

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**MATHEUS MARTINS RICARDO**

**IDENTIFICAÇÃO DA RELAÇÃO DE CONEXÃO TRANSFORMADOR-  
CONSUMIDOR E DETECÇÃO DE PERDAS UTILIZANDO MEDIÇÃO  
INTELIGENTE: estudo de caso na Celesc Distribuição**

**FLORIANÓPOLIS, 2025.**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**MATHEUS MARTINS RICARDO**

**IDENTIFICAÇÃO DA RELAÇÃO DE CONEXÃO TRANSFORMADOR-  
CONSUMIDOR E DETECÇÃO DE PERDAS UTILIZANDO MEDIÇÃO  
INTELIGENTE: estudo de caso na Celesc Distribuição**

Dissertação de mestrado submetida ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Professor Orientador: Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.

**FLORIANÓPOLIS, 2025.**

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Ricardo, Matheus Martins  
IDENTIFICAÇÃO DA RELAÇÃO DE CONEXÃO TRANSFORMADOR-CONSUMIDOR  
E DETECÇÃO DE PERDAS UTILIZANDO MEDIÇÃO INTELIGENTE:  
estudo de caso na Celesc Distribuição / Matheus  
Martins Ricardo; orientação de Edison Antonio Cardoso  
Aranha Neto. - Florianópolis, SC, 2025.

105 p.  
Dissertação (Mestrado) - Instituto Federal de Santa  
Catarina, Câmpus Florianópolis. Mestrado Profissional  
em Sistemas de Energia Elétrica. Departamento  
Acadêmico de Eletrotécnica.  
Inclui Referências.

1. Infraestrutura de Medição Avançada. 2. Relação  
de Conexão Transformador-Consumidor. 3. Balanço Energético.  
4. OpenDSS. 5. Perdas Não-Técnicas. I. Aranha Neto,  
Edison Antonio Cardoso. II. Instituto Federal  
de Santa Catarina. III. IDENTIFICAÇÃO DA RELAÇÃO DE CONEXÃO  
TRANSFORMADOR-CONSUMIDOR E DETECÇÃO DE PERDAS UTILIZANDO

# **IDENTIFICAÇÃO DA RELAÇÃO DE CONEXÃO TRANSFORMADOR- CONSUMIDOR E DETECÇÃO DE PERDAS UTILIZANDO MEDIÇÃO INTELIGENTE: estudo de caso na Celesc Distribuição**

**MATHEUS MARTINS RICARDO**

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 18 de dezembro, 2025.

Banca Examinadora:

---

Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.  
Orientador / Instituto Federal de Santa Catarina

---

Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.  
Instituto Federal de Santa Catarina

---

Prof. Gelson Antônio Andrêa Brigatto, Dr. Eng.  
Universidade Federal de Goiás

Dedico este trabalho  
aos meus avós,  
onde quer que estejam.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Ariosvaldo e Leda, que sempre buscaram proporcionar a melhor educação possível para mim durante todos meus anos de estudo.

Ao meu orientador, Dr. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, por todo o apoio, direcionamento e revisões realizadas ao longo da pesquisa.

Aos diversos colegas da Celesc Distribuição que contribuíram de alguma forma com este trabalho, seja com dados, orientações, discussões ou questionamentos. Particularmente, ao meu gerente Pierry Moreno Reinaldo, por todo apoio para a realização do trabalho.

Aos membros da banca, pela disponibilidade em ler, revisar e contribuir com esta pesquisa.

Por fim, agradeço especialmente à minha esposa e engenheira Iasmin Coelho. Todo seu apoio incondicional, amor, compreensão e contribuições foram essenciais para que esse trabalho fosse realizado.

