $\sigma_j^s$  representa a covariância da medida  $z_j^s$ .

$$R_j^s = \frac{1}{2} \left( \frac{z_j^s - h_j^s(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_j^s} \right)^2 \quad (3.18)$$

O número de resíduos calculados é igual a duas vezes o número de medições fasoriais  $Nm^i$  obtidas pelas PMUs, uma vez que são consideradas em suas partes reais e imaginárias. Assim, um vetor  $\mathbf{R}_i$  é construído conforme mostrado pela Equação (3.19), onde estão presentes todos os resíduos normalizados de um dado Subsistema  $i$ .

$$\mathbf{R}_i = [R_1^s, R_2^s, R_3^s, \dots, R_{(2Nm^i)}^s]^T \quad (3.19)$$

As redes de distribuição em sua maioria não são totalmente observáveis e poucos pontos de medição estão presentes ao longo destas. Esse fato pode dificultar a análise dos resíduos normalizados e conseqüentemente a identificação da medida portadora de erro grosseiro. Neste trabalho um novo procedimento é proposto com base na avaliação dos dois maiores resíduos normalizados o que elimina essa incerteza no processo de identificação da medida portadora de erro grosseiro.

Para tal, os dois maiores resíduos normalizados calculados são obtidos do vetor  $\mathbf{R}_i$  para identificar estes maiores resíduos normalizados como o par associado às medidas suspeitas, conforme indicado pelas Equações (3.20) e (3.21), respectivamente.

$$R_{i,max}^I = \max_1 \mathbf{R}_i \quad (3.20)$$

$$R_{i,max}^{II} = \max_2 \mathbf{R}_i \quad (3.21)$$

Conforme demonstrado em [67] os erros grosseiros podem influenciar o cálculo de mais de um resíduo, o que ocasionalmente pode dificultar o procedimento de identificação de erros grosseiros com base somente no cálculo dos resíduos normalizados. Em resumo, no caso de pelo menos duas PMUs monitorando cada subsistema um erro de medição de uma medição proveniente de uma PMU no início do alimentador pode induzir grandes resíduos na PMU alocado no final do alimentador, o que realmente dificulta esse processo. A metodologia proposta para estimação de estados consegue identificar com precisão a fase na qual está presente o EG, mas em algumas vezes os resíduos de uma mesma fase se tornam próximos, dificultando afirmar qual medida está realmente portando o EG. Este

fato ocorre com frequência principalmente quando estes erros estão em medidas entre PMUs, conforme demonstrado nos resultados.

Para contornar esse problema um procedimento de verificação é realizado após determinar o par de medidas suspeitas. Com base nos valores de corrente nos ramos provenientes de intervalos de tempo consecutivos  $t$  e ' $t-1$ ', um novo índice  $D_j^s$  é calculado para todas as medições fornecidas pelas PMUs de um dado subsistema  $i$ , conforme mostrado na Equação (3.22):

$$D_j^s = e \left[ \left| \frac{I_{km,re}^{s,(t)}}{I_{km,re}^{s,(t-1)}} \right| + \left| \frac{I_{km,im}^{s,(t)}}{I_{km,im}^{s,(t-1)}} \right| \right] \quad (3.22)$$

O índice proposto tem papel fundamental para a determinação da medida suspeita, uma vez que apenas a análise dos resíduos pode levar apenas ao par suspeito. Assim, com o uso do índice consegue-se determinar a medida portadora de Erro Grosseiro. Devido ao reduzido número de medições, conseqüentemente pouca amostragem, métricas estatísticas não puderam ser diretamente aplicadas, principalmente em casos de 3 ou mais erros grosseiros. Nestes casos quase metade das informações continha alguma anomalia o que impossibilitava a detecção de um *outlier*. Por estes motivos foi adotada a criação do índice e o uso do exponencial para "potencializar" a presença da anomalia no índice da referida medida portadora de *bad data*.

De forma análoga a Equação (3.19), um vetor compreendendo todos os valores de  $D_j^s$  é obtido conforme mostrado na Equação (3.23):

$$\mathbf{D}_i = [D_1^s, D_2^s, \dots, D_{Nm^i}^s]^T \quad (3.23)$$

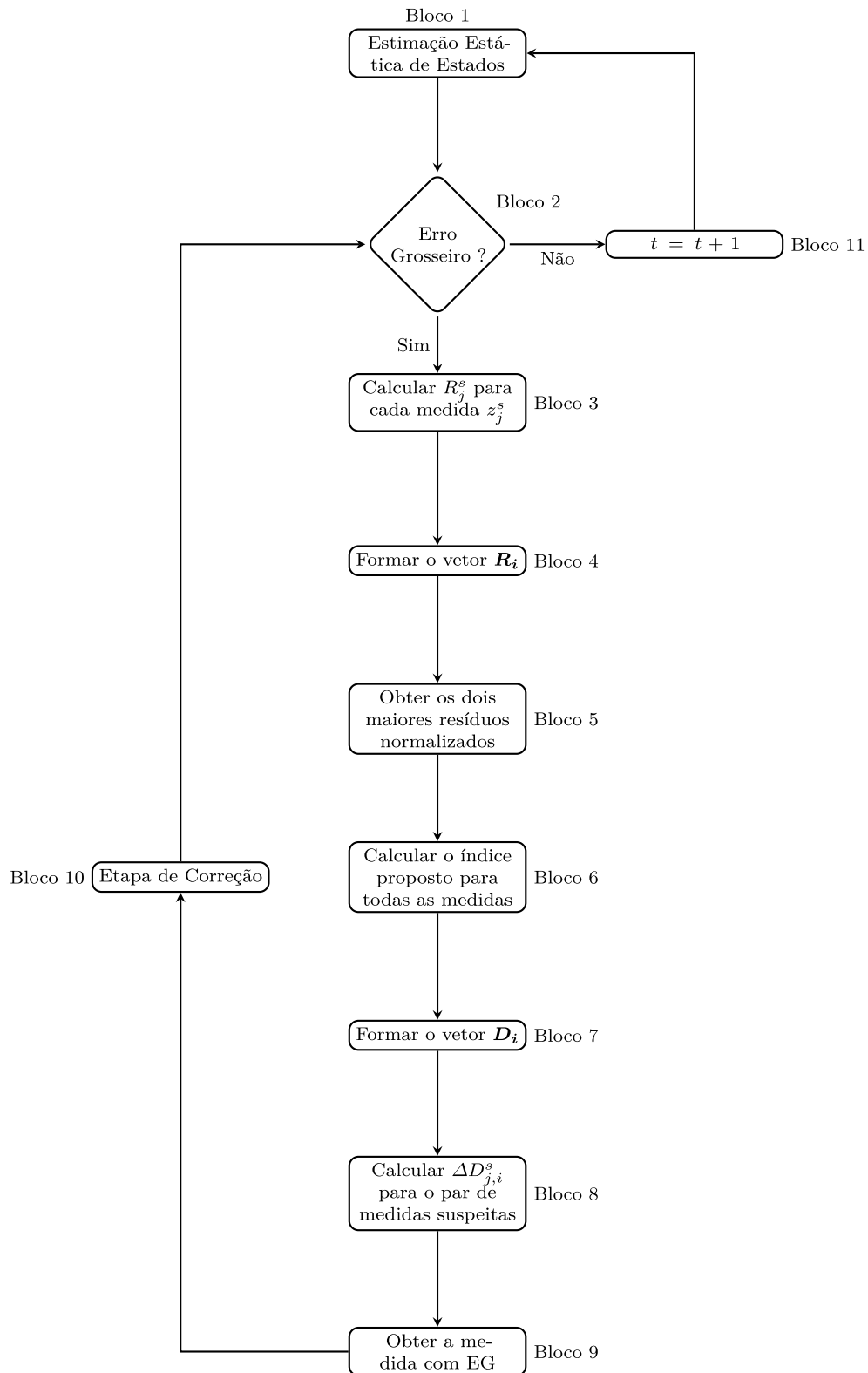
O valor absoluto do desvio da mediana é calculado para o par de medidas suspeitas determinadas anteriormente, com base no vetor  $\mathbf{D}_i$ , conforme apresentado na Equação (3.24).

$$\Delta D_{j,i}^s = \left| D_{j,i}^s - \text{mediana}(\mathbf{D}_i) \right| \quad (3.24)$$

Logo, o maior desvio da mediana entre o par de medições suspeitas é identificado como portador de EG. Conforme mencionado anteriormente, os resíduos de duas medidas podem ser interferidos com a presença de um erro grosseiro, mas apenas um valor será discrepante com base no índice proposto, assim identifica-se qual deles realmente é o portador do EG. Após essa confirmação que é realizada a Etapa de Correção.

O Fluxograma da Figura 6 mostra o processo de Identificação do Erro Grosseiro. Cada bloco é descrito à seguir:

Figura 6 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Identificação de Erros Grosseiros



- **Bloco-1** Este Bloco corresponde a EEE, descrita no Fluxograma da Figura 3;
- **Bloco-2** Este Bloco corresponde a Etapa de Detecção de Erros Grosseiros, descrita no Fluxograma da Figura 5;

- **Bloco-3** Caso  $J_i > J_i^{lim}$  (Etapa de Detecção - **Bloco-2**), é iniciado o Processo de Identificação do Erro Grosseiro onde é calculado o resíduo normalizado para cada medida, conforme descrito na Equação (3.18);
- **Bloco-4** Nesta etapa é formado o vetor  $\mathbf{R}_i$ , conforme mostrado na Equação (3.19);
- **Bloco-5** Nesta etapa são obtidos os dois maiores resíduos normalizados, conforme as Equações (3.20) e (3.21);
- **Bloco-6** Nesta etapa são calculados o índice proposto para cada uma das medidas, conforme descrito na Equação (3.22);
- **Bloco-7** Nesta etapa é formado o vetor  $\mathbf{D}_i$ , conforme mostrado na Equação (3.23);
- **Bloco-8** Nesta etapa é calculada o desvio absoluto da mediana para o par de medidas suspeitas, conforme a Equação (3.24);
- **Bloco-9** Nesta etapa é obtida a medida com EG com base no maior desvio obtido no **Bloco-8**;
- **Bloco-10** Inicia-se o Processo de Correção do Erro Grosseiro.
- **Bloco-11** Este bloco simplesmente muda para o próximo intervalo de tempo da EEE.

Por fim, o processo de identificação do maior resíduo normalizado é de grande importância pois será a partir desta identificação que a medida será retirada do conjunto de medições e então corrigida conforme descrito na Seção 3.3.3.

Vale ressaltar que a alteração proposta no EEE da Seção 3.2 contribuiu para a identificação de erros grosseiros, sendo também uma contribuição deste trabalho.

### 3.3.3 Correção da Medida com Erro Grosseiro

Após a detecção e identificação do erro grosseiro uma etapa importante para a estimação de estados é a correção desta medida que apresenta erro grosseiro.

No presente trabalho será proposta uma reposição da medição com erro, sendo essa uma das contribuições do mesmo. Tem-se como proposta uma reposição da medição com erro em um determinado instante  $t$  pelo seu valor no instante ' $t-1$ ', multiplicado por um fator de correção ( $fc$ ). Assim uma medida com erro será corrigida conforme a Equação 3.25.

$$z_{i,cor}^{(t)} = z_{i,ident}^{(t-1)} \cdot fc \quad (3.25)$$



onde  $z_{i,cor}^{(t)}$  é o valor da medida no instante de tempo  $t$  e  $z_{i,ident}^{(t-1)}$  corresponde ao valor obtido para a medida identificada com EG no instante ‘ $t-1$ ’.

O erro grosseiro é corrigido baseado na razão entre a mediana dos elementos do vetor de medidas obtidos nos intervalos de tempo consecutivos  $t$  e ‘ $t-1$ ’, denotados por  $\mathbf{z}_i^{(t)}$  e  $\mathbf{z}_i^{(t-1)}$ . Sendo que o uso da mediana dos valores de  $\mathbf{z}_i^{(t)}$  e  $\mathbf{z}_i^{(t-1)}$  busca considerar as variações de carga entre dois intervalos consecutivos de carga em um dado alimentador. Conforme mostrado na Equação 3.26.

$$fc = \left[ \frac{\text{mediana}(\mathbf{z}_i^{(t)})}{\text{mediana}(\mathbf{z}_i^{(t-1)})} \right] \quad (3.26)$$

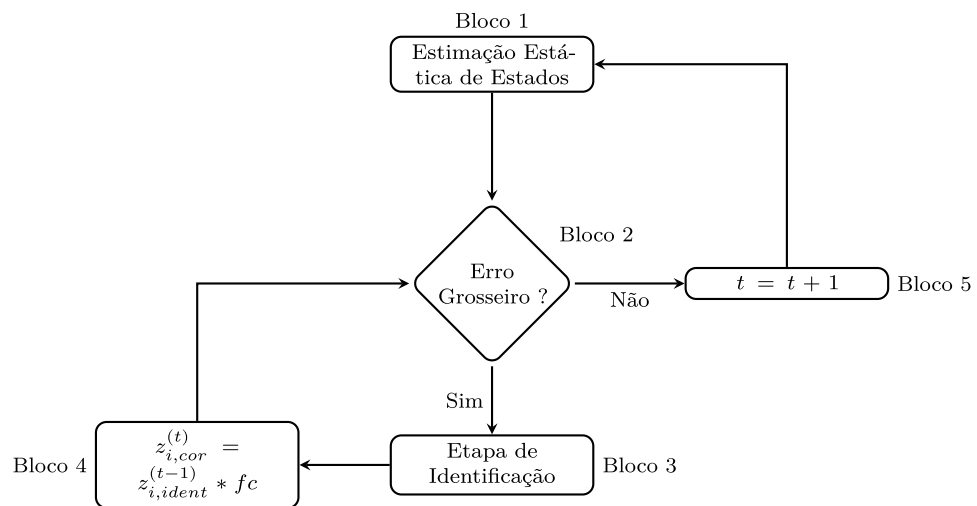
Uma vez que a medição com EG é corrigida ela é reincluída no vetor de medições  $\mathbf{z}_i^{(t)}$  e o estado da rede é reestimado. Em seguida é novamente verificado se ainda existem erros grosseiros a serem detectados, identificados e corrigidos utilizando a metodologia proposta.

Vale ressaltar que, caso existam mais de um erro grosseiro, outros pares dos resíduos normalizados também irão apresentar valores maiores dos que os habituais, mas esses são corrigidos um por vez pois podem existir interações entre os resíduos.

O Fluxograma da Figura 7 mostra o processo de Correção do Erro Grosseiro. Cada bloco é descrito à seguir:

- **Bloco-1** Este Bloco corresponde a EEE, descrita no Fluxograma da Figura 3;
- **Bloco-2** Este Bloco corresponde a Etapa de Detecção de Erros Grosseiros, descrita no Fluxograma da Figura 5;
- **Bloco-3** Este Bloco corresponde a Etapa de Identificação de Erros Grosseiros, descrita no Fluxograma da Figura 6;
- **Bloco-4** Neste bloco a medida portadora de erro grosseiro é corrigida com base nas Equações 3.25 e 3.26;
- **Bloco-5** Este bloco simplesmente muda para o próximo intervalo de tempo da EEE.

Figura 7 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Identificação de Erros Grosseiros



## 4 RESULTADOS

Este capítulo tem por finalidade apresentar os resultados obtidos nas simulações das metodologias propostas neste trabalho. Primeiro, apresenta-se resultados da EEE para os dois sistemas teste (33 e 70 barras). Posteriormente, análises envolvendo erros grosseiros são apresentadas.

### 4.1 ESTIMAÇÃO ESTÁTICA DE ESTADOS

A metodologia proposta em [38] prevê a alocação de PMUs nos alimentadores, nos entroncamentos e no final dos ramais, sendo consideradas medições fasoriais de tensão e de correntes nos ramos, bem como as injeções nulas de potência ativa e reativa.

Os dados de medições fasoriais foram obtidos utilizando-se um programa computacional de cálculo de fluxo de potência trifásico via injeção de correntes (valores verdadeiros), considerando o percentual de variação da média histórica. Os resultados da estimação de estados utilizando a metodologia proposta foram obtidos através de simulações no ambiente Matlab® e comparados com os valores verdadeiros.

Antes do processamento das medidas pelo estimador é acrescentado um erro randômico de até 1% a essas medições de corrente nos ramos.

O estimador proposto considera os seguintes tipos de dados de entrada: dados de topologia e parâmetros do circuito, desvio padrão das medidas, dados medidos em tempo real obtidos pelas PMUs e dados históricos de carga (instante  $t_0$ ).

Para obter os dados históricos para o instante  $t_0$ , executou-se um programa de fluxo de potência trifásico via injeção de correntes para o caso base com os dados da rede e cargas indicadas no Apêndice C e o resultado da injeção de potência é utilizado como média histórica para as barras não monitoradas nas simulações de estimação de estados somente no instante  $t_0$ , como mostrado na Equação 4.1, neste caso  $p = 10\%$

$$\begin{aligned} (1 - p) P_{k(hist)}^s &\leq P_k^s \leq (1 + p) P_{k(hist)}^s \\ (1 - p) Q_{k(hist)}^s &\leq Q_k^s \leq (1 + p) Q_{k(hist)}^s \end{aligned} \quad (4.1)$$

Para os demais instantes, os valores utilizados como média histórica para as barras não monitoradas são substituídos pelos valores obtidos no instante ( $t-1$ ), como mostrado na Equação 4.2.

$$\begin{aligned} (1 - p_k^{s(t)}) P_k^{s(t-1)} &\leq P_k^s \leq (1 + p_k^{s(t)}) P_k^{s(t-1)} \\ (1 - q_k^{s(t)}) Q_k^{s(t-1)} &\leq Q_k^s \leq (1 + q_k^{s(t)}) Q_k^{s(t-1)} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Assim, as barras não monitoradas são representadas, considerando suas potencias

ativas e reativas como restrições de desigualdade com limites inferiores e superiores que são definidos considerando-se uma margem de variação destas potências, definidos pelas Equações 3.10 e 3.11.

A resolução do problema de otimização para obtenção dos estados dos sistemas será feita via implementação do método SFTB - IPM [7] modificado. A inicialização das correntes de ramo no problema de estimação de estados foi feita utilizando-se os valores do caso base do fluxo de potência.

Todos os resultados das simulações do estimador de estados com a metodologia proposta foram validados através do fluxo de potência trifásico via injeção de correntes. As simulações foram realizadas em um computador com sistema operacional Windows 7 equipado com processador Intel Core i7-2600, 3,40GHz e 16GB de memória RAM. As implementações foram feitas em Matlab<sup>®</sup> versão R2022a.

O Matlab permite o uso de forma simples da biblioteca de processamento paralelo. Com isso há um aumento de velocidade na execução da tarefa. Em processamento paralelo esse conceito denomina-se *Speedup*. Este valor é dado entre a razão do tempo gasto para a execução de uma determinada tarefa com apenas 1 processo e o valor do tempo gasto para realizar esta mesma tarefa utilizando-se  $p$  processos, como mostrado na Equação 4.3.

$$Speedup_p = \frac{t_1}{t_p} \quad (4.3)$$

Onde:

- $Speedup_p$  aumento de velocidade na execução da tarefa;
- $t_1$  tempo de execução com 1 processo;
- $t_p$  tempo de execução com  $p$  processos;

O sistema teste utilizado é o de 33 barras, um diagrama unifilar deste sistema é mostrado na Figura 8, e os dados dos parâmetros das linhas e cargas no Apêndice C.1. A rede foi dividida em 5 subsistemas e foram alocadas 8 PMUs, representadas pelos quadrados amarelos na Figura 8.

O seguinte conjunto de medições trifásicas de correntes nos ramos é utilizado:  $\dot{I}_{33-1}^s$ ,  $\dot{I}_{1-2}^s$ ,  $\dot{I}_{1-18}^s$ ,  $\dot{I}_{2-3}^s$ ,  $\dot{I}_{2-22}^s$ ,  $\dot{I}_{4-5}^s$ ,  $\dot{I}_{5-6}^s$ ,  $\dot{I}_{5-25}^s$ ,  $\dot{I}_{15-16}^s$ ,  $\dot{I}_{16-17}^s$ ,  $\dot{I}_{19-20}^s$ ,  $\dot{I}_{20-21}^s$ ,  $\dot{I}_{22-23}^s$ ,  $\dot{I}_{23-24}^s$ ,  $\dot{I}_{30-31}^s$  e  $\dot{I}_{31-32}^s$ . As tensões trifásicas obtidas nas barras onde foram instaladas as PMUs não são incluídas no conjunto de medições da EEE, as medições das tensões trifásicas das PMUs instaladas no início do alimentador são utilizadas como referência angular para cada subsistema.

A Figura 9 mostra o *shape* da curva de carga diária que será utilizada em todas as simulações.

Por fim, esta seção tem por finalidade apresentar os resultados obtidos nas simu-

Figura 8 – IEEE 33 barras, dividido em 5 subsistemas.

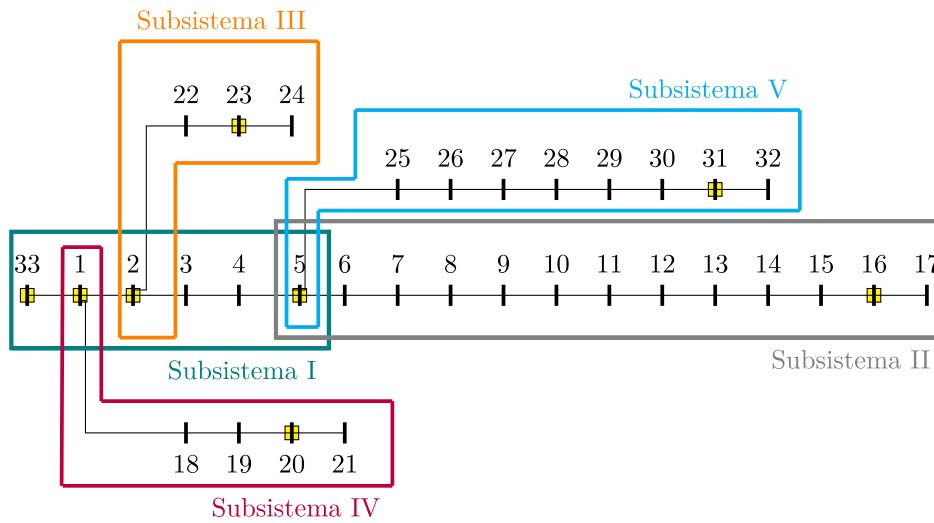
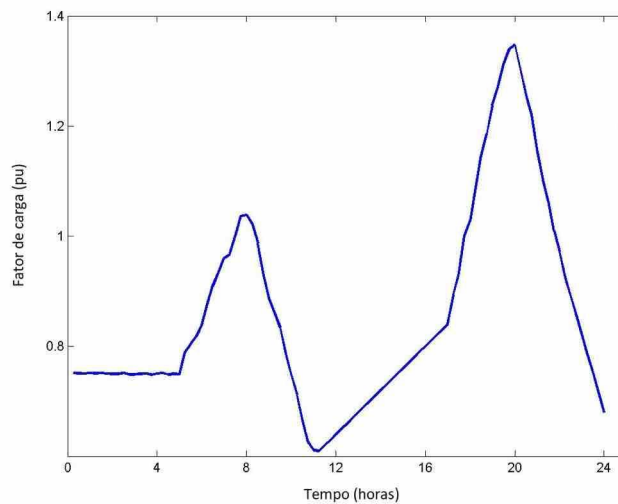


Figura 9 – Curva de Carga Diária



lações da metodologia proposta neste trabalho para a EEE. Serão realizadas simulações variando-se o parâmetro de relaxamento ( $\varepsilon$ ) e por fim será realizada uma análise de sensibilidade deste.

#### 4.1.1 Variação do fator $\varepsilon$

Para mostrar os resultados obtidos pela metodologia proposta, bem como sua robustez frente às variações de carga ao longo do intervalo de estudo, será realizada a simulação de uma curva de carga composta de 96 intervalos de tempo, o que representa 1 dia de estudo, assim cada janela de tempo analisada representa 15 minutos. Como resultados serão apresentados o perfil de tensão, a defasagem angular da tensão e as potências ativas e reativas em instantes críticos onde os erros são maiores.

#### 4.1.1.1 Fator $\varepsilon = 0,01$

Os resultados do erros no módulo da tensão para  $\varepsilon = 0,01$  são mostrados nas Figuras 10, 11 e 12, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 10, o maior erro para o módulo da tensão foi de 0,0827% e ocorreu na barra 17, na fase A, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 11 e 12 e foram de 0,0529% e 0,0795% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 10 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga

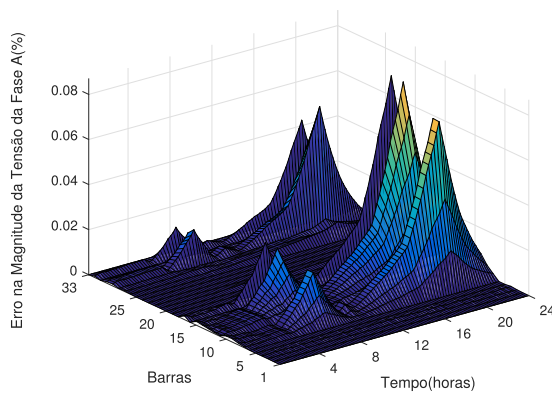


Figura 11 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga

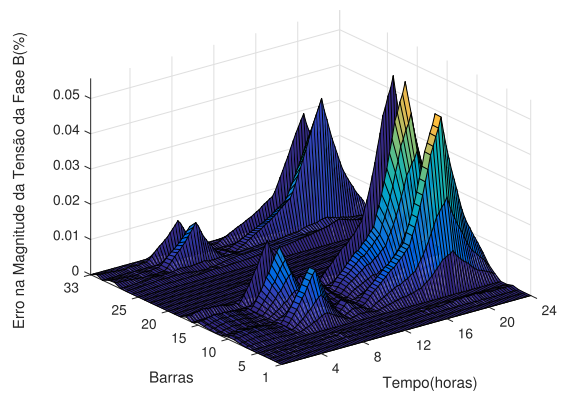
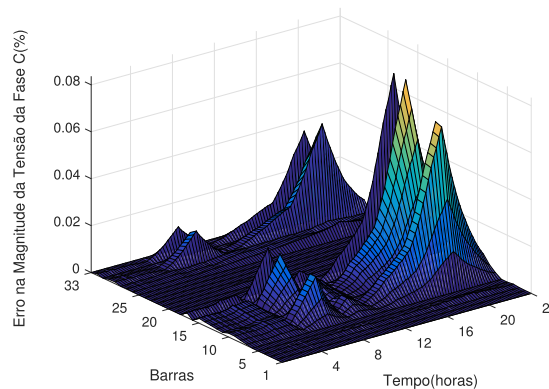


Figura 12 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga



O perfil de tensão para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 13, 15 e 17, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme mostrado nas Figuras 14, 16 e 18. Conforme mostrado nas Figuras 10, 11 e 12 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 17.

Figura 13 – Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$

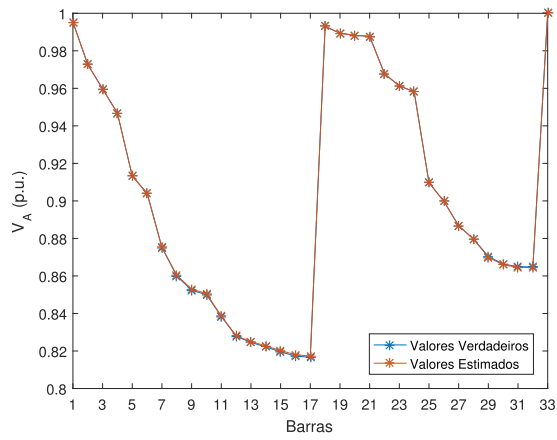


Figura 14 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$

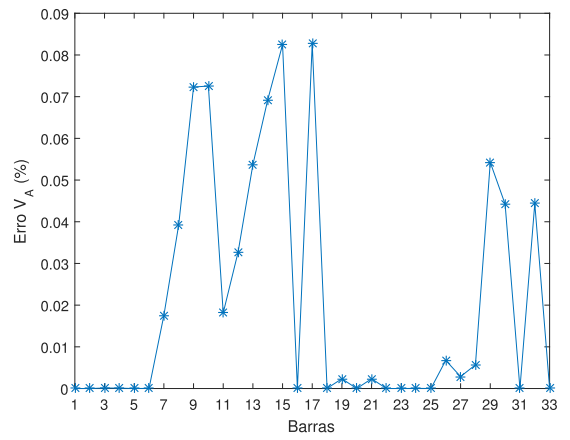


Figura 15 – Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$

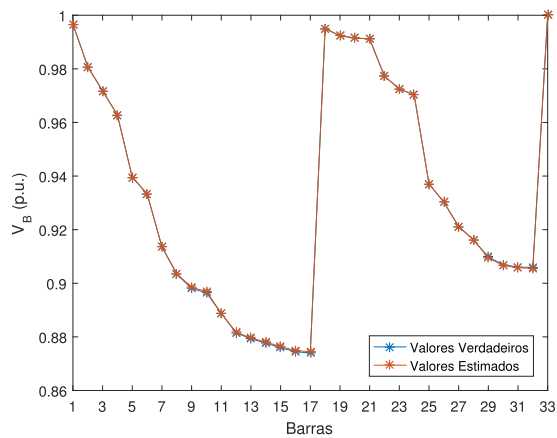


Figura 16 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$

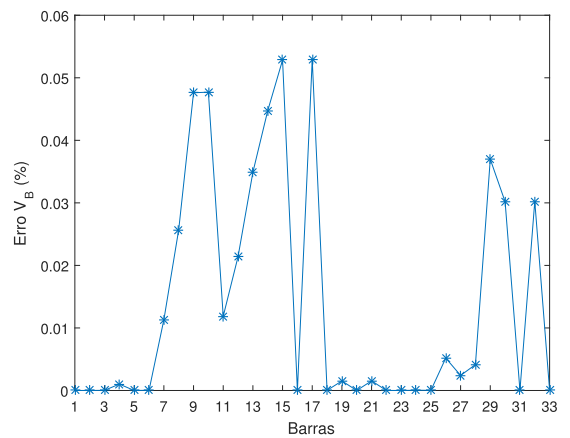


Figura 17 – Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$

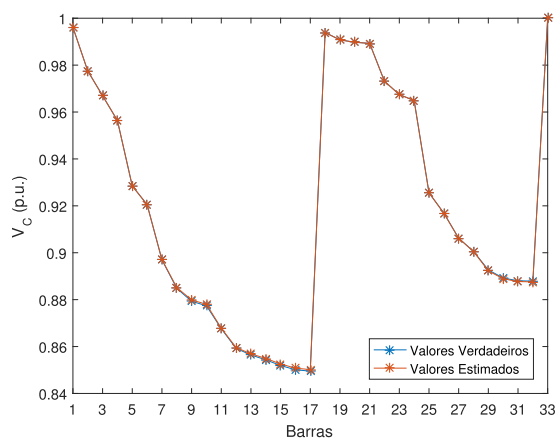
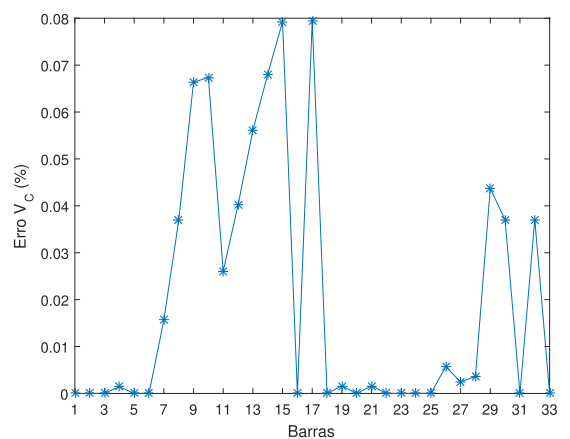


Figura 18 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$



Os resultados do erros na defasagem angular da tensão para  $\varepsilon = 0,01$  são mostrados nas Figuras 19, 20 e 21, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 19, o maior erro para defasagem angular da tensão foi de 0,1033% e ocorreu na barra 12, na fase A, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 20 e 21 e foram de 0,0718% e 0,0845% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 19 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga

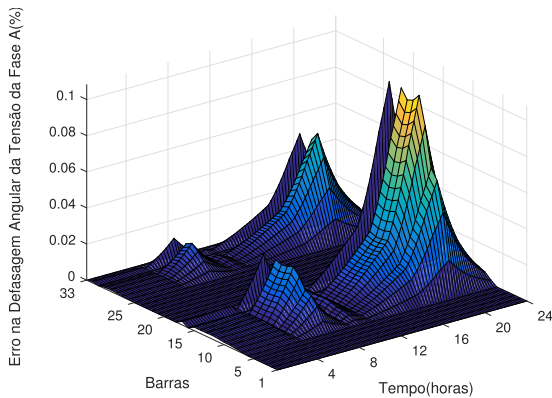


Figura 20 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga

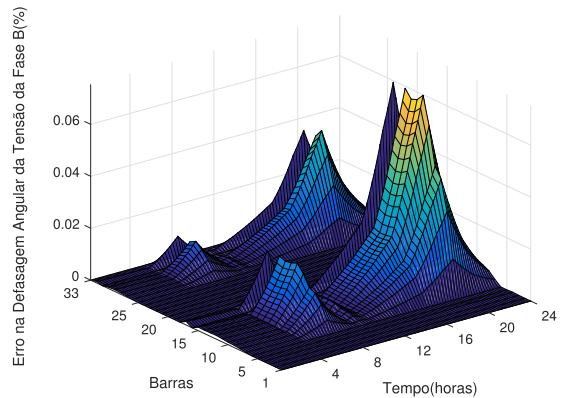
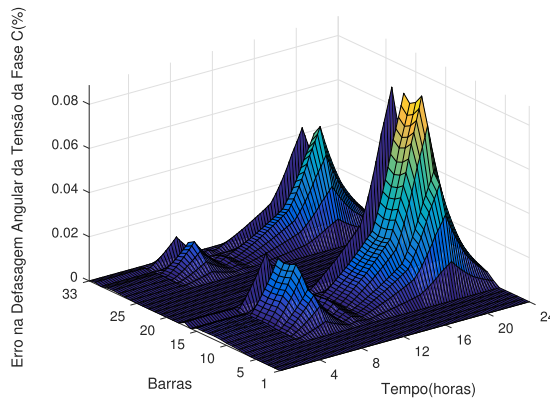


Figura 21 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga



A defasagem angular para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 22, 24 e 26, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme as Figuras 23, 25 e 27. Conforme mostrado nas Figuras 19, 20 e 21 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 12.



Figura 22 – Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$

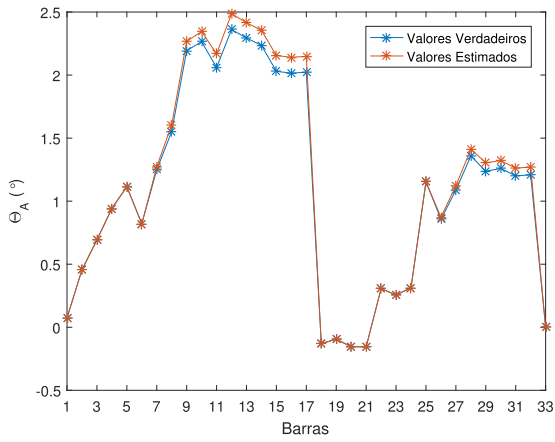


Figura 23 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$

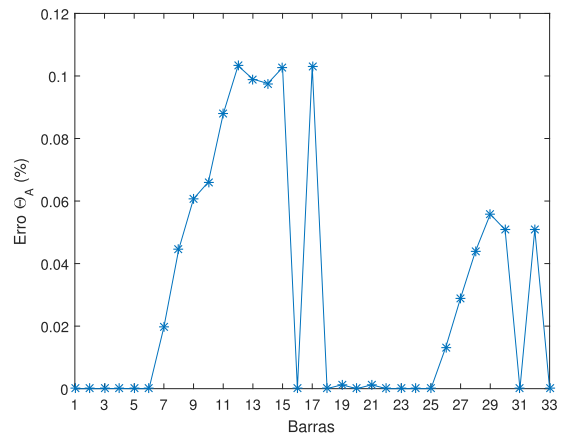


Figura 24 – Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$

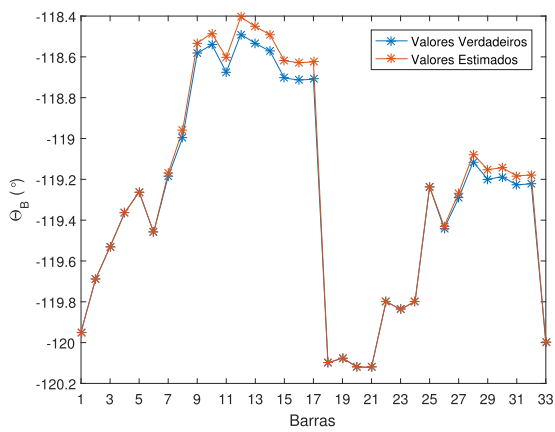


Figura 25 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$

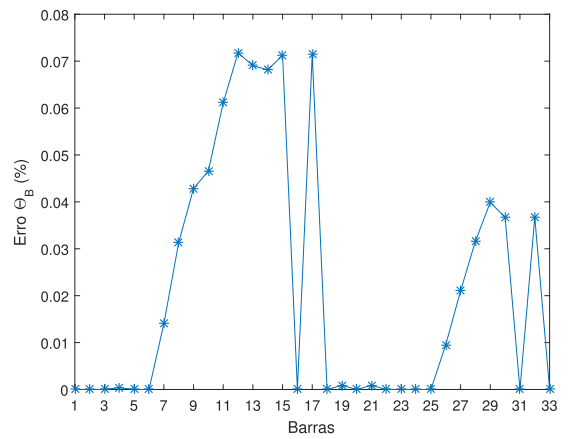


Figura 26 – Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$

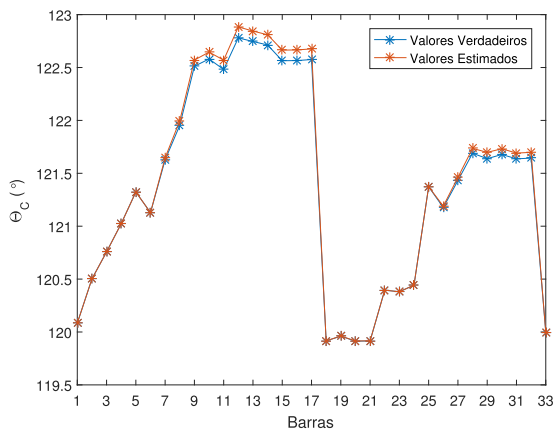
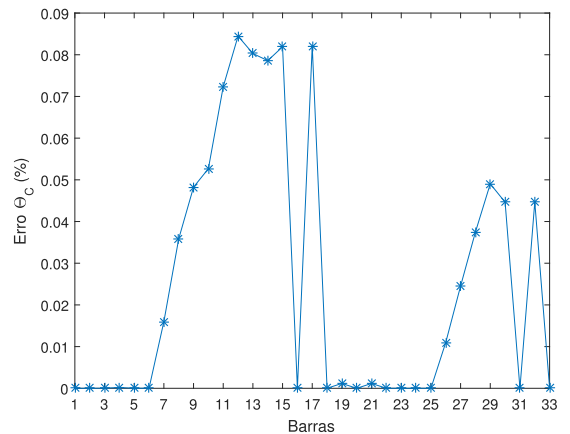


Figura 27 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$



Os resultados do erros na potência ativa para  $\varepsilon = 0,01$  são mostrados nas Figuras 28, 29 e 30, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 28, o maior erro para a potência ativa foi de 15,9176% e ocorreu na barra 26, na fase A, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 29 e 30 e foram de 15,8876% e 15,7919% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 28 – Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga

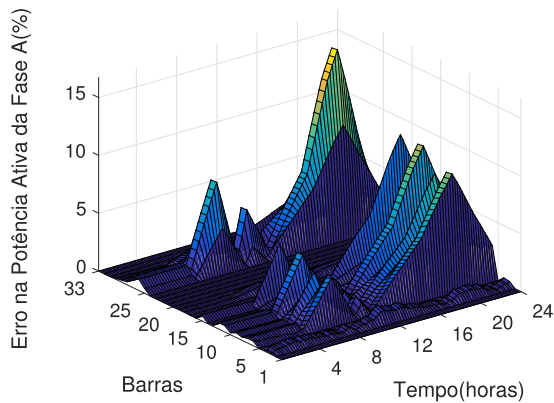


Figura 29 – Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga

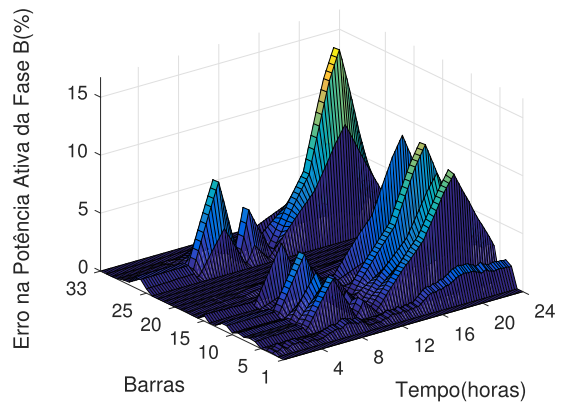
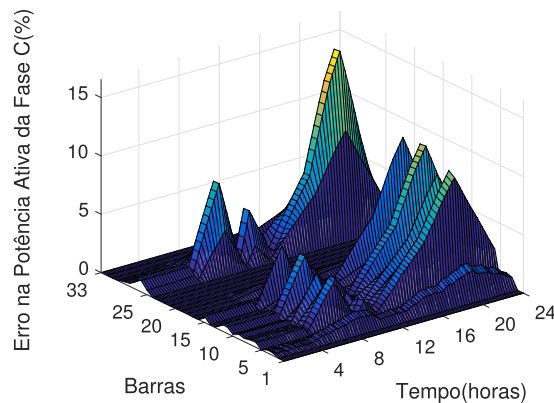


Figura 30 – Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga



A potência ativa para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 31, 33 e 35, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme as Figuras 32, 34 e 36. Conforme mostrado nas Figuras 28, 29 e 30 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 26.

Figura 31 – Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$

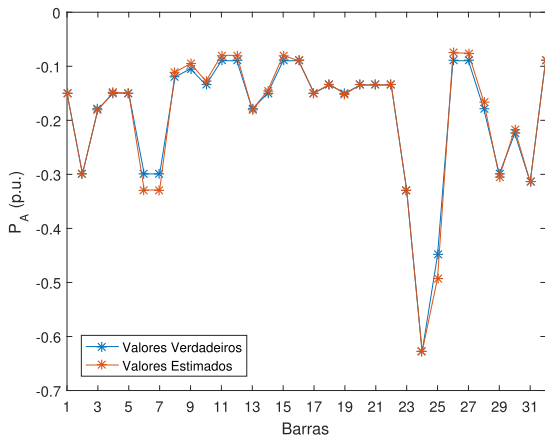


Figura 32 – Erro na Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$

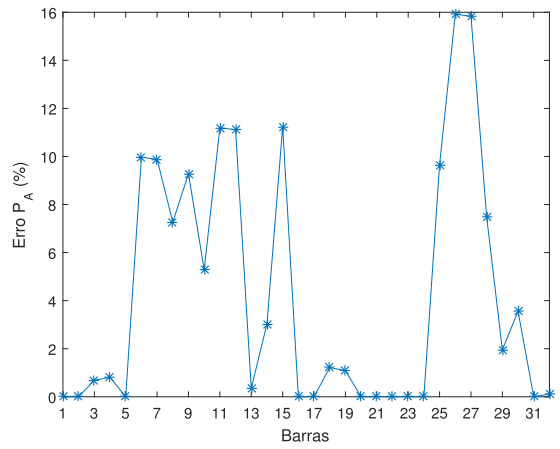


Figura 33 – Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$

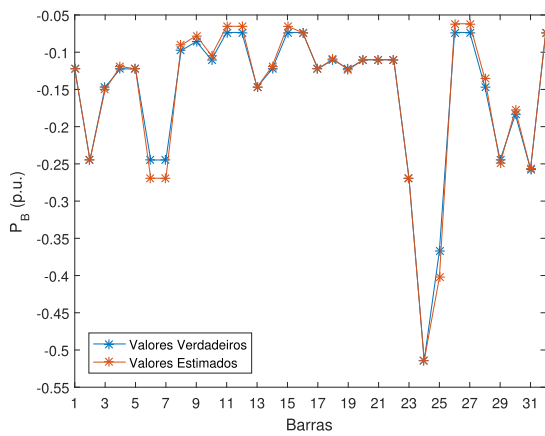


Figura 34 – Erro na Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$

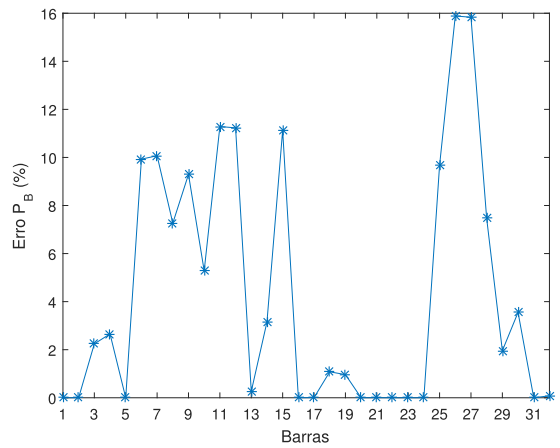


Figura 35 – Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$

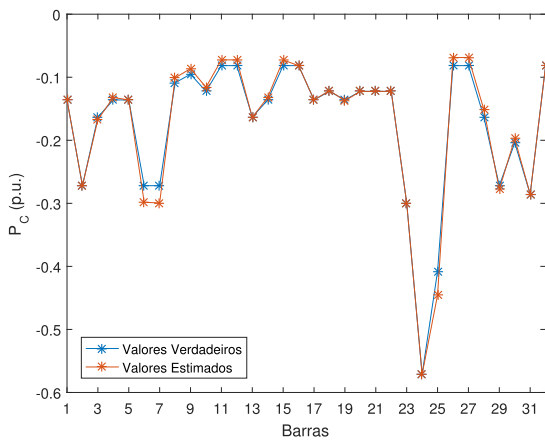
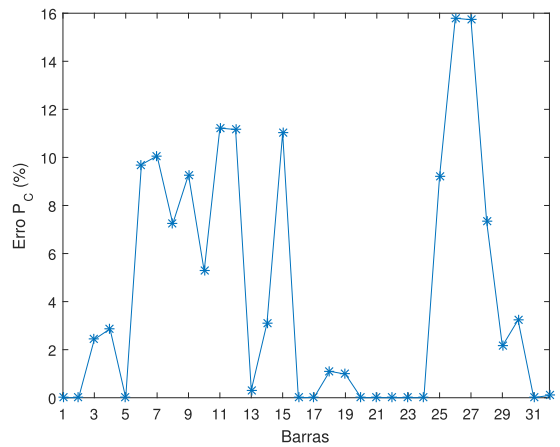


Figura 36 – Erro na Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$



Os resultados do erros na potência reativa para  $\varepsilon = 0,01$  são mostrados nas Figuras 37, 38 e 39, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 37, o maior erro para a potência ativa foi de 22,0742% e ocorreu na barra 26, na fase A, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 38 e 39 e foram de 22,0504% e 22,0298% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 37 – Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga

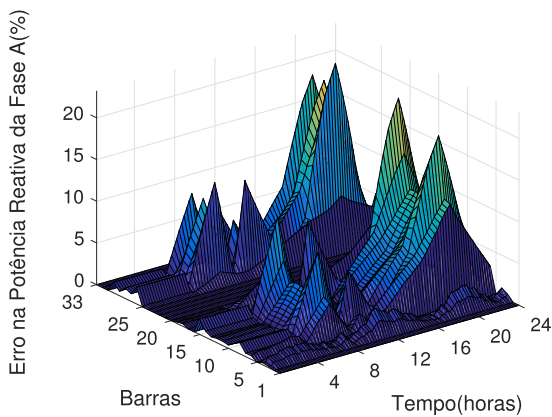


Figura 38 – Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga

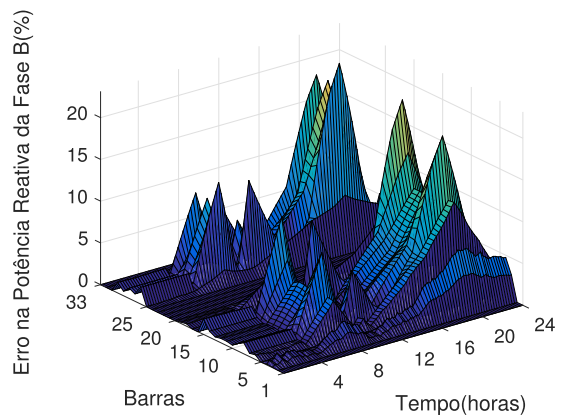
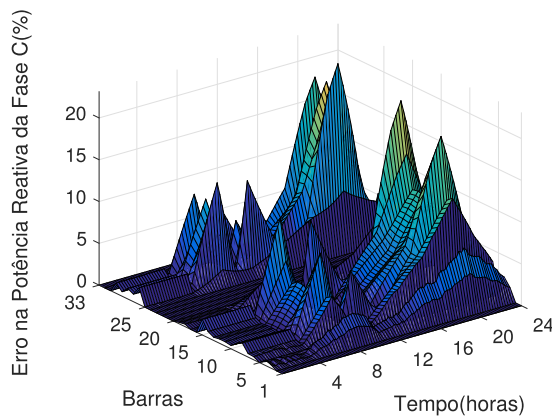


Figura 39 – Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$  - Curva de Carga



A potência reativa para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 40, 42 e 44, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme as Figuras 41, 43 e 45. Conforme mostrado nas Figuras 37, 38 e 39 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 26.

Figura 40 – Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$

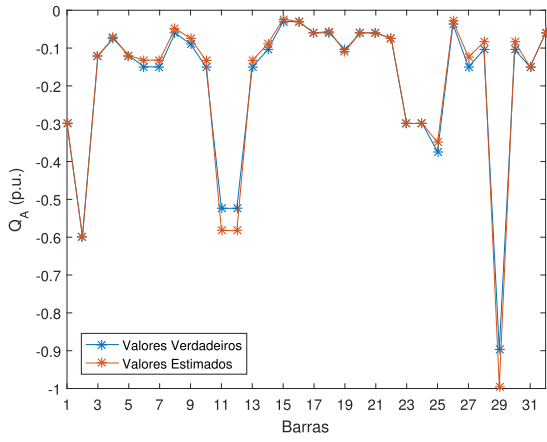


Figura 41 – Erro na Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,01$

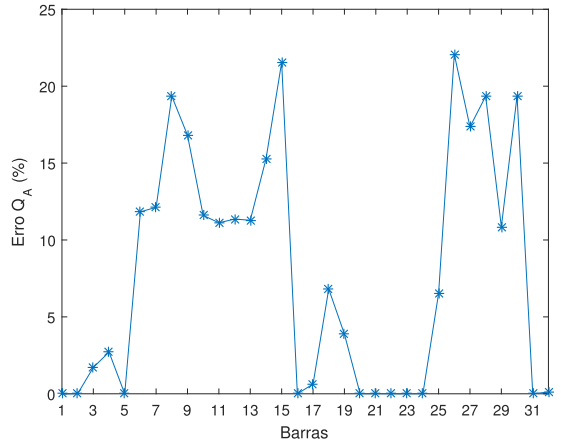


Figura 42 – Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$

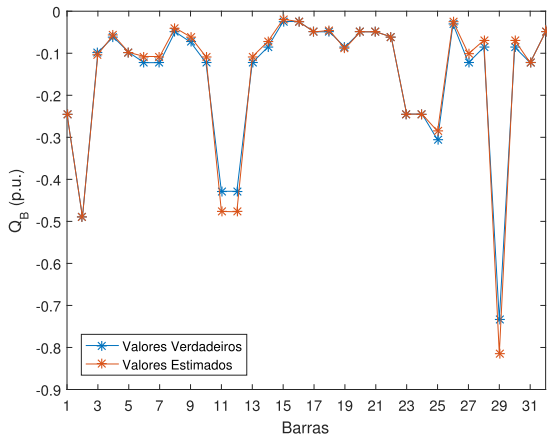


Figura 43 – Erro na Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,01$

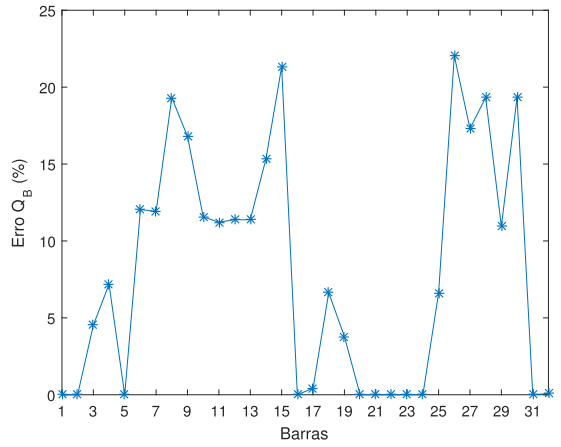


Figura 44 – Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$

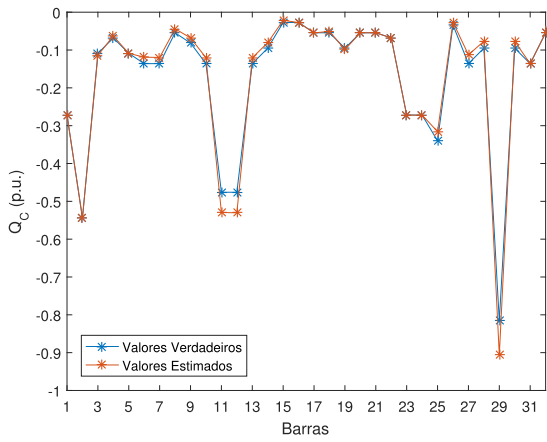
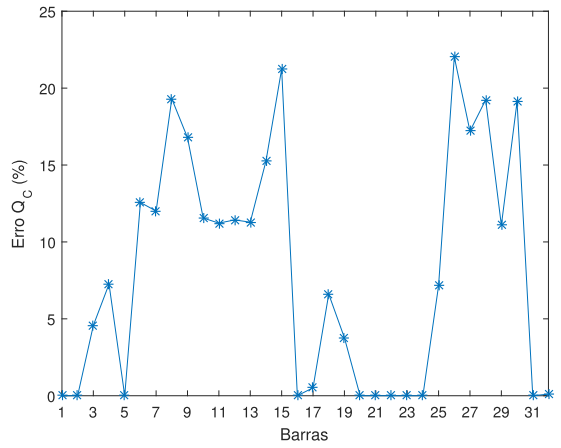


Figura 45 – Erro na Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,01$



#### 4.1.1.2 Fator $\varepsilon = 0,001$

Os resultados do erros no módulo da tensão para  $\varepsilon = 0,001$  são mostrados nas Figuras 46, 47 e 48, para as fases A,B e C. Conforme mostrado na Figura 46, o maior erro para o módulo da tensão foi de 0,0183% e ocorreu na barra 17, na fase A, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 47 e 48 e foram de 0,0127% e 0,0178% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 46 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga

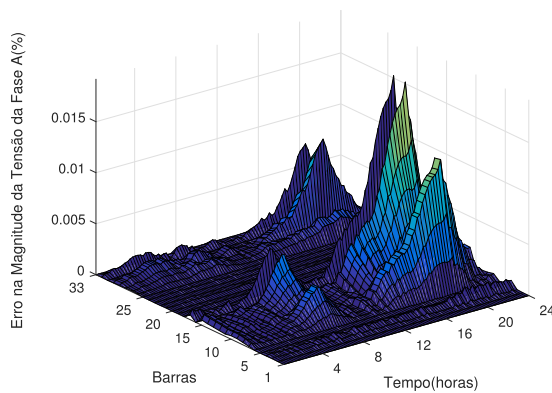


Figura 47 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga

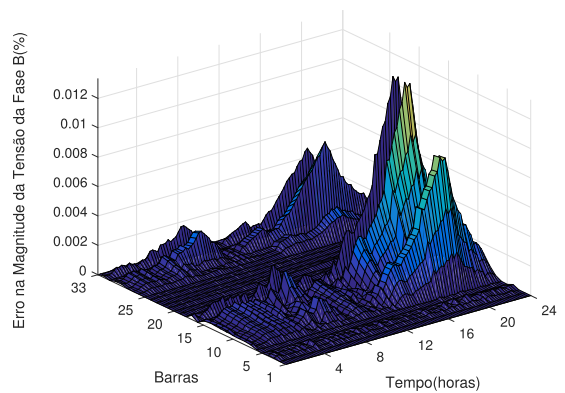
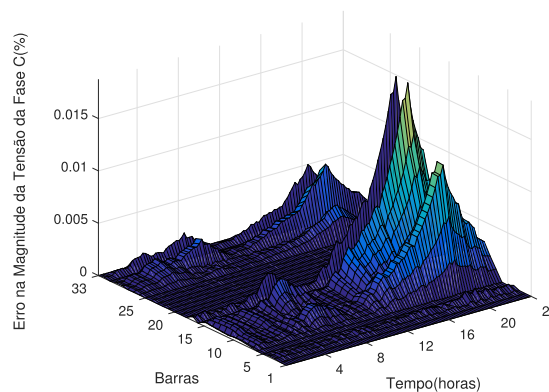


Figura 48 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga



O perfil de tensão para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 49, 51 e 53, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme mostrado nas Figuras 50, 52 e 54. Conforme mostrado nas Figuras 46, 47 e 48 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 17.

