



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Tailan Romahn Garcia

**Investigação de Metodologias para Localização de Perdas Não-
Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
Utilizando Dados de Medidores Inteligentes**

CAMPINAS

2022



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Tailan Romahn Garcia

**Investigação de Metodologias para Localização de Perdas Não-
Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
Utilizando Dados de Medidores Inteligentes**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Tailan Romahn Garcia e orientada pela professora Dr^a Fernanda Caseno Trindade Arioli.

CAMPINAS

2022

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

G165i Garcia, Tailan Romahn, 1995-
Investigação de metodologias para localização de perdas não-técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando dados de medidores inteligentes / Tailan Romahn Garcia. – Campinas, SP : [s.n.], 2022.

Orientador: Fernanda Caseno Trindade Arioli.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia elétrica - Distribuição - Processamento de dados. 3. Perdas elétricas. 4. Perdas comerciais. 5. Medidores elétricos. I. Arioli, Fernanda Caseno Trindade, 1984-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Investigation of methodologies for non-technical losses location in electric power distribution systems using data from smart meter

Palavras-chave em inglês:

Electric energy - Distribution

Electric energy - Distribution - Data processing

Electric loss

Commercial loss

Electric meters

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Fernanda Caseno Trindade Arioli [Orientador]

Madson Cortes de Almeida

Joel David Melo Trujillo

Data de defesa: 04-08-2022

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-8793-9795>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/6969420388244616>

COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Tailan Romahn Garcia

R.A.: 260985

Data de Defesa: 04 de agosto de 2022

Título da Tese: Investigação de Metodologias para Localização de Perdas Não-Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Dados de Medidores Inteligentes

Presidente: Prof^a. Dr^a. Fernanda Caseno Trindade Arioli (FEEC/UNICAMP)

Membro interno: Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida (FEEC/UNICAMP)

Membro externo: Prof. Dr. Joel David Melo Trujillo (UF ABC)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à prof^a. Dra. Fernanda Caseno Trindade Arioli pela orientação que me foi dada na condução deste trabalho de pesquisa, pelo tempo e paciência investidos e por todas as sugestões que me guiaram ao decorrer deste trabalho. Também agradeço ao prof. Dr Walmir Freitas pela oportunidade de trabalhar junto ao grupo de pesquisa do LE41. A ambos, agradeço pelas conversas e conselhos valiosos que me guiaram até aqui e influenciaram minhas escolhas profissionais.

Agradeço a minha esposa Larissa Cristina de Souza Garcia, pelo apoio emocional e pelo incentivo à minha dedicação exclusiva às atividades acadêmicas, além disso agradeço a minha vó Evanir da Guarda, ao meu pai Gyll Marcos da Guarda Garcia e à minha mãe Debora Romahn, que me criaram e investiram recursos possibilitando meu contato com a universidade e me deram suporte durante toda minha vida. Também agradeço aos meus colegas do grupo de pesquisa do LE41, pelo apoio e amizade durante todo período que estive presente.

Agradeço à CPFL que pelo projeto de pesquisa e desenvolvimento ANEEL PD-02937-3018/2018 e PD-0060-3047/2018, que forneceram os dados necessários para os estudos realizados neste trabalho.

Por fim, agradeço à CAPES pelo apoio financeiro. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

RESUMO

A melhoria na eficiência da operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica está diretamente relacionada à redução das perdas, que são classificadas em perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas são inerentes à operação do sistema e estão relacionadas ao transporte de energia e transformação de tensão, já as perdas não técnicas (ou perdas comerciais) são definidas por toda parcela de perda não relacionada às perdas técnicas como erros de medição, fraudes ou furtos de energia elétrica. O conhecimento das perdas é de grande importância do ponto de vista de gerenciamento da rede e de tarifação, uma vez que custos financeiros relacionados às perdas regulatórias são repassados aos consumidores via tarifa de energia e os custos relacionados às perdas que ultrapassam o limite regulatório devem ser compensados pela distribuidora, implicando em perda de receita. Portanto o combate às perdas traz benefícios tanto para as distribuidoras, evitando a compensação dos limites regulatórios, quanto para os consumidores, beneficiados pela tarifa reduzida. O processo de modernização das redes de distribuição trouxe o advento dos medidores inteligentes, que são tecnologias modernas que podem beneficiar no combate às perdas não técnicas. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo estudar, aprimorar e comparar metodologias de detecção e localização de perdas não técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica explorando medidas fornecidas por estes equipamentos. As metodologias estudadas neste trabalho exploram análises de sistemas elétricos via equações simples de circuitos elétricos, solução de fluxo de carga ou estimação de estado, sendo aplicadas a uma rede de distribuição de energia elétrica real modelada no *software* OpenDSS. Os resultados mostraram que as metodologias avaliadas são adequadas para detecção de perdas não técnicas, contudo as metodologias mais avançadas tendem a apresentar mais bem resultados em detrimento da maior dependência dos dados de medição.

Palavras-chave: sistemas de distribuição de energia elétrica, medidores inteligentes, perdas não técnicas, fluxo de carga, estimador de estado.

ABSTRACT

The improvement on the efficiency of the operation of power electric distribution systems is directly related to the loss reduction, which is classified as technical and non-technical losses. The technical loss is inherent to the system operation and is related to the energy transport and voltage transformation, the non-technical loss (or commercial loss) is defined by the entire portion of loss not related to technical loss such as measurement error and energy fraud or theft. The knowledge of losses is of great importance from the point of view of network management and billing since the financial costs related to regulatory losses are fully passed on to consumers via billing, and the costs related to losses that exceed the regulatory limit must be compensated by the utility, resulting in loss of revenue. Therefore, losses decrease brings benefits both for distributors, avoiding the compensation of regulatory limits, and for consumers who can pay less on their electricity bills. The process of modernization in distribution networks brought the smart meters advent, which are modern technologies that can benefit in the identification of non-technical losses. In this context, this work aims to study, improve, and compare methodologies for detecting and locating non-technical losses in electrical energy distribution systems, exploring measurements provided by this equipment. The methodologies studied in this work explore electrical systems analysis as simple equations of electric circuits, load flow or state estimation algorithms, applied to a real electric power distribution network modeled in OpenDSS software. The results indicated that all the evaluated methodologies are suitable for detecting non-technical losses, however the more advanced ones tend to present better results.

Keywords: power electric distribution system, smart meters, non-technical loss, load flow, state estimators.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Perdas sobre a energia injetada em países selecionados (dados de 2014), extraído de [11].	20
Figura 1.2: Perdas sobre a energia injetada no período de 2008 a 2020 no sistema inteligido brasileiro, extraído de [9].....	21
Figura 1.3: Perdas sobre a energia injetada no Brasil por região no ano de 2020, extraído de [9].	21
Figura 1.4: Ações contra fraudes e furtos de energia, CPFL Paulista (dados do 1º Semestre de 2020), adaptado de [18].	22
Figura 1.5: Valores estimados em reais dos custos de inspeções e dos custos recuperados na campanha de inspeção realizada pela CPFL, elaborado pelo autor.....	23
Figura 2.1: Rede de distribuição com ligações diretas para furto de energia, extraído de [33].	27
Figura 2.2: Medidor danificado propositalmente, extraído de [35].....	28
Figura 2.3: Desvio de energia no padrão de entrada, extraído de [34].....	29
Figura 2.4: Desvio de energia através de acionamento remoto, extraído de [34].	29
Figura 2.5: Tipos de fraudes identificadas no ano de 2020 e 2021, elaborado pelo autor.	30
Figura 2.6: Soluções usualmente empregadas no combate às perdas não técnicas, elaborado pelo autor.	31
Figura 2.7: Classificação das soluções centralizadas, elaborado pelo autor.	34
Figura 2.8: Exemplo de <i>clusterização</i> , extraído de [54].	37
Figura 2.9: Classes de metodologias existentes para detecção de PNT em ordem de complexidade, elaborado pelo autor.	37
Figura 3.1: Diagrama unifilar georreferenciado do sistema teste, elaborado pelo autor.....	39
Figura 3.2: Diagrama unifilar georreferenciado da rede de BT com 34 UCs, elaborado pelo autor.	39
Figura 3.3: Elemento Circuit modelado no OpenDSS, elaborado pelo autor.....	40
Figura 3.4: Modelagem de transformadores $\Delta:Y_g$ modelado no OpenDSS, elaborado pelo autor.	40
Figura 3.5: Modelagem de transformadores do tipo tape central modelado no OpenDSS, elaborado pelo autor	41
Figura 3.6: Modelagem de linhas no OpenDSS, elaborado pelo autor.	42
Figura 3.7: Modelagem de cargas no OpenDSS, elaborado pelo autor.....	43

Figura 3.8: Duração do período noturno no Brasil para faturamento de energia das cargas de iluminação pública, extraído de [64].	45
Figura 4.1: Sistema de distribuição em baixa tensão alimentando cargas em paralelo, elaborado pelo autor.	49
Figura 4.2: Sistema de distribuição em baixa tensão em configuração em cascata, elaborado pelo autor.	52
Figura 4.3: Uso do medidor virtual para comparação das tensões no PAC, elaborado pelo autor.	52
Figura 4.4: Aplicação do Método V_{PAC} em um sistema de distribuição alimentando uma carga isolada, elaborado pelo autor.	53
Figura 4.5: Fluxograma do Método V_{PAC} , elaborado pelo autor.	54
Figura 4.6: Topologia do segmento do alimentador utilizado para aplicação do Método V_{PAC} no sistema de carga isolada, elaborado pelo autor.	57
Figura 4.7: Tensões normalizadas no PAC de média tensão no sistema de carga isolada teste.	57
Figura 4.8: Desvios de potência estimados para a carga com PNT no sistema de carga isolada.	58
Figura 4.9: Sistema de distribuição em baixa tensão teste, elaborado pelo autor.	60
Figura 4.10: Tensões normalizadas no PAC 2 da rede de BT teste.	61
Figura 4.11: Tensões normalizadas no PAC 4 da rede de BT teste.	61
Figura 4.12: Tensões normalizadas no PAC 5 da rede de BT teste.	62
Figura 4.13: Desvios de potência calculados pelo Método V_{PAC} para PNT 1.	63
Figura 4.14: Desvios de potência calculados pelo Método V_{PAC} para PNT 2.	63
Figura 4.15: Desvios de potência calculados pelo Método V_{PAC} para PNT 3.	63
Figura 4.16: Desvios de potência calculados pelo Método V_{PAC} para PNT 4.	63
Figura 4.17: Tensões normalizadas no PAC 4 com impedância do ramo maior.	66
Figura 4.18: Tensões normalizadas no PAC 4 com impedância do ramo menor.	67
Figura 4.19: Número de sucessos, falsos positivos e falsos negativos obtidos na aplicação do Método V_{PAC} com 20 PNTs conectadas nas redes de BT do alimentador teste.	69
Figura 4.20: Taxas de sucesso computadas nos 1.500 cenários avaliados na simulação Monte Carlo avaliando os diferentes limiares de transgressão de tensão.	70
Figura 5.1: Fluxograma geral para aplicação do Método QV, elaborado pelo autor.	79
Figura 5.2: Sistema de distribuição em baixa tensão teste, elaborado pelo autor.	81
Figura 5.3: Desvios de potência calculados para a PNT 1.	82

Figura 5.4: Desvios de potência calculados para a PNT 2.	83
Figura 5.5: Desvios de potência calculados para a PNT 3.	83
Figura 5.6: Desvios de potência calculados para a PNT 4.	83
Figura 5.7: Desvios de potência calculados em todas as barras, por fase, no sistema de distribuição teste considerando o instante das 19h.	85
Figura 5.8: Desvios de potência calculados na fase A de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 16h.	87
Figura 5.9: Desvios de potência calculados na fase B de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 16h.	87
Figura 5.10: Desvios de potência calculados na fase C de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 16h.	88
Figura 5.11: Desvios de potência calculados na fase A de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 19h.	90
Figura 5.12: Desvios de potência calculados na fase B de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 19h.	90
Figura 5.13: Desvios de potência calculados na fase C de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 19h.	91
Figura 5.14: Índice de MPD calculados para cada nó de carga considerando diferentes valores de incerteza nas medidas de potência reativa (Q).	92
Figura 5.15: Índice de MPD calculados para cada nó de carga considerando diferentes valores de incerteza nas medidas de magnitude de tensão (V).	92
Figura 5.16: Número de sucessos, falsos positivos e falsos negativos obtidos na aplicação do Método QV com 20 PNTs conectadas nas redes de BT do alimentador teste.	94
Figura 5.17: Taxas de sucesso computadas nos 1.500 cenários aferidos na simulação Monte Carlo para avaliação do Método QV.	94
Figura 6.1: Fasores das tensões de referência da rede, extraído de [39].	100
Figura 6.2: Fluxograma para detecção de PNT através da estimação de estado, elaborado pelo autor.	110
Figura 6.3: Sistema de distribuição em baixa tensão teste, elaborado pelo autor.	112
Figura 6.4: Desvios de potência estimados para a PNT 1.	113
Figura 6.5: Desvios de potência estimados para a PNT 2.	113
Figura 6.6: Desvios de potência estimados para a PNT 3.	113
Figura 6.7: Desvios de potência estimados para a PNT 4.	114
Figura 6.8: desvios de potência estimados para a PNT conectada na rede de MT.	117

Figura 6.9: Número de sucessos, falsos positivos e falsos negativos obtidos na aplicação do estimador de estado com 20 PNTs conectadas nas redes de BT do alimentador teste.....	122
Figura 6.10: Taxas de sucesso computadas nos 1.500 cenários aferidos na simulação Monte Carlo para avaliação do EESD.	122
Figura 7.1: Topologia da rede de BT utilizada para comparação dos métodos, elaborado pelo autor.	123
Figura 7.2: Desempenho dos métodos na detecção de PNTs da rede de BT teste.	124
Figura 7.3: Número de falsos positivos detectados ao avaliar uma PNT em cada método....	125
Figura 7.4: Desempenho dos métodos na detecção de PNTs de rede de BT teste considerando um fator de potência de 0,85 indutivo para a potência desviada.	125
Figura 7.5: Número de falsos positivos detectados ao avaliar uma PNT em cada método, considerando um fator de potência de 0,85 indutivo para a potência desviada.....	126
Figura A.1: Ramo genérico para aplicação do processo da varredura inversa, elaborado pelo autor.	140
Figura A.2: Modelo de linha com capacitância shunt, elaborado pelo autor.	140
Figura A.3: Banco de transformadores monofásicos ligados em $\Delta:Y_g$ (hora 11), adaptado de [67]	142
Figura B.1: Modelo empregado para linha com N condutores conectados entre duas barras, extraído de [68].....	143
Figura B.2: Modelo empregado para elementos shunt, , extraído de [68].	144

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Serviços cobráveis homologados pela ANEEL, extraído de [20].	22
Tabela 3.1: Grupos e subgrupos estabelecidos pela ANEEL nos consumidores, extraído de [59].	44
Tabela 3.2: Valores típicos de incerteza para medidores inteligentes, adaptado de [37].	46
Tabela 3.3: Valores de incerteza considerados para medidores inteligentes nos cenários em estudo, elaborado pelo autor.	47
Tabela 4.1: Características da PNT conectada ao sistema de carga isolada.	57
Tabela 4.2: Índice F_w e desvio de energia calculados no sistema de carga isolada.	59
Tabela 4.3: Característica das perdas não técnicas presentes no sistema teste.	60
Tabela 4.4: Índice F_w e desvio de energia calculados no sistema teste.	64
Tabela 4.5: Índice F_w e desvio de energia calculados no sistema teste, para detecção de PNTs com fator de potência de 0,85 indutivo.	65
Tabela 4.6: Característica da PNT presente no sistema teste para estudo de caso.	66
Tabela 4.7: Dados estatísticos das taxas de sucessos computadas na simulação Monte Carlo para avaliação do Método V_{PAC} .	70
Tabela 5.1: Característica das PNTs presentes no sistema teste.	82
Tabela 5.2: Desvios de potência acumulada para as barras candidatas à PNT no sistema teste.	84
Tabela 5.3: Desvios de potência acumulada para as barras candidatas à PNT no sistema teste, considerando as PNTs com fator de potência de 0,85.	85
Tabela 5.4: Características da PNT considerada na rede de MT do alimentador teste.	86
Tabela 5.5: Desvios de potência acumulada calculados para as barras candidatas à PNT na rede de MT do alimentador teste.	88
Tabela 5.6: Característica das PNTs consideradas nas redes de BT do alimentador teste.	89
Tabela 5.7: Desvios de potência acumulada calculados para as barras candidatas à PNT no alimentador.	89
Tabela 5.8: Dados estatísticos das taxas de sucessos computadas na simulação Monte Carlo para avaliação do Método QV.	94
Tabela 6.1: Característica das PNTs presentes no sistema teste.	112
Tabela 6.2: Estimações de estado ocorridas para detecção das PNTs no horário das 19h (valores em pu – potência de base de 10kVA).	115
Tabela 6.3: Desvios de potência acumulados no horário das 19h.	115

Tabela 6.4: Desvios de potência acumulados no horário das 19h, considerando desvios de potência com fp de 0,85.....	116
Tabela 6.5: Características da PNT considerada na rede de MT do alimentador teste.	117
Tabela 6.6: desvios de potência ativa acumulados para a barra com PNT em todo período avaliado.....	118
Tabela 6.7: desvios de potência ativa acumulados para a barra com PNT no horário das 16h.	118
Tabela 6.8: Característica das PNTs consideradas nas redes de BT do alimentador teste.	119
Tabela 6.9: Desvios de potência acumulados para as barras suspeitas de PNT.	120
Tabela 6.10: Dados estatísticos das taxas de sucessos computadas na simulação Monte Carlo para avaliação do Método QV.	122
Tabela 7.1: Principais características comparadas nos métodos de detecção e localização de perdas não técnicas implementados, elaborado pelo autor.	126
Tabela B.1: Admitâncias próprias e mútuas dos modelos de transformadores trifásicos abaixadores, em pu, extraído de [76].....	146

LISTA DE ABREVIATURAS

AMB	Admittance Matrix Based
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANOVA	Analysis of Variance
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BT	Baixa tensão
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CME	Composed Measurement Error
EESD	Estimador de Estado em Sistema de Distribuição
EF	Energia Faturada
EI	Energia Injetada
HTI	Hypotheses Testing Identification
GE	Gross errors
ICMS	Imposto Sobre Mercadoria e Serviços
IP	Iluminação Pública
MPD	Mínima Potência Detectável
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
MT	Média Tensão
MV	Medidor Virtual
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PNT	Perdas Não Técnicas
PT	Perdas Técnicas
QSTS	Quasi-Static Time-Series
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SM	Smart Meter
SSDBT	Segmento do Sistema de Distribuição em Baixa Tensão
SSDMT	Segmento do Sistema de Distribuição em Média Tensão
SVM	Support Vector Machine
TC	Transformador de Corrente
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Justificativa e motivação.....	19
1.2	Objetivos	24
1.3	Organização desta dissertação	25
2	CARACTERIZAÇÃO E DETECÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS	27
2.1	Tipos de fraudes associadas a perdas não técnicas	27
2.2	Métodos de detecção de perdas não técnicas	30
2.2.1	Soluções distribuídas.....	32
2.2.2	Soluções centralizadas.....	33
3	PREPARAÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO	38
3.1	Ferramentas empregadas nos estudos	38
3.2	Descrição dos dados.....	38
3.2.1	Dados do sistema teste	38
3.2.2	Dados de perfil de carga.....	43
3.2.3	Dados de medição	45
4	MÉTODO DA ESTIMAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO DE ACOPLAMENTO COMUM (MÉTODO V_{PAC})	48
4.1	Metodologia	48
4.1.1	Índice para auxiliar na detecção da PNT.....	53
4.1.2	Fluxograma geral do Método V_{PAC}	54
4.2	Aplicação do Método V_{PAC}	56
4.2.1	Rede de BT alimentando uma carga isolada	56
4.2.2	Rede de BT teste	59
4.2.3	Sensibilidade do método em relação à impedância do ramo.....	65
4.2.4	Análise de desempenho	67
5	FLUXO DE CARGA MODIFICADO (MÉTODO QV)	71
5.1	Metodologia	71
5.1.1	Índices propostos para auxiliar na detecção da PNT.....	77

5.1.2	Fluxograma geral do Método QV	79
5.2	Aplicação do Método QV	81
5.2.1	Rede de BT teste	81
5.2.2	Alimentador completo.....	86
5.2.3	Sensibilidade do método em relação aos erros inerentes à medição	91
5.2.4	Análise de desempenho	93
6	DETECÇÃO DE PNT ATRAVÉS DA ESTIMAÇÃO DE ESTADO	95
6.1	Metodologia	95
6.1.1	Estimador de estado tradicional via equação normal	96
6.1.2	Estimador de estado AMB via equação normal	98
6.1.3	Estimador de estado AMB via tableau esparso	104
6.1.4	Deteccção de erros grosseiros associados à PNT.....	106
6.1.5	Tratamento do erro grosseiro	109
6.1.6	Fluxograma geral para deteccção de PNT através da estimação de estado	110
6.2	Aplicação do estimador de estado para deteccção da PNT.....	111
6.2.1	Sistemas de BT.....	112
6.2.2	Alimentador completo.....	116
6.2.3	Análise de desempenho	120
7	ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS MÉTODOS DE DETECÇÃO DE PNT	123
8	CONCLUSÃO	130
8.1	Sugestões de trabalhos futuros.....	131
9	REFERÊNCIAS.....	132
ANEXO A – MODELOS EMPREGADOS NO PROCESSO DE VARREDURA INVERSA		140
ANEXO B – MATRIZES PRIMITIVAS UTILIZADAS NOS ALGORITMOS DE FLUXO DE CARGA E ESTIMADOR DE ESTADO		143

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEEs) vêm sendo submetidos a um processo de modernização incentivado por diretrizes regulatórias, busca por lucratividade e maior envolvimento dos consumidores em assuntos relacionados ao setor elétrico, uma vez que eles passaram a possuir cargas mais sensíveis e a lucrar com instalação de geradores, principalmente fotovoltaicos, em suas unidades. As empresas de distribuição de energia elétrica, os consumidores e os órgãos regulatórios esperam que esta modernização seja acompanhada por melhorias na qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica e também esperam por uma maior eficiência na operação das redes.

A melhoria na eficiência dos sistemas de distribuição está diretamente relacionada à redução das perdas de energia elétrica, as quais são classificadas em perdas técnicas (PT) e perdas não-técnicas (PNT) [1]. As perdas técnicas são inerentes ao funcionamento do sistema, uma vez que parte da energia é dissipada no processo de transporte, transformação de tensão e pelos equipamentos de medição. Estas perdas estão associadas às características de carregamento e configuração das redes no sistema de distribuição. A redução das perdas técnicas se dá, entre outros fatores, através de recondutoramento [2] ou substituição de transformadores e outros equipamentos obsoletos [3]. Já as perdas não-técnicas (ou comerciais) são definidas por toda e qualquer perda que não está relacionada as perdas técnicas, sendo apuradas através da diferença entre as perdas totais do sistema e as perdas técnicas. Estas perdas podem estar associadas a furtos ou fraudes de energia elétrica, problemas no medidor ou erros de faturamento [1], bem como à má gestão das distribuidoras em relação ao faturamento ou envio da conta de energia elétrica.

Os custos relacionados às perdas técnicas são repassados às unidades consumidoras, uma vez que são inevitáveis no processo de transmissão e distribuição de energia elétrica. Estes custos são estimados com base nos valores regulatórios de perdas técnicas, calculados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), assumindo níveis de eficiência conforme as características da rede elétrica de cada concessionária. Tendo conhecimento das perdas técnicas em um sistema, a apuração das perdas não técnicas é dada pela diferença entre a energia injetada (EI) e a soma da energia faturada (EF) com as perdas técnicas (PT), conforme (1.1) [4].

$$PNT = EI - (EF + PT) \quad (1.1)$$

Os limites regulatórios de perdas técnicas e não técnicas são estabelecidos no processo de revisão tarifária periódica de cada distribuidora, ocorrendo em ciclos de 3 a 5 anos, sendo os limites regulatórios de perdas não técnicas calculados conforme as regras vigentes no Submódulo 2.6 do PRORET [5].

A metodologia específica para o tratamento regulatório das perdas foi estabelecida na nota técnica nº 342/2008 [6] sendo implementada com base no modelo *Yardstick Compensation*, que consiste na utilização dos custos de uma empresa semelhante para determinação da meta de custo utilizada na empresa examinada [7]. Contudo a aplicação deste modelo necessita de adaptações devido a diversidade dos desafios intrínsecos às diferentes áreas de concessão das distribuidoras, neste contexto avalia-se primeiramente as empresas que atuam em ambientes homogêneos, que permitem a comparação direta, posteriormente para avaliação em ambientes heterogêneos é identificada uma empresa de referência para comparação das demais empresas. A identificação da empresa de referência é realizada através de *benchmarking*, o qual estabelece que o desempenho do melhor agente em um conjunto de empresas é utilizado como valor de referência para as demais, enquanto no modelo original de *Yardstick Compensation*, as metas são estabelecidas para cada empresa, de forma singular [8]. Além do modelo de *benchmarking*, utiliza-se os conceitos de pontos de partida e velocidade de redução de perdas, que juntos estabelecem uma trajetória das perdas regulatórias estipulada para cada ano do ciclo tarifário. Esta trajetória reflete as expectativas do órgão regulador em relação a redução das perdas considerando cada empresa, desde um ponto de partida determinado até a meta imposta para o final do período regulatório [7].

Sendo estabelecidos os limites regulatórios das perdas em um ciclo tarifário, os custos da parcela de PNT que não extrapolam os limites regulatórios são repassados aos consumidores via tarifa de energia elétrica, enquanto a violação dos limites regulatórios de perdas não técnicas implica em glosa, cujo custo é atribuído à concessionária [9]. Mesmo perdas de energia elétrica menores que 1% podem representar perda de receita significativa uma vez que o total se trata de toda a energia injetada nas redes da distribuidora. O estado também é prejudicado, pois deixa de arrecadar o Imposto sobre Comércio e Serviço (ICMS), cobrado na conta de energia elétrica.

Quando uma distribuidora recupera um montante de consumo de energia irregular, ele é incorporado ao mercado, de forma que o valor recuperado seja rateado com os demais consumidores, implicando em diminuição na tarifa de energia elétrica. Portanto, a redução das perdas traz benefícios para às distribuidoras, implicando em operação mais eficiente do sistema de distribuição e evitando pagamento de multas por violação dos limites de perdas não técnicas;

e também aos consumidores, visto que há uma redução dos limites regulatórios de perdas não técnicas no sistema de distribuição resultando em aumento no rateio dos demais custos, o que por consequência pode provocar uma redução na tarifa de energia elétrica [9].

Para o combate às perdas não técnicas, as distribuidoras apostam em campanhas de prevenção e conscientização da população quanto ao caráter criminoso da realização da fraude ou furto de energia, alertando ao fato de que quem paga pela energia furtada são os demais consumidores regulares. Também são realizadas campanhas de inspeção e perícias técnicas em regiões selecionadas com o objetivo de encontrar irregularidades ou fraudes no sistema de distribuição. As regiões de inspeção são selecionadas utilizando análises estatísticas e ferramentas de inteligência artificial com base nas características socioeconômicas, perfis de consumo de cada cliente e históricos de ocorrência de fraude. Em [10] é proposto um método que visa levantar regiões com maiores probabilidades de ocorrência de perdas não técnicas, avaliando dados socioeconômicos e a infraestrutura elétrica do sistema em locais onde há ocorrência de fraude, utilizando análises espaciais e cadeia de Markov para classificação dos perfis de consumo e levantamento das áreas com maiores probabilidades de PNT. Outra metodologia empregada é o acompanhamento do consumo mensal de energia elétrica das unidades consumidoras, quando este consumo cai bruscamente, ele é selecionado para inspeção, pois pode estar associado ao furto de energia ou a algum problema no medidor.

De modo geral, as metodologias empregadas pelas concessionárias em relação ao combate às perdas não técnicas possuem como fator limitante o alto custo, possibilidade de gerar constrangimento ao consumidor, agressão física à equipe que realiza a inspeção e dificuldade de obtenção de provas do ato para responsabilização dos infratores. Os custos altos são referentes principalmente às inspeções técnicas, que requerem planejamento, equipe, deslocamento e processo judicial. O custo das inspeções é atribuído aos consumidores somente quando a fraude é comprovada; caso contrário, a distribuidora arca com eles.

Tendo em vista os desafios relacionados ao combate às perdas não técnicas, diversas pesquisas vêm explorando a potencialidade dos medidores inteligentes em aplicações e estudos relacionados à detecção e localização de perdas não técnicas. A seguir apresentam-se justificativas e as motivações acerca do tema desta pesquisa.

1.1 Justificativa e motivação

As perdas de energia nos sistemas de distribuição são um problema mundial, envolvendo desde países subdesenvolvidos até países desenvolvidos, dados de 2014 apontam

que o Brasil está entre os 5 países que apresentam maiores perdas globais (composição de perdas técnicas e não técnicas) de energia elétrica no mundo (Figura 1.1) [11].

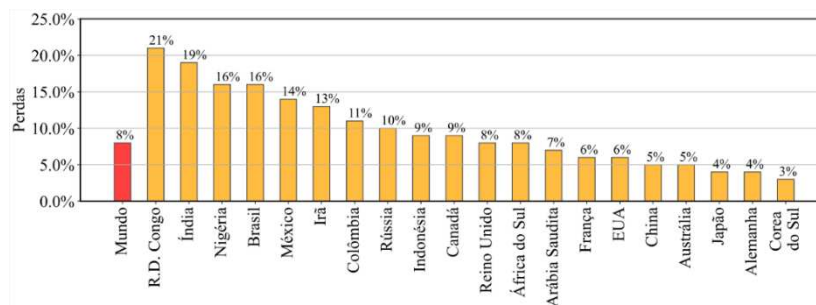


Figura 1.1: Perdas sobre a energia injetada em países selecionados (dados de 2014), extraído de [11].

As origens das perdas não técnicas dependem de fatores culturais, sociais e econômicos [12], mesmo em classes sociais favorecidas são encontradas fraudes no registro do consumo de energia elétrica [13]. Recentemente com o advento das criptomoedas os consumidores têm fraudado energia elétrica para mineração (processo responsável por validar as transações das criptomoedas através da execução de algoritmos complexos em uma *blockchain*¹ [14]), uma vez que os custos operacionais desta tarefa são referentes somente ao consumo de energia elétrica [15], [16]. No Brasil, a distribuidora RGE localizou uma usina clandestina de mineração de criptomoedas no estado do Rio Grande do Sul que funcionava 24 horas por dia, 7 dias por semana. Para o funcionamento da estrutura de mineração, que contava com mais 100 computadores em funcionamento, foi instalado de forma clandestina um transformador de energia de 300kVA, ligado direto na rede da concessionária. Além do risco eminente de choque elétrico para a população, considerando a grande carga exigida para esta atividade, o consumo ilegal da energia causava danos a qualidade de energia (nível de tensão em regime permanente) para os moradores da localidade [17].

Ainda no Brasil, a edição 01/2021 do relatório de perdas efetuado pela ANEEL apresenta um crescimento das perdas totais nos últimos 4 anos, tal característica acontece principalmente devido a um aumento na parcela de perdas não técnicas que vem crescendo neste período (Figura 1.2) [9]. Além disso, em 2020 as perdas totais na distribuição representaram aproximadamente 14,8% de todo mercado consumidor, configurando mais que o consumo de energia elétrica das Regiões Norte e Centro-Oeste no ano de 2018 [9].

¹ Blockchain é um mecanismo de banco de dados avançado que permite o compartilhamento transparente de informações em um rede, ele é capaz de armazenar dados em blocos interligados em uma cadeia, de forma consistente, uma vez que não é possível excluir nem modificar a cadeia sem o consenso da rede [14].

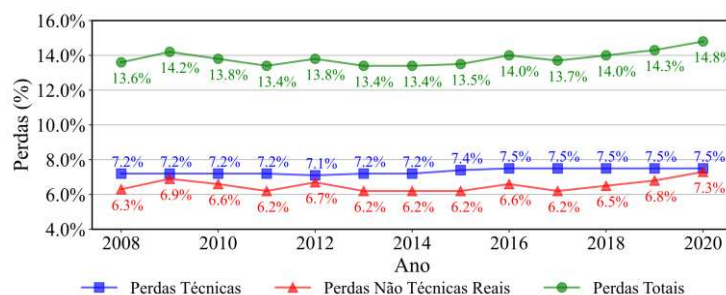


Figura 1.2: Perdas sobre a energia injetada no período de 2008 a 2020 no sistema brasileiro, extraído de [9].

A Figura 1.3 apresenta as perdas ocorridas no sistema de distribuição no ano de 2020, discretizadas por região. É possível perceber que, de modo geral, a perda não técnica real geralmente é maior que a perda não técnica regulatória (calculada de acordo com as regras vigentes no módulo 2.6 do PRORET [5]), implicando em glosa para as distribuidoras.

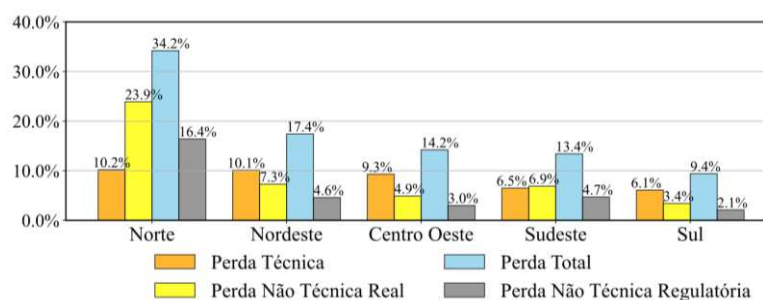


Figura 1.3: Perdas sobre a energia injetada no Brasil por região no ano de 2020, extraído de [9].

No mesmo relatório é informado que no ano de 2020 as perdas não-técnicas reais representaram um custo de R\$ 8,6 bilhões (desconsiderando os tributos) [9]. Conforme discutido previamente, parte deste custo é repassado aos consumidores através da tarifa de energia elétrica, e parte é compensado pela concessionária representando perda de receita para a distribuidora.

Em vista do volume das perdas não técnicas e que elas podem implicar em glosa, as distribuidoras têm investido em campanhas de inspeção e perícia técnica, a Figura 1.4 apresenta os resultados de ações contra fraude tomadas pela CPFL Paulista no primeiro semestre de 2020 [18]. Na campanha realizada, os elevados números de inspeções em relação ao número de fraudes detectadas configuram baixa assertividade com média geral de 11,57% de sucesso em toda campanha.

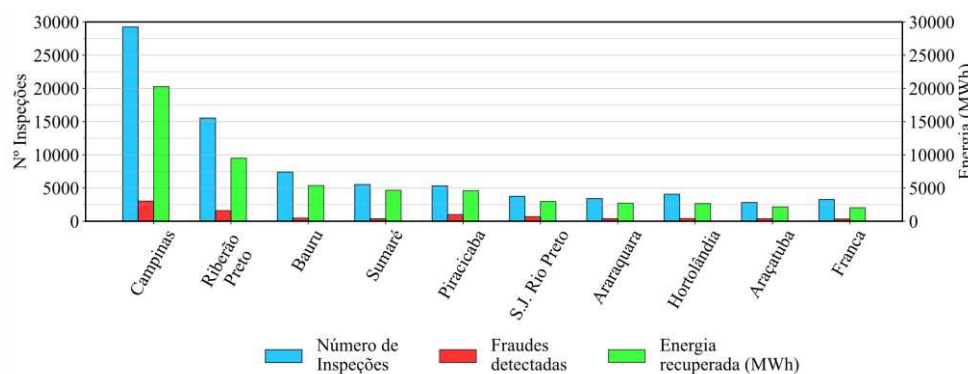


Figura 1.4: Ações contra fraudes e furtos de energia, CPFL Paulista (dados do 1º Semestre de 2020), adaptado de [18].

A ANEEL disponibiliza um ranking das tarifas vigentes homologadas, expressas em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), o valor disponibilizado não contempla tributos e outros fatores que compõem a tarifação completa como taxa de iluminação pública e adicional de bandeira tarifária. A tarifa média consultada para a CPFL Paulista no ano de 2022, é de 0,596 R\$/kWh considerando a tarifa convencional [19]. Conhecendo a energia recuperada é possível obter o valor monetário, convertido em reais (R\$), recuperado pela distribuidora na campanha de medição. Cada distribuidora também possui um custo de inspeção estipulado conforme estabelecido na Resolução Homologatória N°2.971 [20]. A Tabela 1.1 apresenta alguns dos serviços cobráveis homologados pela ANEEL em casos de inspeções, os quais são repassados ao consumidor em casos de comprovação de fraude.

Tabela 1.1: Serviços cobráveis homologados pela ANEEL, extraído de [20].

Serviços cobráveis	Grupo B (R\$)			Grupo A (R\$)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
Vistoria de unidade consumidora	8,09	11,57	23,15	69,52
Visita Técnica	8,09	11,57	23,15	69,52
Custo administrativo	138,96	208,44	347,52	4.633,23
Total	155,14	231,58	393,82	7.772,27

Sabendo dos custos de inspeção por unidade consumidora é possível levantar os custos da campanha de inspeção e compará-los com os custos resgatados através da energia recuperada na campanha de medição. Considere uma distribuidora que apresenta uma proporção de 25% dos consumidores com conexão monofásica, 58% com conexão bifásica e 16% com conexão trifásica, todos do Grupo B, os demais consumidores (1%) são conectados em média tensão (Grupo A). Com base nestes valores de proporção e assumindo-se conhecer os custos totais de

inspeção (baseados nos valores da Tabela 1.1) é possível estimar o custo da campanha de inspeção realizada pela CPFL e compará-los com os valores de energia estimada convertida em reais. A Figura 1.5 apresenta os custos estimados considerando instalações conectadas em MT e BT em suas respectivas proporções em comparação com o valor da energia recuperada convertida em valor monetário, nestes resultados considera-se que o custo é atribuído à distribuidora somente em falsas indicações, pois nos casos de fraude o custo da inspeção é repassado integralmente ao consumidor.

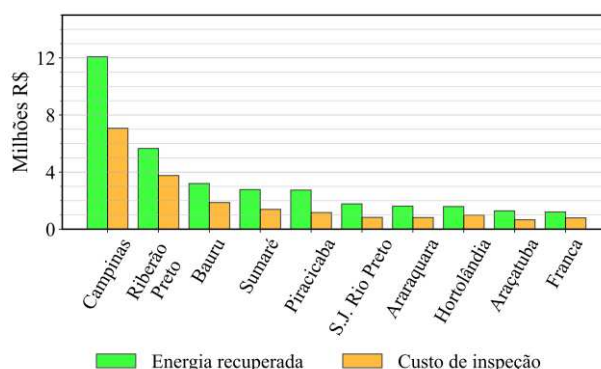


Figura 1.5: Valores estimados em reais dos custos de inspeções e dos custos recuperados na campanha de inspeção realizada pela CPFL, elaborado pelo autor.

O custo total da campanha de inspeção é de aproximadamente R\$ 19,33 milhões contra R\$ 33,91 milhões recuperados. Ressalta-se que este custo é uma estimativa grosseira e pode haver outros custos no processo de combate a perdas não técnicas que não foram tratados neste trabalho. De qualquer forma, entende-se que as distribuidoras não são prejudicadas financeiramente com a realização das inspeções. Caso contrário, não seria uma prática adotada por elas.

Nesta conjuntura, o emprego de uma infraestrutura avançada de medição (do inglês, *Advanced Metering Infrastructure*, AMI) composta por medidores inteligentes (do inglês, *Smart Meters*, SM) com comunicação de dados em duas vias além de trazer benefícios relacionados ao gerenciamento do sistema pode colaborar no combate às perdas não técnicas, aumentando a assertividade nas campanhas de medição e tornando o processo mais eficiente e lucrativo [21], [22], [23]. Conforme cresce o emprego destas tecnologias, os custos tendem a cair, reduzindo também a razão entre custo e benefício.

No mundo, as distribuidoras de energia elétrica vêm investindo na substituição de medidores convencionais por medidores inteligentes visando melhorias no gerenciamento e monitoramento dos sistemas de distribuição. O mercado mundial de medidores inteligentes estima um crescimento de USD 19,6 bilhões em 2021 para USD 30,2 bilhões em 2026, com

uma taxa de crescimento anual composta (CAGR) de 9% [24]. Nos EUA, cerca de 98 milhões de medidores inteligentes foram instalados até o ano de 2019, havendo uma projeção de totalizarem 115 milhões até o final do ano de 2021 [25]. No final de 2020, na Europa, a penetração de medidores inteligentes em todo continente correspondia a aproximadamente 49%, com expectativa de atingir 68% até 2026 [26]. Um levantamento oficial do governo da Grã-Bretanha realizado no final do ano de 2021 afirma que 50% de todos os medidores presentes no sistema elétrico são medidores inteligentes, havendo um crescimento de 7% em relação ao final do ano anterior (2020) [27].

No Brasil, as distribuidoras também têm investido na instalação de medidores inteligentes, a CPFL substituiu medidores analógicos ou eletrônicos por medidores inteligentes com comunicação de dados em todas as unidades consumidoras (UCs) do grupo B localizada cidade de Jaguariúna-SP [28]. A Elektro, distribuidora do grupo Neoenergia, está trabalhando na substituição de medidores convencionais por medidores inteligentes nas cidades de Atibaia-SP, Bom Jesus dos Perdões-SP e Nazaré Paulista-SP, de forma que 100% dos medidores instalados nestas cidades sejam medidores inteligentes [29]. Em 2021, a Enel efetuou a substituição de 89 mil medidores inteligentes na zona oeste da capital paulista, tendo como meta a substituição de 300 mil medidores até abril de 2022 [30]. Entretanto o emprego massivo de tal tecnologia vem sendo postergado no Brasil devido a fatores como a crise econômica e falta de entendimento da importância dos dados de medição, uma vez que as distribuidoras atualmente estão interessadas somente no faturamento da energia consumida, função primária dos medidores de energia elétrica. Contudo, estes dados também podem ser utilizados para monitoramento em tempo real da rede, permitindo um melhor gerenciamento com tomadas rápidas de decisões; monitoramento dos indicadores de qualidade energia, como limites regulatórios de transgressões de tensão, desequilíbrio da rede, distorções harmônicas, entre outros; além disso é possível utilizá-los para implementação de metodologias para detecção de anomalias, como faltas e perdas não técnicas como será apresentado neste trabalho.

1.2 Objetivos

Este trabalho é parte de uma série de trabalhos de pesquisa orientados pela docente no tema de detecção e localização de PNT nos sistemas de distribuição de energia elétrica monitoradas por medidores inteligentes. Os objetivos deste trabalho em particular consistem em (a) propor e avaliar melhorias em três metodologias já trabalhadas pelo grupo de pesquisa

no qual o aluno se insere, utilizando modelos de redes de distribuição de energia elétrica reais, e (b) comparar o desempenho e sensibilidade de cada método no combate a perdas não técnicas.

Os três métodos utilizados neste trabalho como referências principais são baseados na análise de sistemas elétricos, algoritmos de fluxo de carga e estimação de estado em sistemas distribuição de energia elétrica. Todas as metodologias empregam medições provenientes de medidores inteligentes, de forma a agregar valor a esta tecnologia de modo a incentivar seu emprego, e são complementares na aplicação e no desempenho das redes de BT e de MT.

Outro ponto a se destacar é a realização de teste destes algoritmos em redes de distribuição de energia elétrica reais, a fim de permitir identificar as dificuldades que uma distribuidora pode enfrentar ao implementar os métodos.

1.3 Organização desta dissertação

Esta seção descreve a organização deste trabalho.

No Capítulo 2, apresenta-se brevemente as principais ações empregadas para furto ou fraude de energia elétrica. Também são discutidas metodologias de detecção e localização de perdas não técnicas presentes na literatura.

O Capítulo 3 descreve o sistema de distribuição de energia elétrica teste utilizado para estudos neste trabalho, discute a metodologia utilizada para aquisição do conjunto de medidas simulando os dados fornecidos pelos medidores inteligentes e apresenta as considerações sobre a topologia do sistema e o consumo das cargas de iluminação pública adotadas para implementação dos códigos.

O Capítulo 4 foca na metodologia de detecção de PNT através da estimação da tensão no ponto de acoplamento comum (Método V_{PAC}). São apresentadas as aplicações nos sistemas de distribuição teste selecionados avaliando os resultados do método buscando expor os principais desafios relacionados a sua aplicação, também é apresentada uma análise de sensibilidade do Método V_{PAC} em relação à impedância do ramo cuja PNT está presente, explicitando a dificuldade de detecção de PNT em ramos de baixa impedância.