*"All we need is just  
a little patience."  
Guns N' Roses*

## RESUMO

A Infraestrutura de Medição Avançada (AMI) é a base de uma rede de distribuição de energia elétrica mais moderna e eficiente, possibilitando através de uma estrutura de *softwares* e *hardwares* o acesso a dados de consumo e de qualidade de energia em tempo real. A disponibilidade dessas informações, vindas de medidores inteligentes, amplia significativamente o potencial de monitoramento, planejamento e operação do sistema elétrico, além de permitir novas aplicações voltadas à eficiência energética e à redução de perdas. Entretanto, para que todo o potencial da AMI seja plenamente explorado, é essencial que os dados cadastrais e a topologia da rede de distribuição estejam corretamente identificados. Inconsistências nessas informações podem comprometer análises técnicas, estudos de fluxo de potência e até a detecção de perdas comerciais, reduzindo a confiabilidade dos resultados obtidos a partir dos medidores inteligentes. Nesse contexto, este trabalho propõe e aplica uma metodologia para identificação da relação de conexão transformador-consumidor em redes de baixa tensão, utilizando dados de tensão registrados por medidores inteligentes em quatro circuitos secundários distintos da Celesc Distribuição. A metodologia envolve etapas de pré-processamento das medições através do algoritmo de Análise dos Componentes Principais (PCA) e do cálculo da correlação entre sinais, tendo seus resultados comparados com inspeções de campo para validação da abordagem. Com a topologia validada, foi desenvolvido um balanço energético para a obtenção das perdas totais. Em seguida, realizou-se a modelagem elétrica dos circuitos no *software* OpenDSS para o cálculo das perdas técnicas utilizando dados de medições reais, com o objetivo de obter as perdas comerciais. Os resultados demonstraram que a utilização dos dados de medição inteligente permite aprimorar significativamente o banco de dados da distribuidora, além de evidenciar o potencial da integração entre medição inteligente e simulação elétrica para a detecção de perdas não técnicas. Dessa forma, o estudo contribui para o avanço das aplicações práticas de AMI no setor elétrico, reforçando seu papel como instrumento de melhoria da qualidade cadastral, eficiência operacional e combate a perdas nas redes de distribuição.

**Palavras-chave:** Infraestrutura de Medição Avançada. Relação de Conexão Transformador-Consumidor. Balanço Energético. OpenDSS. Perdas Não-Técnicas.

## ABSTRACT

The Advanced Metering Infrastructure (AMI) forms the foundation of a more modern and efficient electric power distribution network, enabling real-time access to consumption and power quality data through an integrated structure of software and hardware. The availability of this information, obtained from smart meters, significantly enhances the potential for monitoring, planning, and operating electrical systems, while also enabling new applications aimed at improving energy efficiency and reducing losses. However, to fully exploit the potential of AMI, it is essential that the distribution network topology and customer connection data are correctly identified. Inconsistencies in these records can compromise technical analyses, power flow studies, and even the detection of non-technical losses, thereby reducing the reliability of results obtained from smart meter data. In this context, this study proposes and applies a methodology for identifying transformer-user connection relationships in low-voltage networks using voltage measurements recorded by smart meters in four distinct secondary circuits of Celesc Distribuição. The methodology includes preprocessing of measurements using the Principal Component Analysis (PCA) algorithm and the calculation of signal correlation, with the results compared to field inspections to validate the proposed approach. Once the topology was validated, an energy balance was developed to determine the total losses. Subsequently, electrical modeling of the circuits was carried out in the OpenDSS software to calculate technical losses based on real measurement data, allowing for the estimation of commercial losses. The results demonstrated that the use of smart metering data can significantly improve the utility's database accuracy and highlight the potential of integrating smart metering and electrical simulation for non-technical loss detection. Thus, this study contributes to advancing the practical applications of AMI in the electric power sector, reinforcing its role as a tool for improving data quality, operational efficiency, and loss mitigation in distribution networks.

**Keywords:** Advanced Metering Infrastructure. Transformer-User Connection Relationship. Energy Balance. OpenDSS. Non-technical Losses.