Figura 49 – Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$

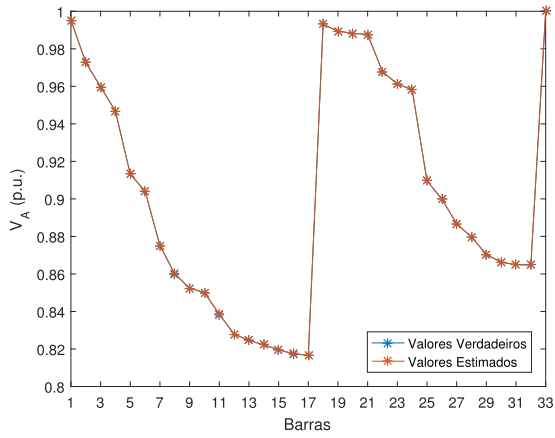


Figura 50 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$

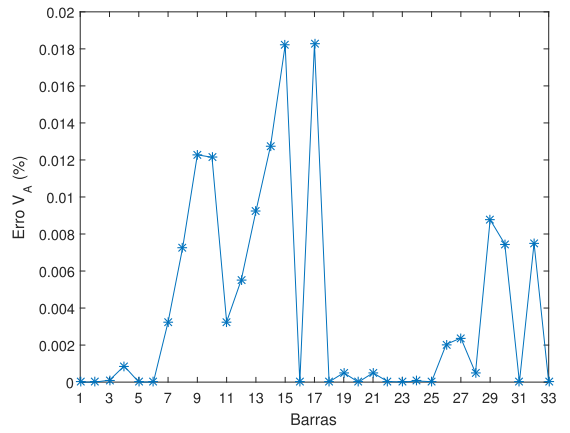


Figura 51 – Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$

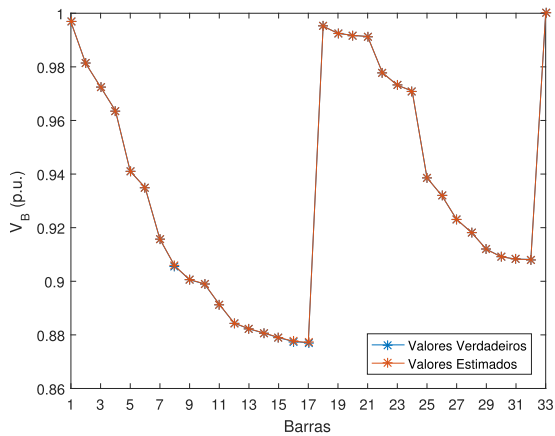


Figura 52 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$

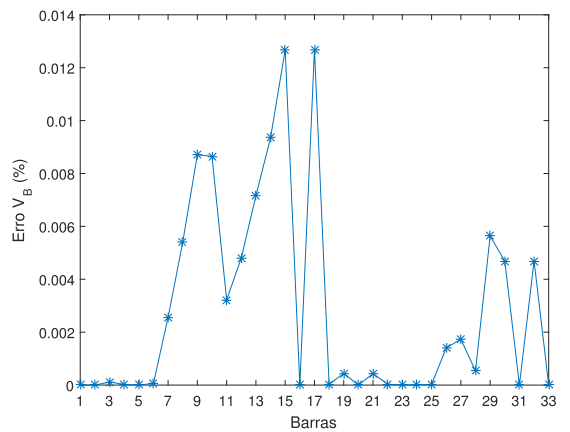


Figura 53 – Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$

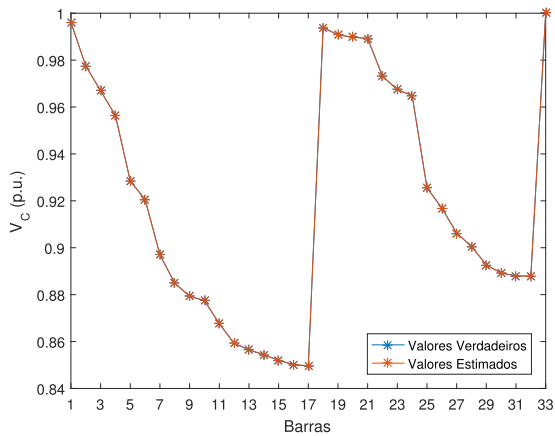
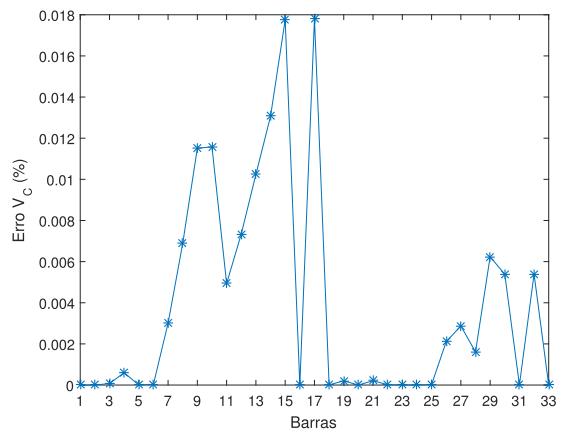


Figura 54 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$



Os resultados do erros na defasagem angular da tensão para  $\varepsilon = 0,001$  são mostrados nas Figuras 55, 56 e 57, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 55, o maior erro para defasagem angular da tensão foi de 0,0149% e ocorreu na barra 12, na fase A, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 56 e 57 e foram de 0,0104% e 0,0123% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 55 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga

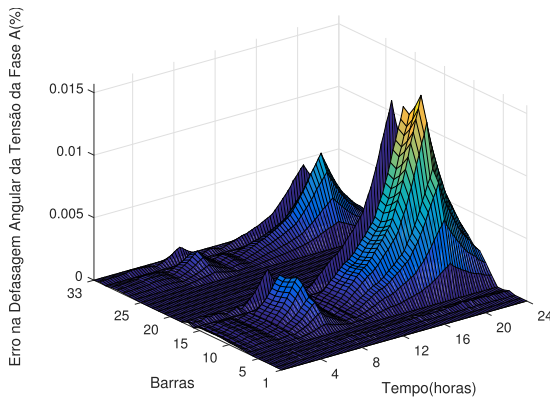


Figura 56 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga

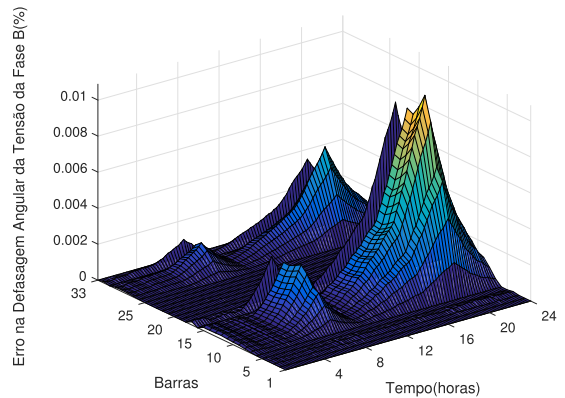
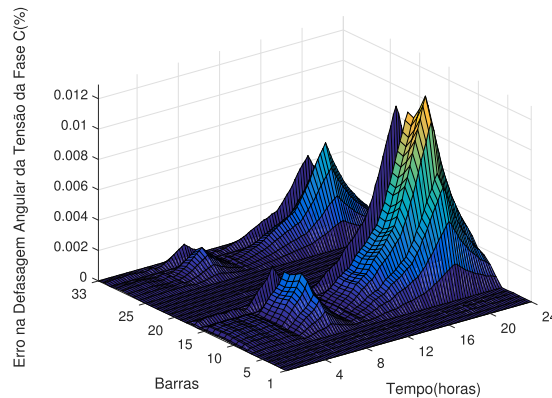


Figura 57 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga



A defasagem angular para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 58, 60 e 62, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme as Figuras 59, 61 e 63. Conforme mostrado nas Figuras 55, 56 e 57 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 12.



Figura 58 – Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$

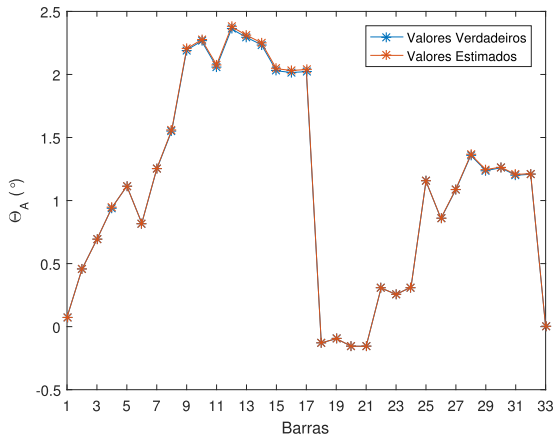


Figura 59 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$

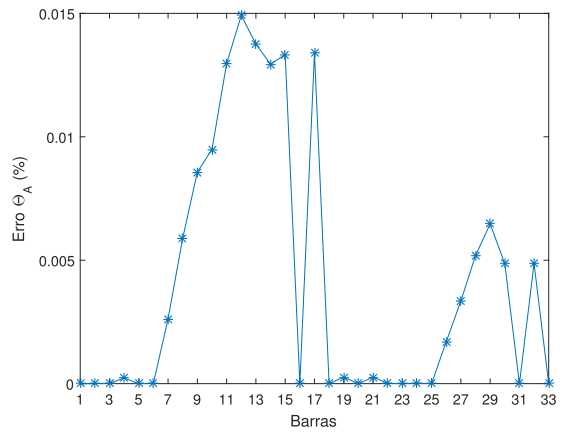


Figura 60 – Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$

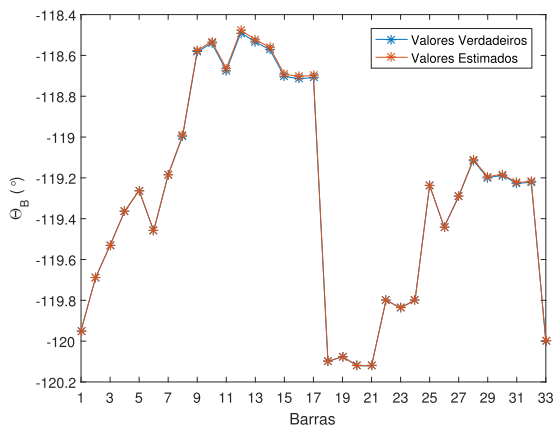


Figura 61 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$

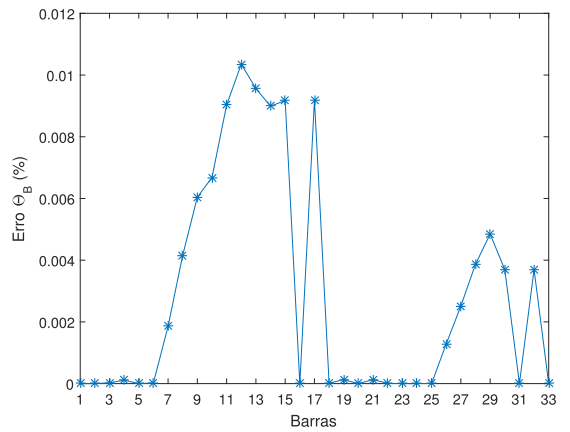


Figura 62 – Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$

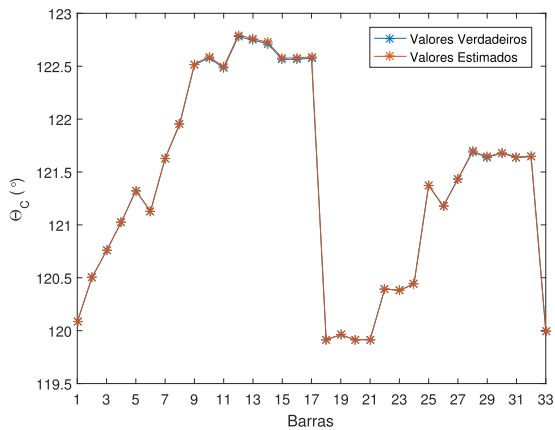
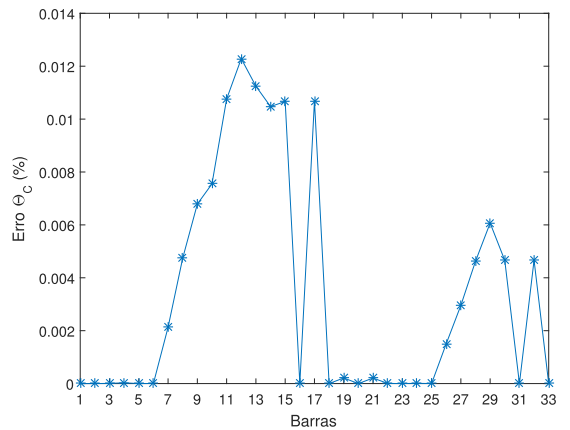


Figura 63 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$



Os resultados do erros na potência ativa para  $\varepsilon = 0,001$  são mostrados nas Figuras 64, 65 e 66, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 66, o maior erro para a potência ativa foi de 4,6296% e ocorreu na barra 26, na fase C, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 64 e 65 e foram de 4,3859% e 4,5533% para as fases A e B, respectivamente.

Figura 64 – Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga

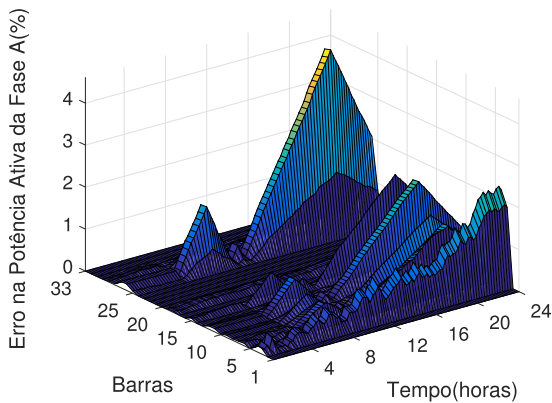


Figura 65 – Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga

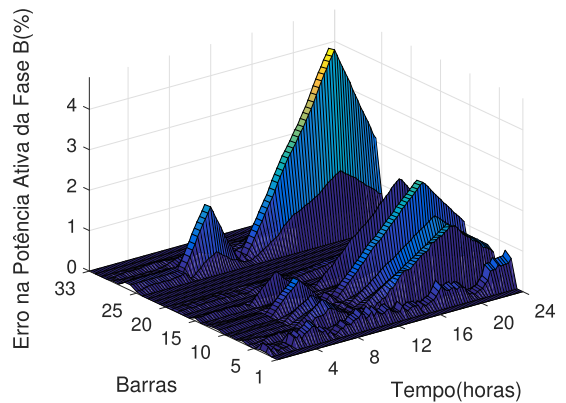
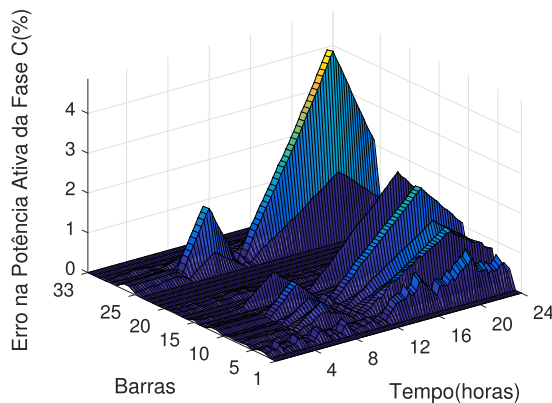


Figura 66 – Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga



A potência ativa para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 67, 69 e 71, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme as Figuras 68, 70 e 72. Conforme mostrado nas Figuras 64, 65 e 66 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 26.

Figura 67 – Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$

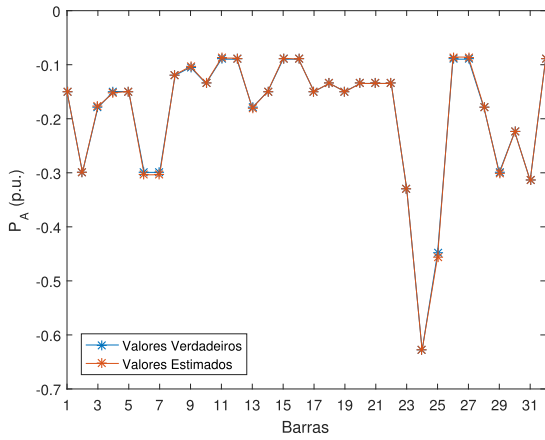


Figura 68 – Erro na Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$

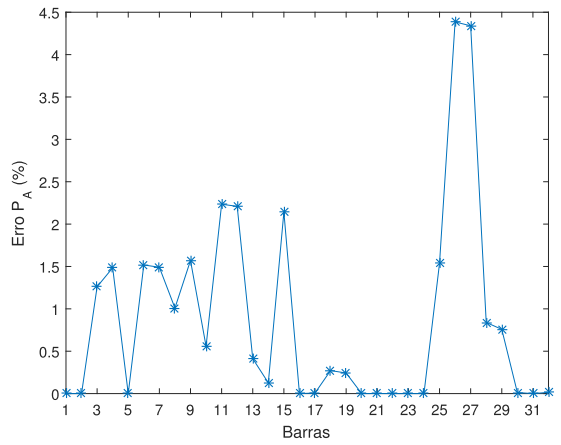


Figura 69 – Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$

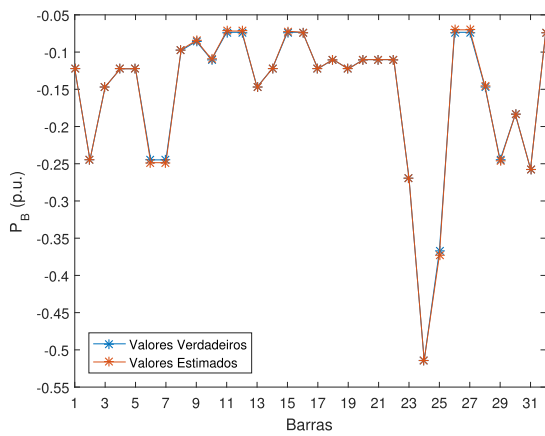


Figura 70 – Erro na Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$

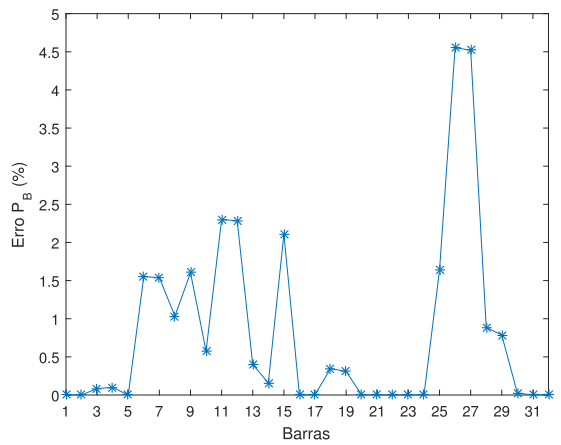


Figura 71 – Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$

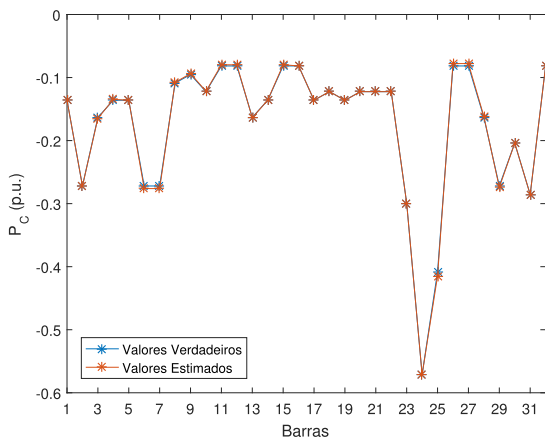
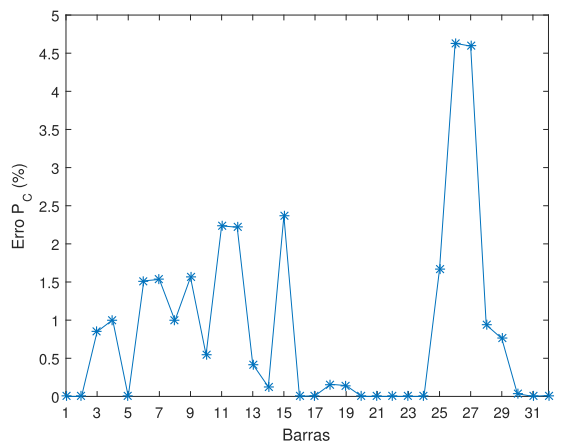


Figura 72 – Erro na Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$



Os resultados do erros na potência reativa para  $\varepsilon = 0,001$  são mostrados nas Figuras 73, 74 e 75, para as fases A,B e C. Conforme mostrado na Figura 75, o maior erro para a potência ativa foi de 14,2325% e ocorreu na barra 26, na fase C, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 73 e 74 e foram de 13,7841% e 14,2089% para as fases A e B, respectivamente.

Figura 73 – Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga

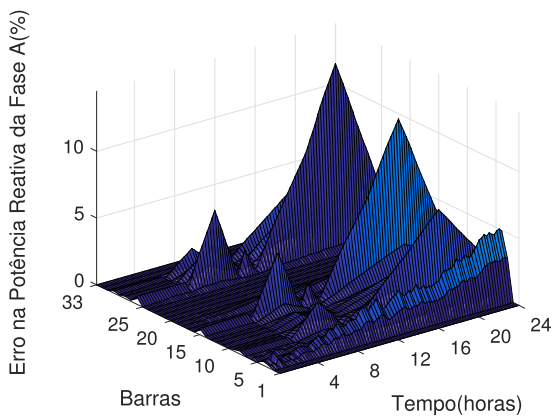


Figura 74 – Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga

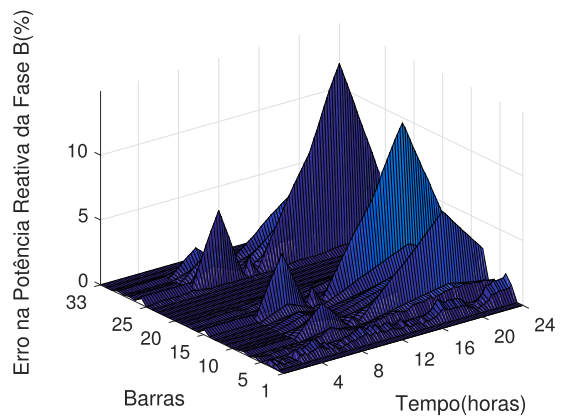
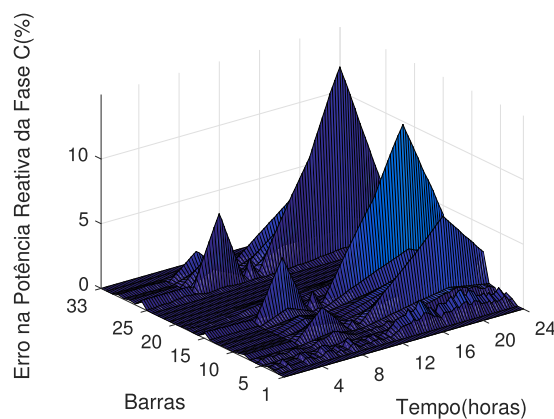


Figura 75 – Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$  - Curva de Carga



A potência reativa para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 76, 78 e 80, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme as Figuras 77, 79 e 81. Conforme mostrado nas Figuras 73, 74 e 75 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 26.

Figura 76 – Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$

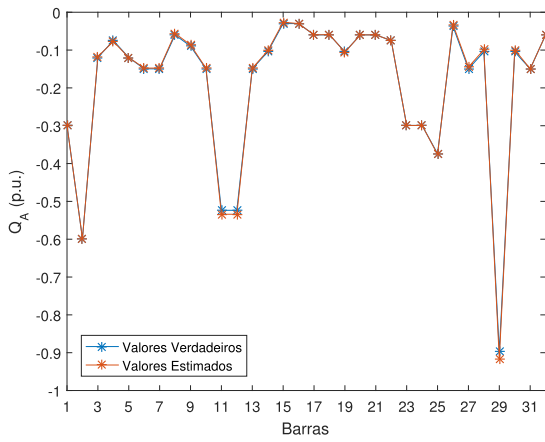


Figura 77 – Erro na Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,001$

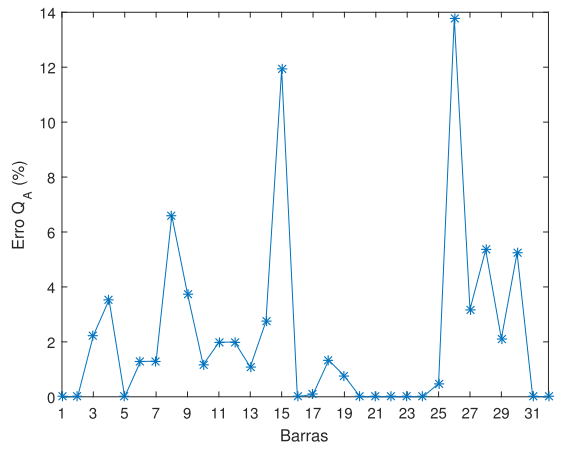


Figura 78 – Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$

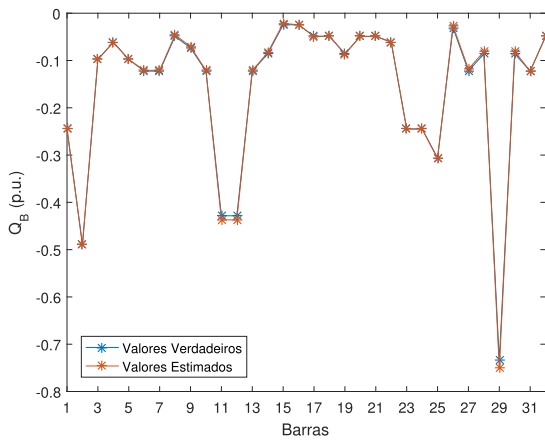


Figura 79 – Erro na Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,001$

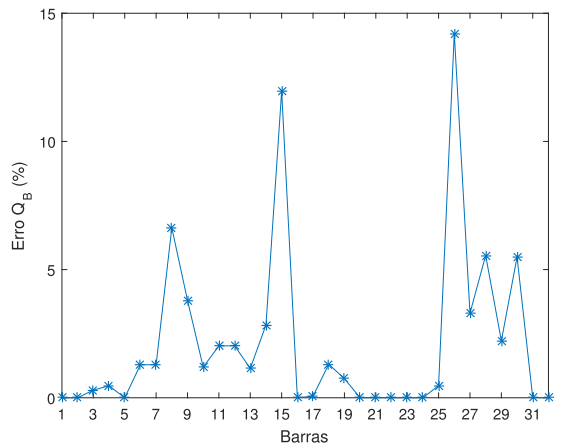


Figura 80 – Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$

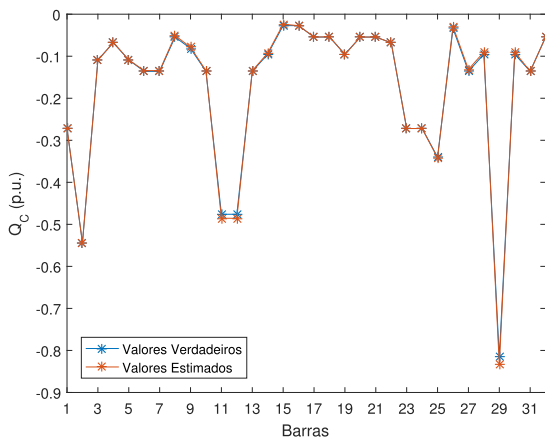
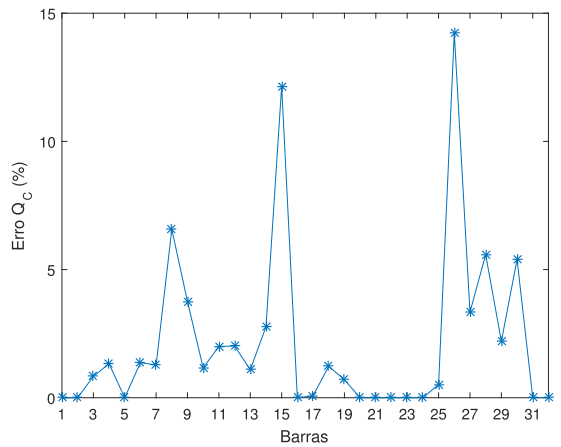


Figura 81 – Erro na Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,001$



#### 4.1.1.3 Fator $\varepsilon = 0,0001$

Os resultados do erros no módulo da tensão para  $\varepsilon = 0,0001$  são mostrados nas Figuras 82, 83 e 84, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 82, o maior erro para o módulo da tensão foi de 0,0146% e ocorreu na barra 17, na fase A, às 20:00 hrs. Nas demais fases os maiores erros também ocorreram na barra 17, entretanto em horários diferentes, às 18:30 na fase B e às 20:15 na fase C, conforme mostrado nas Figuras 83 e 84 e foram de 0,0045% e 0,0112% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 82 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga

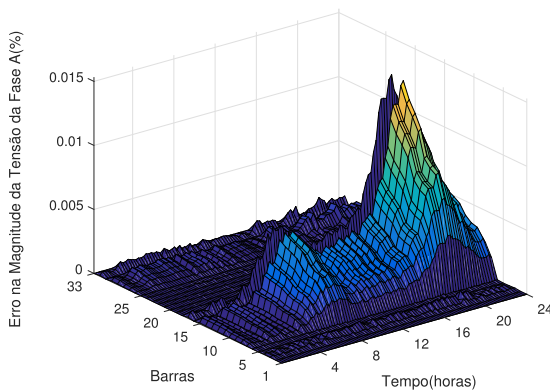


Figura 83 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga

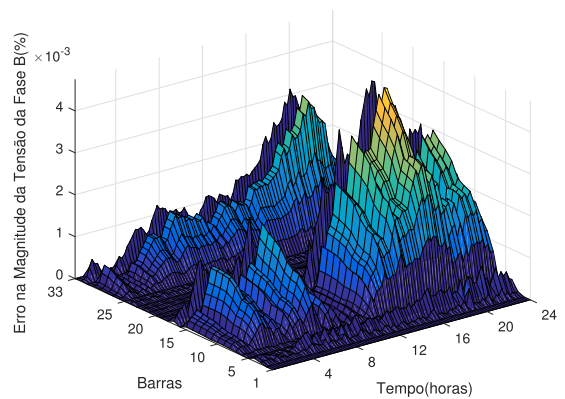
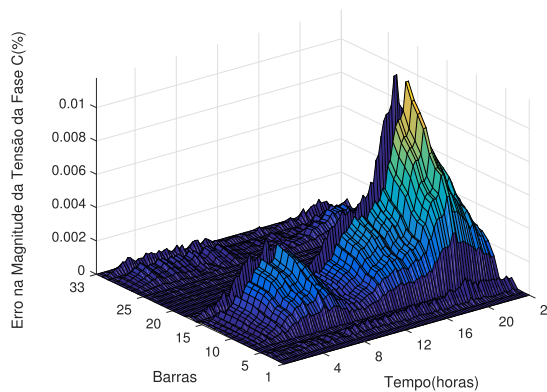


Figura 84 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga



O perfil de tensão para a fase A, às 20:00 hrs, é mostrado na Figura 85, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme mostrado na Figura 86, o maior erro ocorreu na barra 17, assim como visto na Figura 82. O perfil de tensão para a fase B, às 18:30 hrs, é mostrado na Figura 87, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme mostrado na Figura 88, o maior erro ocorreu na barra 17, assim como visto na Figura 83. Por fim, o perfil de tensão para a fase C, às 20:15 hrs, é mostrado na Figura 89, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme mostrado na Figura 90, o maior erro ocorreu na barra 17, assim como visto na Figura 84.

Figura 85 – Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$

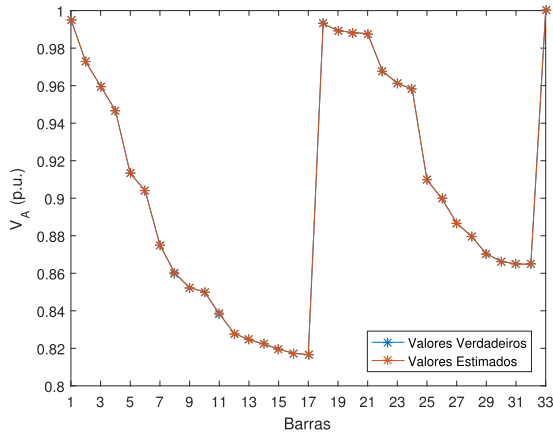


Figura 86 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$

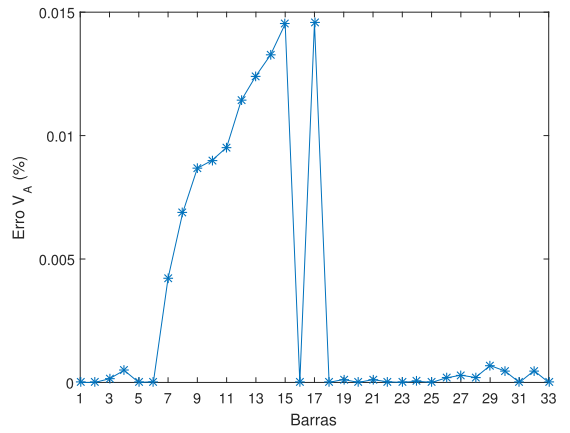


Figura 87 – Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$

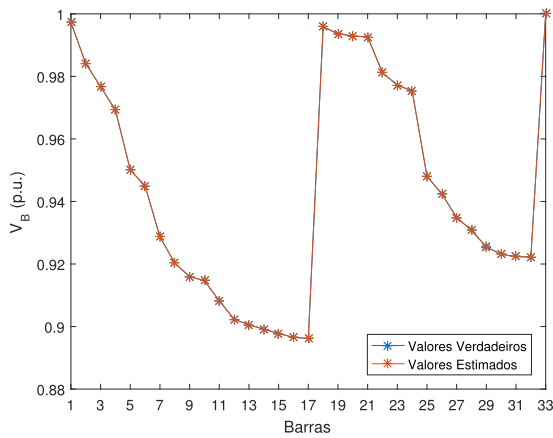


Figura 88 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$

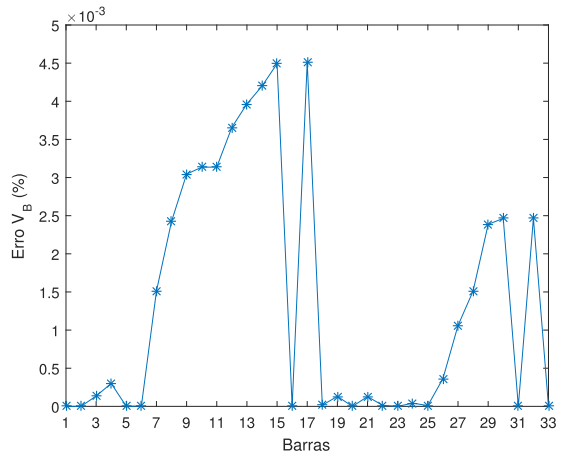


Figura 89 – Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$

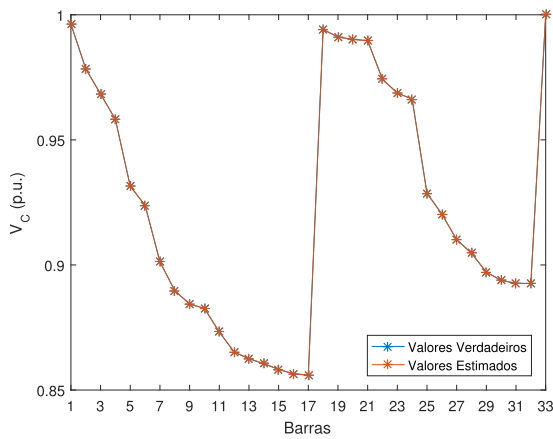
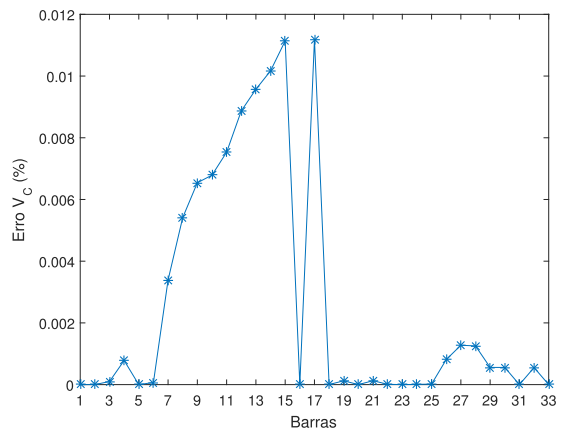


Figura 90 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$



Os resultados do erros na defasagem angular da tensão para  $\varepsilon = 0,0001$  são mostrados nas Figuras 91, 92 e 93, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 93, o maior erro para defasagem angular da tensão foi de 0,0011% e ocorreu na barra 14, na fase C, às 20:15 hrs. Nas demais fases os maiores erros ocorreram na barra 29, na fase A, às 20:00 hrs e na barra 12, na fase B, às 19:45, conforme mostrado nas Figuras 91 e 92 e foram de 0,0010% e 0,0009% para as fases A e B, respectivamente.

Figura 91 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga

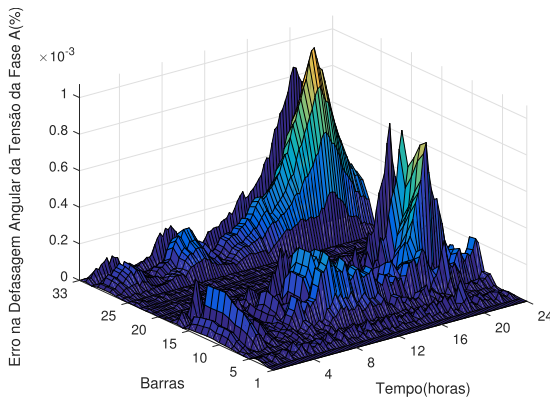


Figura 92 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga

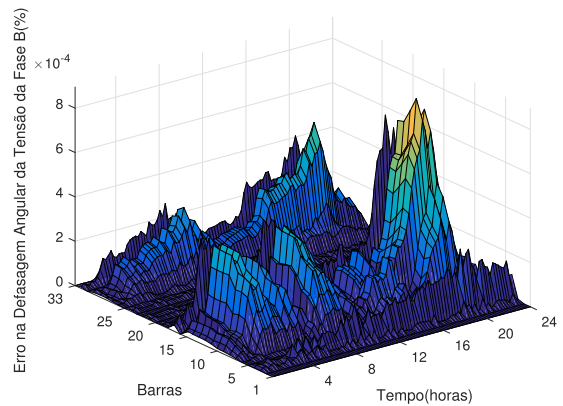
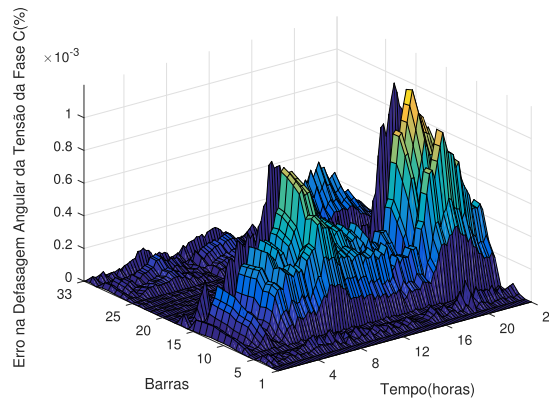


Figura 93 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga



A defasagem angular para a fase A, às 20:00 hrs, é mostrada na Figura 94, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 95, o maior erro ocorreu na barra 29, assim como visto na Figura 91. A defasagem angular para a fase B, às 19:45 hrs, é mostrado na Figura 96, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 97, o maior erro ocorreu na barra 12, assim como visto na Figura 92. Por fim, a defasagem angular para a fase C, às 20:15 hrs, é mostrado na Figura 98, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 99, o maior erro ocorreu na barra 14, assim como visto na Figura 93.



Figura 94 – Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$

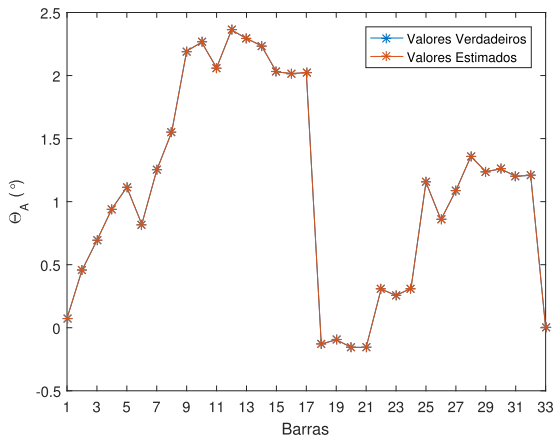


Figura 95 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$

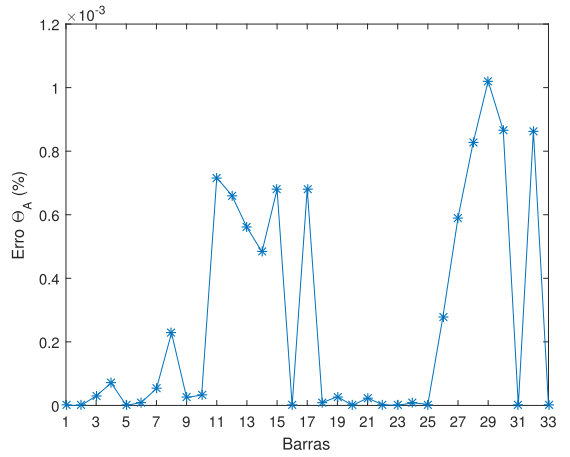


Figura 96 – Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$

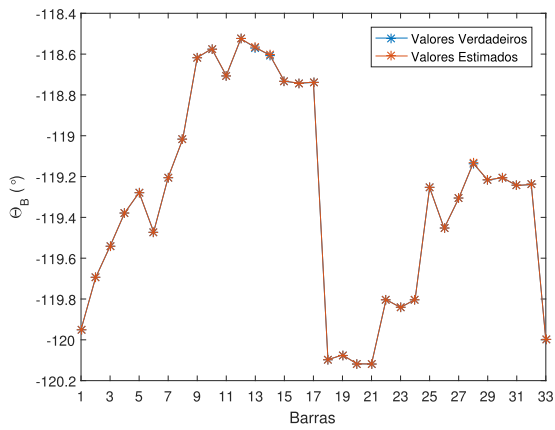


Figura 97 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$

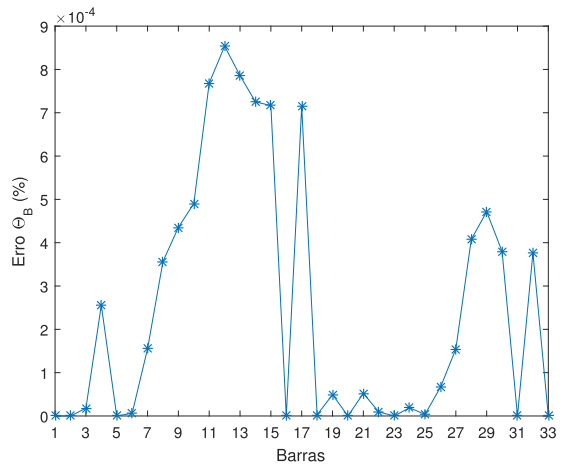


Figura 98 – Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$

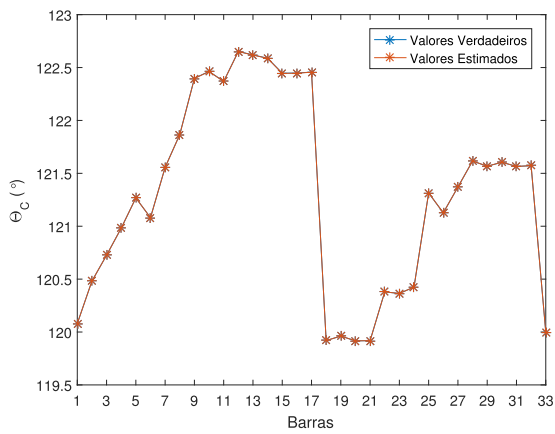
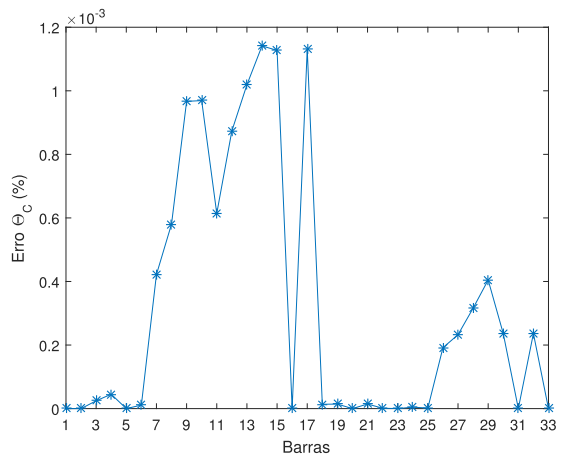


Figura 99 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$



Os resultados do erros na potência ativa para  $\varepsilon = 0,0001$  são mostrados nas Figuras 100, 101 e 102, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 102, o maior erro para a potência ativa foi de 2,2075% e ocorreu na barra 4, na fase C, às 21:30 hrs. Nas demais fases os maiores erros também ocorreram na barra 4, entretanto em horários diferentes, às 9:30 na fase A e às 23:30 na fase B, conforme mostrado nas Figuras 100 e 101 e foram de 0,8953% e 2,0781% para as fases A e B, respectivamente.

Figura 100 – Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga

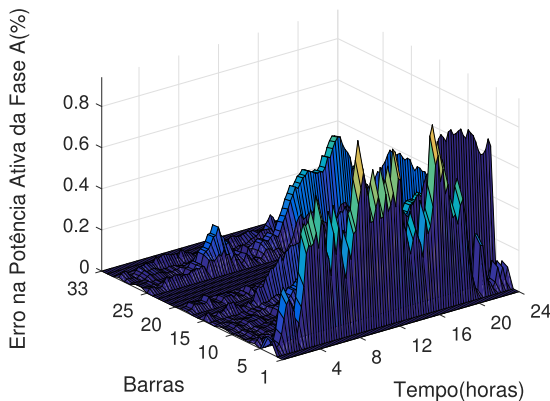


Figura 101 – Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga

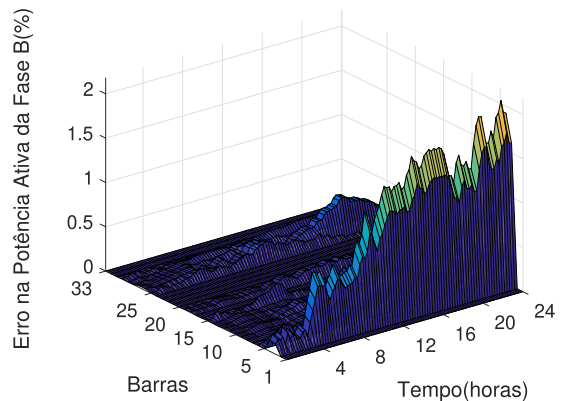
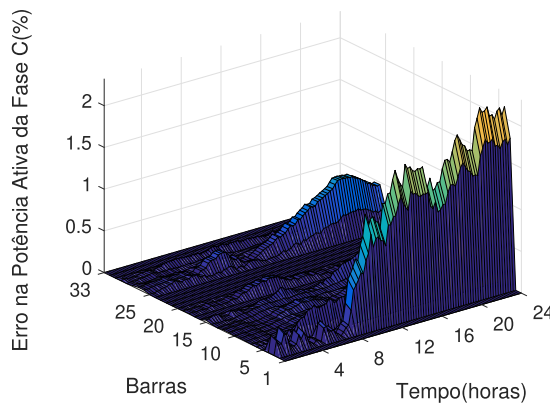


Figura 102 – Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga



A potência ativa para a fase A, às 9:30 hrs, é mostrado na Figura 103, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 104, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 100. A potência ativa para a fase B, às 23:30 hrs, é mostrado na Figura 105, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 106, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 101. Por fim, a potência ativa para a fase C, às 21:30 hrs, é mostrado na Figura 107, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 108, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 102.

Figura 103 – Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$

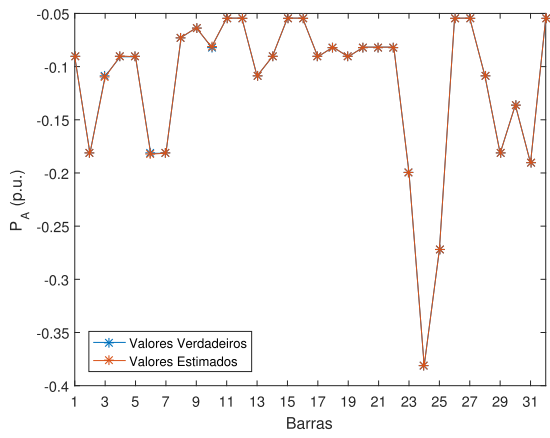


Figura 104 – Erro na Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$

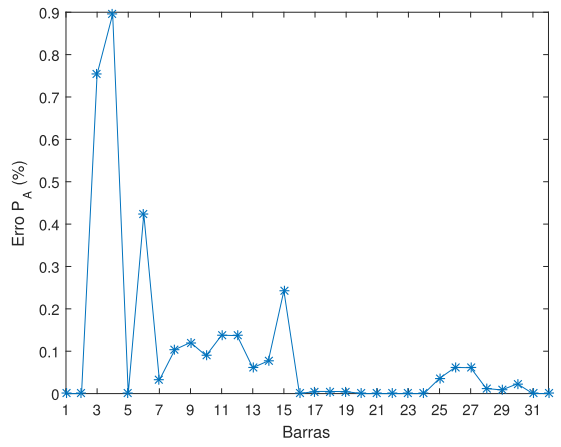


Figura 105 – Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$

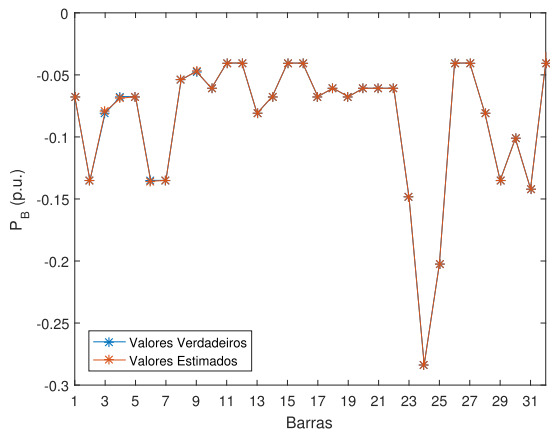


Figura 106 – Erro na Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$

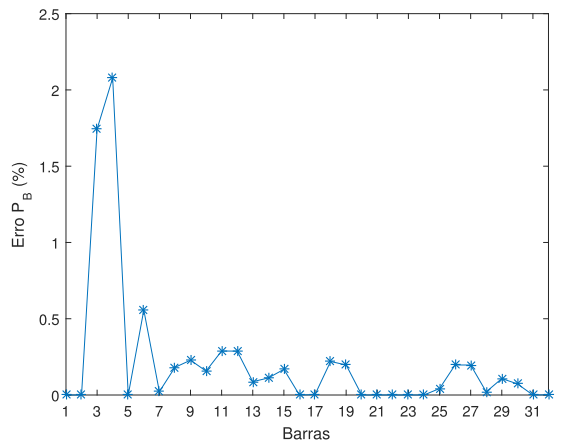


Figura 107 – Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$

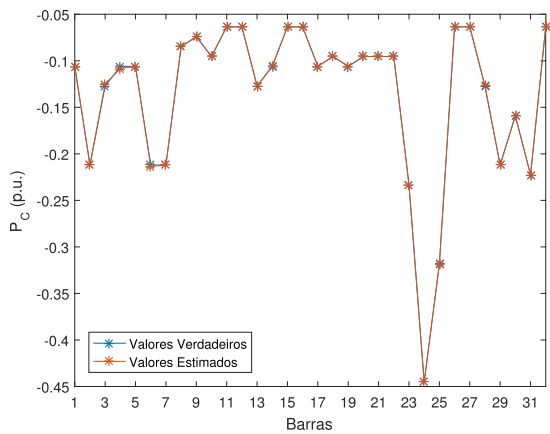
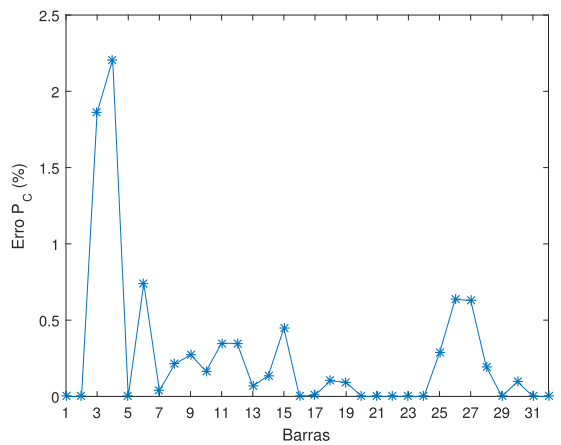


Figura 108 – Erro na Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$



Os resultados do erros na potência reativa para  $\varepsilon = 0,0001$  são mostrados nas Figuras 109, 110 e 111, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 111, o maior erro para a potência reativa foi de 4,7731% e ocorreu na barra 4, na fase C, às 22:15 hrs. Nas demais fases os maiores erros ocorreram na barra 15, na fase A, às 20:00 hrs e na barra 4, na fase B, às 23:30, conforme mostrado nas Figuras 109 e 110 e foram de 2,4355% e 4,5252% para as fases A e B, respectivamente.

Figura 109 – Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga

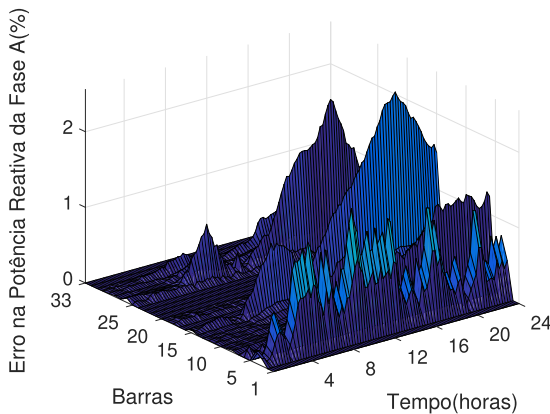


Figura 110 – Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga

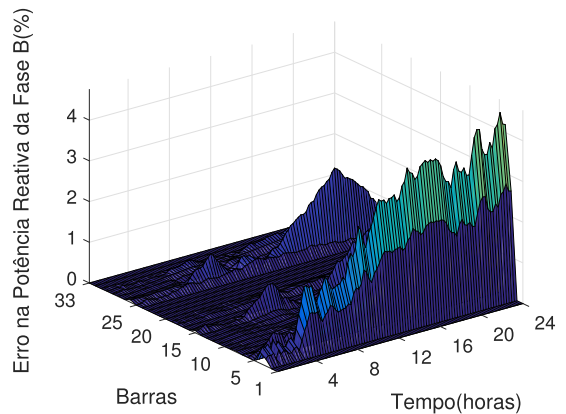
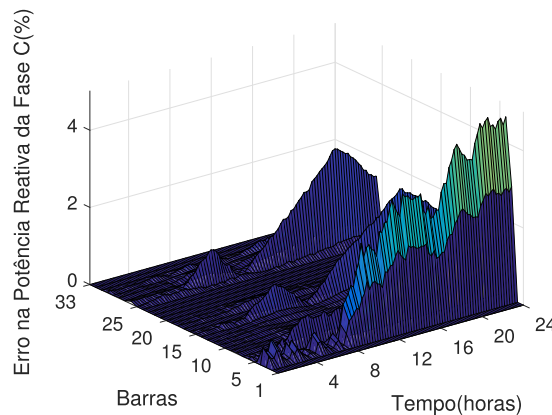


Figura 111 – Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$  - Curva de Carga



A potência reativa para a fase A, às 20:00 hrs, é mostrado na Figura 112, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 113, o maior erro ocorreu na barra 15, assim como visto na Figura 109. A potência reativa para a fase B, às 23:30 hrs, é mostrado na Figura 114, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 115, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 110. Por fim, a potência reativa para a fase C, às 22:15 hrs, é mostrado na Figura 116, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 117, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 111.