No Capítulo 5, investiga-se a metodologia de detecção de perdas não técnicas através da aplicação de um algoritmo de fluxo de carga modificado (Método QV) bem como sua aplicação nas redes de distribuição de energia elétrica, buscando expor os principais desafios e limitações do método.

O Capítulo 6 apresenta o estimador de estado fazendo uma revisão dos métodos tradicionais e AMB via equação normal e Tableau esparso, por fim é apresentado a metodologia

empregada para detecção de PNT explorando a ferramenta de estimação de estado. Posteriormente são realizados estudos e simulações nos modelos reais do sistema de distribuição teste.

O Capítulo 7 traz a aplicação dos três métodos investigados nos mesmos estudos de caso de forma a permitir a comparação do desempenho de cada um deles.

O Capítulo 8 conclui o trabalho e apresenta sugestões de trabalho futuros.

O Anexo A apresenta os modelos empregados para implementação no processo de varredura inversa necessário para implementação do Método V_{PAC} e o Anexo B apresenta as matrizes primitivas dos elementos considerados para implementação do Método QV e do estimador de estado.

2 CARACTERIZAÇÃO E DETECÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

Neste capítulo, apresentam-se as principais ações de furto ou fraude de energia elétrica utilizadas pelos infratores e metodologias propostas para detecção de perdas não técnicas presentes na literatura.

2.1 Tipos de fraudes associadas a perdas não técnicas

Várias são as ações aplicadas pelos consumidores para prática do furto e fraude de energia elétrica, que variam desde as mais simples como ligação direta, até as mais sofisticadas como alterações em hardware de medidores eletrônicos ou inteligentes. Primeiramente é necessário distinguir furto e fraude de energia elétrica. O furto consiste em um desvio de energia direto das redes públicas da distribuidora não envolvendo necessariamente os equipamentos de medição; fraude é uma adulteração no medidor visando a redução da demanda ou do consumo de energia elétrica, induzindo a concessionária a um erro na leitura do medidor [31].

O método mais simples e direto utilizado para furto de energia elétrica são as ligações diretas nas redes das distribuidoras. Esta é uma das principais causadoras de acidentes envolvendo risco de morte por parte dos infratores devido à falta de conhecimento das redes de distribuição e ao choque elétrico [32]. A técnica de ligação direta tipicamente praticada pelos consumidores em baixa tensão (BT) é o *fishing* (do inglês, pescaria) no qual é lançado um cabo elétrico com um gancho em sua extremidade capaz de se fixar na rede de distribuição; outros consumidores se arriscam a ponto de subir nos postes e efetuar a ligação direta expondo-se, além do risco de choque elétrico, ao risco de queda.

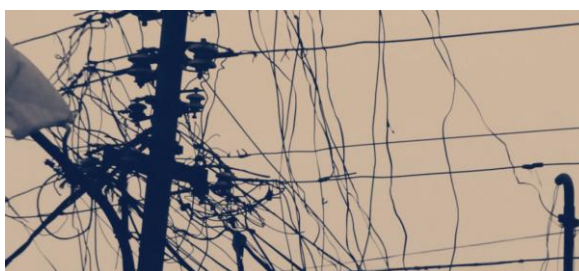


Figura 2.1: Rede de distribuição com ligações diretas para furto de energia, extraído de [33].

Devido ao fácil acesso ao medidor por parte dos infratores, diversas são as técnicas utilizadas para fraude de energia elétrica, variando das mais rebuscadas às mais rústicas, como danos propositais ao medidor (Figura 2.2). As fraudes mais comuns encontradas pelas distribuidoras são: perfuração do vidro do medidor para acesso aos mecanismos internos,

alteração dos ajustes do medidor, inversão de bobinas de corrente, substituição dos transformadores de corrente (TCs) por outros com relação de transformação maior, isolamento dos terminais dos TCs, alteração no valor da leitura do mostrador do medidor, alargamento dos contatos do medidor dificultando o contato elétrico no circuito medidor ou até mesmo banho de verniz nos terminais do medidor [34].



Figura 2.2: Medidor danificado propositalmente, extraído de [35].

A fraude também pode ocorrer no padrão de entrada das unidades consumidoras. Nestes casos, os infratores utilizam de técnicas de *by-pass* do medidor o que permite passagem de energia elétrica de modo que não seja registrado no medidor. Este procedimento geralmente é realizado através de perfuração no eletroduto do ramal de entrada permitindo acesso aos cabos de energia antes do medidor (Figura 2.3), também existem técnicas mais sofisticadas que podem utilizar relés de ligação com acionamento remoto para realização do *by-pass* do medidor (Figura 2.4) [34]. As técnicas de *by-pass* não são tão simples de identificar quanto as ligações diretas na rede primária, sendo necessário inspeção técnica para avaliar a instalação elétrica do local para identificação do ponto de fraude.

Nem sempre a perda não técnica está associada ao furto ou fraude de energia elétrica, pois podem existir casos de irregularidades nas cobranças, devido a erros cometidos pelo leiturista ou problemas associados a defeitos no próprio medidor de energia elétrica, tais problemas podem ocorrer devido à obsolescência do medidor ou a parâmetros externos, como temperatura e avarias do tempo.

Dados da distribuidora que forneceu os modelos elétricos das redes de distribuição utilizadas neste trabalho apontam que no ano 2020 a maior parte das perdas não técnicas apuradas estavam relacionadas à defeitos nos medidores. Entretanto, no ano seguinte, a quantidade de medidores adulterados tornou-se a maior parcela entre as perdas não técnicas

averiguadas (Figura 2.5(a) e Figura 2.5(b)), tal fator ocorre devido à atuação da distribuidora para reparo ou substituição dos medidores defeituosos.

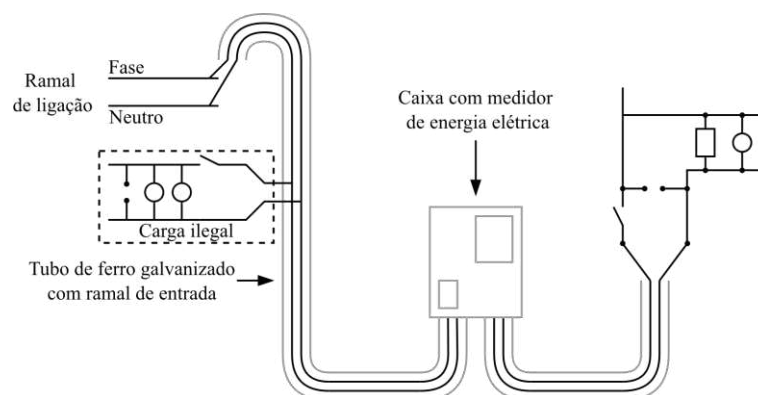


Figura 2.3: Desvio de energia no padrão de entrada, extraído de [34].

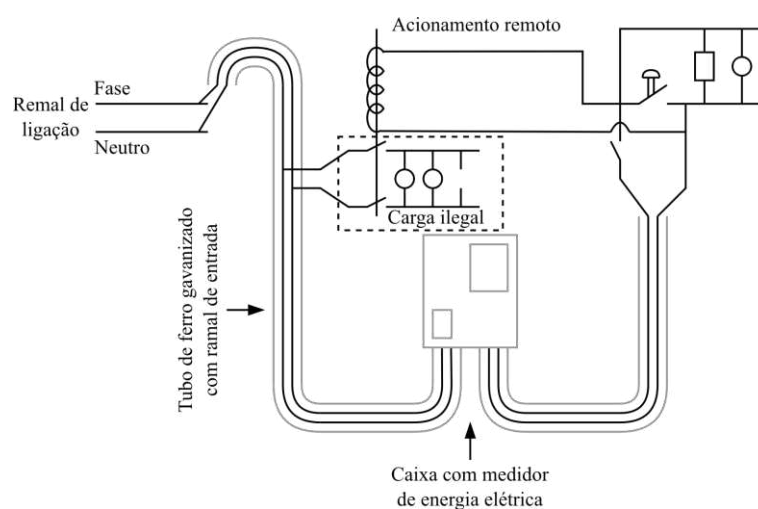
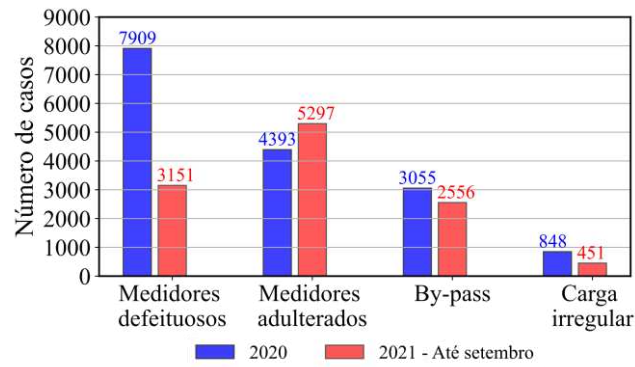
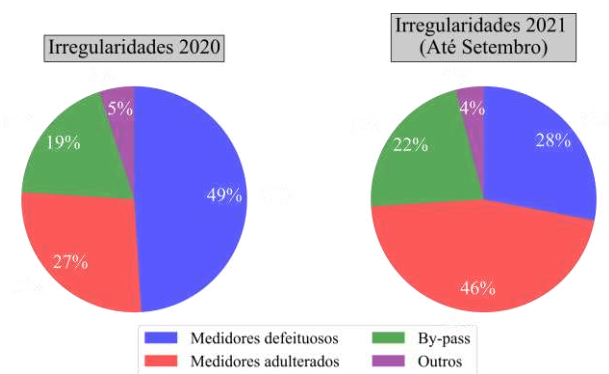


Figura 2.4: Desvio de energia através de acionamento remoto, extraído de [34].



(a) Números de casos.



(b) Percentuais de casos.

Figura 2.5: Tipos de fraudes identificadas no ano de 2020 e 2021, elaborado pelo autor.

Visto as ações tomadas pelos fraudadores, a próxima seção apresenta atuações das distribuidoras no combate às perdas não técnicas.

2.2 Métodos de detecção de perdas não técnicas

O avanço das redes inteligentes e da infraestrutura avançada de medição possibilita um grande volume e variedade de dados que podem ser avaliados em uma unidade central de processamento. Informações adicionais também podem ser agregadas à estas medições com o objetivo de explorar técnicas mais eficientes no gerenciamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Neste âmbito, diversas pesquisas vêm sendo realizadas buscando explorar a potencialidade das redes monitoradas por medidores inteligentes e, dentre os temas relacionados, o combate às perdas não técnicas tem ganhado destaque [36], [37]. As medidas fornecidas pelos medidores inteligentes vêm sendo exploradas para detecção de erros de topologia [39], detecção de transgressões de tensão [38], localização de faltas de alta impedância [40] e de perdas não-técnicas [36], [37].

De forma geral, as metodologias tipicamente empregadas no combate às perdas não-técnicas podem ser classificadas em soluções distribuídas e centralizadas. As soluções distribuídas são focadas na construção, instalação ou funções integradas aos medidores de energia elétrica, *e.g.* caixas de blindagem que cobrem totalmente os pontos de conexão dos medidores, instalação de medidores em locais de difícil acesso normalmente fora das unidades consumidoras (em postes), instalação de sensores com funções antifurto e utilização de outros equipamentos *in loco* para detecção de fraude. Como soluções centralizadas entendem-se as metodologias aplicadas em uma central de processamento, reunindo dados de naturezas diversas, como dados de medição, topologia da rede, perfis socioeconômicos dos consumidores, históricos de inspeção, entre outros. As principais classes de metodologias utilizadas para detecção de perdas não-técnicas são baseadas em balanço de energia, fluxo de carga, estimação de estado e mineração de dados. Existem ainda soluções que combinam mais de uma classe de metodologia.

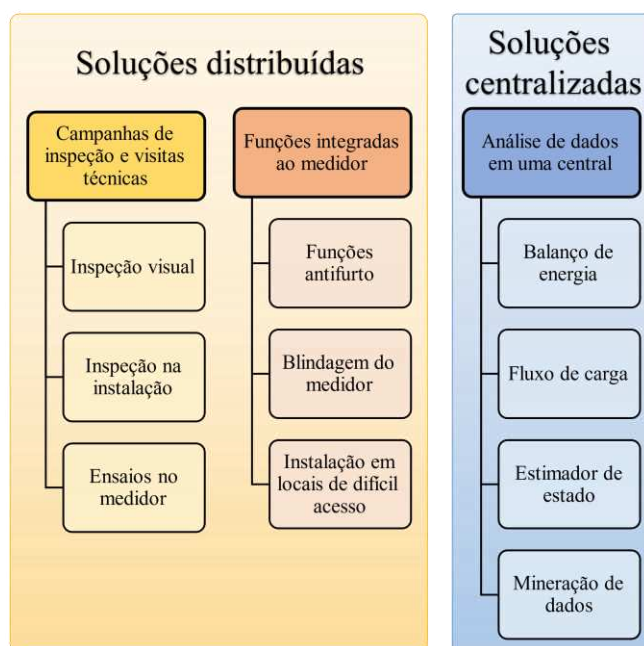


Figura 2.6: Soluções usualmente empregadas no combate às perdas não técnicas, elaborado pelo autor.

Em suma, as soluções distribuídas podem ser entendidas como soluções de campo, pois estão fora de uma central de operações, enquanto as soluções centralizadas utilizam dados coletados em campo para processamento em uma central de operações. A Figura 2.6 apresenta uma classificação das metodologias empregadas pelas distribuidoras e que serão discutidas com mais detalhes nas próximas seções.

2.2.1 Soluções distribuídas

Exemplos típicos de soluções distribuídas estão associados às ferramentas e técnicas utilizadas nas campanhas de inspeção e perícias técnicas. O primeiro passo da visita técnica consiste na inspeção visual que tem por objetivo validar se o equipamento se encontra de acordo com o modelo aprovado pelo INMETRO e se não existem irregularidades no ponto de instalação do medidor que possam estar relacionadas à fraude, como rompimento de lacres, carcaça danificada, e alteração nas ligações do equipamento.

Durante a visita técnica, podem ser realizados ensaios nos medidores para avaliar se ele apresenta problemas de funcionamento associados à vida útil do medidor ou à fraude de energia. Os ensaios podem ser realizados no ponto de instalação do medidor, respeitando as regras restabelecidas nas Portarias 587 [41] e 285 [42] do INMETRO, evitando a necessidade de remoção do medidor para ensaios em laboratório. Os principais ensaios realizados são: ensaio de exatidão, ensaio do mostrador e ensaio de marcha em vazio [43].

O ensaio de exatidão tem por objetivo verificar a integridade do medidor em relação à precisão de sua medição, ou seja, o medidor é testado para verificar se os erros apresentados por ele estão dentro dos limites estabelecidos em sua classe de exatidão [43]. Este ensaio é realizado aplicando-se no medidor a tensão nominal da rede e uma corrente controlada, considerando um fator de potência maior ou igual a 0,5 comparando a energia medida e a energia registrada [44]. O medidor é aprovado caso não exceda o limite máximo de erro estabelecido por sua classe de precisão. O ensaio de mostrador, objetiva avaliar se a indicação de consumo de energia elétrica fornecida pelo medidor (no painel mostrador) é equivalente ao consumo de energia registrado em um período, para isto é injetado uma energia equivalente a 1 kWh (ou outro valor conhecido) e comparado com o valor indicado no mostrador de energia consumida [43]. O ensaio de marcha em vazio avalia se há registro de consumo de energia elétrica mesmo com o medidor em vazio, para isso é aplicado a tensão nominal da rede sobre o medidor e avaliado se há registro de energia consumida [43], [44]. Atualmente existem equipamentos portáteis capazes de realizar todos os ensaios mencionados anteriormente sem a necessidade de remoção do medidor para análise em laboratório, tornando a prática mais rápida e eficiente [43], [44].

Além dos ensaios nos medidores, são utilizados instrumentos para auxiliar na inspeção da instalação para detecção e identificação de ligações elétricas clandestinas, como boroscópio e *scanner* de parede. O boroscópio é um equipamento composto por uma sonda (rígida ou flexível) acoplada a um conjunto óptico capaz de capturar imagens em tempo real de espaços

apertados, permitindo que o operador identifique ligações clandestinas escondidas no interior de eletrodutos ou outros espaços apertados, como pequenas tubulações ou calhas [45]. O *scanner* de parede é um equipamento portátil que permite identificar com exatidão objetos em paredes pisos e tetos, que podem estar revestidos por cerâmica ou cimento. Diversos são os materiais que podem ser detectados, *e.g.* materiais de metal, tubos de plástico, vigas de madeira e cabos elétricos [46]. Este sensor ainda permite detectar objetos que não estão necessariamente na superfície da parede ou teto, pois possui um alcance de aproximadamente 10 cm de profundidade.

Com o avanço das tecnologias relacionadas aos medidores, algumas funções podem ser integradas aos equipamentos de medição a fim de auxiliar no combate às perdas não técnicas (funções antifurto). Em [47], um sinal de alerta é enviado à distribuidora caso o medidor registre uma interrupção ou inversão do fluxo de corrente/potência, sem que a energia tenha sido cortada, seguido de uma normalização na situação. Em [48], um transformador de corrente é utilizado para identificar mudanças na impedância refletida no secundário do circuito (que tem uma resistência de baixo valor conectado em paralelo), desta maneira as fraudes podem ser notadas pelo circuito, que emite um sinal de alerta para a distribuidora. É importante destacar que as funções antifurto, podem ser caras ou simplesmente não estar disponíveis para instalação no modelo do medidor empregado.

Em regiões com alta incidência de fraude ou furto de energia, as distribuidoras apostam em instalações dos medidores em locais de difícil acesso, fora das unidades consumidoras (*e.g.*, medidores instalados em postes) [49], ou instalação dos medidores em caixas blindadas que cobrem totalmente os pontos de conexão dos medidores e os cabos de entrada de energia [50].

2.2.2 Soluções centralizadas

As soluções centralizadas são baseadas em análises dos dados disponibilizados pelos medidores inteligentes integrados a informações adicionais como topologia do sistema, histórico de inspeções, perfis socioeconômicos dos consumidores, entre outros.

As metodologias empregadas no combate às perdas não técnicas podem ser classificadas em quatro grupos, conforme apresentado na Figura 2.7, em que AMI e SM referem-se a *Advanced Metering Infrastructure* (do inglês, infraestrutura avançada de medição) e *Smart Meter* (do inglês, medidor inteligente), respectivamente.

As metodologias empregadas no combate às perdas não técnicas têm por objetivo detectar e identificar as unidades consumidoras que realizam a prática ilegal. Contudo, é

possível que algumas metodologias permitam somente a detecção da prática ilegal nos sistemas de distribuição, não fornecendo informações exatas acerca da localização do ponto com perda não técnica, um exemplo são soluções baseadas em balanço de energia.

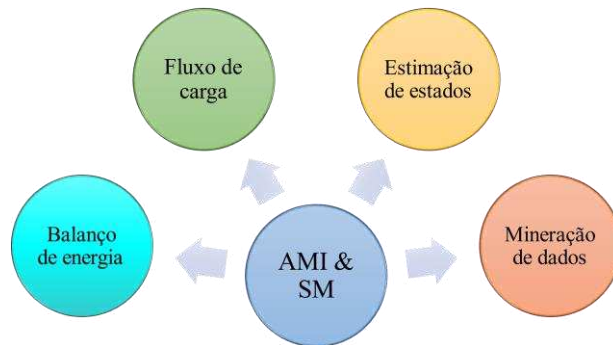


Figura 2.7: Classificação das soluções centralizadas, elaborado pelo autor.

O método baseado em balanço de energia consiste na avaliação da energia injetada no sistema² (EI), através de dados fornecidos por medidores inteligentes instalados nos transformadores de distribuição, e a energia total faturada (EF) neste mesmo sistema considerando-se as perdas técnicas (PT) [4]. Tendo-se uma boa estimativa das perdas técnicas é possível inferir as perdas não técnicas (PNT) conforme apresentado em (2.1) (A equação (2.1) é a mesma apresentada em (1.1) e foi reproduzida para facilitar a leitura), ressaltando que a precisão na apuração das perdas não técnicas depende da precisão no cálculo das perdas técnicas.

$$PNT = EI - (EF + PT) \quad (2.1)$$

O balanço de energia possibilita detecção da perda não técnica, fornecendo uma estimativa razoável do montante de energia relacionada as perdas não técnicas, entretanto não possibilita sua localização, o que pode onerar sua aplicação em sistemas extensos quando há necessidade de identificar o ponto associado a perda não técnica.

As classes de solução baseadas em análises de sistemas elétricos em conjunto com os dados de medição buscam detectar e identificar as barras de ocorrência de perdas não técnicas no sistema tendo em vista a natureza das perdas não técnicas. Estes métodos são fundamentados na premissa de que embora a medida de potência ativa possa ser adulterada no medidor, a queda

² Como “sistema” é possível entender sistemas de baixa tensão, trechos de alimentadores, alimentadores ou circuitos completos, sendo que tal definição depende da localização dos medidores de energia e dos dados disponíveis.

de tensão provocada pela perda não técnica é registrada pelo medidor, e está vinculada à medida de magnitude de tensão, a qual não está adulterada.

O método baseado em fluxo de carga [51] explora as medidas de magnitude de tensão assumindo que elas não estão adulteradas, propondo a modelagem das barras de carga com valores especificados de potência reativa e magnitude de tensão (Barras QV) de tal forma que seja possível calcular a potência ativa através do fluxo de carga e confrontá-la com o valor da potência ativa medida. Para solução do fluxo de carga é utilizado o método de Newton-Raphson empregando-se equações de injeções de potência, no qual são feitas considerações a respeito dos vetores de *mismatches* para avaliação das barras modeladas como QV. São propostas modificações nas matrizes de sensibilidade (**H**, **N**, **M**, **L**), que compõem a matriz jacobiana, de forma que sejam calculados valores de potência ativa nas barras de carga (em todas ou apenas nas candidatas a apresentar PNT). Após a solução do processo iterativo, são comparadas as potências ativas calculadas e medidas, as unidades consumidoras que apresentam diferenças acentuadas são classificadas como suspeitas de irregularidades (perdas não técnicas) [51]. Devido a proposta de modelar as barras de carga com valores especificados de potência reativa (Q) e magnitude de tensão (V) com valores especificados, este método é referenciado como Método QV ou fluxo de carga QV.

O estimador de estado é uma ferramenta constituída para filtrar os erros inerentes à medição, avaliando-se um conjunto redundante de medidas com o objetivo de determinar o estado mais provável de um sistema elétrico, sendo uma técnica bem consolidada para análises de sistemas de transmissão [52]. Com o advento dos medidores inteligentes esta ferramenta vem sendo explorada para análises e aplicações nos sistemas de distribuição de energia elétrica. São diversas as aplicações do estimador de estado nos sistemas de distribuição, como exemplos pode-se citar detecção de erros de topologia [38], monitoramento de transgressões de tensão [39], detecção e localização de faltas [40], entre outras. Porém uma aplicação que vem sendo destacada é a detecção e localização de perdas não técnicas nos sistemas de distribuição [36], no qual assume-se que a PNT resulta em erros grosseiros no conjunto de medidas, uma vez que há adulteração nas medidas de potência ativa e/ou reativa [37]. Variadas são as técnicas utilizadas para detecção da medida portadora de erro grosseiro, as mais clássicas são análise dos resíduos através de uma distribuição χ^2 , teste de hipótese (do inglês, HTI, *Hypothesis Testing Identification*) e análise de resíduos normalizados [52]. Usualmente, a técnica mais utilizada consiste na análise dos resíduos normalizados, no qual assume-se que os resíduos normalizados possuem uma distribuição normal com média nula e variância unitária, tal

característica ocorre devido à natureza dos erros de medição (natureza Gaussiana com média nula e desvio padrão σ), a medida com maior resíduo normalizado normalmente está associada à medida portadora de erros grosseiro. Entretanto, em [37] afirma-se que nem sempre a análise de resíduos normalizados é o suficiente para detecção e identificação da PNT nos sistemas de distribuição, devido a característica de baixa redundância nas medidas nas redes de distribuição, portanto é proposto um índice para avaliar simultaneamente os resíduos das medidas de tensão e de potência, considerando o comportamento da PNT. Em [53] é utilizada uma ferramenta de análises estatísticas, ANOVA (do inglês, *Analysis of Variance*), para comparar as curvas de carga fornecidas pelos medidores inteligentes com curvas de outros consumidores regulares que são validadas, utilizando-se de estimação de estado. Usualmente, nas aplicações que utilizam o estimador de estado, após a detecção da medida portadora de erros grosseiros, ela é removida do conjunto de medidas e o estimador é executado novamente. Tal procedimento não é recomendado na aplicação do estimador para detecção de PNT, pois ao remover medidas a redundância do sistema é prejudicada, e dependendo do caso o sistema pode não ser observável, impossibilitando a execução do algoritmo estimador de estado novamente. Em [37] utilizam-se os conceitos dos resíduos de medição, matriz de sensibilidade dos resíduos (relaciona os resíduos a erros de medição) e erro composto normalizado de medição para estimar (corrigir) a medida portadora de erro grosseiro, evitando a remoção de medidas e os problemas a ela relacionados.

As classes de solução baseadas em mineração de dados são geralmente mais complexas e diversas em comparação com as outras classes. Elas exploram métodos de classificação do perfil de consumo das cargas, nos quais padrões de consumo anormais (suspeito de irregularidades) são comparados com classes normais e anormais previamente validados dentro de uma base de dados teste. O princípio básico destes métodos é fundamentado no agrupamento, ou *clusterização*, dos perfis de consumo, que consiste em associar perfis de consumo semelhantes, sejam perfis regulares ou irregulares, minimizando a distância entre os perfis de consumo do mesmo grupo e maximizando as distâncias entre os outros grupos, na Figura 2.8 está apresentado um exemplo de *clusterização* de dados.

Diversas ferramentas são utilizadas para clusterização e comparação dos perfis de consumo. Em [55] é usada uma técnica de aprendizado de máquina denominada de SVM (do inglês, *Support Vector Machine*), cujo treinamento é baseado em uma solução de programação quadrática, em que a solução é definida e única, visando minimizar a distância entre perfis do mesmo grupo e maximizar a distância entre perfis de grupos diferentes. Em [56] utilizam-se

técnicas de redes neurais para classificação dos perfis de consumo já validadas para compor a base de dados teste, posteriormente é empregada lógica *fuzzy* para classificação de novos perfis de consumo, este método é denominado de *Neuro-Fuzzy*.

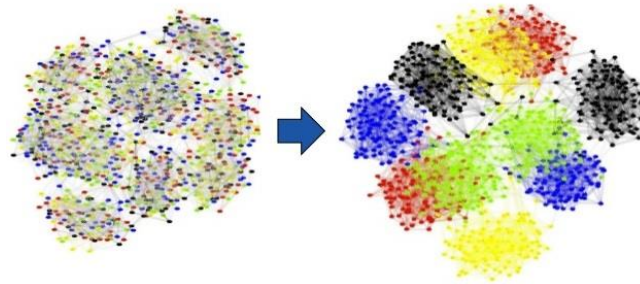


Figura 2.8: Exemplo de *clusterização*, extraído de [54].

De modo geral, estas técnicas estão mais susceptíveis aos erros devido à associação equivocada de comportamentos atípicos de consumo de energia com fraude de energia elétrica [57]. A vantagem dos métodos baseados em mineração de dados é o fato de tipicamente não dependerem do modelo detalhado dos sistemas elétricos. Contudo, podem depender de dados que ainda não sejam comuns às distribuidoras e as técnicas de solução tendem a ser mais complexas e distantes das ferramentas tipicamente empregadas pelos engenheiros das distribuidoras. A Figura 2.9 apresenta as classes de metodologias existentes, considerando os parâmetros de entrada e o grau de dificuldade de implementação.

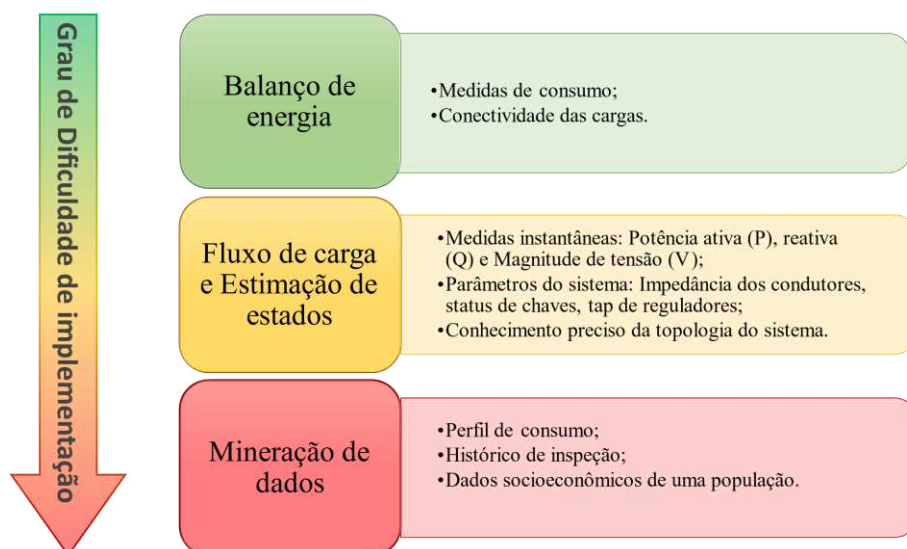


Figura 2.9: Classes de metodologias existentes para detecção de PNT em ordem de complexidade, elaborado pelo autor.

No capítulo seguinte são apresentadas as considerações tomadas para realização das simulações e apresentação dos estudos de caso.

3 PREPARAÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO

Este capítulo apresenta a base para o entendimento dos estudos de caso realizados nesta dissertação. A seguir, apresentam-se as ferramentas e os dados empregados nos estudos, que serão detalhados nos capítulos seguintes.

3.1 Ferramentas empregadas nos estudos

As metodologias, que serão descritas em detalhe nos próximos capítulos, são baseadas na solução direta de equações de circuitos elétricos, solução de fluxo de carga e estimação de estado. Os códigos implementados utilizam linguagem Python e o módulo DSS Extensions [58], que integra o *software* OpenDSS ao ambiente Python. O OpenDSS é uma ferramenta gratuita, de código aberto, desenvolvida para análises de sistemas de distribuição de energia elétrica, que permite execução de fluxo de carga série-temporal QSTS (do inglês, *Quasi-Static Time-Series*), fornecendo os valores das grandezas elétricas do sistema como fasores de tensão e corrente, e potência complexa em todos os nós ou ramos da rede. Neste trabalho, este *software* foi utilizado para fornecer os dados de entrada das metodologias empregadas, compondo o conjunto de medidas sintéticas (artificiais) provenientes dos medidores inteligentes, bem como os parâmetros da rede, como impedâncias das linhas, transformadores conectados ao sistema, capacitores e topologia da rede visto que os sistemas de distribuição abordados estão modelados no OpenDSS.

3.2 Descrição dos dados

Com base no exposto, há três grupos principais de dados necessários para alimentar os algoritmos de detecção e localização de PNT: (a) dados da rede elétrica (topologia, parâmetros etc.); (b) curvas de carga e (c) dados sintéticos de medição (provenientes dos resultados de soluções de fluxo de potência série temporal e, por conseguinte, dependem de (a) e (b)). A seguir, estão descritos cada grupo de dados.

3.2.1 Dados do sistema teste

O sistema de distribuição de energia elétrica utilizado nas simulações consiste em um alimentador real de uma distribuidora brasileira. Tal circuito possui tensão nominal primária de 11,4 kV suprindo energia a 65 transformadores de distribuição sendo um monofásico do tipo tape-central com tensão nominal de 220/110 V, e os demais conectados em delta (Δ) (lado de

média tensão, MT) estrela com neutro aterrado (Y_g) (lado de baixa tensão, BT), com tensões nominais em BT de 220/127 V (tensão de linha/tensão de fase). As potências nominais dos transformadores de distribuição variam de 10 kVA a 150 kVA. O sistema de distribuição atende 621 unidades consumidoras, sendo 618 alimentadas em BT (Grupo B) e 3 em MT (Grupo A). A Figura 3.1 apresenta o diagrama unifilar georreferenciado do alimentador teste, sendo SSDMT o segmento do sistema de distribuição em média tensão e SSDBT segmento do sistema de distribuição em BT.

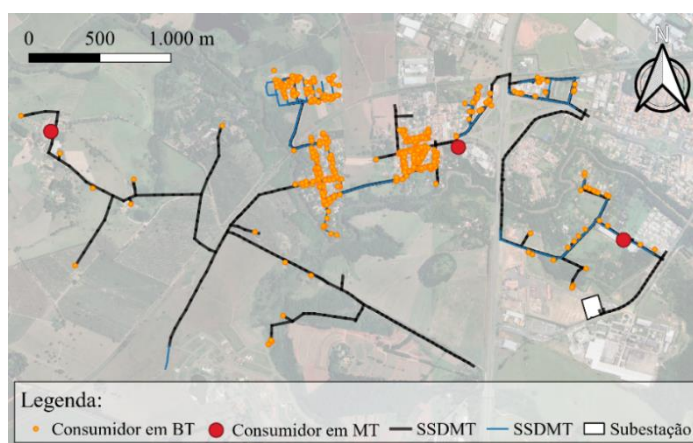


Figura 3.1: Diagrama unifilar georreferenciado do sistema teste, elaborado pelo autor.

Nos estudos, além do alimentador completo, é utilizado um sistema de distribuição em BT separadamente para apresentação de alguns estudos. Esta rede de BT faz parte do alimentador teste e é suprida via um transformador de distribuição conectado em $\Delta(MT):Y_g(BT)$, com tensão nominal (lado de baixa) de 220/127V, mostrada na Figura 3.2. Este sistema supre energia a 34 unidades consumidoras e é composto por 6 cargas de iluminação pública, dos tipos de consumidores conectados ao sistema, 33 são residenciais e 1 é comercial.

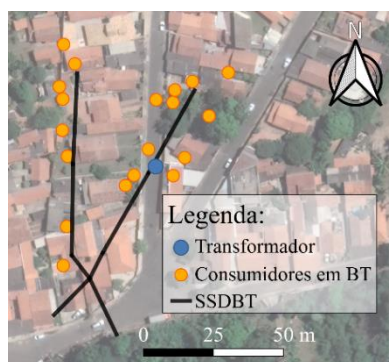


Figura 3.2: Diagrama unifilar georreferenciado da rede de BT com 34 UCs, elaborado pelo autor.

A seguir estão apresentados os modelos equivalentes no *software* OpenDSS dos elementos presentes na rede de distribuição teste avaliada.

Começando pelo equivalente do sistema na saída da subestação, tem-se o elemento *circuit*, modelado conforme ilustrado na Figura 3.3. A tensão especificada é 1,035 pu (base de 11,4 kV) e o nível de curto-circuito monofásico e trifásico é 155,59 MVA e 152,63 MVA, respectivamente. A relação entre a reatância e a resistência de sequência positiva e zero é 55,64 e 81,87, respectivamente. Os detalhes de código são apresentados a seguir.

```
!*** Circuito equivalente - Fonte ***
New Circuit.Meu_Circuito Bus1=Barra_A.1.2.3.0 basekV=11.4
~ pu=1.035 Mvasc3=152.63 Mvasc1=155.59 x1r1=55.64 x0r0=81.87
```

Figura 3.3: Elemento Circuit modelado no OpenDSS, elaborado pelo autor.

A modelagem de um transformador de distribuição trifásico conectado em Δ (MT):Y_g(BT) é apresentada na Figura 3.4. Este transformador possui tensão nominal no primário igual a 11,4 kV, tensão nominal no secundário igual a 220 V, reatância série igual a 3,56%, perdas em vazio de 0,26%, ambos os enrolamentos possuem resistência percentual de curto-circuito de 0,78%, e potência nominal de 75 kVA, sendo a conexão do enrolamento primário em delta (Δ) e a do secundário em estrela (Y). A resistência de aterramento é modelada pelo elemento *Reactor*, que representa uma resistência de 15 Ω conectada no neutro do terminal secundário do transformador.

```
!*** Transformador delta-y abaixador ***
New Transformer.Trafo_Dy Windings=2 XHL=3.56 %NoLoadLoss=0.26
~ Wdg=1 Bus=Primario.1.2.3 Conn=delta kV=11.4 kVA=75 Tap=1 %R=0.78
~ Wdg=2 Bus= Secundario.1.2.3.4 kV=0.220 kVA=75 Tap=1 %R=0.78

!Resistencia de aterramento
New Reactor.Aterramento1 Phases=1 Bus1=Secundario.4 R=15 X=0
```

Figura 3.4: Modelagem de transformadores Δ :Y_g modelado no OpenDSS, elaborado pelo autor.

Os transformadores do tipo tape central são modelados como transformadores de três enrolamentos conforme apresentado na Figura 3.5. O modelo apresentado possui tensão nominal no enrolamento primário de 6,58 ($11,4/\sqrt{3}$) kV e tensão de 115 V nos enrolamentos secundários. A reatância série percentual entre os terminais 1 e 2 (XHL), 1 e 3 (XLT), 2 e 3

(XHT) são 2,01%, 1,34% e 2,01%, respectivamente, com perdas em vazio de 1%. Neste exemplo, todos os enrolamentos possuem potência nominal de 5 kVA, sendo as resistências de curto-circuito dos enrolamentos 1, 2 e 3 dadas por 1,1%, 2,2% e 2,2%, respectivamente. O elemento *Reactor*, representa uma resistência de aterramento de 15 Ω conectada no neutro (terminal 4) dos terminais secundários do transformador.

```
!*** Transformador tape central abaixador ***
New Transformer.Trafo_TapeCentral Phases=1 Windings=3 XHL=2.01
XLT=1.34
~ XHT=2.012 %NoLoadLoss=1.0
~ Wdg=1 Bus=Primario.2.0 Conn=weye kV=6.58 kVA=5 Tap=1 %R=1.10
~ Wdg=2 Bus=Secundario.2.4 kV=0.115 kVA=5 Tap=1 %R=2.20
~ Wdg=3 Bus=Secundario.4.3 kV=0.115 kVA=5 Tap=1 %R=2.20

!Resistencia de aterramento
New Reactor.Aterramento2 Phases=1 Bus1=Secundario.4 R=15 X=0
```

Figura 3.5: Modelagem de transformadores do tipo tape central modelado no OpenDSS, elaborado pelo autor

As linhas são modeladas através de seus parâmetros de sequência positiva, o qual é convertido em matrizes de impedâncias internamente pelo software OpenDSS, na Figura 3.6 estão apresentados os modelos empregados para as linhas MT e BT, considerando as derivações monofásicas, bifásicas e trifásicas. Os elementos *LineCode* representam as impedâncias de sequência positiva por unidade de comprimento (Ω/km) de cada linha. Para modelagem das linhas é necessário definir a barra a montante (Bus1) e jusante (Bus2), bem como seu comprimento, nós de conexão e o elemento *LineCode* associado a cada linha.

Na Figura 3.7 estão apresentados os modelos utilizados para representar as cargas dentro do software OpenDSS. Inicialmente é estabelecido o elemento *LoadShape* que define as curvas de carga através de um vetor de multiplicadores e um vetor de tempo, a cada instante a potência nominal da carga é multiplicada pelo respectivo valor representado no vetor de multiplicador de carga. Para representação das cargas é especificado sua barra de conexão, o número de fases, tensão nominal, potência nominal e fator de potência, modelo, curva de carga e tensões mínimas. No exemplo ilustrado está apresentado uma carga trifásica com tensão nominal de 220 V, potência ativa nominal de 2,67 kW e fator de potência de 0,85, o modelo empregado (model=8) corresponde ao modelo ZIPV com 50% de impedância constante e 50% de potência ativa constante e 100% de potência reativa constante, conforme recomendação da ANEEL no

Módulo 7 do PRODIST (tópico 35) [4], e tensão de corte de 0.5 pu, a tensão mínima estabelecida é 0,92 pu caso a tensão calculada esteja abaixo deste valor, o modelo da carga é alterado para impedância constante. Sua resistência de aterramento é representada pelo elemento Reactor com uma resistência de aterramento de 15 Ω . A definição das cargas bifásica e monofásica possuem os mesmos parâmetros, alterando-se somente o número de fases.

```

**** Line Codes ****
New LineCode.LC1 nphases=4 R1=0.97 X1=0.32 Units=km
New LineCode.LC2 nphases=3 R1=0.97 X1=0.32 Units=km
New LineCode.LC3 nphases=2 R1=1.55 X1=0.33 Units=km

**** Linha BT trifásica ****
New Line.Linha1 Bus1=Barra_A1.1.2.3.4 Bus2=Barra_B1.1.2.3.4 Length=0.034
~ LineCode=LC1 Units=km

**** Linha BT bifásica ****
New Line.Linha2 Bus1=Barra_A2.1.2.4 Bus2=Barra_B2.1.2.4 Length=0.011
~ LineCode=LC2 Units=km

**** Linha BT monofásica ****
New Line.Linha3 Bus1=Barra_A3.1.4 Bus2=Barra_B3.1.4 Length=0.0095
LineCode=SA2001_2
~ Units=km

```

Figura 3.6: Modelagem de linhas no OpenDSS, elaborado pelo autor.

```

!*** Curva de carga ***
New LoadShape.b3-sp-tipo8 Npts=288
~ Mult=(0, 0, 1.21, 1.92, ..., 0.51, 0.11, 0.11)
~ Hour=(0, 1, 2, 3, ..., 21, 22, 23)

!*** Carga trifásica ***
New Load.Carga_ABCN Bus1=Barra_A1.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=2.67 PF=0.85
~ Model=8 Daily=CurvaCarga Vminpu=0.92 Class=1
~ ZIPV=(0.50, 0.00, 0.50, 1.00, 0.00, 0.00, 0.50)

! Resistencia de aterramento
New Reactor.Aterramento_C1 Phases=1 Bus1= Barra_A1.4 R=15 X=0

!*** Carga bifásica ***
New Load.Carga_ABN Bus1=Barra_A2.1.2.4 Phases=2 kV=0.2200 kW=0.065704 PF=0.85
Model=8
~ Daily=CurvaCarga Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.50, 0.00, 0.50, 1.00, 0.00,
0.00, 0.50)
! Resistencia de aterramento
New Reactor.Aterramento_C2 Phases=1 Bus1= Barra_A2.4 R=15 X=0

!*** Carga monofásica ***
New Load.Carga_AN Bus1=Barra_A3.1.4 Phases=1 kV=0.1270 kW=0.065704 PF=0.85
Model=8
~ Daily=CurvaCarga Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.50, 0.00, 0.50, 1.00, 0.00,
0.00, 0.50)

! Resistencia de aterramento
New Reactor.Aterramento_C3 Phases=1 Bus1= Barra_A3.4 R=15 X=0

```

Figura 3.7: Modelagem de cargas no OpenDSS, elaborado pelo autor.

3.2.2 Dados de perfil de carga

De acordo com as Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST), as unidades consumidoras conectadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica são divididas em dois grupos: Grupo A e Grupo B [59]. Os consumidores do Grupo A são alimentados por média e alta tensão e são divididos em subgrupos de acordo com seu nível de tensão. Já os consumidores do Grupo B são alimentados por BT (com tensão de fornecimento abaixo de 2,3 kV) e são divididos em subgrupos de acordo com seu tipo. A Tabela 3.1 apresenta os grupos e subgrupos de consumidores estabelecidos pela ANEEL.

Tabela 3.1: Grupos e subgrupos estabelecidos pela ANEEL nos consumidores, extraído de [59].

Grupo A		Grupo B ($V_{con} < 2,3 \text{ kV}$)	
Subgrupo	Tensão de conexão (V_{con})	Subgrupo	Tipo
AS	$V_{con} < 2,3 \text{ kV}$ (Sistema subterrâneo)	B1	Residencial
A4	$25 \text{ kV} \geq V_{con} \geq 2,3 \text{ kV}$	B2	Rural
A3a	$44 \text{ kV} \geq V_{con} \geq 30 \text{ kV}$	B3	Demais classes
A3	$V_{con} = 69 \text{ kV}$	B4	Iluminação pública
A2	$138 \text{ kV} \geq V_{con} \geq 88 \text{ kV}$		
A1	$V_{con} \geq 230 \text{ kV}$		

Para as unidades consumidoras do Grupo A, há curvas de cargas de medição disponíveis uma vez que todos os consumidores do Grupo A da distribuidora em questão possuem medidor inteligente. Tais curvas possuem resolução de 15 minutos. No caso das unidades consumidoras do Grupo B, as curvas de carga são provenientes de campanhas de medição realizadas pela distribuidora em revisões tarifárias, obtidas de acordo com o procedimento descrito no Módulo 2 do PRODIST, e com resolução de 15 minutos [60]. Para cada estrato de consumidor de BT (conforme definido no Módulo 2 do PRODIST) e para cada intervalo de 15 minutos, há um valor médio e um valor de desvio padrão do consumo de potência ativa. Em conformidade com estabelecido pelo decreto N° 62.724 de 17 de maio de 1968 e com a nova redação dada pelo decreto N° 75.887 de 20 de junho de 1975, as distribuidoras passaram a assumir o valor de 0,85 indutivo como referência para determinar o fornecimento de energia reativa [61], [62]. Isto posto, para obtenção da potência reativa assume-se fator de potência igual a 0,85 indutivo.