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Representação de uma Infraestrutura de Medição Avançada .....                          | 21 |
| Figura 2 – Perdas totais sobre a energia injetada no Sistema de Distribuição do Brasil.....       | 22 |
| Figura 3 – Sistema de distribuição típico para identificação da topologia e de parâmetros .....   | 26 |
| Figura 4 – Associação entre medidores conectados em paralelo (esquerda) e série (direita).....    | 27 |
| Figura 5 – Seleção de amostras para clusterização <i>Fuzzy C-Means</i> .....                      | 29 |
| Figura 6 – Fluxograma simplificado do algoritmo utilizado .....                                   | 33 |
| Figura 7 – Exemplo de inspeção visual para identificação da relação de conexão TD-UC .....        | 40 |
| Figura 8 – Inspeção com medição de corrente (à esquerda) e detector de circuito (à direita) ..... | 41 |
| Figura 9 – Medição de balanço do TD8032 antes e depois do ajuste do TC da Fase B .....            | 41 |
| Figura 10 – TD 6138: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de $a$ e $\tau$ .....     | 45 |
| Figura 11 – TD 8032: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de $a$ e $\tau$ .....     | 46 |
| Figura 12 – TD 8671: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de $a$ e $\tau$ .....     | 47 |
| Figura 13 – TD 10117: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de $a$ e $\tau$ .....    | 48 |
| Figura 14 – TD 6138: Implementação com e sem a utilização do algoritmo PCA.....                   | 53 |
| Figura 15 – TD 8032: Implementação com e sem a utilização do algoritmo PCA.....                   | 54 |
| Figura 16 – TD 8671: Implementação com e sem a utilização do algoritmo PCA.....                   | 54 |
| Figura 17 – TD 10117: Implementação com e sem a utilização do algoritmo PCA...                    | 55 |
| Figura 18 – TD 6138: Taxa de Acerto de acordo com o número de dias utilizados ..                  | 56 |
| Figura 19 – TD 8032: Taxa de Acerto de acordo com o número de dias utilizados ..                  | 56 |
| Figura 20 – TD 8671: Taxa de Acerto de acordo com o número de dias utilizados ..                  | 57 |
| Figura 21 – TD 10117: Taxa de Acerto de acordo com o número de dias utilizados .....              | 57 |
| Figura 22 – TD 6138: Resultados com e sem considerar o desvio padrão em C3....                    | 61 |
| Figura 23 – TD 8032: Resultados com e sem considerar o desvio padrão em C3....                    | 61 |
| Figura 24 – TD 8671: Resultados com e sem considerar o desvio padrão em C3....                    | 61 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 25 – TD 10117: Resultados com e sem considerar o desvio padrão em C3 .....                 | 62  |
| Figura 26 – Algoritmo original (à esquerda) e modificação em C3 (à direita).....                  | 65  |
| Figura 27 – Balanço energético: UCs e perdas totais (%) por circuito e fonte de dados.....        | 68  |
| Figura 28 – Desvio de corrente para a Fase A do circuito 8032 utilizando dados instantâneos ..... | 71  |
| Figura 29 – Exemplo de Memória de Massa de um equipamento (interpolada e original).....           | 77  |
| Figura 30 – Circuito 6138: comparação entre potência medida e calculada pelo OpenDSS .....        | 80  |
| Figura 31 – Circuito 6138: histograma percentual da diferença das potências .....                 | 80  |
| Figura 32 – Circuito 8032: comparação entre potência medida e calculada pelo OpenDSS .....        | 81  |
| Figura 33 – Circuito 8032: histograma percentual da diferença das potências .....                 | 82  |
| Figura 34 – Circuito 8671: comparação entre potência medida e calculada pelo OpenDSS .....        | 82  |
| Figura 35 – Circuito 8671: histograma percentual da diferença das potências .....                 | 83  |
| Figura 36 – Circuito 10117: comparação entre potência medida e calculada pelo OpenDSS .....       | 83  |
| Figura 37 – Circuito 10117: histograma percentual da diferença das potências .....                | 84  |
| Figura 38 – Perfil de tensão calculado <i>versus</i> medido: fase A do circuito 8032.....         | 85  |
| Figura 39 – Perfil de tensão calculado <i>versus</i> medido: fase B do circuito 8032.....         | 86  |
| Figura 40 – Perfil de tensão calculado <i>versus</i> medido: fase C do circuito 8032 .....        | 86  |
| Figura 41 – Perfil de tensão calculado <i>versus</i> medido: fase A do circuito 6138.....         | 87  |
| Figura 42 – Perfil de tensão calculado <i>versus</i> medido: fase A do circuito 8671.....         | 88  |
| Figura 43 – Perfil de tensão calculado <i>versus</i> medido: fase A do circuito 10117.....        | 88  |
| Figura 44 – Legenda dos símbolos utilizados na representação dos circuitos.....                   | 101 |
| Figura 45 – Circuito 6138 (em destaque) e seus vizinhos.....                                      | 102 |
| Figura 46 – Circuito 8032 (em destaque) e seus vizinhos.....                                      | 103 |
| Figura 47 – Circuito 8671 (em destaque) e seus vizinhos.....                                      | 104 |
| Figura 48 – Circuito 10117 (em destaque) e seus vizinhos.....                                     | 105 |