Figura 112 – Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$

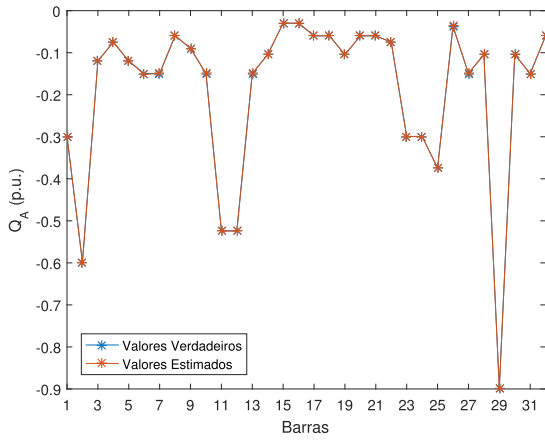


Figura 113 – Erro na Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,0001$

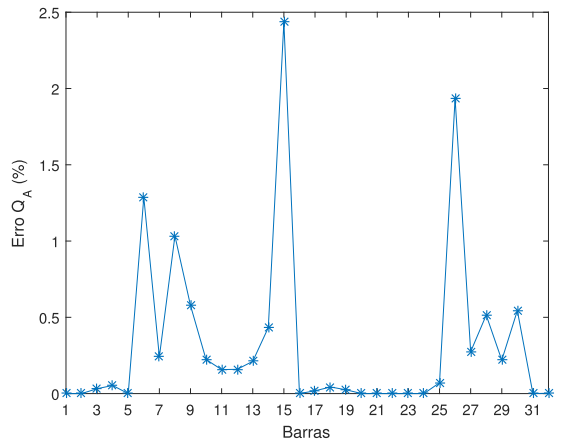


Figura 114 – Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$

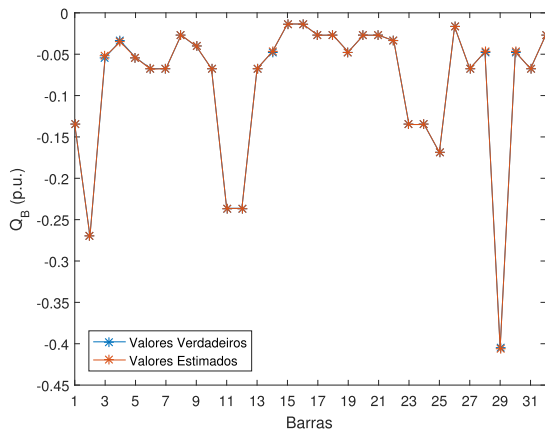


Figura 115 – Erro na Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,0001$

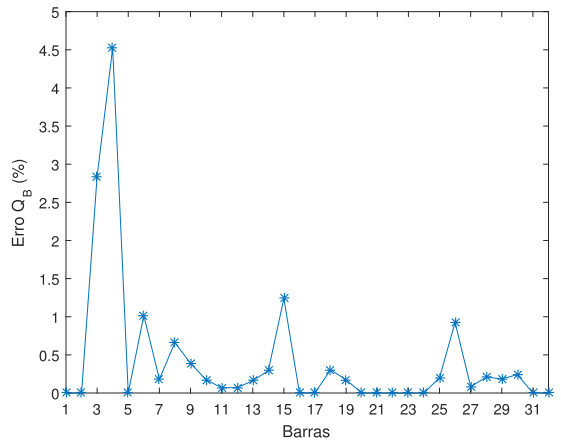


Figura 116 – Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$

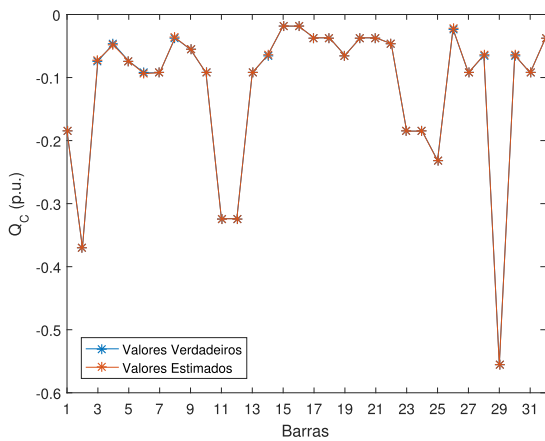
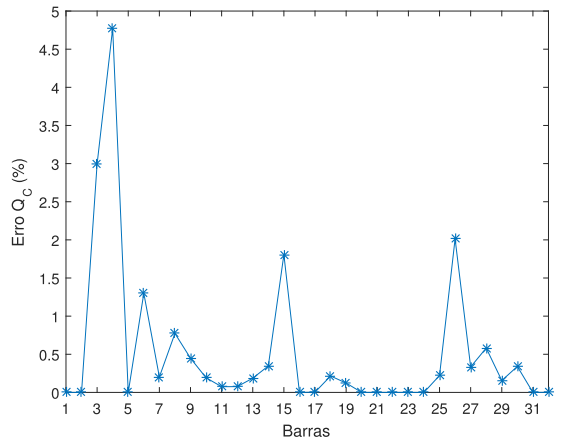


Figura 117 – Erro na Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,0001$



#### 4.1.1.4 Fator $\varepsilon = 0,00001$

Os resultados do erros no módulo da tensão para  $\varepsilon = 0,00001$  são mostrados nas Figuras 118, 119 e 120, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 120, o maior erro para o módulo da tensão foi de 0,0095% e ocorreu na barra 17, na fase C, às 19:30 hrs. Nas demais fases os maiores erros ocorreram na barra 14, na fase A, às 19:30 hrs e na barra 32, na fase B, às 20:00, conforme mostrado nas Figuras 118 e 119 e foram de 0,0076% e 0,0034% para as fases A e B, respectivamente.

Figura 118 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

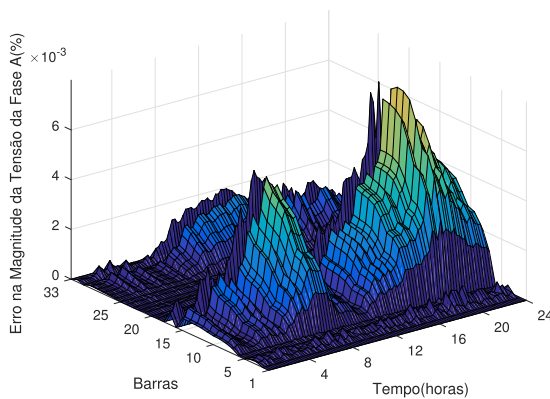


Figura 119 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

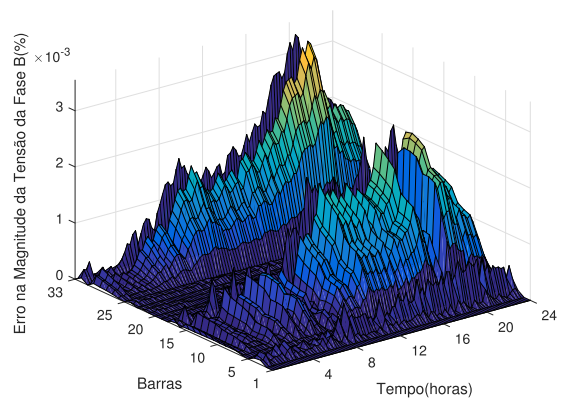
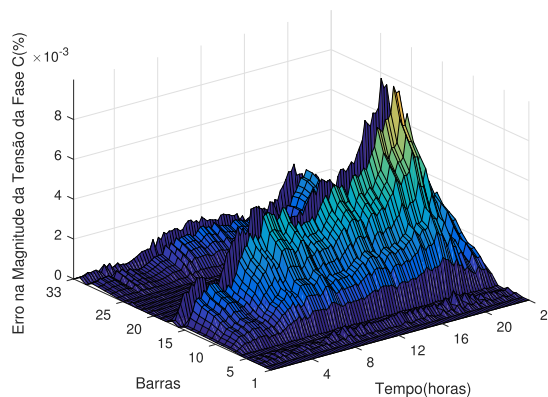


Figura 120 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga



O perfil de tensão para a fase A, às 19:30 hrs, é mostrado na Figura 121, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme mostrado na Figura 122, o maior erro ocorreu na barra 14, assim como visto na Figura 118. O perfil de tensão para a fase B, às 20:00 hrs, é mostrado na Figura 123, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme mostrado na Figura 124, o maior erro ocorreu na barra 32, assim como visto na Figura 119. Por fim, o perfil de tensão para a fase C, às 19:30 hrs, é mostrado na Figura 125, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme mostrado na Figura 126, o maior erro ocorreu na barra 17, assim como visto na Figura 120.

Figura 121 – Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

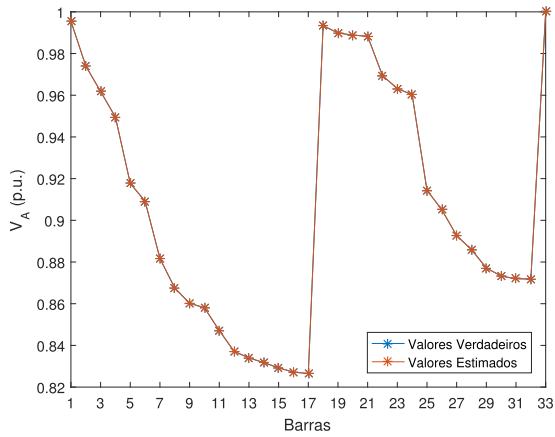


Figura 122 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

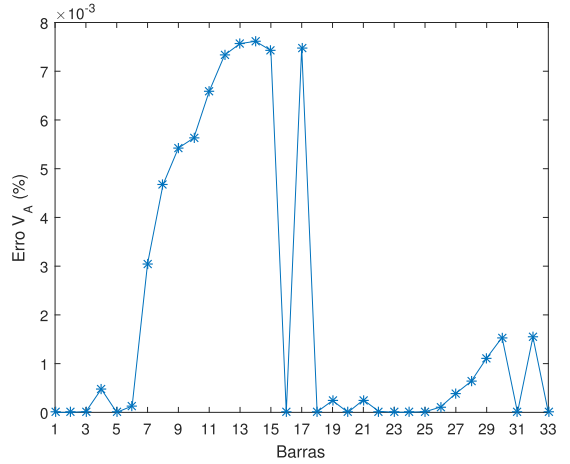


Figura 123 – Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

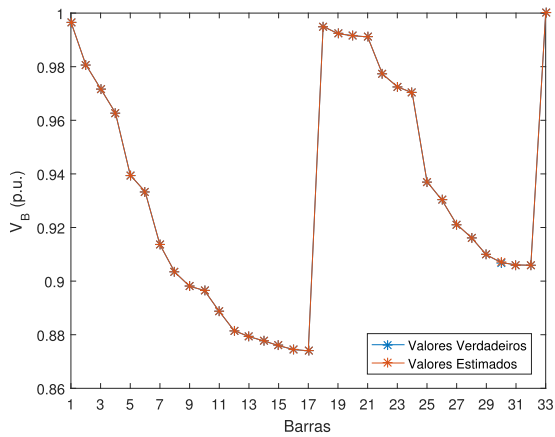


Figura 124 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

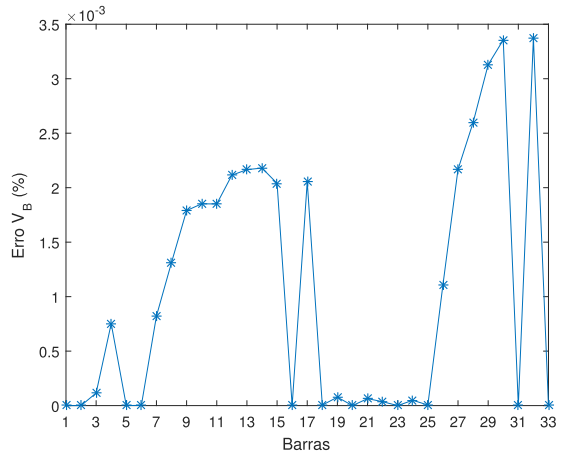


Figura 125 – Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$

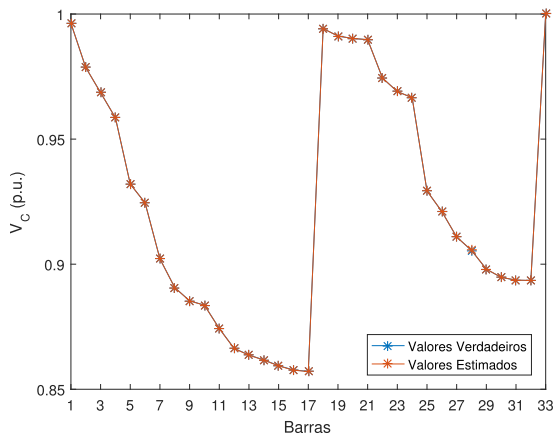
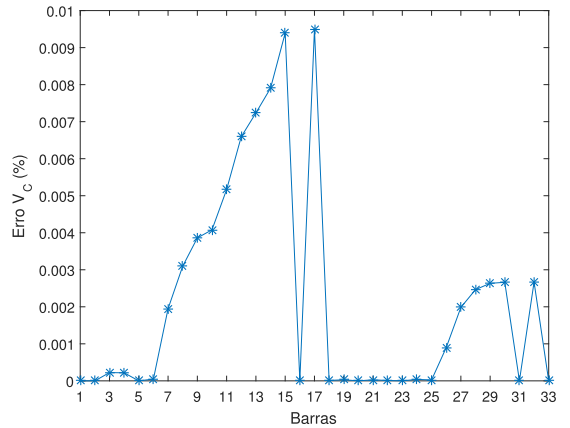


Figura 126 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$



Os resultados do erros na defasagem angular da tensão para  $\varepsilon = 0,00001$  são mostrados nas Figuras 127, 128 e 129, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 127, o maior erro para defasagem angular da tensão foi de 0,0018% e ocorreu na barra 15, na fase A, às 19:45 hrs. Nas demais fases os maiores erros ocorreram na barra 17, na fase B, às 19:30 hrs e na barra 14, na fase C, às 19:45, conforme mostrado nas Figuras 128 e 129 e foram de 0,0016% e 0,0007% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 127 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

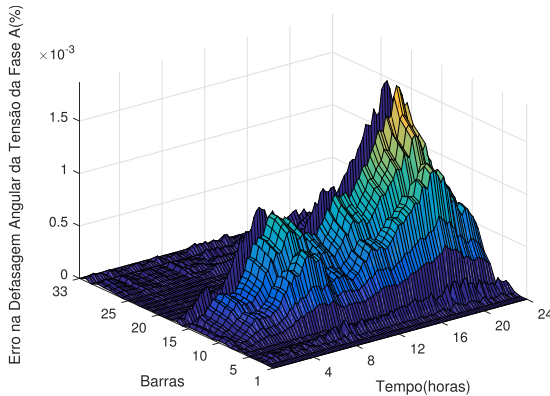


Figura 128 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

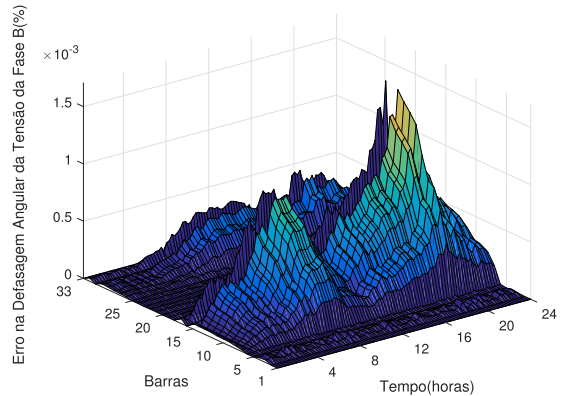
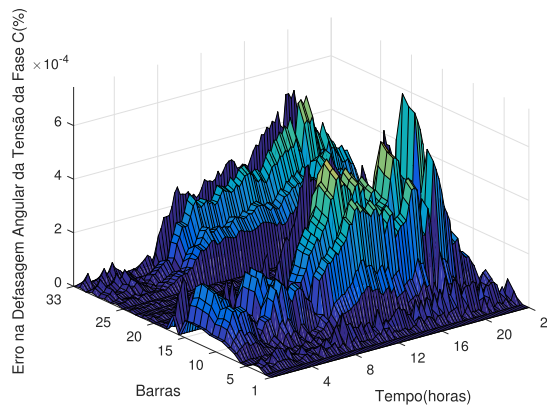


Figura 129 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga



A defasagem angular para a fase A, às 19:45 hrs, é mostrado na Figura 130, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 131, o maior erro ocorreu na barra 15, assim como visto na Figura 127. A defasagem angular para a fase B, às 19:30 hrs, é mostrado na Figura 132, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 133, o maior erro ocorreu na barra 17, assim como visto na Figura 128. Por fim, a defasagem angular para a fase C, às 19:45 hrs, é mostrado na Figura 134, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 135, o maior erro ocorreu na barra 14, assim como visto na Figura 129.



Figura 130 – Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

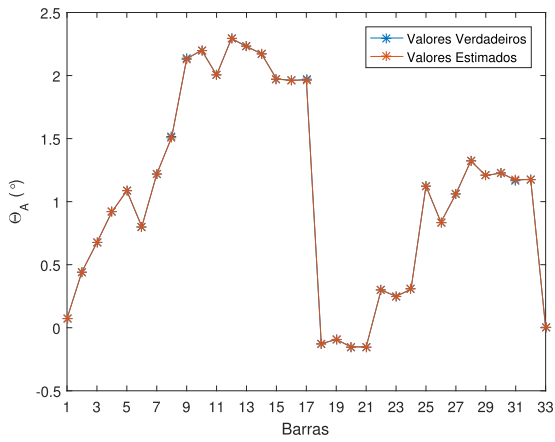


Figura 131 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

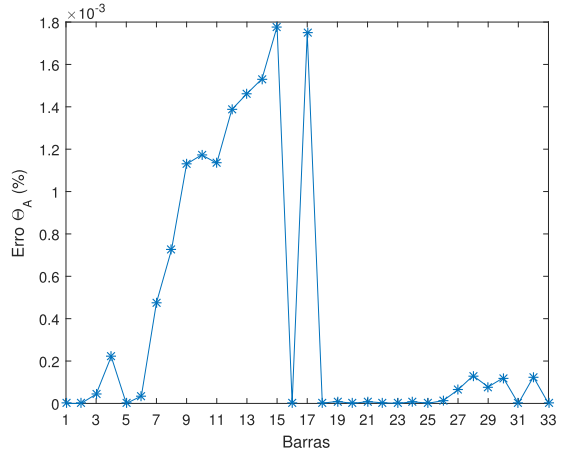


Figura 132 – Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

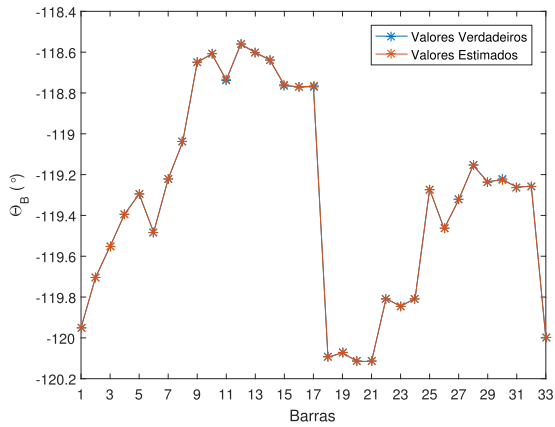


Figura 133 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

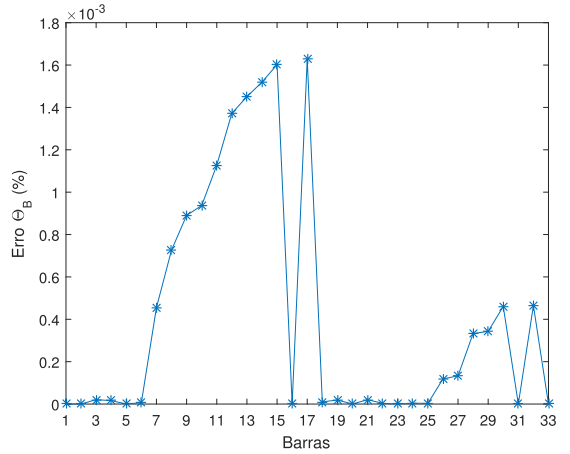


Figura 134 – Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$

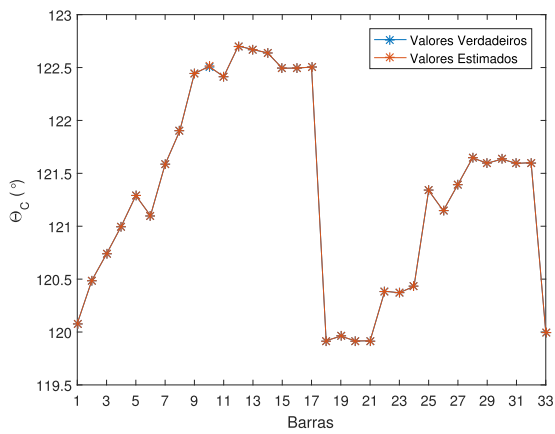
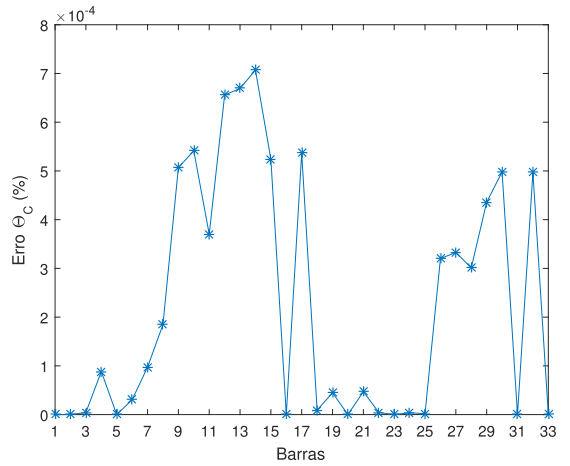


Figura 135 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$



Os resultados do erros na potência ativa para  $\varepsilon = 0,00001$  são mostrados nas Figuras 136, 137 e 138, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 137, o maior erro para a potência ativa foi de 1,8665% e ocorreu na barra 4, na fase B, às 16:30 hrs. Nas demais fases os maiores erros também ocorreram na barra 4, entretanto em horários diferentes, às 23:30 na fase A e às 13:00 na fase C, conforme mostrado nas Figuras 136 e 138 e foram de 1,3430% e 1,3627% para as fases A e C, respectivamente.

Figura 136 – Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

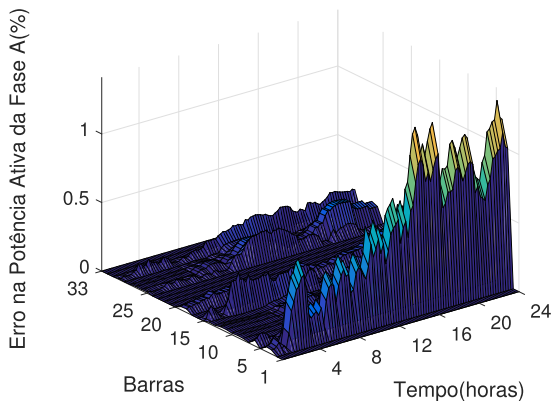


Figura 137 – Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

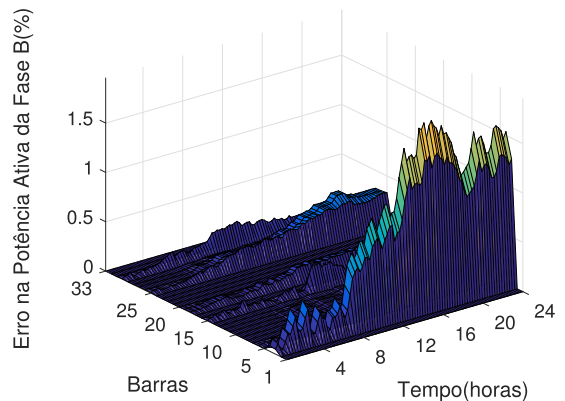
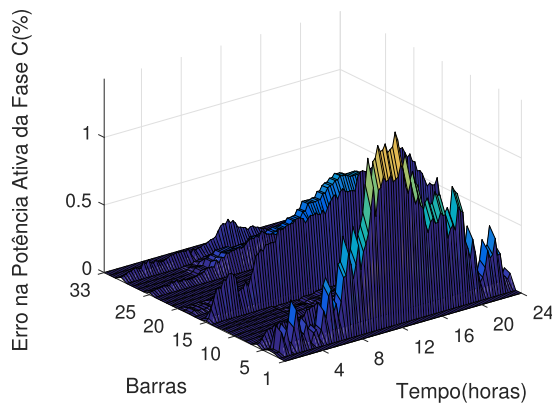


Figura 138 – Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga



A potência ativa para a fase A, às 23:30 hrs, é mostrado na Figura 139, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 140, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 136. A potência ativa para a fase B, às 16:30 hrs, é mostrado na Figura 141, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 142, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 137. Por fim, a potência ativa para a fase C, às 13:00 hrs, é mostrado na Figura 143, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 144, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 138.

Figura 139 – Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

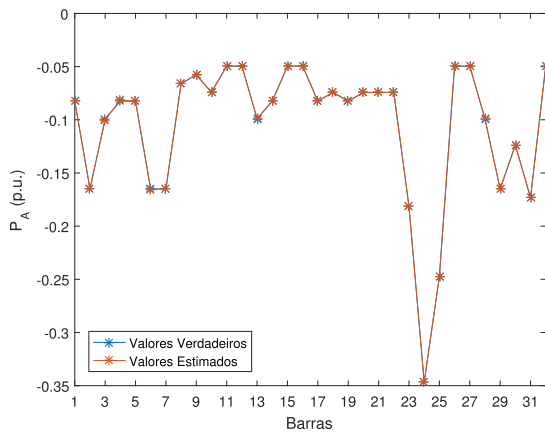


Figura 140 – Erro na Potência Ativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

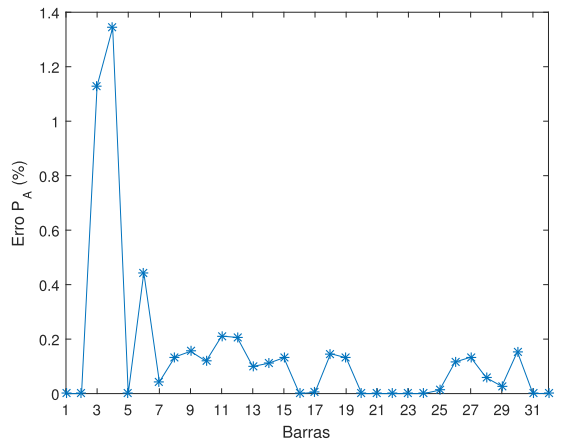


Figura 141 – Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

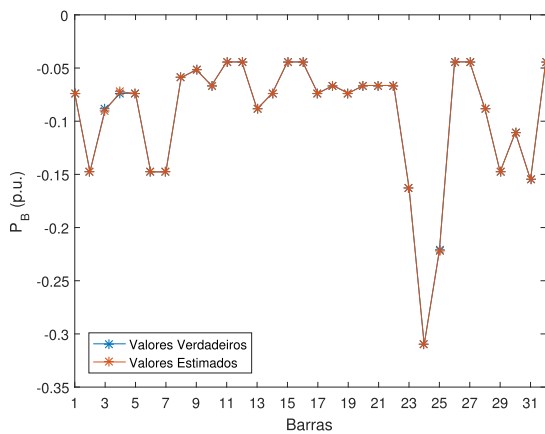


Figura 142 – Erro na Potência Ativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

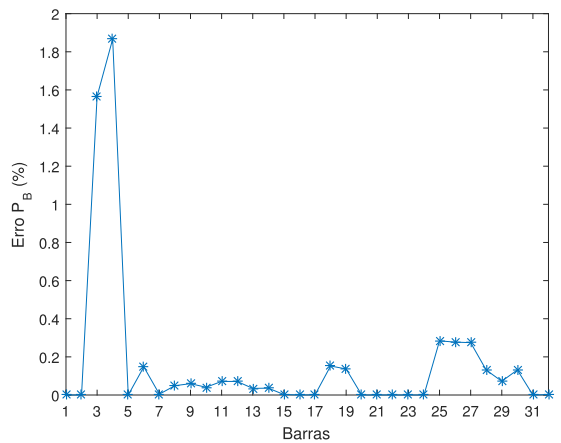


Figura 143 – Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$

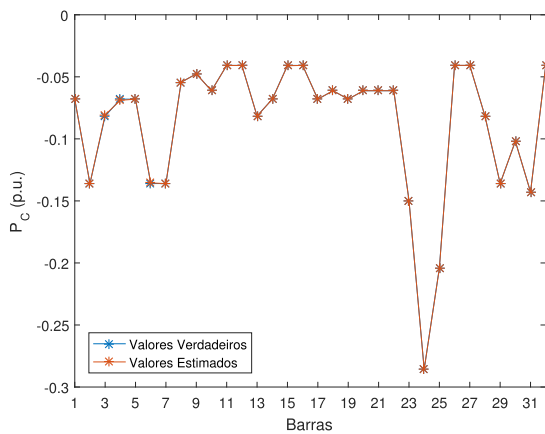
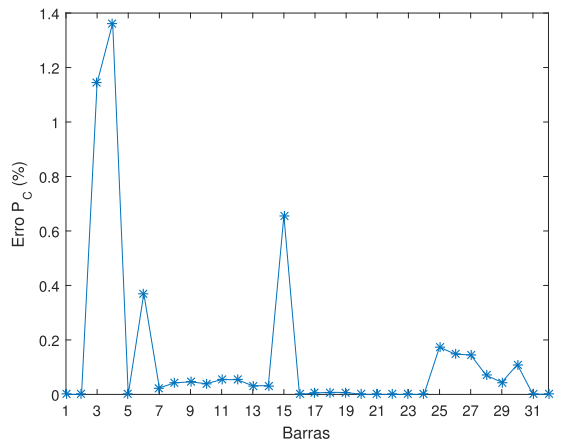


Figura 144 – Erro na Potência Ativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$



Os resultados do erros na potência reativa para  $\varepsilon = 0,00001$  são mostrados nas Figuras 145, 146 e 147, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 146, o maior erro para a potência reativa foi de 3,8256% e ocorreu na barra 4, na fase B, às 16:30 hrs. Nas demais fases os maiores erros ocorreram na barra 4, na fase A, às 23:30 hrs e na barra 15, na fase C, às 19:30, conforme mostrado nas Figuras 145 e 147 e foram de 2,9000% e 2,9835% para as fases A e C, respectivamente.

Figura 145 – Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

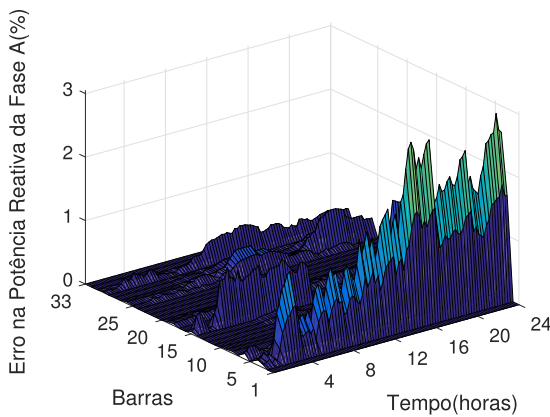


Figura 146 – Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

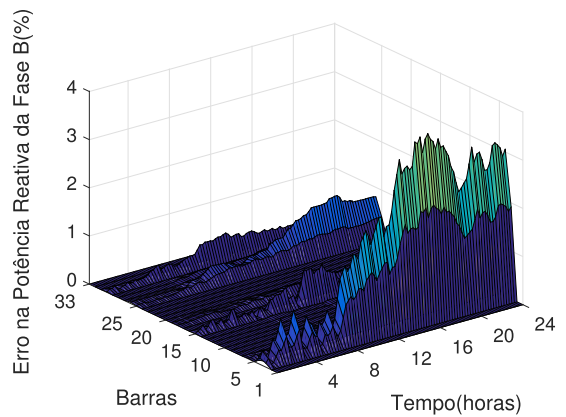
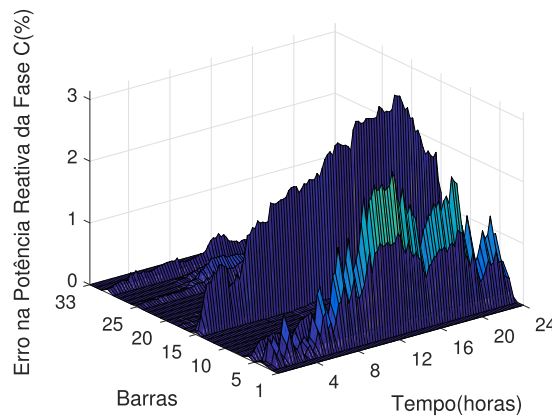


Figura 147 – Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga



A potência reativa para a fase A, às 23:30 hrs, é mostrado na Figura 148, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 149, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 145. A potência reativa para a fase B, às 16:30 hrs, é mostrado na Figura 150, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 151, o maior erro ocorreu na barra 4, assim como visto na Figura 146. Por fim, a potência reativa para a fase C, às 19:30 hrs, é mostrado na Figura 152, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme a Figura 153, o maior erro ocorreu na barra 15, assim como visto na Figura 147.

Figura 148 – Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

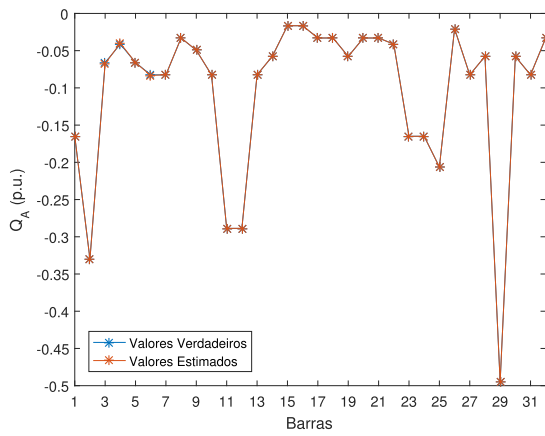


Figura 149 – Erro na Potência Reativa da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

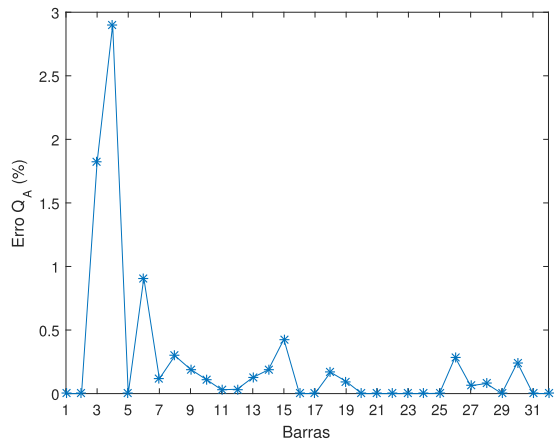


Figura 150 – Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

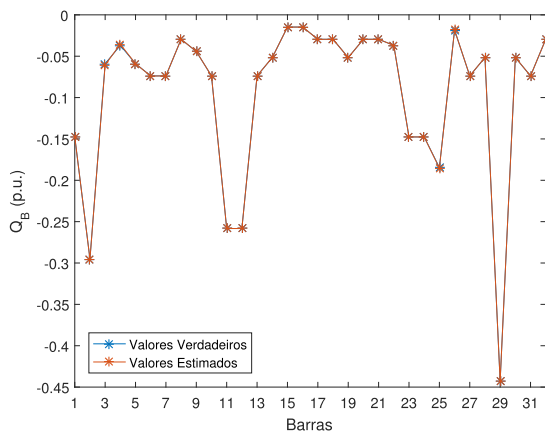


Figura 151 – Erro na Potência Reativa da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

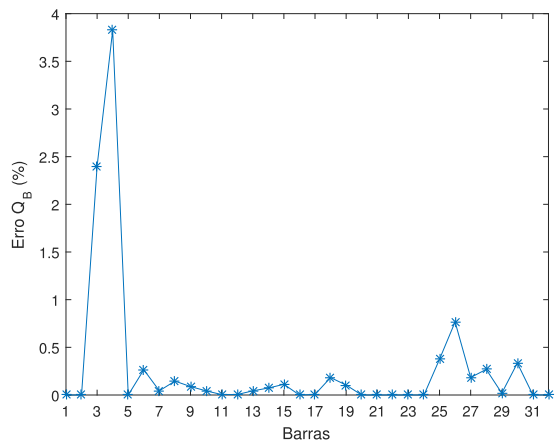


Figura 152 – Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$

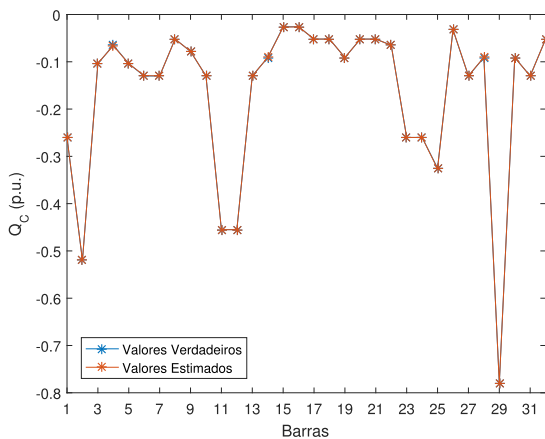
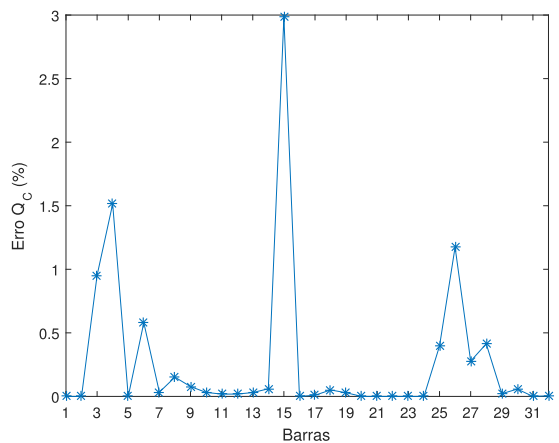


Figura 153 – Erro na Potência Reativa da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$



#### 4.1.2 Análise de Sensibilidade do fator $\varepsilon$

Esta seção apresenta uma análise de sensibilidade baseada na variação do fator  $\varepsilon$  nas Equações (3.14) e (3.15). Na Tabela 1 é mostrado que os menores erros na EEE, quando comparados com os valores verdadeiros, ocorrem quando se tem menores valores de  $\varepsilon$ . Com o compromisso de bons resultados e tempos computacionais aceitáveis, os melhores resultados são obtidos quando  $\varepsilon = 0,00001$ . Como pode-se observar na última coluna, os tempos computacionais para  $\varepsilon = 0,00001$  são maiores, mas a qualidade dos resultados da EEE são muito superiores, quando comparadas com outros valores de  $\varepsilon$ .

Tabela 1 – Análise de Sensibilidade do parâmetro  $\varepsilon$

Erros das Grandezas Elétricas na EEE						
$\varepsilon$	Fase	V (%)	$\theta$ (%)	P (%)	Q (%)	Tempo (s)
0,01	A	0,1137	0,1485	27,5605	42,0805	0,2263
	B	0,0743	0,1019	27,4708	42,0116	
	C	0,1135	0,1213	27,3665	41,9900	
0,001	A	0,0217	0,0154	4,8617	18,0940	0,2684
	B	0,0147	0,0105	5,0110	18,5035	
	C	0,0207	0,0126	5,1039	18,6002	
0,0001	A	0,0149	0,0010	0,8922	2,5075	0,4941
	B	0,0046	0,0009	2,0628	4,4135	
	C	0,0112	0,0012	2,2164	4,7736	
0,00001	A	0,0077	0,0017	1,3723	3,0701	0,5211
	B	0,0033	0,0016	1,8525	3,7824	
	C	0,0094	0,0007	1,3841	2,9624	

#### 4.1.3 Processamento Paralelo

A estratégia de alocação de PMUs permitiu um paralelismo natural entre as tarefas, o que possibilitou o uso simples do processamento paralelo. Como pode-se observar na Tabela 2 a economia de tempo computacional no processamento das tarefas, utilizando o processamento sequencial e o processamento paralelo. Esses resultados foram obtidos utilizando um computador Intel® Core™ i7-2600, 3,40GHz e 16GB de RAM.

Cada alimentador lateral é considerado independente dos demais, durante o processo de EEE, devido ao paralelismo natural entre as tarefas obtidas pela alocação estratégica de PMUs. A coordenação do processamento paralelo é feita usando a *toolbox* do MATLAB® de Processamento Paralelo (*Parallel Computing toolbox*), na qual *threads* independentes são processados usando programação paralela.

Deve-se notar que o número máximo de *threads* disponíveis para simulações foram quatro. No entanto, os tempos computacionais podem ser melhorados se uma rede dedicada com maior número de nós estiver disponível.

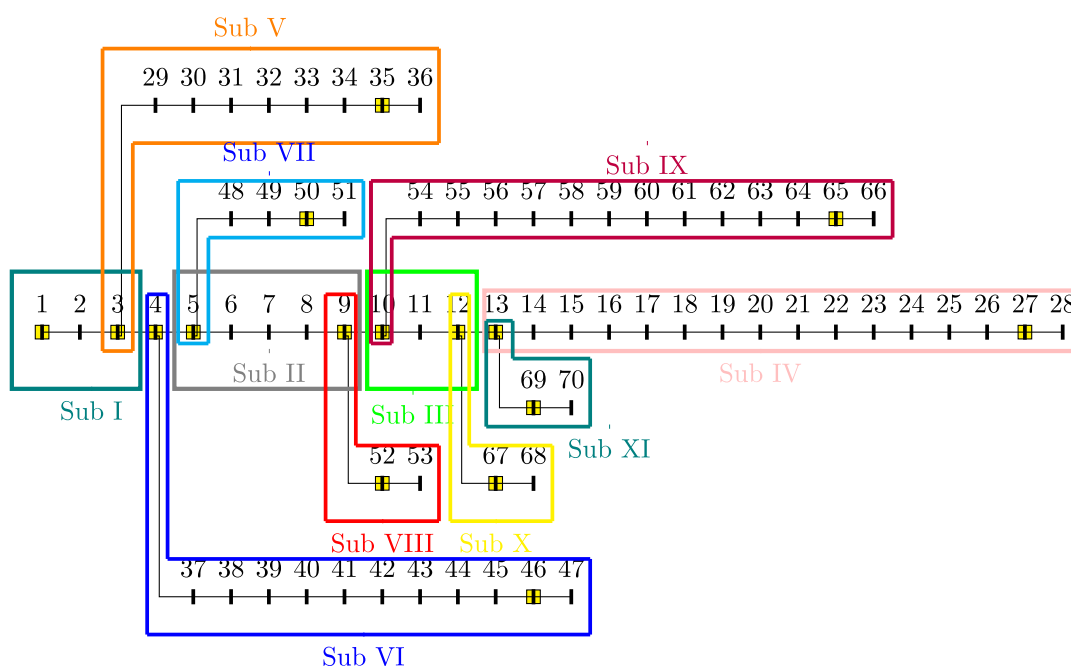
Tabela 2 – Tempo Computacionais

	Sequencial	Proc. Paralelo	
		2	4
Tempo (s)	0,5211	0,2154	0,1951
<i>Speedup</i>	—	2,4191	2,6715

#### 4.1.4 Testes adicionais no sistema de 70 Barras

O sistema de 70 barras utilizado nas simulações é uma modificação no sistema apresentado por Baran [68] e mostrado na Figura 154. A rede de 12,66 kV é constituída de 8 alimentadores, sendo 1 principal e 7 ramificações laterais, 1 subestação (barra 1) e 69 ramos. A potência base é de 1 MVA. As PMUs estão localizadas nas barras 1, 3, 4, 5, 9, 10, 12, 13, 27, 35, 46, 50, 52, 65, 67 e 69, no total de 16 barras com PMU. Este sistema possui 18 barras de passagem (2, 6, 16, 20, 24, 26, 31, 32, 33, 39, 43, 45, 48, 57, 58, 59, 61, 64) e 36 barras de carga não monitoradas (7, 8, 11, 14, 15, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 25, 28, 29, 30, 34, 36, 37, 38, 40, 41, 42, 44, 47, 49, 51, 53, 54, 55, 56, 60, 62, 63, 66, 68, 70). O presente sistema foi subdividido em 11 subsistemas.

Figura 154 – Sistema de 70 barras dividido em 11 subsistemas



Tanto para a Estimação Estática de Estados quanto para o tratamento de Erros Grosseiros os resultados serão apresentados de forma sucinta, uma vez que análises mais detalhadas são realizadas no sistema de 33 barras.

Para as simulações da EEE também foram consideradas a curva de carga descrita na Figura 9.

Os resultados do erros no módulo da tensão para  $\varepsilon = 0,00001$  são mostrados nas Figuras 155, 156 e 157, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 155, o maior erro para o módulo da tensão foi de 0,0419% e ocorreu na barra 62, na fase A, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 156 e 157 e foram de 0,0240% e 0,0312% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 155 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

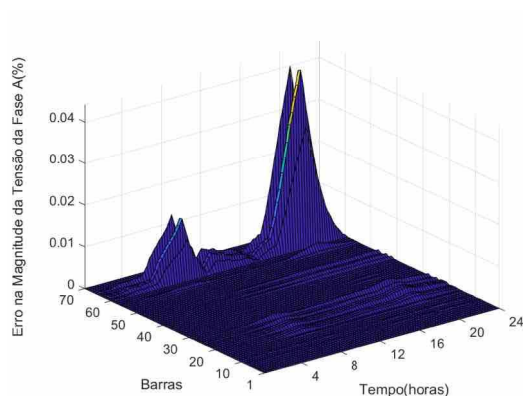


Figura 156 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

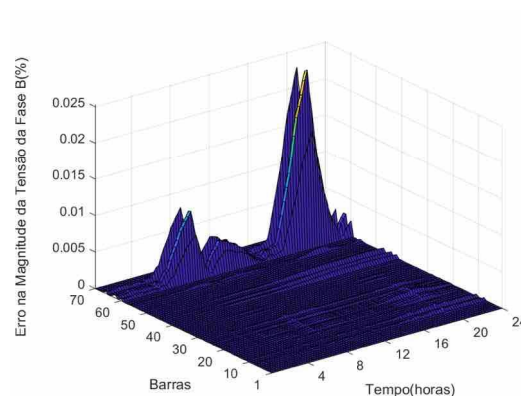
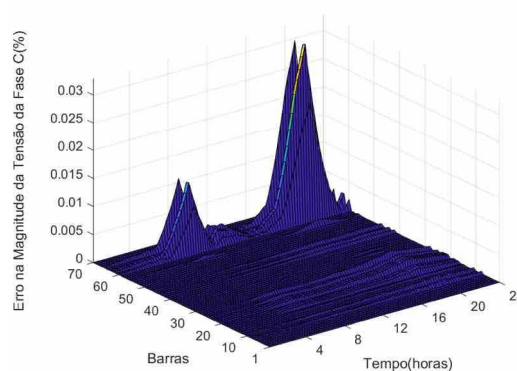


Figura 157 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$



O perfil de tensão para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 158, 160 e 162, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme mostrado nas Figuras 159, 161 e 163. Conforme mostrado nas Figuras 155, 156 e 157 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 62.



Figura 158 – Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

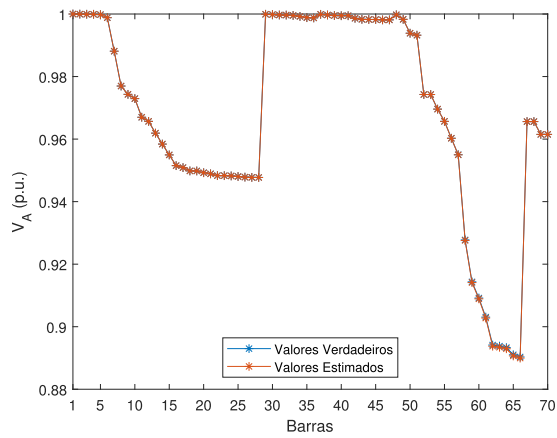


Figura 159 – Erro no Módulo da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

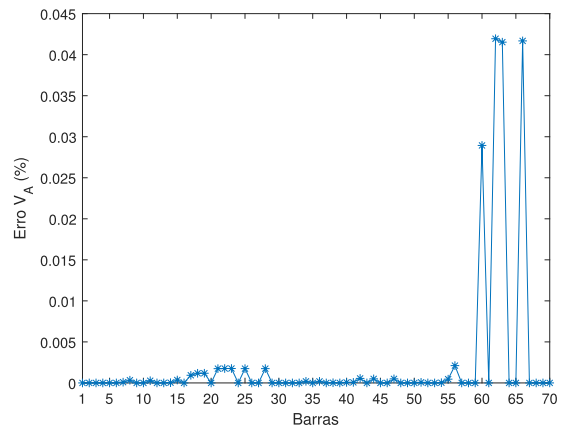


Figura 160 – Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

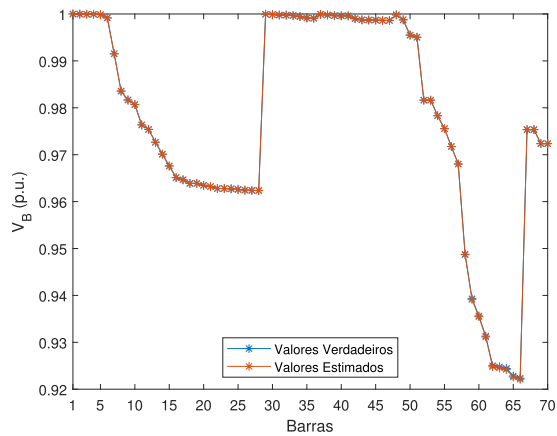


Figura 161 – Erro no Módulo da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

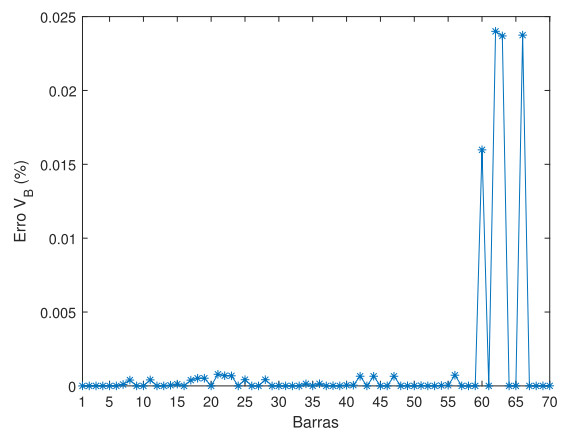


Figura 162 – Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$

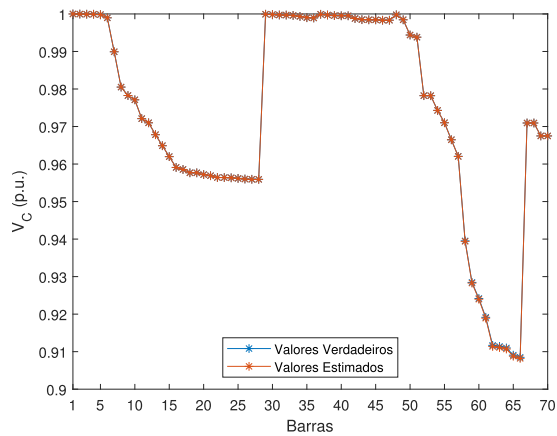
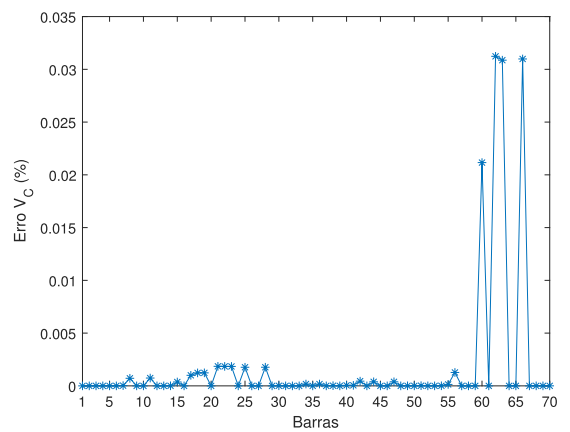


Figura 163 – Erro no Módulo da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$



Os resultados do erros na defasagem angular da tensão para  $\varepsilon = 0,00001$  são mostrados nas Figuras 164, 165 e 166, para as fases A, B e C. Conforme mostrado na Figura 166, o maior erro para defasagem angular da tensão foi de 0,0057% e ocorreu na barra 62, na fase C, às 20:00 hrs. Nas demais fases o maiores erros também foram nesta mesma barra e no mesmo horário, conforme mostrado nas Figuras 164 e 165 e foram de 0,0048% e 0,0024% para as fases B e C, respectivamente.

Figura 164 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

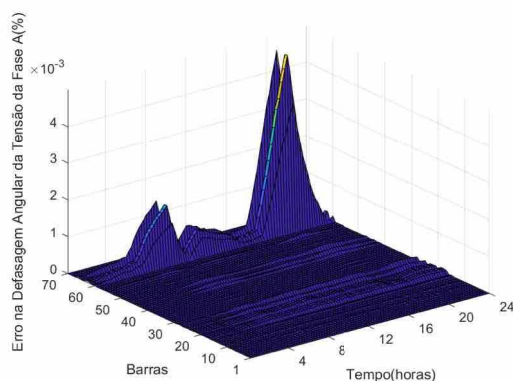


Figura 165 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga

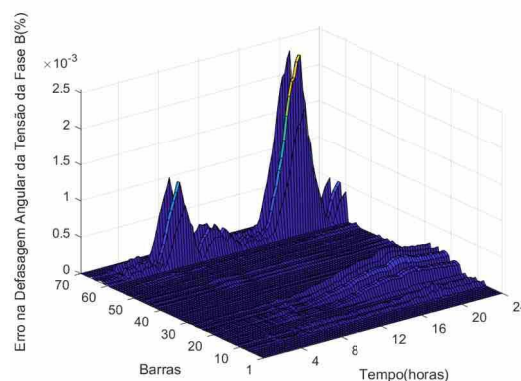
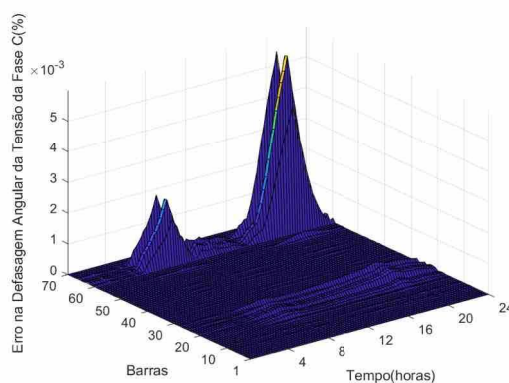


Figura 166 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$  - Curva de Carga



A defasagem angular para as Fases A, B e C, às 20:00 hrs, são mostradas nas Figuras 167, 169 e 171, bem como os erros para esse intervalo de tempo em cada barra do sistema, conforme as Figuras 168, 170 e 172. Conforme mostrado nas Figuras 164, 165 e 166 os maiores erros para cada fase ocorreram na barra 62.