Além das unidades consumidoras há cargas de iluminação pública (IP), que não possuem medição e geralmente estão presentes em grande volume, nos sistemas de distribuição. Conhecer o consumo das cargas de IP é importante para estudos de planejamento e cálculo regulatório de perdas, neste contexto, seus consumos de energia são estimados através da potência instalada por cada lâmpada (considerando seu tipo) e considerando seu funcionamento noturno. Os parâmetros das cargas de IP, como potência instalada, conectividade, curva de carga, entre outros, devem estar presentes na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), conforme recomendação da ANEEL no Módulo 10 do PRODIST (item 33) [63].

O período noturno varia, entre outros fatores, conforme a latitude. No Brasil, o tempo específico para faturamento de energia para as cargas de iluminação pública pode variar de 11h22min a 11h29min, entretanto para cálculos regulatórios deve-se considerar a média

nacional de 11h27min [64]. A Figura 3.8 apresenta a variação do período noturno em todo território brasileiro.

A curva de carga tradicionalmente empregada para as cargas de IP consiste em 100% da potência nominal instalada no período noturno, com duração de 11h27min, iniciando as 17h30min e terminando 6h (totalizando 11h30min de duração). Em [65] são discutidos diversos aspectos do sistema de iluminação pública, apresentando outros tipos de curvas de carga que podem ser empregados para aumentar a eficiência do sistema, dentre as curvas de carga apresentadas considera-se o período noturno parcial, dimerização através de lâmpadas LED e outras características.

É importante destacar que o consumo total de energia das cargas de IP é um valor aproximado (as lâmpadas podem estar queimadas, o sensor pode estar coberto por uma árvore etc.) e de menor qualidade que as curvas de carga das unidades consumidoras. Neste trabalho, considera-se que as potências nominais das lâmpadas e seu funcionamento são perfeitamente conhecidos.

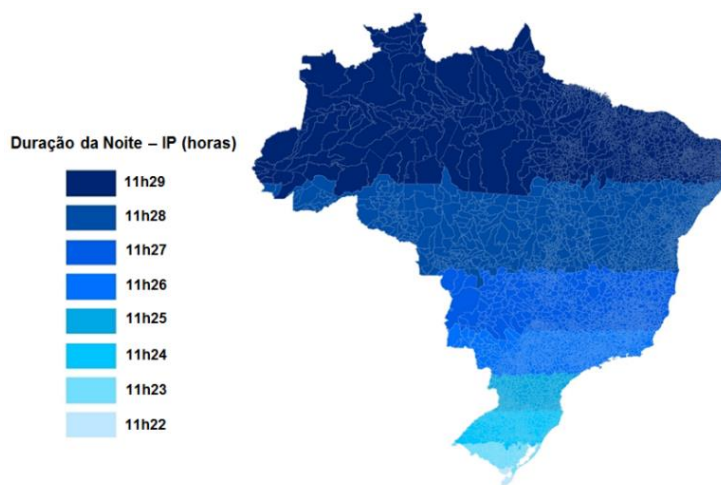


Figura 3.8: Duração do período noturno no Brasil para faturamento de energia das cargas de iluminação pública, extraído de [64].

3.2.3 Dados de medição

As metodologias investigadas e aprimoradas neste trabalho assumem um cenário onde todas as unidades consumidoras são monitoradas por medidores inteligentes que disponibilizam medidas de potência ativa, potência reativa e magnitude de tensão em intervalos de tempo sincronizados. De fato, os medidores inteligentes possuem capacidade de medição de diversas grandezas incluindo, por exemplo, fator de potência, magnitude de corrente na componente fundamental e componentes harmônicas. Pelo fato de o alimentador sob estudo não possuir

medidores inteligentes instalados, as medições são obtidas de forma sintética, ou seja, a partir de simulações de cálculo de fluxo de potência série-temporal, com resolução de 1 hora. Apesar da resolução das medidas fornecidas ser de 15 minutos, foi adotado uma resolução de 1 hora nos estudos para manter a conformidade com o processo cálculo de perdas técnicas regulatórias estabelecido pela ANEEL através do Módulo 7 do PRODIST [4]. Contudo as metodologias são aplicáveis aos sistemas monitorados considerando qualquer resolução de medida, desde que as medidas sejam fornecidas em intervalos de tempo sincronizados.

Os valores de potência ativa, potência reativa e magnitude de tensão de todas as barras com unidade consumidora compõem o conjunto de medições disponíveis no alimentador teste. Neste trabalho considera-se as medidas com inserção de erros típicos dos medidores existentes, conforme ilustrado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Valores típicos de incerteza para medidores inteligentes, adaptado de [37].

Grandeza medida	Incerteza do equipamento (σ)
Magnitude de tensão	0,1 ~ 1%
Potência ativa	0,1 ~ 1%
Potência reativa	0,1 ~ 2%

Uma grandeza medida (e_m) pode ser modelada por duas componentes, sendo um referente ao valor exato da grandeza medida (x_{ex}) que representa o estado de operação da rede obtido por um cálculo de fluxo de carga e outra composta pelo erro inerente ao processo de medição (e_{rr}), conforme apresentado em (3.1). Este erro inerente ao processo de medição pode ocorrer devido a ruídos naturais as próprias medidas ou atraso no envio das medidas para o banco de dados. Neste contexto, o erro de medição pode ser modelado por uma distribuição normal, com média nula e desvio padrão sendo um terço do valor máximo da incerteza do equipamento, de forma a garantir que 99,7% dos valores de erro estejam dentro da faixa de 3 desvios padrões.

$$x_{md} = x_{ex} + e_{rr} \quad (3.1)$$

Além dos medidores inteligentes, outros equipamentos instalados ao longo do alimentador podem fornecer medidas, como chaves seccionadoras e reguladores de tensão, entretanto estes equipamentos apresentam características próprias de incertezas que variam de acordo com modelo de seu equipamento de medição. As medidas disponibilizadas pelos diversos equipamentos instalados no sistema de distribuição ainda podem ser fornecidas em

instantes, ou intervalos de tempo, distintos em casos de medidas não-sincronizadas, situação que pode acentuar ainda mais os erros de medição do sistema. Neste trabalho, os valores de incerteza considerados para compor o conjunto de medidas fornecidas pelos medidores inteligentes estão apresentados na Tabela 3.3, os valores percentuais das incertezas estão relacionados aos valores medidos, em (3.2) ilustra-se o processo utilizado para construção de uma medida sintética.

$$x_{md}^s = x_{fc} \cdot (1 + e_{rr\%}) \quad (3.2)$$

onde x_{md}^s é o valor da medida sintética; x_{fc} é o valor exato obtido através de um fluxo de carga; e $e_{rr\%}$ é a incerteza do medidor.

Tabela 3.3: Valores de incerteza considerados para medidores inteligentes nos cenários em estudo, elaborado pelo autor.

Magnitude de tensão (σ_v)	Injeção de potência ativa (σ_p^{inj})	Injeção de potência reativa (σ_q^{inj})
0,2%	1%	1%

Tendo apresentado as considerações adotadas para o entendimento dos estudos de caso, os capítulos seguintes descrevem as metodologias estudadas neste trabalho, seguido dos resultados obtidos através das simulações.

4 MÉTODO DA ESTIMAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO DE ACOPLAMENTO COMUM (MÉTODO V_{PAC})

O método de detecção de perdas não técnicas através da estimação da magnitude de tensão no ponto de acoplamento comum (Método V_{PAC}) foi originalmente desenvolvido para detecção de PNTs em redes que são majoritariamente monofásicas e alimentadas por transformadores de distribuição do tipo tape central, característica típica das redes de distribuição norte americanas e canadenses [66].

A contribuição deste trabalho à metodologia estudada consiste em adaptar o método para aplicação em redes de distribuição tipicamente trifásicas, considerando a existência de ramos trifásicos, bifásicos e monofásicos com condutor neutro presente no sistema. Também se considera o emprego de transformadores de distribuição trifásicos $\Delta(MT):Y_g(BT)$.

O método foi implementado e testado para aplicação em sistemas de distribuição em baixa tensão, apesar disso sua aplicação não é restrita somente a estas redes.

4.1 Metodologia

Os dados de entrada são as medidas disponibilizadas pelos medidores inteligentes instalados em todas as unidades consumidoras, que disponibilizam medidas de potências ativa (P), reativa (Q), e magnitude de tensão (V) em intervalos de tempo sincronizados, fator que depende da resolução de cada medidor. Estas medidas são associadas aos parâmetros da rede para estimar a tensão nos pontos de acoplamento comum (PAC) de duas ou mais cargas no sistema de distribuição, utilizando um processo de varredura inversa. No fim deste processo as magnitudes das tensões estimadas no PAC por cada carga são comparadas com o objetivo de identificar a queda de tensão provocada pela carga irregular, nas situações em que não há PNT no sistema as magnitudes das tensões estimadas no PAC por cada carga devem ser iguais ou muito próximas, já nos casos em que há PNT é esperado que a magnitude de tensão estimada pela carga irregular (associada à PNT) seja menor em relação às magnitudes das tensões estimadas pelas cargas regulares devido à queda de tensão provocada pela parcela de potência consumida que não está sendo devidamente registrada pelo medidor.

A Figura 4.1 ilustra um sistema de distribuição de BT hipotético suprindo energia a três cargas conectadas em paralelo, que será utilizado para apresentar o Método V_{PAC} .

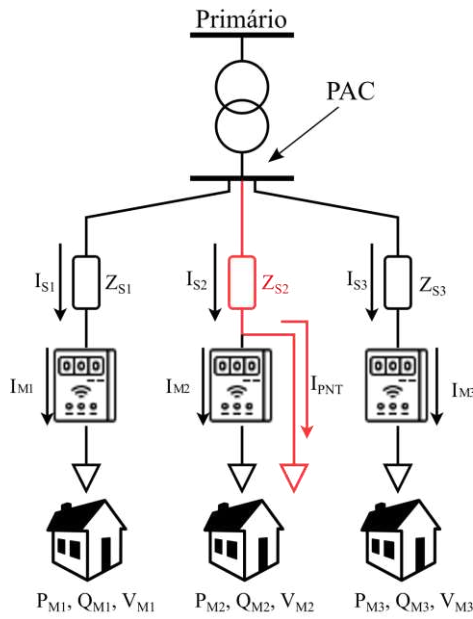


Figura 4.1: Sistema de distribuição em baixa tensão alimentando cargas em paralelo, elaborado pelo autor.

Conhecendo as injeções de potência ativa, potência reativa e a magnitude das tensões nas cargas em um determinado instante de tempo, a tensão no PAC pode ser estimada através de (4.1) – neste trabalho os valores em negrito referem-se a vetores e matrizes, sendo as letras minúsculas referentes a vetores e maiúsculas referentes a matrizes.

$$\begin{cases} \mathbf{v}_{PAC1}^{abc} = \mathbf{v}_{M1}^{abc} + \mathbf{Z}_{S1}^{abc} \cdot \mathbf{i}_1^{abc} \\ \mathbf{v}_{PAC2}^{abc} = \mathbf{v}_{M2}^{abc} + \mathbf{Z}_{S2}^{abc} \cdot \mathbf{i}_2^{abc} \\ \mathbf{v}_{PAC3}^{abc} = \mathbf{v}_{M3}^{abc} + \mathbf{Z}_{S3}^{abc} \cdot \mathbf{i}_3^{abc} \end{cases} \quad (4.1)$$

sendo $\mathbf{v}_{PAC1}^{abc}$, $\mathbf{v}_{PAC2}^{abc}$, $\mathbf{v}_{PAC3}^{abc}$ vetores contendo os fasores de tensões estimadas no PAC pelos medidores 1, 2 e 3, respectivamente; $\mathbf{v}_{M1}^{abc}$, $\mathbf{v}_{M2}^{abc}$, $\mathbf{v}_{M3}^{abc}$ os fasores de tensões registradas nos medidores 1, 2 e 3, respectivamente; $\mathbf{Z}_{S1}^{abc}$, $\mathbf{Z}_{S2}^{abc}$, $\mathbf{Z}_{S3}^{abc}$ as matrizes de impedâncias dos condutores de serviço 1, 2 e 3, respectivamente; $\mathbf{i}_1^{abc}$, $\mathbf{i}_2^{abc}$, $\mathbf{i}_3^{abc}$ fasores de corrente estimados a partir das medições dos medidores 1, 2 e 3, respectivamente. Na abordagem utilizada para implementação do Método V_{PAC} é aplicada redução de Kron na aquisição das matrizes de impedância para que o efeito do condutor de neutro seja embutido nas fases e os fasores de tensão são obtidos utilizando as magnitudes de tensão medidas e defasadas conforme (4.2).

$$\mathbf{v}_{md}^{abc} = [V_{md}^a \angle 0^\circ \quad V_{md}^b \angle -120^\circ \quad V_{md}^c \angle +120^\circ]^T \quad (4.2)$$

em que V_{md}^a , V_{md}^b e V_{md}^c são as magnitudes de tensão medidas nas fases a, b e c, respectivamente.

As correntes nos ramais do medidor são obtidas através de (4.3).

$$\mathbf{i}_M^\phi = \left(\frac{P_{md}^\phi + j \cdot Q_{md}^\phi}{\dot{V}_{md}^\phi} \right)^* \quad (4.3)$$

em que $\mathbf{i}_M^\phi$ é o fasor de corrente medida na fase ϕ ; $\dot{V}_{md}^\phi$ é o fasor da tensão medida, ressalta-se que o ângulo do fasor de tensão é definido pelos ângulos de sequência positiva; P_{md}^ϕ e Q_{md}^ϕ são as potências ativa e reativa medidas, respectivamente, na fase ϕ . O vetor das correntes estimadas a partir das medidas é dado por $\hat{\mathbf{i}}_M^{abc} = [\mathbf{I}_M^a \quad \mathbf{I}_M^b \quad \mathbf{I}_M^c]^T$.

Ainda avaliando o sistema da Figura 4.1, a corrente elétrica no ramal de serviço 2 ($\mathbf{i}_{s_2}^{abc}$) é composta por uma parcela que é registrada pelo medidor 2 ($\mathbf{i}_{M2}^{abc}$) e uma parcela que é desviada pela PNT ($\mathbf{i}_{PNT}^{abc}$), a qual não é conhecida e não é contabilizada nos cálculos. Como consequência, as magnitudes de tensão estimadas no PAC pela carga 2 ($\mathbf{v}_{PAC2}^{abc}$) tendem a ser menores que as tensões estimadas pelas demais cargas. O procedimento de detecção e localização da PNT, consiste em comparar as magnitudes das tensões estimadas no PAC por cada carga de modo a identificar a queda de tensão provocada pela carga irregular. Contudo, nem sempre essa queda de tensão é evidente, portanto utiliza-se um processo de normalização das tensões estimadas no PAC para auxiliar no processo de comparação destas tensões para detecção e identificação das PNTs, conforme apresentado em (4.4).

$$V_{PAC_{N_k}}^\phi = \frac{V_{PAC_k}^\phi}{\text{média}(\mathbf{v}_{PAC}^\phi)} \quad (4.4)$$

em que $V_{PAC_{N_k}}^\phi$ é a tensão normalizada pela k -ésima carga na fase ϕ ; $V_{PAC_k}^\phi$ é a magnitude de tensão estimada no PAC pela k -ésima carga, na fase ϕ ; $\mathbf{v}_{PAC}^\phi$ é o vetor contendo as magnitudes de tensões estimadas na fase ϕ por todas as cargas conectadas ao PAC.

Nos cenários em que não há perdas não técnicas, as tensões estimadas no PAC por todas as cargas conectadas a ele são iguais, consequentemente as tensões normalizadas são todas unitárias. Já nos cenários com PNT as tensões estimadas no PAC por todas as cargas conectadas a ele podem não ser iguais, sendo a tensão estimada pela carga irregular a menor entre as demais, portanto a tensão normalizada referente a carga com PNT também tende a ser menor. Assim sendo, para detecção e localização da PNT é possível estabelecer um valor limiar de transgressão de tensão normalizada, caso haja violação deste limiar por uma tensão normalizada referente a uma determinada carga, ela deve ser considerada como potencial suspeita de PNT.

A queda de tensão provocada pela PNT pode ser obtida pela diferença entre a magnitude da tensão estimada no PAC pela carga irregular e a média das tensões estimadas pelas demais

cargas (regulares) acopladas no mesmo PAC. Uma vez detectada a queda de tensão provocada pela PNT, é possível determinar a corrente desviada pela PNT ($\mathbf{i}_{PNT}^{abc}$) conforme (4.5).

$$\mathbf{i}_{PNT}^{abc} = \mathbf{Z}_S^{abc-1} \cdot \Delta \mathbf{v}_{PAC}^{abc} \quad (4.5)$$

em que $\mathbf{Z}_S^{abc}$ é a impedância no condutor de serviço da carga com PNT; $\Delta \mathbf{v}_{PAC}^{abc}$ é o vetor contendo as quedas de tensão provocadas pela PNT, no qual é necessário ser defasado em 120° (sequência positiva), uma vez que não se tem conhecimento sobre os ângulos das tensões.

Tendo-se a corrente consumida pela PNT é possível estimar a potência ativa desviada conforme (4.6).

$$P_{PNT}^{\phi} = \text{Re} \left(\dot{V}_{PAC_{PNT}}^{\phi} \cdot \dot{I}_{PNT}^{\phi*} \right) \quad (4.6)$$

onde $\dot{V}_{PAC_{PNT}}^{\phi}$ é o fasor de tensão estimada no PAC pela carga com PNT, na fase ϕ ; $\dot{I}_{PNT}^{\phi}$ é o fasor de corrente desviada pela PNT na fase ϕ .

Observa-se que os medidores inteligentes fornecem somente as informações referentes as magnitudes das tensões medidas, não havendo informações sobre os ângulos das tensões. Portanto adota-se os ângulos de sequência positiva (conforme equação (4.2)) para aplicação do método, tal consideração pode introduzir imprecisões no cálculo da energia ou potência desviada, principalmente em redes de distribuição com maior desbalanço de cargas. Entretanto, o objetivo principal da ferramenta implementada é a detecção e identificação de perdas não técnicas, portanto, determinar o desvio de energia provocado pela PNT é um processo secundário que não precisa necessariamente ser exato.

Neste trabalho, o Método V_{PAC} designado para avaliação das redes BT, as quais podem ser classificadas em dois tipos: (a) sistemas de múltiplas cargas e (b) sistemas de carga isolada. Nas redes de múltiplas cargas existem necessariamente um ponto de acoplamento que conecta duas ou mais cargas conectadas na rede, já nas redes de carga isolada este ponto de acoplamento comum não existe na própria rede de BT sendo necessário identificar um PAC na rede de MT para aplicação do método.

Sobre as redes de BT compostas por múltiplas cargas, diversas são as topologias existentes, contudo nem sempre as cargas estarão conectadas em paralelo em um PAC (conforme ilustrado na Figura 4.1), na Figura 4.2 apresenta-se um sistema com cargas conectadas em cascata, nestes casos utiliza-se um processo de varredura inversa para estimação da tensão no PAC. Ressalta-se que podem existir topologias mistas (cascata e paralelo) presentes na mesma rede de BT, portanto o processo de varredura inversa é capaz de generalizar a aplicação do Método V_{PAC} nas redes de distribuição.

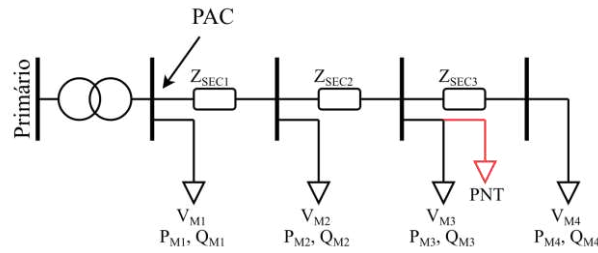


Figura 4.2: Sistema de distribuição em baixa tensão em configuração em cascata, elaborado pelo autor.

Em situações de carga isolada, mesmo avaliando as redes de BT composta por múltiplas cargas (como a carga identificada pelo subscrito 1 na Figura 4.3), utiliza-se o recurso de medidor virtual (MV), no qual as cargas conectadas em um PAC à jusante são agrupadas de forma a compor um medidor fornecendo medidas de magnitude de tensão e potências ativa e reativa, conforme apresentado na Figura 4.3.

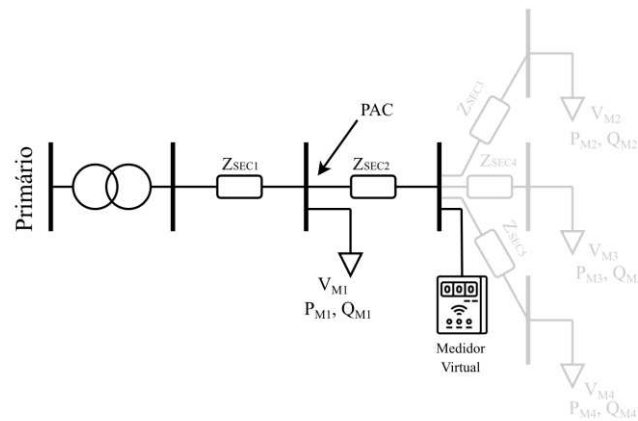


Figura 4.3: Uso do medidor virtual para comparação das tensões no PAC, elaborado pelo autor.

No medidor virtual, as medidas de magnitude de tensão (V_{MV}) são compostas pela média das magnitudes das tensões estimadas no ponto cujo medidor está estabelecido, por todas as cargas à jusante a ele, conforme (4.7) – a estimação destas tensões são obtidas através do processo de varredura inversa; e as medidas de potência (S_{MV}) são dadas pela somatória das potências ativa e reativa das cargas à jusante do ponto no qual o medidor virtual foi estabelecido, conforme (4.8).

$$V_{MV} = \text{média}(V_{M_i}, V_{M_{i+1}}, \dots, V_{M_{NC}}) \quad (4.7)$$

$$S_{MV} = \sum_{i=1}^{NC} S_{M_k} = \sum_{i=1}^{NC} (P_{M_k} + j \cdot Q_{M_k}) \quad (4.8)$$

sendo S_{M_k} a potência medida pela k -ésima carga; P_{M_k} e Q_{M_k} são as medidas de potência ativa e reativa, respectivamente, fornecidas pelo medidor instalado na k -ésima carga; e NC é o número de cargas à jusante do medidor virtual.

Geralmente, cargas rurais, cargas comerciais e algumas cargas conectadas em média tensão (MT) são modeladas como uma carga isolada suprida via um transformador de distribuição, compondo um sistema de distribuição de carga isolada. Conforme mencionado anteriormente, neste tipo de sistema não existe um PAC na rede de BT portanto é necessário identificar um PAC na rede de média tensão que liga o sistema de carga isolada a uma segunda rede de BT para possibilitar a comparação das tensões estimadas no PAC, utilizando o conceito de medidor virtual para avaliação da rede de BT vizinha conforme apresentado na Figura 4.4. As cargas equivalentes são compostas pela somatória das potências de todas as cargas conectadas à jusante do ponto referente as mesmas, esta consideração pode trazer imprecisões na aplicação do método em cenários cujas cargas equivalentes representam grandes segmentos do alimentador.

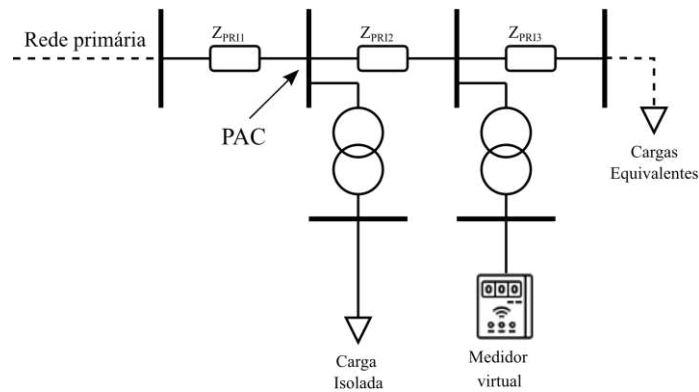


Figura 4.4: Aplicação do Método V_{PAC} em um sistema de distribuição alimentando uma carga isolada, elaborado pelo autor.

A aplicação do Método V_{PAC} nos sistemas de carga isolada requer uma modelagem adequada dos transformadores trifásicos na execução do processo de varredura inversa, tal modelagem está apresentada no A maiores detalhes sobre a modelagem dos transformadores estão abordados em [67].

4.1.1 Índice para auxiliar na detecção da PNT

Em cenários sob influência dos erros de medição o Método V_{PAC} está sujeito a indicações de falsos positivos devido a violação do limiar de transgressão de tensão devido que podem ser provocados pelos erros de medição, portanto para auxiliar na detecção da PNT é

proposto um índice baseado na frequência de ocorrência das transgressões de tensão normalizada (F_w), que busca contabilizar as violações ocorridas do limiar pré-especificado. De acordo com a proposta, as barras de carga (ou cargas) que apresentam maiores índice F_w são as que possuem maior probabilidade de estarem relacionadas à PNT, baseado na premissa de que quanto maior a duração da PNT, maior a frequência de transgressão no limiar pré-especificado. O índice F_w é apresentado em (4.9).

$$F_w^\phi = \sum_{t=1}^{\Delta T} F_{PNT}(t) \quad (4.9)$$

onde o índice ϕ indica a fase e F_{PNT} indica ocorrência da violação no limiar de transgressão no instante t . Este índice pode ser contabilizado por barra ou por nó, sendo o critério estabelecido pelo usuário ou programador.

4.1.2 Fluxograma geral do Método V_{PAC}

A Figura 4.5 apresenta o fluxograma geral da aplicação do Método V_{PAC} para localização de perdas não técnicas.

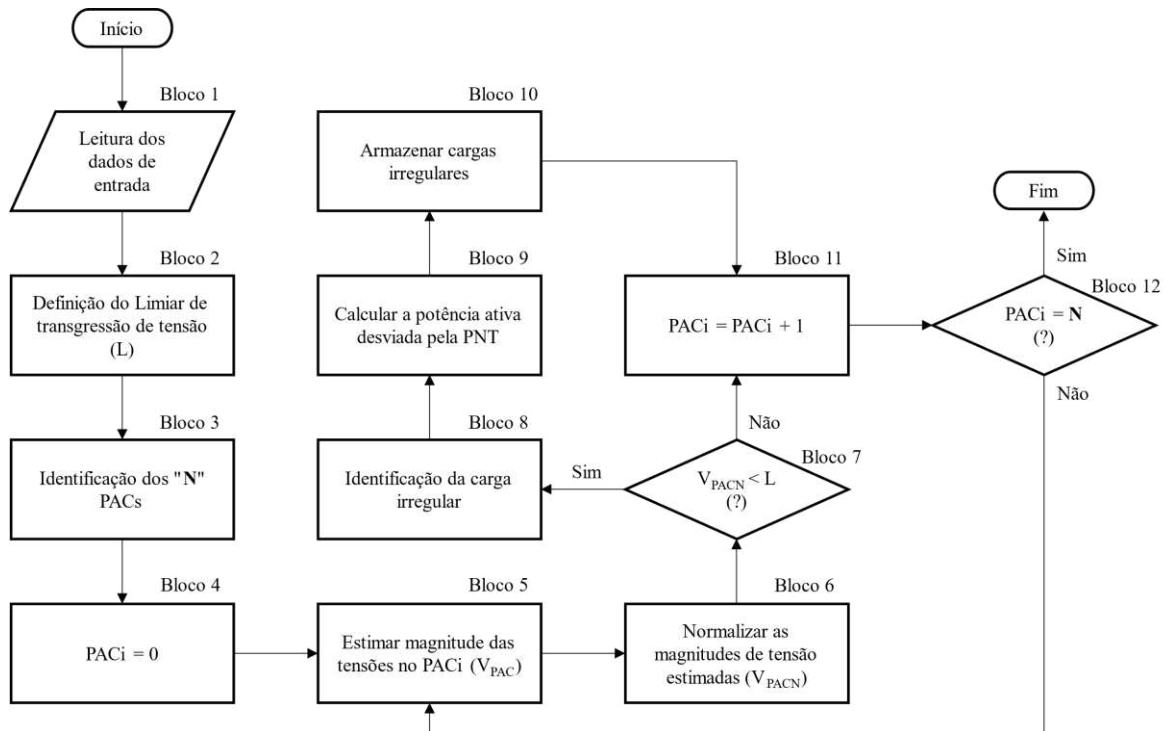


Figura 4.5: Fluxograma do Método V_{PAC} , elaborado pelo autor.

A seguir estão comentados todos os blocos presentes no fluxograma da Figura 4.5.

- *Bloco 1*: processo referente aquisição dos parâmetros da rede, como impedância das linhas, conectividade das cargas e topologia do sistema, e aquisição do conjunto de medidas provenientes dos medidores inteligentes;
- *Bloco 2*: define-se o limiar de transgressão de tensão a ser adotado;
- *Bloco 3*: processo de identificação de todos os PACs da rede avaliada e no agrupamento das cargas em função de seus respectivos PACs, nos sistemas de carga isolada este processo inclui a seleção de uma rede de BT vizinha para comparação das tensões estimadas no PAC identificado na rede de MT, compreendendo também na criação dos medidores virtuais quando necessário, seja para aplicação nas redes de múltiplas cargas ou carga isolada, nesta etapa a qualidade dos dados de topologia do sistema é fundamental;
- *Bloco 4*: define o contador de PACs para que o procedimento de detecção de PNT seja executado em todos os PACs identificados no sistema avaliado;
- *Bloco 5*: corresponde a aplicação do processo de varredura inversa para estimação das magnitudes de tensão estimadas nos PACs, utilizando as medidas provenientes dos medidores inteligentes;
- *Bloco 6*: procedimento de normalização das magnitudes das tensões estimadas para auxiliar no processo de comparação das tensões;
- *Bloco 7*: consiste em avaliar a existencia de tensão normalizada menor que o valor de limiar de transgressão de tensão adotado (L);
- *Bloco 8*: Identificar a(s) carga(s) que apresenta(m) violação do limiar de transgressão de tensão;
- *Bloco 9*: calcula-se a potência ativa desviada pela PNT, podendo ser calculado em análises série-temporais o índice F_w .
- *Bloco 10*: armazena-se os dados referentes a carga irregular, seu ponto de conexão, o índice F_w (se utilizado) e sua potência desviada;
- *Bloco 11*: incrementa o contador de PACs para aplicação do método no próximo PAC;
- *Bloco 12*: se o contador de PACs é igual ao número de PACs presente no sistema;

É importante destacar que o processo de detecção de PNT utilizando o Método V_{PAC} é não iterativo, pois não é adotado nenhum critério de convergência, e depende de equações básicas de análises de sistemas elétricos, o que torna sua implementação mais simples em relação aos métodos que serão apresentados nos capítulos seguintes.

Em análise série-temporal, deve-se aplicar todo procedimento ilustrado no fluxograma da Figura 4.5 para cada conjunto de medida disponibilizado em seus respectivos instantes de tempo.

4.2 Aplicação do Método V_{PAC}

A aplicação do Método V_{PAC} foi avaliada em redes baixa tensão, portanto para avaliação da baixa tensão de um alimentador completo é necessário aplicar o método em todas as redes de BT que compõem este alimentador, uma por vez.

Conforme visto no Seção 4.1, as redes de BT podem ser classificadas em sistemas de múltiplas cargas e de carga isolada, isto posto os estudos serão divididos em duas partes de forma a apresentar os resultados obtidos em testes realizados para os dois tipos de redes.

Nas simulações realizadas é considerado um valor de limiar de transgressão de tensão normalizada pré-definido de 0,998 (este valor foi obtido após análises de sensibilidade nas redes avaliadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho – detalhes serão apresentados na Seção 4.2.4) e as incertezas de medição de 0,2% para medidas de tensão e 1% para as medidas de potência ativa e reativa conforme definido na Tabela 3.3 (Capítulo 3 – Seção 3.2.3).

4.2.1 Rede de BT alimentando uma carga isolada

A aplicação do Método V_{PAC} em sistemas de carga isolada requer a identificação de um PAC na rede de MT, de forma a possibilitar a comparação das magnitudes das tensões estimadas pela carga isolada e por um medidor virtual estabelecido em uma rede de BT de múltiplas cargas vizinha.

No circuito teste, o sistema de carga isolada supre energia para uma unidade consumidora trifásica do tipo comercial, e o sistema vizinho supre energia para 2 cargas residenciais e 12 cargas de IP através de um transformador de distribuição trifásico com conexão $\Delta(MT):Y(BT)$. Na Figura 4.6, está apresentado o diagrama unifilar do segmento do alimentador utilizado na aplicação do Método V_{PAC} , as cargas equivalentes representam todas as cargas conectadas à jusante de seu ponto de conexão. A Tabela 4.1 contém as características da carga irregular presente no sistema de carga isolada.

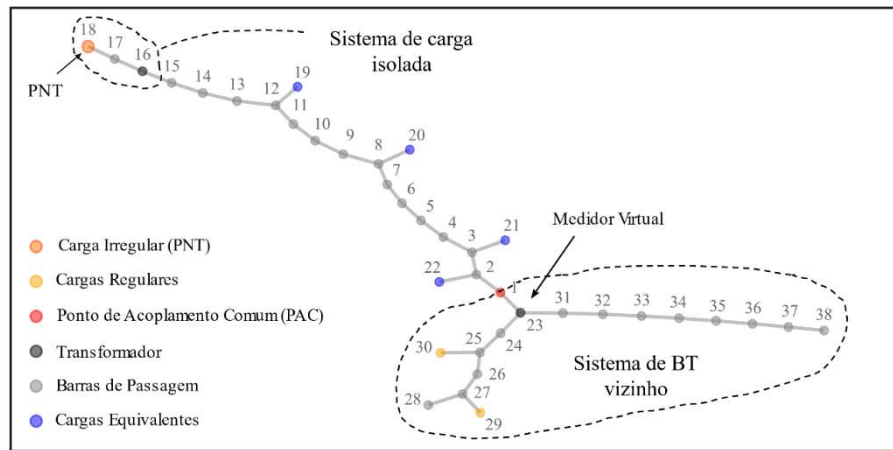


Figura 4.6: Topologia do segmento do alimentador utilizado para aplicação do Método V_{PAC} no sistema de carga isolada, elaborado pelo autor.

Tabela 4.1: Características da PNT conectada ao sistema de carga isolada, elaborado pelo autor.

	Conexão	Barra	Desvio de potência por fase (kW)	FP	Período com PNT	Energia desviada (kWh)
PNT1	Trifásica (A, B, C, N)	18	1,50	1	das 8h às 18h	49,50

Devido a fraude de energia ocorrer no período comercial (8h às 18h), as tensões estimadas no PAC nestes instantes tendem a ser menores que as tensões estimadas pelo medidor virtual (rede de BT vizinha), isso ocorre devido à queda de tensão provocada por uma parcela de potência que está sendo desviada pela carga irregular e não é devidamente registrada. Como consequência as tensões normalizadas referentes a carga isolada (Barra 18) também são menores que as tensões normalizadas referentes ao medidor virtual (Barra 23) e podem apresentar violações no valor do limiar de transgressão de tensão normalizada pré-definido. A Figura 4.7 apresenta as tensões estimadas no PAC estabelecido na rede de MT, já normalizadas, considerando os erros inerentes ao processo de medição.

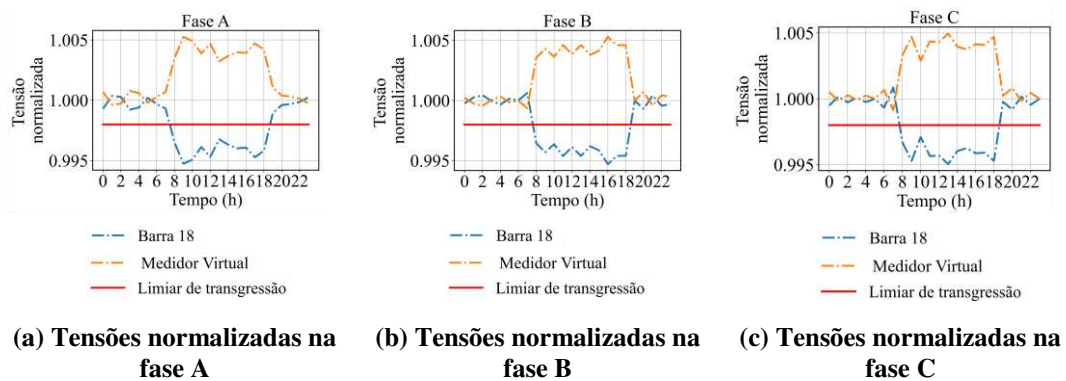


Figura 4.7: Tensões normalizadas no PAC de média tensão no sistema de carga isolada teste, elaborado pelo autor.

Ainda avaliando a Figura 4.7, nota-se que nos instantes não correspondentes a ocorrência de PNT, as tensões normalizadas tendem a ser unitárias, isto deve-se ao fato de que as tensões estimadas no PAC nestes instantes são iguais, as pequenas diferenças ocorrem devido aos erros inerentes à medição e não são suficientes para violar o limiar de transgressão de tensão estabelecido. No período comercial (8h às 18h) as tensões normalizadas referentes a carga isolada apresentam violação no valor do limiar de transgressão de tensão pré-definido, caracterizando PNT.

Na avaliação série temporal, a cada instante em que é detectada a queda de tensão provocada pela PNT, através da violação do limiar de transgressão, são calculados os desvios de potência provocados pela PNT, conforme apresentado na Figura 4.8, nesta figura a área hachurada representa o comportamento nominal considerado da PNT. Os desvios de potência provocados pela PNT são estimados conforme apresentado em (4.6).

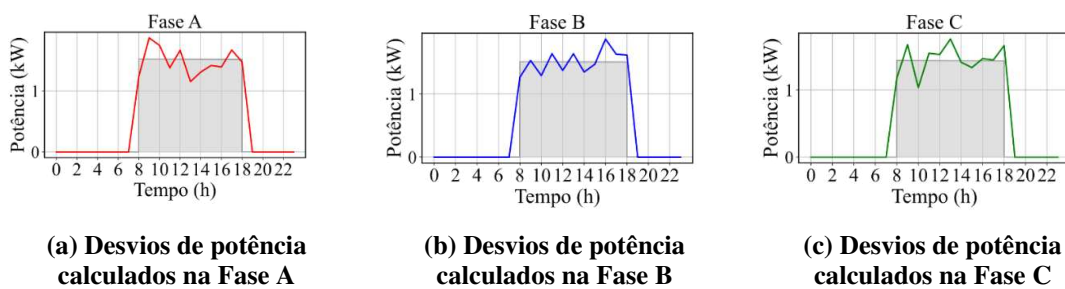


Figura 4.8: Desvios de potência estimados para a carga com PNT no sistema de carga isolada, elaborado pelo autor.

Os desvios de potência ativa estimados pelo Método V_{PAC} , a cada instante referente ao período de ocorrência da PNT, correspondem a aproximadamente 1,5 kW por fase, sendo coerentes com o desvio de energia nominal apresentado na Tabela 4.1. A razão dos desvios de energia serem coerentes com os valores esperados deve-se principalmente fato do sistema de carga isolada ser equilibrado (carga equilibrada com PNT equilibrada), neste contexto adotar os ângulos das tensões defasados em 120° (sequência positiva) para aquisição dos fasores de queda de tensão no cálculo da potência desviada tende a ser uma boa aproximação.

Tendo-se os desvios de potência ativa calculados, é possível determinar a energia total desviada pela PNT através da integração das potências desviadas no período avaliado. Na Tabela 4.2 estão apresentados os valores estimados da energia desviada pela PNT por fase, bem como o índice F_w que é proporcional a duração da PNT. O desvio total de energia corresponde aos desvios ocorridos em todas as fases, sendo de 49,06 kWh, o que representa um erro de

0,89% em relação valor original informado na Tabela 4.1 (no qual o desvio original da PNT é de 49,50 kWh).

Tabela 4.2: Índice F_w e desvio de energia calculados no sistema de carga isolada, elaborado pelo autor.

Barra	Fase	F_w	Energia desviada (kWh)
18	A	11	16,31
18	B	11	16,70
18	C	11	16,05
Total			49,06

Foi visto que o método V_{PAC} foi capaz de detectar a carga irregular presente no sistema de carga isolada em todos seu período de duração, sendo ainda capaz de estimar os desvios de potência ativa provocados pela PNT. A seguir está apresentado o estudo de caso da aplicação do método V_{PAC} em uma rede de BT composta por múltiplas cargas.

4.2.2 Rede de BT teste

A aplicação do Método V_{PAC} em redes compostas por múltiplas cargas é restrita à própria rede de BT, pois não envolve análises na rede de MT ou outros sistemas de BT.

No processo de identificação dos PACs, deve-se atentar a conectividade das cargas presentes no sistema, pois dependendo de suas configurações pode não ser possível comparar as tensões estimadas no PAC em uma das fases de uma determinada carga, sendo necessário utilizar o conceito de medidor virtual para possibilitar a aplicação do método V_{PAC} . Isso ocorre, por exemplo, nos casos em que existem cargas com fases distintas conectadas no mesmo PAC, como por exemplo cargas monofásicas e bifásicas, nesta situação não é possível comparar as tensões estimadas no PAC pela carga bifásica em uma de suas fases. Como exemplo ilustrativo considere uma carga 1 conectada nas fases A e B e uma segunda carga conectada na fase A, neste cenário não é possível comparar as tensões estimadas no PAC pela fase B da carga 1. Além disso, dependendo da configuração da conexão das cargas no sistema, não é possível comparar nenhuma tensão estimada no PAC. Como exemplo ilustrativo considere uma carga 1 conectada nas fases A e B e uma carga 2 conectada na fase C, neste cenário não é possível comparar nenhuma tensão estimada no PAC.

A Figura 4.9 apresenta o diagrama unifilar da rede de BT teste utilizada neste estudo de caso, já com os PACs destacados. O PAC 4 é composto por duas cargas, sendo a carga

na Fase B com a PNT 1 e a PNT 2, que ocorrem nos mesmos instantes, tem-se uma menor sensibilidade na detecção das PNTs. Isso ocorre devido as PNTs influenciarem na normalização das tensões estimadas no PAC, por esta razão a queda de tensão provocada pela PNT 1 na fase B é um pouco menor que aquela provocada na fase A, para a mesma potência desviada em ambas as fases.

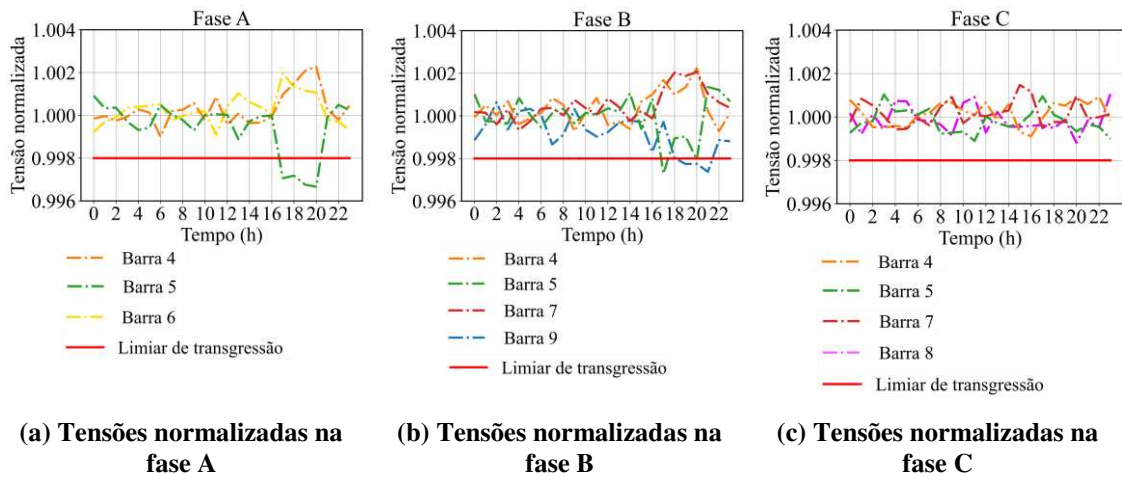


Figura 4.10: Tensões normalizadas no PAC 2 da rede de BT teste, elaborado pelo autor.