## LISTA DE QUADROS

|  |    |
|--|----|
| Quadro 1 – UCs por fase dos TDs analisados, conforme BD da Celesc .....                        | 39 |
| Quadro 2 – Resultado das modificações do BD encontradas em campo, por elemento .....           | 42 |
| Quadro 3 – Dados utilizados na implementação do problema, por circuito .....                   | 43 |
| Quadro 4 – Resultado do algoritmo (ponto ótimo), por elementos, comparado com a inspeção ..... | 49 |
| Quadro 5 – Comparação da Taxa de Acerto do Banco de Dados com relação ao Algoritmo .....       | 49 |
| Quadro 6 – Propostas de modificação do cadastro pela inspeção (e pelo algoritmo).....          | 50 |
| Quadro 7 – Faixa de componentes principais com resultado ótimo, por circuito .....             | 51 |
| Quadro 8 – Faixa de $\tau$ com resultado ótimo, por circuito .....                             | 52 |
| Quadro 9 – Correlação entre UC 5560 e TDs analisados .....                                     | 59 |
| Quadro 10 – Correlação entre UC 5560 e conjunto de UCs em UCTDC dos TDs analisados .....       | 60 |
| Quadro 11 – Correlação entre UC 4889 e conjunto de UCs em UCTDC dos TDs analisados .....       | 63 |
| Quadro 12 – Comparação do resultado do algoritmo com (e sem) modificação em C3.....            | 63 |
| Quadro 13 – Comparação da correção do Banco de Dados com (e sem) modificação em C3 .....       | 64 |
| Quadro 14 – Balanço energético com relações de conexão TD-UC do Banco de Dados .....           | 67 |
| Quadro 15 – Balanço energético para o circuito 8032 .....                                      | 67 |
| Quadro 16 – Exemplo de dados instantâneos de um medidor inteligente .....                      | 70 |
| Quadro 17 – Consumo de energia (perdas) dos medidores inteligentes .....                       | 76 |
| Quadro 18 – Exemplo de dados instantâneos de um medidor inteligente .....                      | 77 |
| Quadro 19 – Identificação das perdas através do balanço energético e fluxo de potência.....    | 78 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ALG – Algoritmo

AMI – *Advanced Metering Infrastructure*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BD – Banco de Dados

BDGD – Base de Dados Geográfica da Distribuidora

BM – *Balance Meter*

C1 – Comparação 1 do Algoritmo

C2 – Comparação 2 do Algoritmo

C3 – Comparação 3 do Algoritmo

CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina

COM – *Component Object Model*

DP – Desvio Padrão

EPRI – *Electric Power Research Institute*

FD% - Fator de Desequilíbrio de Tensão

GD – Geração Distribuída

ICA – *Independent Component Analysis*

IFSC – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina

IP – Iluminação Pública

KNN – *K-Nearest Neighbor*

MME – Ministério de Minas e Energia

MDM – *Meter Data Management*

OpenDSS – *Open Distribution System Simulator*

PCA – *Principal Component Analysis*

PLC – *Power Line Communication*

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RF – Radiofrequência

RMSE – *Root Mean-Squared Error*

SIG – Sistema de Informação Geográfica

TD – Transformador de Distribuição

TD-UC ALG – Relação de conexão transformador-consumidor determinada de acordo com a maior correlação entre o elemento de medição e um transformador