Figura 167 – Defasagem Angular da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

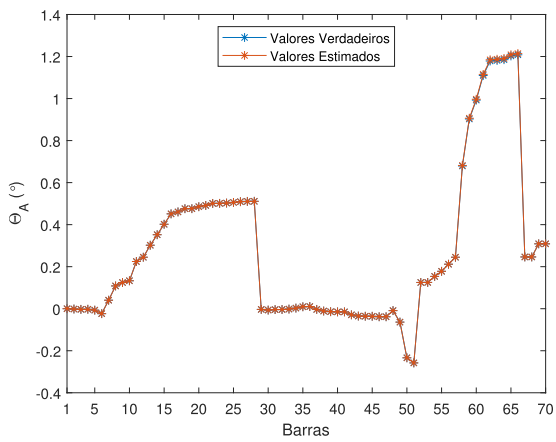


Figura 168 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase A para  $\varepsilon = 0,00001$

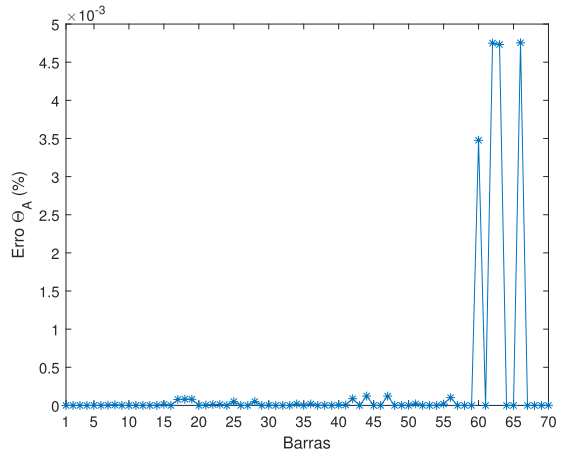


Figura 169 – Defasagem Angular da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

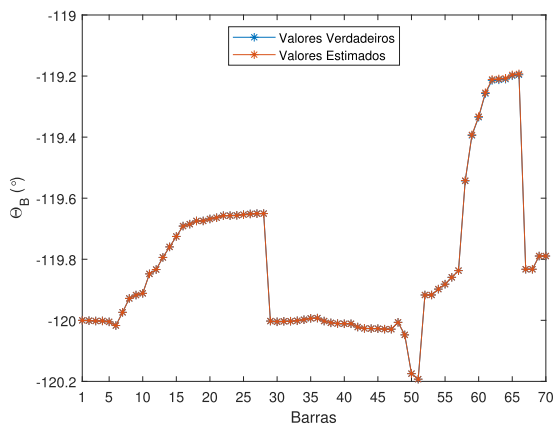


Figura 170 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase B para  $\varepsilon = 0,00001$

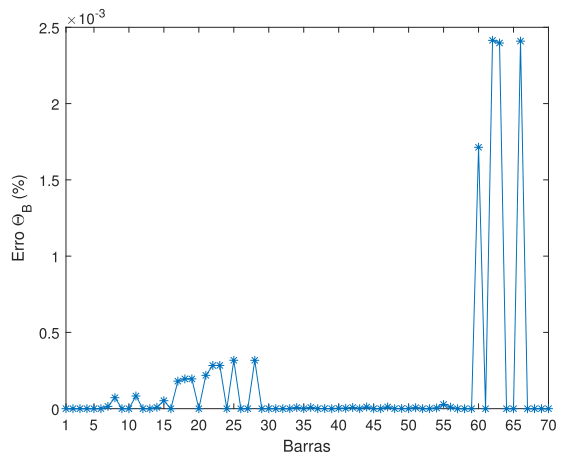


Figura 171 – Defasagem Angular da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$

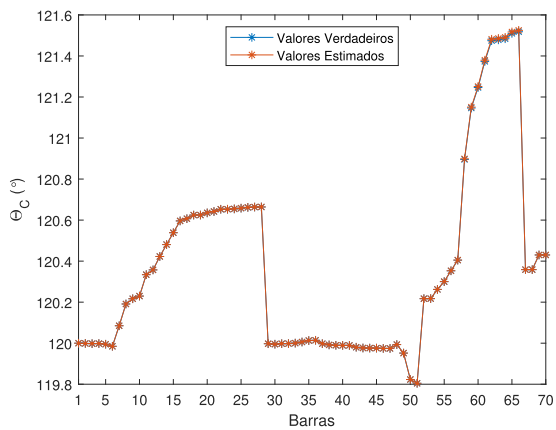
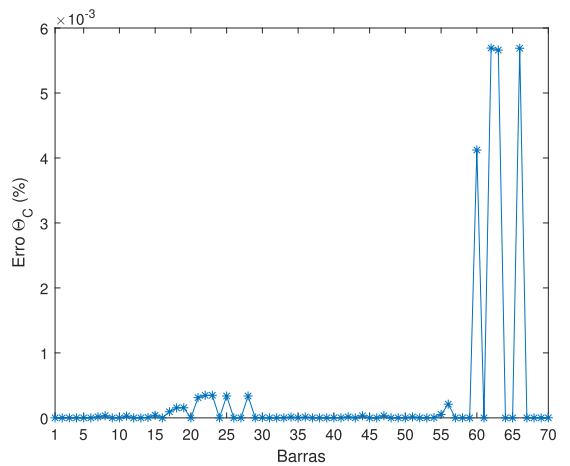


Figura 172 – Erro na Def. Ang. da Tensão da Fase C para  $\varepsilon = 0,00001$



## 4.2 ANÁLISE DE ERROS GROSSEIROS

Esta subseção tem por finalidade apresentar os resultados obtidos nas simulações da metodologia proposta neste trabalho para a detecção, identificação e correção de Erros Grosseiros (EG). Serão realizadas simulações variando o local de ocorrência destes erros, bem como a ocorrência de múltiplos erros grosseiros.

Um diagrama unifilar do sistema de 33 barras foi apresentado na Figura 2. Os dados originais estão detalhados em [43] e no Apêndice C. Este sistema também é usado em outras referências como [69] e [70] para estudos de estimação de estados e detecção de topologia em redes de distribuição.

Observe que a proposta de alocação representa uma abordagem prática para monitorar grandes alimentadores laterais com maior número de barras de carga. Uma vez que, seria impraticável instalar sensores em todos os barramentos do sistema, mas se eles forem alocados no final e início do alimentador lateral longo, é possível estimar os estados do sistema usando o método proposto, bem como detectar, identificar e corrigir erros grosseiros.

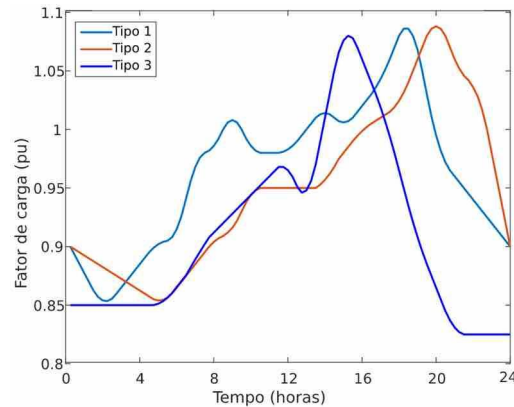
O conjunto de medições utilizados é o mesmo da EEE, sendo que as medições fornecidas pelas PMUs são correntes nos ramos:  $\dot{I}_{33-1}^s, \dot{I}_{1-2}^s, \dot{I}_{1-18}^s, \dot{I}_{2-3}^s, \dot{I}_{2-22}^s, \dot{I}_{4-5}^s, \dot{I}_{5-6}^s, \dot{I}_{5-25}^s, \dot{I}_{15-16}^s, \dot{I}_{16-17}^s, \dot{I}_{19-20}^s, \dot{I}_{20-21}^s, \dot{I}_{22-23}^s, \dot{I}_{23-24}^s, \dot{I}_{30-31}^s$  e  $\dot{I}_{31-32}^s$ . Adicionalmente,  $\dot{V}_1^s, \dot{V}_2^s, \dot{V}_5^s$  e  $\dot{V}_{33}^s$  são consideradas com a finalidade de fornecer uma referência angular para cada subsistema.

Nas simulações considerando a presença de erros grosseiros foram consideradas diferentes curvas diárias de carga, sendo essas também realizadas a cada 15 minutos em um período total de 24 horas, conforme apresentado na Figura 173 onde três tipos de carga são utilizados para as simulações computacionais. Estão associados a diferentes barras sendo o Tipo-1 associado às barras 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 22, 23 e 24; Tipo-2 para as barras 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31 e 32; e Tipo-3 para as barras 18, 19, 20 e 21. As potências ativa e reativa de cada barra de carga são multiplicadas por um fator aleatório de  $\pm 2\%$ . Esse recurso é usado para emular uma variabilidade de carga para as barras de carga.

Com o objetivo de simular cenários reais, os erros aleatórios  $\epsilon$  são adicionados às medidas de acordo com uma distribuição Gaussiana de média zero com desvio padrão de  $\sigma = 0,8\%$ , conforme indicado em (4.4) em que um determinado valor medido  $z_j^s$  é simulado com base nos resultados fornecidos pelo fluxo de carga  $z_{if_j}^s$  considerando erros aleatórios a serem adicionados e erros grosseiros ( $\lambda_j^s$ ). Observe que, a partir da Equação (4.4),  $\lambda_j^s$  são iguais a 1 no caso de não existir erro grosseiro e diferentes de 1, caso contrário.

$$z_j^s = \lambda_j^s z_{if_j}^s + \epsilon(0, \sigma) \quad (4.4)$$

Figura 173 – Perfis diários de carga.



As simulações são realizadas utilizando um computador com processador Intel Core i7-2600, 3,40 GHz e 16 GB de RAM e sistema operacional Windows 7. O algoritmo é implementado usando Matlab<sup>®</sup> versão R2022a.

Vale ressaltar que os estados do sistema são calculados individualmente para cada alimentador lateral resultando em um valor de função objetivo para cada um deles. Assim, o valor limite calculado pela simulação de Monte Carlo é apresentado na Tabela 3 para cada subsistema  $i$ .

Tabela 3 – Valor Limite da FOB de cada subsistema

Subsistema	Função Objetivo
I	3,0841
II	0,5644
III	0,3769
IV	0,0316
V	0,7600

#### 4.2.1 Caso 1:

Neste estudo de caso, um erro grosseiro é introduzido na medição fasorial  $\hat{I}_{5-25}^b$  que corresponde a corrente no ramo entre as barras 5 e 25 na fase  $b$ . Note que essa medida pertence ao subsistema V. A Tabela 4 apresenta o valor das medições fasoriais obtidas para todas as PMUs instaladas no subsistema V.

Tabela 4 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema V - Caso 1

Barra		Valores Verdadeiros (sem EG)					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	25	1,560080	-1,648294	-1,747926	-0,416577	0,569398	1,946998
30	31	0,363951	-0,183358	-0,270883	-0,176849	-0,024173	0,365412
31	32	0,081160	-0,052903	-0,068663	-0,034964	0,003710	0,086475

Para simular a inserção do erro grosseiro em  $\hat{I}_{5-25}^b$ , o valor verdadeiro é multiplicado por um fator  $\lambda_{5-25}^b = 0,90$ , conforme detalhado na Equação (4.4), simulando um erro igual a 10% do valor real da medida. A Tabela 5 apresenta os valores das medições das PMUs

considerando os erros adicionados tanto na parte real quanto na imaginária. Além disso são incluídos erros de aleatórios em todas as medições.

Tabela 5 – EG para Subsistema V - Caso 1

Barra		Medições incluindo o EG					
$k$	$m$	$I_{km, re}^a$	$I_{km, im}^a$	$I_{km, re}^b$	$I_{km, im}^b$	$I_{km, re}^c$	$I_{km, im}^c$
5	25	1,560076	-1,648290	<b>-1,573075</b>	<b>-0,374905</b>	0,569391	1,946975
30	31	0,363965	-0,183365	-0,270853	-0,176829	-0,024175	0,365439
31	32	0,081156	-0,052901	-0,068661	-0,034963	0,003710	0,086477

A Tabela 6 apresenta o valor da função objetivo ( $J_i$ ) para cada subsistema  $i$ . Nota-se que o valor de  $J_i$  do subsistema V ultrapassou o valor limite determinado pela simulação de Monte Carlo. Consequentemente, a presença de um erro grosseiro é detectada no subsistema V.

Tabela 6 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 1

Subsistema	$J_i$
I	0,02230457
II	0,06861284
III	0,13592514
IV	0,02152585
V	<b>135,99487837</b>

Após detectar a presença do erro grosseiro, os resíduos normalizados são calculados para cada medição com base na Equação (3.18), sendo cada um apresentado na Tabela 7. De acordo com as Equações (3.20) e (3.21), obtêm-se os dois maiores resíduos. Neste estudo de caso, os maiores resíduos estão associados às medidas das correntes entre as barras 5 e 25 e as barra 30 e 31 para a fase  $b$ , por estes serem maiores que os demais. No entanto, são muito semelhantes comprometendo o procedimento de identificação, sendo necessária a verificação através de análises de um índice proposto.

Tabela 7 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 1

Resíduos Normalizados							
Barra		Medição					
$k$	$m$	$I_{km, re}^a$	$I_{km, im}^a$	$I_{km, re}^b$	$I_{km, im}^b$	$I_{km, re}^c$	$I_{km, im}^c$
5	25	0,004174	0,086709	<b>64,842479</b>	3,022140	0,022950	0,018525
30	31	0,004174	0,086708	<b>64,842490</b>	3,022140	0,022950	0,018525
31	32	0,000003	0,000461	0,000005	0,000149	0,000207	0,000091

A Tabela 8 apresenta os resultados para cada  $D_j^s$  calculado pela Equação (3.22). A Tabela 9 apresenta o desvio da mediana obtida da Equação (3.24) para os dois maiores resíduos. Pode-se notar que, pelo uso do índice proposto, é possível identificar o erro grosseiro sendo o maior  $\Delta D_j^s$ . Comparando o valor associado à medida  $I_{5-25}^b$  com  $I_{30-31}^b$ , é possível assegurar que  $I_{5-25}^b$  é a medida real corrompida com EG. Esta medida é corrigida pela Equação (3.25) e o estimador de estado é executado novamente.

A presença de erros grosseiros é verificada novamente com base na avaliação dos valores da função objetivo, conforme apresentado na Tabela 10 para cada subsistema. Os

Tabela 8 –  $D_j^s$  para o Subsistema V - Caso 1

Barra		$D_j^s$		
$k$	$m$	Índice		
		$D_j^a$	$D_j^b$	$D_j^c$
5	25	7,667111	<b>6,186176</b>	7,759394
30	31	7,635279	7,617772	7,772917
31	32	7,824453	7,668776	7,423413

Tabela 9 –  $\Delta D_j^s$  para o Subsistema V - Caso 1

	Valor
$\Delta D_{5-25}^b$	1,480935
$\Delta D_{30-31}^b$	0,049338

valores de  $J_i$  são menores que seus valores de limite correspondentes, indicando que não há mais *bad data*.

Tabela 10 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 1

Subsistema	$J_i$
I	0,02230457
II	0,06861284
III	0,13592514
IV	0,02152585
V	0,36179188

Os resultados obtidos para as magnitudes de tensão são apresentadas nas Figuras 174, 175 e 176 para as fases *a, b, c* respectivamente. Seus erros correspondentes são apresentados nas Figuras 177, 178 e 179. Também são apresentados nas Figuras 180, 181 e 182 os valores da defasagem angular da tensão para as fases *a, b, c* respectivamente. Seus respectivos erros são apresentados nas Figuras 183, 184 e 185.

Os valores verdadeiros são comparados com os resultados da estimação de estados com e sem erros grosseiros (GE). Os maiores erros na magnitude da tensão estão associados à fase *b*. Com EG, os erros da EE são maiores que os demais casos, sendo inferiores a 0,35%. No entanto, com o procedimento de correção proposto neste trabalho, todos os erros são inferiores a 0,02%.

Figura 174 – Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 1

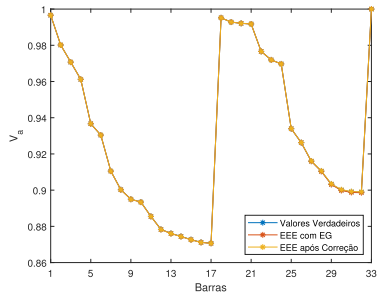


Figura 175 – Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 1

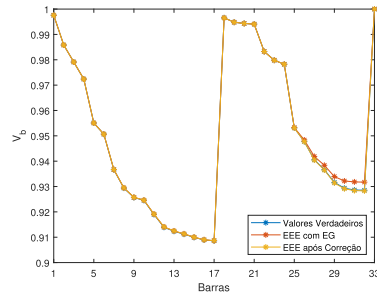


Figura 176 – Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 1

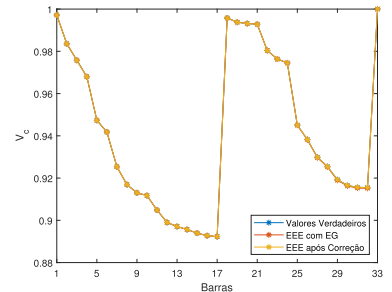


Figura 177 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 1

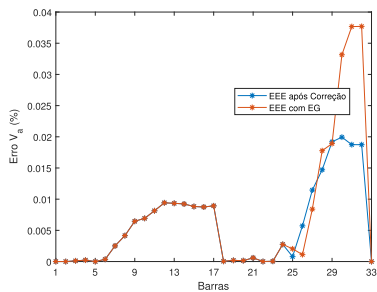


Figura 178 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 1

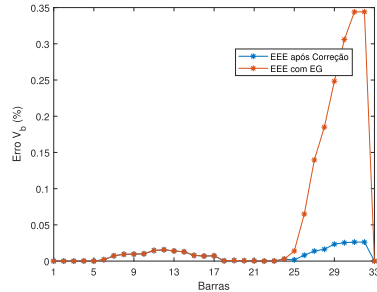


Figura 179 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 1

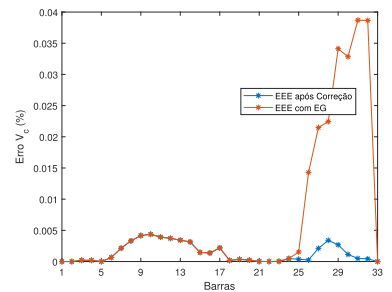


Figura 180 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 1

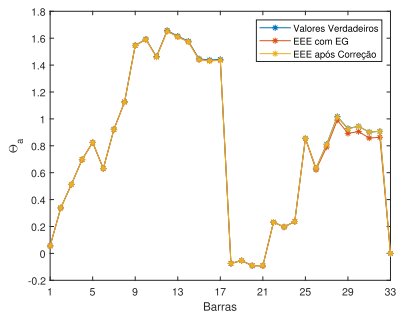


Figura 181 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 1

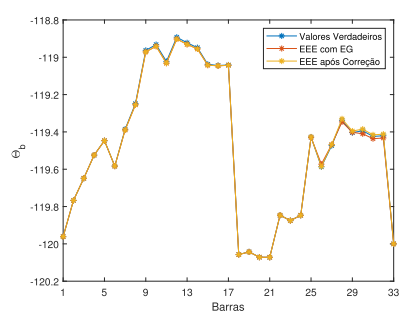


Figura 182 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 1

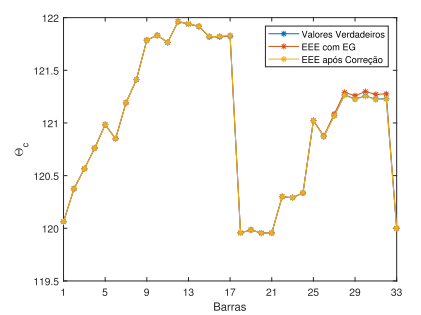


Figura 183 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 1

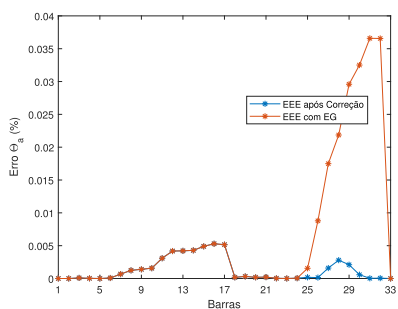


Figura 184 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 1

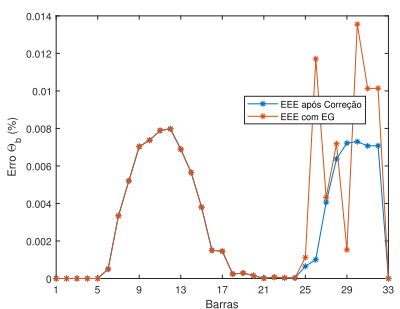
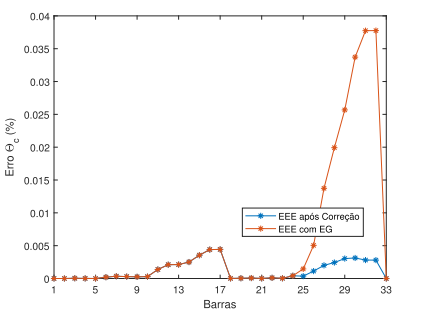


Figura 185 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 1





## 4.2.2 Caso 2:

Para o segundo estudo de caso, vários erros grosseiros são adicionados em todas as fases do ramo que conecta as barras 5 e 6 ( $I_{5-6}^s$ ), os quais pertencem ao subsistema II. A Tabela 11 apresenta os valores reais das medidas obtidas pelas PMUs instaladas nas barras 5 e 16 que são utilizadas para determinar o estado do sistema do subsistema II.

Tabela 11 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema II - Caso 2

Barra		Valores Verdadeiros (sem EG)					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	6	1,503982	-1,619566	-1,704431	-0,375714	0,572967	1,884756
15	16	0,201620	-0,069920	-0,127353	-0,108169	-0,036896	0,185891
16	17	0,126350	-0,046888	-0,081605	-0,066288	-0,020458	0,117442

Para adicionar o erro grosseiro em todas as três fases de  $I_{5-6}^s$ , os valores verdadeiros correspondentes são multiplicados por um fator  $\lambda_{5-6}^s = (1, 10 + 1, 10 \mathbf{j})$ , a Tabela 12 apresenta os valores de medição fornecidos pelas PMUs considerando a inserção de EG tanto na magnitude quanto na fase das medições uma vez que o fator  $\lambda_{5-6}^s$  assume um complexo forma neste estudo de caso.

Tabela 12 – EG para Subsistema II - Caso 2

Barra		Medições incluindo o EG					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	6	<b>1,816448</b>	<b>-1,631224</b>	<b>-1,837130</b>	<b>-0,583673</b>	<b>0,441769</b>	<b>2,130436</b>
15	16	0,201605	-0,069915	-0,127356	-0,108171	-0,036894	0,185877
16	17	0,126354	-0,046890	-0,081600	-0,066284	-0,020457	0,117438

A Tabela 13 apresenta o valor da função objetivo ( $J_i$ ) para cada subsistema  $i$ . A presença de erros grosseiros é detectada no subsistema II pois o valor da função objetivo correspondente excede o valor limite correspondente.

Tabela 13 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 2

Subsistema	$J_i$
I	0,01863133
II	<b>928,82033515</b>
III	0,07814434
IV	0,00310791
V	0,49303673

Uma vez detectados os erros grosseiros, os resíduos de cada medição são calculados pela Equação (3.18) e são apresentados na Tabela 14. Como pode ser observado, o resíduo correspondente ao ramo entre as barras 5 e 6 para a fase  $a$  é o maior, conforme a Equação (3.20), e o segundo maior resíduo está associado ao ramo entre as barras 15 e 16 para a mesma fase, de acordo com a Equação (3.21). A Tabela 15 apresenta o índice proposto para todas as medidas do subsistema II e a Tabela 16 apresenta o desvio da mediana para medidas suspeitas, sendo  $I_{5-6}^a$  a maior, logo essa é detectada como portadora de EG.

Tabela 14 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 2

Resíduos Normalizados							
Barra		Medição					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	6	<b>195,923543</b>	0,009055	31,171591	88,429410	37,598992	111,256176
15	16	<b>195,923483</b>	0,009056	31,171566	88,429397	37,598999	111,256118
16	17	0,003041	0,009664	0,014392	0,004277	0,000088	0,011487

Tabela 15 –  $D_j^s$  para o Subsistema II - Caso 2

$D_j^s$				
Barra		Índice		
$k$	$m$	$D_j^a$	$D_j^b$	$D_j^c$
5	6	<b>8,318513</b>	12,485008	6,188420
15	16	6,755882	6,726342	6,715484
16	17	6,779400	6,700809	6,684448

Tabela 16 –  $\Delta D_j^s$  para o Subsistema II - Caso 2

	Valor
$\Delta D_{5-6}^a$	1,592172
$\Delta D_{15-16}^a$	0,029540

Esta medição é corrigida e a presença de erros grosseiros é verificada novamente. Conforme apresentado na Tabela 17, os valores de  $J_i$  são maiores que  $J_i^{lim}$ , indicando que há outro erro grosseiro a ser identificado e corrigido.

Tabela 17 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 2 - Segunda Verificação

Subsystem	$J_i$
I	0,01863133
II	<b>538,13503174</b>
III	0,07814434
IV	0,00310791
V	0,49303673

Tabela 18 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 2 - Segunda Verificação

Resíduos Normalizados							
Barra		Medição					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	6	0,027894	0,000803	30,110800	87,453698	38,900417	<b>112,552418</b>
15	16	0,027893	0,000803	30,110774	87,453685	38,900425	<b>112,552355</b>
16	17	0,000836	0,001588	0,018305	0,008574	0,002022	0,011742

A Tabela 18 apresenta os resíduos para cada medida calculada após a primeira correção. Como pode ser observado, os resíduos referentes ao ramo 5-6 para a fase  $c$  são maiores que os demais, e o segundo maior corresponde ao ramo 15-16 para a fase  $c$ . As Tabelas 19 e 20 mostram que o desvio da mediana associada a esta medida também é maior do que o desvio associado à medida do ramo 15-16 na fase  $c$  indicando corretamente a medida corrompida com erro grosseiro. Assim, esta medição deve ser corrigida e o estimador de estados é executado novamente para verificar a presença de outros erros grosseiros.

Conforme apresentado na Tabela 21, o valor de  $J_i$  é maior que  $J_i^{lim}$ , logo, o processo precisa ser executado novamente. A Tabela 22 apresenta os resíduos para cada medida calculada após a segunda correção. Os resíduos correspondentes ao ramo 5-6 na fase  $b$  são os maiores, e o segundo maior corresponde ao ramo 15-16 para a mesma fase.

Tabela 19 –  $D_j^s$  para o Subsistema II - Caso 2 - Segunda Verificação

$D_j^s$				
Barra		Índice		
$k$	$m$	$D_j^a$	$D_j^b$	$D_j^c$
5	6	6,775348	12,485008	<b>6,188420</b>
15	16	6,755882	6,726342	6,715484
16	17	6,779400	6,700809	6,684448

Tabela 20 –  $\Delta D_j^s$  para o Subsistema - Caso 2 - Segunda Verificação

	Valor
$\Delta D_{5-6}^c$	0,537921
$\Delta D_{15-16}^c$	0,010857

As Tabelas 23 e 24 apresentam resultados para  $D_j^s$  e  $\Delta D_j^s$ , respectivamente. Confirma que os erros grosseiros estão associados à medição da corrente do ramo entre o barramento 5 e 6 na fase  $b$ .

Tabela 21 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 2 - Terceira Verificação

Subsistema	$J_i$
I	0,01863133
II	<b>238,83773725</b>
III	0,07814434
IV	0,00310791
V	0,49303673

Tabela 22 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 2 - Terceira Verificação

Resíduos Normalizados							
Barra		Medição					
$k$	$m$	$I_{km, re}^a$	$I_{km, im}^a$	$I_{km, re}^b$	$I_{km, im}^b$	$I_{km, re}^c$	$I_{km, im}^c$
5	6	0,003600	0,000448	30,142212	<b>89,201966</b>	0,024689	0,031547
15	16	0,003600	0,000448	30,142184	<b>89,201952</b>	0,024689	0,031546
16	17	0,000020	0,001693	0,022221	0,004781	0,000140	0,000000

Tabela 23 –  $D_j^s$  para o Subsistema II - Caso 2 - Terceira Verificação

$D_j^s$				
Barra		Índice		
$k$	$m$	$D_j^a$	$D_j^b$	$D_j^c$
5	6	6,775348	<b>12,485008</b>	6,795085
15	16	6,755882	6,726342	6,715484
16	17	6,779400	6,700809	6,684448

Tabela 24 –  $\Delta D_j^s$  para o Subsistema II - Caso 2 - Terceira Verificação

	Valor
$\Delta D_{5-6}^b$	5,729126
$\Delta D_{15-16}^b$	0,029540

A Tabela 25 apresenta os resultados para a função objetivo após a correção dos erros grosseiros. Observe que os valores de  $J_i$  são todos inferiores aos valores de limite correspondentes.

Tabela 25 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 2 - Última verificação

Subsistema	$J_i$
I	0,01863133
II	<b>0,15421254</b>
III	0,07814434
IV	0,00310791
V	0,49303673

As Figuras 186, 187, 188 apresentam os resultados obtidos para a magnitude da tensão para as fases  $a, b, c$  e as Figuras 189, 190, 191 mostram que os maiores erros nas magnitudes das tensões se devem à presença dos erros grosseiros nas três fases.

Figura 186 – Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 2

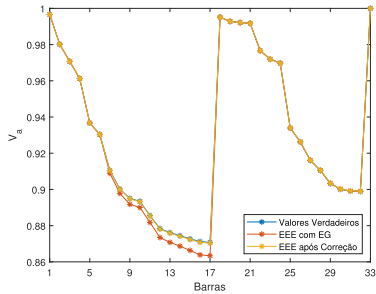


Figura 187 – Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 2

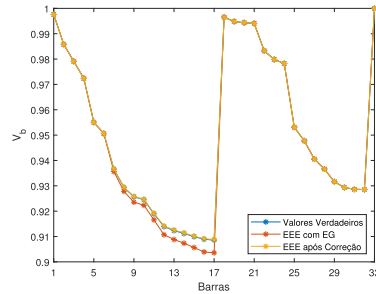


Figura 188 – Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 2

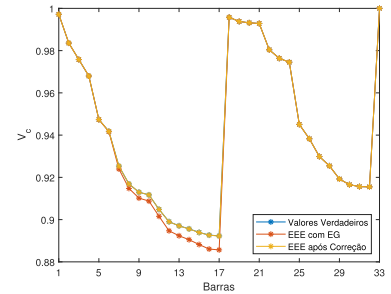


Figura 189 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 2

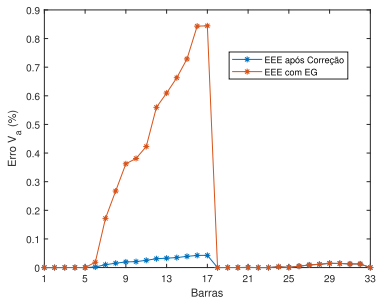


Figura 190 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 2

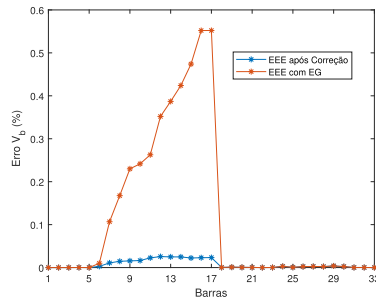


Figura 191 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 2

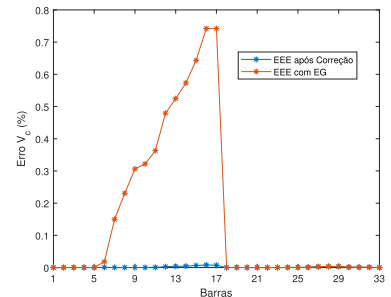


Figura 192 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 2

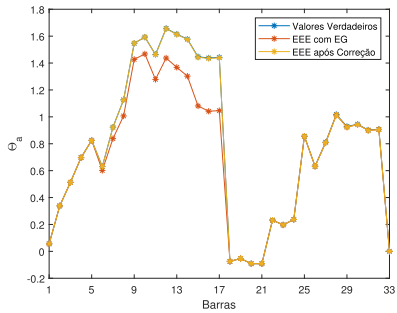


Figura 193 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 2

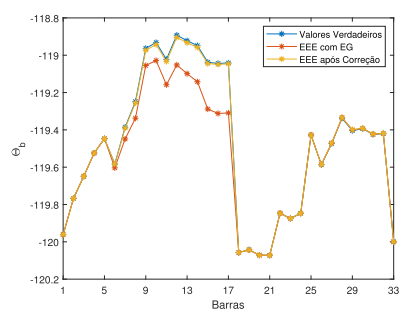


Figura 194 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 2

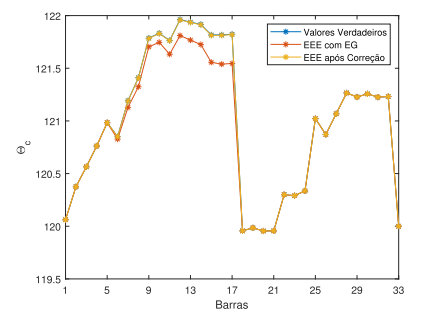


Figura 195 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 2

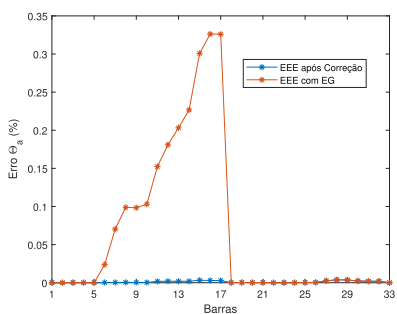


Figura 196 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 2

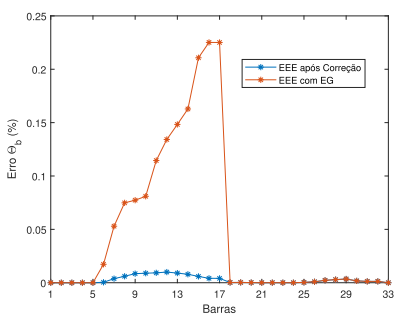
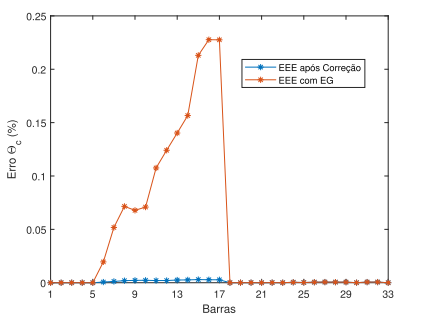


Figura 197 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 2



## 4.2.3 Caso 3:

Neste estudo de caso, são introduzidos 2 erros grosseiros nas medições fasoriais  $\hat{I}_{5-25}^c$  e  $\hat{I}_{30-31}^b$  correspondentes a corrente do ramo entre as barras 5 e 25 na fase  $c$  e corrente do ramo entre as barras 30 e 31 na fase  $b$ , ambas pertencem ao subsistema V.

A Tabela 26 apresenta os valores reais das medidas obtidas pelas PMUs instaladas nas barras 5 e 31 que são utilizadas para determinar o estado do sistema do subsistema V. Para adicionar o erro grosseiro na medida  $\hat{I}_{5-25}^c$  o valor verdadeiro é multiplicado por um fator  $\lambda_{5-25}^c = 0,95$ , já para a inserção do erro grosseiro na medida  $\hat{I}_{30-31}^b$  o valor verdadeiro é multiplicado por um fator  $\lambda_{30-31}^b = 0,90$ . A Tabela 27 apresenta os valores das medições das PMUs considerando os erros adicionados tanto na parte real quanto na imaginária. Além disso são incluídos erros de aleatórios em todas as medições.

Tabela 26 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema V - Caso 3

Barra		Valores Verdadeiros (sem EG)					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	25	1,560080	-1,648294	-1,747926	-0,416577	0,569398	1,946998
30	31	0,363951	-0,183358	-0,270883	-0,176849	-0,024173	0,365412
31	32	0,081160	-0,052903	-0,068663	-0,034964	0,003710	0,086475

Tabela 27 – EG para Subsistema V - Caso 3

Barra		Medições incluindo o EG					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	25	1,560076	-1,648290	-1,747861	-0,416561	<b>0,540921</b>	<b>1,849626</b>
30	31	0,363965	-0,183365	<b>-0,297938</b>	<b>-0,194512</b>	-0,024175	0,365439
31	32	0,081156	-0,052901	-0,068661	-0,034963	0,003710	0,086477

Após a execução do algoritmo de estimação de estados verifica-se o valor da função objetivo para cada subsistema, conforme mostrado na Tabela 28. Observa-se que o valor de  $J_i$  do subsistema V ultrapassou o valor limite determinado pela simulação de Monte Carlo. Consequentemente, a presença de um erro grosseiro é detectada no subsistema V.

Tabela 28 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 3

Subsistema	$J_i$
I	0,02230457
II	0,38612838
III	0,25925136
IV	0,01152585
V	<b>45,11754384</b>

Uma vez detectada a presença do erro grosseiro, são calculados os resíduos normalizados para cada medição com base na Equação (3.18), sendo cada um apresentado na Tabela 29. Conforme as Equações (3.20) e (3.21), obtêm-se os dois maiores resíduos. Neste estudo de caso, os maiores resíduos estão associados às medidas das correntes entre as barras 5 e 25 e as barra 30 e 31 para a fase  $c$ , por estes serem maiores que os demais. No entanto, são muito semelhantes comprometendo o procedimento de identificação, sendo necessária a verificação através de análises de um índice proposto.

Tabela 29 – Resíduos Normalizados para o Subsistema V - Caso 3

Resíduos Normalizados							
Barra		Medição					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	25	0,001735	0,170564	2,599689	0,446642	1,143150	<b>18,195737</b>
30	31	0,001735	0,170562	2,599696	0,446643	1,143151	<b>18,195759</b>
31	32	0,000076	0,000006	0,000263	0,000038	0,000509	0,001591

A Tabela 30 apresenta os resultados para cada  $D_j^s$  calculado pela Equação (3.22). A Tabela 31 apresenta o desvio da mediana obtida da Equação (3.24) para os dois maiores resíduos. Pode-se notar que, pelo uso do índice proposto, é possível identificar o erro grosseiro sendo o maior  $\Delta D_j^s$ . Comparando o valor associado à medida  $I_{5-25}^c$  com  $I_{30-31}^c$ , é possível assegurar que  $I_{5-25}^c$  é a medida real corrompida com EG. Esta medida é corrigida pela Equação (3.25) e o estimador de estado é executado novamente.

Tabela 30 –  $D_j^s$  para o Subsistema V - Caso 3

Barra		$D_j^s$		
$k$	$m$	Índice		
		$D_j^a$	$D_j^b$	$D_j^c$
5	25	7,667111	7,574571	<b>7,003843</b>
30	31	7,635279	9,332775	7,772917
31	32	7,824453	7,668776	7,423413

Tabela 31 –  $\Delta D_j^s$  para o Subsistema V - Caso 3

	Valor
$\Delta D_{5-25}^c$	0,663268
$\Delta D_{30-31}^c$	0,105806

Conforme apresentado na Tabela 32, os valores de  $J_i$  são maiores que  $J_i^{lim}$ , indicando que há outro erro grosseiro a ser identificado e corrigido.

Tabela 32 – Função objetivo para cada subsistema após o primeiro procedimento de correção - Caso 3

Subsistema	$J_i$
I	0,02230457
II	0,38612838
III	0,25925136
IV	0,01152585
V	<b>6,68815351</b>

A Tabela 33 apresenta os resíduos para cada medida calculada após a primeira correção. Como pode ser observado, os resíduos referentes ao ramo 30-31 para a fase  $b$  são maiores que os demais, e o segundo maior corresponde ao ramo 5-25 para a fase  $b$ . As Tabelas 34 e 35 mostram que o desvio da mediana associada a esta medida também é maior do que o desvio associado à medida do ramo 5-25 na fase  $b$  indicando corretamente que a medida corrompida com erro grosseiro é  $I_{30-31}^b$ . Assim, esta medição deve ser corrigida e o estimador de estados é executado novamente para verificar a presença de outros erros grosseiros.

A Tabela 36 apresenta os resultados para a função objetivo após a correção dos erros grosseiros. Observe que os valores de  $J_i$  são todos inferiores aos valores de limite correspondentes.

Tabela 33 – Resíduos Normalizados para o Subsistema V - Caso 3 - Segunda Verificação

Resíduos Normalizados							
Barra		Medição					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	25	0,007018	0,110328	<b>2,752656</b>	0,472566	0,000198	0,000680
30	31	0,007018	0,110328	<b>2,752657</b>	0,472567	0,000198	0,000680
31	32	0,000003	0,000160	0,000464	0,000000	0,000463	0,000170

Tabela 34 –  $D_j^s$  para o Subsistema V - Caso 3 - Segunda Verificação

$D_j^s$				
Barra		Índice		
$k$	$m$	$D_j^a$	$D_j^b$	$D_j^c$
5	25	7,667111	7,574571	7,734945
30	31	7,635279	<b>9,332775</b>	7,772917
31	32	7,824453	7,668776	7,423413

Tabela 35 –  $\Delta D_j^s$  para o Subsistema V - Caso 3 - Segunda Verificação

	Valor
$\Delta D_{5-25}^c$	0,094204
$\Delta D_{30-31}^c$	1,663999

Tabela 36 – Função objetivo para cada subsistema após o segundo procedimento de correção - Caso 3

Subsistema	$J_i$
I	0,02230457
II	0,38612838
III	0,25925136
IV	0,01152585
V	0,69484882

Os resultados obtidos para as magnitudes de tensão são apresentadas nas Figuras 198, 199 e 200 para as fases  $a, b, c$  respectivamente. Seus erros correspondentes são apresentados nas Figuras 201, 202 e 203. Também são apresentados nas Figuras 204, 205 e 206 os valores da defasagem angular da tensão para as fases  $a, b, c$  respectivamente. Seus respectivos erros são apresentados nas Figuras 207, 208 e 209. Nota-se que o procedimento de correção reduziu significativamente os erros na estimação dos estados da rede em estudo.

#### 4.2.4 Caso 4:

Para testar a eficiência do método proposto, unidades de geração distribuída (GDs) são alocadas nas barras 17 e 32 com valor nominal de 1100 kW e 1200 kW nas fases  $a, b$  e  $c$  com fator de potência unitário, respectivamente.

A Figura 210 apresenta uma curva diária típica de geração solar que será utilizada nas simulações computacionais com base nos valores apresentados na referência [71].

Para simular a introdução de *bad data*, os erros grosseiros são adicionados à medida  $I_{5-25}^b$  sendo que o valor verdadeiro multiplicado por um fator  $\lambda_{5-25}^b = 0,90$ . A Tabela 37 apresenta os valores das medições obtidas das PMUs instaladas no subsistema V. A Tabela 38 apresenta os valores das medições das PMUs considerando a introdução dos erros grosseiros.

A Tabela 39 apresenta os valores da função objetivo ( $J_i$ ) para cada um dos subsistemas. Como pode ser observado, o valor  $J_i$  associado ao subsistema V ultrapassou

Figura 198 – Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 3

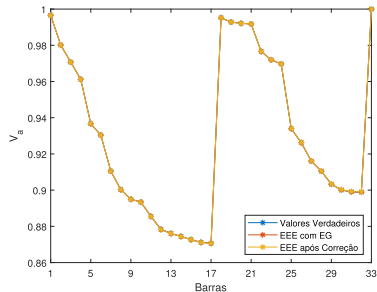


Figura 199 – Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 3

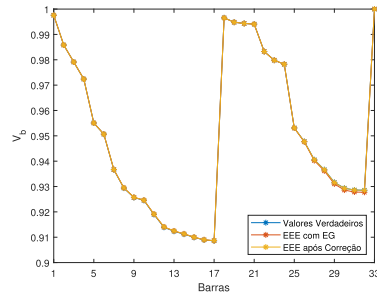


Figura 200 – Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 3

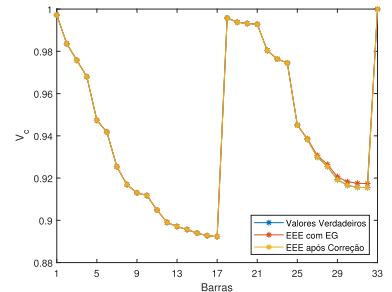


Figura 201 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 3

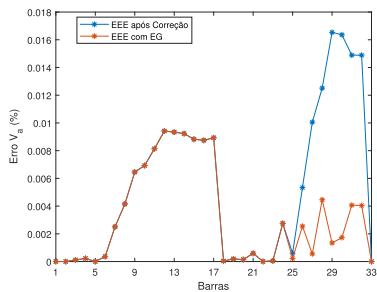


Figura 202 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 3

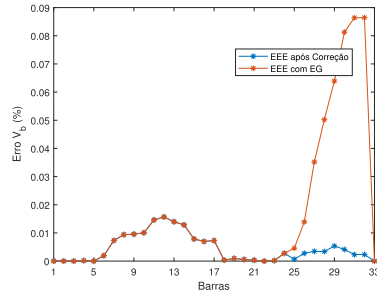


Figura 203 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 3

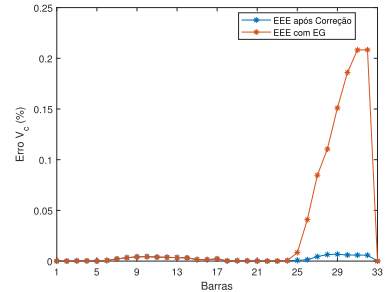


Figura 204 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 3

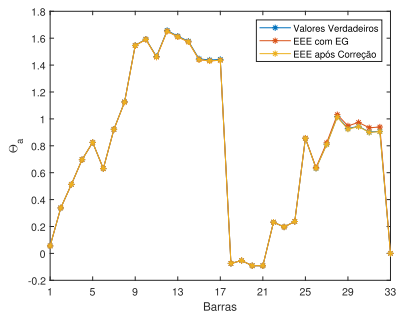


Figura 205 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 3

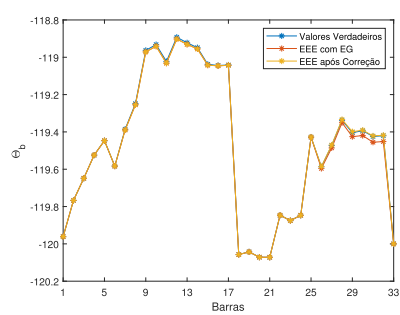


Figura 206 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 3

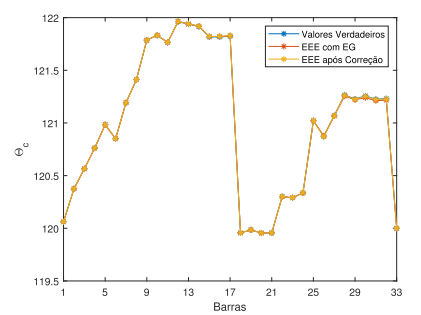


Figura 207 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 3

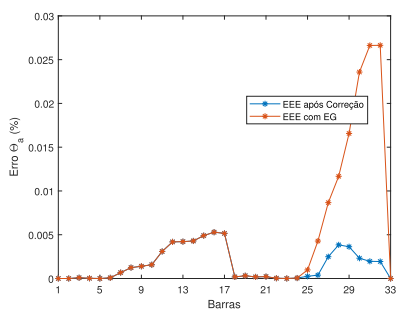


Figura 208 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 3

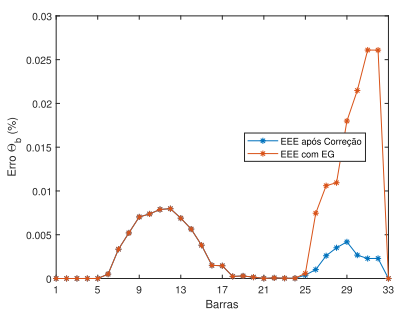


Figura 209 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 3

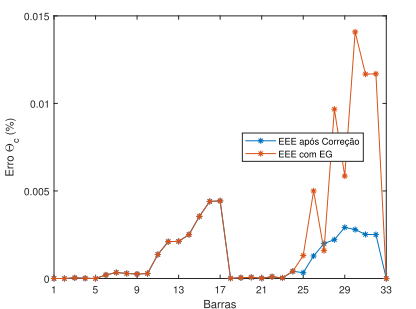




Figura 210 – Perfil da Curva de Geração Diária.

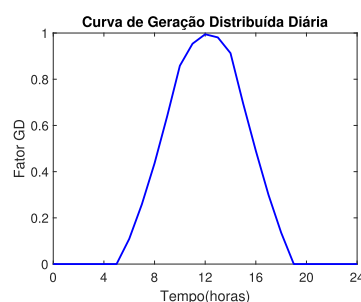


Tabela 37 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema V - Caso 4

Barra		Valores Verdadeiros (sem EG)					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	25	0,071506	-1,381895	-0,874257	0,698133	1,100832	0,585850
30	31	-0,945985	-0,203773	0,343277	0,929770	0,644811	-0,732861
31	32	-1,178492	-0,106983	0,503763	1,051461	0,675530	-0,958502

Tabela 38 – EG para Subsistema V - Caso 4

Barra		Medições incluindo o EG					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	25	0,071506	-1,381891	<b>-0,786802</b>	<b>0,628296</b>	1,100819	0,585843
30	31	-0,946020	-0,203781	0,343239	0,929667	0,644859	-0,732915
31	32	-1,178444	-0,106979	0,503750	1,051433	0,675550	-0,958530

o limite determinado pela Simulação de Monte Carlo, assim pode-se detectar a presença de erro grosseiro.

Tabela 39 – Função objetivo para cada subsistema - Case 4

Subsistema	$J_i$
I	0,02109663
II	0,059032937
III	0,24641290
IV	0,02736782
V	<b>56,00817501</b>

Os resíduos normalizados ponderados são calculados para cada medição com base na Equação (3.18), sendo seus valores apresentados na Tabela 40. Neste estudo de caso, os maiores resíduos estão associados às medidas de corrente do ramo que conecta as barras 5 a 25 e no ramos que conecta das barras 30 a 31, ambos para a fase  $b$ , uma vez que são maiores que as demais, logo são identificados como o par suspeito de medidas corrompidas com *bad data*.

A Tabela 41 apresenta os valores do índice  $D_j^s$  calculado pela Equação (3.22). A Tabela 42 apresenta o desvio da mediana obtida da Equação (3.24) para os dois maiores resíduos. Nota-se que o índice associado à medida  $I_{5-25}^b$  está associado ao maior desvio  $\Delta D_j^s$ . Esta medida é corrigida com base no uso da Equação (3.25) e o estimador de estados é executado novamente para fornecer o estado do sistema.

A Tabela 43 apresenta os resultados para a função objetivo após o procedimento de correção de erros grosseiros. Observe que os valores de  $J_i$  são todos menores que seus

Tabela 40 – Resíduos Normalizados para o Subsistema V - Caso 4

Resíduos Normalizados							
Barra		Medição					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	25	0,004545	0,061762	<b>17,724651</b>	10,169854	0,015457	0,007440
30	31	0,004545	0,061761	<b>17,724652</b>	10,169855	0,015457	0,007440
31	32	0,001234	0,000108	0,010040	0,026302	0,001989	0,001083

Tabela 41 –  $D_j^s$  para o Subsistema V - Caso 4

$D_j^s$				
Barra		Índice		
$k$	$m$	$D_j^a$	$D_j^b$	$D_j^c$
5	25	6,891547	<b>6,059047</b>	7,449836
30	31	7,419052	7,400848	7,371952
31	32	7,457871	7,388590	7,391353

Tabela 42 –  $\Delta D_j^s$  para o Subsistema V - Caso 3

	Valor
$\Delta D_{5-25}^b$	-1,332306
$\Delta D_{30-31}^b$	0,009495

valores de limite correspondentes, demonstrando a eficiência do método proposto para eliminar o efeito de *bad data*.

Tabela 43 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 4

Subsistema	$J_i$
I	0,02109663
II	0,059032937
III	0,24641290
IV	0,02736782
V	0,36494182

As Figuras 211, 212 e 213 apresentam a estimação do perfil de tensão para as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  às 12h00.

Como consequência da introdução das unidades de geração distribuída (GD) no sistema, as magnitudes de tensão são todas superiores a 0,94 p.u. diferentemente dos outros estudos de caso onde não se tinha a presença de GD.

As Figuras 214, 215 e 216 apresentam os erros de estimação associados às magnitudes de tensão nas fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ , respectivamente.

Pode-se notar que o método proposto apresenta resultados satisfatórios considerando a introdução de unidades de GD localizadas de forma dispersa ao longo da rede, demonstrando ser uma ferramenta prática e útil para o monitoramento de sistemas de distribuição em ambiente de redes inteligentes.

#### 4.2.5 Caso 5:

Neste estudo de caso será avaliada a eficiência do método proposto considerando a Geração Distribuída sendo injetada apenas na barra 17 e com forte penetração na fase  $a$ . Então além da avaliação do método proposto frente a GD desequilibrada o método também é avaliado nos cenários de "sobretensão".

Para simular a introdução de *bad data*, o erro grosseiro é adicionados à medida

Figura 211 – Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 4

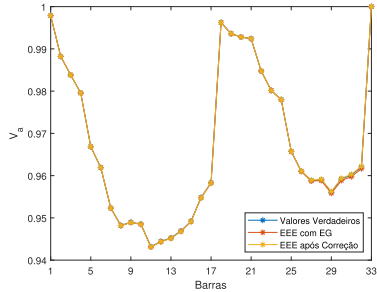


Figura 212 – Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 4

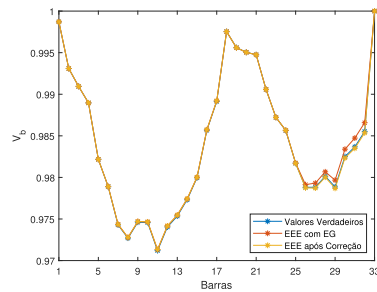


Figura 213 – Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 4

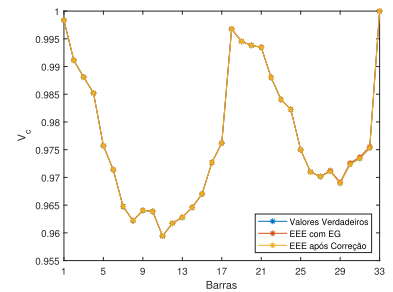


Figura 214 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 4

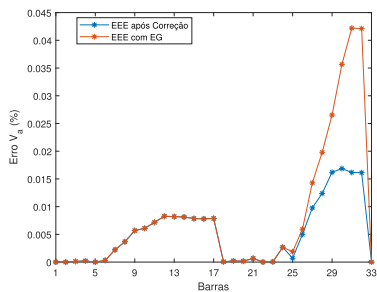


Figura 215 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 4

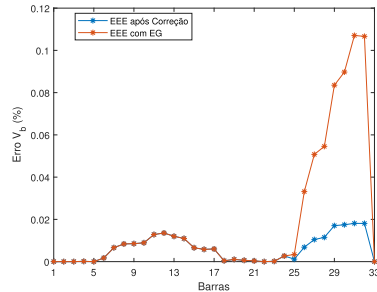


Figura 216 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 4

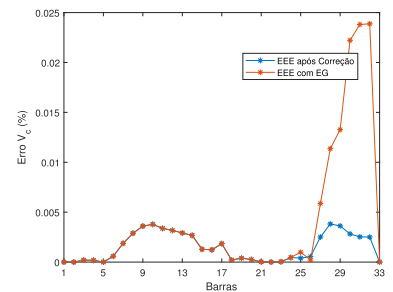


Figura 217 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 4

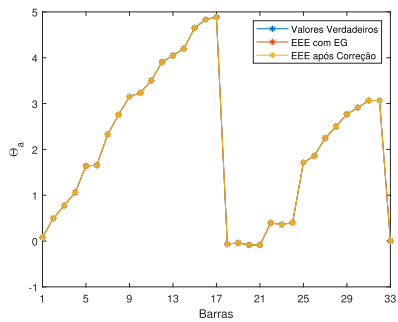


Figura 218 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 4

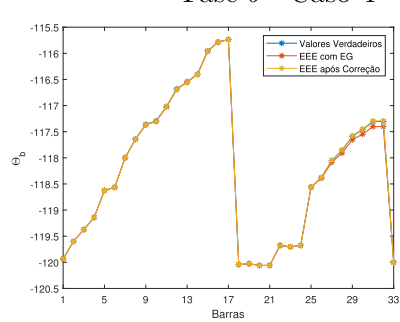


Figura 219 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 4

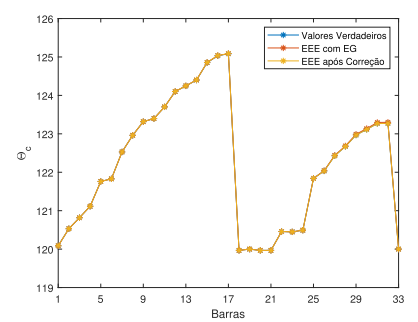


Figura 220 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 4

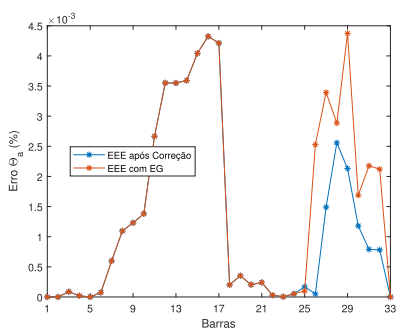


Figura 221 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 4

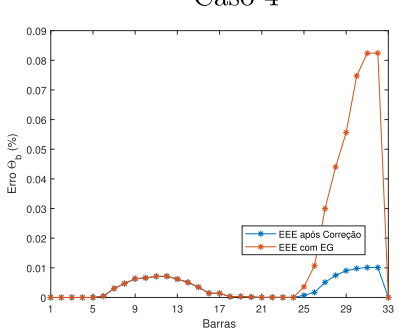
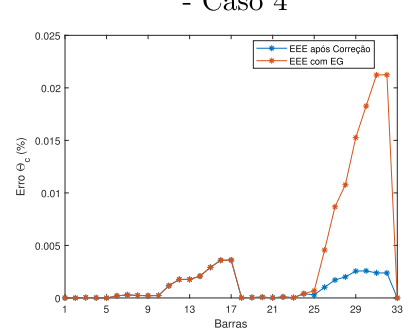


Figura 222 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 4



$\hat{I}_{5-6}^a$  sendo que o valor verdadeiro multiplicado por um fator  $\lambda_{5-6}^b = (1, 10 + 1, 15 \mathbf{j})$ . A Tabela 44 apresenta os valores das medições obtidas das PMUs instaladas no subsistema II, já na Tabela 45 são apresentados os valores das medições das PMUs considerando a introdução dos erros grosseiros.