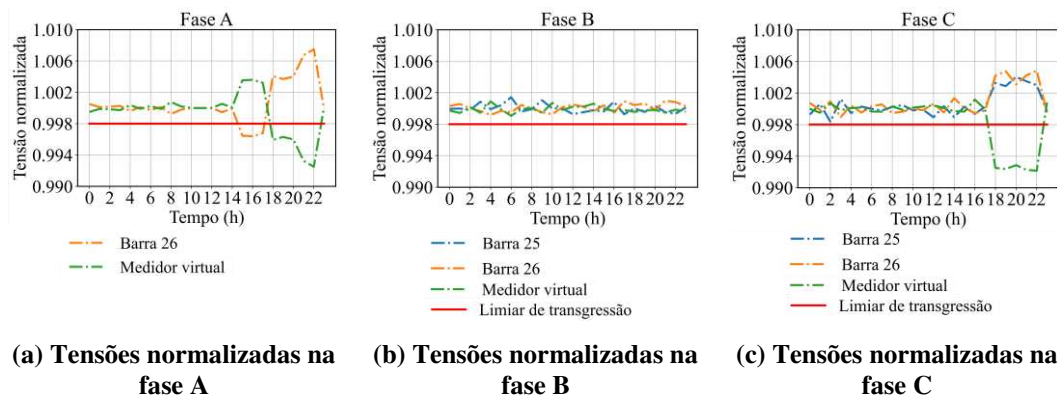


Figura 4.11: Tensões normalizadas no PAC 4 da rede de BT teste, elaborado pelo autor.

Na Figura 4.11(a) as tensões normalizadas referentes à Barra 26 (PNT 3) apresentam violações no limiar de transgressão de tensão somente no período das 15h às 17h, não correspondendo a toda duração da PNT 3 (das 15h às 20h – vide Tabela 4.3). Após as 17h as tensões referentes ao medidor virtual apresentam violações no valor do limiar de transgressão pré-definido, indicando a existência de PNT em uma barra à jusante ao medidor virtual. Tal comportamento deve-se ao fato da PNT 4, que se encontra em um ponto à jusante da PNT 3 entrar em operação, nesta situação a queda de tensão provocada pela PNT 4 é propagada para o PAC 4 através do medidor virtual (estabelecido no PAC 5), impedindo a detecção da PNT 3 nos instantes em que ambas estão presentes de forma concomitante. Neste caso, para que a PNT

3 seja detectada adequadamente em todo seu período de duração, ela deve possuir uma potência muito maior que a PNT 4 (à jusante) nos instantes em que ambas ocorrem simultaneamente. Apesar de não ser possível detectar a PNT 3 adequadamente em todo seu período de ocorrência, a Barra 26 é indicada como irregular devido a análise série-temporal, no qual existem instantes em que ela ocorre de forma não concomitante com a PNT 4.

Na Figura 4.12, as tensões normalizadas referente à Barra 22 apresentam violações no valor estabelecido para o limiar pré-definido nas fases A e C dentro do período das 18h às 22h, indicando a presença de uma carga bifásica irregular (Figura 4.12(a) e Figura 4.12(c)). O fato da PNT 4 possuir outra PNT a montante (PNT 3), não influencia no seu processo de detecção.

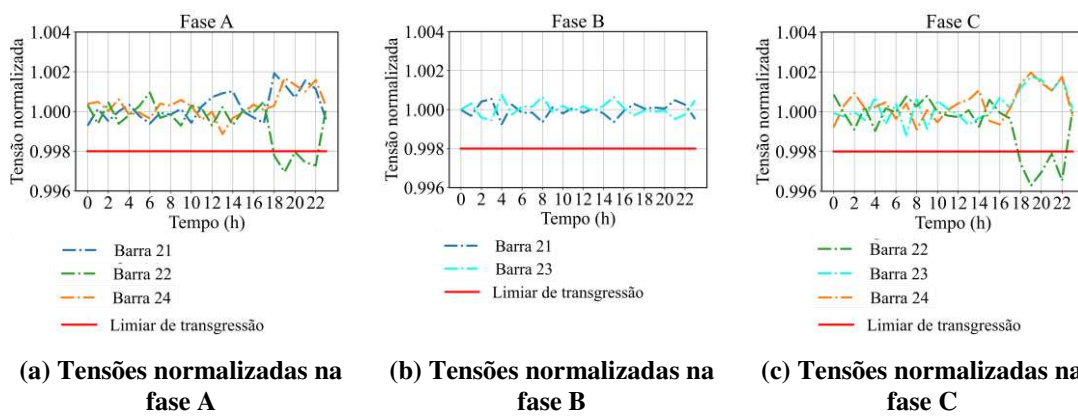


Figura 4.12: Tensões normalizadas no PAC 5 da rede de BT teste, elaborado pelo autor.

A queda de tensão provocada pelas PNTs nas redes de múltiplas cargas tende a ser pequena, esta característica deve-se principalmente à distância elétrica entre as cargas e o PAC, pois geralmente as cargas estão ligadas ao PAC através de um ramal de serviço que tende a ser curto, configurando uma baixa impedância equivalente entre as cargas e o PAC. No Seção seguinte (Seção 4.2.3) é realizado um estudo de caso para avaliação da sensibilidade do método em relação impedância do ramo cuja carga irregular está conectada.

Na análise série-temporal, a cada instante em que há violação no valor do limiar pré-definido por alguma carga, calcula-se o desvio de potência provocado pela carga irregular. Nas Figuras 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16 estão apresentados os desvios de potência estimados pelo Método V_{PAC} para as barras indicadas como PNTs, nestas figuras a área hachurada representa o comportamento nominal da PNT.

Ao avaliar os resultados da Figura 4.13 nota-se que os desvios de potência estimados para a PNT 1 na Fase B (Figura 4.13(b)) não correspondem a todo seu período de duração, tal comportamento ocorre devido à existência da PNT 2 que se encontra no mesmo PAC de forma simultânea, o que dificulta a detecção da PNT 1 na fase B por motivo de ambas PNTs

influenciarem no processo de normalização das tensões. De forma similar, os resultados apresentados na Figura 4.15 mostram que os desvios de potência calculados para a PNT 3 também não correspondem a toda sua duração, entretanto esta característica ocorre devido aos instantes de falsos negativos provocados pela presença da PNT 4, que se encontra à jusante.

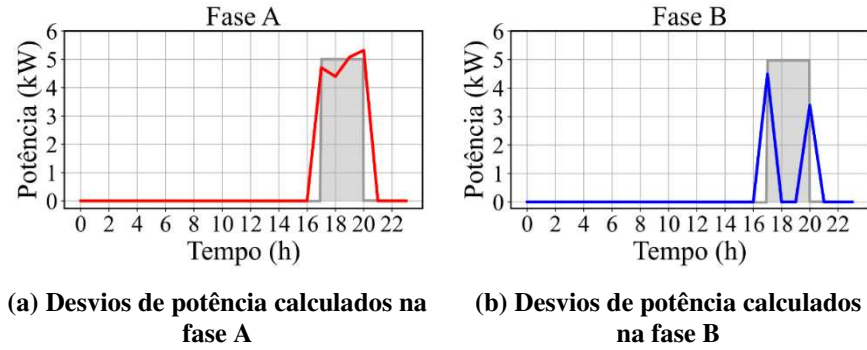


Figura 4.13: Desvios de potência calculados pelo Método V_{PAC} para PNT 1, elaborado pelo autor.

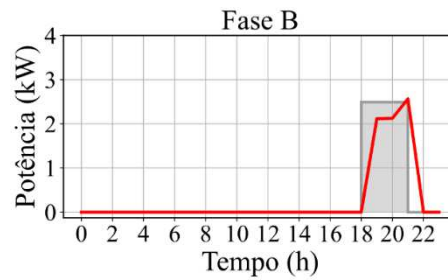


Figura 4.14: Desvios de potência calculados pelo Método V_{PAC} para PNT 2, elaborado pelo autor.

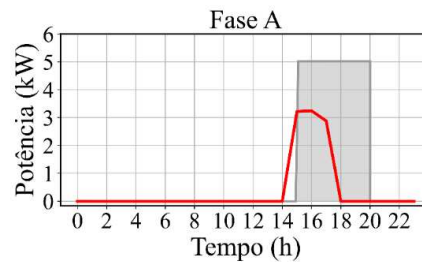


Figura 4.15: Desvios de potência calculados pelo Método V_{PAC} para PNT 3, elaborado pelo autor.

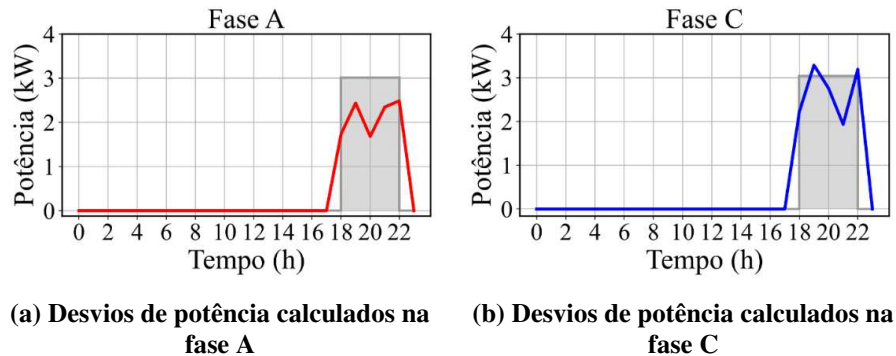


Figura 4.16: Desvios de potência calculados pelo Método V_{PAC} para PNT 4, elaborado pelo autor.

Os desvios de potência calculados para a PNT 3 e na fase A da PNT 4 são menores que os desvios originais (PNT 3 de 5 kW por fase e PNT 4 de 3 kW por fase, vide Tabela 4.3), esta característica deve-se ao desbalanço das tensões serem maiores nos pontos em que elas estão situadas. Já os desvios de potência calculados para a PNT 1 e a PNT 2 possuem valores mais próximos aos originais (PNT 1 de 5 kW por fase e PNT 2 de 2,5 kW por fase, vide Tabela 4.3), pois o desbalanço entre as tensões são menores nos pontos onde as cargas irregulares estão conectadas.

Tendo-se os desvios de potência é possível determinar os desvios de energia provocados pelas perdas não técnicas através da integração das potências no tempo, considerando o período avaliado. A Tabela 4.4 apresenta os desvios de potência calculados pelo Método V_{PAC} e os respectivos índices F_w que são proporcionais a duração da PNT calculados para cada fase, nesta tabela as barras estão ranqueadas de acordo com os maiores índices de F_w .

Tabela 4.4: Índice F_w e desvio de energia calculados no sistema teste, elaborado pelo autor.

PNT	Barra	Fase	F_w	Energia desviada (kWh)
4	22	A	5	10,68
4	22	C	5	13,19
2	9	B	3	6,80
3	26	A	3	8,10
1	4	A	4	19,49
1	4	B	2	7,89

Apesar de os desvios de energia calculados pelo método não corresponderem exatamente aos valores originais (Tabela 4.3), o principal objetivo da ferramenta que consiste em detectar e indicar os pontos com maiores probabilidades de ocorrência de PNT foi atingido. Tendo estes pontos, torna-se necessário inspeção e perícia técnica para confirmação das cargas irregulares.

Sabendo que as cargas irregulares presentes no sistema nem sempre possuem fator de potência unitário, na Tabela 4.5 apresentam-se resultados da aplicação do Método V_{PAC} considerando as perdas não técnicas descritas na Tabela 4.3 com fator de potência de 0,85. Este valor foi escolhido em conformidade com estabelecido pelo decreto Nº 62.724 de 17 de maio de 1968 e com a nova redação dada pelo decreto Nº 75.887 de 20 de junho de 1975, no qual as distribuidoras passaram a assumir o valor de 0,85 indutivo como referência para determinar o fornecimento de energia reativa [61], [62].

Quando existe um desvio na componente reativa da potência, devido a um fator de potência não unitário, há uma dificuldade na detecção da PNT 1, principalmente na fase em que a fraude ocorre de forma simultânea com a PNT 2, onde o método não é capaz de identificar a PNT 1 associada à fase B. Nota-se também que há um aumento no cálculo do desvio de potência provocado pela PNT 2.

Tabela 4.5: Índice F_w e desvio de energia calculados no sistema teste, para detecção de PNTs com fator de potência de 0,85 indutivo, elaborado pelo autor.

PNT	Barra	Fase	F_w	Energia desviada (kWh)
4	22	A	5	12,25
4	22	C	4	10,46
2	9	B	4	10,83
3	26	A	3	7,98
1	4	A	1	4,86
1	4	B	0	-

Ainda avaliando os dados da Tabela 4.5, o método mostra-se capaz de detectar e identificar todas as barras com PNT. Em relação a PNT 1, apesar de não ter sido detectada a PNT na fase B, a barra ainda foi indicada como suspeita devido a detecção de PNT na fase A.

4.2.3 Sensibilidade do método em relação à impedância do ramo

O Método V_{PAC} é fundamentado na queda de tensão provocada pela PNT. Conforme discutido na Seção 4.1, esta queda de tensão pode ser expressa por:

$$\Delta \mathbf{v}_{PNT}^{abc} = \mathbf{Z}_S^{abc} \cdot \mathbf{i}_{PNT}^{abc} \quad (4.10)$$

em que $\mathbf{Z}_S^{abc}$ é a impedância no condutor de serviço da carga cuja PNT está conectada; $\mathbf{i}_{PNT}^{abc}$ é a parcela de corrente desviada pela PNT; $\Delta \mathbf{v}_{PAC}^{abc}$ é a queda de tensão provocada pela PNT. A corrente desviada pela PNT tem relação direta com a potência desviada ($I_{PNT} = (S_{PNT}/V_{PNT})^*$).

Para um desvio de corrente fixo ($\mathbf{i}_{PNT}^{abc}$), a queda de tensão provocada pela PNT é diretamente proporcional a impedância do ramo no qual está conectada, quanto maior a impedância do ramo, maior é a queda de tensão provocada pela PNT.

Para avaliar a influência da impedância do ramo cuja PNT está conectada, é realizado um estudo de caso considerando o sistema de BT teste (Figura 4.9), com somente uma PNT presente no sistema, conforme apresentado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Característica da PNT presente no sistema teste para estudo de caso, elaborado pelo autor.

	Conexão	Barra	Desvio de potência (kW)	FP	Período com PNT	Energia desviada (kWh)
PNT 1	Monofásica (Fase A, N)	26	5	1	das 15h às 20h	30,00

O Método V_{PAC} é aplicado na rede de BT considerando a influência dos erros de medição e uma impedância maior na linha cuja PNT está conectada, sendo ela três vezes maior que o valor original. Na Figura 4.17 estão apresentadas as tensões normalizadas calculadas no PAC 4 (PAC com PNT) do sistema teste.

Ao aumentar a impedância do ramal de serviço, a queda de tensão provocada pela PNT torna-se mais evidente (Figura 4.17(a)), como consequência as tensões normalizadas referentes a carga irregular (Barra 26) tornam-se menores, neste contexto o Método V_{PAC} é mais sensível para detecção da PNT. Note que nesta situação um limiar de tensão normalizada de 0,992 seria o suficiente para detecção da PNT de forma adequada.

De forma complementar, é realizado um segundo estudo de caso considerando ainda a rede de BT teste e a presença da PNT conforme indicado na Tabela 4.6. Entretanto considera-se a impedância do ramo cuja PNT está conectada com um valor correspondente a três vezes menor que o valor original. Na Figura 4.18 estão apresentadas as tensões normalizadas estimadas no PAC cuja PNT está presente.

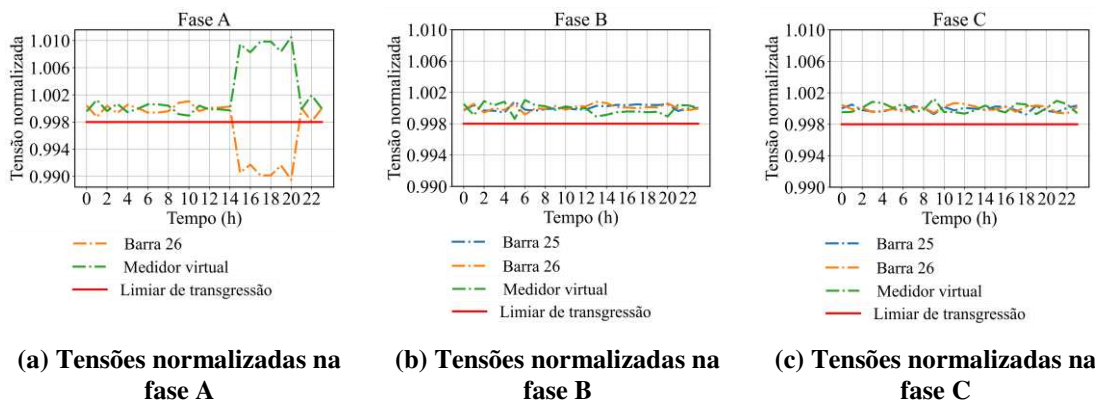


Figura 4.17: Tensões normalizadas no PAC 4 com impedância do ramo maior, elaborado pelo autor.

Ao diminuir a impedância do ramal de serviço, a queda de tensão provocada pela PNT torna-se pequena (Figura 4.18(a)), a ponto de ser confundida com os erros de medição. Como consequência as tensões normalizadas são unitárias e não há violação no valor do limiar de

transgressão de tensão pré-definido, portanto a PNT não é detectada, configurando um cenário de falso negativo.

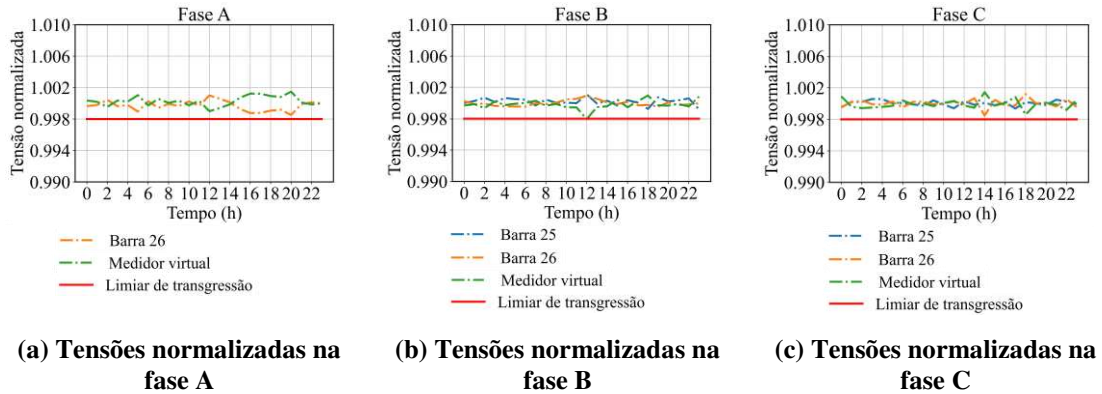


Figura 4.18: Tensões normalizadas no PAC 4 com impedância do ramo menor, elaborado pelo autor.

A sensibilidade do Método V_{PAC} em relação a impedância do ramo é a principal razão da queda de tensão ser mais perceptível ao avaliar os sistemas de BT com carga isolada, pois a impedância equivalente entre a carga isolada e o PAC, estabelecido na rede de MT, tende a apresentar um valor elevado, visto que a distância entre a carga e o PAC tende a ser maior. Nas redes de BT composta por múltiplas cargas a distância elétrica entre as cargas e o PAC geralmente são pequenas, pois geralmente as cargas estão ligadas ao PAC através de um ramal de serviço que possui baixo comprimento, configurando baixa impedância.

4.2.4 Análise de desempenho

O desempenho do Método V_{PAC} possui relação direta com o valor do limiar de transgressão de tensão normalizada pré-definido, ao adotar um valor sensível (alto) os erros inerentes à medição podem ser o suficiente para provocarem violações de tensão normalizada, configurando casos de falsos positivos. Contudo, valores muito baixos podem ser insensíveis para detecção das PNTs, principalmente aquelas que estão eletricamente próximas ao PAC e por isso apresentam impedância equivalente entre a carga irregular e o PAC baixa, o que pode configurar casos de falsos negativos.

Determinar um valor de limiar de transgressão ótimo é uma solução de engenharia que pode funcionar muito bem para um determinado sistema de distribuição e não ser sensível suficiente para detecção de PNT em outras redes. Portanto antes da aplicação do Método V_{PAC} são necessários estudos de planejamento para definição do limiar de transgressão de tensão e

para conhecimento dos ramos de baixa impedância, nos quais o Método V_{PAC} apresenta menor sensibilidade.

Buscando avaliar o desempenho do método na detecção e localização de perdas não técnicas, é realizada simulação Monte Carlo considerando cenários com presença de 20 PNTs conectadas simultaneamente nas redes de BT do alimentador teste, este valor representa aproximadamente 5% de todas as barras de carga do alimentador (415 barras de carga). As PNTs são inseridas de forma aleatória e possuem desvios de potência que podem variar de 1 a 5 kW por fase com fator de potência unitário (valor adotado de forma empírica), podendo estar presente na mesma rede de BT ou não. A distribuição das PNTs no alimentador e seus desvios de potência são definidos através de uma distribuição uniforme, esta distribuição foi escolhida de modo a garantir que todas as cargas presentes no sistema possuem a mesma probabilidade de estarem associadas à PNT e que os desvios provocados pela PNT possam atingir todos os valores dentro do intervalo de 1 a 5 kW com a mesma probabilidade. Além disso, também são considerados os erros inerentes à medição, que podem ser representados por uma distribuição Gaussiana com média nula e desvios padrões de 0,2% nas medidas de tensão e 1% nas medidas de potência, conforme estabelecido na Tabela 3.3 (Seção 3.2.3). A cada cenário simulado são calculadas as taxas de sucesso na detecção de PNT, que representam a quantidade de PNTs que foram detectadas com sucesso em relação a quantidade de PNTs inseridas no sistema em cada cenário. O critério de convergência estabelecido para a simulação Monte Carlo é o cálculo de 1.500 cenários. Na Figura 4.19, estão apresentados os resultados obtidos após a convergência da simulação Monte Carlo avaliando diferentes limiares de transgressão em forma de *boxplot*. O gráfico de *boxplot* é um gráfico de caixas capaz de representar diversas características estatísticas de um determinado conjunto de dados, nos gráficos apresentados a mediana é representada pelo traço em vermelho, e o 1º e 3º quartil delimitam a caixa, os traços abaixo e acima da caixa representam seus limites superior e inferior dados pelo menor e maior valor que não estão associados aos *outliers* do conjunto de dados, e os outliers que são valores destoantes do conjunto de dados, são representados pelos pontos fora da caixa. Nos gráficos apresentados abaixo, os sucessos representam as PNTs devidamente detectadas, os falsos positivos representam as barras indicadas incorretamente e os falsos negativos, as PNTs não identificadas.

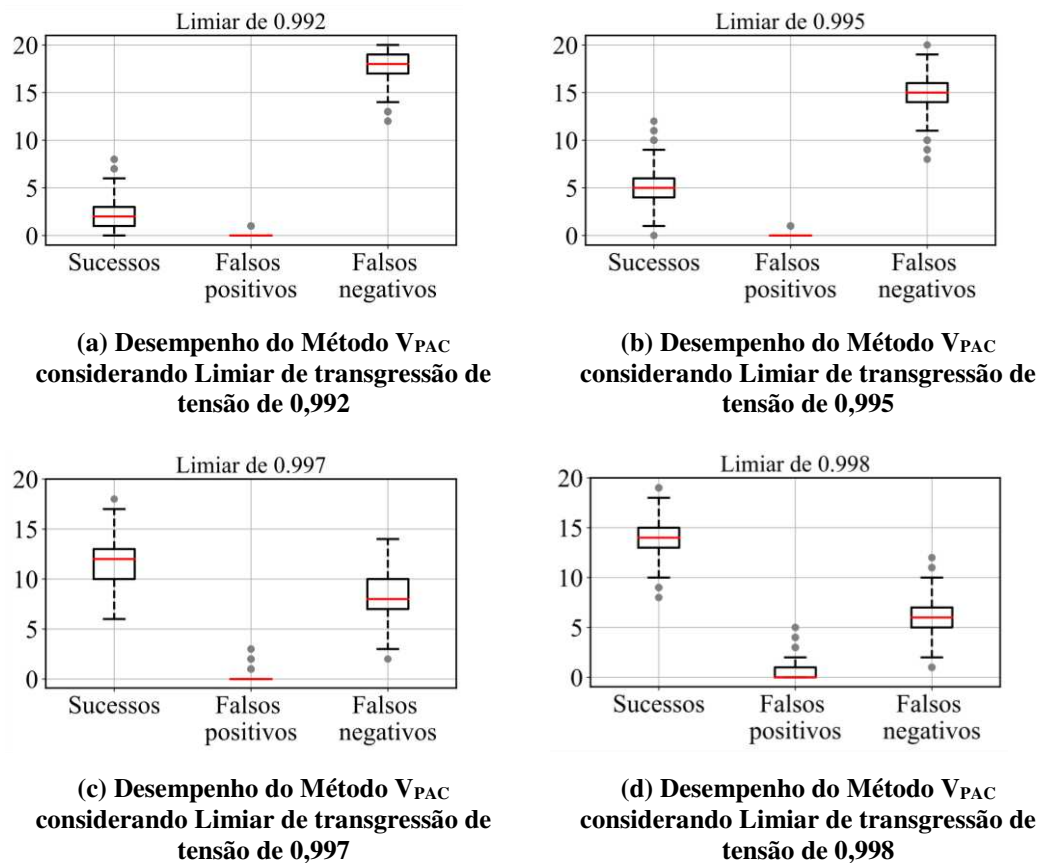
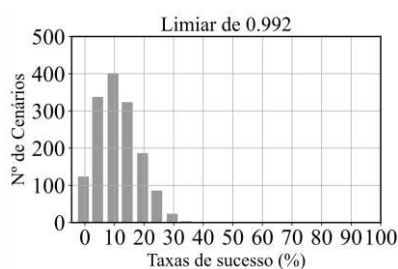


Figura 4.19: Número de sucessos, falsos positivos e falsos negativos obtidos na aplicação do Método V_{PAC} com 20 PNTs conectadas nas redes de BT do alimentador teste, elaborado pelo autor.

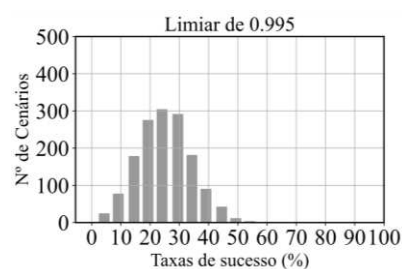
Avaliando a Figura 4.19, é possível concluir que limiares de transgressão baixos apresentam baixo desempenho na detecção de PNTs por serem menos sensíveis, já limiares maiores apresentam melhor desempenho na detecção de PNTs, entretanto tendem a apresentar um maior volume de casos de falsos positivos (falsas detecções) devido aos erros provocados pelas incertezas das medições serem o suficientes para causar violação no limiar de transgressão de tensão pré-definido.

De modo geral o Método V_{PAC} não consegue detectar todas as PNTs conectadas no alimentador (ver Figura 4.19(d) – melhor desempenho), tal característica deve-se principalmente à distância elétrica entre as cargas e o PAC, visto que a maior parte das cargas estão ligadas ao PAC através de ramais de serviço, o que configura baixa impedância.

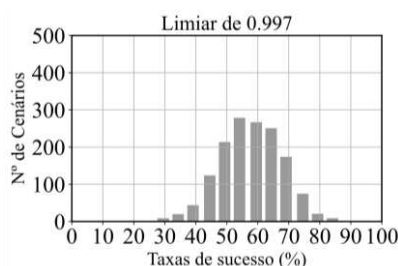
Na Figura 4.20 estão apresentados histogramas expressando as taxas de sucessos computadas a cada cenário e na Tabela 4.7 apresentam-se algumas características estatísticas deste conjunto de dados avaliado.



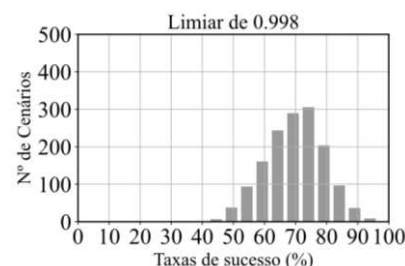
(a) Taxas de sucesso do Método V_{PAC} considerando Limiar de transgressão de tensão de 0,992



(b) Taxas de sucesso do Método V_{PAC} considerando Limiar de transgressão de tensão de 0,995



(c) Taxas de sucesso do Método V_{PAC} considerando Limiar de transgressão de tensão de 0,997



(d) Taxas de sucesso do Método V_{PAC} considerando Limiar de transgressão de tensão de 0,998

Figura 4.20: Taxas de sucesso computadas nos 1.500 cenários avaliados na simulação Monte Carlo avaliando os diferentes limiares de transgressão de tensão, elaborado pelo autor.

As taxas de sucesso aumentam conforme aumenta-se o limiar de transgressão, mesmo não detectando todas as PNTs conectadas no alimentador o Método V_{PAC} apresentou uma mediana das taxas de sucessos de 70% quando um valor de 0,998 é considerado como valor do limiar de transgressão de tensão normalizada. Limiares maiores que estes valores apresentam altas taxas de detecção de falsos positivos devido aos erros inerentes ao processo de medição serem confundidos com possíveis cargas irregulares.

Tabela 4.7: Dados estatísticos das taxas de sucessos computadas na simulação Monte Carlo para avaliação do Método V_{PAC} , elaborado pelo autor.

Limiar de transgressão	Média	Mediana	Valor mínimo	Valor máximo
0,992	11,72%	10,00%	0,00%	40,00%
0,995	25,77%	25,00%	0,00%	60,00%
0,997	58,48%	60,00%	30,00%	90,00%
0,998	70,50%	70,00%	40,00%	95,00%

No capítulo seguinte apresenta-se a próxima metodologia para detecção de perdas não técnicas estudada este trabalho.

5 FLUXO DE CARGA MODIFICADO (MÉTODO QV)

O fluxo de carga é uma ferramenta tipicamente conhecida pelos engenheiros das distribuidoras de energia elétrica, pois é utilizada para planejamento e operação do sistema elétrico, cálculos de índices regulatórios (como perdas técnicas), entre outros. Considerando a popularidade da solução do fluxo de carga via injeções de potência pelo método de Newton Raphson, em [51] são propostas modificações na solução do fluxo de carga tradicional buscando modelar as barras de carga como barras QV para possibilitar a detecção e localização de perdas não técnicas, por esta razão este método é referenciado como Método QV.

O Método QV explora as medidas de tensão no nó raiz do sistema de distribuição e aquelas associadas às barras QV para calcular as potências ativas associadas a cada barra QV. Como medidas obtidas no nó raiz, entende-se as medidas obtidas na subestação ou no lado de baixa tensão de um transformador de distribuição. Tais medidas são utilizadas como tensão de referência no algoritmo de fluxo de carga.

Estudos sobre soluções de fluxo de carga indicam que os métodos baseados em injeção de correntes tendem a apresentar melhor condicionamento da matriz Jacobiana, e consequentemente maior robustez no equacionamento do fluxo de carga, melhorando suas características de convergência em sistemas de distribuição e energia elétrica [68], [69]. Assim sendo, neste trabalho é proposto a implementação do Método QV utilizando o equacionamento baseado em injeções de correntes, empregando uma modelagem multifásica dos elementos conectados à rede de distribuição de forma a representar o condutor de neutro explicitamente. No algoritmo de fluxo de carga, os dados são tratados em pu.

5.1 Metodologia

Para implementação de um algoritmo de fluxo de carga, é necessário a construção da matriz de admitância nodal da rede ($\mathbf{Y}_{\text{nodal}}$), que relaciona todas os fasores de tensão e corrente em todos os nós do sistema conforme apresentado em (5.1). Novamente, ressalta-se que neste trabalho os termos em negrito referem-se a vetores e matrizes, sendo as letras minúsculas referentes a vetores e maiúsculas referentes a matrizes.

$$\mathbf{i} = \mathbf{Y}_{\text{nodal}} \cdot \mathbf{v} \quad (5.1)$$

sendo $\mathbf{v}$ o vetor contendo os fasores de tensão em todos os nós da rede; e $\mathbf{i}$ o vetor contendo todos os fasores de injeções correntes nodais do sistema.

Os métodos de solução de fluxo de carga baseados em injeção de corrente tratam os fasores de tensão e corrente em sua forma retangular, utilizando suas partes real e imaginária, conforme apresentados em (5.2) e (5.3).

$$\mathbf{i} = [I_{im_0} \quad I_{re_0} \quad I_{im_1} \quad I_{re_1} \quad \cdots \quad I_{im_n} \quad I_{re_n}]^T \quad (5.2)$$

$$\mathbf{v} = [V_{re_0} \quad V_{im_0} \quad V_{re_1} \quad V_{im_1} \quad \cdots \quad V_{re_n} \quad V_{im_n}]^T \quad (5.3)$$

em que I_{re} e I_{im} são as partes real e imaginária dos fasores de corrente; e V_{re} e V_{im} são as partes real e imaginária dos fasores de tensão; n é o número de nós do sistema. Portanto os vetores de tensão e corrente possuem dimensão duas vezes maior que o número de nós.

As características elétricas de um determinado elemento conectado à rede de distribuição podem ser expressas através de matrizes primitivas ($\mathbf{Y}_{prim}$), as quais relacionam todas as tensões e correntes nodais deste elemento, no ANEXO B estão apresentados os modelos considerados na construção das matrizes primitivas de cada elemento considerado neste trabalho. Em [71] é apresentado uma metodologia para construção da matriz de admitâncias da rede ($\mathbf{Y}_{nodal}$) adicionando a contribuição de cada elemento ($\mathbf{Y}_{prim}$) conectado à rede, um por vez, com base em sua conectividade e nos índices de seus nós.

No algoritmo de fluxo de carga os valores especificados dos fasores de correntes nodais podem ser obtidos através das contribuições das medidas de potência de cada carga. A equação (5.4) apresenta a contribuição das medidas de injeções de potência de uma carga arbitrária conectada entre os nós k e m no vetor de injeções de correntes especificadas. Neste contexto as cargas podem estar ligadas fase-fase ou fase-neutro.

$$I_{km}^{esp} = \left(\frac{\bar{S}_{km}}{\dot{V}_{km}} \right)^* = \left(\frac{P_{km} + jQ_{km}}{\dot{V}_k - \dot{V}_m} \right)^* \begin{cases} \dot{I}_k = \dot{I}_{km} \\ \dot{I}_m = -\dot{I}_{km} \end{cases} \quad (5.4)$$

em que $\dot{I}_{km}$ é o fasor de corrente no ramo k - m ; $\bar{S}_{km}$ é a potência complexa de uma carga conectada entre os nós k e m ; P_{km} e Q_{km} são as potências ativa e reativa, respectivamente, de uma carga conectada entre os nós k e m ; $\dot{V}_k$ e $\dot{V}_m$ são os fasores de tensão nos nós k e m , respectivamente; e $\dot{I}_k$, $\dot{I}_m$ são as injeções de corrente totais nos nós k e m , respectivamente, que compõem vetor de correntes especificadas ($\hat{\mathbf{i}}_{esp}$), no qual os elementos são organizados similar ao apresentado em (5.2).

No Método QV são considerados os valores de magnitudes de tensão medida nas barras de carga como valores especificados, portanto o vetor de grandezas especificadas é composto pelos fasores de correntes especificadas e pelas magnitudes de tensão medidas, conforme apresentado em (5.5).

$$\mathbf{i}_{\text{mrV}}^{\text{esp}} = [\mathbf{i}_{\text{esp}} \quad \mathbf{v}_{\text{esp}}]^T \quad (5.5)$$

em que $\mathbf{i}_{\text{esp}}$ é o vetor contendo os fasores de corrente especificadas; e $\mathbf{v}_{\text{esp}}$ é o vetor contendo as magnitudes de tensão medidas (especificadas).

O vetor contendo os fasores de correntes calculadas pode ser obtido através da equação (5.1), considerando conhecido o vetor de tensões em uma dada iteração. Contudo deve-se considerar também o valor calculado das magnitudes das tensões em todas as barras QV, conforme apresentado em (5.6).

$$V_{\text{km}}^{\text{calc}} = \sqrt{V_{\text{rekm}}^2 + V_{\text{imkm}}^2} \quad (5.6)$$

em que $V_{\text{km}}^{\text{calc}}$ é a magnitude de tensão calculada para uma carga conectada entre os nós k e m; e V_{rekm}^2 e V_{imkm}^2 são as partes real e imaginária do fasor de tensão.

O vetor de grandezas calculadas ($\mathbf{i}_{\text{mrV}}^{\text{calc}}$) é dado por (5.7).

$$\mathbf{i}_{\text{mrV}}^{\text{calc}} = [\mathbf{i}_{\text{calc}} \quad \mathbf{v}_{\text{calc}}]^T \quad (5.7)$$

Dadas as grandezas calculadas e especificadas, o vetor de resíduos é definido como a diferença entre os valores especificados e calculados, em (5.13) e (5.14) estão apresentados os resíduos de corrente e magnitudes de tensão, respectivamente.

$$\Delta \mathbf{i} = \mathbf{i}_{\text{esp}} - \mathbf{i}_{\text{calc}} \quad (5.8)$$

$$\Delta \mathbf{v} = \mathbf{v}_{\text{esp}} - \mathbf{v}_{\text{calc}} \quad (5.9)$$

No Método QV o vetor de resíduos é composto pelos resíduos de corrente e magnitude de tensão, conforme (5.10).

$$\Delta \mathbf{r} = [\Delta \mathbf{i} \quad \Delta \mathbf{v}]^T \quad (5.10)$$

A matriz jacobiana representa as sensibilidades das grandezas calculadas em relação às variáveis de estado, no Método QV as variáveis de estado correspondem aos fasores de tensão (partes real e imaginária) em todos os nós da rede e as potências ativas nas Barras QV, portanto matriz jacobiana pode ser particionada em 4 submatrizes conforme (5.11).

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{\text{Iinj}} & \mathbf{H}_{\text{Pinj}} \\ \mathbf{H}_{\text{Vmag}} & \mathbf{H}_{\text{PV}} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

sendo $\mathbf{H}_{\text{Iinj}}$ as derivadas dos fasores de corrente em relação aos fasores de tensão; $\mathbf{H}_{\text{Pinj}}$ as derivadas dos fasores de corrente em relação as potências ativas nas Barras QV; $\mathbf{H}_{\text{Vmag}}$ as derivadas das magnitudes de tensão em relação aos fasores de tensão nas Barras QV; $\mathbf{H}_{\text{PV}}$ as derivadas das magnitudes de tensão em relação as potências ativas nas Barras QV.

A equação (5.1) pode ser reescrita em termos das partes reais e imaginárias das tensões, em (5.12) é apresentado o fasor de corrente na forma retangular obtido para um nó arbitrário k, e em (5.13) e (5.14) suas partes real e imaginária, respectivamente [70].

$$\dot{I}_k = \sum_{m \in \Omega_k} (G_{km} V_{re_m} - B_{km} V_{im_m}) + j(G_{km} V_{im_m} + B_{km} V_{re_m}) \quad (5.12)$$

$$I_{re_k} = \sum_{m \in \Omega_k} (G_{km} V_{re_m} - B_{km} V_{im_m}) \quad (5.13)$$

$$I_{im_k} = \sum_{m \in \Omega_k} (G_{km} V_{im_m} + B_{km} V_{re_m}) \quad (5.14)$$

em que $\dot{I}_k$ é o fasor de injeção de corrente no k-ésimo nó; I_{re_k} e I_{im_k} são as partes real e imaginária dos fasores de corrente nodal associado ao k-ésimo nó; G_{km} e B_{km} são a condutância e susceptância de um ramo conectado entre o nó k e m; V_{re_m} e V_{im_m} são as partes real e imaginária do fasor de tensão associado ao nó m; e m é o conjunto de todos os nós vizinhos ao k-ésimo nó

A matriz $\mathbf{H}_{I_{inj}}$ é obtida através das derivadas das equações (5.13) e (5.14) em relação as partes reais e imaginária dos fasores de tensão, o que resulta em termos constantes referentes a elementos da matriz de admitâncias nodais ($\mathbf{Y}_{nodal}$), podendo ser calculada uma única vez durante todo o processo iterativo, sua atualização é necessária somente nos casos em que há mudanças de taps em reguladores de tensão ou atuação de chaves no sistema [69]. Em (5.15) está apresentado a contribuição de um elemento conectado entre os nós k e m na matriz $\mathbf{H}_{I_{inj}}$.

$$\mathbf{H}_{I_{inj}} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \ddots \\ \vdots & \frac{\partial I_{im_k}}{\partial V_{re_k}} = B_{kk} & \frac{\partial I_{im_k}}{\partial V_{im_k}} = G_{kk} & \ddots & \frac{\partial I_{im_k}}{\partial V_{re_m}} = B_{km} & \frac{\partial I_{im_k}}{\partial V_{im_m}} = G_{km} & \ddots \\ \vdots & \frac{\partial I_{re_k}}{\partial V_{re_k}} = G_{kk} & \frac{\partial I_{re_k}}{\partial V_{im_k}} = -B_{kk} & \ddots & \frac{\partial I_{re_k}}{\partial V_{re_m}} = G_{km} & \frac{\partial I_{re_k}}{\partial V_{im_m}} = -B_{km} & \ddots \\ \ddots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \ddots & \ddots \\ \vdots & \frac{\partial I_{im_m}}{\partial V_{re_k}} = B_{mk} & \frac{\partial I_{im_m}}{\partial V_{im_k}} = G_{mk} & \ddots & \frac{\partial I_{im_m}}{\partial V_{re_m}} = B_{mm} & \frac{\partial I_{im_m}}{\partial V_{im_m}} = G_{mm} & \ddots \\ \vdots & \frac{\partial I_{re_m}}{\partial V_{re_k}} = G_{mk} & \frac{\partial I_{re_m}}{\partial V_{im_k}} = -B_{mk} & \ddots & \frac{\partial I_{re_m}}{\partial V_{re_m}} = G_{mm} & \frac{\partial I_{re_m}}{\partial V_{im_m}} = -B_{mm} & \ddots \\ \ddots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

em que I_{re_k} e I_{im_k} são as parcelas real e imaginária da injeção de corrente no nó k, respectivamente; I_{re_m} e I_{im_m} são as parcelas real e imaginária da injeção de corrente no nó m, respectivamente; V_{re_k} e V_{im_k} são as parcelas real e imaginária da tensão complexa no nó k, respectivamente; V_{re_m} e V_{im_m} são as parcelas real e imaginária da tensão complexa no nó m,

respectivamente; G_{km} e B_{km} são a condutância e susceptância, respectivamente, associadas ao elemento (k, m) da matriz $\mathbf{Y}_{nodal}$. Nos sistemas distribuição de energia as susceptâncias (B) tendem a ser maior que a condutância (G), portanto a matriz $\mathbf{H}_{inj}$ é construída de forma a ser diagonal dominante, com o propósito de melhorar as características de convergência do fluxo de carga [69].

Para determinação da submatriz $\mathbf{H}_{P_{inj}}$, pode-se reescrever a equação (5.4) separando as partes reais e imaginárias das correntes, conforme (5.16) e (5.17).

$$I_{re_k} = \frac{P_k V_{re_k} + Q_k V_{im_k}}{V_k^2} \quad (5.16)$$

$$I_{im_k} = \frac{P_k V_{im_k} - Q_k V_{re_k}}{V_k^2} \quad (5.17)$$

em que P_k , Q_k são as injeções de potência ativa e reativa, respectivamente, no k -ésimo nó; V_{re_k} e V_{im_k} são as parcelas real e imaginária, respectivamente, do fasor de tensão no k -ésimo nó; e V_k é a magnitude da tensão complexa no k -ésimo nó. Os elementos de $\mathbf{H}_{P_{inj}}$ são obtidos através das derivadas das equações apresentadas em (5.16) e (5.17) em relação a potência ativa, conforme apresentado em (5.18) e (5.19).

$$\frac{\partial I_{re_k}}{\partial P_k} = \frac{V_{re_k}}{V_k^2} \quad (5.18)$$

$$\frac{\partial I_{im_k}}{\partial P_k} = \frac{V_{im_k}}{V_k^2} \quad (5.19)$$

A submatriz $\mathbf{H}_{P_{inj}}$ é retangular, com o número de linhas igual ao dobro do número de nós e o número de colunas definido pelo número de nós QV no sistema. Em (5.20) está apresentada a contribuição das injeções de correntes provocadas por uma carga conectada entre os nós k e m na matriz $\mathbf{H}_{P_{inj}}$.

$$\mathbf{H}_{P_{inj}} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots & \ddots \\ \dots & \frac{\partial I_{im_k}}{\partial P_k} & \frac{\partial I_{re_k}}{\partial P_k} & \dots & \frac{\partial I_{im_m}}{\partial P_k} & \frac{\partial I_{re_m}}{\partial P_k} & \dots \\ \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial I_{im_k}}{\partial P_m} & \frac{\partial I_{re_k}}{\partial P_m} & \dots & \frac{\partial I_{im_m}}{\partial P_m} & \frac{\partial I_{re_m}}{\partial P_m} & \dots \\ \ddots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}^T \quad (5.20)$$

Os elementos da submatriz $\mathbf{H}_{V_{mag}}$ são obtidos através da derivada da equação (5.6) em relação as partes real e imaginária das tensões, conforme (5.21) e (5.22).

$$\frac{\partial V_{km}}{\partial V_{re_{km}}} = \frac{V_{re_{km}}}{\sqrt{V_{re_{km}}^2 + V_{im_{km}}^2}} \quad (5.21)$$

$$\frac{\partial V_{km}}{\partial V_{m_{km}}} = \frac{V_{m_{km}}}{\sqrt{V_{r_{km}}^2 + V_{m_{km}}^2}} \quad (5.22)$$

Em (5.23) está apresentada a contribuição de uma medida de magnitude de tensão entre os nós k e m na matriz $\mathbf{H}_{V_{mag}}$.

$$\mathbf{H}_{V_{mag}} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \ddots \\ \cdots & \frac{\partial V_{km}}{\partial V_{re_k}} & \frac{\partial V_{km}}{\partial V_{im_k}} & \cdots & \frac{\partial V_{km}}{\partial V_{re_m}} & \frac{\partial V_{km}}{\partial V_{im_m}} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

A matriz $\mathbf{H}_{PV}$ é obtida através das derivadas da equação (5.6) em relação a potência ativa, o que resulta em todos os elementos nulos na matriz.