TD-UC BD - Relação de conexão transformador-consumidor determinada de acordo com o banco de dados da distribuidora

UC – Unidade Consumidora

UCPF – Unidades Consumidoras Polifásicas com relação de conexão transformador-consumidor inconsistente

UCPTD – Unidades Consumidoras próximas aos transformadores de distribuição, e/ou com as maiores tensões médias

UCTDC – Unidades Consumidoras com a relação de conexão transformador-consumidor corretamente determinada

UCTDS – Unidades Consumidoras com a relação de conexão transformador-consumidor com cadastro suspeito no banco de dados da distribuidora

## SUMÁRIO

|                |   |            |
|----------------|---|------------|
| <b>1</b>       | <b>INTRODUÇÃO</b> .....   | <b>14</b>  |
| <b>1.1</b>     | <b>Justificativa</b> .....  | <b>16</b>  |
| <b>1.2</b>     | <b>Definição do Problema</b> .....  | <b>16</b>  |
| <b>1.3</b>     | <b>Objetivo Geral</b> .....   | <b>17</b>  |
| <b>1.4</b>     | <b>Objetivos Específicos</b> .....  | <b>17</b>  |
| <b>1.5</b>     | <b>Estrutura do trabalho</b> .....  | <b>18</b>  |
| <b>2</b>       | <b>INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO AVANÇADA E SUAS APLICAÇÕES</b><br>.....                                    | <b>20</b>  |
| <b>2.1</b>     | <b>Infraestrutura de Medição Avançada</b> .....   | <b>20</b>  |
| <b>2.2</b>     | <b>Aprimoramento na identificação de perdas utilizando AMI</b> .....                                    | <b>22</b>  |
| <b>2.3</b>     | <b>Identificação da topologia da rede de distribuição através de AMI</b> .....                          | <b>25</b>  |
| <b>3</b>       | <b>APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DA RELAÇÃO DE CONEXÃO TRANSFORMADOR-CONSUMIDOR</b> ..... | <b>32</b>  |
| <b>3.1</b>     | <b>Descrição do Algoritmo Utilizado</b> .....   | <b>32</b>  |
| <b>3.1.1</b>   | <b>Pré-processamento dos dados</b> .....  | <b>34</b>  |
| <b>3.1.2</b>   | <b>Cálculo da correlação entre as tensões</b> .....   | <b>35</b>  |
| <b>3.1.3</b>   | <b>Correção dos dados cadastrados</b> .....   | <b>36</b>  |
| <b>3.2</b>     | <b>Estudo de Caso na Celesc Distribuição</b> .....  | <b>38</b>  |
| <b>3.2.1</b>   | <b>Inspeção da relação de conexão TD-UC em campo</b> .....  | <b>40</b>  |
| <b>3.2.2</b>   | <b>Implementação e resultados obtidos</b> .....   | <b>42</b>  |
| <b>3.2.2.1</b> | <i>Análise da escolha dos parâmetros de entrada</i> .....   | <b>51</b>  |
| <b>3.2.2.2</b> | <i>Influência da utilização do PCA e do volume de dados na implementação</i> .....                      | <b>52</b>  |
| <b>3.2.2.3</b> | <i>Correlação entre UCs conectadas a uma mesma fase e impacto no algoritmo</i><br>.....                 | <b>58</b>  |
| <b>4</b>       | <b>BALANÇO ENERGÉTICO COMO FERRAMENTA DE DETECÇÃO DE PERDAS NA CELESC DISTRIBUIÇÃO</b> .....            | <b>66</b>  |
| <b>4.1</b>     | <b>Dados disponíveis para cálculo e identificação de perdas</b> .....                                   | <b>70</b>  |
| <b>4.2</b>     | <b>Cálculo do fluxo de potência utilizando dados de medição inteligente</b><br>.....                    | <b>72</b>  |
| <b>4.2.1</b>   | <b>O software OpenDSS</b> .....   | <b>73</b>  |
| <b>4.2.2</b>   | <b>Dados de entrada e premissas para implementação da solução</b> .....                                 | <b>74</b>  |
| <b>4.2.3</b>   | <b>Resultados obtidos</b> .....   | <b>78</b>  |
| <b>4.2.3.1</b> | <i>Potência total consumida pelos circuitos</i> .....   | <b>79</b>  |
| <b>4.2.3.2</b> | <i>Perfil de tensão medido e calculado pelo fluxo de potência</i> .....                                 | <b>84</b>  |
| <b>5</b>       | <b>CONCLUSÃO</b> .....  | <b>90</b>  |
| <b>5.1</b>     | <b>Sugestões para trabalhos futuros</b> .....   | <b>92</b>  |
|                | <b>REFERÊNCIAS</b> .....  | <b>94</b>  |
|                | <b>APÊNDICES</b> .....  | <b>100</b> |
|                | <b>APÊNDICE A – CIRCUITOS DO ESTUDO DE CASO</b> .....   | <b>101</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