Tabela 44 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema II - Caso 5

Barra		Valores Verdadeiros (sem EG)					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	6	-0,487096	-1,643655	-1,668747	-0,295171	0,660007	1,726975
15	16	-1,756889	-0,316159	-0,075424	-0,013130	0,025120	0,085781
16	17	-1,822542	-0,304021	-0,028932	0,030842	0,038043	0,019451

Tabela 45 – EG para Subsistema II - Caso 5

Barra		Medições incluindo o EG					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	6	<b>-0,289277</b>	<b>-1,881212</b>	-1,668587	-0,295143	0,659979	1,726903
15	16	-1,756770	-0,316137	-0,075425	-0,013131	0,025118	0,085774
16	17	-1,822589	-0,304028	-0,028930	0,030841	0,038042	0,019450

Após a execução do estimador de estados o valor da função objetivo (FOB) de cada subsistema é comparada com os respectivos limites, os valores da FOB são apresentados na Tabela 46. Pode-se observar que o valor correspondente ao subsistema II ultrapassa o limite da simulação de Monte Carlo, logo detecta-se a presença de um erro grosseiro nesse subsistema.

Tabela 46 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 5

Subsistema	$J_i$
I	0,01940268
II	<b>354,75092830</b>
III	0,034942946
IV	0,02740803
V	0,050336920

Após detectar a presença do erro grosseiro, os resíduos normalizados são calculados para cada medição com base na Equação (3.18), sendo cada um apresentado na Tabela 47. De acordo com as Equações (3.20) e (3.21), obtêm-se os dois maiores resíduos. Neste estudo de caso, os maiores resíduos estão associados às medidas das correntes entre as barras 5 e 6 e as barras 15 e 16 para a fase  $a$ , por estes serem maiores que os demais. No entanto, são muito semelhantes comprometendo o procedimento de identificação, sendo necessária a verificação através de análises de um índice proposto.

Tabela 47 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 5

Resíduos Normalizados							
Barra		Medição					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
5	6	<b>71,450098</b>	103,664233	0,228024	0,037433	0,135174	0,000102
15	16	<b>71,450136</b>	103,664183	0,228022	0,037433	0,135174	0,000102
16	17	3,259305	0,431673	0,000430	0,010611	0,001196	0,017599

A Tabela 48 apresenta os resultados para cada  $D_j^s$  calculado pela Equação (3.22). A Tabela 49 apresenta o desvio da mediana obtida da Equação (3.24) para os dois maiores resíduos. Pode-se notar que, pelo uso do índice proposto, é possível identificar o erro grosseiro sendo o maior  $\Delta D_j^s$ . Comparando o valor associado à medida  $\hat{I}_{5-6}^a$  com  $\hat{I}_{15-16}^a$ , é possível assegurar que  $\hat{I}_{5-6}^a$  é a medida real corrompida com EG. Esta medida é corrigida pela Equação (3.25) e o estimador de estado é executado novamente.

Tabela 48 –  $D_j^s$  para o Subsistema II - Caso 5

Barra		$D_j^s$		
$k$	$m$	Índice		
		$D_i^a$	$D_i^b$	$D_i^c$
5	6	<b>5,670996</b>	7,349508	7,449373
15	16	7,393433	8,116458	7,213873
16	17	7,389023	7,218248	7,500119

Tabela 49 –  $\Delta D_j^s$  para o Subsistema II - Caso 5

	Valor
$\Delta D_{5-6}^a$	1,718027
$\Delta D_{15-16}^a$	0,004410

A presença de erros grosseiros é verificada novamente com base na avaliação dos valores da função objetivo, conforme apresentado na Tabela 50 para cada subsistema. Os valores de  $J_i$  são menores que seus valores de limite correspondentes, indicando que não há mais *bad data*.

Tabela 50 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 5

Subsistema	$J_i$
I	0,01940268
II	0,73972460
III	0,034942946
IV	0,02740803
V	0,050336920

Os resultados obtidos para as magnitudes de tensão são apresentadas nas Figuras 223, 224 e 225 para as fases  $a, b$  e  $c$ , respectivamente. Seus erros correspondentes são apresentados nas Figuras 226, 227 e 228. Também são apresentados nas Figuras 229, 230 e 231 os valores da defasagem angular da tensão para as fases  $a, b, c$  respectivamente. Seus respectivos erros são apresentados nas Figuras 232, 233 e 234.

Conforme mencionado anteriormente este estudo de caso leva em consideração alta penetração de GD apenas na Fase  $a$ . Conforme mostrado na Figura 223 pode-se observar um cenário em que há elevação de tensão no final do ramal. Nesta mesma figura observa-se que o EG afeta consideravelmente o processo de estimação de estados o que reflete em erros maiores que 1%, conforme mostrado na Figura 226.

Do ponto de vista da defasagem angular pode-se observar nas Figuras 229, 230 e 231 que a inserção do erro grosseiro (com partes real e complexa) afeta as 3 fases.

Pode-se notar nas Figuras 223 - 234 que o método proposto foi capaz de reduzir significativamente os erros no processo de estimação de estados.

Figura 223 – Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 5

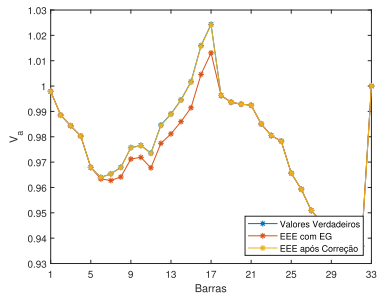


Figura 224 – Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 5

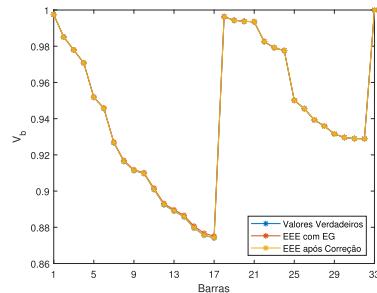


Figura 225 – Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 5

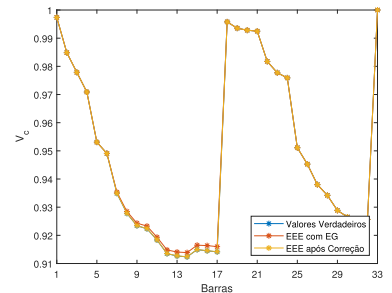


Figura 226 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 5

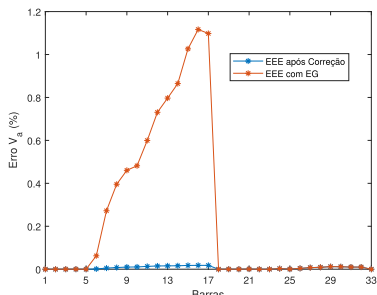


Figura 227 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 5

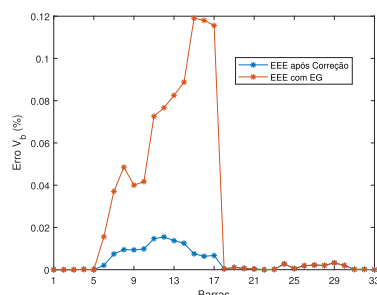


Figura 228 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 5

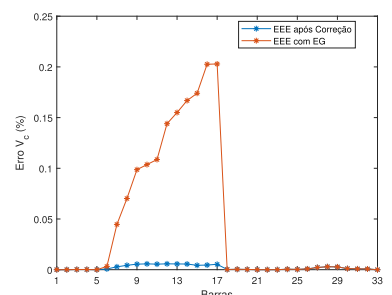


Figura 229 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 5

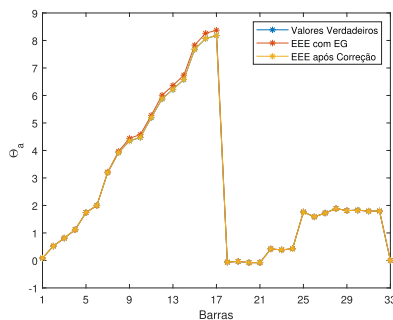


Figura 230 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 5

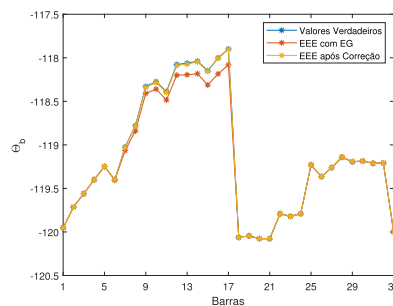


Figura 231 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 5

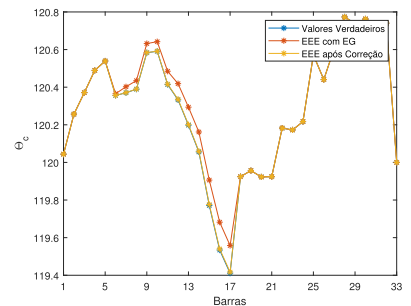


Figura 232 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 5

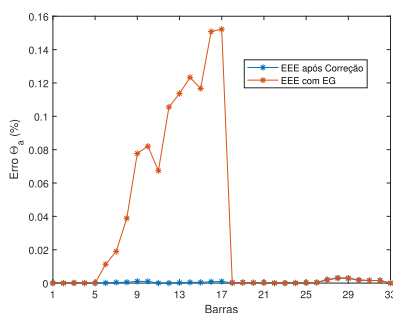


Figura 233 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 5

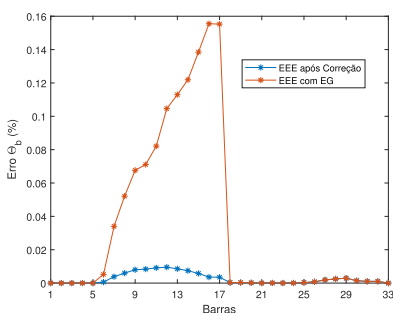
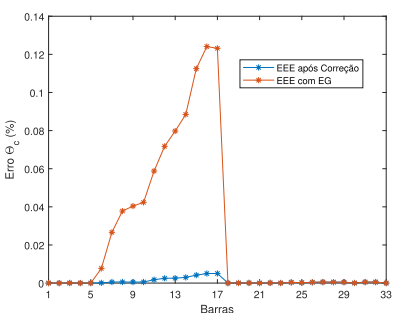


Figura 234 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 5



## 4.2.6 Caso 6:

Neste estudo de caso, um erro grosseiro é introduzido na medição fasorial  $\hat{I}_{2-3}^a$  que corresponde a corrente no ramo entre as barras 2 e 3 na fase  $a$ . Note que essa medida pertence ao subsistema I. A Tabela 51 apresenta o valor das medições fasoriais obtidas para todas as PMUs instaladas no subsistema I.

Tabela 51 – Valores Verdadeiros (sem EG) para o Subsistema I - Caso 6

Barra		Valores Verdadeiros (sem EG)					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
33	1	4,714036	-4,586721	-5,083942	-1,412994	1,437028	5,745010
1	2	4,206806	-4,163034	-4,576706	-1,225893	1,335708	5,153142
2	3	3,173398	-3,231364	-3,498764	-0,881130	1,068332	3,920052
4	5	2,926496	-3,089271	-3,298371	-0,765758	1,068170	3,663074

Para simular a inserção do erro grosseiro em  $\hat{I}_{2-3}^a$ , o valor verdadeiro é multiplicado por um fator  $\lambda_{2-3}^a = (0, 80 + 1, 15 \mathbf{j})$ , conforme detalhado na Equação (4.4). A Tabela 52 apresenta os valores das medições das PMUs considerando os erros adicionados tanto na parte real quanto na imaginária. Além disso são incluídos erros de aleatórios em todas as medições.

Tabela 52 – EG para Subsistema I - Caso 6

Barra		Medições incluindo o EG					
$k$	$m$	$I_{km,re}^a$	$I_{km,im}^a$	$I_{km,re}^b$	$I_{km,im}^b$	$I_{km,re}^c$	$I_{km,im}^c$
33	1	4,713963	-4,586650	-5,084053	-1,413025	1,437081	5,745222
1	2	4,206409	-4,162642	-4,576443	-1,225823	1,335832	5,153622
2	3	<b>3,023055</b>	<b>-2,108824</b>	-3,498834	-0,881147	1,068290	3,919898
4	5	2,926569	-3,089348	-3,298233	-0,765726	1,068127	3,662924

Após a execução do algoritmo de estimação de estados obtém-se o valor da função objetivo ( $J_i$ ) para cada subsistema  $i$  conforme mostrado na Tabela 53. Nota-se que o valor de  $J_i$  do subsistema I ultrapassou o valor limite determinado pela simulação de Monte Carlo. Consequentemente, a presença de um erro grosseiro é detectada no subsistema I.

Tabela 53 – Função objetivo para cada subsistema - Caso 6

Subsistema	$J_i$
I	<b>5020,44330521</b>
II	0,15404267
III	0,09495371
IV	0,00985224
V	0,17117807

Uma vez detectada a presença do erro grosseiro, os resíduos normalizados são calculados para cada medição com base na Equação (3.18), sendo cada um apresentado na Tabela 54. De acordo com as Equações (3.20) e (3.21), obtêm-se os dois maiores resíduos. Neste estudo de caso, os maiores resíduos estão associados às medidas das correntes entre as barras 2 e 3 e as barra 4 e 5 para a fase  $a$ , por estes serem maiores que os demais. No entanto, são muito semelhantes comprometendo o procedimento de identificação, sendo necessária a verificação através de análises de um índice proposto.

Tabela 54 – Resíduos Normalizados para o Subsistema II - Caso 6

Resíduos Normalizados							
Barra		Medição					
$k$	$m$	$I_{km, re}^a$	$I_{km, im}^a$	$I_{km, re}^b$	$I_{km, im}^b$	$I_{km, re}^c$	$I_{km, im}^c$
33	1	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
1	2	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
2	3	43,080293	<b>2467,129122</b>	0,000239	0,003740	0,008159	0,000047
4	5	43,080306	<b>2467,129213</b>	0,000239	0,003740	0,008159	0,000047

A Tabela 55 apresenta os resultados para cada  $D_j^s$  calculado pela Equação (3.22). A Tabela 56 apresenta o desvio da mediana obtida da Equação (3.24) para os dois maiores resíduos. Pode-se notar que, pelo uso do índice proposto, é possível identificar o erro grosseiro sendo o maior  $\Delta D_j^s$ . Comparando o valor associado à medida  $I_{2-3}^a$  com  $I_{4-5}^a$ , é possível assegurar que  $I_{2-3}^a$  é a medida real corrompida com EG. Esta medida é corrigida pela Equação (3.25) e o estimador de estado é executado novamente.

Tabela 55 –  $D_j^s$  para o Subsistema I - Caso 6

Barra		$D_j^s$		
$k$	$m$	Índice		
		$D_j^a$	$D_j^b$	$D_j^c$
33	1	7,380682	7,378305	7,375394
1	2	7,374090	7,354620	7,363799
2	3	<b>4,976439</b>	7,351561	7,353810
4	5	7,384828	7,329348	7,343841

Tabela 56 –  $\Delta D_j^s$  para o Subsistema I - Caso 6

	Valor
$\Delta D_{2-3}^a$	2,382770
$\Delta D_{4-5}^a$	0,025618

A presença de erros grosseiros é verificada novamente com base na avaliação dos valores da função objetivo, conforme apresentado na Tabela 57 para cada subsistema. Os valores de  $J_i$  são menores que seus valores de limite correspondentes, indicando que não há mais *bad data*.

Tabela 57 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção - Caso 6

Subsistema	$J_i$
I	1,41495877
II	0,15404267
III	0,09495371
IV	0,00985224
V	0,17117807

Os resultados obtidos para as magnitudes de tensão são apresentadas nas Figuras 235, 236 e 237 para as fases  $a, b, c$  respectivamente. Seus erros correspondentes são apresentados nas Figuras 238, 239 e 240. Também são apresentados nas Figuras 241, 242 e 243 os valores da defasagem angular da tensão para as fases  $a, b, c$  respectivamente. Seus respectivos erros são apresentados nas Figuras 244, 245 e 246. Nota-se que o procedimento de correção reduziu significativamente os erros na estimação dos estados da rede em estudo.



Figura 235 – Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 6

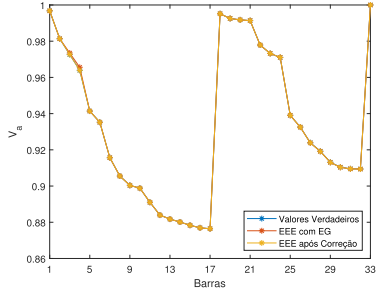


Figura 236 – Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 6

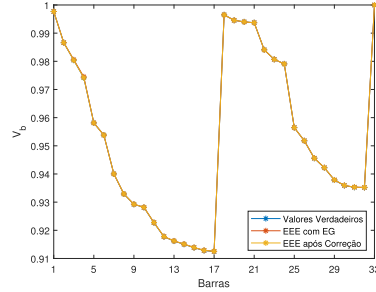


Figura 237 – Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 6

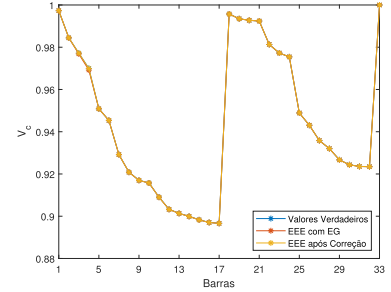


Figura 238 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $a$  - Caso 6

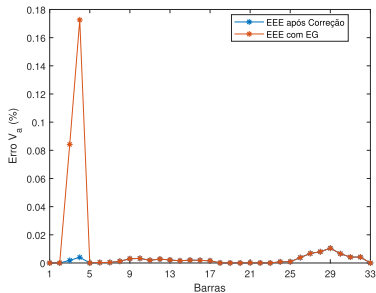


Figura 239 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $b$  - Caso 6

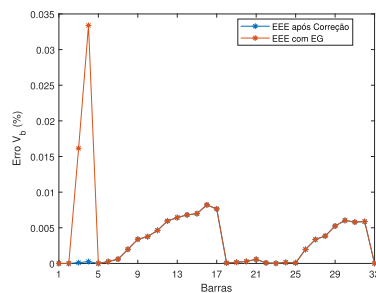


Figura 240 – Erro no Módulo da Tensão da Fase  $c$  - Caso 6

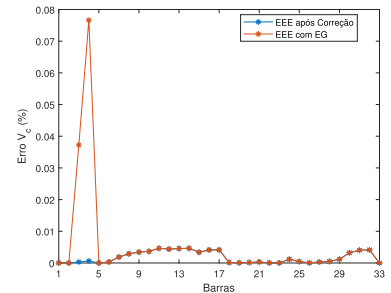


Figura 241 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 6

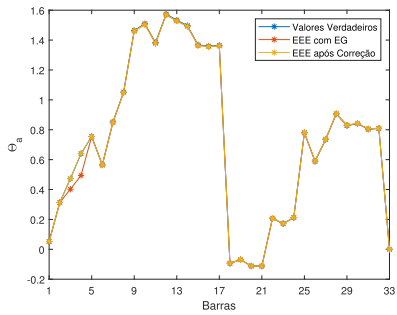


Figura 242 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 6

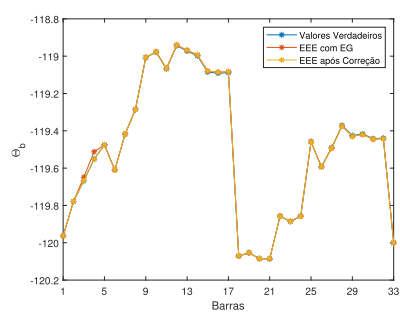


Figura 243 – Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 6

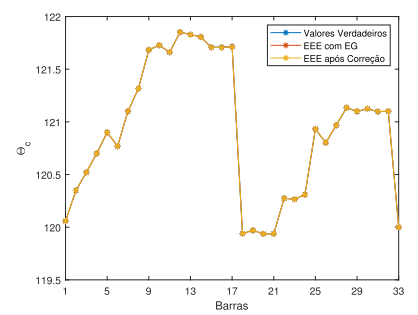


Figura 244 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $a$  - Caso 6

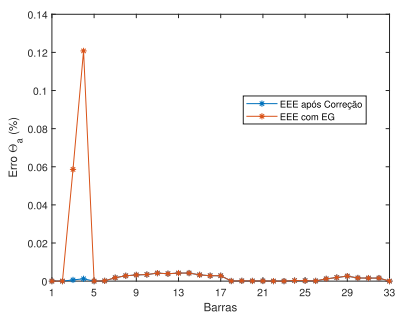


Figura 245 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $b$  - Caso 6

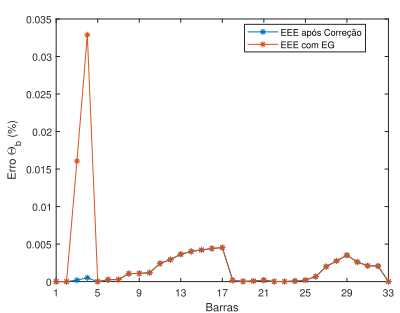
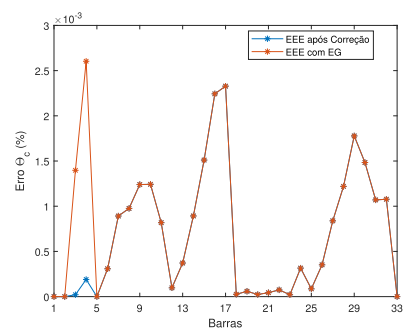


Figura 246 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase  $c$  - Caso 6



## 4.2.7 Análise de Sensibilidade

O comportamento dos consumidores geralmente é diferente para cada barra de carga da rede. Nesse caso, a variabilidade da carga pode impactar nos resultados. No entanto, para testar a eficiência e robustez do método proposto, análises de sensibilidade são realizadas nesta subseção.

A Tabela 58 apresenta os erros para o Caso 1, quando um único erro grosseiro é introduzido na medição fasorial  $I_{5-25}^b$ . Quatro casos diferentes foram avaliados considerando o fator  $\lambda_{5-25}^b$  igual a 0,9, 0,8, 1,8 e 2,2.

Os erros máximos são apresentados para magnitudes e ângulos da tensão para a fase do sistema onde os erros grosseiros são adicionados às medições. Como se pode notar, os maiores erros estão associados à fase  $b$ , neste estudo de caso. Como esperado, maiores erros são obtidos à medida que a variabilidade da carga aumenta. No entanto, os erros são sempre reduzidos após o procedimento de correção de *bad data*, validando a metodologia e comprovando sua eficiência.

Observe que, mesmo com um valor de *bad data* elevado ( $\lambda_{5-25}^b = 2,2$ ), o procedimento de correção proposto reduz efetivamente os erros no processo de estimação de estados. Se o erro grosseiro não fosse identificado, os erros máximos seriam de aproximadamente 4,13%. Por outro lado, os erros máximos são reduzidos para 0,50% usando o procedimento de correção proposto.

Tabela 58 – Análise de Sensibilidade - Caso 1

<i>Bad Data</i> $\lambda_{5-25}^b$	Var. Carga(%)	Erros Máximos com a presença de <i>Bad Data</i> (%)						Erros Máximos após a Correção (%)					
		$V_a$	$V_b$	$V_c$	$\Theta_a$	$\Theta_b$	$\Theta_c$	$V_a$	$V_b$	$V_c$	$\Theta_a$	$\Theta_b$	$\Theta_c$
0,9	0,50	0,04424	0,34516	0,03825	0,03569	0,01460	0,03757	0,01174	0,01607	0,00243	0,00256	0,00702	0,002269
	1,00	0,03770	0,34409	0,03870	0,03658	0,01355	0,03776	0,01994	0,02626	0,00437	0,00529	0,00798	0,004433
	2,00	0,02314	0,34277	0,03841	0,03840	0,01594	0,03804	0,04725	0,06353	0,00976	0,01066	0,02847	0,008789
	5,00	0,04276	0,34719	0,03105	0,04224	0,03189	0,03772	0,09470	0,12688	0,01959	0,02137	0,05722	0,017545
	10,00	0,11910	0,32526	0,07332	0,06180	0,08287	0,04112	0,20083	0,25956	0,07332	0,05702	0,08287	0,038234
0,8	0,50	0,08804	0,68838	0,07632	0,07125	0,02874	0,07494	0,01994	0,02626	0,00437	0,00529	0,00798	0,00443
	1,00	0,07461	0,68452	0,07716	0,07291	0,02628	0,07510	0,04725	0,06353	0,00976	0,01066	0,02847	0,00878
	2,00	0,04777	0,67681	0,07886	0,07623	0,03189	0,07541	0,09470	0,12688	0,01959	0,02137	0,05722	0,01754
	5,00	0,08684	0,65392	0,09395	0,08681	0,08287	0,07637	0,20083	0,25956	0,07332	0,05702	0,08287	0,03823
	10,00	0,18196	0,63200	0,18241	0,10781	0,13896	0,07716	0,13437	0,40509	0,18241	0,09664	0,13896	0,05061
1,8	0,50	0,41752	2,75483	0,30276	0,27392	0,12741	0,29565	0,01994	0,02626	0,00437	0,00529	0,00798	0,00443
	1,00	0,42735	2,74154	0,30117	0,27097	0,12609	0,29334	0,04725	0,06353	0,00976	0,01066	0,02847	0,00878
	2,00	0,44716	2,71480	0,29818	0,26508	0,12346	0,28870	0,09470	0,12688	0,01959	0,02137	0,05722	0,01754
	5,00	0,50641	2,63526	0,28908	0,24742	0,11566	0,27483	0,20083	0,25956	0,07332	0,05702	0,08287	0,03823
	10,00	0,62294	2,50234	0,27517	0,21801	0,15953	0,25197	0,41318	0,50903	0,08689	0,10703	0,15953	0,08677
2,2	0,50	0,62125	4,13236	0,45612	0,41107	0,19266	0,44316	0,01994	0,02626	0,00437	0,00529	0,00798	0,00443
	1,00	0,62964	4,11220	0,45425	0,40759	0,18974	0,43997	0,04725	0,06353	0,00976	0,01066	0,02847	0,00878
	2,00	0,64645	4,07190	0,45050	0,40068	0,18393	0,43361	0,09470	0,12688	0,01959	0,02137	0,05722	0,01754
	5,00	0,69699	3,95145	0,43949	0,37996	0,16666	0,41458	0,20083	0,25956	0,07332	0,05702	0,08287	0,03823
	10,00	0,78755	3,75236	0,42156	0,34549	0,15953	0,38317	0,41318	0,50903	0,08689	0,10703	0,15953	0,08677

Análises de sensibilidade são realizadas para o segundo estudo de caso sendo os resultados apresentados na Tabela 59. Os erros são elevados em todas as fases, uma vez que múltiplos erros grosseiros são adicionados às medições fasoriais nas fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ . Para testar a robustez do algoritmo, diferentes valores para o fator  $\lambda_{5-6}^s$  são considerados. Observe que, com a introdução de erros grosseiros, os erros de estimação são aproximadamente iguais a 2,70% comprometendo os resultados do estimador de estado. No entanto, se o procedimento de correção for adotado, os erros são reduzidos a valores inferiores a 1%.

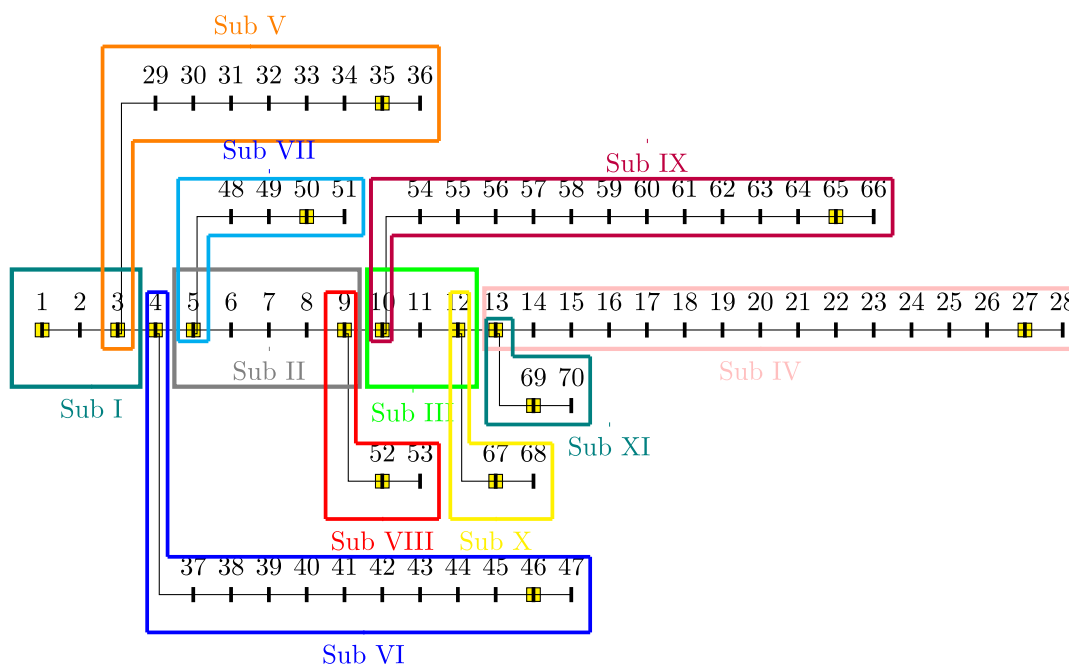
Tabela 59 – Análise de Sensibilidade - Caso 2

$Bad\ Data$ $\lambda_{5-25}^b$	Var. Carga(%)	Erros Máximos com a presença de $Bad\ Data$ (%)						Erros Máximos após a Correção (%)					
		$V_a$	$V_b$	$V_c$	$\Theta_a$	$\Theta_b$	$\Theta_c$	$V_a$	$V_b$	$V_c$	$\Theta_a$	$\Theta_b$	$\Theta_c$
1,1+j1,1	0,50	0,84445	0,55211	0,74216	0,32621	0,22515	0,22769	0,04266	0,02557	0,00806	0,00380	0,00999	0,00295
	1,00	0,85174	0,54757	0,74274	0,33168	0,22624	0,22243	0,08281	0,05261	0,01327	0,00763	0,02003	0,00510
	2,00	0,86632	0,53869	0,74391	0,34263	0,22843	0,21192	0,16342	0,10683	0,02362	0,01533	0,04021	0,00934
	5,00	0,90991	0,51202	0,74732	0,37552	0,24250	0,18045	0,48903	0,43623	0,14848	0,11719	0,13268	0,07319
	10,00	0,98251	0,46748	0,75282	0,43024	0,28269	0,13303	0,60835	0,54119	0,82431	0,07789	0,18298	0,13689
1,2+j1,2	0,50	1,67422	1,10903	1,48313	0,65275	0,45142	0,46351	0,04266	0,02557	0,00806	0,00380	0,00999	0,00295
	1,00	1,68062	1,10623	1,48490	0,65833	0,45227	0,45729	0,08281	0,05261	0,01327	0,00763	0,02003	0,00510
	2,00	1,69385	1,10125	1,48948	0,66938	0,45394	0,44478	0,16342	0,10683	0,02362	0,01533	0,04021	0,00934
	5,00	1,73096	1,08592	1,50179	0,70316	0,45913	0,40776	0,40797	0,27030	0,05405	0,03849	0,10144	0,02160
	10,00	1,78570	1,05500	1,51565	0,75890	0,48386	0,34649	0,73891	0,94318	0,36833	0,35961	0,21413	0,03441
0,8+j0,7	0,50	2,01188	1,35147	1,82008	0,89384	0,62928	0,67162	0,04583	0,02658	0,01398	0,00423	0,01185	0,00371
	1,00	1,75609	1,19839	1,63773	0,96421	0,67944	0,74531	0,08915	0,05465	0,02513	0,00783	0,02375	0,00834
	2,00	1,73421	1,22171	1,65050	0,95402	0,67646	0,74995	0,17608	0,11095	0,04738	0,01532	0,04761	0,01765
	5,00	1,66914	1,29197	1,68912	0,92347	0,66754	0,76391	0,43943	0,28093	0,11383	0,03848	0,11962	0,04617
	10,00	1,57212	1,41563	1,76087	0,87009	0,65064	0,78457	0,45568	0,61486	0,12777	0,07789	0,23323	0,04542
0,7+j0,5	0,50	2,71956	1,81252	2,52369	1,61648	1,13647	1,24422	0,04583	0,02658	0,01398	0,00423	0,01185	0,00372
	1,00	2,70723	1,82737	2,53333	1,61125	1,13500	1,24543	0,08915	0,05465	0,02513	0,00783	0,02375	0,00834
	2,00	2,68261	1,85709	2,55262	1,60108	1,13208	1,24787	0,17608	0,11095	0,04739	0,01533	0,04762	0,01765
	5,00	2,60877	1,94639	2,61048	1,57059	1,12333	1,25517	0,43943	0,28093	0,11383	0,03849	0,11962	0,04617
	10,00	2,48682	2,09570	2,70685	1,51975	1,10879	1,26769	0,45568	0,61486	0,12777	0,07789	0,23323	0,04542

#### 4.2.8 Testes adicionais no sistema de 70 Barras

Para validar a metodologia proposta foram realizadas análises no sistema de 70 barras mostrado na Figura 154 e apresentada novamente na Figura 247, sendo que a rede de 12,66 kV é constituída de 8 alimentadores, 1 subestação (barra 1) e 69 ramos. Assim como na estimação de estados foram realizadas análises mais detalhadas no sistema de 33 barras, para a análise de erros grosseiros os resultados também serão apresentados de forma sucinta.

Figura 247 – Sistema de 70 barras dividido em 11 subsistemas

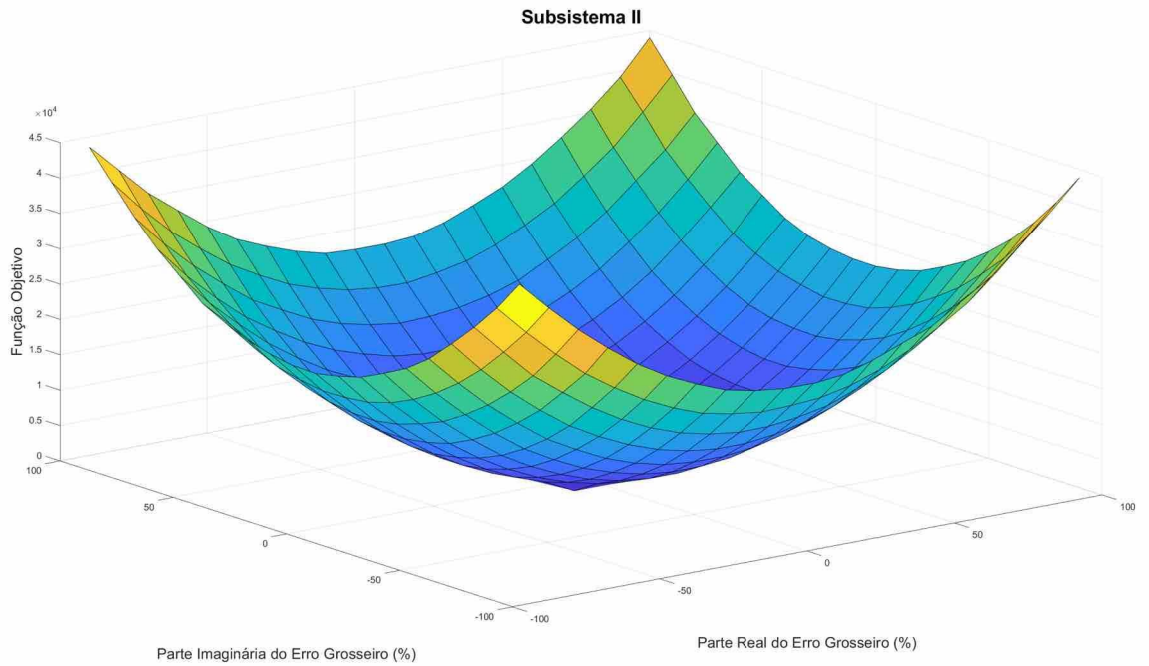


No primeiro teste, erros grosseiros são introduzidos na medição fasorial  $\hat{I}_{5-6}^b$  que corresponde a corrente no ramo entre as barras 5 e 6 na fase  $b$ . Note que essa medida pertence ao subsistema II. Para este teste foram introduzidos tantos erros grosseiros na parte real quanto na parte imaginária. Esses erros foram variados entre -100% a 100% em passos de 10%, tanto para a parte real quanto para a parte imaginária, o que corresponde a 400 simulações.

A Figura 248 mostra o valor da Função Objetivo para o Subsistema II. Como pode-se observar a medida em que a magnitude dos erros grosseiros, tanto na parte real quanto na parte imaginária, aumentam o valor da função objetivo também sofre um acréscimo. Para os demais subsistemas a função objetivo manteve-se dentro dos limites.

As Figuras 249 e 250 apresentam o maior erro associado a cada simulação antes da correção e após a correção do erro grosseiro para a magnitude da tensão da fase  $a$ , respectivamente. Apesar do erros grosseiros não estarem presentes na fase  $a$  existe uma interferência devido ao acoplamento mútuo entre as fases, conforme mostrado na Figura

Figura 248 – Função Objetivo para o Subsistema II



249. Assim nos casos extremos o erro no módulo da tensão da fase *a* chega a 0,2%. Após a execução da metodologia proposta neste trabalho os valores são reduzidos para valores menores que 0,003%, conforme mostrado na Figura 250.

Figura 249 – Erro no módulo da tensão para a Fase A - Antes da correção do Erro Grosseiro

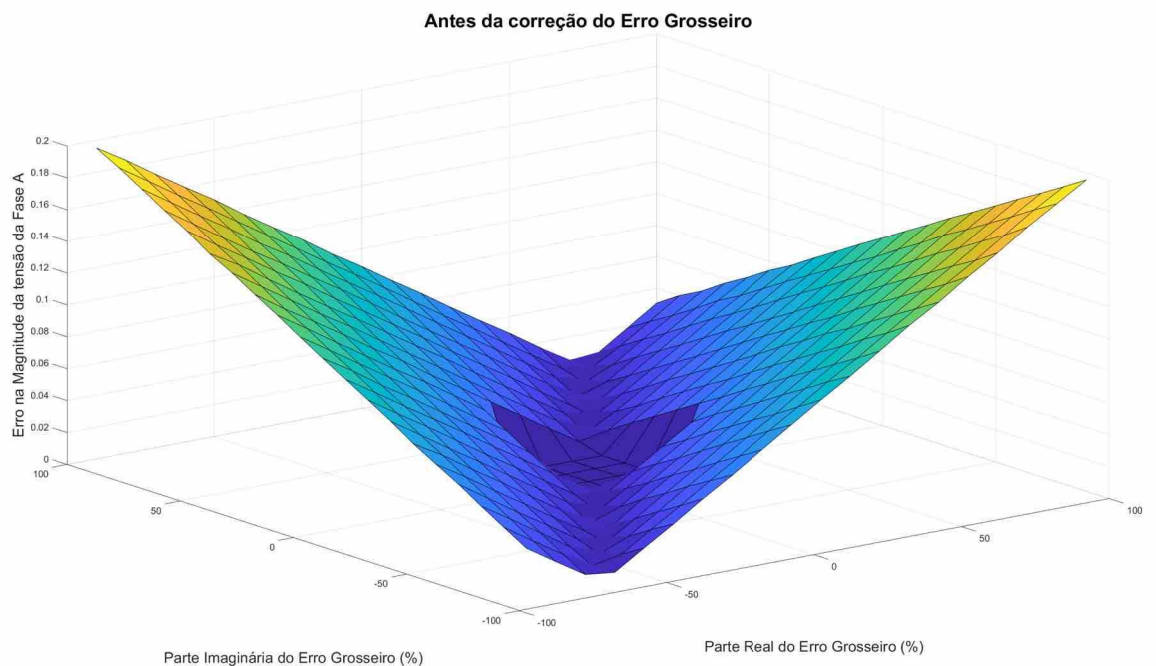
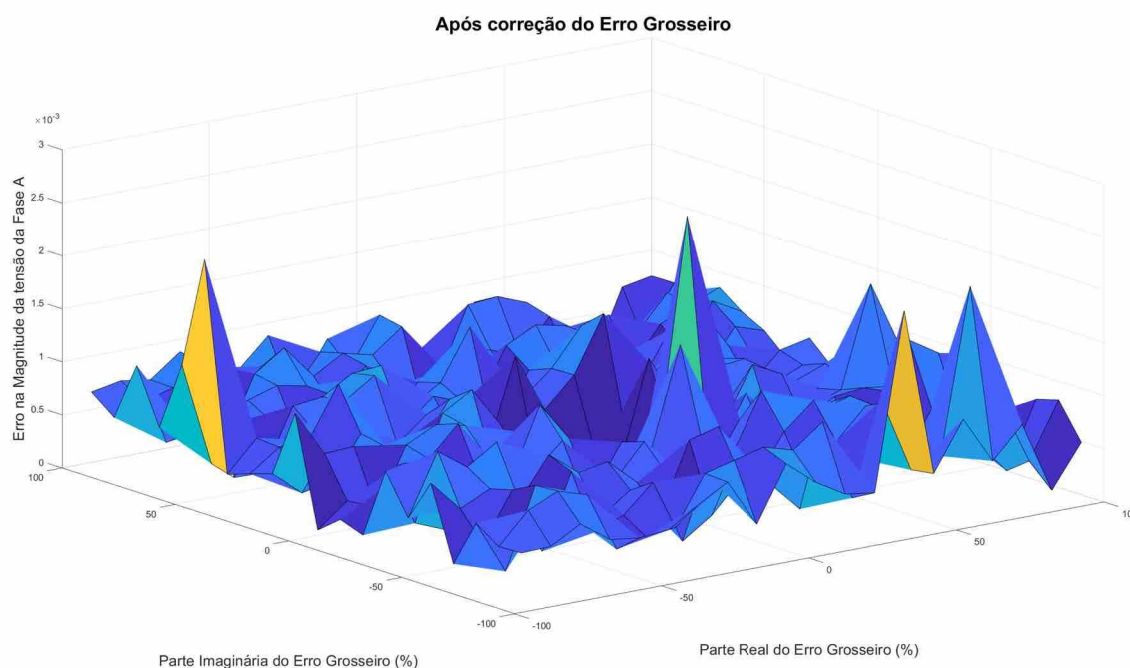


Figura 250 – Erro no módulo da tensão para a Fase A - Após da correção do Erro Grosseiro



As Figuras 251 e 252 apresentam o maior erro associado a cada simulação antes da correção e após a correção do erro grosseiro para a magnitude da tensão da fase *b*, respectivamente. Conforme mostrado na Figura 251 os valores dos erros grosseiros para a fase *b* possuem maior magnitude, uma vez que o erro grosseiro está presente nesta fase. Sendo que no pior caso o erro no módulo da tensão da fase *b* chega a quase 0,7%. Após a execução da metodologia proposta neste trabalho os valores são reduzidos para valores menores que 0,0025%, conforme mostrado na Figura 252.

As Figuras 253 e 254 apresentam o maior erro associado a cada simulação antes da correção e após a correção do erro grosseiro para a magnitude da tensão da fase *c*, respectivamente. De forma análoga ao que ocorreu na fase *a*, apesar do erros grosseiros não estarem presentes na fase *c* existe uma interferência devido ao acoplamento mútuo entre as fases, conforme mostrado na Figura 253. Assim nos casos extremos o erro no módulo da tensão da fase *c* chega a 0,2%. Após a execução da metodologia proposta neste trabalho os valores são reduzidos para valores menores que 0,0025%, conforme mostrado na Figura 254.

As Figuras 255, 256, 257, 258, 259 e 260 mostram o maior erro associado a cada simulação antes da correção e após a correção do erro grosseiro para a defasagem angular da tensão para as fases *a*, *b*, *c*, respectivamente. Os maiores erros estão associados à fase *b*, uma vez que essa é a fase onde o erro grosseiro é introduzido. Conforme mostrado na Figura 257 os erros chegam à 0,3% e após a correção eles são reduzidos para valores menores que 0,004%, conforme Figura 258. Vale ressaltar que apesar do erro não estar

Figura 251 – Erro no módulo da tensão para a Fase B - Antes da correção do Erro Grosseiro

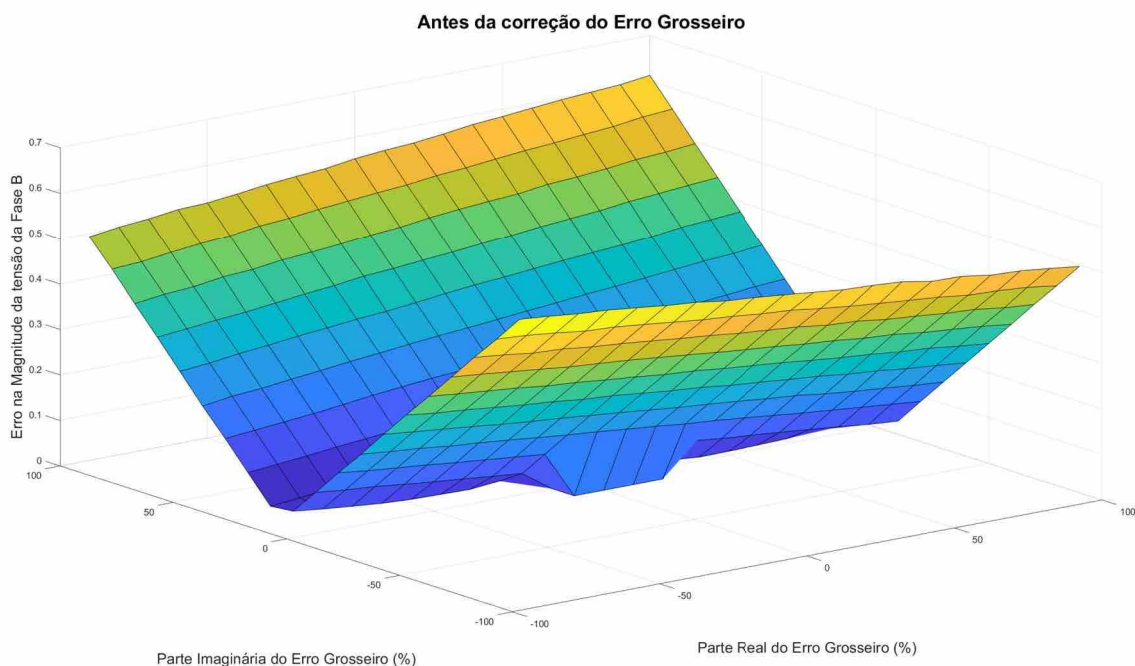
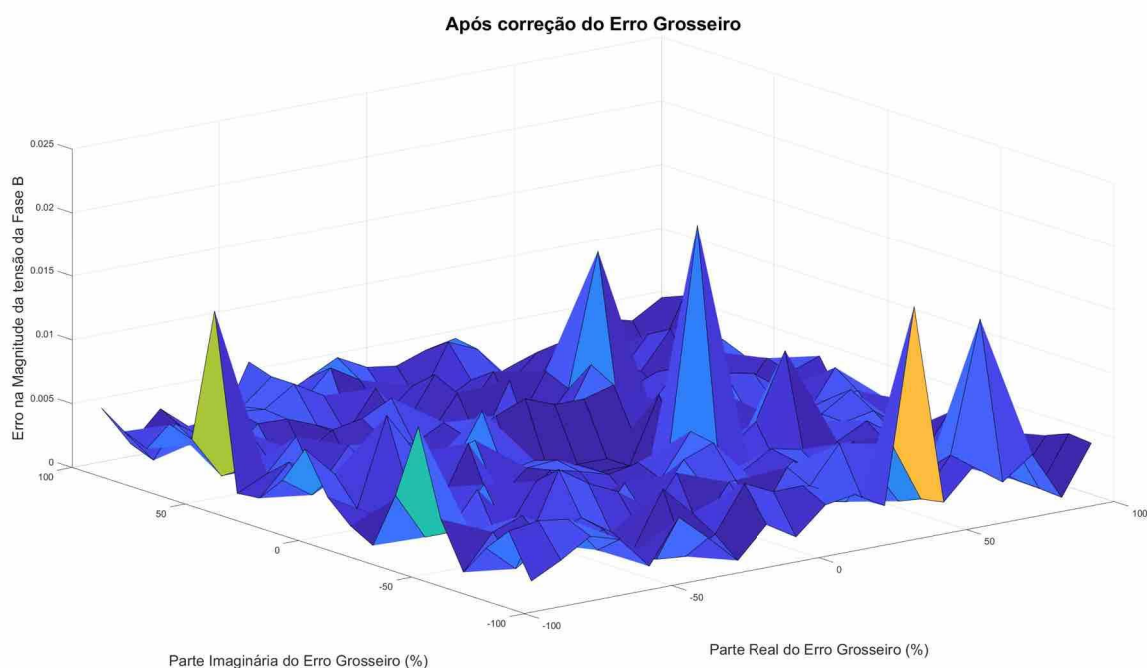


Figura 252 – Erro no módulo da tensão para a Fase B - Após da correção do Erro Grosseiro



presente nas fases *b* e *c* erros são induzidos nessas fases devido ao acoplamento mútuo, conforme mostrado nas Figuras 255 e 259. Após a execução da metodologia proposta os erros nessas fases também são reduzidos, conforme mostrado nas Figuras 256 e 260.