A solução do Método QV via injeções de corrente consiste na solução do sistema linear apresentado na equação (5.24) a cada iteração, para obter os vetores de correção ($\Delta \mathbf{v}_c$ e $\Delta \mathbf{p}$) e atualizar os fasores de tensões e as potências ativas até que um critério de convergência seja satisfeito, no caso $\Delta \mathbf{i}$ e $\Delta \mathbf{v}$ devem ser menores que um valor de tolerância especificado.

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{i} \\ \Delta \mathbf{v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{I_{inj}} & \mathbf{H}_{P_{inj}} \\ \mathbf{H}_{V_{mag}} & \mathbf{H}_{PV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{v}_c \\ \Delta \mathbf{p} \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

sendo $\Delta \mathbf{i}$ o vetor de resíduos das correntes; $\Delta \mathbf{v}$ o vetor de resíduos de magnitudes de tensão; $\Delta \mathbf{v}_c$ o vetor de correção das tensões; $\Delta \mathbf{p}$ é o vetor de correção de potência ativa. Ressaltando que as matrizes $\mathbf{H}_{I_{inj}}$ e $\mathbf{H}_{PV}$ (todos elementos nulos) são constantes durante todo processo iterativo, entretanto as matrizes $\mathbf{H}_{P_{inj}}$ e $\mathbf{H}_{V_{mag}}$ dependem de variáveis de estado e devem ser calculadas a cada iteração.

A atualização das variáveis de estado pode ser obtida através dos vetores de atualização, conforme apresentado nas equações (5.25) e (5.26), onde o sobrescrito η indica a iteração atual.

$$\mathbf{v}^{\eta+1} = \mathbf{v}^{\eta} + \Delta \mathbf{v}_c \quad (5.25)$$

$$\mathbf{p}^{\eta+1} = \mathbf{p}^{\eta} + \Delta \mathbf{p} \quad (5.26)$$

Visto que a potência ativa nos nós modelados como QV deve ser atualizada a cada iteração nas barras QV, este procedimento pode ser realizado aplicando-se a equação (5.26) ou através da equação (5.27), que pode ser deduzida através de manipulações na equação (5.4).

$$P_{km}^{\eta+1} = V_{re_{km}}^{\eta+1} \cdot I_{re_k}^{\eta+1} + V_{im_{km}}^{\eta+1} \cdot I_{im_k}^{\eta+1} \quad (5.27)$$

Neste trabalho, ao utilizar a equação (5.27) para atualização das potências ativas nas Barras QV, o método apresentou melhores características de convergência.

A inicialização dos fasores de tensão no Método QV pode ocorrer através do flat-start, onde considera-se que as tensões medidas possuem 1 pu e os ângulos são definidos através da sequência positiva, ou através de uma solução de fluxo de carga realizada previamente, como ocorre no caso de análises série-temporais. Para inicialização das potências, deve-se sempre considerar os valores fornecidos pelos medidores inteligentes.

Após a solução do fluxo de carga modificado, devem ser comparados os valores das potências ativas calculadas e medidas nas Barras QV. Em cenários sem PNT o valor da potência calculada para uma determinada carga modelada como QV deve ser igual ao valor medido, qualquer a diferença entre estes valores corresponde a uma potência desviada por uma carga irregular (PNT), a qual pode ser obtida conforme apresentado em (5.28).

$$P_{pnt_k} = P_{calc_k} - P_{esp_k} \quad (5.28)$$

em que P_{pnt_k} é a potência desviada pela PNT presente no nó k; P_{calc_k} é a potência calculada pelo Método QV no nó k; P_{esp_k} é a potência especificada ou medida no nó k.

A implementação do Método QV consiste em modificações no fluxo de carga tradicional, conforme apresentado em (5.29), portanto tendo implementado um algoritmo de fluxo de carga tradicional (composto somente por barras PQ – que possuem valores especificados de potência ativa e reativa) é possível implementar o Método QV aplicando algumas modificações.

$$\begin{array}{ccc} \Delta \mathbf{i} = \mathbf{H}_{I_{inj}} \cdot \Delta \mathbf{v}_c & \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{i} \\ \Delta \mathbf{v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{I_{inj}} & \mathbf{H}_{P_{inj}} \\ \mathbf{H}_{V_{mag}} & \mathbf{H}_{P_V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{v}_c \\ \Delta \mathbf{p} \end{bmatrix} & (5.29) \\ \text{Método tradicional} & \text{Método QV} & \end{array}$$

5.1.1 Índices propostos para auxiliar na detecção da PNT

A aplicação do Método QV consiste em obter as potências calculadas e compará-las com as potências medidas, entretanto em cenários sob influência dos erros de medição estes valores podem ser diferentes mesmo em situações sem a presença de PNT. Portanto, em [51] são propostos dois índices para auxiliar na detecção de PNT, sendo eles: índice de mínima potência detectável (MPD) e a potência ativa acumulada (P_{AC}).

O índice de mínima potência detectável estabelece o valor mínimo de desvio de potência que pode ser associado à ocorrência PNT, este índice pode ser calculado através de simulação Monte Carlo, no qual o Método QV é executado diversas vezes assumindo erros de medição e ausência de PNT no sistema, registrando as diferenças entre as potências calculadas e medidas em cada cenário. Após a convergência da simulação Monte Carlo o índice MPD é dado por um vetor contendo os máximos valores de desvio de potência ativa registrados em cada nó dentre os cenários avaliados.

A simulação Monte Carlo requer grande custo computacional e é muito custosa ao avaliar sistemas com milhares de barras, como alternativa pode-se utilizar de um método analítico para determinação do vetor de MPD [51], o qual é baseado nas matrizes de sensibilidades utilizadas no método de solução de fluxo de carga via equacionamento por injeções de potência, sendo dado por (5.30).

$$\text{MPD} = (\mathbf{J}_{PV} - \mathbf{J}_{P\theta} \cdot \mathbf{J}_{Q\theta} \cdot \mathbf{J}_{QV}) \cdot \Delta \mathbf{v}_\varepsilon \quad (5.30)$$

em que $\mathbf{J}_{PV}$ são as derivadas de potência ativa em relação a magnitude de tensão; $\mathbf{J}_{P\theta}$ são derivadas de potência ativa em relação ao ângulo; $\mathbf{J}_{QV}$ as derivadas da potência reativa em relação à magnitude de tensão; $\mathbf{J}_{Q\theta}$ derivadas de potência reativa em relação ao ângulo; $\Delta \mathbf{v}_\varepsilon$: tolerância máxima das medidas de magnitude de tensão (parâmetro fornecido pelo medidor inteligente). Neste contexto, todo e qualquer nó que possuir desvio de potência maior que o índice MPD calculado para o mesmo nó deve ser associado à ocorrência de PNT.

O segundo índice é utilizado para auxiliar na detecção de PNT em análises série-temporais e consiste na contabilização da energia desviada em um determinado período. O índice de desvio de potência acumulado está apresentado em (5.31)

$$\Delta P_k^{\text{ac}} = \sum_{i \in \lambda} \Delta P_{ki} \cdot \Delta t \quad (5.31)$$

sendo ΔP_k^{ac} o desvio de potência acumulado na barra/nó k; ΔP_{ki} o desvio de potência na barra k/nó no instante i; Δt o intervalo de amostragem entre medidas. O desvio de potência acumulada pode ser contabilizado para cada nó ou por barra, sendo este critério definido pelo usuário/programador. Neste trabalho optou-se por calcular o índice ΔP_k^{ac} por barra.

Devido aos erros de medição serem modelados por uma distribuição gaussiana com média nula (ver Seção 3.2.3), o índice de potência acumulada para as barras sem PNT tende a ser nulo em períodos longos, já para as barras com PNTs, este índice tende a apresentar um valor equivalente a energia desviada, pois a média dos erros das medições de potência ativa tornam-se enviesadas pela potência desviada pela PNT [51]. Quanto maior a duração da PNT,

maior o valor da energia desviada e melhor o desempenho do índice de desvio de potência acumulada.

Ambos os índices apresentados neste capítulo são independentes e podem ser combinados para melhorar a detecção de PNT.

5.1.2 Fluxograma geral do Método QV

Na Figura 5.1 está apresentado o fluxograma geral da aplicação do Método QV para detecção de perdas não técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Antes da aplicação do Método QV é necessário, em uma etapa de planejamento, o cálculo do índice de mínima potência detectável (MPD) para auxiliar na detecção de PNTs.

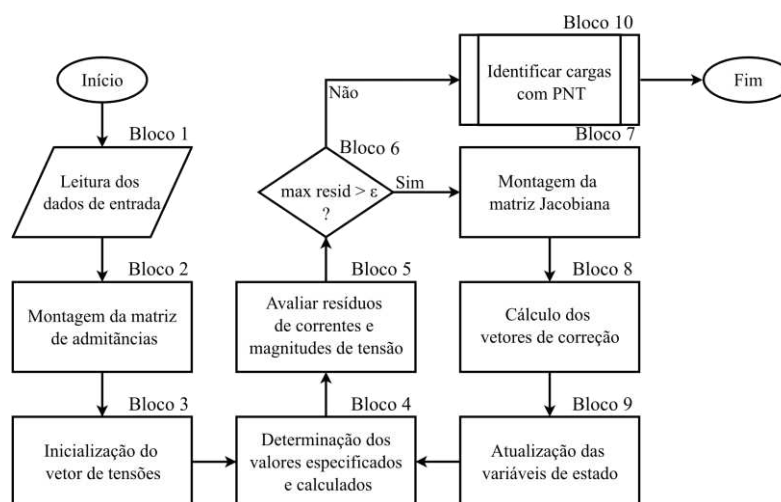


Figura 5.1: Fluxograma geral para aplicação do Método QV, elaborado pelo autor.

A seguir estão comentados os blocos presentes no fluxograma da Figura 5.1.

- *Bloco 1*: representa processo de leitura dos dados, referente a aquisição do conjunto de medidas, topologia do sistema, parâmetros dos transformadores e das linhas para montagem da matriz de admitâncias nodais do sistema, considerando os modelos dos elementos apresentados no ANEXO B;
- *Bloco 2*: corresponde a montagem da matriz de admitância nodal e o bloco que a inicialização do vetor de estados, representado pelas tensões nodais e as potências ativas medidas;
- *Bloco 3*: a inicialização do vetor de tensões pode ser realizada via flat-start ou através de um fluxo de carga prévio, no caso de análises série-temporais, também deve-se considerar as potências medidas no processo de inicialização das barras QV;
- *Bloco 4*: consiste na determinação dos vetores contendo as grandezas especificadas e calculadas, ressaltando que estes vetores são compostos pelas partes real e imaginária

das injeções de correntes em todos os nós e pelas magnitudes de tensão medidas nos nós QV. O vetor de correntes especificadas é montado através da contribuição de cada medida conforme apresentado na equação (5.4), já o vetor de tensões medidas contém todas as magnitudes de tensão medidas nos nós QV. Sobre os valores calculados, o vetor contendo as injeções de correntes calculadas é obtido através da equação (5.1), enquanto o vetor contendo as magnitudes de tensão calculadas é construído utilizando a equação (5.6) para cada valor medido de magnitude de tensão nos nós QV;

- *Bloco 5*: calcula-se o vetor de resíduos, definido pela diferença entre o vetor de medidas especificadas e calculadas;
- *Bloco 6*: avalia-se a existência de algum resíduo com magnitude maior que a tolerância especificada (ϵ – neste trabalho adota-se uma tolerância de 10^{-6}), se positivo seguir para o Bloco 7 para atualização do vetor de estado, caso negativo seguir para o Bloco 10;
- *Bloco 7*: calcula-se a matriz jacobiana, ressalta-se que as submatrizes $\mathbf{H}_{I_{inj}}$ e $\mathbf{H}_{PV}$ são constantes e podem ser calculadas somente uma vez, entretanto as demais submatrizes ($\mathbf{H}_{P_{inj}}$ e $\mathbf{H}_{V_{mag}}$) devem ser sempre atualizadas neste passo;
- *Bloco 8*: deve-se calcular o vetor de correção através da solução do sistema linear apresentado na equação (5.24);
- *Bloco 9*: a atualização dos fasores de tensão e valores de potência ativa, é realizada utilizando a equação (5.25) e (5.27), posteriormente retorna-se para o Bloco 4;
- *Bloco 10*: consiste na comparação entre a potência ativa calculada pelo Método QV e a potência ativa medida. Para comparação direta, deve-se avaliar o índice de MPD (calculado em uma etapa de planejamento), onde qualquer desvio de potência, calculado em uma barra/nó QV, maior que este índice calculado está relacionado à ocorrência de PNT. Alternativamente pode-se avaliar os desvios de potências acumulados em análises série-temporais, no qual as barras com PNT apresentam maiores desvios, os quais são equivalentes a energia desviada. Ambos índices podem ser usados de forma independente ou em conjunto para auxiliar na detecção da PNT.

A solução do método QV é iterativa, uma vez que o processo representado pelos blocos de 7 a 9 devem ser repetidos até que não existam resíduos com magnitude maiores que a tolerância especificada (ϵ), caracterizando convergência do Método QV.

Em análise série temporal, deve-se aplicar todo procedimento descrito neste capítulo para cada conjunto de medida disponibilizado a todo instante avaliado, considerando que são fornecidos novos conjuntos de medições e os status de chave ou reguladores de tensão (caso

estejam presentes). Ressalta-se que há necessidade de remontagem da matriz de admitâncias somente quando há alteração de taps nos reguladores de tensão ou atuação de chaves no sistema.

5.2 Aplicação do Método QV

A seguir estão apresentados os estudos relacionados a aplicação do Método QV para detecção de PNT.

5.2.1 Rede de BT teste

A aplicação do Método QV nas redes de BT requer existência de medidores inteligentes instalados nos transformadores de distribuição, situação que tipicamente não ocorre nas redes de BT, fornecendo as medidas de magnitudes de tensão referentes ao nó raiz do sistema, tais medidas são utilizadas como tensão de referência no fluxo de carga. Neste estudo adota-se medidores inteligentes instalados no lado de baixa tensão do transformador de distribuição.

Para aplicação do Método QV emprega-se a rede de BT teste de 30 barras apresentada na Figura 5.2 e considera-se um cenário com quatro cargas irregulares conforme as características apresentadas na Tabela 5.1. As simulações são avaliadas considerando as incertezas de medição de 0,2% nas medidas das tensões e 1% nas medidas de potência ativa e reativa conforme discutido na Tabela 3.3 (Capítulo 3.2.3).

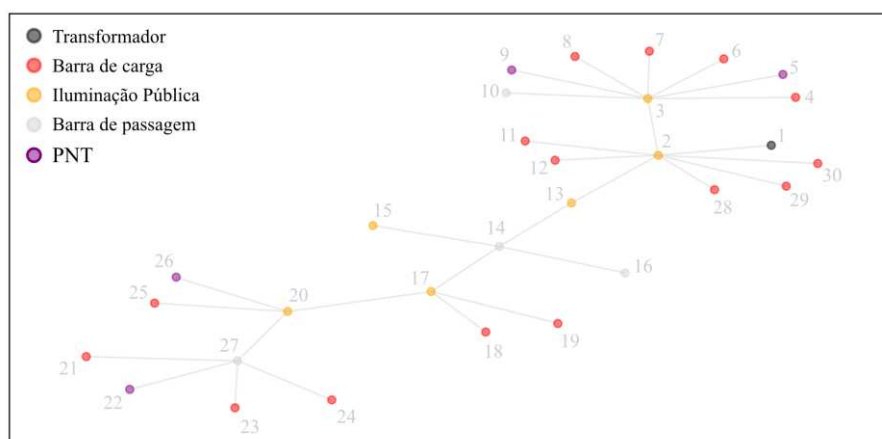


Figura 5.2: Sistema de distribuição em baixa tensão teste, elaborado pelo autor.

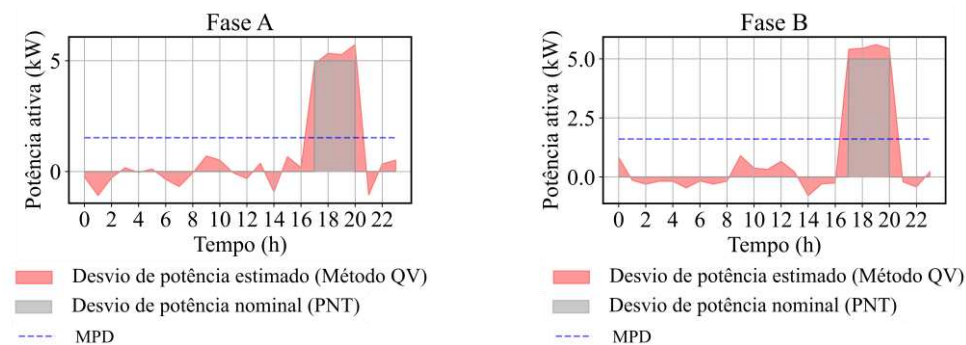
Devido às incertezas dos equipamentos de medição, os desvios de energia calculados pelo Método QV não são necessariamente nulos nas barras que não contém PNT, sendo eles proporcionais ao erro inerente ao processo de medição. Portanto, é necessário avaliar o índice de mínima potência detectável (MPD) associado a cada nó de carga do sistema para auxiliar na detecção da PNT, caso o desvio de potência estimado em um determinado nó seja maior que o

índice de MPD, calculado para este mesmo nó, este desvio deve ser considerado potencial candidato a PNT.

Tabela 5.1: Característica das PNTs presentes no sistema teste, elaborado pelo autor.

	Conexão	Barra	Desvio de potência por fase (kW)	FP	Período com PNT	Energia desviada (kWh)
PNT 1	Bifásica (Fase A, B, N)	5	5	1	das 17h às 20h	40,00
PNT 2	Monofásica (Fase B, N)	9	2,5	1	das 18h às 21h	10,00
NT 3	Monofásica (Fase A, N)	26	5	1	das 15h às 20h	30,00
PNT 4	Bifásica (Fase A, C, N)	22	3	1	das 18h às 22h	30,00

Em análises série-temporais é possível avaliar o índice de desvio de potência acumulada para auxiliar no processo de detecção da PNT. Apesar dos desvios de potência calculados a cada instante não serem nulos, eles possuem média nula, devido à sua natureza (Gaussiana com média nula e desvio padrão σ). Ao acumular os desvios de potência durante um determinado período, as barras não associadas às PNTs devem possuir um valor de potência acumulada próximo de zero, em contrapartida a potência acumulada para as barras com PNT tendem a apresentar valores elevados, que são equivalentes à energia total desviada. Assim sendo, a indicação da PNT através do índice de potência acumulada tende a apresentar melhores resultados quando a duração da PNT é grande. As Figuras 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 apresentam os desvios de potência calculados nas barras suspeitas de PNT em análise série temporal.



(a) desvios de potência calculados na fase A

(b) desvios de potência calculados na fase B

Figura 5.3: Desvios de potência calculados para a PNT 1, elaborado pelo autor.

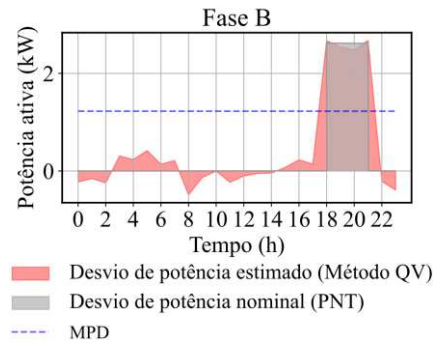


Figura 5.4: Desvios de potência calculados para a PNT 2, elaborado pelo autor.

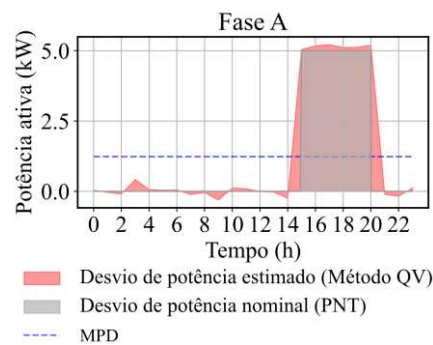
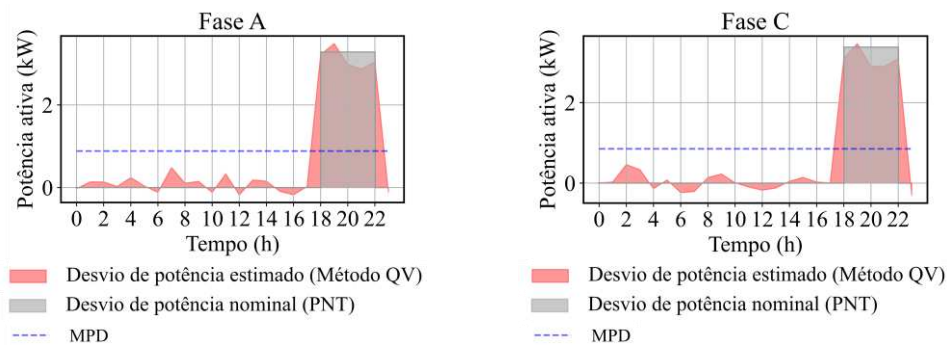


Figura 5.5: Desvios de potência calculados para a PNT 3, elaborado pelo autor.



(a) desvios de potência calculados na fase A (b) desvios de potência calculados na fase C

Figura 5.6: Desvios de potência calculados para a PNT 4, elaborado pelo autor.

Os desvios de potência calculados nos instantes de não ocorrência de PNT são baixos e alternam-se entre valores positivos e negativos, de forma que o valor médio dos desvios de potência acumulados no período de não ocorrência de PNT tendam a ser nulo. Nos instantes correspondentes a ocorrência das PNTs, as potências calculadas são próximas aos valores de desvio de potência provocados da PNT, portanto o índice de potência acumulada nestes instantes torna-se enviesado e apresenta um valor equivalente a energia desviada pela PNT.

A Tabela 5.2 apresenta as barras suspeitas de PNT após análise série temporal do Método QV, indicando o índice de potência acumulada (por barra), que é equivalente ao consumo de energia da PNT, calculada para cada barra suspeita. Neste caso o índice de potência

ativa acumulada em cada fase é somado para compor o desvio de potência ativa total ocorrido na barra suspeita. Os valores presentes na Tabela 5.2 estão ranqueados de acordo com os maiores índices de desvio de potência acumulados no período avaliado. A indicação errônea da Barra 24 corresponde a um caso de falso positivo, note que esta barra possui um valor de desvio de potência acumulada a muito pequeno quando comparado com os valores de desvio de potência acumulada das barras com PNT. Esta barra (Barra 24) é indicada como PNT devido a apresentar desvios de potência maiores que o índice de MPD em algum instante avaliado.

Tabela 5.2: Desvios de potência acumulada para as barras candidatas à PNT no sistema teste, elaborado pelo autor.

PNT	Barras suspeitas	$\Delta P_{ac} \text{ (kWh)}^3$
1	4	37,90
3	26	30,33
4	22	29,44
2	9	10,03
-	24	0,26

O Método QV cumpre o seu papel de detectar e identificar as barras com PNT, e ainda fornece uma boa estimativa da energia desviada, os valores de potência acumulada calculados para as barras com PNT são equivalentes aos desvios de potência provocados por cada uma (Tabela 5.1).

Na análise série-temporal o índice de MPD é avaliado a cada instante e sempre que o desvio de potência ativa calculado é maior que o índice de MPD em uma determinada barra, ela é indicada como. Para ilustrar o processo de detecção de PNT através da análise dos índices de mínima potência detectável (MPD), estão apresentados na Figura 5.7 os desvios de potência calculados pelo Método QV as 19h (instante $t = 19h$) em todas as barras, este instante corresponde a ocorrência de todas as PNTs simultaneamente.

Devido aos erros provocados pelas incertezas dos equipamentos medição, os desvios de potência ativa calculados para os nós QV que não possuem PNT não são nulos e podem ser caracterizados como PNT caso não sejam considerados os índices de mínima potência detectável. Apesar de não nulos, os desvios calculados para as barras sem PNT são inferiores aos índices de MPD e por isso não são identificados como PNT, já as barras que apresentam

³ O índice de potência acumulada por barra (ΔP_{ac}) corresponde a soma dos desvios de potência acumulados por fase ($\Delta P_{ac} = \sum_{\phi=0}^{NF} \Delta P_{ac}^{\phi}$, onde NF representa o número de fases conectada na barra).

desvios maiores que os índices de MPD correspondem as barras com PNT. Note que os desvios de potência calculados para as barras com PNT são equivalentes aos desvios de potência nominais das PNTs apresentados na Tabela 5.1.

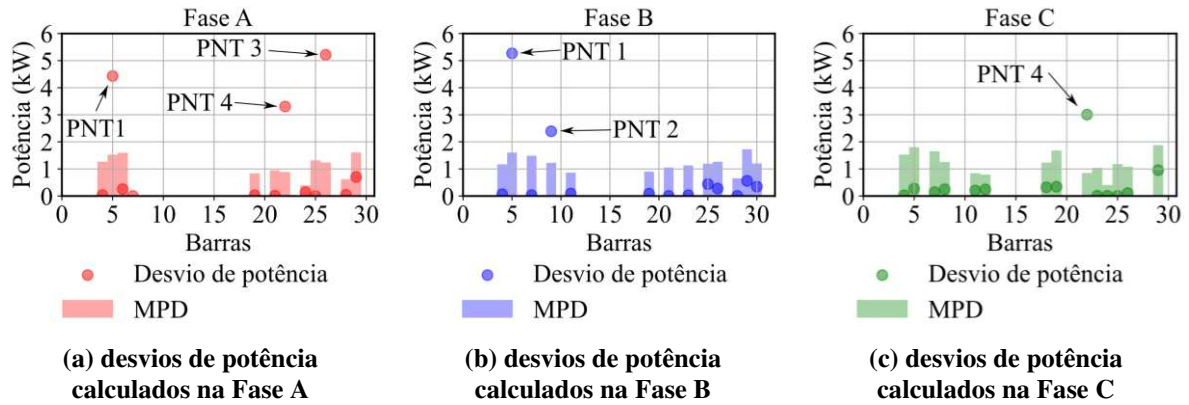


Figura 5.7: Desvios de potência calculados em todas as barras, por fase, no sistema de distribuição teste considerando o instante das 19h, elaborado pelo autor.

Sabendo que as PNTs nem sempre possuem fator de potência unitário, na Tabela 5.3 apresentam-se resultados da aplicação do Método QV considerando as PNTs descritas na Tabela 5.1 com fator de potência de 0,85. Este valor foi escolhido em conformidade com estabelecido pelo decreto N° 62.724 de 17 de maio de 1968 e com a nova redação dada pelo decreto N°75.887 de 20 de junho de 1975, no qual as distribuidoras passaram a assumir o valor de 0,85 indutivo como referência para determinar o fornecimento de energia reativa [61], [62].

Tabela 5.3: Desvios de potência acumulada para as barras candidatas à PNT no sistema teste, considerando as PNTs com fator de potência de 0,85, elaborado pelo autor.

PNT	Barras suspeitas	ΔP_{ac} (kWh)
1	5	54,73
3	26	39,29
4	22	37,09
2	9	11,29
-	29	10,15
-	28	2,38
-	23	1,24
-	25	0,76
-	21	0,37

Avaliando os dados apresentados na Tabela 5.3, verifica-se que a fraude na componente reativa das potências, devido a um fator de potência não unitário, provoca um aumento na quantidade de cargas indicadas como potenciais PNTs e um aumento no valor da potência ativa

desviada calculada. Contudo, o método QV ainda é capaz de detectar todas as cargas irregulares conectadas no sistema.

5.2.2 Alimentador completo

A formulação via injeções de corrente permite aplicação do Método QV em alimentadores completos, considerando todas as redes de BT e MT conectadas de forma simultânea. Ao aplicar o Método QV no alimentador completo o nó raiz é definido na Barra da SE, portanto não há necessidade de instalação de medidores inteligentes instalados nos transformadores de distribuição, caracterizando uma vantagem em relação à aplicação do Método QV nas redes de BT.

Nestas aplicações, o índice de mínima potência detectável (MPD) possui ordens de grandeza diferentes nas barras de cargas localizadas nas redes de BT e MT. Na rede de MT do alimentador teste, os índices MPD variam de 79,84 kW a 184,95 kW por fase para as barras de carga, o que pode indicar insensibilidade para detecção de PNTs presentes na rede de MT, pois os desvios de potência ativa por fase provocados pelas PNTs devem ser maiores que estes valores para que sejam adequadamente detectados. Já os índices de MPD calculados para as barras de BT variam de 0,01 kW a 8,95 kW por fase, indicando maior sensibilidade na detecção de PNT.

A seguir são apresentados estudos de caso empregando o modelo do alimentador teste, buscando avaliar a detecção de PNTs conectada nas redes de BT e MT do alimentador teste.

5.2.2.1 PNT conectada na rede de MT

Para avaliação do Método QV nas redes de MT, considera-se a presença de PNT conforme apresentado na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Características da PNT considerada na rede de MT do alimentador teste, elaborado pelo autor.

	Conexão	Barra	Desvio de potência por fase (kW)	FP	Período com PNT	Energia desviada (kWh)
PNT1	Trifásica (A, B, C)	760	20	1	das 8h às 18h	660,00

O índice de MPD calculado para a barra cuja PNT está conectada é de aproximadamente 89 kW por fase enquanto a PNT presente no sistema apresenta um desvio de potência de 20kW por fase, portanto a análise do índice de MPD não é sensível o suficiente para detecção da PNT

conectada na rede de MT. Para ilustrar este comportamento, as Figuras 5.8, 5.9 e 5.10 apresentam os desvios de potência calculados pelo Método QV para todas as barras do alimentador teste, considerando o horário das 16h (instante $t=16$) que corresponde a um dos instantes de ocorrência de PNT.

Os desvios de potência calculados para a barra com PNT não são maiores que o índice de MPD, note ainda que na Fase A (Figura 5.8) o maior desvio de potência calculado não corresponde a barra com PNT, mas sim a uma outra barra localizada na MT (Barra 667), tal desvio está relacionado aos erros inerentes ao equipamento de medição.

Visto que o índice de MPD não é sensível o suficiente para detecção da PNT, é possível avaliar os desvios de potência acumulados através de análise série-temporal. Apesar dos desvios de potência calculados para as barras sem PNT serem altos, eles ocorrem devido as incertezas dos equipamentos de medição, que possuem natureza Gaussiana com média nula e desvios padrões proporcionais à precisão do equipamento de medição ($\mathcal{N}(0, \sigma)$), neste contexto os desvios de potência acumulados para as barras sem PNT tendem a possuir média nula enquanto os desvios de potência acumulados para as barras com PNT tendem a apresentar um valor enviesado, sendo proporcional ao valor da energia desviada, destacando-se dos desvios de potência acumulados calculados para os nós (ou barras) sem PNT e, portanto, permitindo identificação da barra com PNT.

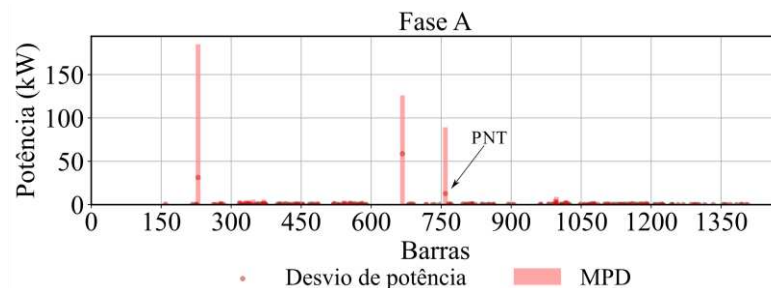


Figura 5.8: Desvios de potência calculados na fase A de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 16h, elaborado pelo autor.

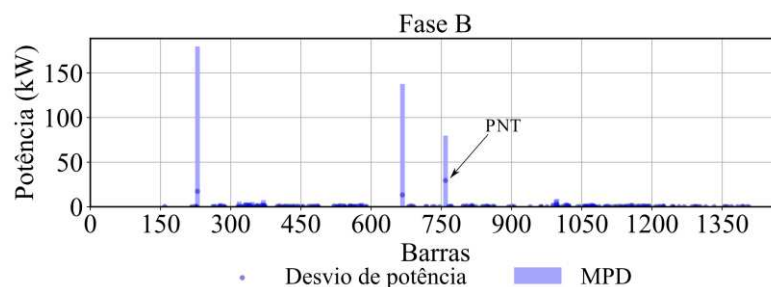


Figura 5.9: Desvios de potência calculados na fase B de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 16h, elaborado pelo autor.

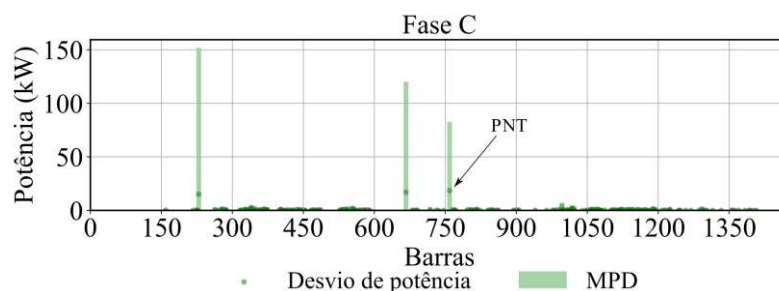


Figura 5.10: Desvios de potência calculados na fase C de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 16h, elaborado pelo autor.

A Tabela 5.5 apresenta os índices de potência acumulada calculados para as barras de carga presentes nas redes de MT. Note que o desvio de potência acumulada calculado para a Barra 760 (barra com PNT) é coerente ao desvio de energia da PNT (660 kWh vide Tabela 5.4).

Tabela 5.5: Desvios de potência acumulada calculados para as barras candidatas à PNT na rede de MT do alimentador teste, elaborado pelo autor.

Barra de carga	ΔP_{ac} (kWh)
760	584,41
667	199,19
229	-200,62

Dois parâmetros são importantes para detecção da PNT presente na rede de MT através da avaliação dos desvios de potência acumulada, sendo eles (a) a duração da PNT: quanto maior a duração, maiores os desvios de potência acumulados; e (b) a potência desviada: quanto maior a potência desviada, maior sua detecção. Nos estudos realizados, desvios de potência inferiores a 20 kW por fase não apresentaram boas características de detecção.

5.2.2.2 PNT conectada na rede de BT

Na avaliação do Método QV para detecção de PNT nas redes de BT do alimentador teste, são introduzidas 10 irregulares no sistema, representando as PNTs conforme apresentado na Tabela 5.6, sendo todas presentes em barras de BT. Assim sendo, o Método QV é aplicado para avaliação em análise série-temporal, considerando o período de um dia e contendo os erros de medição. Após avaliação série-temporal são indicadas 13 barras suspeitas de PNT, sendo 3 correspondentes à casos de falsos positivos. Na Tabela 5.7 estão apresentados as barras suspeitas e o índice de potência acumulada calculada para cada uma, os dados estão ranqueados de acordo com os maiores desvios de potência acumulados. No que os índices de desvios de

potência acumuladas são coerentes com os desvios de energia originais apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Característica das PNTs consideradas nas redes de BT do alimentador teste, elaborado pelo autor.

PNT	Conexão	Barra	Desvio de potência por fase (kW)	FP	Período com PNT	Energia desviada (kWh)
PNT 1	Trifásica (A, B, C, N)	1012	2,50	1	das 17h às 22h	45,00
PNT 2	Bifásica (B, C, N)	342	3,00	1	das 18h às 21h	24,00
PNT 3	Bifásica (A, B, N)	902	2,00	1	das 16h às 20h	12,00
PNT 4	Bifásica (A, C, N)	530	3,00	1	das 18h às 20h	18,00
PNT 5	Trifásica (A, B, C, N)	20	4,00	1	das 17h às 21h	60,00
PNT 6	Bifásica (A, C, N)	588	2,00	1	das 16h às 20h	20,00
PNT 7	Bifásica (A, B, N)	1069	5,00	1	das 18h às 20h	30,00
PNT 8	Trifásica (A, B, C, N)	372	3,00	1	das 17h às 19h	27,00
PNT 9	Trifásica (A, B, C, N)	221	2,00	1	das 18h às 20h	18,00
PNT 10	Bifásica (A, C, N)	569	4,00	1	das 17h às 19h	24,00

Tabela 5.7: Desvios de potência acumulada calculados para as barras candidatas à PNT no alimentador, elaborado pelo autor.

PNT	Barra de carga	ΔP_{ac} (kWh)
5	420	59,94
1	1012	44,34
7	1069	30,91
2	342	28,95
10	569	24,02
8	372	22,10
6	588	20,10
3	902	18,76
4	530	18,15
9	1221	18,10
-	173	1,27
-	618	0,63
-	664	0,27

É importante destacar que a cada passo da análise série temporal são avaliados os índices de MPD, as barras suspeitas são indicadas quando os desvios de potência calculados para elas são maiores que o índice de MPD em algum passo da simulação série temporal, por esta razão são indicadas 3 barras como falsos positivos. Note que os desvios de potência acumulados calculados para as barras correspondentes aos falsos positivos são irrisórios diante das barras com PNT.

Para ilustrar o processo de detecção do Método QV no alimentador teste utilizando a análise do índice de MPD são apresentados os desvios de potência calculados em todas as barras de carga no horário das 19h (instante $t=19$), o que corresponde a um instante de ocorrência de todas as PNTs simultaneamente. As Figuras 5.11, 5.12 e 5.13 apresentam os desvios de potência calculados nas fases A, B e C, respectivamente, em todas as barras (as barras de MT foram suprimidas para melhor visualização dos resultados).

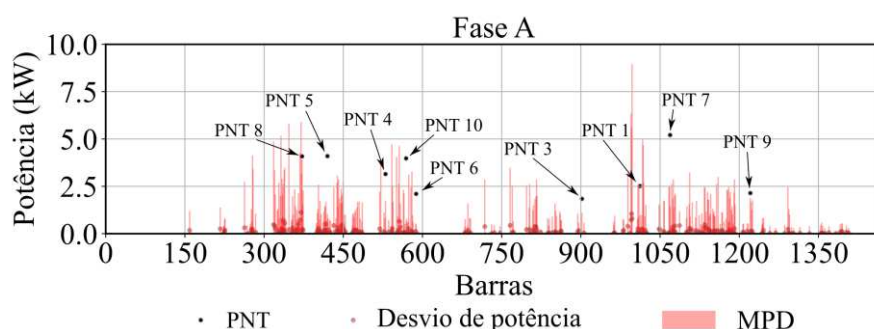


Figura 5.11: Desvios de potência calculados na fase A de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 19h, elaborado pelo autor.

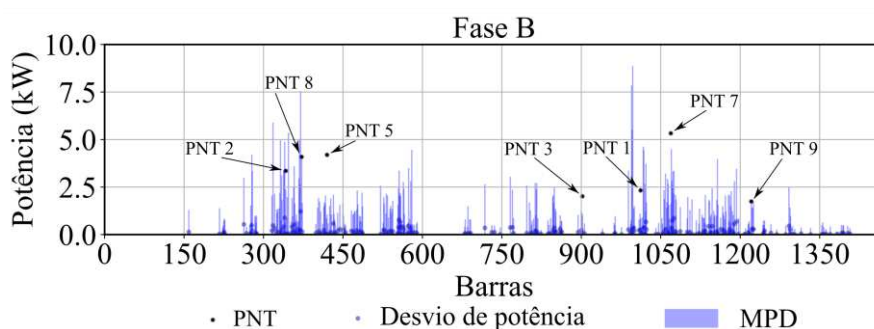


Figura 5.12: Desvios de potência calculados na fase B de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 19h, elaborado pelo autor.

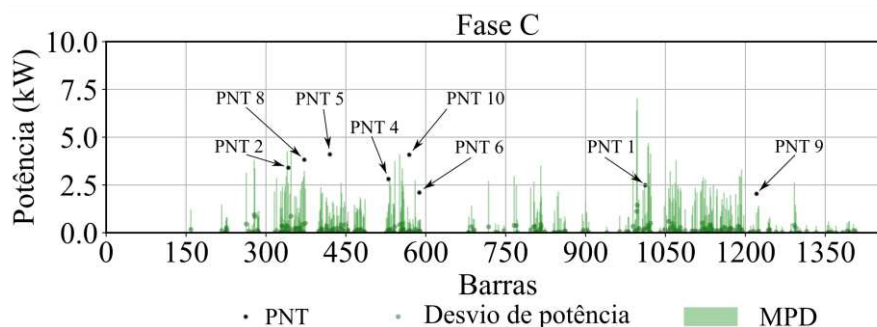


Figura 5.13: Desvios de potência calculados na fase C de todas as barras do alimentador teste considerando o instante das 19h, elaborado pelo autor.

Todas as barras relacionadas as PNTs são identificadas no instante avaliado, note ainda que os desvios de potência calculados pelo Método QV são coerentes com o valor original da potência desviada informado na Tabela 5.6.

5.2.3 Sensibilidade do método em relação aos erros inerentes à medição

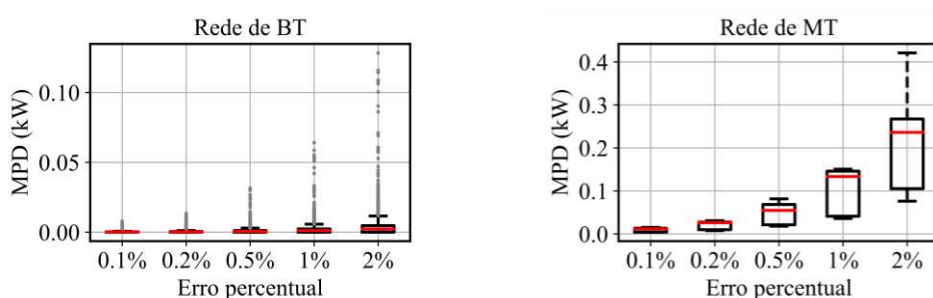
Este capítulo apresenta um estudo sobre a sensibilidade do método QV em relação índice de mínima potência detectável (MPD) que tem relação com os erros inerentes à medição. O índice de MPD indica o valor máximo de potência que pode ser calculado para as barras de carga devido à influência dos erros de medição, considerando um cenário sem PNT, portanto estes desvios não estão relacionados às perdas não técnicas. Neste sentido, todo e qualquer desvio de potência ativa calculado em um determinado nó que seja maior que o índice de MPD associado a este mesmo nó, é considerando uma potencial perda não técnica.

Portanto, o índice de MPD fornece uma boa informação sobre a sensibilidade do método para detecção de PNT, pois quanto menor os índices de MDP calculados mais sensível é o método e vice-versa.

Para avaliar a sensibilidade do Método QV em relação aos erros de medição, são calculados os índices de MPD, através de simulações Monte Carlo, considerando dois contextos: (a) diferentes valores de incertezas nas medidas de magnitude de tensão; e (b) diferentes valores incertezas nas medidas de potência reativa. Cada cenário é avaliado considerando o os erros de medição de forma isolada, em somente um tipo de medida, as demais medidas são perfeitas (sem erros de medição). Quando as medidas de potência reativa e tensão são perfeitas (sem erros de medição), o Método QV calcula as potências ativas exatas, referentes ao estado da rede, neste contexto não tem sentido avaliar a influência dos erros de medição relacionados somente as medidas de potência ativa.

As Figuras 5.14 e 5.15 apresentam os índices de MPD calculados para cada nó de carga do sistema considerando a existência erros nas medidas de potência reativa e magnitude de tensão, respectivamente, de forma isolada.