A evolução das redes de distribuição está diretamente associada ao desenvolvimento da sociedade e de novas tecnologias ao longo dos anos. Nos anos 60, países desenvolvidos possuíam uma forte capacidade de geração centralizada através de fontes convencionais e entregavam energia elétrica com qualidade satisfatória à demanda da época (Mohassel *et al.*, 2014).

Com o passar do tempo, os padrões de consumo foram impactados com a evolução tecnológica, trazendo desafios para o planejamento e a operação do sistema elétrico de potência. O aumento da demanda em horários de pico, com a contrapartida de consumo muito baixo a noite, fez com que a indústria do fornecimento de eletricidade buscasse incentivar o gerenciamento da demanda por parte do consumidor. Para que isso fosse possível, foi necessário aprimorar os equipamentos de medição de energia elétrica, para permitir que os usuários tivessem um custo de energia elétrica variável com relação ao momento do seu consumo (Mohassel *et al.*, 2014).

Nos dias atuais, graças ao desenvolvimento nas áreas de eletrônica, instrumentação, comunicação e gerenciamento de dados, uma infraestrutura que é capaz de adquirir, armazenar e transmitir dados de medição, além de viabilizar o monitoramento e o controle remoto de cargas, foi materializada e tem sido implantada em diversos países, dando-se o nome de Infraestrutura de Medição Avançada (AMI). Dessa forma, também atende-se a crescente exigência dos consumidores em possuir informações detalhadas de seu consumo e do produto que lhe é disponibilizado pelas concessionárias.

Apesar do potencial associado à AMI, sua implantação em larga escala impõe desafios técnicos e operacionais relevantes às distribuidoras. A literatura destaca que a arquitetura de uma AMI envolve a integração de diversos componentes, como medidores inteligentes, redes de comunicação, sistemas de aquisição de dados, sistemas de gerenciamento de medições e plataformas corporativas, resultando em uma complexidade elevada para garantir a consistência, a integridade e a interoperabilidade das informações ao longo de todo o ecossistema (Hadi, 2025). Em

conjunto com a evolução tecnológica, o órgão regulador brasileiro (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), também tem exigido que as concessionárias aprimorem continuamente seus processos, sempre no sentido de fornecer um melhor produto e serviço à população. Um exemplo disso é a exigência de que as distribuidoras devem possuir um Sistema de Informação Geográfica (SIG), que deve conter o cadastro dos ativos que fazem parte do sistema de distribuição de maneira georreferenciada (ANEEL, 2021c). Neste sistema devem ser incluídas, por exemplo, as relações entre subestações e alimentadores, alimentadores e transformadores e transformadores com consumidores, montando toda a topologia da rede.

Entretanto, estudos indicam que bases de dados topológicas utilizadas pelas distribuidoras podem apresentar inconsistências, desatualizações ou imprecisões, em razão da dinâmica inerente à operação do sistema elétrico, como obras, manutenções e expansões da rede. Essas limitações podem impactar análises técnicas e aplicações que dependem da correta representação da topologia do sistema de distribuição (Geth, 2023).