Figura 253 – Erro no módulo da tensão para a Fase C - Antes da correção do Erro Grosseiro

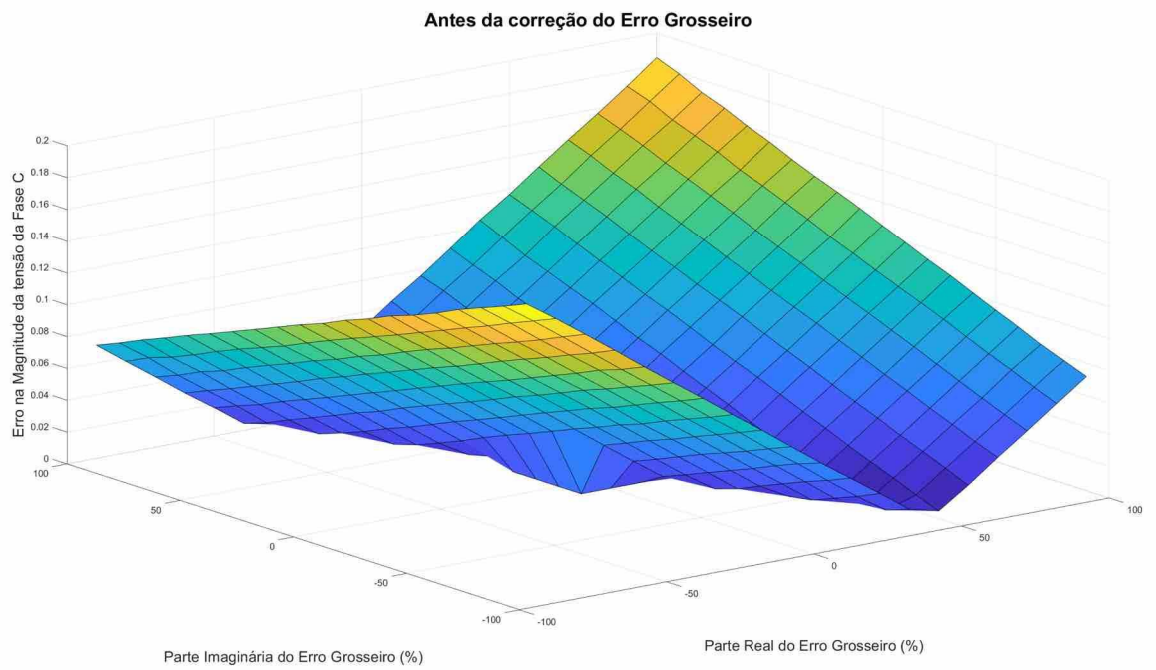


Figura 254 – Erro no módulo da tensão para a Fase C - Após da correção do Erro Grosseiro

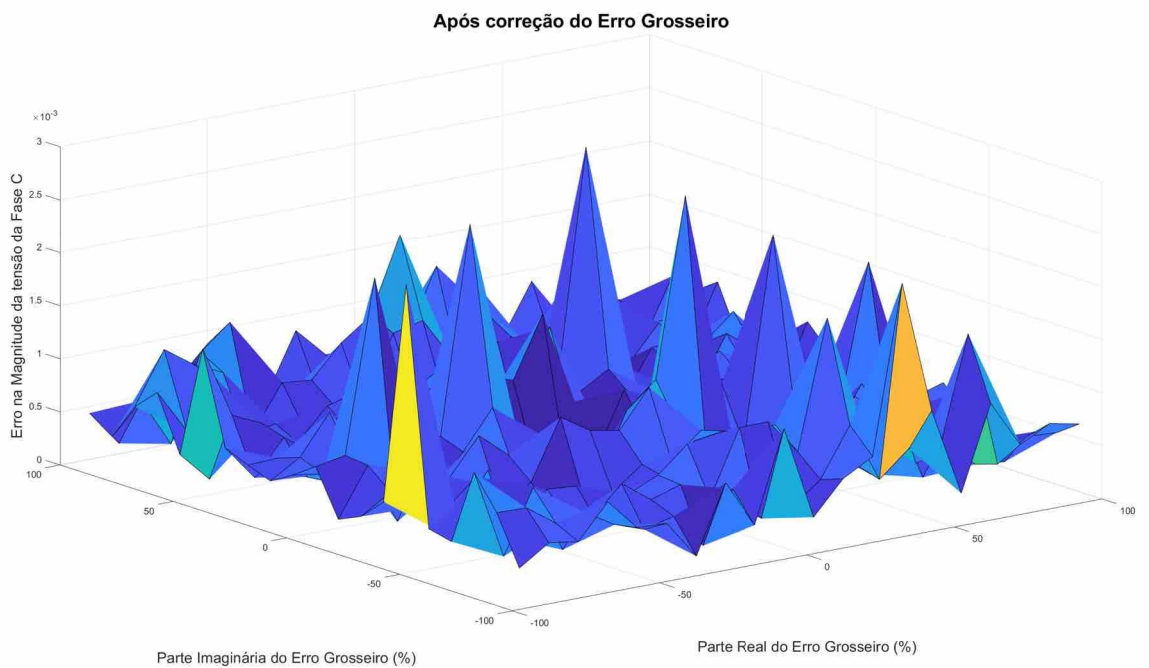




Figura 255 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase A - Antes da correção do Erro Grosseiro

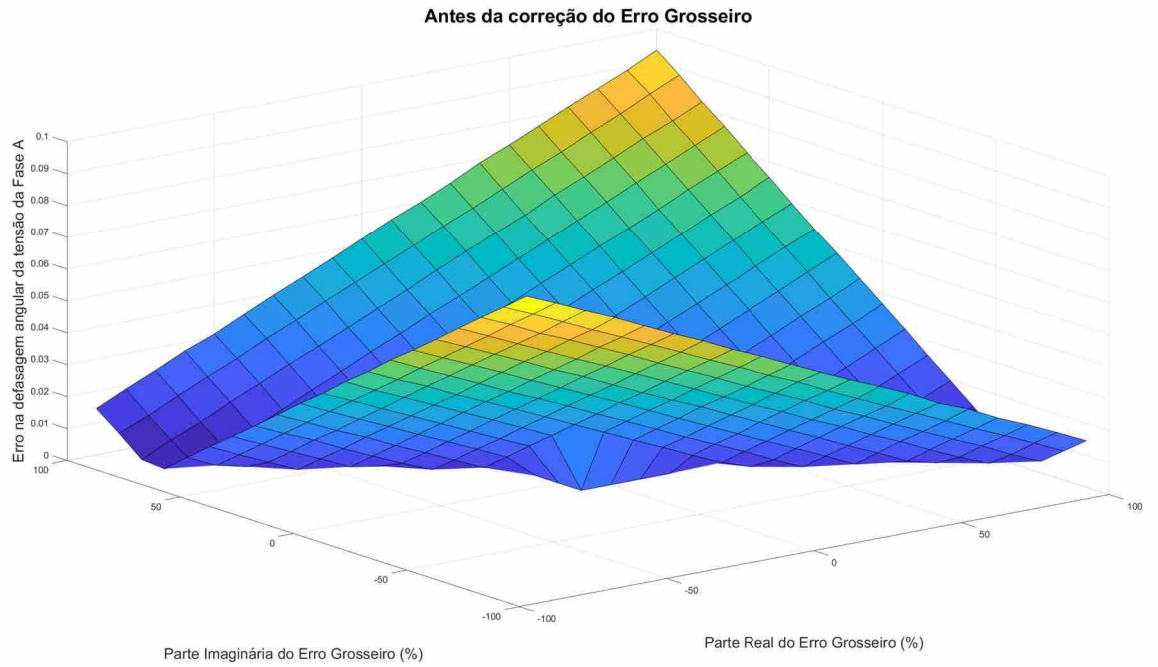


Figura 256 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase A - Após da correção do Erro Grosseiro

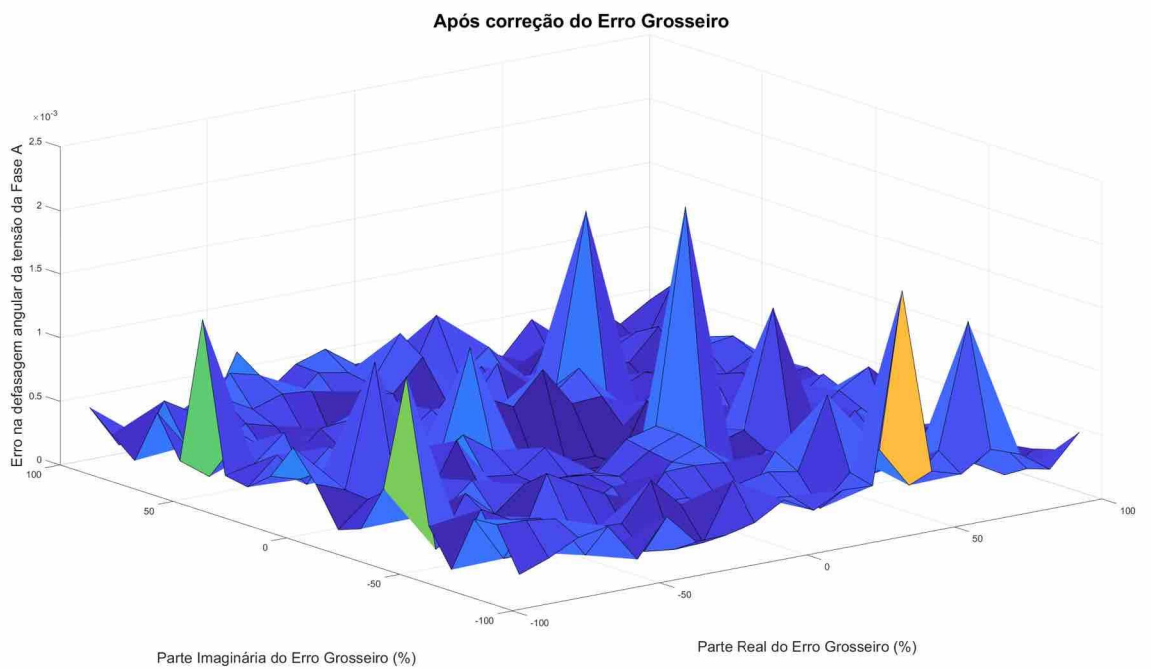


Figura 257 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase B - Antes da correção do Erro Grosseiro

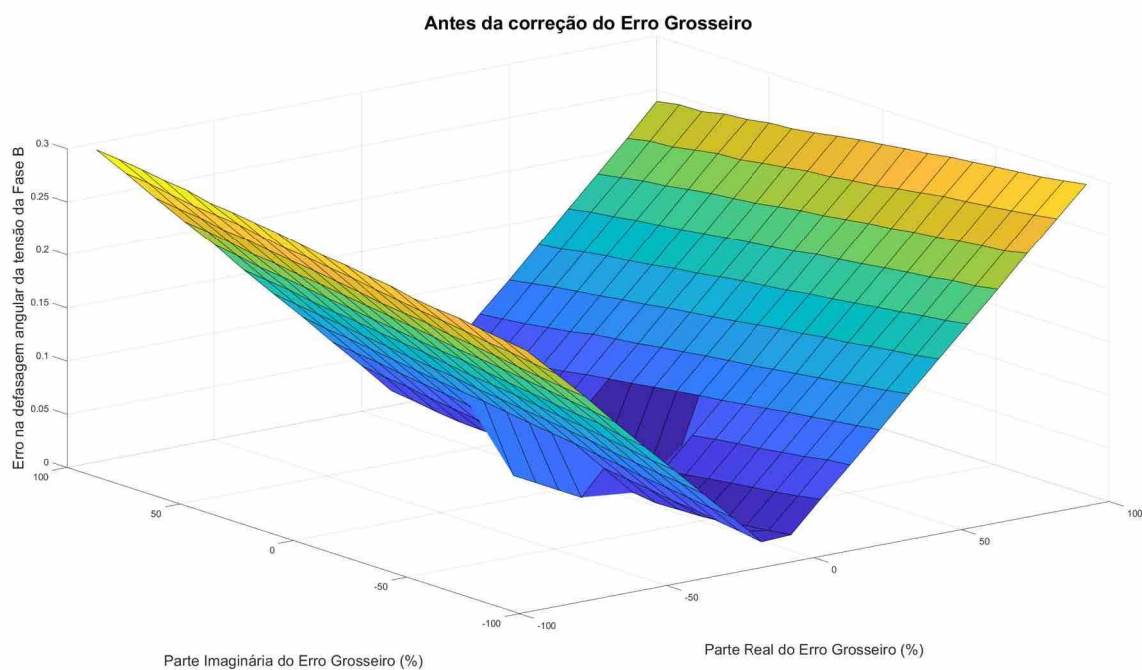


Figura 258 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase B - Após da correção do Erro Grosseiro

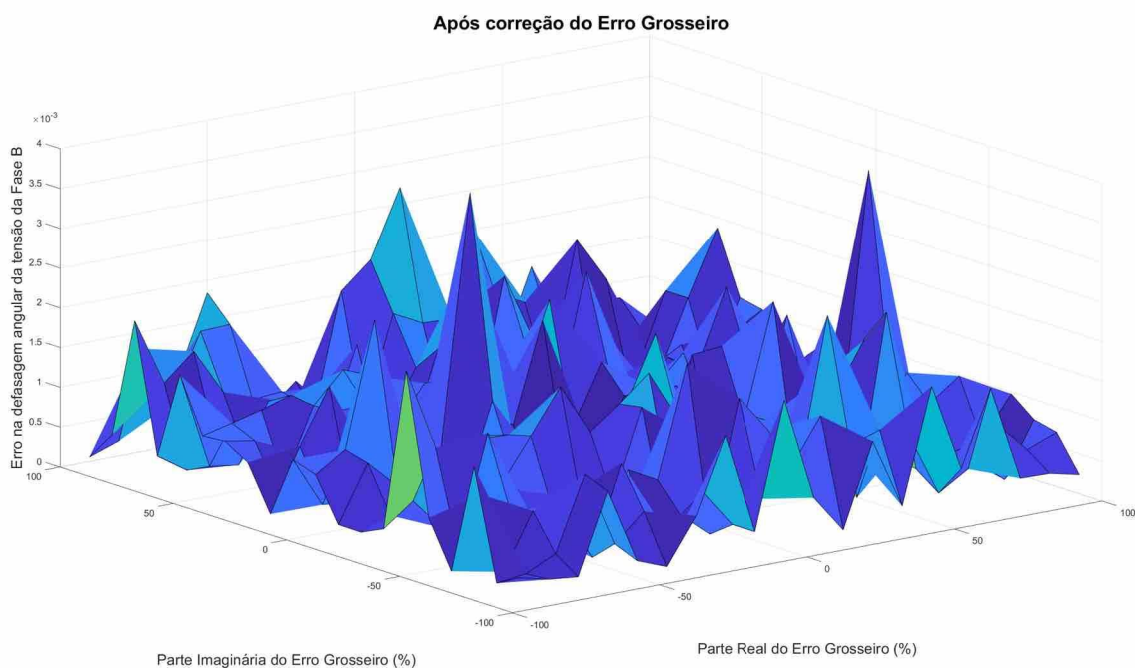


Figura 259 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase C - Antes da correção do Erro Grosseiro

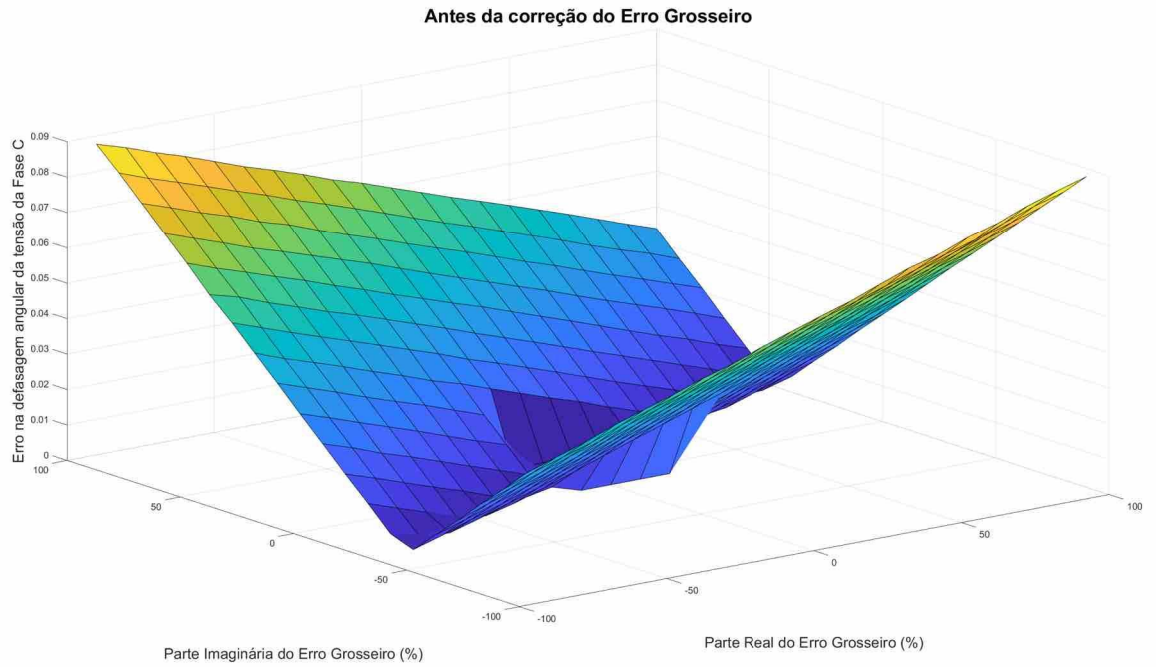
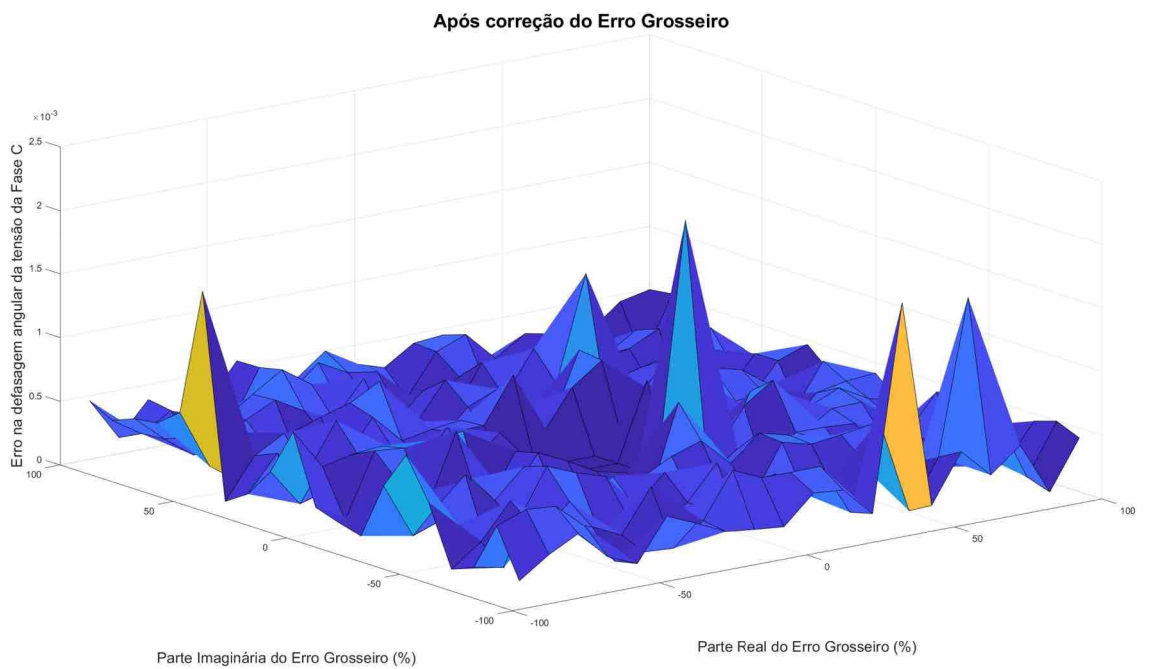


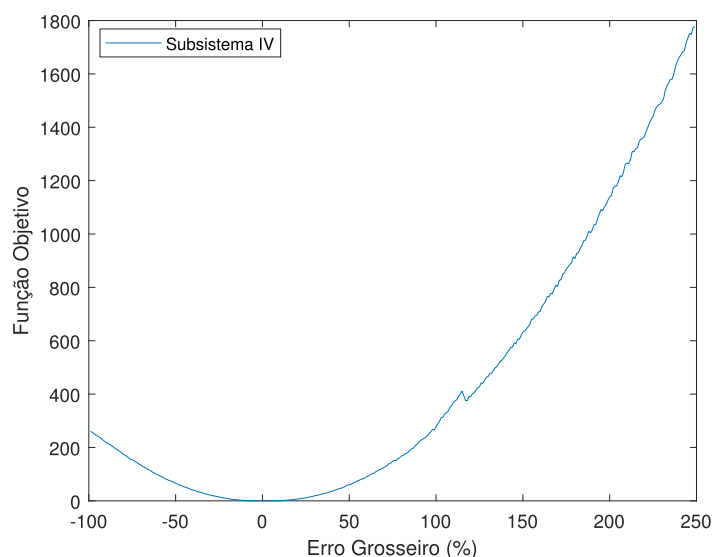
Figura 260 – Erro na defasagem angular da tensão para a Fase C - Após da correção do Erro Grosseiro



No segundo teste, erros grosseiros são introduzidos na medição fasorial  $\dot{I}_{13-14}^a$  que corresponde a corrente no ramo entre as barras 13 e 14 na fase  $a$ . Note que essa medida pertence ao subsistema IV. Neste teste o erro aplicado foi considerado apenas com parte real, e este variado de -100% até 250%. Em outras palavras, um erro de -100% significa multiplicar o valor da medida por zero, conforme a Equação 4.4, já um erro de 250% é o mesmo que multiplicar por 3,5 vezes o valor da medida. Assim, neste estudo de caso foram realizadas 350 simulações.

A Figura 261 mostra o valor da função objetivo para cada uma das simulações realizadas. Nota-se que a função objetivo apresenta valores elevados nas extremidades, local onde os erros grosseiros apresentam maiores magnitudes. Já para valores próximo a um erro grosseiro de zero, ou seja um EG de pequena magnitude, a função objetivo é menor. Entretanto, mesmo nestas condições o método é capaz de lidar com erros grosseiros da ordem de 5%, o que representa aproximadamente 5 desvios padrões.

Figura 261 – Função Objetivo para o Subsistema IV



A Figura 262 apresenta o valor da função objetivo para os demais subsistemas, pode-se observar que os valores são de pequena magnitude.

As Figuras 263 e 264 apresentam os erros máximos para o módulo da tensão antes e após a correção do erro grosseiro, respectivamente. Conforme era de se esperar os maiores erros estão relacionados a fase  $a$ , uma vez que o EG foi aplicado nesta fase. A medida que a magnitude, em módulo, do EG aumenta os erros nos módulos das tensões também crescem, chegando a valores superiores a 2%. Após a execução da metodologia proposta os erros ficam inferiores a 0,08%.

As Figuras 265 e 266 apresentam os erros máximos para a defasagem angular da tensão antes e após a correção do erro grosseiro, respectivamente. Como o erro grosseiro só possui parte real os erros de estimação são expressivos mas inferiores à 0,3%, mas menores

Figura 262 – Função Objetivo para os Subsistemas sem Erro Grosseiros

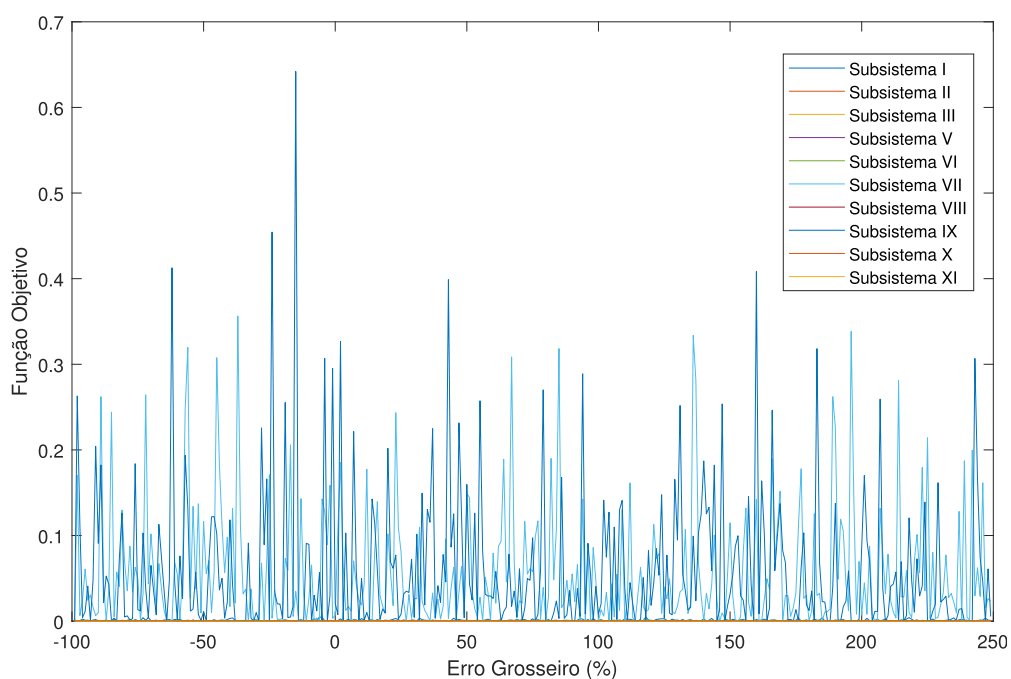
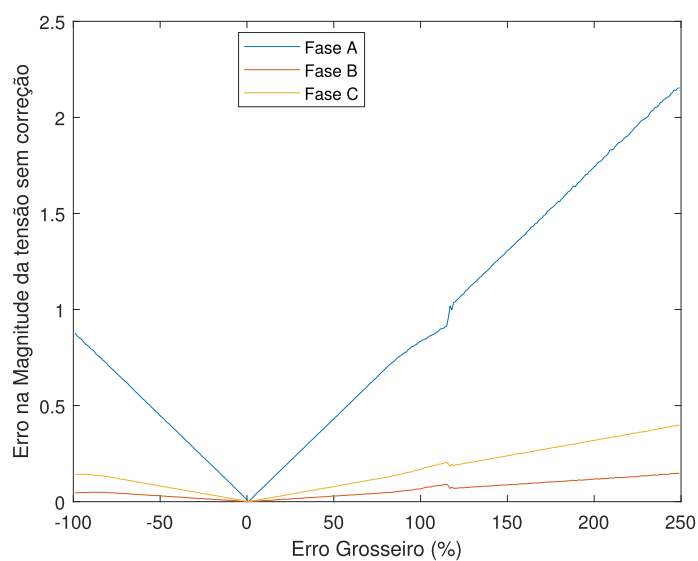


Figura 263 – Erro no módulo da tensão - Antes da correção do Erro Grosseiro



que os referentes ao módulo da tensão, Figura 263. Após a correção pela metodologia proposta os valores dos erros de estimação para a defasagem angular da tensão ficam inferiores à 0,01%, conforme Figura 266.

Figura 264 – Erro no módulo da tensão - Após da correção do Erro Grosseiro

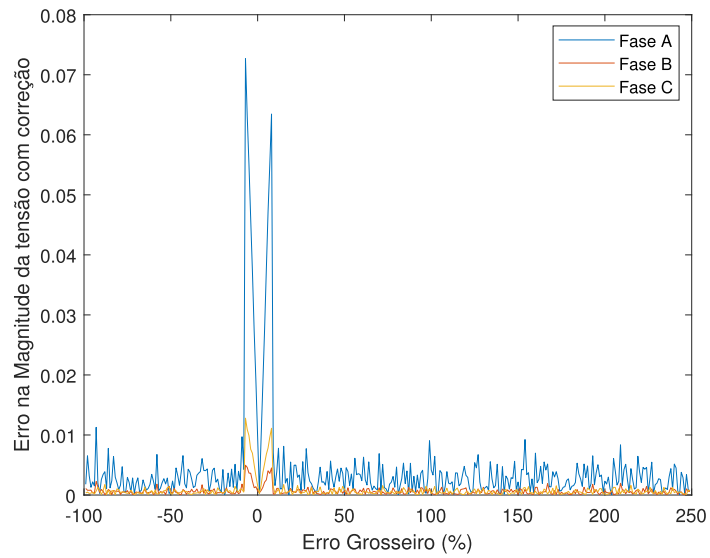


Figura 265 – Erro na defasagem angular - Antes da correção do Erro Grosseiro

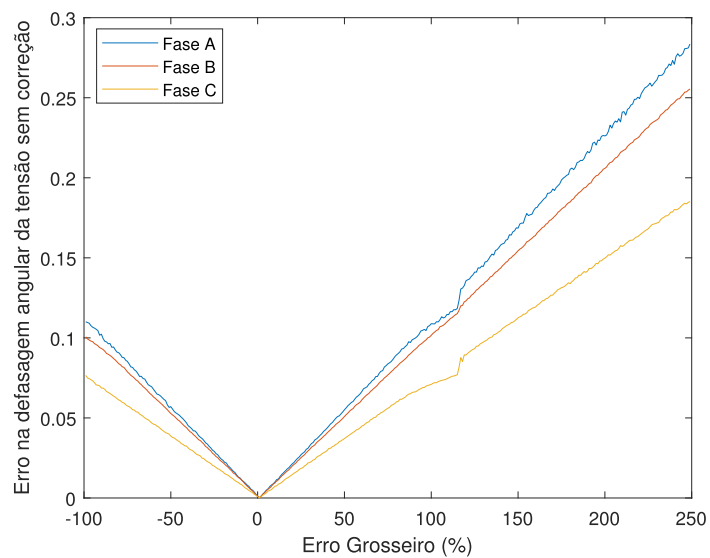
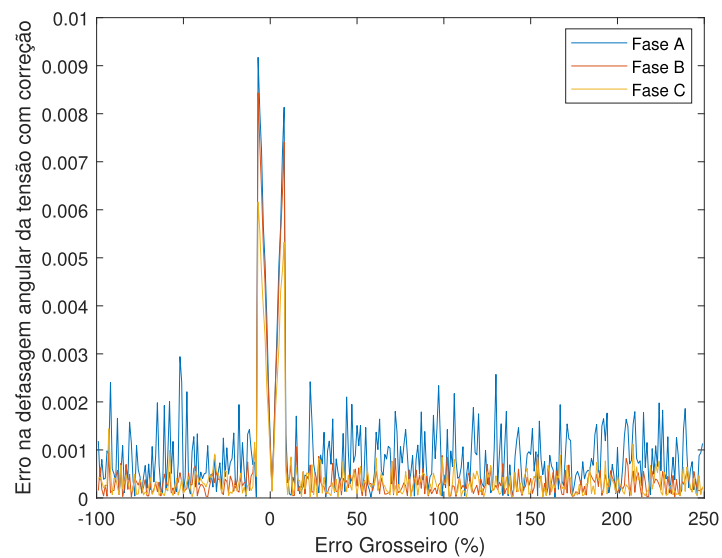


Figura 266 – Erro na defasagem angular - Após da correção do Erro Grosseiro



#### 4.2.9 Análises de Erro Grosseiro presente na Tensão de Referência

A metodologia proposta neste trabalho utiliza como medições as correntes trifásicas nos ramos onde as PMUs estão instaladas. Já as tensões trifásicas somente são consideradas para referência angular, logo somente para as PMUs do início de cada alimentador ou do ramo lateral são necessários a aquisição das tensões pelas unidades de medição fasorial sincronizada.

A Figura 8 mostra a rede de 33 barras utilizada para as simulações, nesta rede apenas as tensões trifásicas das barras 33, 1, 2 e 5 são obtidas pelas PMUs. Com essa estratégia consegue-se minimizar os custos de instalação uma vez que não é necessário a instalação de Transformadores de Potencial (TPs) para as PMUs do final do alimentador (barras 16, 20, 23 e 31), bem como podem ser desenvolvidos equipamentos de baixo custo para adquirir apenas as correntes.

Mesmo sem a utilização das tensões trifásicas como medidas, as metodologias propostas neste trabalho, tanto para Estimção Estática de Estados quanto para Detecção, Identificação e Correção de Erros Grosseiros, obtiveram bons resultados, o que justifica a premissa adotada. Mas vale ressaltar que nada impede que elas sejam incorporadas ao vetor de medidas aumentando a redundância. Entretanto o objetivo do trabalho é mostrar a resiliência da metodologia mesmo em situações de baixa redundância.

Quanto as medições utilizadas como referência angular, testes foram realizados para avaliar os impactos e uma proposta para lidar com essa situação será apresentada.

Na ocorrência de um erro na tensão de referência a metodologia proposta tenta corrigir todas as medidas referentes aquele subsistema, entretanto o valor da função objetivo (FOB) não fica inferior ao limite estabelecido pela simulação de Monte Carlo. Uma vez que todas as medidas de um dado subsistema foram corrigidas e mesmo assim o valor da FOB ainda permanece superior ao limite pode-se inferir que existe um erro na tensão de referência.

Foi simulado a presença de um erro grosseiro de +10% na tensão da barra 5 para a fase *b*, conforme mostrado na Tabela 60 o valor da função objetivo para os subsistemas II e V estão elevados e superiores aos limites estabelecidos, mesmo após as tentativas de correção. Logo pode-se inferir que o erro está na tensão de referência.

Tabela 60 – Função objetivo para cada subsistema - Caso erro na tensão de referência

Subsistema	$J_i$
I	0,02230457
II	<b>286,26992062</b>
III	0,08735136
IV	0,01172485
V	<b>66,55099089</b>

Para contornar este problema a tensão de referência do instante '*t-1*' é utilizada

para as simulações e o valor da função objetivo é mostrado na Tabela 61

Tabela 61 – Função objetivo para cada subsistema após o procedimento de correção da tensão de referência

Subsistema	$J_i$
I	0,02230457
II	<b>0,11789639</b>
III	0,08735136
IV	0,01172485
V	<b>0,23927054</b>

Os resultados obtidos para as magnitudes de tensão são apresentadas nas Figuras 267, 268 e 269 para as fases  $a, b, c$  respectivamente. Seus erros correspondentes são apresentados nas Figuras 270, 271 e 272. Conforme mostrado nas Figuras 268 e 271 os maiores erros estão presentes na fase  $b$  e caso não fossem corrigidos o valor no erro na magnitude da tensão é superior a 10%. Apesar das fases  $a$  e  $c$  não possuírem esse erro grosseiro o erro na tensão da fase  $b$  causa interferências nestas outras fases. Com o procedimento proposto de utilizar o valor da tensão de referência do instante ' $t-1$ ' os erros são reduzidos em todas as fases.

Também são apresentados nas Figuras 273, 274 e 275 os valores da defasagem angular da tensão para as fases  $a, b, c$  respectivamente. Seus respectivos erros são apresentados nas Figuras 276, 277 e 278. Apesar do erro grosseiro ser aplicado à magnitude da tensão os erros na defasagem angular também são afetados. Conforme mostrado nas Figuras 274 e 277 a fase  $b$  é a mais afetada e caso os erros não fossem corrigidos estes poderiam chegar à 0,09% e após a correção todos são inferiores à 0,01%.

Assim, mesmo em cenários com erros na tensão de referência de um dado subsistema a técnica do uso da tensão do instante anterior apresentou bons resultados.

### 4.3 Comentários

Alguns valores de magnitude de tensão apresentados nesta seção de Resultados estão abaixo dos valores recomendados pelos procedimentos de distribuição. Entretanto, o objetivo do trabalho é mostrar a eficiência dos métodos propostos em diversos cenários, inclusive cenários de carga pesada. Vale ressaltar que estratégias de controle de tensão poderiam ser aplicadas nos equipamentos já existentes na rede, mas este não era o foco do trabalho.



Figura 267 – Módulo da Tensão da Fase *a* - Erro na Tensão de Referência

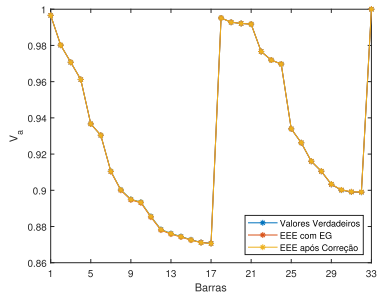


Figura 268 – Módulo da Tensão da Fase *b* - Erro na Tensão de Referência

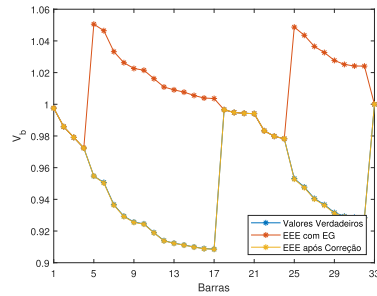


Figura 269 – Módulo da Tensão da Fase *c* - Erro na Tensão de Referência

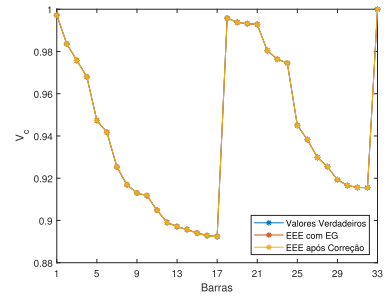


Figura 270 – Erro no Módulo da Tensão da Fase *a* - Erro na Tensão de Referência

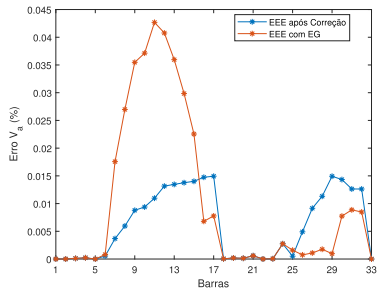


Figura 271 – Erro no Módulo da Tensão da Fase *b* - Erro na Tensão de Referência

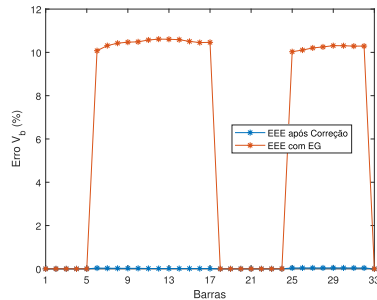


Figura 272 – Erro no Módulo da Tensão da Fase *c* - Erro na Tensão de Referência

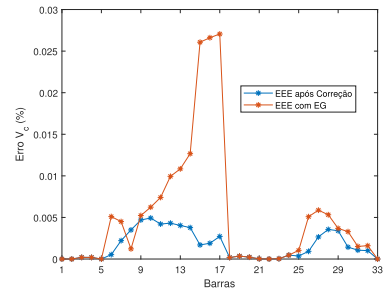


Figura 273 – Defasagem Angular da Tensão da Fase *a* - Erro na Tensão de Referência

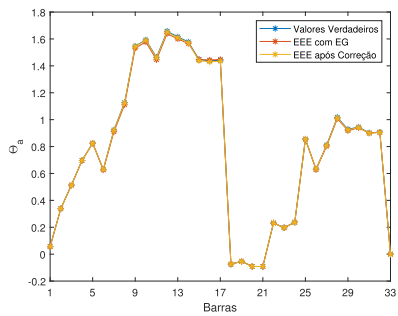


Figura 274 – Defasagem Angular da Tensão da Fase *b* - Erro na Tensão de Referência

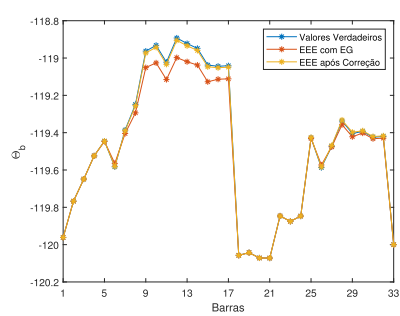


Figura 275 – Defasagem Angular da Tensão da Fase *c* - Erro na Tensão de Referência

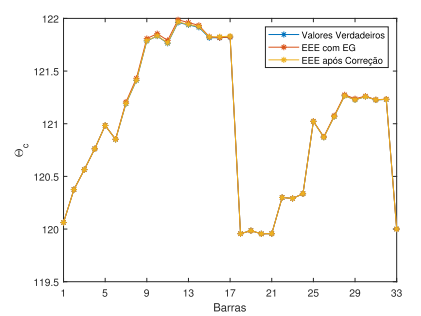


Figura 276 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase *a* - Erro na Tensão de Referência

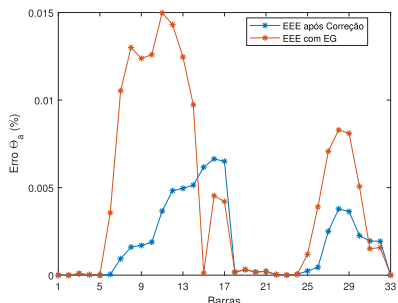


Figura 277 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase *b* - Erro na Tensão de Referência

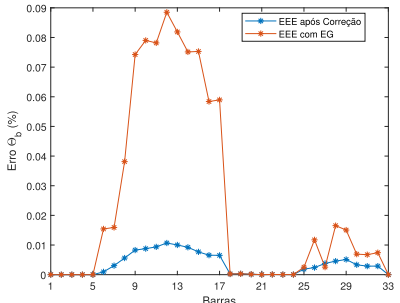
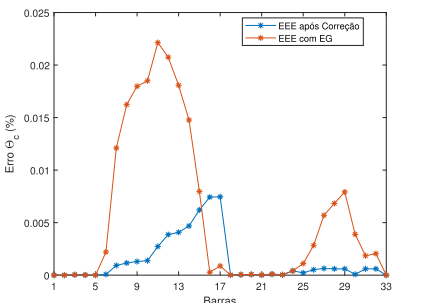


Figura 278 – Erro na Defasagem Angular da Tensão da Fase *c* - Erro na Tensão de Referência



## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresenta uma nova metodologia para a Estimção Estática de Estados em Redes de Distribuição, onde é explorado o uso de PMUs para medir as correntes nos ramos nas barras monitoradas, bem como suas respectivas tensões nodais. As barras não monitoradas têm suas potências ativas e reativas tratadas como restrições de desigualdade. A alocação estratégica de PMUs permite o uso do processamento paralelo para melhorar os tempos computacionais.

O Método de Pontos Interiores com Barreira de segurança foi modificado e mostrou-se uma ferramenta útil para permitir a simulação de curvas de cargas diárias, mostrando excelentes resultados. Conforme mostrado nas simulações, o uso adequado do fator  $\varepsilon$  melhora significativamente a qualidade dos resultados, mostrando que o processo de relaxamento das restrições, caso for necessário, é uma contribuição importante deste trabalho, assim como as atualizações nas potências ativas e reativas nas barras não monitoradas ao longo do tempo.

Já do ponto de vista da detecção, identificação e correção de erros grosseiros, essas modificações também foram importantes, visto que conseguem identificar com precisão o ramo e a fase em que ocorreram estes erros. Além disso a etapa de correção apresentou resultados aderentes se comparados com os valores verdadeiros. Vale ressaltar que a etapa de correção é de suma importância em redes de distribuição devido a criticidade das medidas. Os resultados também mostraram que, caso os erros não fossem detectados e corrigidos, os resultados da EEE seriam afetados significativamente.

Outra característica importante da metodologia proposta é que a estratégia de alocação das PMUs pode definir as áreas de interesse a serem monitoradas, na prática, com cargas prioritárias como hospitais, delegacias de polícia, centros de telecomunicações, alta concentração de cargas nos centros das cidades, etc.

Outra grande vantagem da alocação das PMUs reside no fato de permitir a descentralização em subsistemas que possibilita o uso do processamento paralelo para reduzir os tempos computacionais. Já do ponto de vista da detecção, identificação e correção de erros grosseiros a descentralização se mostrou eficiente evitando que um determinado erro afete os resultados da EEE em outras partes da rede, além de reduzir o possível número de medidas candidatas ao erro grosseiro e a interação entre esses erros.

Por fim, a técnica proposta neste trabalho representa uma contribuição significativa para o monitoramento em tempo real dos alimentadores de distribuição, permitindo que as concessionárias melhorem a operação, manutenção e gerenciamento do sistema.

Em resumo, as principais contribuições deste trabalho podem ser destacadas da seguinte forma:

- Um reduzido número de PMUs é necessário;
- As cargas não monitoradas são tratadas como restrições de desigualdade nas quais os limites superiores e inferiores correspondentes são estipulados com base no intervalo  $t-1$ ;
- A modificação no Método de Pontos Interiores com Barreira de segurança provou ser muito eficiente tanto do ponto de vista computacional, com tempos computacionais da ordem de meio segundo, bem como também em relação a qualidade dos resultados, levando a resultados muito precisos, com erros inferiores a 1%;
- O procedimento estratégico de alocação de PMUs resultou em uma descentralização da rede de distribuição, possibilitando o uso do processamento paralelo, devido ao paralelismo natural existente nas redes com topologia radial;
- A descentralização também auxiliou nas rotinas de tratamento de erros grosseiros, sendo que foi evitado que um determinado EG afete os resultados da EEE em outras partes da rede, além de reduzir o possível número de medidas candidatas ao erro grosseiro e a interação entre esses erros;
- A metodologia para detecção, identificação e correção de erros grosseiros também mostrou-se eficiente e uma importante ferramenta para a EEE.

## 5.1 Trabalhos Futuros

O Estimador de Estados funciona com um modelo elétrico fornecido pelo processador de topologia. Essa rotina analisa o status de todos os disjuntores e dispositivos de comutação (chaves) para determinar [67]:

- A forma como os nós físicos (barramentos) estão interconectados para fornecer um conjunto reduzido de nós elétricos.
- O nó elétrico ao qual cada elemento da rede (alimentador, transformador e elementos em derivação, dentre outros) está conectado.
- Os locais do circuito que estão energizados.

O estado de um disjuntor em conjunto com as chaves constituem uma lógica, no qual o elemento pode estar ligado ou não. O *status* correto de todos elementos lógicos da rede, geralmente, são conhecidos em todos instantes de tempo. No entanto, em alguns casos raros, pode haver erros sobre o *status* correto destes equipamentos, devido a falhas de comunicação, por exemplo, visto que a grande parte das chaves e disjuntores operam por telemetria. Podem ocorrer também manipulação de chaves por equipes de manutenção e estas não serem relatadas ao centro de controle, falhas mecânicas nos dispositivos de sinalização, etc.

A situação mais comum ocorre quando o processador de topologia encontra um *status* desconhecido. Nestes casos, o processador de topologia deve decidir sobre o estado mais provável, para o qual ele utiliza o histórico de *status* para o mesmo disjuntor/chave e/ou valores de medidas relacionadas como guia. Portanto, o risco de se admitir um *status* errado não é completamente evitado [67].

Quando ocorre um erro topológico, o modelo gerado pelo processador de topologia é localmente incorreto, conseqüentemente a estimação de estados é significativamente influenciada. Conseqüentemente, a rotina de detecção e identificação de erros grosseiros pode erroneamente eliminar várias medições que surgem como erros que se interagem, sendo portanto inaceitável o resultado obtido. Também é possível que o processo de estimação de estados não obtenha a convergência, ou ter sérios problemas para obtê-la. Logo, existe a necessidade de desenvolver mecanismos eficazes destinados a detectar e identificar a presença dessas alterações topológicas.

Na maioria das vezes, os erros de topologia tem uma influência maior nos resíduos de medição do que erros grosseiros ou erros nos parâmetros da rede. Isso pode ser facilmente observado considerando, por exemplo, um erro de exclusão que irá afetar a matriz de admitâncias ( $Y_{Barra}$ ).

As técnicas para análise dos erros topológicos podem ser divididas de acordo com o momento em que ela é realizada [67]:

- *Análise à priori*: da mesma forma que as medições podem ser pré-filtradas antes de serem passadas para o Estimador de Estados, o *status* assumido das chaves/disjuntores pode ser validado antecipadamente por meio de verificações na consistência das informações, como por exemplo por informações históricas.
- *Análise à posteriori*: geralmente incorporado na rotina de detecção de erros grosseiros para torná-la mais sofisticada, evitando resultados tendenciosos. Se o erro topológico não for claramente identificado, por exemplo com vários candidatos, o segundo estágio citado acima pode ser executado contendo os modelos detalhados das áreas suspeitas.

As metodologias para detecção de erros topológicos *à priori* são baseadas em técnicas rápidas, simples e aproximadas, geralmente aplicadas à nível de subestação, portanto não podendo identificar adequadamente o erro nas redes de distribuição. Por outro lado, os métodos *à posteriori* dependem dos resultados serem convergentes na estimação de estados, o que pode nem sempre ser possível na presença de erros topológicos, sendo necessário desenvolver técnicas de EEE capazes de lidar com essas situações, como por exemplo a proposta descentralizada.

As redes de distribuição não possuem monitoramento suficiente e a precária infraestrutura de telecomunicações, em algumas regiões, impossibilitam o uso de chaves

telecomandadas. Logo, ainda existem muitas chaves mecânicas que são manuseadas por equipes de manutenção e podem portanto existir grandes atrasos na atualização desses dados no COD, prejudicando a EEE. Falhas na telecomunicação dos religadores também podem ocorrer, e conseqüentemente sinalizações indevidas podem surgir. Do ponto de vista da EEE estes eventos irão afetar os resultados da EEE. Neste caso é necessário verificar qual a reconfiguração da rede que foi realizada e executar o configurador de redes para que o estado possa ser reestimado.

Assim, surge como motivação o desenvolvimento de um processador de topologia para os casos onde houve reconfiguração da rede e esta não foi informada ao COD, determinar a nova topologia da rede e reestimar o estado com base nessas alterações. Logo, faz-se necessário readequar as metodologias existentes para a transmissão, bem como desenvolver novas técnicas para as redes de distribuição, dada as características próprias destas redes. Dadas as grandes dificuldades de determinar métodos analíticos devido às incertezas do problema, técnicas como as Redes Neurais Artificiais (RNAs) podem ser utilizadas para contornar esses problemas e localizar dos pontos onde ocorreram alterações topológicas. A detecção é realizada por meio do monitoramento da função objetivo para cada subsistema ( $J_i$ ) um dado instante de tempo  $t$ . Então, o valor obtido para essa função objetivo na EEE é comparado com o respectivo limite, calculado na Seção 3.3 pelo Método de Monte Carlo. Do ponto de vista do estimador de estados, na presença de erros topológicos a função objetivo da Equação 3.1 assume valores elevados, valores que geralmente são maiores do que na presença de um erro grosseiro. A proposta descentralizada divide a rede em subsistemas, e certamente isso irá auxiliar no processo de detecção e localização das alterações topológicas.

Um dos grandes desafios nas redes de distribuição é a detecção de faltas de alta impedância (FAIs) do tipo série-*shunt*. Esse tipo de falta muitas vezes não consegue sensibilizar a proteção existente na rede e conseqüentemente é difícil de ser detectado, além de provocar uma alteração topológica na rede.

Por fim, é de grande importância o desenvolvimento de metodologias para detecção de alterações topológicas provocadas principalmente por FAIs. Isso evitaria que tais eventos comprometam a solução obtida na EEE, uma vez que esse problema pode induzir a rotina de *Bad Data* a interpretar como múltiplos EGs, além de representar risco à segurança de seres humanos e animais.

Em resumo, os trabalhos futuros incluem aplicações especiais do método proposto como perda de pacotes de PMUs, simulações em sistemas fracamente malhados e futuras adaptações na metodologia para levar em consideração esse tipo de rede, simulações em sistemas isolados visando incorporar os impactos da variação de frequência, identificação de distúrbios de qualidade de energia e falhas de comunicação, além dos erros topológicos.

## REFERÊNCIAS

- [1] LIACCO, T. D., “An overview of power system control centers”, *Energy Control Center Design, IEEE Tutorial Course*, v. 77, 1977.
- [2] BALU, N., BERTRAM, T., BOSE, A., BRANDWAJN, V., CAULEY, G., CURTICE, D., FOUAD, A., FINK, L., LAUBY, M. G., WOLLENBERG, B. F., OTHERS, “On-line power system security analysis”, *Proceedings of the IEEE*, v. 80, n. 2, pp. 262–282, 1992.
- [3] *IRENA (2022), RE-organising power systems for the transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. IRENA, 2022.*
- [4] DE SOUSA, A. C. R., *Desenvolvimento de Estimação de Estados em Tempo-Real para a Rede de Distribuição*, Ph.D. Thesis, Universidade do Porto, 2011.
- [5] EHRENSPERGER, J. G., *Sistemas de medição fasorial sincronizada: análise do estado da arte e aplicações no monitoramento de sistemas de energia elétrica*, Master’s Thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004.
- [6] CARVALHO, J. A. B., *A estimação de estado em sistemas eléctricos de energia: detecção e identificação de erros grosseiros*, Master’s Thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 1994.
- [7] OLIVEIRA, E. J., OLIVEIRA, L. W., PEREIRA, J., HONÓRIO, L. M., SILVA, I. C., MARCATO, A., “An optimal power flow based on safety barrier interior point method”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 64, pp. 977–985, 2015.
- [8] ROYTELMAN, I., SHAHIDEHPOUR, S., “State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 4, pp. 2009–2015, 1993.
- [9] BARAN, M. E., KELLEY, A. W., “State estimation for real-time monitoring of distribution systems”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 9, n. 3, pp. 1601–1609, 1994.
- [10] LU, C., TEN, J., LIU, W.-H., “Distribution system state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 1, pp. 229–240, 1995.
- [11] BARAN, M. E., KELLEY, A. W., “A branch-current-based state estimation method for distribution systems”, *IEEE transactions on power systems*, v. 10, n. CONF-940702–, 1995.
- [12] LIN, W.-M., TENG, J.-H., “Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing”, *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, v. 143, n. 1, pp. 43–48, 1996.
- [13] LI, K., “State estimation for power distribution system and measurement impacts”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 2, pp. 911–916, 1996.
- [14] BARAN, M. E., ZHU, J., KELLEY, A. W., “Meter placement for real-time monitoring of distribution feeders”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 1, pp. 332–337, 1996.

- [15] LIN, W.-M., TENG, J.-H., “State estimation for distribution systems with zero-injection constraints”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 1, pp. 518–524, 1996.
- [16] LIN, W.-M., TENG, J.-H., CHEN, S.-J., “A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 16, n. 3, pp. 433–439, 2001.
- [17] DENG, Y., HE, Y., ZHANG, B., “A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 17, n. 4, pp. 1057–1062, 2002.
- [18] TENG, J.-H., “Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems”, *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 6, pp. 667–672, 2002.
- [19] NAKA, S., GENJI, T., YURA, T., FUKUYAMA, Y., “A hybrid particle swarm optimization for distribution state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 1, pp. 60–68, 2003.
- [20] WANG, H., SCHULZ, N. N., “A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 1, pp. 207–213, 2004.
- [21] SHAFIU, A., JENKINS, N., STRBAC, G., “Measurement location for state estimation of distribution networks with generation”. In: *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 152, n. 2, pp. 240–246, 2005.
- [22] BARAN, M. E., JUNG, J., MCDERMOTT, T. E., “Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems”. In: *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES’09. IEEE*, pp. 1–5, 2009.
- [23] BARAN, M., MCDERMOTT, T., “Distribution system state estimation using AMI data”. In: *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE’09. IEEE/PES*, pp. 1–3, 2009.
- [24] SINGH, R., PAL, B., JABR, R., “Choice of estimator for distribution system state estimation”, *IET generation, transmission & distribution*, v. 3, n. 7, pp. 666–678, 2009.
- [25] SCHWEPPE, F. C., WILDES, J., “Power system static-state estimation, Part I, II and III”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 1, pp. 120–135, 1970.
- [26] BARAN, M. E., JUNG, J., MCDERMOTT, T. E., “Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems”. In: *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009*, pp. 1–4, 2009.
- [27] SINGH, R., PAL, B., JABR, R., “Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement”, *IET generation, transmission & distribution*, v. 4, n. 1, pp. 50–59, 2010.

- [28] MANITSAS, E., SINGH, R., PAL, B. C., STRBAC, G., “Distribution system state estimation using an artificial neural network approach for pseudo measurement modeling”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 27, n. 4, pp. 1888–1896, 2012.
- [29] PAU, M., PEGORARO, P., SULIS, S., “Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements”, *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, v. 62, n. 9, pp. 2419–2429, 2013.
- [30] HAUGHTON, D. A., HEYDT, G. T., “A linear state estimation formulation for smart distribution systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, pp. 1187–1195, 2013.
- [31] DA COSTA FONSECA, B. L., *IMPLEMENTAÇÃO E COMPARAÇÃO ENTRE ESTIMADORES DE ESTADO DE TRANSIÇÃO MULTIESTÁGIOS*, Ph.D. Thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.
- [32] SEXAUER, J., JAVANBAKHT, P., MOHAGHEGHI, S., “Phasor measurement units for the distribution grid: Necessity and benefits”. In: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES*, pp. 1–6, 2013.
- [33] DZAFIC, I., HUSEINAGIC, I., “Real time distribution system state estimation based on interior point method”, *SouthEast Europe Journal of Soft Computing*, v. 3, n. 1, 2014.
- [34] AMINIFAR, F., FOTUHI-FIRUZABAD, M., SAFDARIAN, A., DAVOUDI, A., SHAHIDEHPOUR, M., “Synchrophasor measurement technology in power systems: panorama and state-of-the-art”, *Access, IEEE*, v. 2, pp. 1607–1628, 2014.
- [35] PHADKE, A., THORP, J., NUQUI, R., ZHOU, M., “Recent developments in state estimation with phasor measurements”. In: *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*, pp. 1–7, 2009.
- [36] RANKOVIĆ, A., MAKSIMOVIĆ, B. M., SARIĆ, A. T., “A three-phase state estimation in active distribution networks”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 54, pp. 154–162, 2014.
- [37] ALVES, G. O., *Uma Nova Metodologia para Estimção de Estados em Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando PMUs*, Master’s Thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Minas Gerais - Brasil, 2015.
- [38] OLIVEIRA, B. C., *Estimção de estados em sistemas de distribuição: uma abordagem trifásica e descentralizada*, Master’s Thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora/MG - Brasil, 2016.
- [39] PERTL, M., HEUSSEN, K., GEHRKE, O., REZKALLA, M., “Voltage estimation in active distribution grids using neural networks”. In: *Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016*, pp. 1–5, 2016.
- [40] PRIMADIANTO, A., LIN, W. T., LU, C. N., “Performance comparison of distribution system state estimation methods”. In: *Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), 2016 IEEE*, pp. 1121–1126, 2016.



- [41] KHORSHIDI, R., SHABANINIA, F., NIKNAM, T., “A new smart approach for state estimation of distribution grids considering renewable energy sources”, *Energy*, v. 94, pp. 29–37, 2016.
- [42] PRIMADIANTO, A., LU, C.-N., “A review on distribution system state estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 5, pp. 3875–3883, 2017.
- [43] DE OLIVEIRA, B. C., PEREIRA, J. L., ALVES, G. D. O., MELO, I. D., DE SOUZA, M. A., GARCIA, P. A., “Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units”, *Electric Power Systems Research*, v. 160, pp. 327–336, 2018.
- [44] DEHGHANPOUR, K., WANG, Z., WANG, J., YUAN, Y., BU, F., “A Survey on State Estimation Techniques and Challenges in Smart Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 2, pp. 2312–2322, 2019.
- [45] ZHAO, J., GÓMEZ-EXPÓSITO, A., NETTO, M., MILI, L., ABUR, A., TERZIJA, V., KAMWA, I., PAL, B., SINGH, A. K., QI, J., OTHERS, “Power system dynamic state estimation: Motivations, definitions, methodologies, and future work”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 4, pp. 3188–3198, 2019.
- [46] LAMBRICHTS, W., PAOLONE, M., “Linear Recursive State Estimation of Hybrid and Unbalanced AC/DC Micro-Grids using Synchronized Measurements”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1–1, 2022.
- [47] DE MELO, V. H., LONDON, J. B., MASSIGNAN, J. A., “Distribution System State Estimation Algorithm with Improved Angular Reference Treatment”, *Electric Power Systems Research*, v. 212, pp. 108572, 2022.
- [48] SOLTANI, Z., KHORSAND, M., “Real-time topology detection and state estimation in distribution systems using micro-pmu and smart meter data”, *IEEE Systems Journal*, 2022.
- [49] YUAN, L., GU, J., WEN, H., JIN, Z., “Improved Particle Filter for Non-Gaussian Forecasting-Aided State Estimation”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 1–11, 2022.
- [50] JEROME, J., “Network observability and bad data processing algorithm for distribution networks”. In: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001*, v. 3, pp. 1692–1697, 2001.
- [51] LO, Y.-L., HUANG, S.-C., LU, C.-N., “Transformational benefits of AMI data in transformer load modeling and management”, *IEEE transactions on power delivery*, v. 29, n. 2, pp. 742–750, 2014.
- [52] BRAUNSTEIN, S. H., BRETAS, N. G., ROSSONI, A., BRETAS, A., “Bad data analysis in distribution state estimation considering load models”. In: *Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE*, pp. 1–5, 2015.
- [53] CRAMER, M., GOERGENS, P., SCHNETTLER, A., “Bad data detection and handling in distribution grid state estimation using artificial neural networks”. In: *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1–6, 2015.