Avaliando a Figura 5.14, nota-se que as incertezas relacionadas às potências reativas possuem pouca influência no cálculo da potência desviada, mesmo para erros de medição elevados (como 2%). Neste contexto o índice de MPD mostra-se capaz de detectar PNTs com desvios de potência superiores a 0,15 kW nas redes de BT e 0,5 kW nas redes de MT.

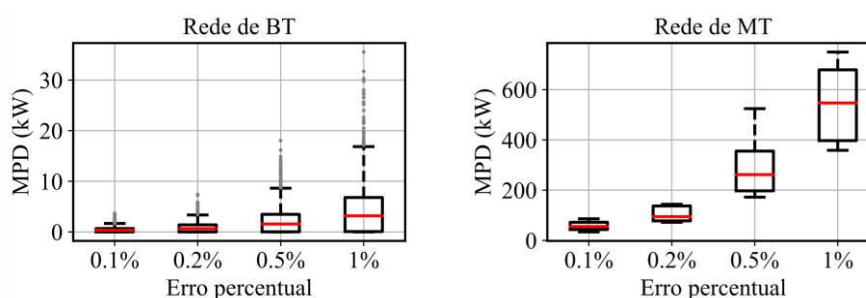


(a) Índice MDP calculado nas barras de carga de BT

(b) Índice MDP calculado nas barras de carga de MT

Figura 5.14: Índice de MPD calculados para cada nó de carga considerando diferentes valores de incerteza nas medidas de potência reativa (Q), elaborado pelo autor.

Analisando os resultados apresentados na Figura 5.15, os erros nas medidas de magnitude de tensão possuem alta influência no cálculo da energia desviada, principalmente nas redes de MT (Figura 5.15(b)) onde pequenos erros de medição são suficientes para calcular elevados valores de desvio de potência, indicando insensibilidade para detecção de PNT. Neste contexto, quanto mais preciso são os medidores em relação às medidas de tensão, melhor a sensibilidade na detecção das PNTs através do índice de MPD.



(a) Índice MDP calculado nas barras de carga de BT

(b) Índice MDP calculado nas barras de carga de MT

Figura 5.15: Índice de MPD calculados para cada nó de carga considerando diferentes valores de incerteza nas medidas de magnitude de tensão (V), elaborado pelo autor.

Mesmo o índice de MPD mostrando-se insensível para detecção de PNT nas cargas de MT, é possível avaliar as potências acumuladas em análise série-temporal para identificação da

PNT. Entretanto o bom desempenho da análise do índice de desvio de potência ativa acumulada depende de dois fatores, sendo eles: a longa duração da PNT, e a potência ativa que está sendo desviada.

5.2.4 Análise de desempenho

Para avaliação no desempenho da aplicação do Método QV no alimentador teste, é realizada simulação Monte Carlo, considerando cenários com 20 PNTs presentes nas redes de BT do alimentador teste, número que corresponde a aproximadamente 5% de todas as barras de carga no alimentador (415 barras de carga). A localização das PNTs é definida de forma aleatória, podendo estar presente em uma mesma rede de BT, com desvios de potência que variam de 1 a 5 kW por fase. Ambas as grandezas são definidas através de uma distribuição uniforme, escolhida de modo a garantir que todas as cargas presentes no sistema possuem a mesma probabilidade de estarem associadas à PNT e que os desvios provocados pela PNT possam atingir todos os valores dentro do intervalo de 1 a 5 kW com a mesma probabilidade. Além disso, também são considerados os erros inerentes à medição, que podem ser representados por uma distribuição Gaussiana com média nula e desvios padrões de 0,2% nas medidas de tensão e 1% nas medidas de potência, conforme estabelecido na Tabela 3.3 (Seção 3.2.3). Como critério de convergência para a simulação Monte Carlo considera-se o cálculo de 1.500 cenários. Na Figura 5.16 estão apresentados os resultados obtidos após a convergência da simulação Monte Carlo em formato de *boxplot*, no qual a mediana é representada pelo traço em vermelho, e o 1º e 3º quartil delimitam a caixa, os traços abaixo e acima da caixa representam seus limites superior e inferior dados pelo menor e maior valor que não estão associados aos *outliers* do conjunto de dados, e os *outliers* que são valores destoantes do conjunto de dados, são representados pelos pontos fora da caixa. Nos gráficos apresentados abaixo, os sucessos representam as PNTs devidamente detectadas, os falsos positivos representam as barras indicadas incorretamente e os falsos negativos, as PNTs não identificadas.

A cada cenário avaliado são calculadas as taxas de sucesso na detecção de PNT, tal grandeza representa a quantidade de PNTs que foram detectadas com sucesso em relação à quantidade de PNTs inseridas no sistema a cada cenário. Esta taxa de sucessos pode ser entendida como a probabilidade de detecção de PNT no alimentador teste, considerando um cenário em que as potências podem variar de 1 a 5 kW por fase, ressalta-se que quanto maior o desvio de potência provocado pela PNT, mais fácil é a sua detecção.

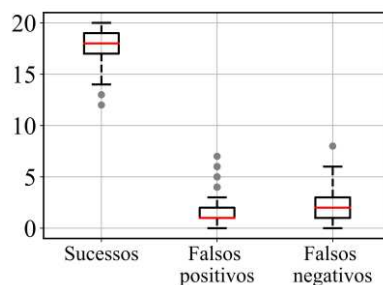


Figura 5.16: Número de sucessos, falsos positivos e falsos negativos obtidos na aplicação do Método QV com 20 PNTs conectadas nas redes de BT do alimentador teste, elaborado pelo autor.

Na Figura 5.17 apresenta-se um histograma contendo as taxas de sucesso computadas a cada cenário e na Tabela 5.8 estão apresentados alguns dados estatísticos acerca dos dados avaliados.

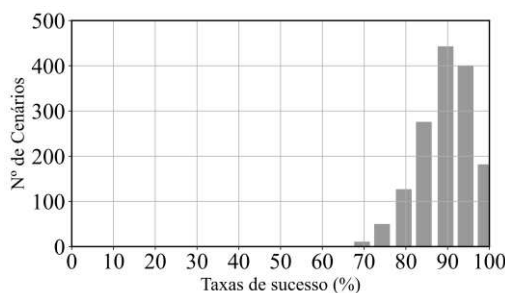


Figura 5.17: Taxas de sucesso computadas nos 1.500 cenários aferidos na simulação Monte Carlo para avaliação do Método QV, elaborado pelo autor.

Em aproximadamente 12,21% dos cenários avaliados o Método QV foi capaz de detectar todas as PNTs conectadas no alimentador teste simultaneamente (100% de taxa de detecção), o pior cenário dentro deste conjunto apresentou 6 falsos positivos e em 1,27% dos cenários avaliados houve detecção de todas as PNTs sem casos de falsos positivos. O pior cenário avaliado na simulação Monte Carlo corresponde à detecção de 14 PNTs com 12 sucessos e 2 falsos positivos. De modo geral, o Método QV apresentou boas taxas de detecção de PNT, mostrando-se uma ferramenta mais sensível que o Método V_{PAC} .

Tabela 5.8: Dados estatísticos das taxas de sucessos computadas na simulação Monte Carlo para avaliação do Método QV.

Média	Mediana	Valor mínimo	Valor máximo
90,08%	90,00%	60,00%	100,00%

No capítulo seguinte apresenta-se a última metodologia de detecção de perdas não técnicas estudada neste trabalho.

6 DETECÇÃO DE PNT ATRAVÉS DA ESTIMAÇÃO DE ESTADO

O estimador de estado é uma ferramenta consolidada e tradicionalmente empregada na análise de sistemas de transmissão de energia elétrica, sendo desenvolvida para filtragem ou redução dos erros de medição de forma a determinar o estado mais provável do sistema [52]. Tal estimativa é realizada avaliando os parâmetros elétricos da rede de distribuição e suas medidas, portanto o estimador de estado é uma ferramenta que emprega dois campos de estudo, sendo eles a teoria de fluxo de carga e a teoria de estimação estatística [72].

A aplicação do estimador de estado requer ampla disponibilidade de medidas, o que caracteriza um dos principais obstáculos relativos à sua aplicação nos sistemas de distribuição de energia elétrica que possuem, por sua natureza radial, baixa quantidade de medidas o que pode caracterizar não observabilidade do sistema e/ou baixo nível de redundância no conjunto de medição. A observabilidade de um sistema é definida pela quantidade e locais em que há medidas disponíveis em um sistema elétrico.

Com o advento do sistema avançado de medição composto por medidores inteligentes, muitas pesquisas vêm sendo realizadas, buscando explorar aplicações do estimador de estado em sistemas de distribuição (EESD). Tal ferramenta vem sendo explorada para detecção de transgressões de tensão [38], detecção de erros de topologia [39], detecção e localização de faltas de alta impedância [40] e perdas não-técnicas [36], [37].

A seguir apresenta-se a metodologia proposta para detecção e identificação de perdas não técnicas em redes de distribuição de energia elétrica utilizando estimação de estado.

6.1 Metodologia

Primeiramente será apresentada a formulação do estimador de estado tradicional [72], tipicamente empregada em sistemas de transmissão de energia elétrica. Posteriormente é apresentada-se a formulação baseada em matriz admitância (do inglês, *Admittance Matrix Based*, AMB) [73], a qual utiliza equacionamento fundamentado em equações de injeção de corrente de modo a apresentar matriz jacobiana constante, que apresenta maior robustez e maior eficiência computacional em relação a formulação tradicional. Por último é apresentada o equacionamento do estimador de estado AMB utilizando a matriz de Hachtel (Formulação via Tableau esparsa), no qual as barras de injeção nula são introduzidas como restrição de igualdade na função objetivo do estimador de estado [52] – esta formulação foi a utilizada para implementação do algoritmo estimador de estado deste trabalho.

O algoritmo EESD implementado traz uma abordagem multifásica dos elementos conectados ao sistema de distribuição de energia elétrica representando o condutor de neutro de forma explícita. Para aplicação do estimador de estado os dados são tratados em pu.

6.1.1 Estimador de estado tradicional via equação normal

Toda e qualquer medida pode ser representada pelo seu valor exato associado a um erro de natureza Gaussiana ($\mathcal{N}(0, \sigma)$). No processo de estimação de estado a grandeza medida pode ser representada por (6.1). Ressalta-se, novamente, que neste trabalho os termos em negrito referem-se a vetores e matrizes, sendo as letras minúsculas referentes a vetores e maiúsculas referentes a matrizes.

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{r} \quad (6.1)$$

em que $\mathbf{z}$ é vetor de medidas; $\mathbf{x}$ é o vetor contendo as variáveis estado; $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ é o vetor que relaciona as medições com as variáveis de estado; $\mathbf{r}$ é vetor de resíduos das medidas. Como variáveis de estado entende-se um vetor contendo as magnitudes das tensões e seus ângulos em cada nó do sistema.

Manipulando a equação (6.1) obtém-se (6.2).

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) \quad (6.2)$$

Os resíduos das medidas ($\mathbf{r}$) são definidos como as diferenças entre as grandezas medidas ($\mathbf{z}$) e as medidas estimadas ($\mathbf{h}(\mathbf{x})$). O objetivo principal do estimador de estado é minimizar os resíduos (equação (6.2)) através da formulação como um problema de mínimos quadrados ponderados (MQP) [52]. A equação (6.3) apresenta a função objetivo do problema de minimização.

$$\min J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m W_{ii} \cdot (z_i - h(x_i))^2 = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \cdot \mathbf{W} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (6.3)$$

sendo a matriz $\mathbf{W}$ denominada de matriz peso ou matriz ponderação.

A matriz ponderação ($\mathbf{W}$) é uma matriz diagonal, composta pelas inversas das variâncias das medidas, ressaltando que a variância é definida como o quadrado do desvio padrão (que pode ser entendido como incerteza do equipamento de medição). Em outras palavras, cada medida é ponderada de acordo com o inverso da sua variância, conforme apresentado em (6.4).

$$\mathbf{W} = \text{diag}(\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2)^{-1} \quad (6.4)$$

A variância de cada medição depende do tipo de medidor empregado e de sua natureza. Os tipos de medição são divididos em: medidas reais, medidas virtuais e pseudomedidas. As medidas reais são referentes às medidas fornecidas pelos medidores inteligentes, sua precisão (desvio padrão) pode variar dependendo do tipo de equipamento empregado e de seu fabricante. As medidas virtuais, correspondem às medidas exatas na rede, que não possuem nenhum tipo de erro de medição, como exemplo de medidas virtuais pode-se citar as medidas de ângulo nas barras de referência e as medidas de injeções de potência nulas nas barras de passagem (ou de transferência) que são medidas exatas, e, portanto, devem possuir pesos maiores (σ menores) na matriz ponderação. As pseudomedidas são provenientes de algum tipo de estimação ou processamento, como exemplo pode-se mencionar a potências consumidas por cargas de iluminação pública (IP), as quais não são medidas, mas estimadas através de seus parâmetros e quantidade de lâmpadas instaladas, também pode-se citar medidas obtidas através de histórico de medição ou proveniente de algum tipo de processamento. Geralmente as pseudomedidas apresentam maiores incertezas, portanto pesos menores na matriz ponderação ($\mathbf{W}$).

Como o vetor $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ é composto de equações não lineares utiliza-se do método iterativo de Newton para solução do problema de minimização, exposto na equação (6.3). O processo iterativo consiste na solução da equação (6.5), atualizando as variáveis de estado da rede a cada iteração.

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) \cdot \Delta\mathbf{x} = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W} \cdot (\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})) \quad (6.5)$$

em que $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ é a matriz ganho ou matriz hessiana; $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ é a matriz jacobiana; $\Delta\mathbf{x}$ é o vetor de correção das variáveis de estado.

A matriz jacobiana é composta pelas derivadas das equações não-lineares presentes em $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ em relação as variáveis de estado, os detalhes sobre a construção da matriz jacobiana serão abordados mais adiante, na abordagem da formulação AMB. Já a matriz ganho ($\mathbf{G}(\mathbf{x})$), é definida por (6.6).

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{H}(\mathbf{x}) \quad (6.6)$$

A atualização do vetor de estado a cada iteração η , é dada por (6.7).

$$\mathbf{x}^{\eta+1} = \mathbf{x}^{\eta} + \Delta\mathbf{x}^{\eta} \quad (6.7)$$

A solução iterativa do estimador de estado consiste na solução da equação (6.5), até que a atualização do vetor de estado não seja significativa, ou seja, até que $\max(|\Delta\mathbf{x}|) < \varepsilon$, sendo ε uma tolerância especificada.

A seguir estão listadas as etapas necessárias para implementação do algoritmo estimador de estado tradicional via equação normal:

- 1) Aquisição dos dados e montagem do vetor de medidas ($\mathbf{z}$);
- 2) Inicialização do vetor de estado ($\mathbf{x}$);
- 3) Determinar o vetor de medidas calculadas ($\mathbf{h}(\mathbf{x})$);
- 4) Calcular a matriz jacobiana ($\mathbf{H}(\mathbf{x})$) e a matriz ganho ($\mathbf{G}(\mathbf{x})$);
- 5) Determinar o vetor de atualização de estado ($\Delta\mathbf{x}$) utilizando da equação (6.5);
- 6) Atualizar vetor de estado ($\mathbf{x}$), utilizando (6.7);
- 7) Se $\max(\Delta\mathbf{x}) > \varepsilon$ deve-se retornar ao passo 3), caso contrário finalizar o algoritmo.

Ressalta-se que é considerada uma tolerância de 10^{-6} para aplicação do EESD.

Note que no algoritmo estimador de estado tradicional é necessário calcular o vetor de medidas calculadas ($\mathbf{h}(\mathbf{x})$), a matriz ganho ($\mathbf{G}(\mathbf{x})$) e a matriz Jacobiana ($\mathbf{H}(\mathbf{x})$) em todas as iterações, o que pode tornar o processo computacionalmente custoso em aplicações com redes maiores.

6.1.2 Estimador de estado AMB via equação normal

A proposta do estimador de estado AMB consiste em apresentar maior eficiência computacional e maior robustez em sua aplicação, pois apresenta matrizes jacobiana e ganho constantes e com melhor condicionamento para aplicações em redes de distribuição de energia elétrica [74]. No algoritmo estimador de estado a matriz ganho é obtida através da aplicação da equação (6.6), que leva em conta a matriz jacobiana ($\mathbf{H}$) e a matriz ponderação ($\mathbf{W}$), sendo elas as matrizes de maiores dimensões dentro de toda formulação do estimador de estado. Se as matrizes $\mathbf{H}$ e $\mathbf{W}$ são constantes consequentemente a matriz ganho também é constante. Portanto a montagem e a multiplicação destas matrizes, processo que requer grande esforço computacional, pode ser realizada uma única vez.

Para que a matriz jacobiana permaneça constante durante o processo iterativo as variáveis de estado tradicionalmente dadas pelas magnitudes e ângulos das tensões devem ser consideradas em sua forma retangular, ou seja, dadas pelas partes real e imaginária das tensões, sendo construído conforme (6.8).

$$\mathbf{x} = [V_{re_0} \quad V_{im_0} \quad V_{re_1} \quad V_{im_1} \quad \cdots \quad V_{re_n} \quad V_{im_n}]^T \quad (6.8)$$

Outro artifício utilizado é transformar as medidas reais ($\mathbf{z}$), obtidas pelos medidores inteligentes em medidas equivalentes ($\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})$). Neste procedimento o vetor de medidas que era

considerado constante torna-se dependente das variáveis de estado e, portanto, deve ser atualizado a cada iteração, tal procedimento deve ser realizado para medidas de injeção e/ou fluxos de potência ativa e reativa e magnitudes de tensão.

As medidas de potências ativa e reativa (injeções ou fluxos), são convertidas em correntes equivalentes, considerando suas partes real e imaginária, conforme equação (6.9).

$$\mathbf{i}_{md}^{eq} = I_{re}^{eq} + j \cdot I_{im}^{eq} = \left(\frac{P_{md} + j \cdot Q_{md}}{\dot{V}^\eta} \right)^* \quad (6.9)$$

em que $\mathbf{i}_{md}^{eq}$ é o fasor de corrente equivalente; I_{re}^{eq} , I_{im}^{eq} são as parcelas real e imaginária da corrente equivalente, respectivamente; P_{md} , Q_{md} são as potências ativa e reativa medida, respectivamente; $\dot{V}^\eta$ é o fasor de tensão na iteração η . O vetor de corrente equivalente é construído conforme (6.10).

$$\mathbf{i}_{md}^{eq} = [I_{im_0}^{eq} \quad I_{re_0}^{eq} \quad I_{im_1}^{eq} \quad I_{re_1}^{eq} \quad \dots \quad I_{im_n}^{eq} \quad I_{re_n}^{eq}]^T \quad (6.10)$$

em que I_{re}^{eq} e I_{im}^{eq} são as partes real e imaginária dos fasores de corrente; e n é o número de nós do sistema.

As magnitudes de tensão medidas devem ser convertidas em medidas de tensão equivalente, conforme (6.11).

$$\dot{V}_{eq} = V_{re}^{eq} + j \cdot V_{im}^{eq} = V_{md} \left(\frac{V_{re}^\eta + j \cdot V_{im}^\eta}{|\dot{V}^\eta|} \right) \quad (6.11)$$

sendo $\dot{V}_{eq}$ o fasor de tensão equivalente; V_{re}^{eq} e V_{im}^{eq} as partes real e imaginária da tensão equivalente, respectivamente; V_{md} a magnitude de tensão medida; $\dot{V}^\eta$ é o fasor de tensão na iteração η ; V_{re}^η e V_{im}^η as partes real e imaginária do fasor de tensão na iteração η , respectivamente.

A equação (6.9) indica que um par de medidas de potência gera um par de medidas de corrente (parte real e imaginária), entretanto a equação (6.11) sugere que uma medida de magnitude de tensão gere um par de medidas de tensão equivalentes o que pode trazer dificuldades na convergência do estimador de estado. O recurso utilizado para evitar este comportamento consiste em rotacionar os fasores de tensão de modo a estarem próximos a 0° , para que seja possível descartar a parte imaginária. Portanto as medidas equivalentes de tensão rotacionadas ($V_{km}^{eq,rot}$) são definidas por (6.12).

$$V_{km}^{eq,rot} = \text{Re}(V_{km}^{eq} \cdot e^{-j\phi_k}) = V_{r_{km}}^{eq} \cdot \cos \phi_k + V_{m_{km}}^{eq} \cdot \sin \phi_k \quad (6.12)$$

em que ϕ é o ângulo de rotação, que pode ser considerado o ângulo de flat-start em cada barra.

Além das medidas de tensão e correntes, deve-se introduzir no vetor de medidas equivalentes ($\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})$) medidas virtuais referentes aos ângulos das tensões. Na formulação do estimador de estado AMB os ângulos de referência devem ser utilizados em sua forma retangular, esta conversão é obtida através de relações trigonométricas utilizando os fasores de tensão de referência, conforme apresentado na Figura 6.1 e nas equações (6.13), (6.14) e (6.15).

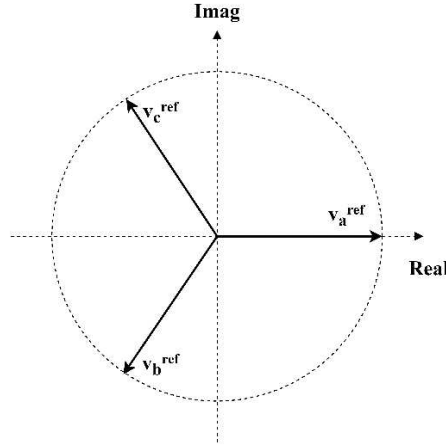


Figura 6.1: Fasores das tensões de referência da rede, extraído de [39].

$$\frac{V_{m_a}^{ref}}{V_{r_a}^{ref}} = \frac{V_a^{ref} \cdot \sin 0^\circ}{V_a^{ref} \cdot \cos 0^\circ} = 0 \rightarrow V_{m_a}^{ref} = 0 \quad (6.13)$$

$$\frac{V_{m_b}^{ref}}{V_{r_b}^{ref}} = \frac{V_b^{ref} \cdot \sin(-120^\circ)}{V_b^{ref} \cdot \cos(-120^\circ)} = \sqrt{3} \rightarrow V_{m_b}^{ref} - \sqrt{3} \cdot V_{r_b}^{ref} = 0 \quad (6.14)$$

$$\frac{V_{m_c}^{ref}}{V_{r_c}^{ref}} = \frac{V_c^{ref} \cdot \sin(120^\circ)}{V_c^{ref} \cdot \cos(120^\circ)} = \sqrt{3} \rightarrow V_{m_c}^{ref} + \sqrt{3} \cdot V_{r_c}^{ref} = 0 \quad (6.15)$$

As equações (6.13), (6.14) e (6.15) implicam que no vetor de medidas equivalentes ($\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})$) devem ser incluídos valores nulos relativos as referências angulares adotadas no sistema.

Por fim, o vetor de medidas equivalentes ($\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})$) pode ser dado por (6.16).

$$\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x}) = [\boldsymbol{\theta}_{ref} \quad \mathbf{v}^{eq,rot} \quad \mathbf{i}_{inj}^{eq} \quad \mathbf{i}_{fluxo}^{eq}]^T \quad (6.16)$$

Visto que as medidas equivalentes dependem das variáveis de estado, o vetor de medidas equivalentes ($\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})$) deve ser atualizado a cada iteração. Apesar de parecer uma desvantagem, a atualização deste vetor possui um custo computacional muito menor que a

atualização da matriz jacobiana e cálculo da matriz ganho, o que ainda torna o estimador de estado AMB mais eficiente que o tradicional.

Na Formulação AMB, para que a matriz ganho seja constante a matriz ponderação também deve ser constante, entretanto a matriz ponderação depende das variáveis de estado e consequentemente deve ser atualizada a cada iteração [73]. Em [73] é proposto utilizar o estado proveniente de um fluxo de carga ou estimação de estado de um processo anterior para calcular a matriz ponderação ou considerar que as variâncias das medidas (σ^{md}) são iguais as variâncias das medidas equivalentes (σ_z^{eq}), devido às magnitudes de tensão serem próximas ao valor unitário em pu. Neste trabalho esta última consideração é levada em conta para que a matriz ponderação ($\mathbf{W}$) seja constante.

A matriz jacobiana é composta pelas derivadas das equações que relacionam as variáveis de estado com as medições, desta forma ela pode ser particionada em quatro submatrizes, referentes as medidas virtuais dos ângulos de referência ($\mathbf{H}_{\theta_{\text{ref}}}$), as medidas de magnitude de tensão ($\mathbf{H}_{V_{\text{eq}}^{\text{rot}}}$), injeções de correntes equivalentes ($\mathbf{H}_{I_{\text{inj}}^{\text{eq}}}$) e fluxos de correntes equivalentes ($\mathbf{H}_{I_{\text{fluxo}}^{\text{eq}}}$), conforme (6.17).

$$\mathbf{H} = [\mathbf{H}_{\theta_{\text{ref}}} \quad \mathbf{H}_{V_{\text{eq}}^{\text{rot}}} \quad \mathbf{H}_{I_{\text{inj}}^{\text{eq}}} \quad \mathbf{H}_{I_{\text{fluxo}}^{\text{eq}}}]^T \quad (6.17)$$

Os elementos de $\mathbf{H}_{\theta_{\text{ref}}}$ são definidos através das derivadas de (6.13), (6.14) e (6.15), que resultam nas equações descritas em (6.21), (6.22) e (6.25), desta forma todos elementos são nulos exceto os elementos referentes aos nós de referência.

$$\frac{\partial V_{m_a}^{\text{ref}}}{\partial V_{r_a}^{\text{ref}}} = 0 \quad \frac{\partial V_{m_a}^{\text{ref}}}{\partial V_{m_a}^{\text{ref}}} = 1 \quad (6.18)$$

$$\frac{\partial (V_{m_b}^{\text{ref}} - \sqrt{3} \cdot V_{r_b}^{\text{ref}})}{\partial V_{r_b}^{\text{ref}}} = -\sqrt{3} \quad \frac{\partial (V_{m_b}^{\text{ref}} - \sqrt{3} \cdot V_{r_b}^{\text{ref}})}{\partial V_{m_b}^{\text{ref}}} = 1 \quad (6.19)$$

$$\frac{\partial (V_{m_c}^{\text{ref}} + \sqrt{3} \cdot V_{r_c}^{\text{ref}})}{\partial V_{r_c}^{\text{ref}}} = \sqrt{3} \quad \frac{\partial (V_{m_c}^{\text{ref}} - \sqrt{3} \cdot V_{r_c}^{\text{ref}})}{\partial V_{m_c}^{\text{ref}}} = 1 \quad (6.20)$$

Em relação a dimensão da matriz $\mathbf{H}_{\theta_{\text{ref}}}$, o número de linhas é dado pelo número de nós de referência (slack) e o número de colunas é dado pelo dobro do número de nós.

Os elementos de $\mathbf{H}_{V_{\text{eq}}^{\text{rot}}}$ são obtidos através das derivadas da equação (6.12) em relação às variáveis de estado, em (6.21) e (6.22) estão apresentadas as derivadas das tensões equivalentes rotacionadas em relação às variáveis de estado considerando que a medida de tensão é obtida entre os nós k e m .

$$\frac{\partial V_{km}^{eq,rot}}{\partial V_{rek}} = \cos \phi \quad \frac{\partial V_{km}^{eq,rot}}{\partial V_{imk}} = \sin \phi \quad (6.21)$$

$$\frac{\partial V_{km}^{eq,rot}}{\partial V_{rem}} = -\cos \phi \quad \frac{\partial V_{km}^{eq,rot}}{\partial V_{imm}} = -\sin \phi \quad (6.22)$$

A submatriz $\mathbf{H}_{V_{eq}^{rot}}$ possui o número de linhas definido pelo número de medidas de magnitude de tensão no sistema e o número de colunas dado pela quantidade de nós no sistema.

As injeções de corrente calculadas podem ser escritas em função dos elementos da matriz de admitância nodal, conforme (6.23). Em (6.24) está apresentado a injeção de corrente em um nó arbitrário (nó k) escrita em função dos elementos da matriz de admitância nodal.

$$\mathbf{i} = \mathbf{Y}_{nodal} \cdot \mathbf{v} \quad (6.23)$$

$$i_k = \sum_{m \in \Omega k} (G_{km} V_{rem} - B_{km} V_{im_m}) + j(G_{km} V_{im_m} + B_{km} V_{rem}) \quad (6.24)$$

A submatriz $\mathbf{H}_{I_{inj}^{eq}}$ é definida pelas derivadas da equação (6.24) em relação as variáveis de estado, que resulta em elementos constantes referentes a matriz de admitância nodal ($\mathbf{Y}_{nodal}$). Em (6.25) estão apresentadas as derivadas de corrente de uma carga conectada entre os nós k e m.

$$\mathbf{H}_{I_{inj}} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial I_{imk}}{\partial V_{rek}} = B_{kk} & \frac{\partial I_{imk}}{\partial V_{imk}} = G_{kk} & \dots & \dots & \frac{\partial I_{imk}}{\partial V_{rem}} = B_{km} & \frac{\partial I_{imk}}{\partial V_{imm}} = G_{km} & \dots \\ \dots & \frac{\partial I_{rek}}{\partial V_{rek}} = G_{kk} & \frac{\partial I_{rek}}{\partial V_{imk}} = -B_{kk} & \dots & \frac{\partial I_{rek}}{\partial V_{rem}} = G_{km} & \frac{\partial I_{rek}}{\partial V_{imm}} = -B_{km} & \dots \\ \ddots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial I_{imm}}{\partial V_{rek}} = B_{mk} & \frac{\partial I_{imm}}{\partial V_{imk}} = G_{mk} & \dots & \dots & \frac{\partial I_{imm}}{\partial V_{rem}} = B_{mm} & \frac{\partial I_{imm}}{\partial V_{imm}} = G_{mm} & \dots \\ \dots & \frac{\partial I_{rem}}{\partial V_{rek}} = G_{mk} & \frac{\partial I_{rem}}{\partial V_{imk}} = -B_{mk} & \dots & \frac{\partial I_{rem}}{\partial V_{rem}} = G_{mm} & \frac{\partial I_{rem}}{\partial V_{imm}} = -B_{mm} & \dots \\ \ddots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \end{bmatrix} \quad (6.25)$$

As medidas de fluxo se relacionam com as variáveis de estado através das matrizes primitivas, conforme (6.26).

$$\mathbf{i}_{fluxo} = \mathbf{Y}_{prim} \cdot \mathbf{v} \quad (6.26)$$

Portanto, os elementos da submatriz $\mathbf{H}_{I_{fluxo}^{eq}}$ são definidos pelas derivadas de (6.26) em relação as variáveis de estado e resultam em elementos da matriz primitiva dos elementos, conforme (6.27).

$$\mathbf{H}_{inj} = \begin{bmatrix} \ddots & & \vdots & & \ddots & & \vdots & & \ddots \\ \dots & \frac{\partial I_{im_k}^{fluxo}}{\partial V_{rek}} = B_{kk}^{prim} & \frac{\partial I_{im_k}^{fluxo}}{\partial V_{im_k}} = G_{kk}^{prim} & \dots & \dots & \frac{\partial I_{im_k}^{fluxo}}{\partial V_{rem}} = B_{km}^{prim} & \frac{\partial I_{im_k}^{fluxo}}{\partial V_{im_m}} = G_{km}^{prim} & \dots \\ \dots & \frac{\partial I_{rek}^{fluxo}}{\partial V_{rek}} = G_{kk}^{prim} & \frac{\partial I_{rek}^{fluxo}}{\partial V_{im_k}} = -B_{kk}^{prim} & \dots & \dots & \frac{\partial I_{rek}^{fluxo}}{\partial V_{rem}} = G_{km}^{prim} & \frac{\partial I_{rek}^{fluxo}}{\partial V_{im_m}} = -B_{km}^{prim} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots \\ \dots & \frac{\partial I_{im_m}^{fluxo}}{\partial V_{rek}} = B_{mk}^{prim} & \frac{\partial I_{im_m}^{fluxo}}{\partial V_{im_k}} = G_{mk}^{prim} & \dots & \dots & \frac{\partial I_{im_m}^{fluxo}}{\partial V_{rem}} = B_{mm}^{prim} & \frac{\partial I_{im_m}^{fluxo}}{\partial V_{im_m}} = G_{mm}^{prim} & \dots \\ \dots & \frac{\partial I_{rem}^{fluxo}}{\partial V_{rek}} = G_{mk}^{prim} & \frac{\partial I_{rem}^{fluxo}}{\partial V_{im_k}} = -B_{mk}^{prim} & \dots & \dots & \frac{\partial I_{rem}^{fluxo}}{\partial V_{rem}} = G_{mm}^{prim} & \frac{\partial I_{rem}^{fluxo}}{\partial V_{im_m}} = -B_{mm}^{prim} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \quad (6.27)$$

Os elementos da matriz Jacobiana são dados por elementos constantes relativos aos ângulos de referência, tensões rotacionadas, elementos da matriz de admitância nodal ($\mathbf{Y}_{nodal}$) da rede e de elementos das matrizes primitivas ($\mathbf{Y}_{prim}$), que são constantes durante o processo iterativo e se alteram somente em casos de atuação de chaves ou alteração em tapes de transformadores.

Considerando as modificações propostas pela formulação AMB e sabendo que a matriz jacobiana é constante, pode-se reescrever a equação (6.5), conforme (6.28).

$$\mathbf{G} \cdot \Delta \mathbf{x}^\eta = \mathbf{H}^T \cdot \mathbf{W} \cdot (\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})^\eta - \mathbf{h}(\mathbf{x})^\eta) \quad (6.28)$$

Devido à característica da matriz jacobiana ser constante as equações que relacionam as variáveis de estado com as medidas tornam-se linear portanto o termo $\mathbf{h}(\mathbf{x})^\eta$ pode ser substituído por $\mathbf{H} \cdot \mathbf{x}^\eta$. Isto posto, pode-se combinar as equações (6.7) e (6.28), para obter (6.29).

$$\mathbf{G} \cdot \mathbf{x}^{\eta+1} = \mathbf{H}^T \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})^\eta \quad (6.29)$$

Ao utilizar a equação (6.29), o estimador de estado torna-se ainda mais eficiente, pois não é necessário o cálculo de $\mathbf{h}(\mathbf{x})^\eta$ e a atualização do estado ($\mathbf{x}^{\eta+1}$) é obtida de forma automática.

A seguir estão apresentadas as etapas necessárias para implementação do algoritmo estimador de estado AMB via equação normal:

- 1) Aquisição dos dados;
- 2) Inicialização do vetor de estado ($\mathbf{x}$) e montagem do vetor de medidas equivalentes $\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})$;
- 3) Calcular a matriz jacobiana ($\mathbf{H}$) e a matriz ganho ($\mathbf{G}$);
- 4) Atualizar vetor de estado ($\mathbf{x}$), utilizando (6.29) e calcular $\Delta \mathbf{x}$ utilizando (6.7);

- 5) Determinar o novo vetor de medidas equivalentes $z_{eq}(\mathbf{x})$;
- 6) Se $\max(\Delta \mathbf{x}) > \varepsilon$ deve-se retornar ao passo 4), caso contrário finalizar o algoritmo.

Ressalta-se que é considerada uma tolerância de 10^{-6} para aplicação do EESD

Note que no algoritmo do estimador de estado AMB a matriz jacobiana e a matriz ganho são calculadas somente uma vez durante todo processo de solução, o que traz vantagem computacional desta formulação em relação a formulação tradicional.

6.1.3 Estimador de estado AMB via tableau esparso

A utilização do estimador de estado via equação normal apresenta êxito em grande parte das aplicações, entretanto ao trabalhar com modelos de redes reais a formulação do estimador de estado via equação normal pode apresentar problemas de convergência devido às instabilidades numéricas relacionada a matriz ganho ($\mathbf{G}$). Em [52] alguns fatores são definidos como fontes de mal condicionamento, sendo eles uma grande quantidade de medidas de injeção de potência nula (barras de transferência) no sistema, linhas longas e curtas conectadas na mesma barra, e ponderação com valores muito distintos entre medidas na matriz ponderação ($\mathbf{W}$). Portanto a formulação do estimador de estado equacionada via Tableau Esparso (ou matriz aumentada de Hachtel), busca evitar a utilização da matriz ganho ($\mathbf{G}$) tratando as medidas virtuais (injeções nulas) como restrição de igualdade no problema de minimização (função objetivo), conforme (6.30).

$$\begin{aligned} \min J(\mathbf{x}) &= \frac{1}{2} \cdot \mathbf{r}^T \cdot \mathbf{R}_z^{-1} \cdot \mathbf{r} \\ \text{sujeito a } \begin{cases} \mathbf{r} = \mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x}) - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} \\ \mathbf{C} \cdot \mathbf{x} = 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (6.30)$$

onde as matrizes $\mathbf{H}$ e $\mathbf{C}$ são partições da matriz jacobiana, no qual $\mathbf{C}$ representa as derivadas das medidas virtuais e $\mathbf{H}$ as derivadas das demais medidas; o vetor $\mathbf{r}$ é o vetor de resíduos ($\mathbf{r} = \mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x}) - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x}$); e $\mathbf{R}_z$ é a matriz de covariâncias das medidas ($\mathbf{W} = \mathbf{R}_z^{-1}$).

Para solução do problema de minimização, deve-se escrever a função Lagrangeana conforme (6.31).

$$\mathcal{L}(\mathbf{r}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = \frac{1}{2} \mathbf{r}^T \cdot \mathbf{R}_z^{-1} \cdot \mathbf{r} - \boldsymbol{\lambda}^T (\mathbf{r} - \mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x}) + \mathbf{H} \cdot \mathbf{x}) - \boldsymbol{\mu}^T \cdot \mathbf{C} \cdot \mathbf{x} \quad (6.31)$$

onde $\boldsymbol{\lambda}$ e $\boldsymbol{\mu}$ são os multiplicadores de Lagrange.

A solução do problema de minimização é obtida quando o gradiente da função Lagrangeana é nulo ($\nabla \mathcal{L}(\mathbf{r}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = 0$) representando seu ponto de mínimo.

$$\nabla \mathcal{L}(\mathbf{r}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = 0 \rightarrow \begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mathbf{r}} = \mathbf{R}_z^{-1} \cdot \mathbf{r} - \boldsymbol{\lambda} = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{H}^T \cdot \boldsymbol{\lambda} + \mathbf{C}^T \boldsymbol{\mu} = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = \mathbf{r} - \mathbf{z}_{\text{eq}}(\mathbf{x}) + \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \boldsymbol{\mu}} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{x} = 0 \end{cases} \quad (6.32)$$

A primeira equação de (6.32) permite afirmar (6.33).

$$\mathbf{r} = \mathbf{R}_z \cdot \boldsymbol{\lambda} \quad (6.33)$$

Portanto é possível reescrever (6.32):

$$\nabla \mathcal{L}(\mathbf{r}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = 0 \rightarrow \begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{H}^T \cdot \boldsymbol{\lambda} + \mathbf{C}^T \cdot \boldsymbol{\mu} = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = \mathbf{R}_z \cdot \boldsymbol{\lambda} - \mathbf{z}_{\text{eq}}(\mathbf{x}) + \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \boldsymbol{\mu}} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{x} = 0 \end{cases} \quad (6.34)$$

Adotando a forma matricial, a solução do estimador de estado via tableau esparso pode ser obtida através da solução de (6.35) de forma iterativa, no qual a matriz de tableau é dada por (6.36).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{R}_z & 0 & \mathbf{H} \\ 0 & 0 & \mathbf{C} \\ \mathbf{H}^T & \mathbf{C}^T & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \boldsymbol{\lambda}^{\eta+1} \\ \boldsymbol{\mu}^{\eta+1} \\ \mathbf{x}^{\eta+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_{\text{eq}}(\mathbf{x}^{\eta}) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.35)$$

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} \mathbf{R}_z & 0 & \mathbf{H} \\ 0 & 0 & \mathbf{C} \\ \mathbf{H}^T & \mathbf{C}^T & 0 \end{bmatrix} \quad (6.36)$$

É importante destacar que todas as características vistas no estimador de estado AMB via equação normal também vale para a formulação via Tableau Esparso, ou seja a matriz jacobiana é constante durante todo o processo iterativo e como consequência a matriz tableau ($\mathbf{T}$) também é constante; e devido à utilização do vetor de medidas equivalentes, torna-se necessário atualizar este vetor a cada iteração, visto sua dependência com as variáveis de estado. Note que na solução via Tableau Esparso não utiliza a matriz ganho ($\mathbf{G}$), mas a matriz de covariâncias, o que evita problemas relacionados ao condicionamento da matriz ganho ($\mathbf{G}$) quando se tem diferentes pesos.

A solução do estimador de estado via tableau esparso fornece além das variáveis de estado (tensões em todos os nós do sistema) o multiplicador de Lagrange $\boldsymbol{\lambda}$, que é equivalente aos resíduos das medidas normalizados pela variância (σ^2), deste modo o processo de análise

dos resíduos normalizados das medidas torna-se mais eficiente, uma vez que não é necessário determinar o vetor de medidas calculadas (detalhes serão apresentados na seção seguinte).

As etapas do estimador de estado via Tableau esparsos estão descritas a seguir:

- 1) Aquisição dos dados;
- 2) Inicialização do vetor de estado ($\mathbf{x}$) e montagem do vetor de medidas equivalentes $\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})$;
- 3) Calcular as matrizes $\mathbf{H}$ e $\mathbf{C}$, construir a matriz de covariâncias $\mathbf{R}_z$ e construir a matriz de tableau $\mathbf{T}$.
- 4) Atualizar vetor de estado ($\mathbf{x}$), utilizando (6.35) e calcular $\Delta\mathbf{x}$ utilizando (6.7);
- 5) Determinar o novo vetor de medidas equivalentes $\mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x})$;
- 6) Se $\max(\Delta\mathbf{x}) > \varepsilon$ deve-se retornar ao passo 4), caso contrário finalizar o algoritmo.

Ressalta-se que é considerada uma tolerância de 10^{-6} para aplicação do EESD.

A solução do EESD via Tableau esparsos restringe a solução MQP em alguns estados de operação da rede ao considerar que as injeções de potência nulas são medidas exatas, portanto não é possível estabelecer ajustes de peso para detecção de PNT que estão presentes em barras de passagem, que caracterizam furtos de energia elétrica direto das redes públicas, por exemplo.

6.1.4 Detecção de erros grosseiros associados à PNT

Após a execução do estimador de estado é realizada análise dos resíduos das medições com o propósito de identificar as medidas portadoras de erros grosseiros, os quais são incompatíveis com o modelo do sistema. Diversas são as fontes de erros grosseiros, como por exemplo erros de medição, problemas no medidor devido ao mal contato, erro de comunicação de dados e adulteração do medidor ou da medida, tais fatores estão diretamente associados às perdas não-técnicas.

Em [52] são apresentadas diversas técnicas para detecção de erros grosseiros, entretanto a mais comumente utilizada é a análise dos resíduos normalizados ($\mathbf{r}^N$), no qual os resíduos das medidas são normalizados de acordo com a seu desvio padrão (σ). Nesta análise é se assume que os resíduos normalizados tendem a uma distribuição Gaussiana com média nula e variância unitária ($\mathcal{N}(0, 1)$) devido à própria natureza dos erros de medição, portanto à medida que apresenta maior resíduo normalizado é a portadora de erro grosseiro. Usualmente é estabelecido um limiar para os resíduos normalizados que define a presença do erro grosseiro, sendo este limiar de 3 vezes o desvio padrão da medida ($r^N = 3$).

É importante ressaltar que no estimador de estado AMB os resíduos das medidas são referentes as medidas de corrente equivalente e magnitudes de tensão rotacionadas, enquanto no estimador de estado tradicional, os resíduos das medidas são referentes as medidas de potência ativa e reativa e magnitudes de tensão.

No estimador de estado AMB tradicional os resíduos das medidas são definidos por:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z}_{eq}(\mathbf{x}) - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} \quad (6.37)$$

A normalização dos resíduos é definida através da divisão do resíduo da medida em relação ao seu desvio padrão. Em [36] é sugerido utilizar a matriz de covariância residual ($\mathbf{R}_r$), dada por (6.39), para normalização dos resíduos das medidas equivalentes, conforme apresentado em (6.38).

$$\mathbf{r}_i^N = \frac{\mathbf{z}_{eq_i}(\mathbf{x}) - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x}}{\sqrt{\mathbf{R}_{r_{ii}}}} \quad (6.38)$$

$$\mathbf{R}_r = \mathbf{R}_z - \mathbf{H} \cdot \mathbf{G}^{-1} \cdot \mathbf{H}^T \quad (6.39)$$

Na formulação via tableau esparsos os multiplicadores de Lagrange $\boldsymbol{\lambda}$ estão associados aos resíduos de medição conforme apresentado em (6.33). Portanto para determinar o resíduo normalizado basta multiplicar o elemento de $\boldsymbol{\lambda}$ referente a uma medida pelo seu desvio padrão, conforme apresentado em (6.40).

$$r_i^N = \lambda_i \cdot \sqrt{R_{z_{ii}}} \quad (6.40)$$

sendo $R_{z_{ii}}$ o elemento da diagonal da matriz de covariâncias das medidas ($\mathbf{R}_z = \mathbf{W}^{-1}$).