Um outro incentivo realizado pela ANEEL é a definição de limites permitidos para perdas não-técnicas calculados no processo de revisão tarifária (ANEEL, 2022) cada vez mais desafiadores para as distribuidoras. Isso leva as concessionárias a aperfeiçoarem o combate às perdas comerciais de maneira ininterrupta, a fim de atingirem os índices regulatórios e não prejudicarem sua receita.

Mais recentemente, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a normativa de número 111 do ano de 2025, que trata do estímulo à digitalização gradual das redes e do serviço de distribuição de energia elétrica, o que inclui a necessidade da expansão da instalação de medidores de energia elétrica inteligentes por parte das distribuidoras de energia (Brasil, 2025).

Dessa forma, observa-se que a combinação da evolução tecnológica com o arcabouço regulatório do sistema elétrico brasileiro tem conduzido as redes de distribuição a melhorarem a qualidade de fornecimento de energia elétrica a toda população, ao mesmo tempo em que impõe novos desafios relacionados à gestão, integração e confiabilidade dos dados de medição e das informações cadastrais utilizadas pelas distribuidoras.

## 1.1 Justificativa

Com a implantação de projetos de Infraestrutura de Medição Avançada, é fundamental que as distribuidoras explorem os diversos ganhos que os dados advindos de medidores inteligentes podem trazer para sua operação. É através do desenvolvimento de metodologias que possam melhorar a qualidade de seu produto e serviço que será extraído o total valor de implantação de um Projeto de AMI.

Um problema recorrente no sistema de distribuição brasileiro é a correta identificação de perdas não-técnicas, visto que impacta não somente as distribuidoras, mas todos os consumidores conectados ao sistema. Para estimar as perdas comerciais, parte-se do princípio que as perdas técnicas são corretamente calculadas. No entanto, para que o cálculo das perdas técnicas seja feito de maneira correta, é necessário que as distribuidoras possuam os dados referentes a topologia de toda a rede de distribuição de maneira precisa. Esta tarefa, apesar de fazer parte dos requisitos regulatórios, nem sempre é cumprida com exatidão pelas concessionárias, devido ao fato da alta complexidade de manter atualizado dados que são tão dinâmicos por conta de obras, manutenções, expansões, entre outros.

Dessa forma, é pertinente buscar a aplicação de métodos que utilize dados de medição inteligente para realizar a correta identificação da topologia da rede de distribuição. A partir disso, pode-se utilizar a mesma massa de dados de grandezas elétricas medidas ao longo do tempo pelos medidores inteligentes para o cálculo das perdas técnicas e a detecção de perdas comerciais.

## 1.2 Definição do Problema

A Celesc Distribuição possui uma Infraestrutura de Medição Avançada implementada na cidade de Araranguá, em Santa Catarina. O Projeto de AMI implantado neste município contempla a utilização de medidores inteligentes em mais de 30 mil Unidades Consumidoras (UCs), bem como a medição de tensão e corrente de todos os transformadores de distribuição (TDs) pertencentes à distribuidora. Os medidores inteligentes instalados coletam os dados de energia, tensão e corrente média com um período de integralização de 5 minutos, o que gera um volume de dados capaz de aprimorar diversos processos da concessionária.

Dentre os processos que podem ser aprimorados, está o de identificação de perdas não-técnicas. No entanto, para que a massa de dados de medição possa ser utilizada com eficácia para esta tarefa, faz-se necessário verificar se o cadastro que determina em qual fase de qual transformador uma unidade consumidora está conectada encontra-se fidedigno ao encontrado na prática nas instalações. Esse cadastro será denominado neste trabalho de relação de conexão transformador-consumidor.

Portanto, é importante buscar na literatura metodologias que realizem a identificação da correta relação de conexão transformador-consumidor a fim de identificar um método que seja adequado para se aplicar ao sistema de distribuição da Celesc Distribuição que possui uma AMI implantada. Com isso, também será possível estimar perdas comerciais através da metodologia que será explorada neste trabalho sempre que dados de medição inteligente estiverem disponíveis.

### **1.3 Objetivo Geral**

O objetivo deste trabalho é aplicar uma metodologia de correção da relação de conexão transformador-consumidor para que seja possível realizar o cálculo das perdas técnicas reais e a identificação de perdas comerciais, tendo a Celesc Distribuição como estudo de caso.