- [54] SOUZA, J., DA SILVA, A. L., DE SILVA, A. A., “Online topology determination and bad data suppression in power system operation using artificial neural networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 3, pp. 796–803, 1998.
- [55] ANGIONI, A., SHANG, J., PONCI, F., MONTI, A., “Real-time monitoring of distribution system based on state estimation”, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 65, n. 10, pp. 2234–2243, 2016.
- [56] BRETAS, A., BRETAS, N., BRAUNSTEIN, S., ROSSONI, A., TREVIZAN, R., “Multiple gross errors detection, identification and correction in three-phase distribution systems WLS state estimation: A per-phase measurement error approach”, *Electric Power Systems Research*, v. 151, pp. 174–185, 2017.
- [57] LIN, C., WU, W., GUO, Y., “Decentralized robust state estimation of active distribution grids incorporating microgrids based on PMU measurements”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 1, pp. 810–820, 2019.
- [58] MELO, I. D., ANTUNES, M. P., “Bad data correction in harmonic state estimation for power distribution systems: an approach based on generalised pattern search algorithm”, *Electric Power Systems Research*, v. 204, pp. 107684, 2022.
- [59] MINGORANÇA, J. S. M., MELO, I. D., ANTUNES, M. P., OLIVEIRA, B. C., SOUZA, M. A., “Uma nova abordagem para correção de erros grosseiros em estimação de estados utilizando algoritmo genético”, *IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2022*, 2022.
- [60] MUKHERJEE, D., CHAKRABORTY, S., GHOSH, S., “Deep learning-based multilabel classification for locational detection of false data injection attack in smart grids”, *Electrical Engineering*, v. 104, n. 1, pp. 259–282, 2022.
- [61] 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*, 2022.
- [62] CLEMENTS, K. A., “The impact of pseudo-measurements on state estimator accuracy”. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pp. 1–4, 2011.
- [63] PULZ, L. T. C., *Uso de pseudomedidas em estimador de estados para cálculo de distorção harmônica em sistemas elétricos*, Master’s Thesis, Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre/RS - Brasil, 2017.
- [64] ROMANO, P., PIGNATI, M., PAOLONE, M., “Integration of an IEEE Std. C37. 118 compliant PMU into a Real-Time Simulator”. In: *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1–6, 2015.
- [65] AMINIFAR, F., FOTUHI-FIRUZABAD, M., DAVOUDI, A., SAFDARIAN, A., SHAHIDEHPOUR, M., “Synchrophasor Measurement Technology in Power Systems: Panorama and State-of-the-Art”, *IEEE Access, The Journal for Rapid Open Access Publishing*, v. 2, pp. 1607–1628, 2014.
- [66] ZHOU, M., CENTENO, V. A., THORP, J. S., PHADKE, A. G., “An alternative for including phasor measurements in state estimators”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 21, n. 4, pp. 1930–1937, 2006.

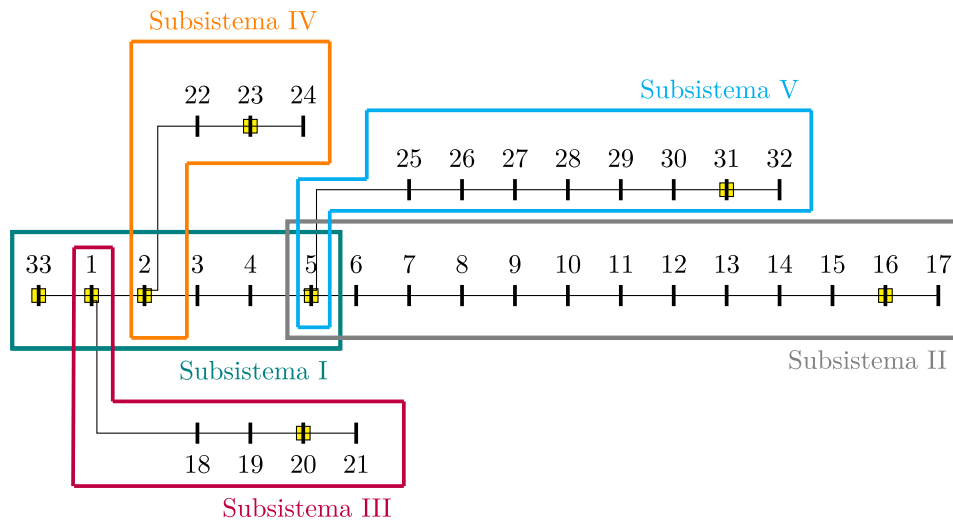
- [67] ABUR, A., EXPOSITO, A. G., *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC Press, 2004.
- [68] BARAN, M. E., WU, F. F., “Optimal capacitor placement on radial distribution systems”, *IEEE Transactions on power Delivery*, v. 4, n. 1, pp. 725–734, 1989.
- [69] CAVRARO, G., ARGHANDEH, R., “Power distribution network topology detection with time-series signature verification method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 4, pp. 3500–3509, 2017.
- [70] SOLTANI, Z., KHORSAND, M., “Real-Time Topology Detection and State Estimation in Distribution Systems Using Micro-PMU and Smart Meter Data”, *arXiv preprint arXiv:2102.09706*, 2021.
- [71] YAÏCI, W., LONGO, M., ENTCHEV, E., FOIADELLI, F., “Simulation study on the effect of reduced inputs of artificial neural networks on the predictive performance of the solar energy system”, *Sustainability*, v. 9, n. 8, pp. 1382, 2017.
- [72] GRANVILLE, S., “Optimal reactive dispatch through interior point methods”, *IEEE Transactions on power systems*, v. 9, n. 1, pp. 136–146, 1994.
- [73] BARAN, M. E., WU, F. F., “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 4, n. 2, pp. 1401–1407, 1989.

## APÊNDICE A – ESTIMADOR DE ESTADOS

### A.1 Proposta de Alocação de PMUs

O uso das PMUs permite o conhecimento das grandezas elétricas, tensões e correntes, em módulo e defasagem angular. Uma proposta de instalação estratégica desses equipamentos no alimentador seria utilizá-los na saída da subestação, nos entroncamentos e no final de cada alimentador. Essa alternativa permite conhecer o perfil de tensão ao longo de um alimentador. Além disso, através do conhecimento dos fasores de corrente no início e no final de cada seção, o consumo de carga ao longo desta seção do alimentador já está definido. A Figura 279 ilustra como foram alocadas as PMUs para um sistema de 33 barras.

Figura 279 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs.



Uma vantagem desta proposta de alocação está no fato de que o sistema pode ser dividido em vários subsistemas que podem ser resolvidos separadamente, pelo fato da PMU fornecer referência angular para cada subsistema. Essa alternativa, além de tornar o problema de Estimação de Estados menor e conseqüente mais rápido do ponto de vista computacional, permite o uso de processamento paralelo. Feita essa divisão em subsistemas, cada subsistema pode ser resolvido de forma independente, visto que essas tarefas já possuem um paralelismo natural.

Outra grande vantagem do uso da metodologia proposta, reside no fato do monitoramento de áreas de interesse, como por exemplo áreas com maior densidade de cargas em centros urbanos, locais onde existam cargas prioritárias (hospitais, delegacias, centrais de telecomunicações, etc).

Os sistemas de distribuição possuem baixa densidade de cargas, principalmente em áreas rurais. Assim os custos de investimento com a instalação de equipamentos podem

levar muitos anos para se ter o retorno do capital. Para contornar essa situação, propõe-se essa divisão em subsistemas, permitido assim a supervisão de áreas de interesse e como consequência há uma redução nos custos de investimento na instalação de equipamentos.

Esta proposta de alocação de PMUs atende aos requisitos mínimos para a descentralização do sistema de distribuição, podendo haver casos em que exista a necessidade de alocação intermediária, como por exemplo em ramais muito longos, locais onde haja controle de tensão, tais como reguladores de tensão ou geração distribuída com controle de tensão.

Por fim, como já citado, uma grande vantagem dessa proposta é a incorporação de dispositivos de controle na solução do problema de estimação de estados. Geralmente em sistemas de distribuição estão presentes reguladores de tensão. Para realizar esta tarefa basta alocar uma PMU no local onde está instalado o dispositivo de controle e medir as correntes e tensões nas duas extremidades do equipamento.

## A.2 Modelagem Matemática

O problema de estimação de estados fundamenta-se essencialmente nas relações matemáticas existentes entre as variáveis de estado e as medições efetuadas. O objetivo desse problema é minimizar a função objetivo  $J$ , Equação A.1, baseada no método dos mínimos quadrados ponderados minimizando os erros quadráticos das medições das PMUs em relação aos valores estimados. As injeções de corrente das barras sem carga (barras de passagem) são também inseridas na função objetivo como medições virtuais, ou seja, como injeções nulas. As cargas não monitoradas são modeladas como inequações com limites superiores e inferiores, estes limites são de grande importância, pois permitirão a variação da carga ao longo do intervalo de estudo no sistema de distribuição, conforme a Equação A.2.

$$\text{Min } J_l = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{2m} \left( \frac{z_k^s - h_k^s(x)}{\sigma_k} \right)^2 \quad (\text{A.1})$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} P_{min,k}^s &\leq P_k^s \leq P_{max,k}^s \\ k &= 1 : cnm \\ s &= A, B, C \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

$$Q_{min,k}^s \leq Q_k^s \leq Q_{max,k}^s$$

$m$	Número total de medidas obtidas das PMUs referentes ao subsistema $l$ ;
$cnm$	Número total de barras de cargas não monitoradas do subsistema $l$ ;
$nr$	Número total de ramos do sistema de distribuição do subsistema $l$ ;
$z_k^s$	Partes real e imaginária das medidas obtidas para a barra $k$ . (Tensões nodais, $V_{k,r}^A + jV_{k,m}^A$ , $V_{k,r}^B + jV_{k,m}^B$ , $V_{k,r}^C + jV_{k,m}^C$ , correntes nos ramos, $I_{km,r}^A + jI_{km,m}^A$ , $I_{km,r}^B + jI_{km,m}^B$ , $I_{km,r}^C + jI_{km,m}^C$ ), e injeções nulas nas barras de passagem.
$x$	Vetor de estados que contém as partes real e imaginária das correntes nos ramos ( $I_{km,r}^A + jI_{km,m}^A$ , $I_{km,r}^B + jI_{km,m}^B$ , $I_{km,r}^C + jI_{km,m}^C$ ), dimensão $(6nr)$ ;
$h_k^s(x)$	Função associada a cada medida $z_k$ , $k = 1 : 2m$ ;
$\sigma_k$	Variância da medida obtida para a barra $k$ ;
$P_k^s, Q_k^s$	Potências ativa e reativa injetadas, na fase $s$ , na barra $k$ obtidas em função das correntes nos ramos;
$P_{min,k}^s$	Valor mínimo de potência ativa permitida para a barra $k$ , para a fase $s$ ;
$P_{max,k}^s$	Valor máximo de potência ativa permitida para a barra $k$ , para a fase $s$ ;
$Q_{min,k}^s$	Valor mínimo de potência reativa permitida para a barra $k$ , para a fase $s$ ;
$Q_{max,k}^s$	Valor máximo de potência reativa permitida para a barra $k$ , para a fase $s$ ;

Nas subseções à seguir será detalhado cada parte do problema com maiores detalhes e estratégias para se obter os melhores resultados.

### A.2.1 Variáveis de Estado

A metodologia proposta em [38] utiliza as correntes nos ramos como variáveis de estado e estas são representadas na sua forma retangular. Como mostrado no vetor de estados da Equação A.3. A dimensão deste vetor é 6 vezes o número de ramos do sistema, cada ramo possui 3 fases e estas são representadas em parte real e imaginária.

$$\hat{x} = \begin{bmatrix} I_{km,r}^s \\ I_{km,m}^s \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (\text{A.3})$$

Onde:

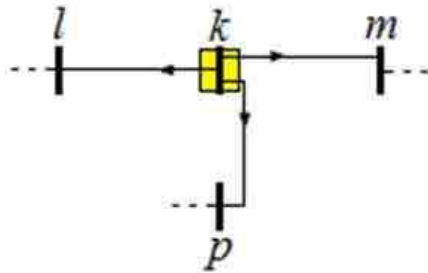
- $s$  Fases A,B,C;  
 $I_{km,r}^s$  Parte real da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$  referente à fase  $s$ ;  
 $I_{km,m}^s$  Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$  referente à fase  $s$ ;

### A.2.2 Função Objetivo

Como mostrado na Equação A.1, a função objetivo do problema de estimação de estados representa uma soma quadrática dos erros das medições em relação as funções que relacionam com os estados.

As unidades de medições fasoriais sincronizadas (PMUs) fornecem, em tempo real, as medidas de tensão nas barras onde estes equipamentos estão instalados, bem como as correntes nos ramos que chegam até essa barra, como mostrado no diagrama unifilar da Figura 280.

Figura 280 – Representação de uma PMU na barra  $k$  e medidas de corrente obtidas. Representação de uma única fase.



Como as medições oriundas da PMU são fasoriais, ao transformá-las em suas partes real e imaginária dobram-se o número de medidas. Assim o vetor de medidas  $z$ , para um sistema trifásico, possui dimensão  $(2m)$ , em que  $m$  é o número de medidas. Para uma PMU localizada na barra  $k$  conectada à montante com a barra  $l$  e à jusante com a barra  $m$  tem-se:

$$z = \begin{bmatrix} V_{k,r}^s \\ V_{k,m}^s \\ I_{lk,r}^s \\ I_{lk,m}^s \\ I_{km,r}^s \\ I_{km,m}^s \\ I_{kp,r}^s \\ I_{kp,m}^s \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

Onde:

- $s$  Fases A,B,C;
- $V_{k,r}^s$  Parte real da tensão na barra  $k$  referente à fase  $s$ ;
- $V_{k,m}^s$  Parte imaginária da tensão na barra  $k$  referente à fase  $s$ ;
- $I_{lk,r}^s$  Parte real da corrente no trecho entre as barras  $l$  e  $k$ , referente à fase  $s$ ;
- $I_{lk,m}^s$  Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras  $l$  e  $k$ , referente à fase  $s$ ;
- $I_{km,r}^s$  Parte real da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$ , referente à fase  $s$ ;
- $I_{km,m}^s$  Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$ , referente à fase  $s$ ;
- $I_{kp,r}^s$  Parte real da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $p$ , referente à fase  $s$ ;
- $I_{kp,m}^s$  Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $p$ , referente à fase  $s$ ;

Já o vetor de funções não lineares que relaciona as medidas obtidas pelas PMUs com as variáveis de estado  $h^{(\beta)}(x)$ , é dado pela Equação A.5. Este vetor é calculado com base nas variáveis de estado, ou seja, ele será atualizado a cada iteração.

$$h^{(\beta)}(x) = \begin{bmatrix} V_{k,r}^{Calc_s}(x) \\ V_{k,m}^{Calc_s}(x) \\ I_{lk,r}^{Calc_s} \\ I_{lk,m}^{Calc_s} \\ I_{km,r}^{Calc_s} \\ I_{km,m}^{Calc_s} \\ I_{kp,r}^{Calc_s} \\ I_{kp,m}^{Calc_s} \end{bmatrix} \quad (A.5)$$

Onde:



$s$	Fases A,B,C;
$V_{k,r}^{Calc_s}(x)$	Valor calculado para a parte real da tensão na barra $k$ referente à fase $s$ ;
$V_{k,m}^{Calc_s}(x)$	Valor calculado para a parte imaginária da tensão na barra $k$ referente à fase $s$ ;
$I_{lk,r}^{Calc_s}$	Variável de estado relativa à parte real da corrente no trecho entre as barras $l$ e $k$ , referente à fase $s$ ;
$I_{lk,m}^{Calc_s}$	Variável de estado relativa à parte imaginária da corrente no trecho entre as barras $l$ e $k$ , referente à fase $s$ ;
$I_{km,r}^{Calc_s}$	Variável de estado relativa à parte real da corrente no trecho entre as barras $k$ e $m$ , referente à fase $s$ ;
$I_{km,m}^{Calc_s}$	Variável de estado relativa à parte imaginária da corrente no trecho entre as barras $k$ e $m$ , referente à fase $s$ ;
$I_{kp,r}^{Calc_s}$	Variável de estado relativa à parte real da corrente no trecho entre as barras $k$ e $p$ , referente à fase $s$ ;
$I_{kp,m}^{Calc_s}$	Variável de estado relativa à parte imaginária da corrente no trecho entre as barras $k$ e $p$ , referente à fase $s$ ;
$\beta$	Contador de iterações

#### A.2.2.1 Obtenção das Correntes nos Ramos

Como as correntes medidas nas PMUs fazem parte do conjunto das variáveis de estado, correntes em todos os ramos da rede, não há uma função que as relacionam. Assim, o valor calculado durante o processo iterativo é utilizado de forma direta na Função Objetivo dada pela Equação A.1. Ou seja a relação é linear, conforme mostrado na Equação A.6.

$$\dot{I}_{km}^{Calc^s} = \dot{I}_{km}^s \quad (\text{A.6})$$

#### A.2.2.2 Obtenção das Tensões Nodais

Visto que as variáveis de estado na formulação proposta são as correntes nos ramos em coordenadas retangulares e existem medidas de tensão é necessário relacionar à tensão calculada em função das correntes nos ramos, que são as variáveis de estado.

Fundamentado-se na radialidade presente nos sistemas de distribuição, as tensões nodais podem ser obtidas, em função das correntes nos ramos, calculando-se as quedas de tensão ao longo do alimentador. Assim, para uma determinada barra  $k$ , existem  $nr$  ramos no trecho entre esta barra e a subestação, designada por barra 0. As Equações A.7, A.8 e A.9 expressam essas relações para as fases A, B e C, respectivamente.

$$\dot{V}_k^A = \dot{V}_0^A - \left[ \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{AA} * \dot{I}_l^A + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{AB} * \dot{I}_l^B + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{AC} * \dot{I}_l^C \right] \quad (\text{A.7})$$

$$\dot{V}_k^B = \dot{V}_0^B - \left[ \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{BA} * \dot{I}_l^A + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{BB} * \dot{I}_l^B + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{BC} * \dot{I}_l^C \right] \quad (\text{A.8})$$

$$\dot{V}_k^C = \dot{V}_0^C - \left[ \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{CA} * \dot{I}_l^A + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{CB} * \dot{I}_l^B + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{CC} * \dot{I}_l^C \right] \quad (\text{A.9})$$

Onde:

$\dot{V}_0^A$	Tensão fasorial na barra da subestação, referente à fase A;
$\dot{V}_0^B$	Tensão fasorial na barra da subestação, referente à fase B;
$\dot{V}_0^C$	Tensão fasorial na barra da subestação, referente à fase C;
$Z_l^{AA}, Z_l^{BB}$ e $Z_l^{CC}$	Impedâncias próprias do ramo $l$ ;
$Z_l^{AB}, Z_l^{AC}, Z_l^{BC}$ ,	Impedâncias mútuas do ramo $l$ ;
$Z_l^{BA}, Z_l^{CA}, Z_l^{CB}$ ;	
$\dot{I}_l^A$	Corrente fasorial do ramo $l$ , referente a fase A.
$\dot{I}_l^B$	Corrente fasorial do ramo $l$ , referente a fase B.
$\dot{I}_l^C$	Corrente fasorial do ramo $l$ , referente a fase C.

### A.2.2.3 Barras de Passagem

As barras que não possuem carga ou geração, ou seja possuem injeção de corrente/potência nula, são denominadas barras de passagem. Esta característica pode ser utilizada na estimação de estados para aprimorar os resultados. Como não possuem injeção de corrente, podemos utilizar como medida virtual o valor de  $I_k^A$ ,  $I_k^B$  e  $I_k^C$  como zero. As barras de passagem também podem representar chaves manobráveis e/ou religadores presentes nas redes de distribuição.

O cálculo das correntes injetadas, obtido pelas Equações A.10, A.11, A.12, é utilizado para a representação das barras de passagem.

$$\dot{I}_k^A = \sum_{m \in \Omega_k} \dot{I}_{km}^A \quad (\text{A.10})$$

$$\dot{I}_k^B = \sum_{m \in \Omega_k} \dot{I}_{km}^B \quad (\text{A.11})$$

$$\dot{I}_k^C = \sum_{m \in \Omega_k} \dot{I}_{km}^C \quad (\text{A.12})$$

Onde:

$k = 1, \dots, NB$	sendo NB o número de barras da rede;
$\Omega_k$	conjunto das barras vizinhas da barra $k$ ;
$\dot{I}_{km}^A$	corrente no trecho entre as barras $k$ e $m$ , referente à fase A;
$\dot{I}_{km}^B$	corrente no trecho entre as barras $k$ e $m$ , referente à fase B;
$\dot{I}_{km}^C$	corrente no trecho entre as barras $k$ e $m$ , referente à fase C;
$\dot{I}_k^A$	corrente injetada na barra $k$ , referente à fase A;
$\dot{I}_k^B$	corrente injetada na barra $k$ , referente à fase B;
$\dot{I}_k^C$	corrente injetada na barra $k$ , referente à fase C;

A Equação A.13 mostra a representação das barras de passagem na função objetivo.

$$\text{Min } J' = \frac{1}{2} \sum_{t=1}^{nbp} \left( \frac{0 - I_{r\text{inj}t}^s}{\sigma_{bp}} \right)^2 + \left( \frac{0 - I_{m\text{inj}t}^s}{\sigma_{bp}} \right)^2 \quad (\text{A.13})$$

Onde:

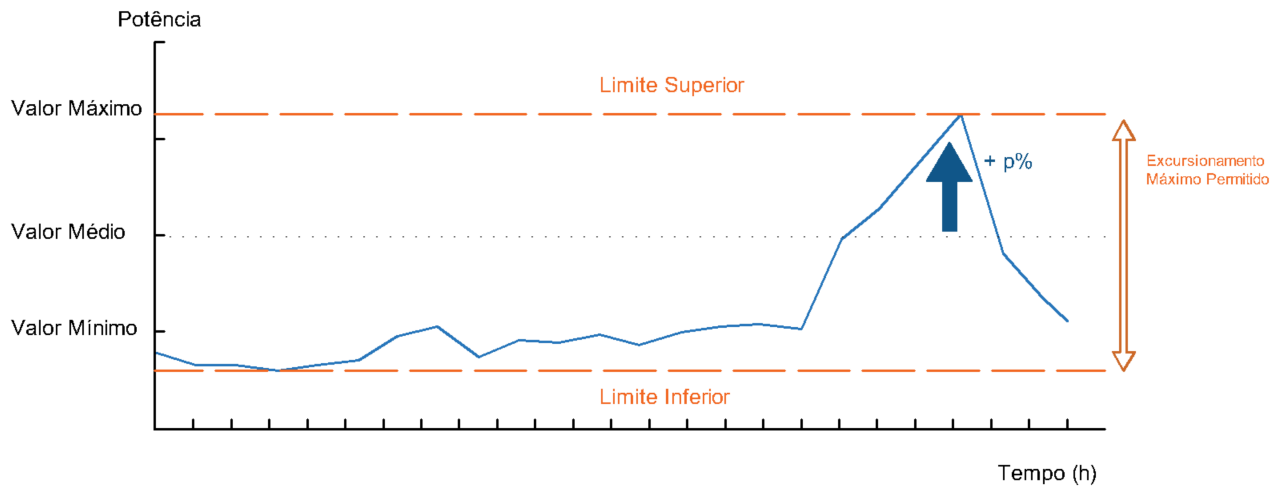
$s$	Fases A,B,C;
$t = 1, \dots, nbp$	sendo $nbp$ o número de barras de passagem da rede;
$\sigma_{bp}$	variância da medida virtual obtida para a barra $k$ ;

### A.2.3 Restrições de Desigualdade

As concessionárias de energia elétrica não possuem medições em tempo real do consumo de seus consumidores, como ocorre nas barras com PMU, mas através das faturas de consumo de energia elétrica, esta tem uma estimativa da média histórica de consumo da carga para determinado alimentador ou ramal. Esse valor histórico de carga obtido pela concessionária pode ser computado a partir das faturas de energia dos consumidores conectados à um determinado nó do sistema, assim esse valor será dado em KWh/mês, dividindo esse valor pelo número de horas de um mês (h/mês), aproximadamente 720 horas para um mês com 30 dias, tem-se o valor o valor da potências ativa média, denominado neste trabalho de valor histórico. Acontece que a carga presente em um determinado alimentador varia ao longo do dia, da semana, do mês, do ano e da estação, mas essa variação ocorre em torno deste um valor médio (histórico), como mostrado na Figura 281.

Como as redes de distribuição possuem um reduzido número de medições em tempo real, o uso de pseudomedidas permitem a observabilidade do sistema e vale ressaltar que em redes de distribuição, na maioria das vezes, qualquer medida é crítica do ponto de vista de observabilidade da rede.

Assim as restrições de potência ativa e reativa que canalizam a solução do problema tem como limites superior e inferior uma porcentagem do valor histórico, ou valor médio, da carga consumida obtida através do fator de variação da carga  $p$ , permitindo assim uma variação da carga ao longo do dia. Escrevendo em termos matemáticos, tem-se a Equação

Figura 281 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência *versus* tempo

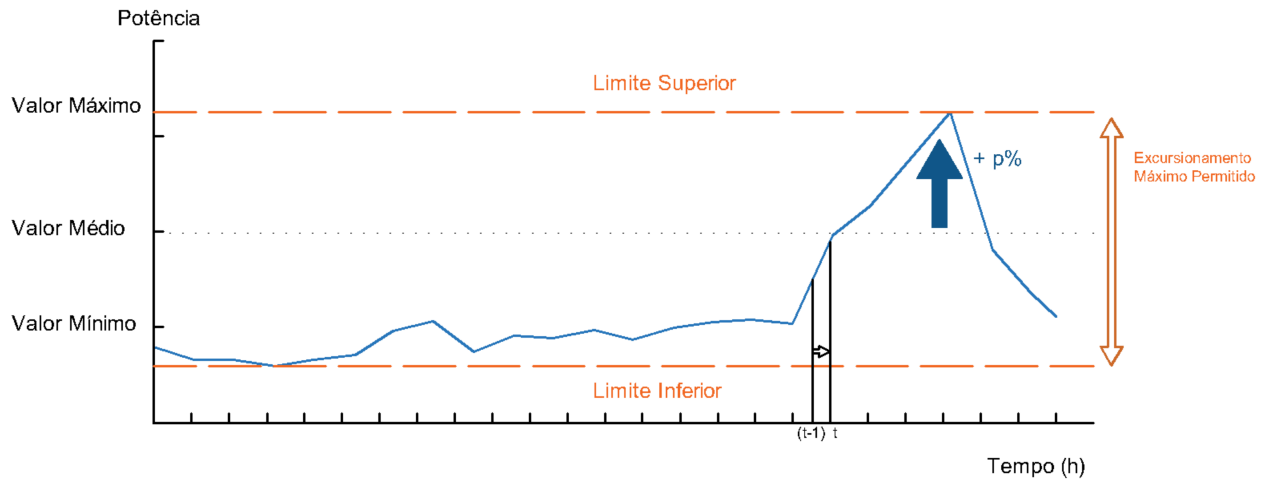
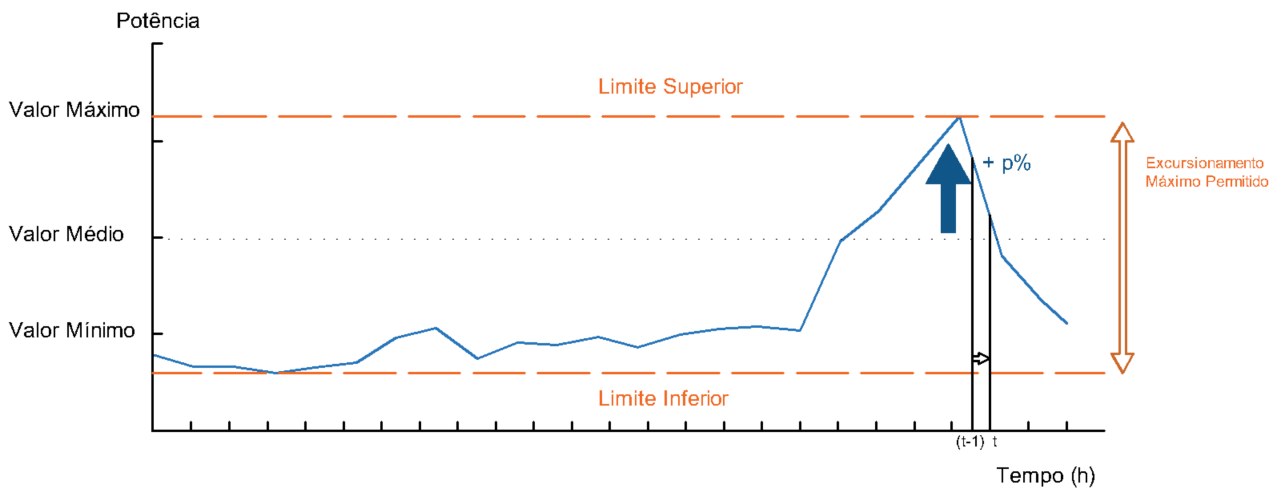
A.14.

$$\begin{aligned} (1 - p) P_{k(hist)}^s &\leq P_k^s \leq (1 + p) P_{k(hist)}^s \\ (1 - p) Q_{k(hist)}^s &\leq Q_k^s \leq (1 + p) Q_{k(hist)}^s \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

#### A.2.3.1 Uma Alternativa para a Modelagem das Restrições

Utilizando-se os dados históricos para se obter as faixas de variação das potências ativa e reativa conduzem a resultados não tão satisfatórios. A fim de melhorar os resultados obtidos pelo estimador de estados, em [38] é proposta uma modelagem mais aprimorada dos valores de  $P_{hist,k}$  e  $Q_{hist,k}$ . Nesta proposta leva-se em consideração o instante exatamente anterior ( $t-1$ ).

Os novos valores de  $P_{hist,k}$  e  $Q_{hist,k}$  são os valores obtidos na última janela de tempo analisada. Geralmente em análise em tempo-real a janela de tempo é de 15 minutos, supõe-se que neste intervalo a carga não sofre grandes variações. Quando ela aumenta, esse acréscimo ocorre gradativamente ao longo de um período de várias janelas de tempo, como mostrado na Figura 282. Já quando reduz, esse decréscimo também ocorre de forma gradativa, como mostrado na Figura 283. Assim comparando um dado instante de tempo  $t$  com instante analisado anteriormente,  $t-1$ , esse acréscimo ou decréscimo ocorre de forma suave. Diferente de quando se adota uma média fixa para um determinado período (por exemplo, um dia) pode-se ter grandes variações em relação á media histórica. No pico de consumo, a carga pode ser por exemplo 30% maior que a média histórica, mas 5% maior que o instante anterior. Quando ocorrem poucas variações em torno dos valores centrais das restrições os resultados obtidos são mais aderentes.

Figura 282 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência *versus* tempoFigura 283 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência *versus* tempo

Assim para um dado instante de tempo  $t$  a ser analisado, as restrições são dadas pela Equação A.15.

$$\begin{aligned} (1 - p) P_{k(t-1)}^s &\leq P_{kt}^s \leq (1 + p) P_{k(t-1)}^s \\ (1 - p) Q_{k(t-1)}^s &\leq Q_{kt}^s \leq (1 + p) Q_{k(t-1)}^s \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

Assim, pode-se diminuir o intervalo de variação da carga, ou seja reduzir o valor de  $p$ , reduzindo o intervalo de solução e conseqüentemente diminuindo o nível de incerteza do problema, fato que não foi abordado em [38]. Já quando utiliza-se os valores históricos de carga o valor de  $p$  não pode ser reduzido, pois em alguns intervalos de tempo a solução pode estar fora dos limites que foram estabelecidos, conduzindo assim a soluções inadequadas. Mas com o ajuste do  $p$  proposto na Seção 3.2 essa situação é contornada e todas as restrições são respeitadas, o que evita a divergência do método.

### A.2.3.2 Obtenção das Potências Injetadas nas Barras não Monitoradas

A potência injetada é calculada para todas as barras de carga não monitoradas do sistema. A potência complexa injetada na barra não monitorada  $k$  pode ser decomposta em potência ativa (parte real) e potência reativa (parte imaginária), conforme a Equação A.16, considerando-se o instante ' $t-1$ '.

$$\begin{aligned}\dot{S}_k^a &= P_k^a + jQ_k^a \\ \dot{S}_k^b &= P_k^b + jQ_k^b \\ \dot{S}_k^c &= P_k^c + jQ_k^c\end{aligned}\tag{A.16}$$

Onde:

- $\dot{S}_k^a$  Potência complexa injetada na barra  $k$  referente à fase a;
- $\dot{S}_k^b$  Potência complexa injetada na barra  $k$  referente à fase b;
- $\dot{S}_k^c$  Potência complexa injetada na barra  $k$  referente à fase c;
- $P_k^a$  Potência ativa injetada na barra  $k$  referente à fase a;
- $P_k^b$  Potência ativa injetada na barra  $k$  referente à fase b;
- $P_k^c$  Potência ativa injetada na barra  $k$  referente à fase c;
- $Q_k^a$  Potência reativa injetada na barra  $k$  referente à fase a.
- $Q_k^b$  Potência reativa injetada na barra  $k$  referente à fase b.
- $Q_k^c$  Potência reativa injetada na barra  $k$  referente à fase c.

A potência complexa injetada para a barra  $k$  é calculada através das Equações A.17, A.18 e A.19.

$$\dot{S}_k^a = \dot{V}_k^a \dot{I}_k^{*a}\tag{A.17}$$

$$\dot{S}_k^b = \dot{V}_k^b \dot{I}_k^{*b}\tag{A.18}$$

$$\dot{S}_k^c = \dot{V}_k^c \dot{I}_k^{*c}\tag{A.19}$$

Onde  $\dot{V}_k^a$ ,  $\dot{V}_k^b$  e  $\dot{V}_k^c$  são as tensões fasoriais calculadas para a barra  $k$ , conforme Equações (A.7), (A.8) e (A.9). E  $\dot{I}_k^{*a}$ ,  $\dot{I}_k^{*b}$  e  $\dot{I}_k^{*c}$  são as correntes fasoriais injetadas na mesma barra em função das correntes nos ramos, Equações (A.10), (A.11) e (A.12).

As potências ativas e reativas injetadas na barra  $k$  podem ser calculadas desenvolvendo as Equações (A.17), (A.18) e (A.19) e separando-as em partes real e imaginária.

## A.3 Algoritmo de Solução da Metodologia Proposta

Nesta seção será mostrado um passo a passo da metodologia proposta em [38].

**Passo 1:** Obter os valores de  $Pmin_k$ ,  $Pmax_k$ ,  $Qmin_k$  e  $Qmax_k$  para as cargas não monitoradas do sistema. Estes valores são obtidos através dos resultados do instante ‘ $t-1$ ’. Caso o instante seja  $t_0$ , ou seja, o primeiro instante, utiliza-se os valores históricos das potências ativa e reativa para obter os limites inferiores e superiores das restrições de potência para cada barra não monitorada.

**Passo 2:** Obter as medições das PMUs. Neste trabalho como não estavam disponíveis as medições das PMUs foi utilizado um Fluxo de Potencia. Este foi utilizado para simular as medições das PMUs (*true values*), tanto medidas de tensões nodais quanto de correntes nos ramos. Assume-se erros de ruído branco na faixa de  $\pm 0,4\%$  e  $\pm 0,8\%$  para tensões e correntes, respectivamente.

**Passo 3:** Montar a função objetivo  $J$  conforme Equação (A.1), a partir das medições obtidas pelas PMUs e as medidas virtuais das barras de passagem, mantendo em mente que as variáveis de estado são as partes real e imaginária das correntes nos ramos do sistema.

**Passo 4:** Montar as restrições conforme a Equação A.2, para resolução do problema de otimização para obter os estados (correntes nos ramos).

**Passo 5:** Resolução do problema de otimização restrita, via implementação do SFTB - IPM. Este método iterativo de solução de problemas de otimização é descrito no Apêndice B.

**Passo 6:** A partir dos estados obtidos, calcular as tensões nodais e as injeções de potência ativa e reativa em todas as barras do sistema.

**Passo 7:** Guardar as informações necessárias (Tensões Nodais, Correntes nos Ramos e Potência) e reportar os resultados.

#### A.4 Cálculo das Derivadas utilizadas no SFTB - IPM

Para a solução do problema é utilizado o Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança proposto por [7], que encontra-se detalhado no Apêndice B. Será detalhado nesta seção as particularidades deste método para resolução do Problema de Estimação de Estados proposto. Assim, serão detalhados o Gradiente da Função Objetivo em relação as variáveis de estado e a matriz Hessiana da Função Lagrangeana em função das variáveis de estado.

##### A.4.1 Gradiente da Função Objetivo em relação as variáveis

###### A.4.1.1 Contribuição das Medidas de Corrente nos Ramos

As medições de corrente nos ramos serão adotadas na forma retangular, ou seja, em partes real e imaginária. As variáveis de estado adotadas são as correntes nos ramos na

forma retangular. Então as expressões para as derivadas das correntes nos ramos para um sistema trifásico são dadas pelas Equações A.20, A.21, A.22, A.23, A.24 e A.25

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_r}^{Med^a} - I_{km_r}^a}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_r}^{Med^a} + I_{km_r}^a}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.20})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_r}^{Med^b} - I_{km_r}^b}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_r}^{Med^b} + I_{km_r}^b}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.21})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_r}^{Med^c} - I_{km_r}^c}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_r}^{Med^c} + I_{km_r}^c}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.22})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_m}^{Med^a} - I_{km_m}^a}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_m}^{Med^a} + I_{km_m}^a}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_m}^{Med^b} - I_{km_m}^b}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_m}^{Med^b} + I_{km_m}^b}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.24})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_m}^{Med^c} - I_{km_m}^c}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_m}^{Med^c} + I_{km_m}^c}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.25})$$

#### A.4.1.2 Contribuição das Medidas de Tensão Nodais

As medições de tensão nodais serão adotadas na forma retangular, ou seja, em partes real e imaginária. As variáveis de estado adotadas são as correntes nos ramos na forma retangular.

Como as tensões nodais são calculadas em função das variáveis de estado, que são as correntes nos ramos, para a proposta descentralizada nesta dissertação utiliza-se as Equações A.7, A.8 e A.9 para o cálculo destas. Como pode-se observar, essas expressões são baseadas nas quedas de tensão ao longo do alimentador. Então, para uma PMU alocada em um determinado ramal tem-se que as derivadas, em relação as correntes nos ramos, de uma medida irão contribuir nas posições referentes a todos ramos que conectam essa PMU até o ramo da PMU que fornece a referência angular para o subsistema. Vale lembrar que existe um acoplamento entre as fases, então como mostrado nas Equações A.7, A.8 e A.9, as derivadas de uma medida de tensão, em relação as correntes nos ramos, irão contribuir nas posições de uma outra fase que não seja aquela que corresponde à medida. Essas derivadas serão detalhadas nas Subseções A.4.1.2.1, A.4.1.2.2 e A.4.1.2.3



#### A.4.1.2.1 Contribuições da Medição de tensão da Fase A

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.26

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{kr}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AA}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.26)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.27

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{km}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{AA}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.27)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.28

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{kr}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{AA}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.28)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.29

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{km}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AA}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.29)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.30

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{kr}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AB}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.30)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.31

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{km}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{AB}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.31)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.32

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{kr}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{AB}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.32)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.33

$$\frac{\partial}{\partial I_{km}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{km}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AB}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.33)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.34

$$\frac{\partial}{\partial I_{km}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{kr}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AC}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.34)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.35

$$\frac{\partial}{\partial I_{km}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{km}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{AC}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.35)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.36

$$\frac{\partial}{\partial I_{km}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{kr}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{AC}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.36)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.37

$$\frac{\partial}{\partial I_{km}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^a} - V_{km}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AC}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (A.37)$$

#### A.4.1.2.2 Contribuições da Medição de tensão da Fase B

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.38

$$\frac{\partial}{\partial I_{km}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BA}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (A.38)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.39

$$\frac{\partial}{\partial I_{km}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{BA}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (A.39)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.40

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{BA}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.40})$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.41

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BA}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.41})$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.42

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BB}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.42})$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.43

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{BB}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.43})$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.44

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{BB}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.44})$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.45

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BB}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.45})$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.46

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BC}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.46})$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.47

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmr}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{BC}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.47})$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.48

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmm}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{BC}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.48})$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.49

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmm}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BC}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.49})$$

#### A.4.1.2.3 Contribuições da Medição de tensão da Fase C

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.50

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmr}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CA}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.50})$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.51

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmr}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{CA}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.51})$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.52

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmm}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{CA}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.52})$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação A.53

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmm}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CA}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (\text{A.53})$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.54

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmr}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CB}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (A.54)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.55

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmr}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{CB}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (A.55)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.56

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmm}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{CB}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (A.56)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação A.57

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmm}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CB}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (A.57)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.58

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmr}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CC}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (A.58)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.59

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmr}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{CC}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (A.59)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.60

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmm}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{CC}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (A.60)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação A.61

$$\frac{\partial}{\partial I_{kmm}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CC}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (A.61)$$

## A.4.2 Matriz Hessiana

### A.4.2.1 Contribuições das Medidas de Corrente nos Ramos na matriz Hessiana

Como mencionado anteriormente, as medições de corrente nos ramos serão adotadas na forma retangular, ou seja, em partes real e imaginária. As variáveis de estado adotadas são as correntes nos ramos na forma retangular. Então tem-se que as contribuições na matriz Hessiana são dadas pelas Equações A.62, A.63, A.64, A.65, A.66 e A.67.

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a \partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_r}^{Med^a} - I_{km_r}^a}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.62})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a \partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_m}^{Med^a} - I_{km_m}^a}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.63})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b \partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_r}^{Med^b} - I_{km_r}^b}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.64})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b \partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_m}^{Med^b} - I_{km_m}^b}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.65})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c \partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_r}^{Med^c} - I_{km_r}^c}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.66})$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c \partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left( \frac{I_{km_m}^{Med^c} - I_{km_m}^c}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (\text{A.67})$$

### A.4.2.2 Contribuição das Medidas de Tensão Nodais

As medições de tensão nodais serão adotadas na forma retangular, ou seja, em partes real e imaginária. As variáveis de estado adotadas são as correntes nos ramos na forma retangular.

Como mencionado anteriormente, as tensões nodais são calculadas em função das variáveis de estado, que são as correntes nos ramos, para a proposta descentralizada nesta dissertação utiliza-se as Equações A.7, A.8 e A.9 para o cálculo destas. Como pode-se observar, essas expressões são baseadas nas quedas de tensão ao longo do alimentador. Então, para uma PMU alocada em um determinado ramal tem-se que as derivadas, em relação as correntes nos ramos, de uma medida irão contribuir nas posições referentes a todos ramos que conectam essa PMU até o ramo da PMU que fornece a referência angular para o subsistema. Vale lembrar que existe um acoplamento entre as fases, então como mostrado nas Equações A.7, A.8 e A.9, as derivadas de uma medida de tensão, em relação







$$\begin{array}{c}
\left[ \begin{array}{cccccc}
\vdots & & & & & \vdots \\
\frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^a I_{str}^a} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^a I_{str}^b} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^a I_{str}^c} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^b I_{str}^a} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^b I_{str}^b} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^b I_{str}^c} \\
\frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^b I_{str}^a} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^b I_{str}^b} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^b I_{str}^c} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^c I_{str}^a} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^c I_{str}^b} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmr}^c I_{str}^c} \\
\vdots & & & & & \vdots \\
\frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^a I_{str}^a} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^a I_{str}^b} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^a I_{str}^c} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^b I_{str}^a} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^b I_{str}^b} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^b I_{str}^c} \\
\frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^b I_{str}^a} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^b I_{str}^b} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^b I_{str}^c} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^c I_{str}^a} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^c I_{str}^b} & \frac{\partial \frac{1}{2} \left( \frac{V_k^{Medb} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2}{I_{kmn}^c I_{str}^c} \\
\vdots & & & & & \vdots
\end{array} \right]
\end{array}
\tag{A.72}$$

$$\frac{1}{\sigma_v^2} \left[ \begin{array}{cccccc}
\vdots & & & & & \vdots \\
R_{km}^{BA} R_{st}^{BA} & R_{km}^{BA} R_{st}^{BB} & R_{km}^{BA} R_{st}^{BC} & -R_{km}^{BA} X_{st}^{BA} & -R_{km}^{BA} X_{st}^{BB} & -R_{km}^{BA} X_{st}^{BC} \\
R_{km}^{BB} R_{st}^{BA} & R_{km}^{BB} R_{st}^{BB} & R_{km}^{BB} R_{st}^{BC} & -R_{km}^{BB} X_{st}^{BA} & -R_{km}^{BB} X_{st}^{BB} & -R_{km}^{BB} X_{st}^{BC} \\
R_{km}^{BC} R_{st}^{BA} & R_{km}^{BC} R_{st}^{BB} & R_{km}^{BC} R_{st}^{BC} & -R_{km}^{BC} X_{st}^{BA} & -R_{km}^{BC} X_{st}^{BB} & -R_{km}^{BC} X_{st}^{BC} \\
\vdots & & & & & \vdots \\
-X_{km}^{BA} R_{st}^{BA} & -X_{km}^{BA} R_{st}^{BB} & -X_{km}^{BA} R_{st}^{BC} & X_{km}^{BA} X_{st}^{BA} & X_{km}^{BA} X_{st}^{BB} & X_{km}^{BA} X_{st}^{BC} \\
-X_{km}^{BB} R_{st}^{BA} & -X_{km}^{BB} R_{st}^{BB} & -X_{km}^{BB} R_{st}^{BC} & X_{km}^{BB} X_{st}^{BA} & X_{km}^{BB} X_{st}^{BB} & X_{km}^{BB} X_{st}^{BC} \\
-X_{km}^{BC} R_{st}^{BA} & -X_{km}^{BC} R_{st}^{BB} & -X_{km}^{BC} R_{st}^{BC} & X_{km}^{BC} X_{st}^{BA} & X_{km}^{BC} X_{st}^{BB} & X_{km}^{BC} X_{st}^{BC} \\
\vdots & & & & & \vdots
\end{array} \right]
\tag{A.73}$$

#### A.4.2.2.4 Contribuições da parte Imaginária da Medida de Tensão da Fase B

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B é dada pelas Equações A.74 e A.75.







## APÊNDICE B – MÉTODOS DE SOLUÇÃO

### B.1 Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança

O método utilizado na resolução do problema de otimização proposto é o Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method - SFTB - IPM*) [7], que será implementado exclusivamente para a resolução do problema de estimação de estados.

A referência [7] apresenta um método para resolução de problemas de otimização não-linear com base em uma função barreira modificada pela introdução de um parâmetro barreira de segurança para o Método de Pontos Interiores (MPI) aplicado ao problema de fluxo de potência ótimo. O novo parâmetro elimina os problemas existentes da proximidade das variáveis com a fronteira, melhorando a solução numérica. Esta característica reduz o número de iterações e melhora a qualidade da solução mesmo para sistemas com elevado número de restrições e variáveis ativas na fronteira da região viável.

O SFTB - IPM é formulado usando a mesma estrutura do MPI padrão [72] apresentado a seguir. O problema de otimização não-linear restrita pode ser formulado conforme Equações (B.1), (B.2) e (B.3).

$$\text{Min } f(z) \tag{B.1}$$

Sujeito a:

$$h(z) = 0 \tag{B.2}$$

$$l \leq z \leq u \tag{B.3}$$

Onde:

- $z$  Vetor das variáveis do problema de otimização;
- $f(z)$  Função objetivo em função de  $z$ ;
- $h$  Restrições de igualdade;
- $l$  Limite inferior de  $z$ ;
- $u$  Limite superior de  $z$ .

As restrições de desigualdade são transformadas em restrições de igualdade e incluídas em  $h(z)$  utilizando variáveis residuais. Assim, o vetor  $z$  passa a ser composto pelas variáveis originais do problema e pelas variáveis residuais. As variáveis de canalização dadas pela Equação (B.3) são transformadas em restrições de igualdade conforme Equações (B.6) e (B.7) através da inclusão de variáveis de folga  $s_l$  e  $s_u$ .

$$\text{Min } f(z) \tag{B.4}$$

Sujeito a:

$$h(z) = 0 \tag{B.5}$$

$$z - s_l = l \quad (\text{B.6})$$

$$z + s_u = u \quad (\text{B.7})$$

$$s_l \geq 0 \quad (\text{B.8})$$

$$s_u \geq 0 \quad (\text{B.9})$$

Onde  $s_l$  é a variável de folga associada com o limite inferior  $l$  e  $s_u$  a variável de folga associada com o limite superior  $u$ .

As restrições presentes nas Equações (B.8) e (B.9) são eliminadas pela adição da função barreira logarítmica na função objetivo, como apresentado na Equação (B.10). Como consequência, as restrições presentes nas Equações (B.8) e (B.9) são substituídas pelas restrições apresentadas nas Equações (B.14) e (B.15), o que significa que as variáveis  $s_l$  e  $s_u$  tem de ser maior que zero e as variáveis  $z$  nunca podem assumir valores na fronteira.

$$\text{Min } f(z) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{lj}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{uj}) \quad (\text{B.10})$$

Sujeito a:

$$h(z) = 0 \quad (\text{B.11})$$

$$z - s_l = l \quad (\text{B.12})$$

$$z + s_u = u \quad (\text{B.13})$$

$$s_l > 0 \quad (\text{B.14})$$

$$s_u > 0 \quad (\text{B.15})$$

Onde  $n$  é o número de variáveis do problema de otimização original e  $\mu$  é o parâmetro barreira que inicialmente assume um determinado valor maior do que zero,  $\mu_0$ , e no final do processo iterativo deve estar próximo de zero.

O Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method* - SFTB - IPM) é formulado usando a mesma estrutura do MPI padrão, porém com algumas modificações. O parâmetro de barreira de segurança  $\delta$  é introduzido na Equação (B.10), como apresentado na Equação (B.16). Esse parâmetro é sempre positivo com um valor inicialmente definido. Em seguida, o novo problema de otimização é reescrito como:

$$\text{Min } f(z) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{lj} + \delta) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{uj} + \delta) \quad (\text{B.16})$$

Sujeito a:

$$h(z) = 0 \quad (\text{B.17})$$

$$z - s_l = l \quad (\text{B.18})$$

$$z + s_u = u \quad (\text{B.19})$$

$$s_l \geq 0 \quad (\text{B.20})$$

$$s_u \geq 0 \quad (\text{B.21})$$

$$\delta > 0 \quad (\text{B.22})$$

Nesta formulação,  $\delta$  assegura a eliminação de problemas de proximidade da fronteira e as restrições das Equações (B.14) e (B.15) são modificadas pelas Equações (B.20) e (B.21), permitindo que as variáveis de folga  $s_l$  e  $s_u$  possam assumir valores iguais a zero. As variáveis  $z$  podem assumir valores exatos nos seus limites ( $l$  ou  $u$ ) podendo assim encontrar a solução ótima do problema de otimização como pode ser visto nas Equações (B.18) e (B.19).

A função Lagrangeana é definida na Equação (B.23) .

$$\begin{aligned} L = & f(z) - \sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(z) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{lj} + \delta) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{uj} + \delta) \\ & - \sum_{j=1}^n \pi_{lj} (z_j - s_{lj} - l_j) - \sum_{j=1}^n \pi_{uj} (z_j + s_{uj} - u_j) \end{aligned} \quad (\text{B.23})$$

Onde:

$m$  Número de restrições de igualdade;

$\lambda$  Vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de igualdade;

$\pi_l$  Vetor dos multiplicadores de Lagrange associado ao limite inferior das variáveis;

$\pi_u$  Vetor dos multiplicadores de Lagrange associado ao limite superior das variáveis.

As condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker para o problema de otimização associado com o método de Newton-Raphson resulta em:

$$\begin{bmatrix} H_z & -J^t \\ -J & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta z \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} G_z \\ h(z) \end{bmatrix} \quad (\text{B.24})$$

Onde:

$$H_z = w(z, \lambda) + \sum_j \left( \frac{\mu}{(s_{lj} + \delta)^2} + \frac{\mu}{(s_{uj} + \delta)^2} \right) \quad (\text{B.25})$$

$$w(z, \lambda) = \nabla_z^2 f(z) - \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla_z^2 h_i(z) \quad (\text{B.26})$$

$$G_z = r(z, \lambda) + \sum_j \left( \frac{\mu}{s_{lj} + \delta} - \frac{\mu}{s_{uj} + \delta} \right) \quad (\text{B.27})$$

$$r(z, \lambda) = -\nabla_z f(z) + \nabla_z h(z)^t \lambda \quad (\text{B.28})$$

$H_z$  Matriz Hessiana da função Lagrangiana em função das variáveis  $z$ ;

$J$  Matriz Jacobiana de  $h(z)$ ;

$G_z$  Vetor Gradiente das variáveis  $z$ .

As Equações (B.25) e (B.27) mostram as contribuições do parâmetro barreira, das variáveis de folga e do parâmetro barreira de segurança aos elementos diagonais de  $H_z$  e  $G_z$ . Quando as variáveis de folga assumem valores iguais a zero,  $H_z$  e  $G_z$  são dependentes de  $\delta$ . A partir desta formulação, a convergência do processo é controlada pelo parâmetro barreira de segurança  $\delta$  em vez de  $s_l$  e  $s_u$  na formulação tradicional do MPI. Assim, as variáveis de folga podem assumir qualquer valor numérico de acordo com as Equações (B.18) e (B.19).

Resolvendo o sistema apresentado na Equação (B.24) obtém-se  $\Delta z$  e  $\Delta \lambda$ , que representam o passo de atualização das variáveis do problema e dos multiplicadores de Lagrange respectivamente. Os demais passos de atualização  $\Delta s_l$ ,  $\Delta s_u$ ,  $\Delta \pi_l$  e  $\Delta \pi_u$  são obtidos conforme Equações (B.29), (B.30), (B.31) e (B.32):

$$\Delta z - \Delta s_l = 0 \quad (\text{B.29})$$

$$\Delta z + \Delta s_u = 0 \quad (\text{B.30})$$

$$\Delta \pi_{lj} = -\frac{\mu}{(s_{lj} + \delta)^2} \Delta z_j + \frac{\mu}{s_{lj} + \delta} - \pi_{lj} \quad (\text{B.31})$$

$$\Delta \pi_{uj} = -\frac{\mu}{(s_{uj} + \delta)^2} \Delta z_j + \frac{\mu}{s_{uj} + \delta} - \pi_{uj} \quad (\text{B.32})$$

O comprimento do passo de atualização das variáveis primais  $\alpha_p$  e duais  $\alpha_d$  são calculados conforme Equações (B.33) e (B.34), e são utilizadas para preservar a positividade de  $s_l$  e  $s_u$ , bem como o sinal apropriado de  $\pi_l$ , que deve ser sempre maior que zero e  $\pi_u$ , que deve ser sempre menor que zero.

$$\alpha_p = \min \left\{ \min_{\Delta s_{lj} < 0} \frac{s_{lj}}{|\Delta s_{lj}|}, \min_{\Delta s_{uj} < 0} \frac{s_{uj}}{|\Delta s_{uj}|}, 1 \right\} \quad (\text{B.33})$$

$$\alpha_d = \min \left\{ \min_{\Delta \pi_{lj} < 0} \frac{\pi_{lj}}{|\Delta \pi_{lj}|}, \min_{\Delta \pi_{uj} > 0} \frac{-\pi_{uj}}{|\Delta \pi_{uj}|}, 1 \right\} \quad (\text{B.34})$$

As variáveis do problema de otimização são atualizadas conforme Equações (B.35), (B.36), (B.37), (B.38), (B.39) e (B.40).

$$z = z + \alpha_p \Delta z \quad (\text{B.35})$$

$$s_l = s_l + \alpha_p \Delta s_l \quad (\text{B.36})$$

$$s_u = s_u + \alpha_p \Delta s_u \quad (\text{B.37})$$



$$\lambda = \lambda + \alpha_d \Delta \lambda \quad (\text{B.38})$$

$$\pi_l = \pi_l + \alpha_d \Delta \pi_l \quad (\text{B.39})$$

$$\pi_u = \pi_u + \alpha_d \Delta \pi_u \quad (\text{B.40})$$

O parâmetro barreira  $\mu$  é atualizado durante o processo iterativo de Newton-Raphson considerando o *gap* de dualidade  $GAP$  conforme Equações (B.41) e (B.42). O parâmetro  $\beta$  é introduzido para controlar o decaimento de  $\mu$  para melhorar o processo de convergência.

$$\mu = \beta \frac{GAP + \delta \sum_{j=1}^n [\pi_{lj} - \pi_{uj}]}{2n} \quad (\text{B.41})$$

Onde:

$$GAP = \sum_{j=1}^n (s_{lj} \pi_{lj} - s_{uj} \pi_{uj}) \quad (\text{B.42})$$

Durante o processo iterativo o parâmetro barreira de segurança  $\delta$  é reduzido a cada iteração por um fator de redução  $\gamma$  que é definido inicialmente para fazer a barreira de segurança diminuir suavemente e acelerar o processo de convergência, conforme Equação (B.43).

$$\delta_{k+1} = \gamma \delta_k \quad (\text{B.43})$$

Onde  $k$  é o contador de iterações.