Após o cálculo dos resíduos normalizados deve-se verificar a existência de resíduo maior que 3, caso positivo é possível afirmar que há medidas portadoras de erros grosseiros no conjunto de medição [52].

A análise de resíduos normalizados possui algumas limitações nos casos de existência de múltiplos erros grosseiros e em casos com baixo nível de redundância das medidas, podendo ser o suficiente para detecção de erro grosseiro no sistema, no entanto não sendo capaz de identificar com precisão tal medida.

Sabendo que a perda não técnica provoca uma queda de tensão no sistema devido ao desvio de potência ativa que não é registrado, a tensão estimada tende a ser menor que a tensão medida enquanto a potência (ativa e/ou reativa) estimada tende a ser maior que o valor medido. Isto posto, os resíduos de potência tendem a ser positivos, enquanto os resíduos de tensão tendem a ser negativos. Assim sendo, em [37] é proposto um índice auxiliar que busca avaliar

os resíduos normalizados de tensão e potência das medidas para determinação da medida portadora de erro grosseiro, tal índice está apresentado em (6.41).

$$\psi_k = \max(r_{p_k}^N, r_{q_k}^N) - r_{v_k}^N \quad (6.41)$$

em que o subscrito k indica o índice da medida; $r_{p_k}^N$ e $r_{q_k}^N$ são os resíduos normalizados das medidas de potência ativa e reativa, respectivamente; $r_{v_k}^N$ é o resíduo normalizado as medidas de magnitude de tensão.

No estimador de estado AMB, os resíduos são referentes as medidas das correntes equivalentes, portanto um erro nas medidas de potência pode gerar resíduos positivos ou negativos nas partes real e imaginária das correntes, tal fator depende principalmente do ângulo de rotação adotado na conversão da medida de tensão em sua medida equivalente rotacionada. Este fator também pode provocar resíduos positivos ou negativos nos resíduos de tensão rotacionada. Portanto uma forma de adaptar o índice ψ para o estimador AMB é avaliando os módulos dos resíduos conforme (6.42).

$$\psi_k^{AMB} = \max(|r_{lr_k}^N|, |r_{lm_k}^N|) + |r_{v_{rotk}}^N| \quad (6.42)$$

em que $\hat{r}_{lr_k}^N$ e $\hat{r}_{lm_k}^N$ são os resíduos normalizados das medidas das partes real e imaginária das injeções de correntes, respectivamente, da k -ésima medida; $\hat{r}_{v_{rotk}}^N$ é o resíduo normalizado as medidas de tensão rotacionadas da k -ésima medida. A principal interpretação por traz do índice ψ_k^{AMB} está na premissa de que na barra com PNT os desvios de corrente equivalente e tensão equivalente rotacionada tendem a ser maiores devido a PNT. Uma alternativa é converter os resíduos de corrente em resíduos de potência e desrotacionar as medidas de tensão para aquisição dos resíduos de potência e tensão para aplicação da equação (6.41) de forma direta.

A metodologia empregada na detecção de PNT através da estimação de estado consiste em dois procedimentos diferentes para detecção e localização de PNT. A detecção permite afirmar a presença de PNT no sistema, contudo geralmente não permite sua localização de forma precisa devido à baixa redundância dos sistemas de medição, este procedimento é realizado avaliando a existência de resíduos normalizados maiores que 3, caso afirmativo é possível garantir a presença de PNT no sistema [37], [52]. A localização da PNT consiste em identificar a medida que está associada à ocorrência da PNT, este procedimento é realizado calculando o índice ψ para cada medida, aquela que apresentar o maior índice está associada à PNT [37].

6.1.5 Tratamento do erro grosseiro

Uma vez detectada a medida portadora de erros grosseiros, ela pode ser removida do conjunto de medição ou ser corrigida por uma estimativa de seu erro (E_{est}), conforme (6.43).

$$Z_{cor} = Z_{err} - E_{est} \quad (6.43)$$

em que Z_{cor} é a medida corrigida e Z_{err} é a medida portadora de erro grosseiro.

A estimativa do erro pode ser realizada avaliando a matriz de sensibilidade ($\mathbf{S}$), que relaciona os resíduos de medição com os erros de medição, conforme (6.44) [52].

$$\mathbf{r} = \mathbf{S} \cdot \mathbf{e}_{rr} \quad (6.44)$$

onde $\mathbf{r}$ é o vetor de resíduos das medidas; $\mathbf{S}$ é a matriz de sensibilidade dos resíduos; e $\mathbf{e}_{rr}$ são os erros de medição.

A remoção da medida não é uma prática recomendada por uma redução na redundância do conjunto de medidas que já é baixo devido as próprias características das redes de distribuição (i.e., redes radiais e ramificadas necessitam de maiores níveis de redundância) [37].

Em [75] propõe-se utilizar o conceito de erro composto de medição (do inglês, *Composed Measurement Error*, CME) para estimar o erro da medida. O conceito do erro composto de medição é baseado no fato de que a medida não informa o valor total de erro nela contido, pois ela é composta por duas parcelas ortogonais entre si, sendo uma referente a um erro detectável, que pode ser entendido como o resíduo da medição, e a outra um erro não detectável. O CME fornece a magnitude do erro total, considerando a parcela detectável e não detectável. Neste contexto o erro estimado da medida pode ser obtido por (6.45).

$$e_{est_i} = CME = S_{ii}^{-1/2} \cdot r_i \quad (6.45)$$

em que e_{est_i} é o erro estimado para a medida i ; S_{ii} é o elemento i da diagonal de $\mathbf{S}$; r_i é o resíduo da medida i .

Após obter uma estimativa do erro da medida, deve-se corrigi-la utilizando (6.43), ao substituir a medida errônea por uma pseudomedida, é possível atribuir um peso menor (σ maior) para a estimação de estado seguinte.

No estimador de estado AMB, as medidas de potência são transformadas em medidas equivalentes de correntes, assim sendo o erro estimado através do CME é referente às medidas de corrente. Portanto, para corrigir o valor da medida de potência deve-se converter os erros estimados das medidas de corrente em medidas de potência, e posteriormente corrigi-la. Em

(6.46) está apresentado o processo necessário para se obter o erro relacionado as medidas de potência.

$$e_{p_i}^{est} + je_{q_i}^{est} = \hat{v}_i^n \cdot (e_{I_{r_i}}^{est} + je_{I_{m_i}}^{est})^* \quad (6.46)$$

em que $e_{p_i}^{est}$ e $e_{q_i}^{est}$ são os erros estimados das medidas de potência ativa e reativa no nó i ; $\hat{v}_i^n$ é o fasor de tensão no nó i ; $e_{I_{r_i}}^{est}$ e $e_{I_{m_i}}^{est}$ são os erros estimados para as medidas de corrente, obtidos por (6.45). Após obtidos os erros estimados para as medidas de potência ativa e reativa, ambas devem ser corrigidas, utilizando (6.43).

6.1.6 Fluxograma geral para detecção de PNT através da estimação de estado

A Figura 6.2 apresenta o fluxograma geral do processo de detecção de PNT através da estimação de estado.

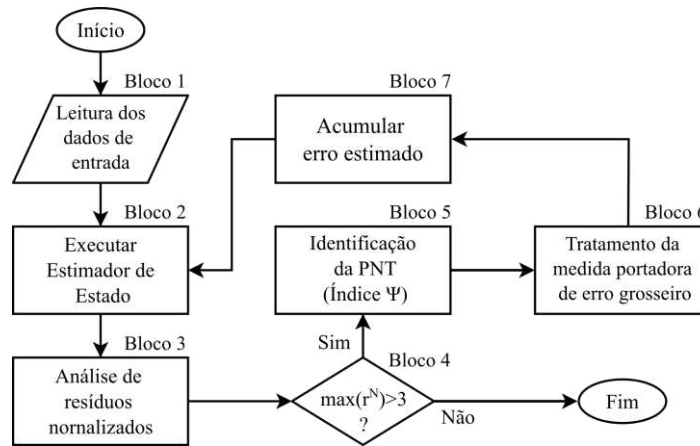


Figura 6.2: Fluxograma para detecção de PNT através da estimação de estado, elaborado pelo autor.

A seguir estão comentados todos os blocos presentes no fluxograma da Figura 6.2.

- *Bloco 1*: representa o processo de leitura dos dados de entrada, referente a aquisição das medidas, topologia do sistema e parâmetros da rede;
- *Bloco 2*: representa a execução do estimador de estado, que pode ser realizada utilizando o método tradicional ou AMB via equação normal ou tableau esparso, sendo a escolha do algoritmo um critério do usuário ou programador, neste trabalho é utilizado o estimador de estado AMB via Tableau Esparso (para aplicação do EESD considera-se um valor de tolerância de 10^{-6});
- *Bloco 3*: calcula-se os resíduos normalizados das medições, definidos pela diferença entre os valores medidos e estimados normalizados pelo desvio padrão considerado da própria medida;

- *Bloco 4:* avalia-se a existência de algum resíduo normalizado maior que 3 para detecção de erros grosseiros no conjunto de medição, se positivo segue para o Bloco 5, caso negativo deve-se encerrar o algoritmo;
- *Bloco 5:* o processo de identificação da medida é dado pela barra que apresenta o maior índice ψ calculado pela equação (6.41) para a formulação tradicional ou (6.42) para formulação AMB;
- *Bloco 6:* após identificação da medida, deve-se corrigir o valor da medida de forma a substituir a medida errônea por uma pseudomedida, procedimento que pode ser realizado através da equação descrita em (6.43), utilizando o índice CME representado na equação (6.45);
- *Bloco 7:* consiste em acumular os erros grosseiros de medição que são associados às PNTs, posteriormente deve-se retornar ao Bloco 2;

Ressalta-se que após substituição da medida por uma pseudomedida (procedimento descrito pelo Bloco 6), o estimador de estado é executado novamente, repetindo-se o procedimento de detecção, identificação e correção da medida até que não haja mais detecção de erros grosseiros através da análise dos resíduos normalizados, se por alguma razão os resíduos normalizados cresçam entre iterações, o algoritmo deve parar.

A cada estimação de estado (iteração do método) o erro estimado para as medidas de potência portadoras de erro grosseiro, a qual são equivalentes a energia desviada, são acumulados de forma a determinar o desvio total de energia elétrica provocado pela PNT.

Ressalta-se que esta metodologia é a mais complexa entre os métodos estudados, pois ela é composta por dois processos iterativos: sendo o primeiro dado pela execução do próprio algoritmo de estimação de estado, representado pelo Bloco 2 do fluxograma; e um segundo incluindo a análise de resíduo normalizado, detecção, identificação e correção da medida portadora de erro grosseiro, procedimento representado pelos Blocos de 2 a 7.

6.2 Aplicação do estimador de estado para detecção da PNT

O estimador de estado é aplicável em redes de BT e em modelos de alimentadores completos os quais possuem as redes de BT e MT conectadas juntas, a seguir estão apresentados os estudos de caso realizados na aplicação do algoritmo estimador de estado para detecção de PNT nos sistemas de distribuição teste considerados neste trabalho.

de potência (ativa e reativa), em seguida o estimador de estado é executado novamente, repetindo este procedimento até que não existam resíduos normalizados maiores que 3.

Nas Figuras 6.4, 6.5, 6.6 e 6.7 estão apresentados os desvios de potência calculados (através da correção da medida errônea) a cada passo da simulação série-temporal para as barras apontadas como potenciais cargas irregulares durante todo período avaliado.

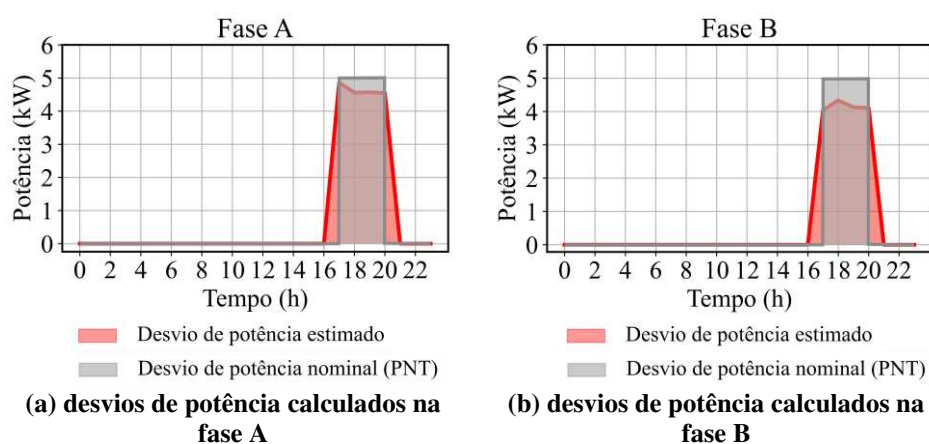


Figura 6.4: Desvios de potência estimados para a PNT 1, elaborado pelo autor.

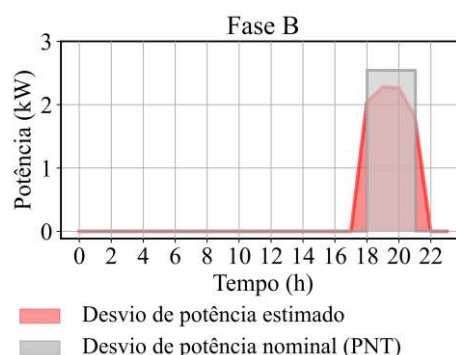


Figura 6.5: Desvios de potência estimados para a PNT 2, elaborado pelo autor.

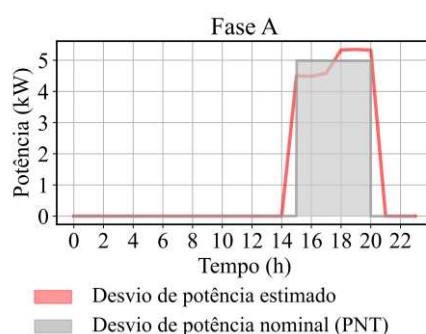


Figura 6.6: Desvios de potência estimados para a PNT 3, elaborado pelo autor.

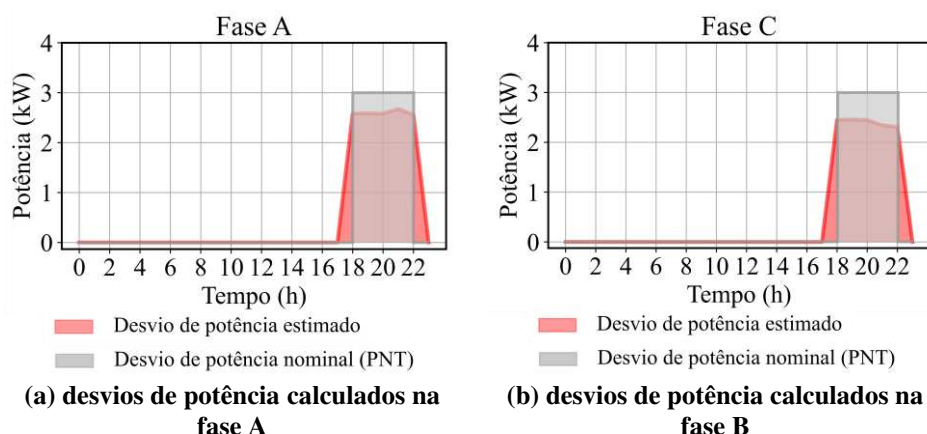


Figura 6.7: Desvios de potência estimados para a PNT 4, elaborado pelo autor.

Avaliando os resultados apresentados nas Figuras de 6.4 a 6.7, nota-se que os desvios de potência calculados para as PNTs são coerentes com os valores de desvio de potência originais apresentados na Tabela 6.1.

Para ilustrar o procedimento de detecção e identificação de PNT a cada instante da análise série temporal, na Tabela 6.2 estão apresentados os maiores resíduos normalizados (r^N), maior índice Ψ , erros estimados para as parcelas real e imaginária das correntes equivalentes ($e_{lr_i}^{est}$ e $e_{lm_i}^{est}$, respectivamente) e para as potências ativa e reativa (e_{pi}^{est} e e_{qi}^{est} , respectivamente) obtidos a cada estimação de estado ocorrida no horário das 19h (instante $t = 19h$), instante que corresponde a ocorrência de todas as PNTs simultaneamente. As colunas P_{md} e Q_{md} são referentes as medidas de potência ativa e reativa, respectivamente, utilizadas na estimação de estado, e as colunas P_{md}^{novo} e Q_{md}^{novo} são referentes a atualização das medidas potências para próxima estimação de estado.

Note que em algumas iterações o maior resíduo normalizado tende a indicar uma barra vizinha à PNT, isso ocorre devido ao baixo volume de medidas disponível na rede de BT (baixa redundância). Neste contexto o índice ψ tende a apresentar melhor indicação da localização da PNT no sistema. A cada iteração em que o estimador de estado é executado, é estimado um valor de erro para potências ativa e reativa que foram identificadas como portadoras de erros grosseiros. Conforme as medidas de potências são corrigidos os resíduos normalizados e os índices ψ tendem a decair, até o momento em que não existam mais resíduos normalizados maiores que 3. Caso os resíduos normalizados ou índices ψ voltem a crescer, o procedimento deve parar, isso pode ocorrer caso o EESD indique uma barra vizinha que não está associada a uma PNT como suspeita e tenta corrigir sua medida. A Tabela 6.3 apresenta os erros de potência

ativa e reativa, em unidades naturais, acumulados no horário das 19h (instante $t=19h$) para todas as PNTs detectadas.

Tabela 6.2: Estimações de estado ocorridas para detecção das PNTs no horário das 19h (valores em pu – potência de base de 10kVA) , elaborado pelo autor.

Iter	maior r^N	maior ψ	Fase	$e_{l_{r_i}}^{est}$	$e_{l_{m_i}}^{est}$	$e_{p_i}^{est}$	$e_{q_i}^{est}$	P_{md}	Q_{md}	P_{md}^{novo}	Q_{md}^{novo}
1	42,62 (Barra 24)	60,20 (Barra 26)	A	-1,00	0,49	-0,48	0,11	0,10	0,06	0,58	-0,05
2	26,47 (Barra 24)	38,82 (Barra 5)	A	-0,62	0,33	-0,35	0,04	0,06	0,03	0,41	-0,01
3	19,23 (Barra 24)	34,39 (Barra 5)	B	0,42	0,18	-0,26	-0,01	0,00	0,00	0,27	0,02
4	17,44 (Barra 24)	27,26 (Barra 22)	A	-0,43	0,31	-0,26	0,01	0,09	0,05	0,34	0,05
5	13,75 (Barra 24)	24,49 (Barra 22)	C	-0,06	-0,34	-0,18	-0,03	0,04	0,03	0,22	0,05
6	10,98 (Barra 9)	21,91 (Barra 9)	B	0,27	0,11	-0,16	-0,02	0,07	0,05	0,23	0,06
7	7,09 (Barra 9)	13,07 (Barra 5)	B	0,18	0,07	-0,10	-0,01	0,27	0,02	0,37	0,03
8	6,13 (Barra 6)	11,95 (Barra 5)	A	-0,13	0,15	-0,10	-0,03	0,41	-0,01	0,51	0,02
9	5,25 (Barra 24)	8,85 (Barra 9)	B	0,11	0,06	-0,07	0,00	0,23	0,06	0,30	0,06
10	5,19 (Barra 24)	8,59 (Barra 22)	C	-0,01	-0,13	-0,07	0,00	0,22	0,05	0,29	0,06
11	4,66 (Barra 21)	7,18 (Barra 26)	A	-0,06	0,11	-0,06	-0,03	0,58	-0,05	0,63	-0,01
12	3,14 (Barra 5)	5,83 (Barra 5)	B	0,07	0,05	-0,05	0,01	0,37	0,03	0,42	0,02

Tabela 6.3: Desvios de potência acumulados no horário das 19h, elaborado pelo autor.

PNT	Barra	Fase	Erros de potência ativa (kW)	Erros de potência reativa (kvar)
1	5	A	4,57	0,10
1	5	B	4,13	-0,18
2	9	B	2,28	0,14
3	26	A	5,35	-0,75
4	22	A	2,59	-0,07
4	22	C	2,46	0,28

Apesar do estimador de estado ser executado diversas vezes, o que pode demorar até a convergência do método (ponto em que os resíduos normalizados são menores que 3) não há necessidade de aplicação em tempo real, portanto tendo-se o conjunto de medidas armazenados

em um banco de dados é possível executar o estimador de estado e identificar os pontos com maiores probabilidades de PNT.

De modo a avaliar o desempenho do método ao considerar uma fraude com fator de potência não unitário, são reproduzidos os mesmos resultados apresentados neste capítulo, considerando-se um fator de potência 0,85 indutivo para os desvios de potência provocados pelas PNTs. Na Tabela 6.4 estão apresentadas as barras indicadas como suspeitas, considerando o horário das 19h (instante $t=19h$), instante correspondente à ocorrência de todas as PNTs de forma concomitante.

Tabela 6.4: Desvios de potência acumulados no horário das 19h, considerando desvios de potência com fp de 0,85, elaborado pelo autor.

PNT	Barra	Fase	Desvios de potência ativa (kW)	Desvios de potência reativa (kvar)
1	5	A	4,41	3,31
1	5	B	3,41	2,78
2	9	B	3,02	1,89
3	26	A	4,82	2,20
4	22	A	3,70	1,29
4	22	C	2,66	1,24

O estimador de estado mostrou-se capaz de identificar o furto de energia nas duas componentes de potência, estimando um valor de potência ativa e reativa desviada, sem indicações de falsos positivos. De modo geral, um furto nas componentes ativa e reativa da potência, resulta em erros grosseiros nas medidas de potência ativa e reativa, o que torna a detecção e identificação da PNT através da análise de erros grosseiros mais simples.

6.2.2 Alimentador completo

A formulação AMB via Tableau Esparsa permite aplicação do estimador de estado em alimentadores completos com todas as redes de BT e a rede de MT conectadas juntas. Neste tipo de sistema a execução do estimador de estado requer um procedimento prévio de redução do sistema de distribuição, que consiste na diminuição do número de barras de transferência, as quais possuem medidas de injeção de potências (ativa e reativa) nulas. Ao aplicar este procedimento de redução no alimentador teste ele passa de 1.412 (4.612 nós) barras para 906 barras (3.043 nós), apresentando uma redução de 506 barras (1.569 nós) com injeção nula, contudo não há mudanças no número de cargas de iluminação pública e unidades consumidoras conectadas ao sistema. A vantagem de se utilizar o estimador de estado no alimentador

completo está na não necessidade de medidores inteligentes instalados nos transformadores de distribuição.

A seguir estão apresentados os resultados dos estudos de caso para detecção de PNT nas redes de MT e BT, respectivamente, considerando os erros de medição.

6.2.2.1 Carga conectada na rede de MT

De modo a avaliar o desempenho do EESD na detecção de PNTs conectadas na rede de MT, considera-se uma PNT na rede MT conforme apresentado na Tabela 6.5.

Tabela 6.5: Características da PNT considerada na rede de MT do alimentador teste, elaborado pelo autor.

	Conexão	Barra	Desvio de potência por fase (kW)	FP	Período com PNT	Energia desviada (kWh)
PNT 1	Trifásica (A, B, C)	834	20	1	das 8h às 18h	660,00

Na Figura 6.8 estão apresentados os desvios de potência ativa, calculados através do erro estimado para as medidas, em todo período avaliado.

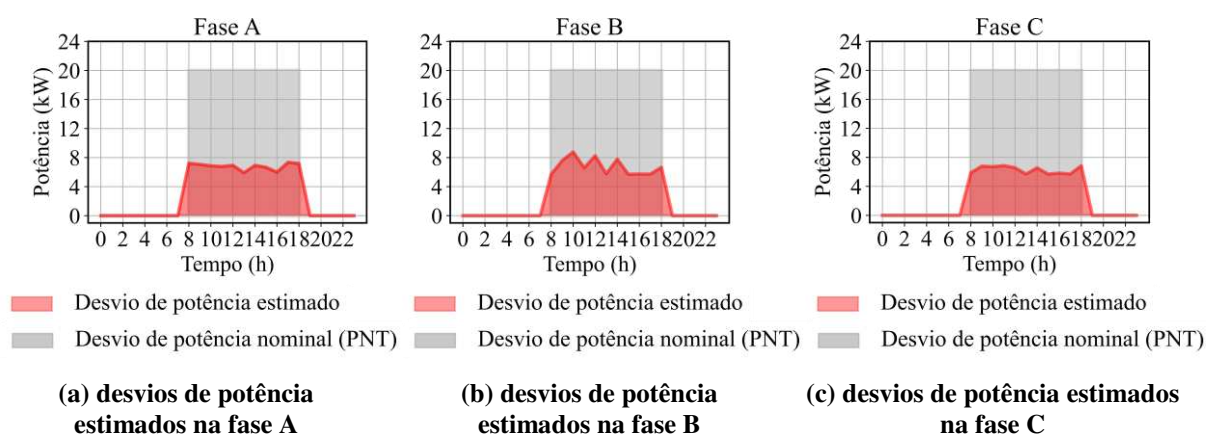


Figura 6.8: desvios de potência estimados para a PNT conectada na rede de MT, elaborado pelo autor.

Apesar dos desvios de potência não corresponder ao desvio original da PNT (20 kW por fase), o estimador cumpre seu principal objetivo, de detectar e identificar as cargas com PNT. Na Tabela 6.6 estão apresentados os erros de potência ativa e reativa acumulados, os quais são calculados a cada estimação de estado ocorrida considerando o período de 1 dia.

Tabela 6.6: desvios de potência ativa acumulados para a barra com PNT em todo período avaliado, elaborado pelo autor.

Barra	Fase	Erros de potência ativa acumulados (kW)
834	A	74,85
834	B	74,31
834	C	69,18

O estimador de estado mostrou-se uma ferramenta sensível para detecção de PNT, mesmo nas redes de MT, sendo capaz de identificar a PNT avaliando somente um conjunto de medição referente a um determinado instante. Como exemplo, na Tabela 6.7 estão apresentados os desvios de potência acumulados às 16h (instante $t = 16h$), no qual o estimador é executado 12 vezes.

Tabela 6.7: desvios de potência ativa acumulados para a barra com PNT no horário das 16h, elaborado pelo autor.

Barra	Fase	Erros de potência ativa acumulados (kW)
834	A	5,98
834	B	5,74
834	C	5,83

Nos estudos realizados o estimador de estado mostrou-se capaz de detectar PNTs acima de 20kW por fase conectadas nas redes de MT do alimentador teste, em cenários com desvios de potência menores o estimador tende a errar a indicação da PNT, podendo indicar outra barra conectada na rede de MT.

6.2.2.2 Cargas conectadas na rede de BT

Para o estudo considerando o alimentador completo com PNTs conectadas nas redes de BT, são consideradas 10 cargas irregulares conectadas nas redes de BT do alimentador teste, de forma simultânea, conforme apresentado na Tabela 6.8. Por simplicidade será avaliado somente um instante em que há ocorrência de todas as PNTs no alimentador de forma simultânea, visto que o processo de detecção de PNT independe do tempo.

Tabela 6.8: Característica das PNTs consideradas nas redes de BT do alimentador teste.

PNT	Conexão	Barra	Desvio de potência por fase (kW)	FP
PNT 1	Trifásico (A, B, C, N)	356	2,5	1
PNT 2	Bifásica (B, C, N)	779	3,00	1
PNT 3	Bifásica (A, B, N)	453	2,00	1
PNT 4	Bifásica (A, C, N)	649	3,00	1
PNT 5	Trifásica (A, B, C, N)	727	4,00	1
PNT 6	Bifásica (A, C, N)	591	2,00	1
PNT 7	Bifásica (A, B, N)	300	5,00	1
PNT 8	Trifásica (A, B, C, N)	752	3,00	1
PNT 9	Trifásica (A, B, C, N)	163	2,00	1
PNT 10	Bifásica (A, C, N)	611	4,00	1

Na Tabela 6.9 estão apresentados todos os pontos identificados como suspeitos de PNT e os erros acumulados nas medidas de potência a cada estimação de estado, ao todo são realizadas 24 estimações de estado, é importante destacar que quando maior a quantidade de PNTs e o furto de energia, mais estimações de estado são realizadas até que os resíduos normalizados estejam abaixo de 3. Os resultados apresentados apontam que EESD foi capaz de detectar 7 barras irregulares, apresentando 3 casos de falsos negativos referentes às PNTs 163, 752 e 779, isso ocorre devido aos erros grosseiros relacionados às PNT se sobreporem dificultando a detecção das PNTs. Apesar de o EESD não detectar todas as PNTs a distribuidora pode atuar na correção das PNTs identificadas e posteriormente coletar um novo conjunto de dados para execução do EESD novamente, possibilitando a detecção das demais PNTs que foram indicadas como falsos positivos.

Mesmo sendo possível aplicar o método de detecção e identificação de PNT avaliando somente um conjunto de medidas (referente a um instante de tempo), análises série-temporais são uma ferramenta importante a ser explorada, pois em situações com muitas PNTs de forma simultânea o EESD pode não detectar todas adequadamente, porém podem existir períodos em

que todas as PNTs não ocorrem de forma simultânea, o que pode possibilitar a identificação de todas as PNTs.

Tabela 6.9: Desvios de potência acumulados para as barras suspeitas de PNT, elaborado pelo autor.

Barra	Fase	Erros de potência ativa acumulados (kW)	Erros de potência reativa acumulados (kW)
591	A	1,27	-0,06
591	C	1,09	0,23
649	A	1,79	0,01
649	C	1,61	0,48
611	A	3,24	-0,02
611	C	3,01	1,05
356	A	1,10	0,04
356	B	0,96	0,00
356	C	0,96	0,03
727	A	1,84	0,04
727	B	1,87	0,14
727	C	1,80	-0,02
300	A	4,18	1,22
300	B	3,58	-0,59
453	A	0,82	0,09
453	B	0,74	-0,04

6.2.3 Análise de desempenho

Apesar de ser possível aplicar o estimador de estado no alimentador completo, seu desempenho para detecção de múltiplas PNTs não é muito eficiente, pois em cenários com número elevado de PNTs, o estimador pode não ser capaz de detectar e identificar cargas irregulares presentes no sistema adequadamente de forma simultânea, isso ocorre devido à baixa redundância do conjunto de medição nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Isto posto, para a avaliação do desempenho do EESD na detecção de PNT no alimentador teste, considera-se medidores instalados nos transformadores de distribuição de forma a viabilizar a estimação de estado nas redes de BT.

Neste contexto as redes de BT suspeitas de PNT são selecionadas através de um processo de balanço de energia e em seguida o estimador de estado é executado para identificação dos locais com PNT. Seguindo esta metodologia, são introduzidas 20 PNTs de

forma aleatória nas redes de BT do alimentador teste, as PNTs podem estar presentes na mesma rede ou não, com desvios de potência que podem variar de 1 a 5 kW por fase. Ambas as variáveis aleatórias são definidas por uma distribuição uniforme, para garantir que todas as cargas presentes no sistema possuam a mesma probabilidade de estarem associadas à PNT e que os desvios provocados pela PNT possam atingir todos os valores dentro do intervalo de 1 a 5 kW com a mesma probabilidade. Além disso, também são considerados os erros inerentes à medição, que podem ser representados por uma distribuição Gaussiana com média nula e desvios padrões de 0,2% nas medidas de tensão e 1% nas medidas de potência, conforme estabelecido na Tabela 3.3 (Seção 3.2.3). A cada cenário simulado são calculadas as taxas de sucesso na detecção de PNT, que representam a quantidade de PNTs que foram detectadas com sucesso em relação a quantidade de PNTs inseridas no sistema em cada cenário. O critério de convergência estabelecido para a simulação Monte Carlo é o cálculo de 1.500 cenários.

Na Figura 6.9 estão apresentados os resultados obtidos após a convergência da simulação Monte Carlo em formato de *boxplot*, em que a mediana é representada pelo traço em vermelho, e o 1º e 3º quartil delimitam a caixa, os traços abaixo e acima da caixa representam seus limites superior e inferior dados pelo menor e maior valor que não estão associados aos *outliers* do conjunto de dados, e os outliers que são valores destoantes do conjunto de dados, são representados pelos pontos fora da caixa. Nos gráficos apresentados abaixo, os sucessos representam as PNTs devidamente detectadas, os falsos positivos representam as barras indicadas incorretamente e os falsos negativos, as PNTs não identificadas.

A cada cenário avaliado são calculadas as taxas de sucesso na detecção de PNT, tal grandeza representa a quantidade de PNTs que foram detectadas com sucesso em relação à quantidade de PNTs inseridas no sistema a cada cenário. Esta taxa de sucessos pode ser entendida como a probabilidade de detecção de PNT no alimentador teste, considerando um cenário em que as potências podem variar de 1 a 5 kW por fase, ressalta-se que quanto maior o desvio de potência provocado pela PNT, mais fácil é a sua detecção. Na Figura 6.10 apresenta-se um histograma contendo as taxas de sucesso computadas a cada cenário e na Tabela 6.10 estão apresentados alguns dados estatísticos acerca dos dados avaliados.

Em aproximadamente 66,91% dos cenários avaliados o EESD foi capaz detectar e identificar todas as PNTs adequadamente e em 59,41% dos cenários avaliados houve detecção de todas as PNTs sem casos de falsos positivos. O pior cenário avaliado dentro do conjunto e todos os cenários corresponde a detecção de 15 PNTs com 15 sucessos e 5 falsos positivos. Nos casos em que há detecção de falsos positivos, deve-se avaliar as barras vizinhas aquela indicada

como PNT, pois existem situações em que o estimador não consegue identificar com precisão a barra com PNT e indica uma barra próxima.

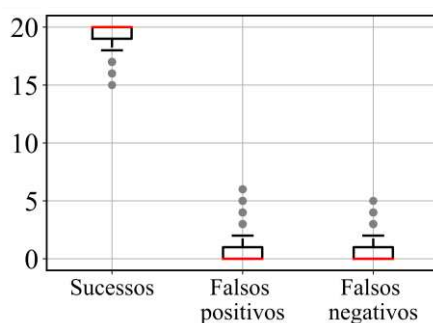


Figura 6.9: Número de sucessos, falsos positivos e falsos negativos obtidos na aplicação do estimador de estado com 20 PNTs conectadas nas redes de BT do alimentador teste, elaborado pelo autor.

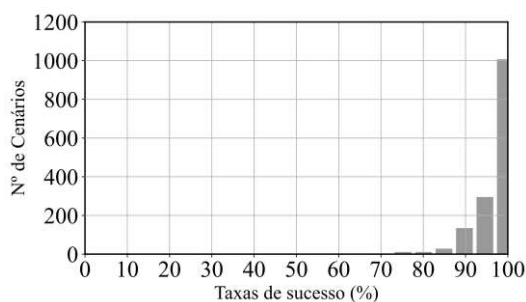


Figura 6.10: Taxas de sucesso computadas nos 1.500 cenários aferidos na simulação Monte Carlo para avaliação do EESD, elaborado pelo autor.

Tabela 6.10: Dados estatísticos das taxas de sucessos computadas na simulação Monte Carlo para avaliação do Método QV, elaborado pelo autor.

Média	Mediana	Valor mínimo	Valor máximo
97,69%	100,00%	75,00%	100,00%

De modo geral o EESD demonstrou-se a ferramenta mais sensível para detecção da PNT em relação as metodologias previamente estudadas, contudo é o método que utiliza o maior número de dados de entrada e possui a implementação mais complexa.

7 ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS MÉTODOS DE DETECÇÃO DE PNT

O objetivo deste capítulo é comparar as principais características relacionadas à cada metodologia estudada.

A primeira característica avaliada é a sensibilidade em relação potência desviada pelas PNTs, para isso são realizadas simulações Monte Carlo avaliando a rede de BT teste (Figura 7.1), levando em conta somente uma PNT conectada no sistema a cada cenário. Como variáveis aleatórias considera-se a localização da PNT, seu tipo de conexão (monofásico, bifásico ou trifásico) definidas por uma distribuição uniforme, de modo a garantir que todas as cargas presentes no sistema possuam a mesma probabilidade de estarem associadas à PNT e possuam a mesma probabilidade de estarem conectadas em uma determinada fase. Além disso, consideram-se os erros de medição de natureza Gaussiana com média nula e desvios de 0,2% para medidas de tensão e 1% para medidas de potência, conforme estabelecido na Tabela 3.3 (Capítulo 3). Nos cenários avaliados os desvios de potência por fase são fixos e são alterados de 1 kW a 5 kW por fase a cada simulação Monte Carlo realizada. O critério de convergência estabelecido para as simulações Monte Carlo é o cálculo de 1.500 cenários.

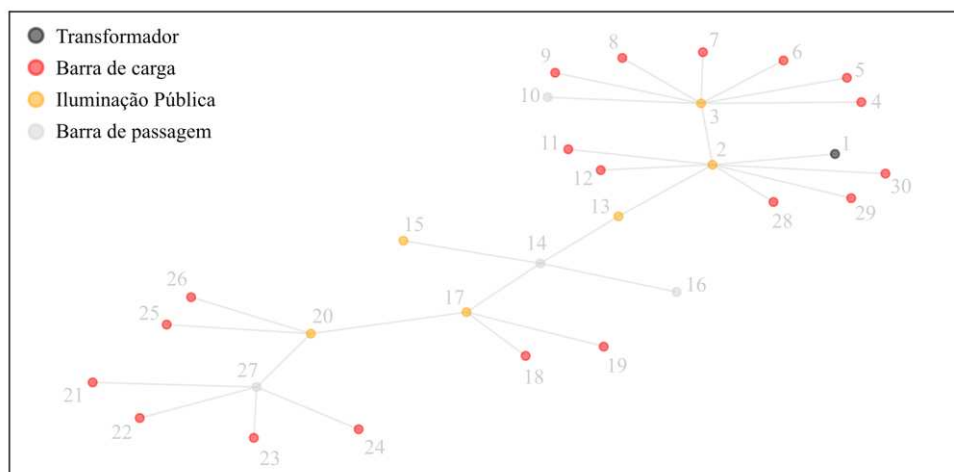


Figura 7.1: Topologia da rede de BT utilizada para comparação dos métodos, elaborado pelo autor.

Após a convergência das simulações Monte Carlo são avaliadas as taxas de sucesso obtidas para cada um dos métodos implementados, esta grandeza relaciona a quantidade de cenários em que a PNT foi detectada com sucesso em relação a todos os cenários avaliados. A Figura 7.2 apresenta as taxas de sucesso obtidas pelos métodos após a convergência das simulações Monte Carlo considerando que as cargas irregulares possuem fator de potência unitário.

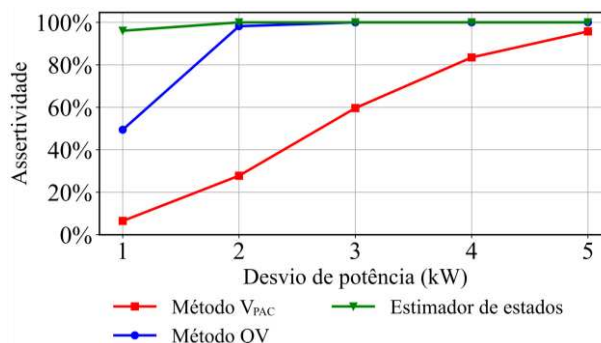


Figura 7.2: Desempenho dos métodos na detecção de PNTs da rede de BT teste, elaborado pelo autor.

Avaliando os resultados presentes na Figura 7.2, o EESD mostrou-se a ferramenta mais sensível para detecção das PNTs, tendo uma taxa de sucessos próxima de 100%, mesmo com PNTs que apresentam baixos desvios de potência (*i.e.*, 1 kW). Já o Método QV apresenta uma taxa de detecção mediana, próxima de 50% para PNTs com 1 kW, isso ocorre devido à sensibilidade do índice de MPD, que varia de 0,4 a 1,87 kW por fase, portanto algumas barras são insensíveis para detecção de PNTs de 1 kW. Um modo de aprimorar sua taxa de detecção é adotar medidores inteligentes com maior grau de precisão, principalmente nas medidas de tensão, de modo a aumentar a sensibilidade do índice de MPD, outra possibilidade é avaliar o índice de desvio de potência acumulada em análises série-temporais. Por fim, o Método V_{PAC} é o que apresenta menor sensibilidade na detecção de PNT, sendo próxima a 10% para baixos desvios de potência (*i.e.*, 1 kW), e mesmo desvios de 5 kW por fase o método não é sensível o suficiente para que a taxa de detecção do método seja de 100%, isso ocorre devido à característica do sistema de apresentar ramos com baixa impedância nos ramos cuja PNT está presente, visto que este método apresenta baixa sensibilidade nesta situação.

Na Figura 7.3 apresentam-se os falsos positivos obtidos para cada método nas simulações Monte Carlo, representados por gráficos de *boxplot*, no qual a mediana é representada pelo traço em vermelho, o 1º e 3º quartil delimitam a caixa, os traços abaixo e acima da caixa representam seus limites superior e inferior dados pelo menor e maior valor que não estão associados aos *outliers* do conjunto de dados, e os *outliers* que são valores destoantes do conjunto de dados são representados pelos pontos fora da caixa.

Buscando avaliar a sensibilidade dos métodos na detecção e identificação de cargas irregulares com o fator de potência não unitário, são realizados os mesmos procedimentos descritos neste capítulo considerando um fator de potência de 0,85 indutivo para a potência desviada pela PNT, conforme vêm sendo realizado nos estudos prévios. Na Figura 7.4 estão

apresentadas as taxas de sucesso obtidas ao avaliar a detecção das PNTs através dos três métodos estudados

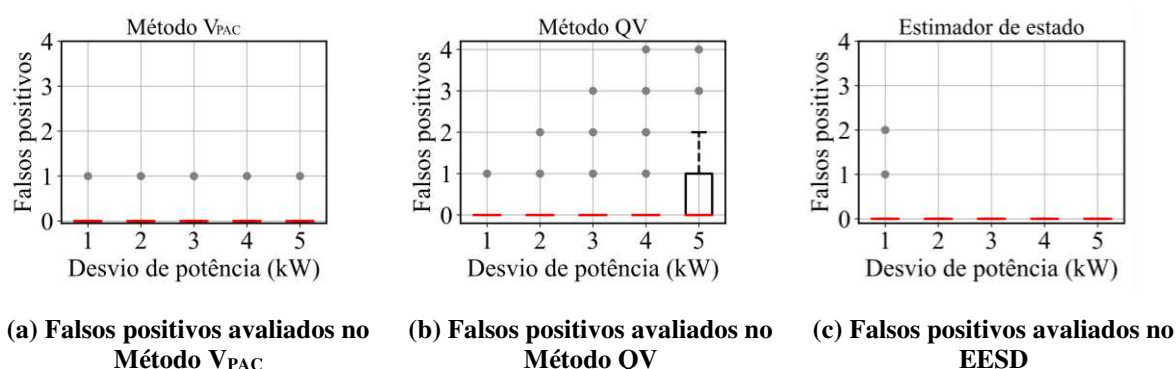


Figura 7.3: Número de falsos positivos detectados ao avaliar uma PNT em cada método, elaborado pelo autor.

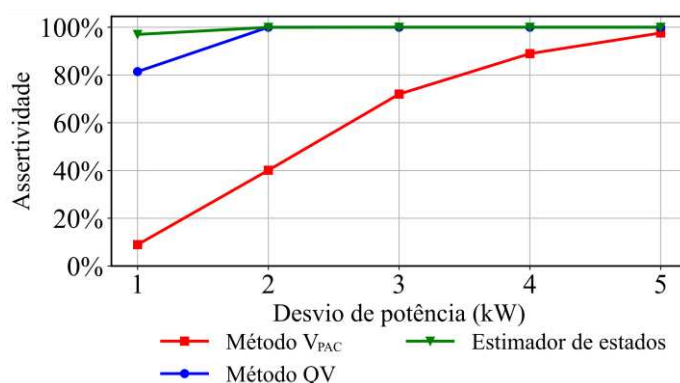


Figura 7.4: Desempenho dos métodos na detecção de PNTs de rede de BT teste considerando um fator de potência de 0,85 indutivo para a potência desviada, elaborado pelo autor.