O método SFTB - IPM descrito anteriormente foi implementado em Matlab exclusivamente para a resolução do problema de estimação estática de estados proposta. As variáveis originais do problema são as correntes em todos os ramos da rede, conforme apresentado na Equação (A.3). As injeções de corrente nas barras de passagem dadas pela Equação (A.13) serão modeladas e incorporadas à Função Objetivo conforme Equação (B.1) e as restrições apresentadas na Equação (A.15) terão variáveis residuais incluídas para que essas inequações sejam modeladas como restrições de igualdade da forma apresentada na Equação (B.2).

Para a solução inicial das variáveis (correntes nos ramos) utilizou-se os valores do caso base do fluxo de potência. Para o limite superior das variáveis do problema  $l$  utilizou-se o maior valor absoluto permitido para a corrente que sai da subestação para maior carregamento possível, tanto para a parte real quanto para a imaginária. O limite inferior  $u$  é o negativo do limite superior ( $l = -u$ ).

O valor inicial do parâmetro barreira é  $\mu_0 = 5$  e o seu valor mínimo permitido é  $\mu_{min} = 10^{-8}$ . O valor inicial das variáveis de folga  $s$  é calculado conforme Equações (B.18) e (B.19). Os multiplicadores de Lagrange  $\lambda$  são inicializados com valores iguais a um. As variáveis duais  $\pi_l$  e  $\pi_u$  são calculadas usando as Equações (B.44) e (B.45).

$$\nabla_{s_{lj}} L = -\frac{\mu}{s_{lj} + \delta} + \pi_{lj} = 0 \quad (\text{B.44})$$

$$\nabla_{s_{uj}} L = -\frac{\mu}{s_{uj} + \delta} - \pi_{uj} = 0 \quad (\text{B.45})$$

O valor inicial do parâmetro barreira de segurança  $\delta$  é  $\delta_0 = 10^{-2}$  e o seu valor mínimo permitido é  $\delta_{min} = 10^{-10}$ . O fator de redução  $\gamma$  que controla o decaimento de  $\delta$  é definido como sendo igual a  $\gamma = 0,1$  e o parâmetro  $\beta$  é igual a  $\beta = 0,2$ .

Os critérios de convergência adotados são  $\mu < 10^{-5}$ ,  $GAP < 10^{-4}$  e  $Eh < 10^{-4}$ , onde  $Eh = \max|\nabla_{\lambda} L|$ , sendo esses os critérios originais do SFTB - IPM. Para que se tenham critérios de convergência semelhantes aos utilizados na ‘toolbox *fmincon*’, foram incluídos os seguintes critérios:  $Ex < 10^{-4}$ , onde  $Ex = \max|\Delta z|$  e  $(J_{k+1} - J_k) < 10^{-4}$ , sendo  $J$  o valor da função objetivo apresentada na Equação (A.1) e  $k$  o contador de iterações. Também foi definido que número máximo de iterações é igual a 150, critério este que se sobrepõem aos demais, ou seja, sendo satisfeito encerra o processo iterativo independentemente se satisfez ou não os demais.

## APÊNDICE C – DADOS DOS SISTEMAS

### C.1 33 Barras

Este sistema possui 33 barras [73], sendo a barra 33 a barra da subestação, tensão de 12,66 kV e potência base de 1 MVA. Os dados deste sistema estão nas Tabelas 62, 63 e 64.

Tabela 62 – Dados de barra do sistema de 33 barras.

Barra	$P_a$ (MW)	$Q_a$ (MVAr)	$P_b$ (MW)	$Q_b$ (MVAr)	$P_c$ (MW)	$Q_c$ (MVAr)
1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2
2	0,2	0,4	0,2	0,4	0,2	0,4
3	0,12	0,08	0,12	0,08	0,12	0,08
4	0,1	0,05	0,1	0,05	0,1	0,05
5	0,1	0,08	0,1	0,08	0,1	0,08
6	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1
7	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1
8	0,08	0,04	0,08	0,04	0,08	0,04
9	0,07	0,06	0,07	0,06	0,07	0,06
10	0,09	0,1	0,09	0,1	0,09	0,1
11	0,06	0,35	0,06	0,35	0,06	0,35
12	0,06	0,35	0,06	0,35	0,06	0,35
13	0,12	0,1	0,12	0,1	0,12	0,1
14	0,1	0,07	0,1	0,07	0,1	0,07
15	0,06	0,02	0,06	0,02	0,06	0,02
16	0,06	0,02	0,06	0,02	0,06	0,02
17	0,1	0,04	0,1	0,04	0,1	0,04
18	0,09	0,04	0,09	0,04	0,09	0,04
19	0,1	0,07	0,1	0,07	0,1	0,07
20	0,09	0,04	0,09	0,04	0,09	0,04
21	0,09	0,04	0,09	0,04	0,09	0,04
22	0,09	0,05	0,09	0,05	0,09	0,05
23	0,22	0,2	0,22	0,2	0,22	0,2
24	0,42	0,2	0,42	0,2	0,42	0,2
25	0,3	0,25	0,3	0,25	0,3	0,25
26	0,06	0,025	0,06	0,025	0,06	0,025
27	0,06	0,1	0,06	0,1	0,06	0,1
28	0,12	0,07	0,12	0,07	0,12	0,07
29	0,2	0,6	0,2	0,6	0,2	0,6
30	0,15	0,07	0,15	0,07	0,15	0,07
31	0,21	0,1	0,21	0,1	0,21	0,1
32	0,06	0,04	0,06	0,04	0,06	0,04
33	0	0	0	0	0	0

Tabela 63 – Dados de linha do sistema de 33 barras. Parte 1

De	Para	$R_{aa}$ (Ohms)	$X_{aa}$ (Ohms)	$R_{bb}$ (Ohms)	$X_{bb}$ (Ohms)	$R_{cc}$ (Ohms)	$X_{cc}$ (Ohms)
33	1	0,0922	0,047	0,0922	0,047	0,0922	0,047
1	2	0,493	0,2511	0,493	0,2511	0,493	0,2511
2	3	0,366	0,1864	0,366	0,1864	0,366	0,1864
3	4	0,3811	0,1941	0,3811	0,1941	0,3811	0,1941
4	5	0,819	0,707	0,819	0,707	0,819	0,707
5	6	0,1872	0,6188	0,1872	0,6188	0,1872	0,6188
6	7	0,7114	0,2351	0,7114	0,2351	0,7114	0,2351
7	8	1,03	0,74	1,03	0,74	1,03	0,74
8	9	1,044	0,74	1,044	0,74	1,044	0,74
9	10	0,1966	0,065	0,1966	0,065	0,1966	0,065
10	11	0,3744	0,1238	0,3744	0,1238	0,3744	0,1238
11	12	1,468	1,155	1,468	1,155	1,468	1,155
12	13	0,5416	0,7129	0,5416	0,7129	0,5416	0,7129
13	14	0,591	0,526	0,591	0,526	0,591	0,526
14	15	0,7463	0,545	0,7463	0,545	0,7463	0,545
15	16	1,289	1,721	1,289	1,721	1,289	1,721
16	17	0,732	0,574	0,732	0,574	0,732	0,574
1	18	0,164	0,1565	0,164	0,1565	0,164	0,1565
18	19	1,5042	1,3554	1,5042	1,3554	1,5042	1,3554
19	20	0,4095	0,4784	0,4095	0,4784	0,4095	0,4784
20	21	0,7089	0,9373	0,7089	0,9373	0,7089	0,9373
2	22	0,4512	0,3083	0,4512	0,3083	0,4512	0,3083
22	23	0,898	0,7091	0,898	0,7091	0,898	0,7091
23	24	0,896	0,7011	0,896	0,7011	0,896	0,7011
5	25	0,203	0,1034	0,203	0,1034	0,203	0,1034
25	26	0,2842	0,1447	0,2842	0,1447	0,2842	0,1447
26	27	1,059	0,9337	1,059	0,9337	1,059	0,9337
27	28	0,8042	0,7006	0,8042	0,7006	0,8042	0,7006
28	29	0,5075	0,2585	0,5075	0,2585	0,5075	0,2585
29	30	0,9744	0,963	0,9744	0,963	0,9744	0,963
30	31	0,3105	0,3619	0,3105	0,3619	0,3105	0,3619
31	32	0,341	0,5302	0,341	0,5302	0,341	0,5302

Tabela 64 – Dados de linha do sistema de 33 barras. Parte 2

De	Para	$R_{ab}$ (Ohms)	$X_{ab}$ (Ohms)	$R_{ac}$ (Ohms)	$X_{ac}$ (Ohms)	$R_{bc}$ (Ohms)	$X_{bc}$ (Ohms)
33	1	0,023050	0,011750	0,023050	0,011750	0,023050	0,011750
1	2	0,123250	0,062775	0,123250	0,062775	0,123250	0,062775
2	3	0,091500	0,046600	0,091500	0,046600	0,091500	0,046600
3	4	0,095275	0,048525	0,095275	0,048525	0,095275	0,048525
4	5	0,204750	0,176750	0,204750	0,176750	0,204750	0,176750
5	6	0,046800	0,154700	0,046800	0,154700	0,046800	0,154700
6	7	0,177850	0,058775	0,177850	0,058775	0,177850	0,058775
7	8	0,257500	0,185000	0,257500	0,185000	0,257500	0,185000
8	9	0,261000	0,185000	0,261000	0,185000	0,261000	0,185000
9	10	0,049150	0,016250	0,049150	0,016250	0,049150	0,016250
10	11	0,093600	0,030950	0,093600	0,030950	0,093600	0,030950
11	12	0,367000	0,288750	0,367000	0,288750	0,367000	0,288750
12	13	0,135400	0,178225	0,135400	0,178225	0,135400	0,178225
13	14	0,147750	0,131500	0,147750	0,131500	0,147750	0,131500
14	15	0,186575	0,136250	0,186575	0,136250	0,186575	0,136250
15	16	0,322250	0,430250	0,322250	0,430250	0,322250	0,430250
16	17	0,183000	0,143500	0,183000	0,143500	0,183000	0,143500
1	18	0,041000	0,039125	0,041000	0,039125	0,041000	0,039125
18	19	0,376050	0,338850	0,376050	0,338850	0,376050	0,338850
19	20	0,102375	0,119600	0,102375	0,119600	0,102375	0,119600
20	21	0,177225	0,234325	0,177225	0,234325	0,177225	0,234325
2	22	0,112800	0,077075	0,112800	0,077075	0,112800	0,077075
22	23	0,224500	0,177275	0,224500	0,177275	0,224500	0,177275
23	24	0,224000	0,175275	0,224000	0,175275	0,224000	0,175275
5	25	0,050750	0,025850	0,050750	0,025850	0,050750	0,025850
25	26	0,071050	0,036175	0,071050	0,036175	0,071050	0,036175
26	27	0,264750	0,233425	0,264750	0,233425	0,264750	0,233425
27	28	0,201050	0,175150	0,201050	0,175150	0,201050	0,175150
28	29	0,126875	0,064625	0,126875	0,064625	0,126875	0,064625
29	30	0,243600	0,240750	0,243600	0,240750	0,243600	0,240750
30	31	0,077625	0,090475	0,077625	0,090475	0,077625	0,090475
31	32	0,085250	0,132550	0,085250	0,132550	0,085250	0,132550

## APÊNDICE D – JUSTIFICATIVAS

Conforme já citado, o Estimador de Estados proposto neste trabalho é um complemento da metodologia da dissertação de mestrado do mesmo autor deste trabalho [38]. Esta proposta apresentava limitações durante a simulação de uma curva de carga diária, mas mesmo assim apresentava resultados melhores que outra metodologia existente na literatura. O modelo do estimador apresentado e utilizado para a detecção de erros grosseiros por [38], também era limitado e não apresentava resultados satisfatórios para detecção de erros em medições de correntes, principalmente quando estes erros estavam presentes em apenas uma das fases.

Diante desses fatos e de testes previamente realizados percebeu-se a necessidade de aprimorar o método.

Os primeiros testes consideravam 40% de variação nas potências ativa e reativa. Valor necessário para representar as variações de carga ao longo do dia. Mas com o uso das atualizações recursivas descritas no Apêndice A.2.3.1 denominada de (*t-1*) o valor de *p* poderia ser reduzido mas estas análises não foram abordadas no trabalho de [38].

### D.0.1 Simulação de uma curva de carga diária

Os resultados obtidos adotando-se o valor de *p* fixo em 40% podem ser observados nas Figuras 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295 e 296. Estes foram os resultados apresentados em [38]. Durante a apresentação dos resultados foi mencionado que no caso de alimentadores muito longos os resultados ficavam comprometidos, conforme mostrado na Figura 286. Nos casos também onde o alimentador era longo e o carregamento em uma determinada barra era pequeno em relação às demais a metodologia também não apresentava bons resultados, conforme mostrado na Figura 287.

Figura 284 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 3 do sistema de 33 barras

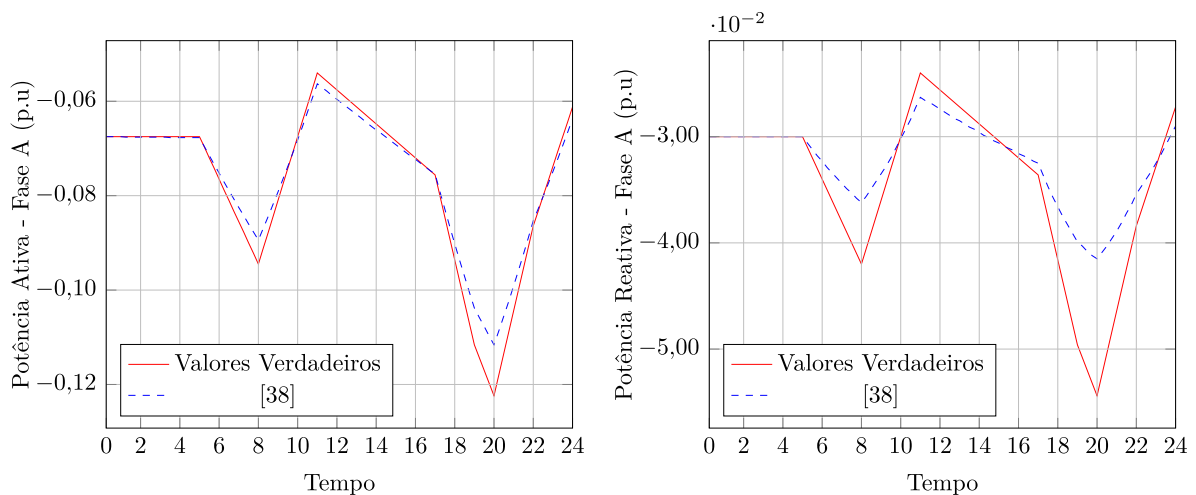


Figura 285 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 4 do sistema de 33 barras

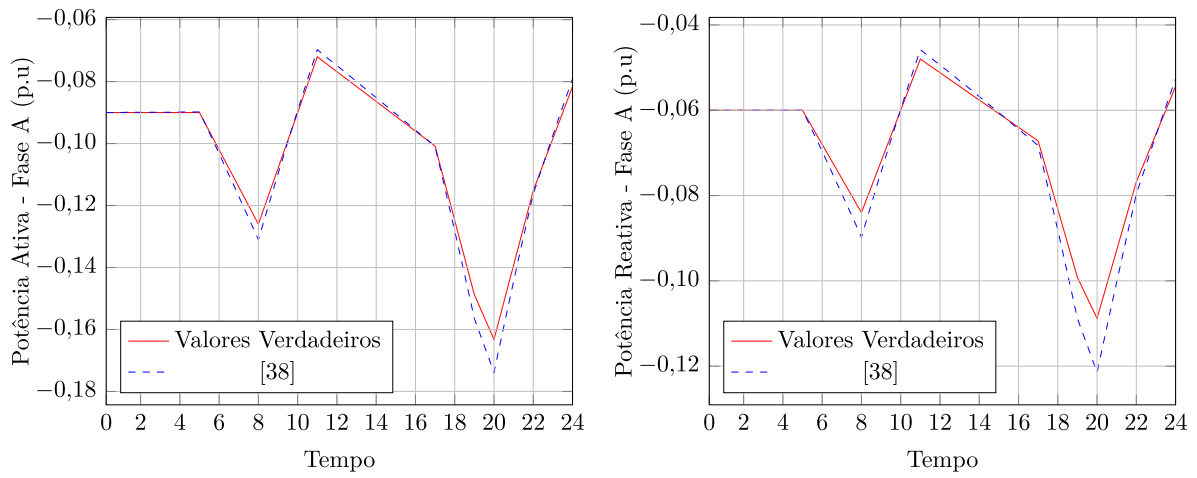


Figura 286 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 7 do sistema de 33 barras

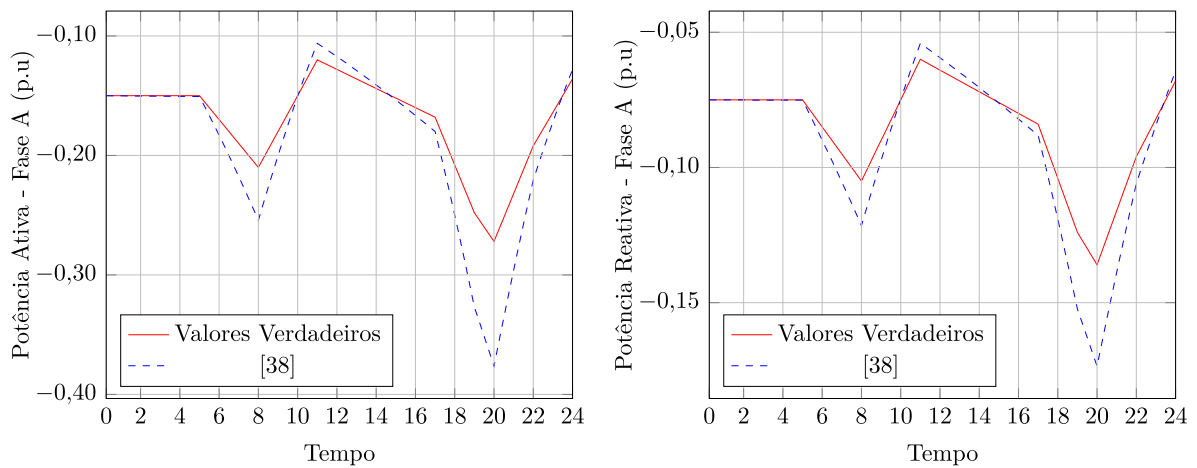


Figura 287 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 10 do sistema de 33 barras

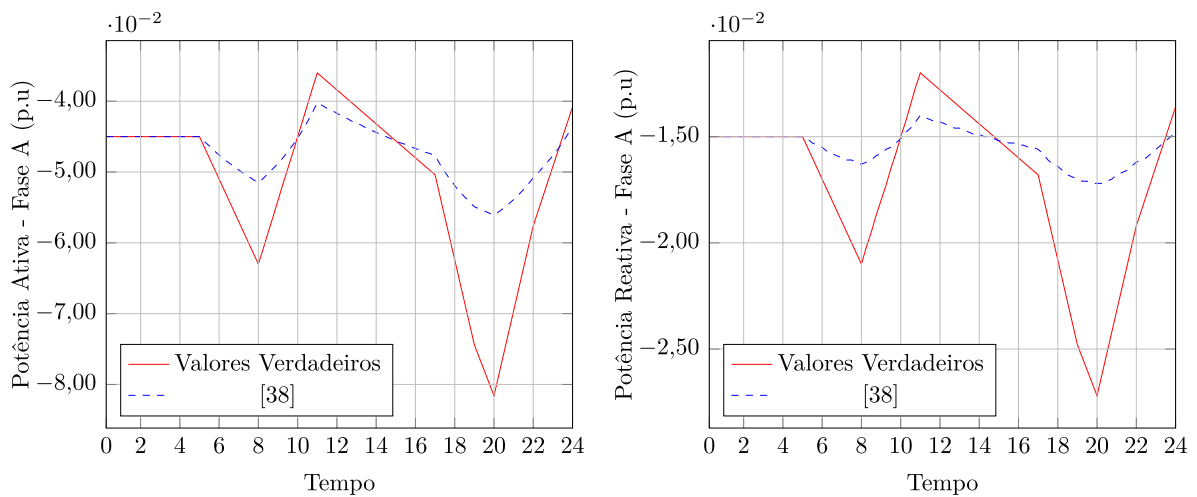


Figura 288 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 14 do sistema de 33 barras

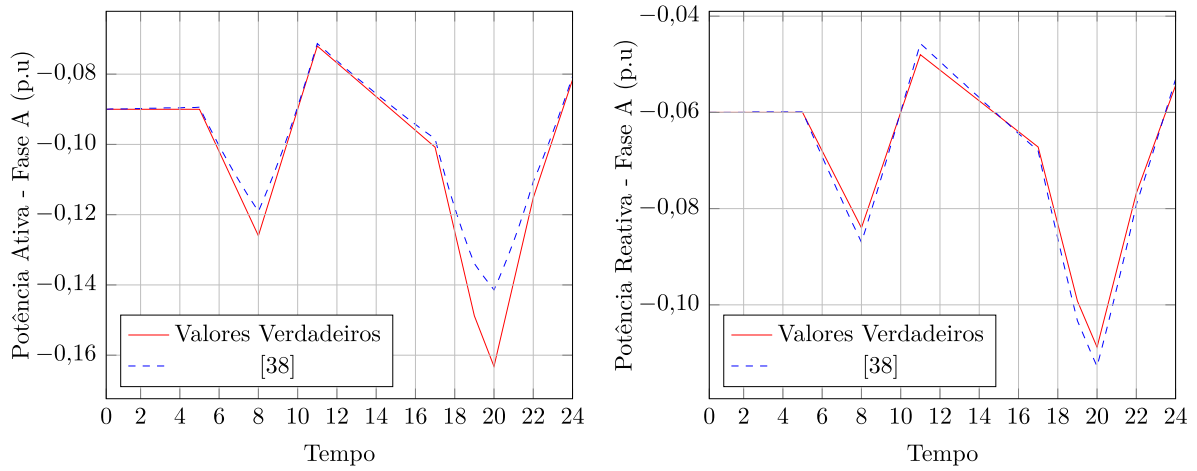


Figura 289 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 17 do sistema de 33 barras

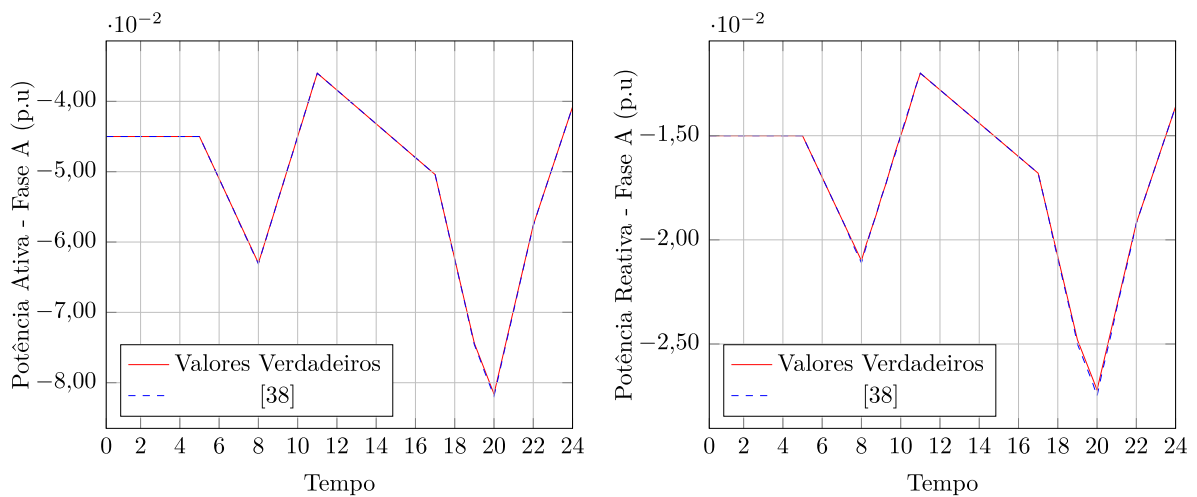


Figura 290 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 18 do sistema de 33 barras

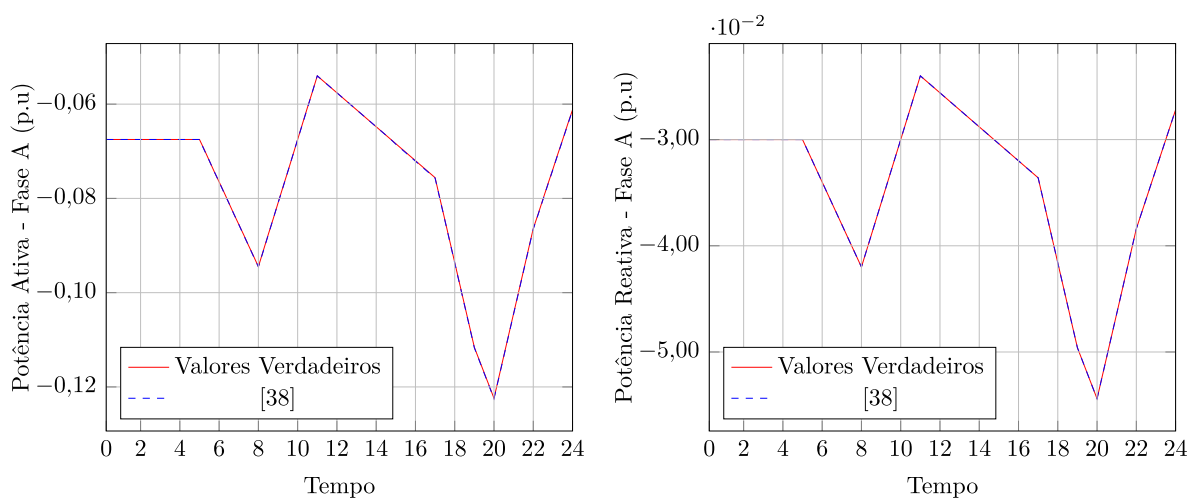




Figura 291 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 21 do sistema de 33 barras

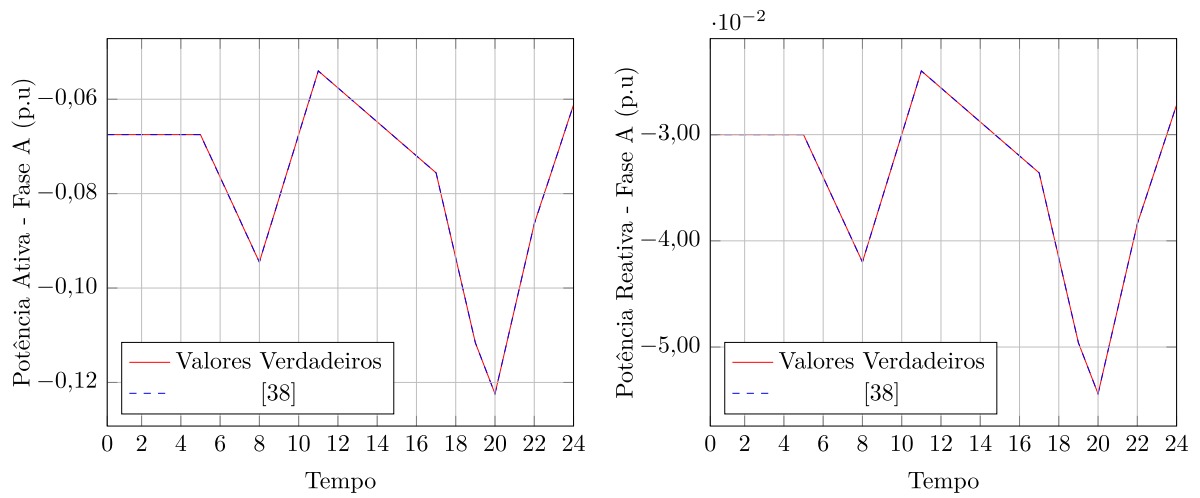


Figura 292 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 22 do sistema de 33 barras

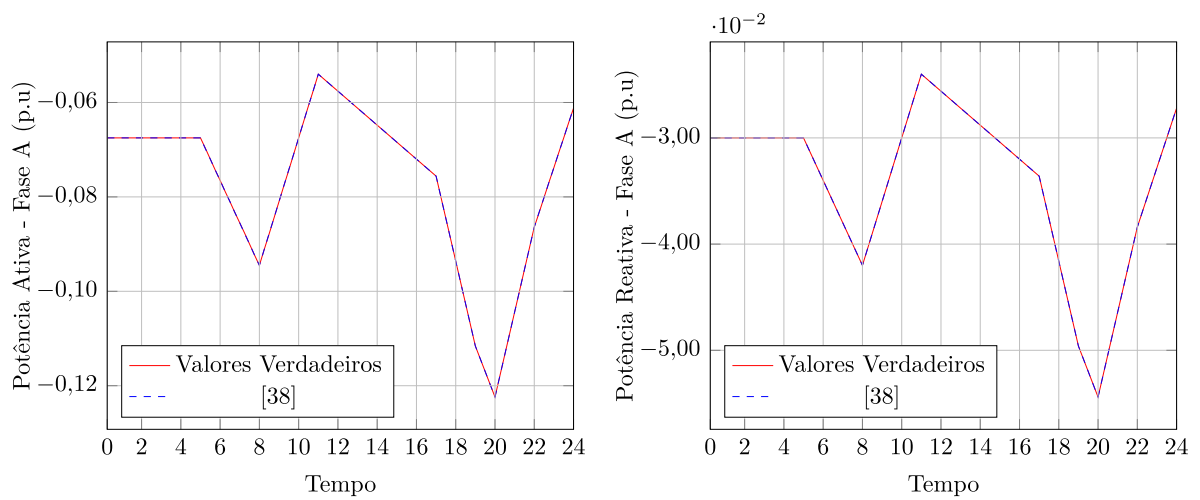


Figura 293 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 24 do sistema de 33 barras

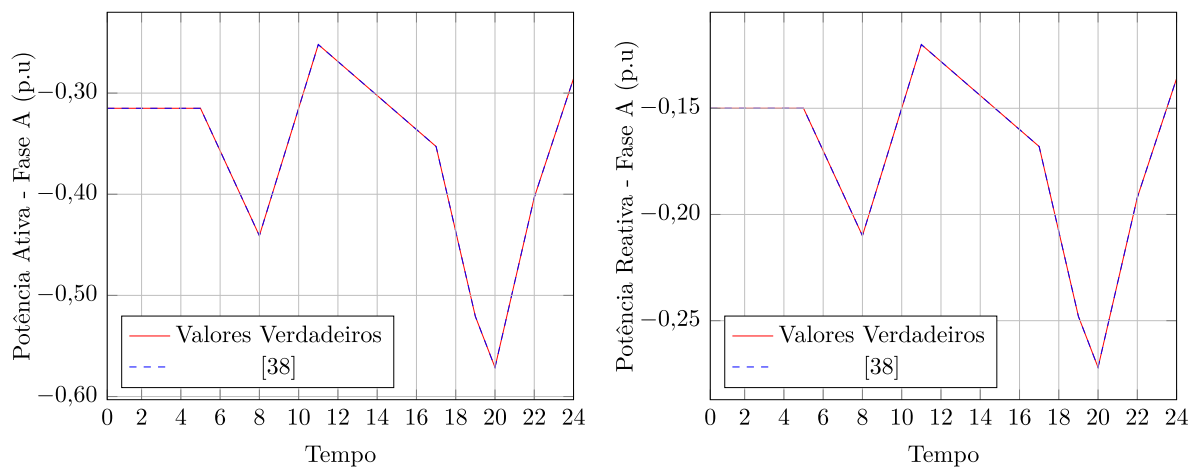


Figura 294 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 25 do sistema de 33 barras

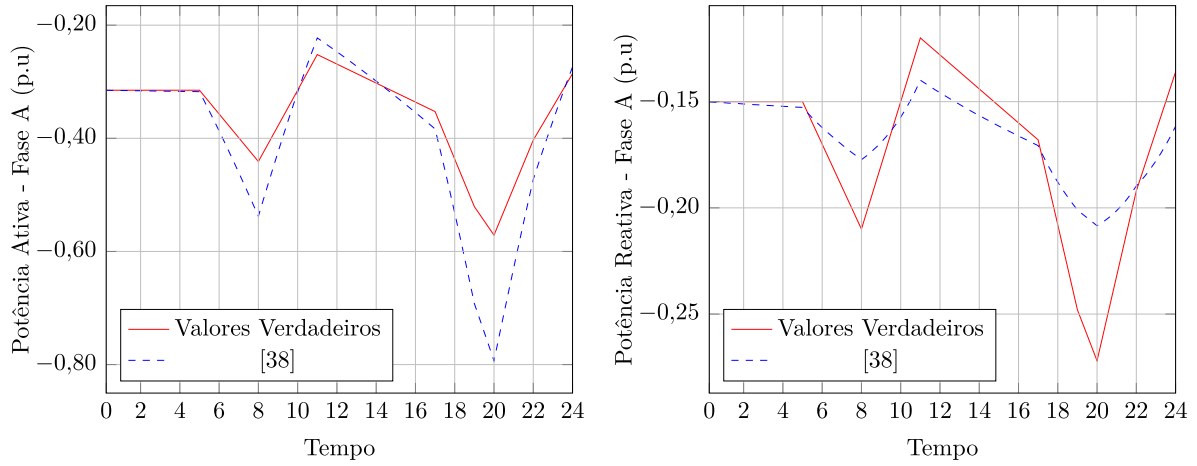


Figura 295 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 26 do sistemas de 33 barras

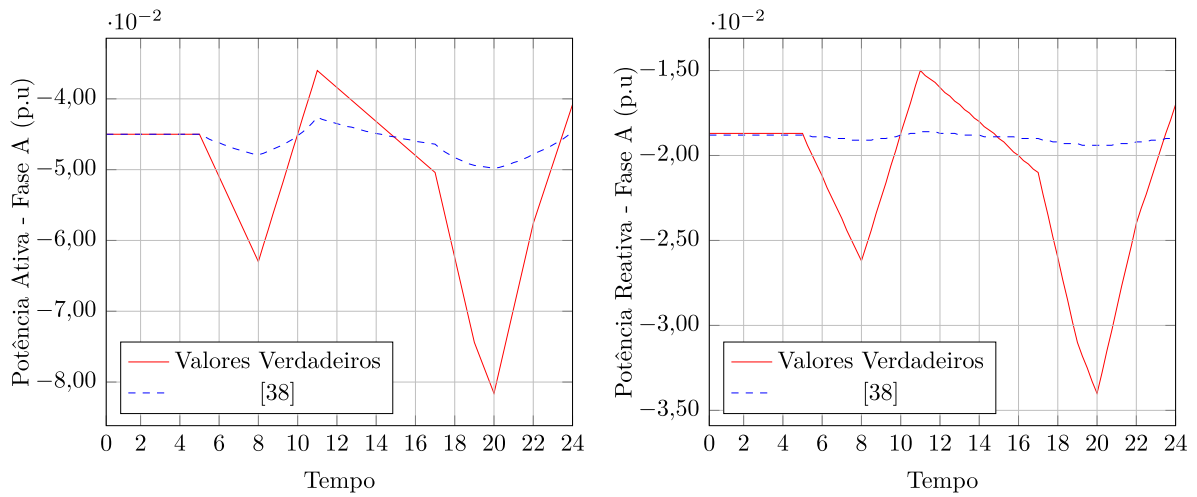
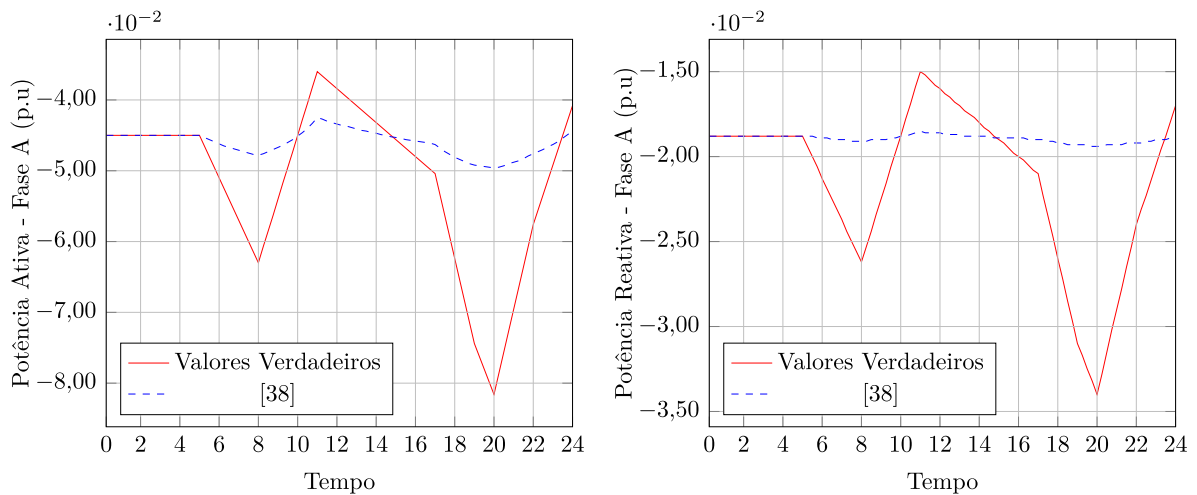


Figura 296 – Curva de carga das potência ativa e reativa para a barra 27 do sistema de 33 barras



### D.0.2 Variação do valor de $p$

Nos resultados apresentados em [38] foi adotado o valor de  $p = 40\%$ , conforme já mostrado nos resultados da curva de carga os resultados necessitavam ser aprimorados. Durante as simulações verificou-se que ao se reduzir o valor de  $p$  os resultados obtidos eram melhores e assim surgiu a motivação para propor o ajuste do valor de  $p$ , conforme as Equações 3.10 e 3.11.

As Figuras 297, 298 e 299 mostram a comparação dos erros nos resultados obtidos para o módulo da tensão nas fases ABC variando o valor de  $p$ . Conforme mostrado nessas figuras ao se reduzir o valor deste fator os erros percentuais diminuem e os melhores resultados são os obtidos pela metodologia proposta, onde o valor de  $p$  é ajustado de forma a representar as variações de carga em um alimentador.

Figura 297 – Erro no Módulo da Tensão - Fase A

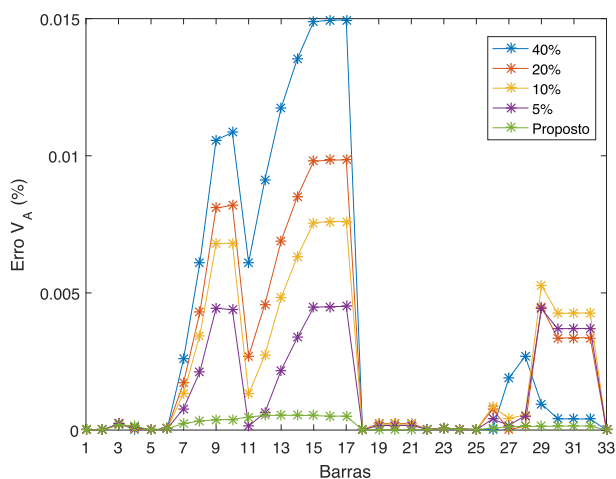
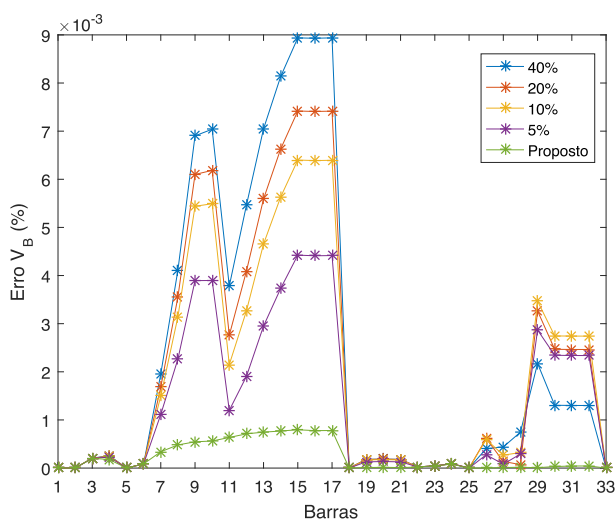
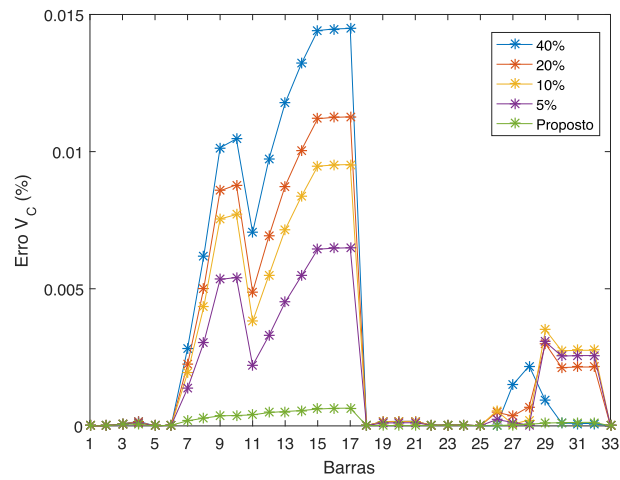


Figura 298 – Erro no Módulo da Tensão - Fase B



As Figuras 300, 301 e 302 mostram os erros nos resultados obtidos para a defasagem angular da tensão nas fases ABC e os erros percentuais para os diferentes valores de  $p$ .

Figura 299 – Erro no Módulo da Tensão - Fase C



Conforme ocorreu no módulo da tensão os resultados também foram melhores à medida em que se diminuía o valor de  $p$ .

Figura 300 – Erro na Defasagem Angular da Tensão - Fase A

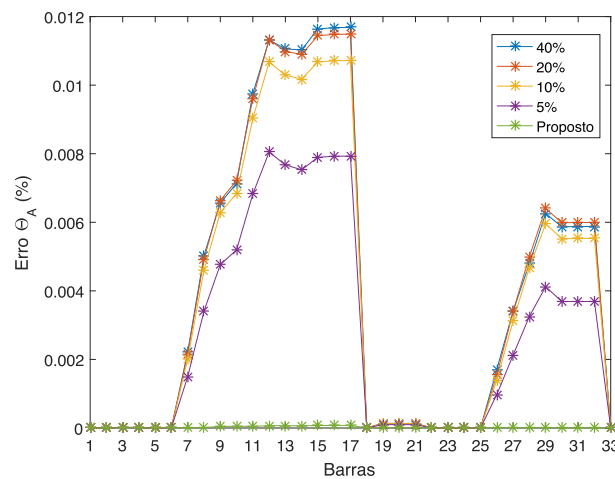


Figura 301 – Erro na Defasagem Angular da Tensão - Fase B

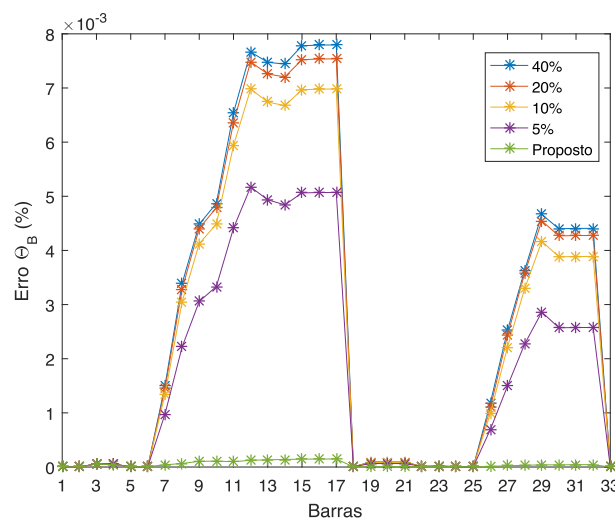
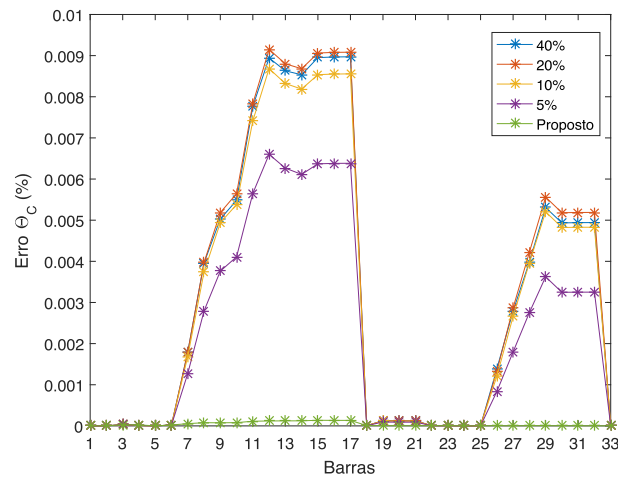


Figura 302 – Erro na Defasagem Angular da Tensão - Fase C



Visto que as potências ativa e reativa são calculadas em função das tensões nodais, os erros nos resultados destas também seguiram a mesma tendência e melhoraram à medida em que se reduzia o valor de  $p$ , conforme as Figuras 303, 304, 305, 306, 307 e 308.

Figura 303 – Erro na Potência Ativa - Fase A

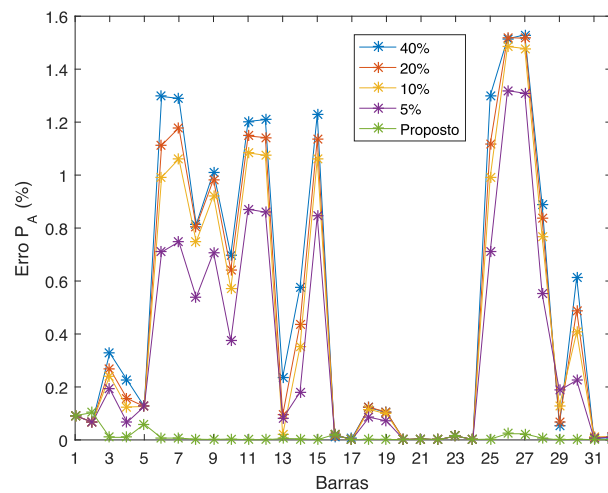


Figura 304 – Erro na Potência Ativa - Fase B

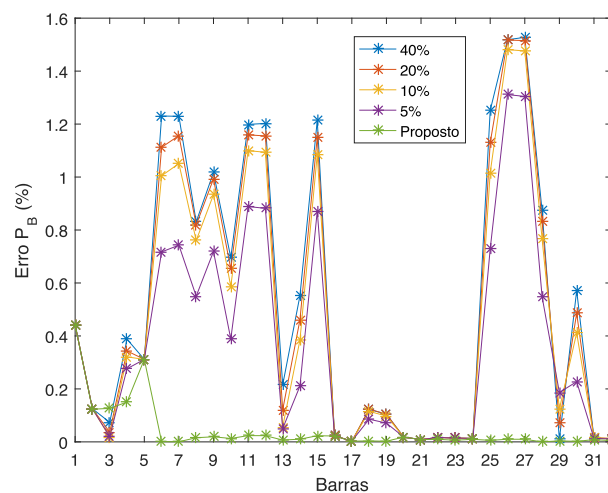


Figura 305 – Erro na Potência Ativa - Fase C

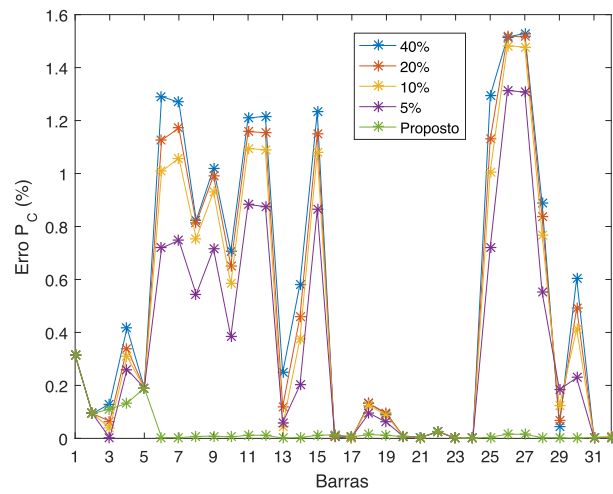


Figura 306 – Erro na Potência Reativa - Fase A

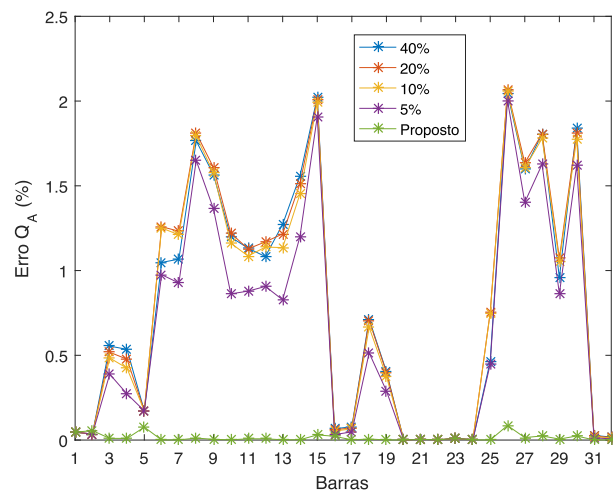


Figura 307 – Erro na Potência Reativa - Fase B

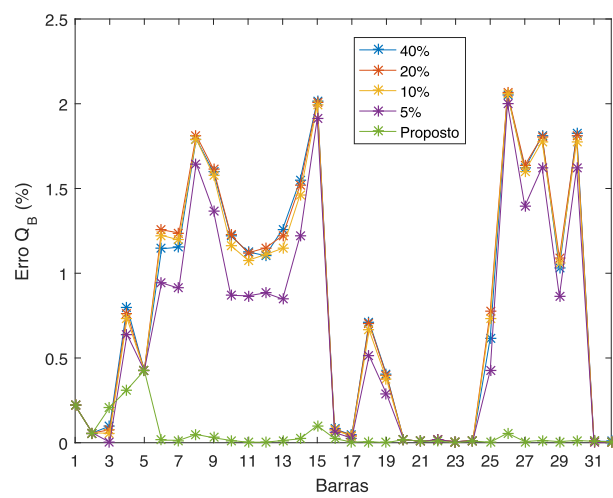
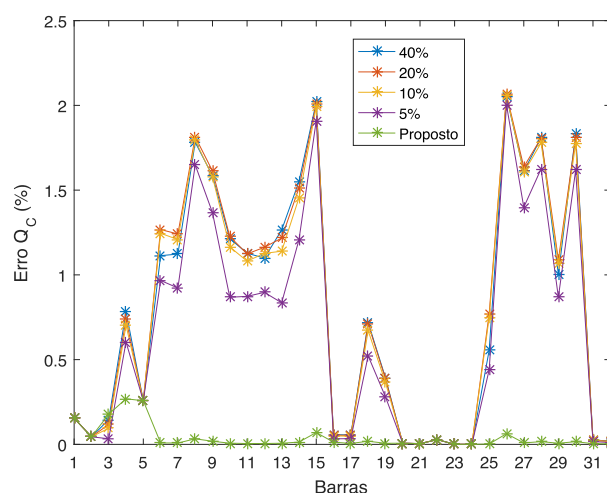


Figura 308 – Erro na Potência Reativa - Fase C



### D.0.3 Detecção de Erros Grosseiros

Com o valor de  $p = 40\%$  a detecção e identificação de erros grosseiros fica comprometida. Conforme observado nas simulações essa tarefa somente é executada com precisão ao adotar-se faixas menores de variação. Logo, a redução e o ajuste do fator  $p$  não somente melhoram os resultados obtidos, como também é de fundamental importância para a detecção e identificação de erros grosseiros.

Os resultados das Tabelas 65 e 66 mostram que para  $p = 40\%$  e com erro de 10% na medida de corrente entre os nós 5 e 6 da Fase A ( $I_{5-6}^a$ ), não é possível detectar a presença desse erro. O mesmo ocorre para  $p = 20\%$  conforme mostrado nas Tabelas 67 e 68.

Tabela 65 – Funções objetivo -  $p = 40\%$ 

Subsistema	Função Objetivo
1	0,00000000
2	0,00000000
3	0,00000000
4	0,00000000
5	0,00000000

Somente para valores de  $p = 10\%$  e  $p = 5\%$  é possível detectar a presença do erro grosseiro conforme mostrado nas Tabelas 69 e 70.

Entretanto, a identificação do erro grosseiro não é realizada com precisão, para valores de  $p = 10\%$  e  $p = 5\%$ , pois os resíduos de todas as fases do ramo que apresenta o erro são afetados. Conforme mostrado na Tabela 71 para um valor de  $p = 10\%$  e o erro na medida de corrente entre os nós 5 e 6 da Fase A ( $I_{5-6}^a$ ) os resíduos das fases B e C também são afetados. Para  $p = 5\%$  ocorre de forma similar, conforme mostrado na Tabela 72.

Com o ajuste do  $p$  conforme proposto neste trabalho a detecção é realizada por meio do monitoramento do valor da FOB, conforme mostrado na Tabela 73 e a identificação

Tabela 66 – Resíduos das Medidas de Corrente - Erro na medida de corrente da Fase A de 10% no ramo entre os nós 5 e 6 -  $p = 40\%$

Resíduos							
Barra		Medida					
De	Para	$I_{km,r}^a$	$I_{km,m}^a$	$I_{km,r}^b$	$I_{km,m}^b$	$I_{km,r}^c$	$I_{km,m}^c$
33	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1	2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	16	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	17	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1	18	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	20	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20	21	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	22	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22	23	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23	24	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	25	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
30	31	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
31	32	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Tabela 67 – Funções objetivo -  $p = 20\%$

Subsistema	Função Objetivo
1	0,00000000
2	0,00000000
3	0,00000000
4	0,00000000
5	0,00000000

por meio da inspeção dos resíduos, conforme mostrado na Tabela 74, observa-se que os resíduos das demais fases são menos afetados se comparados com os resultados de  $p = 10\%$  e  $p = 5\%$ , mostrados nas Tabelas 71 e 72.



Tabela 68 – Resíduos das Medidas de Corrente - Erro na medida de corrente da Fase A de 10% no ramo entre os nós 5 e 6 -  $p = 20\%$

Resíduos							
Barra		Medida					
De	Para	$I_{km,r}^a$	$I_{km,m}^a$	$I_{km,r}^b$	$I_{km,m}^b$	$I_{km,r}^c$	$I_{km,m}^c$
33	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1	2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	16	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	17	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1	18	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	20	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20	21	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	22	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22	23	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23	24	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	25	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
30	31	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
31	32	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Tabela 69 – Funções objetivo -  $p = 10\%$

Subsistema	Função Objetivo
1	0,00000000
2	0,00000000
3	0,00000000
4	6468,1418
5	0,00000000

Tabela 70 – Funções objetivo -  $p = 5\%$

Subsistema	Função Objetivo
1	0,00000000
2	0,00000000
3	0,00000000
4	14852,6321
5	0,00000000