De modo geral, ao introduzir uma fraude com fator de potência não unitário as taxas de detecção tendem a aumentar. No EESD, a fraude em uma parcela da potência reativa tende a aumentar os resíduos de corrente equivalente, tanto a parte real quanto a parte imaginária, o que contribui para detecção da PNT. No Método QV a fraude em uma parcela da potência reativa provoca um aumento das taxas de detecção de PNT não somente os casos de sucessos, mas também as indicações de falsos positivos, esta característica acontece devido ao método assumir a medida de potência reativa como correta em sua aplicação mesmo ela apresentando um valor errôneo devido a uma fraude em uma pequena parcela de potência reativa. No Método V_{PAC} , a fraude com o fator de potência não unitário provoca um aumento na corrente desviada pela PNT, acentuando a queda de tensão provocada pela PNT e tornando sua detecção mais sensível.

Na Figura 7.5, apresentam-se os falsos positivos, representados por gráficos de *boxplot*, obtidos para cada método nas simulações Monte Carlo.

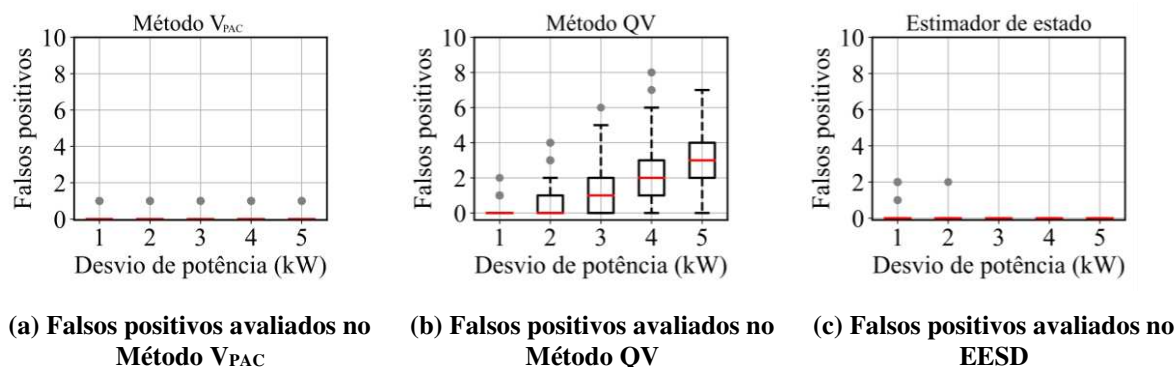


Figura 7.5: Número de falsos positivos detectados ao avaliar uma PNT em cada método, considerando um fator de potência de 0,85 indutivo para a potência desviada, elaborado pelo autor.

As indicações de falsos positivos do EESD e do Método V_{PAC} apresentam poucas mudanças, contudo as indicações de falsos positivos do Método QV tendem a apresentar um elevado crescimento devido ao método considerar que a medida de potência reativa está correta para sua aplicação, entretanto existem erros associados a esta medida devido a carga irregular não possuir um fator de potência não unitário, ou seja, há uma fraude em uma parcela da potência reativa.

Todas as metodologias estudadas neste trabalho mostraram-se capaz de detectar a barra com perdas não técnicas possuindo graus de assertividade razoável, entretanto cada uma possui uma característica que pode se sobressair em relação as outras. Na Tabela 7.1 está apresentado um comparativo entre as principais características avaliadas nos três métodos.

Tabela 7.1: Principais características comparadas nos métodos de detecção e localização de perdas não técnicas implementados, elaborado pelo autor.

Características	Método V_{PAC}	Método QV	EESD
1. Necessidade de medição no nó raiz	não	sim	sim
2. Complexidade na implementação do algoritmo	+	++	+++
3. Necessidade de nível de conhecimento das cargas de IP	++	+	+++
4. Precisão no cálculo do desvio de potência ou energia	++	+++	+++
5. Detecção e identificação de PNTs com FP não unitário	++	+	+++
6. Desempenho na detecção e identificação de múltiplas PNTs	+	+++	++
7. Desempenho na detecção e identificação de PNT na rede de MT		+	++
8. Desempenho na detecção e identificação de PNT na rede de BT*	+	++	+++

* destaca-se que o EESD possui bom desempenho na detecção de PNT nas redes de BT quando há poucas cargas irregulares presentes nestas redes, caso contrário seu desempenho pode ser prejudicado.

A seguir estão descritas e comentadas cada característica apresentada na Tabela 7.1.

1. *Necessidade de medição no nó raiz*: esta característica pode ser um fator determinante na escolha do método, uma vez que para avaliação de uma rede de BT é necessário a instalação de medidores inteligentes nos transformadores de distribuição. O método V_{PAC} não necessita de medição disponível no nó raiz, o método QV necessita das medições de tensão de referência enquanto o EESD necessita, além das tensões de referência, das potências injetadas no sistema.
2. *Complexidade na implementação do algoritmo*: o nível de complexidade na implementação do algoritmo atribuído ao Método V_{PAC} é menor devido a sua solução não ser iterativa e depender apenas de equações simples de análise de sistemas elétricos. Já o Método QV é uma solução numérica e iterativa, ou seja, depende de construção de matrizes e organização de vetores e pode apresentar problemas de convergência caso a inicialização ou a organização dos vetores seja adequada. Por fim, a maior dificuldade de implementação é atribuída ao EESD pois ele é um processo numérico e iterativo por si só, e ainda contém um segundo processo iterativo que consiste na detecção, identificação e correção da medida portadora de erro grosseiro.
3. *Necessidade de nível de conhecimento das cargas de Iluminação Pública (IP)*: esta é uma característica importante que pode impactar na qualidade dos resultados apresentados pelas ferramentas de detecção de PNT, visto que seu consumo não é medido, mas estimado. Seu impacto depende do nível de cargas de IP presentes no sistema. O Método V_{PAC} é processo não iterativo, portanto é possível sua aplicação em redes com muitas cargas de IP sem dificuldade, contudo o método é mais susceptível a indicações de falsos positivos. O Método QV é um processo iterativo que pode não convergir dependendo do número de cargas de IP presente no sistema e do nível de conhecimento destas cargas. Por fim, apesar do EESD ser um método iterativo, é possível flexibilizar os pesos das pseudomedidas (que podem ser representadas pelas cargas de IP) viabilizando a aplicação do método sem dificuldades.
4. *Precisão no cálculo do desvio de potência ou energia*: esta é uma característica secundária dos métodos, uma vez que o objetivo principal comum é a detecção e identificação de cargas irregulares nas redes de distribuição. O valor de desvio de energia (ou potência) apontado pelo Método V_{PAC} é influenciado pelo desbalanço

das cargas, esta característica acontece devido as considerações feitas a respeito dos ângulos de tensão que não são medidos e que podem provocar imprecisão no cálculo do desvio de energia. O Método QV e o estimador de estado são ferramentas com soluções iterativas, que buscam determinar o estado de operação da rede através de soluções numéricas e, portanto, são as ferramentas que apresentam melhor precisão no cálculo dos desvios de potência.

5. *Detecção e identificação de PNTs com fp não unitário*: o Método V_{PAC} apresenta pequena melhora no desempenho devido ao aumento da corrente desviada pela PNT, o que por sua vez acentua a queda de tensão provocada pela PNT. O Método QV é o mais prejudicado devido a fraude em uma parcela da componente reativa da potência desviada, uma vez que se assume que a medida de potência reativa está correta para aplicação do método. Por fim, o EESD apresenta maior sensibilidade devido ao erro grosseiro passar a estar presente não somente nas medidas de potência ativa, mas também nas medidas de potência reativa.
6. *Desempenho na detecção e identificação de múltiplas PNTs*: o Método V_{PAC} apresenta dificuldade de detecção de múltiplas PNTs, que dependem do local onde as PNTs estão conectadas, se estão em configuração à jusante e montante no mesmo PAC. O Método QV mostrou-se a ferramenta mais robusta para detecção de múltiplas PNTs, sendo capaz de detectar todas as cargas irregulares presentes no sistema através de somente uma execução. Por fim, o EESD apresentou dificuldades na detecção de todas as PNTs, podendo ser necessário a aquisição de um novo conjunto de medidas para detecção de todas as cargas irregulares presentes no sistema. Além disso é necessário executar o EESD diversas vezes para detecção das PNTs.
7. *Desempenho na detecção e identificação de PNT na rede de MT*: o Método V_{PAC} não foi testado para detecção de PNT na rede de MT. O Método QV mostrou-se insensível para detecção de PNT através da avaliação do índice de MPD, sendo possível a detecção da PNT somente análises séries temporais, no qual avalia-se os desvios de potência acumulados em um determinado período. Já o EESD apresenta maior sensibilidade para detecção de PNT nas redes de MT, sendo possível detectá-las sem a necessidade de avaliação série temporal.
8. *Desempenho na detecção e identificação de PNT na rede de BT*: o Método V_{PAC} possui seu desempenho devido a sensibilidade do método em relação a impedância

equivalente entre cargas e os PACs, que tipicamente apresentam baixos valores. O Método QV possui boa sensibilidade para detecção da PNT, contudo sua sensibilidade melhora conforme aumenta-se a precisão das medidas de magnitude de tensão. Já o EESD mostrou-se a ferramenta mais sensível para detecção de PNT.

Ressalta-se que todas as características mencionadas se referem aos resultados obtidos neste trabalho, considerando as redes de BT teste utilizadas nos estudos de caso. Portanto para outras redes, com características diferentes os métodos podem apresentar desempenhos diferentes.

8 CONCLUSÃO

A aplicação dos métodos estudados neste trabalho tem como pré-requisito uma infraestrutura avançada de medição composta por medidores inteligentes, esta consideração é razoável a médio prazo visto que diversas distribuidoras no mundo e no Brasil têm investido nesta tecnologia para melhor gerenciamento e monitoramento das redes de distribuição.

Para cada metodologia avaliada, foram apresentadas contribuições para melhorar o desempenho na aplicação dos métodos. Em relação ao Método V_{PAC} , a principal contribuição consiste em apresentar uma abordagem para aplicação em redes tipicamente trifásicas, considerando ramos trifásicos, bifásicos e monofásicos com ou sem neutro, possibilitando a aplicação do método em redes brasileiras. Sobre o Método QV, é apresentada uma formulação de fluxo de carga baseada em equações de injeção de corrente, visto que este tipo de equacionamento apresenta maior robustez e melhores características de convergência para avaliação de redes de distribuição de energia elétrica [68]. Finalmente, a metodologia de detecção de PNT utilizando estimação de estado, proposta em [37], foi implementada utilizando a formulação AMB via tableau esparsa, esta formulação apresenta melhores características de convergência, maior robustez e eficiência na aplicação do EESD, além disso foram propostas adaptações nos índices de detecção de PNT presentes no trabalho de referência.

É importante destacar que todas as metodologias estudadas neste trabalho possuem como premissa que a fraude de energia elétrica provoca alterações somente nas medidas de potência (ativa e/ou reativa) e, portanto, assume-se que as medidas de tensão não são adulteradas e trazem informações corretas sobre o estado de operação da rede. Em caso de erros grosseiros nas medidas de tensão, seja por fraude ou problemas no próprio medidor, os métodos implementados podem não funcionar adequadamente. Nesta situação, os métodos que tendem a apresentar pior desempenho é o Método QV que assume as medidas de magnitude de tensão como corretas em sua aplicação, e o Método V_{PAC} que utiliza as medidas de tensão para estimação das tensões nos pontos de acoplamento comum.

Outro ponto a se destacar consiste no desempenho do Método V_{PAC} , que pode se tornar melhor em sistemas de distribuição que apresentam impedância equivalentes maiores entre as cargas e os PACs o que pode ocorrer em sistemas de linhas longas, que caracterizam tipicamente alimentadores rurais.

Neste trabalho os métodos foram implementados de acordo com sua ordem de complexidade (*i.e.*, ordem de implementação: Método V_{PAC} , Método QV e EESD). Conforme

aumenta-se a complexidade dos dados avaliados (dados de entrada) acentua-se também a dificuldade na implementação dos métodos, contudo obtém-se melhores resultados. Como exemplo, o Método V_{PAC} é o mais simples e que utiliza menos informações da rede pois não se utilizam topologia completa da rede, as medidas de tensão de referência e potências injetadas no sistema, enquanto o EESD é um método numérico e iterativo que utiliza informações mais complexas como topologia completa da rede, matriz de admitância nodal, medidas de potências injetadas, tensão de referência, conjunto redundante de medidas, entre outros.

Por fim, todos os métodos implementados foram aplicados em um modelo de rede real de uma distribuidora de energia elétrica brasileira, buscando enfrentar todas as dificuldades que um engenheiro dentro de uma concessionária possa encontrar na implementação dos métodos, excedendo-se das etapas de consolidação dos dados, posto que podem existir erros de topologia, medição, e parâmetros de rede que devem ser tratados via pré-processamento.

8.1 Sugestões de trabalhos futuros

A seguir estão listados os tópicos sugeridos para trabalhos futuros:

- Propor metodologias para melhorar o desempenho do Método V_{PAC} , de forma a reduzir sua sensibilidade com os ramos de baixa impedância;
- Estudar uma metodologia para aplicação do Método QV equacionado via injeções de corrente de forma a manter a matriz jacobiana constante durante todo processo iterativo;
- Avaliar o estimador de estado BCB (do inglês, *branch current based*) para detecção de PNT nas redes de distribuição de energia elétrica;
- Avaliar o desempenho dos métodos implementados em sistemas de distribuição com elementos controláveis, como reguladores de tensão e bancos de capacitores para controle de tensão e compensação de potência reativa;
- Avaliar o desempenho dos métodos implementados considerando a presença de recursos distribuídos renováveis, como painéis fotovoltaicos, baterias e carros elétricos;
- Avaliar o desempenho e aplicação dos métodos considerando erros de medição associados aos erros de falta de sincronismo dos medidores inteligentes;
- Avaliar a aplicação dos métodos considerando um conjunto de medidas reais.

9 REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "Perdas de Energia" [Online]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia/perdas-de-energia>. Acessado em 20/05/2022.
- [2] B. Young and T. Itoh, "Loss reduction in superconducting microstrip-like transmission lines," 1988., *IEEE MTT-S International Microwave Symposium Digest*, 1988, pp. 453-456 vol.1, doi: 10.1109/MWSYM.1988.22072.
- [3] G. A. Pereira and B. A. Luciano, "Losses reduction and energy efficiency in transformers," 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395895.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, " Procedimentos da distribuição – PRODIST – Módulo 7: Cálculo de perdas na Distribuição (Revisão 2021)" [Online]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acessado em 20/05/2022.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET – Submódulo 2.6" [Online]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acessado em 20/05/2022.
- [6] Diário das Leis – Portal de Legislação, "Resolução Normativa ANEEL nº 342, de 2 de dezembro de 2008," [online]. Disponível em: <https://www.diariodasleis.com.br/busca/exibmlink.php?numlink=1-5-36-2008-12-02-342>. Acessado em 20/05/2022.
- [7] A. C. Chaves, et al, "As Perdas Não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro: Uma Abordagem Regulatória", *Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL)*, 2020.
- [8] Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), "Análise das propostas de alterações metodológica, para determinação das metas regulatórias das perdas não técnicas, na distribuição de energia elétrica – NT46/2020, “ [online]. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/57_castro_2020_10_30_v2.pdf. Acessado em: 20/05/2020.

- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. "Perdas de energia elétrica na distribuição". Edição 01/2021 [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 14/02/2021. Acessado em 20/05/2022
- [10] L. T. Faria, J. D. Melo and A. Padilha-Feltrin, "Spatial-Temporal Estimation for Nontechnical Losses," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 1, pp. 362-369, Feb. 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2469135.
- [11] Statista, "Electric power transmission and distribution losses worldwide in 2014, by selected country" [Online]. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/246481/transmission-and-distribution-losses-in-selected-countries/>. Acessado em 20/05/2022.
- [12] P. S. Santos, J. C. J. Lopes, "Análise dos fatores que induzem o consumidor de energia elétrica a utilizar-se de ligações clandestinas e fraudulentas", *ENGEMA – Encontro internacional sobre gestão empresarial e meio ambiente – Universidade Federal do Mato Grosso do Sul (UFMS)*.
- [13] G1 – Globo.com, "Proprietária de casa de luxo é autuada por ‘gato’ de energia elétrica em Belém" [Online]. Disponível em: <https://g1.globo.com/pa/para/noticia/2022/02/02/proprietaria-de-casa-de-luxo-e-autuada-por-gato-de-energia-em-belem.ghtml>. Acessado em 20/05/2022.
- [14] Wikipédia, "Blockchain," [Online]. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Blockchain>. Acessado em 20/05/2022.
- [15] Canaltech, "Polícia vai atrás de fazenda de maconha e encontra mineradora de criptomoedas" [Online]. Disponível em: <https://canaltech.com.br/criptomoedas/policia-vai-atras-de-fazenda-de-maconha-e-encontra-mineradora-de-criptomoedas-186048/>. Acessado em 20/05/2022.
- [16] Techtudo, "Bitcoin: mineradores roubam mais de R\$11 milhões em energia elétrica" [Online]. Disponível em: <https://www.techtudo.com.br/noticias/2021/02/bitcoin-mineradores-roubam-mais-de-r-11-milhoes-em-energia-eletrica.ghtml>. Acessado em 20/05/2022.

- [17] Portal integração, "RGE regularizou quase 25 mil fraudes na área de concessão em 2021," [Online]. Disponível em: <https://www.integracaodaserra.com.br/rge-regularizou-quase-25-mil-fraudes-na-area-de-concessao-em-2021/>. Acessado em 11/08/2022.
- [18] CPFL Energia, "Com apoio de tecnologia e denúncias, CPFL Paulista regulariza 1,3 mil fraudes no 1º semestre na região de São Carlos e Araraquara" [Online]. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/noticia/com-apoio-de-tecnologia-e-denuncias-cpfl-paulista-regu-lariza-13-mil-fraudes-no-1o-semester>. Acessado em 20/05/2022.
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL "Ranking das tarifas" [Online]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/ranking-das-tarifas>. Acessado em 20/05/2022.
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "Resolução Homologatória Nº 2.971 de 16 de novembro de 2021" [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas>. Acessado em 20/05/2022.
- [21] G. R. Barai, S. Krishnan and B. Venkatesh, "Smart metering and functionalities of smart meters in smart grid - a review," *2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2015, pp. 138-145, doi: 10.1109/EPEC.2015.7379940.
- [22] R. Alves, P. Casanova, E. Quirogas, O. Ravelo and W. Gimenez, "Reduction of Non-Technical Losses by Modernization and Updating of Measurement Systems," *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2006, pp. 1-5, doi: 10.1109/TDCLA.2006.311590.
- [23] Yuan-Liang Lo, Shih-Che Huang and Chan-Nan Lu, "Non-technical loss detection using smart distribution network measurement data," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 2012, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303316.
- [24] Markets and Markets, "Smart meters market by type, communication type, component, technology, end user, and region – global forecast to 2026" [Online]. Disponível em: <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/smart-meter-366.html>. Acessado em 20/05/2022.
- [25] A. Cooper, M. Shuster, "Electric company smart meter deployments: foundation for a smart grid", *The Edison foundation – Institute for electric innovation*, Relatório, 2021.
- [26] Cision PR Newswire, "Europe electricity & gas smart metering industry report 2021: more than half of all electricity meters are now smart with 200+ smart meters deployed"

- [Online]. Disponível em: <https://www.prnewswire.com/news-releases/europe-electricity--gas-smart-metering-industry-report-2021-more-than-half-of-all-electricity-meters-are-now-smart-with-200-smart-meters-deployed-301415607.html>. Acessado em 20/05/2022. Acessado em 20/05/2022.
- [27] Smart meter statistics in Great Britain, "Smart meter statistics in Great Britain: quarterly report to end December 2021", official statistics. [Online]. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/collections/smart-meters-statistics>. Acessado em 20/05/2022.
- [28] CPFL Energia, "Energia Inteligente – Medidores CPFL 100% Inteligentes", [Online]. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/energia-inteligente>. Acessado em 20/05/2022.
- [29] Neoenergia - Elektro, "Elektro inicia etapa final de instalação dos medidores inteligentes em Atibaia", [Online]. Disponível em: <https://www.neoenergiaelektro.com.br/noticias/06/17/2020/elektro-inicia-etapa-final-de-instalacao-dos-medidores-inteligentes-em-atibaia>. Acessado em 20/05/2022.
- [30] Enel, "Enel distribuição São Paulo já instalou 89 mil medidores inteligentes em bairros da zona oeste de São Paulo." [Online]. Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/midia/press/d202108-instalacao-medidores-inteligentes-sao-paulo.html>. Acessado em 20/05/2022.
- [31] Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), "Furto e Fraude de Energia Elétrica," [Online]. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/furto-e-fraude-de-energia/>. Acessado em 20/05/2022.
- [32] G1-Globo.com. "Furto de energia está entre principais causas de acidentes com eletricidade" [Online]. Disponível em: <https://g1.globo.com/to/tocantins/noticia/furto-de-energia-esta-entre-principais-causas-de-acidentes-com-eletricidade.ghtml>. Acessado em 20/05/2022.
- [33] Mapping.com, "Gato: furto de energia elétrica ou estelionato?" [Online]. Disponível em: <https://mapping.com.br/gato-furto-de-energia-eletrica-ou-estelionato/>. Acessado em 20/05/2022.

- [34]Punarobley, "Fraudes mais comuns na medição de energia elétrica" [Online]. Disponível em: <https://sites.google.com/site/punarobley/fraudes-mais-comuns-na-medicao-de-energia-eletrica>. Acessado em 20/05/2022.
- [35]Portal agora, "Criminosos danificam relógios medidores de energia elétrica a tiros no interior de Maracajá" [Online]. Disponível em: <https://agorasul.com.br/criminosos-danificam-relogios-medidores-de-energia-eletrica-a-tiros-no-interior-de-maracaja/>. Acessado em 20/05/2022.
- [36]R. F. G. Sau, L. F. Ugarte, D. A. Sarmiento and M. C. de Almeida, "Assessing the Normalized Residuals Technique with AMB-SE for Non-Technical Loss Detection," 2019 *IEEE Milan PowerTech*, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810676.
- [37]L. M. R. Raggi, "Aplicações de estimação de estado em sistemas de distribuição de energia elétrica com medidores inteligentes". Tese de doutorado. *Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)*. 2018.
- [38]M. E. Baran, J. Jung and T. E. McDermott, "Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems," 2009 *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, 2009, pp. 1-4, doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356939.
- [39]T. V. Paiva, "Estudo do uso da estimação de estado para a apuração da conformidade de tensão em regime permanente em sistemas de distribuição de energia elétrica". Dissertação de Mestrado. *Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)*. 2021.
- [40]Jamali, S., Bahmanyar, A., & Bompard, E. (2017). "Fault location method for distribution networks using smart meters. Measurement", 102, 150-157.
- [41]INMETRO, "Portaria Inmetro nº587, de 05 de novembro de 2012" [Online]. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001929.pdf>. Acessado em 20/05/2022.
- [42]INMETRO, "Portaria Inmetro nº285, de 11 de agosto de 2008" [Online]. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001358.pdf>. Acessado em 20/05/2022.
- [43]METRUM – Blog da Energia, "4 métodos de inspeção de medidores em campo" [Online]. Disponível em: <https://memt.com.br/blog/?p=657>. Acessado em 20/05/2022.
- [44]Montrel Tecnologia, "Linha ADR soluções eficazes para análise e combate a perdas de energia elétrica", Catálogo, [Online]. Disponível em: <https://www.montrel.com.br>

- /bank/Catalogo_LinhaADR_Rev4_POR_EMAIL_BAIXA.pdf. Acessado em 20/05/2022.
- [45] INSTRUTEMP – Instrumentos de medição, "Boroscópio, o que é e pra que serve? " [Online]. Disponível em: <https://instrutemp.com.br/boroscopio-o-que-e/>. Acessado em 20/05/2022.
- [46] PORTOKOLL, "Scanner de parede: entenda o que é e como ele funciona" [Online], disponível em: <https://www.portokollpremium.com.br/blog/scanner-de-parede/>. Acessado em 20/05/2022.
- [47] R. E. Lee. "Method and system for detecting electricity theft." *U.S. Patent No. 7,936,163*. 3 May 2011.
- [48] J. R. Hurley. "Power theft detection circuit." *U.S. Patent No. 4,532,471*. 30 Jul. 1985.
- [49] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "ANEEL regulamenta uso de medidores fora das unidades consumidoras" [Online]. Disponível em: https://www.gov.br/aneelsala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-regulamenta-uso-de-medidores-fora-das-unidades-consumidoras. Acessado em 20/05/2022.
- [50] M. S. Barros, "Sistema de blindagem para medidores de energia sem utilização ferramental específica" *BR Patente Nº MU 9102479-0 U2*. Energisa.
- [51] T. S. D. Ferreira, F. C. L. Trindade and J. C. M. Vieira, "Load Flow-Based Method for Nontechnical Electrical Loss Detection and Location in Distribution Systems Using Smart Meters," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 5, pp. 3671-3681, Sept. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2981826.
- [52] A. Abur e A. G. Expósito, "Power System State Estimation: Theory and Implementation", *New York: Marcel Dekker*, 2004.
- [53] S. Huang, Y. Lo and C. Lu, "Non-Technical Loss Detection Using State Estimation and Analysis of Variance," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2959-2966, Aug. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2224891.
- [54] Mundo Conectado, "ARS – Análises de grafo e redes sociais" [Online]. Disponível em: <https://manoelcamilo.wixsite.com/analise/single-post/2017/07/06/particionamento-ou-clusteriza%C3%A7%C3%A3o-parte-01>. Acessado em 20/05/2022.
- [55] J. Nagi, A. M. Mohammad, K. S. Yap, S. K. Tiong and S. K. Ahmed, "Non-Technical Loss analysis for detection of electricity theft using support vector machines," 2008

- IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, 2008, pp. 907-912, doi: 10.1109/PECON.2008.4762604.
- [56] C. Muniz, et al. "A neuro-fuzzy system for fraud detection in electricity distribution." *IFSA-EUSFLAT*, 2009. pp. 1096-1101.
- [57] R. Jiang, R. Lu, Y. Wang, J. Luo, C. Shen and X. Shen, "Energy-theft detection issues for advanced metering infrastructure in smart grid," in *Tsinghua Science and Technology*, vol. 19, no. 2, pp. 105-120, April 2014, doi: 10.1109/TST.2014.6787363.
- [58] P. Meira, "D C-API: An unofficial C API for EPI's OpenD" [Online]. Disponível em: https://github.com/dss-extensions/dss_capi. Acessado em 20/05/2022.
- [59] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "PRODIST – Módulo 1 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST ", 2021. [Online]. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.pdf. Acessado em: 20/05/2022.
- [60] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "PRODIST – Módulo 2 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST", 2021. [Online]. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.pdf. Acessado em 20/05/2022.
- [61] Planalto, "Decreto no 62.724, de 17 de Maio de 1968," [Online]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D62724.htm. Acessado em 20/05/2022.
- [62] Câmara dos deputados, "Decreto nº 75.887, de 20 de Junho de 1975, " [Online]. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1970-1979/decreto-75887-20-junho-1975-424726-publicacaooriginal-1-pe.html>. Acessado em: 20/05/2022.
- [63] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "PRODIST – Módulo 10 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST", 2021. [Online]. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.pdf. Acessado em 20/05/2022.
- [64] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "Nova regra da ANEEL diminui custo com iluminação pública", Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/nova-regra-da-aneel-diminui-custo-com-iluminacao-publica/656877?inheritRedirect=false [Online]. Acessado em 20/05/2022.
- [65] L. F. Pinto, "Avaliação dos impactos da tecnologia LED e técnicas de gestão de iluminação pública em redes de distribuição". Tese de doutorado. *Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)*. Campinas. 2018.

- [66] W. Luan, W. Xu, B. Harapnuk. "Method for identifying a system anomaly in a power distribution system". US Patent 14418414. Mar 24, 2020.
- [67] W. H. Kersting, "Distribution system modeling and analysis". CRC press, 2006.
- [68] R. S. Bonadia "Investigação do uso de diferentes modelos e métodos de solução de fluxo de potência no cálculo de perdas técnicas em redes de distribuição de energia elétrica". *Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Campinas. 2021*
- [69] D.R.R. Penido, "Uma metodologia para análise de sistemas elétricos a N condutores pelo método de injeção de correntes". Tese de Doutorado. *Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro. 2008*
- [70] V. M. da Costa, N. Martins, J. L. R. Pereira, "Developments in the Newton Raphson power flow formulation based on current injections," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1320-1326, Nov. 1999, doi: 10.1109/59.801891.
- [71] G. W. Stagg e A. H. El-Abiad, "Computer Methods in Power System Analysis", McGraw-Hill Inc., 1968.
- [72] F. C. Schweppe and J. Wildes, "Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 1, pp. 120-125, Jan. 1970, doi: 10.1109/TPAS.1970.292678.
- [73] C. N. Lu, J. H. Teng and W. -. E. Liu, "Distribution system state estimation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 1, pp. 229-240, Feb. 1995, doi: 10.1109/59.373946.
- [74] M. C. de Almeida and L. F. Ochoa, "An Improved Three-Phase AMB Distribution System State Estimator," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 2, pp. 1463-1473, March 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2590499.
- [75] N. G. Bretas, A. S. Bretas and A. C. P. Martins, "Convergence Property of the Measurement Gross Error Correction in Power System State Estimation, Using Geometrical Background," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3729-3736, Nov. 2013.
- [76] J. L. C. Caparo, "Modelagem de Transformadores de Distribuição para Aplicação em Algoritmos de Fluxo de Potência Trifásico," *Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista (UNESP). Ilha Solteira. 2016.*

ANEXO A– MODELOS EMPREGADOS NO PROCESSO DE VARREDURA INVERSA

O processo de varredura inversa consiste em determinar as tensões em uma barra a montante conhecendo-se os parâmetros do ramo e as tensões na barra à jusante, conforme ilustrado na Figura A.1.

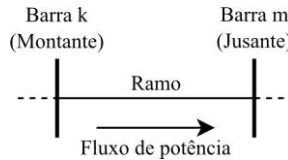


Figura A.1: Ramo genérico para aplicação do processo da varredura inversa, elaborado pelo autor.

É adotado o Modelo π para os elementos de linha conectados ao sistema, este modelo apresenta capacitâncias shunt ligadas às linhas conforme apresentado na Figura A.2.

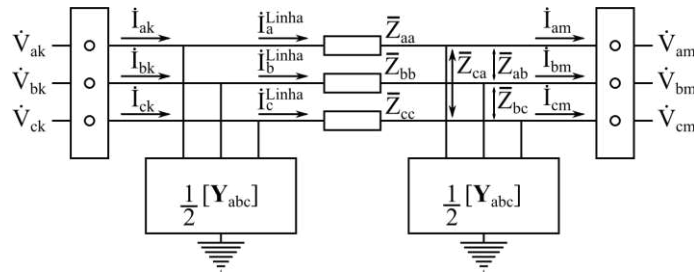


Figura A.2: Modelo de linha com capacitância shunt, elaborado pelo autor.

As tensões na barra k podem ser expressas através da equação (A.1).

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ak} \\ \dot{V}_{bk} \\ \dot{V}_{ck} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{am} \\ \dot{V}_{bm} \\ \dot{V}_{cm} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a^{linha} \\ i_b^{linha} \\ i_c^{linha} \end{bmatrix} \quad (A.1)$$

onde $\dot{V}_{ak}$, $\dot{V}_{bk}$ e $\dot{V}_{ck}$ são os fasores de tensão na barra k; $\dot{V}_{am}$, $\dot{V}_{bm}$ e $\dot{V}_{cm}$ são os fasores de tensão na barra m; $\bar{Z}_{aa}$, $\bar{Z}_{bb}$ e $\bar{Z}_{cc}$ são as impedâncias próprias; $\bar{Z}_{ab}$, $\bar{Z}_{ac}$, $\bar{Z}_{ba}$, $\bar{Z}_{bc}$, $\bar{Z}_{ca}$ e $\bar{Z}_{cb}$ são as impedâncias mútuas; i_a^{linha} , i_b^{linha} e i_c^{linha} são as correntes nas linhas. Por simplicidade pode-se considerar que as admitâncias shunt nas redes de distribuição são baixas podendo ser desprezíveis, portanto as correntes de linha são iguais as correntes nos terminais, como apresentado em (A.2).

$$\begin{bmatrix} i_a^{linha} \\ i_b^{linha} \\ i_c^{linha} \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} i_{ak} \\ i_{bk} \\ i_{ck} \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} i_{am} \\ i_{bm} \\ i_{cm} \end{bmatrix} \quad (A.2)$$

Caso não seja considerada que as impedâncias shunt são nulas, as correntes nos terminais das linhas podem ser expressas por (A.3).

$$\begin{bmatrix} i_a^{linha} \\ i_b^{linha} \\ i_c^{linha} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{ak} \\ i_{bk} \\ i_{ck} \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{a_m} \\ \dot{V}_{b_m} \\ \dot{V}_{c_m} \end{bmatrix} \quad (A.3)$$

O modelo empregado para os elementos de linha na construção da matriz de impedâncias (Z) consiste na abordagem trifásica aplicando-se redução de Kron, de forma a embutir o efeito do condutor de neutro nas fases, portanto a matriz de impedâncias passa por um processo de redução conforme ilustrado em (A.4).

$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{an} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bn} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cn} \\ \bar{Z}_{na} & \bar{Z}_{nb} & \bar{Z}_{nc} & \bar{Z}_{nn} \end{bmatrix}_{abcn} \rightarrow \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} \end{bmatrix}_{kron} \quad (A.4)$$

Os elementos da matriz reduzida são definidos por (A.5).

$$\bar{Z}_{ij}^{kron} = \bar{Z}_{ij} - \frac{\bar{Z}_{in} \cdot \bar{Z}_{jn}}{\bar{Z}_{nn}} \quad (A.5)$$

em que, $\bar{Z}_{ij}^{kron}$ é o elemento i j da matriz de impedância reduzida; e $\bar{Z}_{ij}$ é o elemento i j da matriz de impedâncias.

Nos casos de matrizes de ramos bifásicos ou monofásicos, as matrizes são preenchidas com valores nulos nas linhas e colunas referentes ao condutor faltante, em (A.6) e (A.7) estão apresentados exemplos de ramos bifásicos e monofásicos.

$$\text{Ramo bifásico AB} \rightarrow \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & 0 \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (A.6)$$

$$\text{Ramo monofásico A} \rightarrow \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (A.7)$$

A aplicação do Método V_{PAC} também requer um modelo trifásico do transformador de distribuição abaixador, o modelo utilizado consiste na combinação de três transformadores monofásicos com ligação padrão de $\Delta:Y$ com defasagem de 30° (hora 11), conforme apresentado na Figura A.3.

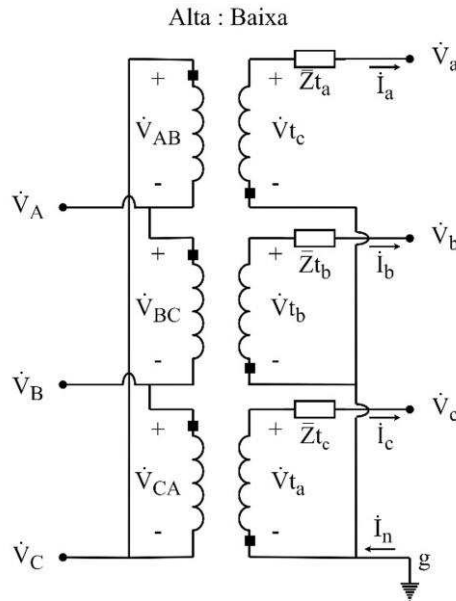


Figura A.3: Banco de transformadores monofásicos ligados em Δ :Yg (hora 11), adaptado de [67].

Conhecendo a tensão e a corrente no terminal secundário, a tensão no terminal primário pode ser expressa conforme (A.8).

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} = -\frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 2 \cdot \bar{Z}_{ta} & \bar{Z}_{tc} \\ \bar{Z}_{ta} & 0 & 2 \cdot \bar{Z}_{tc} \\ 2 \cdot \bar{Z}_{ta} & \bar{Z}_{tb} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

em que n_t é a relação nominal de transformação; $\dot{V}_A$, $\dot{V}_B$ e $\dot{V}_C$ são os fasores de tensão nos terminais primário do transformador; $\dot{V}_a$, $\dot{V}_b$ e $\dot{V}_c$ são os fasores de tensão nos terminais secundários do transformador; $\dot{I}_a$, $\dot{I}_b$ e $\dot{I}_c$ são os fasores de correntes nos terminais secundários do transformador; $\bar{Z}_{ta}$, $\bar{Z}_{tb}$ e $\bar{Z}_{tc}$ são as impedâncias do transformador refletidas ao secundário.

Maiores detalhes sobre os modelos empregados no processo de varredura inversa podem ser obtidos em [67].

ANEXO B – MATRIZES PRIMITIVAS UTILIZADAS NOS ALGORITMOS DE FLUXO DE CARGA E ESTIMADOR DE ESTADO

Em uma rede de distribuição de energia elétrica há duas formas de se conectar um elemento a rede sendo eles, a conexão nó-terra (elementos shunt) e a conexão entre dois nós, os elementos modelados nos algoritmos de fluxo de carga e estimador de estado são:

- a) Elemento linha;
- b) Elementos shunt;
- c) Transformadores;

Não foram abordados sistemas com reguladores de tensão.

As matrizes primitivas são utilizadas para modelagem dos elementos conectados à rede de distribuição e relacionam todas as tensões e correntes nodais do elemento, a seguir serão apresentados os modelos empregados para construção das matrizes primitivas.

- a) Elementos linha:

As linhas são implementadas utilizando o modelo π com uma admitância longitudinal ($\mathbf{Y}_L$) e duas admitâncias transversais ($\frac{\mathbf{Y}_T}{2}$) ambos podem ser escritos na forma matricial visto que existem condutores com várias linhas, na Figura B.1 está apresentado o modelo π de uma linha composta por n condutores.

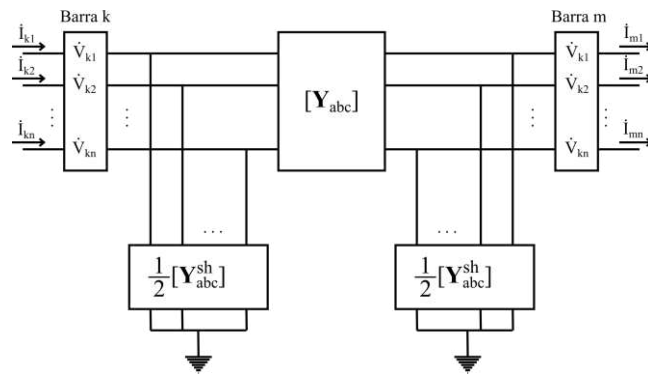


Figura B.1: Modelo empregado para linha com N condutores conectados entre duas barras, extraído de [68].

Através da Lei de Kirchhoff, é possível determinar as correntes nodais na barra k e na barra m, conforme (B.1).

$$\begin{cases} \mathbf{i}_k = \left(\frac{\mathbf{Y}_T}{2} + \mathbf{Y}_L \right) \cdot \mathbf{v}_k - \mathbf{Y}_L \cdot \mathbf{v}_m \\ \mathbf{i}_m = -\mathbf{Y}_L \cdot \mathbf{v}_k + \left(\frac{\mathbf{Y}_T}{2} + \mathbf{Y}_L \right) \cdot \mathbf{v}_m \end{cases} \quad (\text{B.1})$$

em que $\mathbf{i}_k$ e $\mathbf{i}_m$ são os vetores contendo os fasores de injeções de corrente nodais na barra k e m , respectivamente; $\mathbf{v}_k$ e $\mathbf{v}_m$ são os vetores contendo os fasores de tensão nodal nas barras k e m , respectivamente, os quais são dados por (B.2).

$$\begin{aligned}\mathbf{v}_k &= [\dot{V}_{k1} \quad \dot{V}_{k2} \quad \cdots \quad \dot{V}_{kn}] \\ \mathbf{v}_m &= [\dot{V}_{m1} \quad \dot{V}_{m2} \quad \cdots \quad \dot{V}_{mn}]\end{aligned}\quad (\text{B.2})$$

Partindo do sistema linear apresentado na Equação (B.1), pode-se definir a matriz de admitância primitiva das linhas por (B.3).

$$\mathbf{Y}_{\text{prim}} = \begin{bmatrix} \frac{\mathbf{Y}_T}{2} + \mathbf{Y}_L & -\mathbf{Y}_L \\ -\mathbf{Y}_L & \frac{\mathbf{Y}_T}{2} + \mathbf{Y}_L \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

b) Elementos shunt:

Os elementos shunt são os mais simples elementos conectados no sistema, podendo ser utilizados para modelagem de capacitores, reatores e resistências com conexão nó-terra.

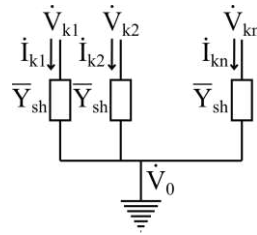


Figura B.2: Modelo empregado para elementos shunt, , extraído de [68].

As injeções de correntes do elemento shunt pode ser escrita como:

$$\begin{cases} \dot{I}_{k1} = (\dot{V}_{k1} - \dot{V}_0) \cdot \bar{Y}_{sh} \\ \vdots \\ \dot{I}_{kn} = (\dot{V}_{kn} - \dot{V}_0) \cdot \bar{Y}_{sh} \end{cases} \quad (\text{B.4})$$

sendo $\dot{v}$ o fasor de tensão nodal; i o fasor de injeção de corrente; Y_{sh} é a admitância do elemento shunt; os números subscritos são referentes aos índices dos nós.

Para representação de capacitores shunt, basta modelar Y_{sh} de acordo com a potência nominal do capacitor, já para modelar uma resistência de aterramento basta considerar somente a parte resistiva de Y_{sh} com conexão nó-terra.

Através sistema linear apresentado em (B.4), pode-se definir a matriz de admitância primitiva do elemento shunt conforme (B.5).

$$\mathbf{Y}_{\text{prim}} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{sh} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \bar{Y}_{sh} \end{bmatrix} \quad (\text{B.5})$$

c) Transformadores trifásicos;

O modelo de um transformador trifásico pode ser construído através da conexão de três transformadores monofásicos, de modo geral a matriz de admitância do transformador trifásico é definida pela equação (B.6).

$$\mathbf{Y}_{\text{prim}} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{\text{pp}} & \mathbf{Y}_{\text{ps}} \\ \mathbf{Y}_{\text{sp}} & \mathbf{Y}_{\text{ss}} \end{bmatrix} \quad (\text{B.6})$$

em que $\mathbf{Y}_{\text{pp}}$, $\mathbf{Y}_{\text{ps}}$, $\mathbf{Y}_{\text{sp}}$ e $\mathbf{Y}_{\text{ss}}$ são matrizes 3x3 e representam as admitâncias próprias e mútuas do primário e do secundário. Considerando um acoplamento simétrico, pode-se escrever $\mathbf{Y}_{\text{ps}} = \mathbf{Y}_{\text{sp}}^T$

Existem diversos tipos de conexão de transformadores trifásicos, com diferentes defasagens angulares que podem ser constituídos através da combinação na ligação de bancos de transformadores monofásicos. A Tabela B.1 apresenta as matrizes de admitâncias próprias e mútuas, em pu, para transformadores trifásicos abaixadores.

As matrizes $\mathbf{Y}_{\text{I}}$, $\mathbf{Y}_{\text{II}}$ e $\mathbf{Y}_{\text{III}}$ são definidas por:

$$\mathbf{Y}_{\text{I}} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_t & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Y}_t & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Y}_t \end{bmatrix} \quad (\text{B.7})$$

$$\mathbf{Y}_{\text{II}} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 \cdot \bar{Y}_t & -\bar{Y}_t & -\bar{Y}_t \\ -\bar{Y}_t & 2 \cdot \bar{Y}_t & -\bar{Y}_t \\ -\bar{Y}_t & -\bar{Y}_t & 2 \cdot \bar{Y}_t \end{bmatrix} \quad (\text{B.8})$$

$$\mathbf{Y}_{\text{III}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -\bar{Y}_t & \bar{Y}_t & 0 \\ 0 & -\bar{Y}_t & \bar{Y}_t \\ \bar{Y}_t & 0 & -\bar{Y}_t \end{bmatrix} \quad (\text{B.9})$$

sendo $\bar{y}_t$ a admitância de dispersão do transformador em pu.

Tabela B.1: Admitâncias próprias e mútuas dos modelos de transformadores trifásicos abaixadores, em pu, extraído de [76].

Conexão		Admitância própria		Admitância mútua	
Primário	Secundário	Y_{pp}	Y_{ss}	Y_{ps}	Y_{sp}
Y_g	Y_g	Y_I	Y_I	$-Y_I$	$-Y_I$
Y_g	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y_g	Δ	Y_I	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Y	Y_g	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Δ	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Δ	Y_g	Y_{II}	Y_I	Y_{III}	Y_{III}^T
Δ	Y	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Δ	Δ	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$