### **1.4 Objetivos Específicos**

Para que seja alcançado o objetivo geral, foram traçados os seguintes objetivos específicos a serem alcançados no decorrer desta dissertação:

- a) estudar as metodologias de identificação da topologia de rede de distribuição presentes na literatura, identificando a aderência ao caso em estudo;
- b) escolher, adaptar e aplicar um método de identificação da relação de conexão transformador-consumidor em circuitos secundários alvo no sistema de distribuição da Celesc Distribuição;

- c) verificar a topologia de circuitos secundários alvo através de inspeção em campo, comparando com resultados obtidos através da análise de dados;
- d) realizar o balanço energético dos circuitos com a topologia corretamente identificada para determinar as perdas totais;
- e) modelar os circuitos eletricamente para calcular as perdas técnicas utilizando dados de medição reais;
- f) identificar a presença de perdas comerciais nos circuitos avaliados pelo trabalho.

## 1.5 Estrutura do trabalho

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos. No Capítulo 1 é realizada a introdução com relação ao tema do trabalho, assim como é apresentada sua justificativa e os objetivos que deseja-se alcançar.

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos relacionados a Infraestrutura de Medição Avançada, trazendo as definições e principais componentes. Também é abordado o cálculo e identificação de perdas técnicas e comerciais, e como a medição inteligente pode contribuir para o tema. Ainda, é apresentado o tema da identificação de topologia de circuitos secundários de rede de distribuição, trazendo metodologias capazes de construir ou corrigir a topologia previamente cadastrada através de dados de medição.

O Capítulo 3 descreve a metodologia proposta para a identificação da relação de conexão transformador-consumidor em redes de baixa tensão. Na sequência, apresenta-se o estudo de caso desenvolvido na Celesc Distribuição, incluindo a validação em campo e a análise dos resultados obtidos, bem como a influência no algoritmo dos parâmetros de entrada e do uso do algoritmo de Análise de Componentes Principais (PCA).

O Capítulo 4 apresenta a elaboração de um balanço energético como ferramenta para detecção de perdas nos circuitos estudados neste trabalho. São descritos os dados utilizados, a modelagem dos circuitos no *software* OpenDSS para

o cálculo das perdas técnicas, as premissas adotadas e os resultados do fluxo de potência, com comparações entre medições reais e cálculos simulados.

Por fim, o Capítulo 5 reúne as conclusões do trabalho, destacando as principais contribuições da pesquisa, as limitações observadas e as recomendações para estudos futuros.

## 2 INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO AVANÇADA E SUAS APLICAÇÕES

Neste capítulo é efetuada uma revisão da literatura acerca dos temas que são abordados nesse trabalho. Inicialmente, é realizada uma breve explanação sobre a Infraestrutura de Medição Avançada. Em seguida, é abordado o problema das perdas no sistema de distribuição, e como a medição inteligente pode contribuir para a identificação e redução das perdas. Por fim, são abordadas técnicas de como os dados de medição podem ser utilizados para identificar erros e realizar correções relacionadas a topologia da rede secundária, com o intuito de permitir um melhor uso das informações extraídas da Infraestrutura de Medição Avançada.

### 2.1 Infraestrutura de Medição Avançada

A crescente inserção de recursos elétricos distribuídos, uma maior exigência por qualidade do produto e do serviço relacionados à energia elétrica, associados a evolução tecnológica dos semicondutores e da Tecnologia da Informação, fez com que surgisse a demanda por uma rede de fornecimento de energia elétrica mais moderna.

A essa rede de fornecimento mais moderna, atribui-se o nome de *Smart Grid*, ou Rede Inteligente. Dentre as metas de uma Rede Inteligente estão: fornecer visibilidade da operação do sistema, controlar os ativos da rede, melhorar o desempenho e a segurança do sistema de energia e reduzir custos de operação, manutenção e planejamento (Momoh, 2009).

Para uma *Smart Grid* operar com eficiência, faz-se necessária a aquisição de dados. A base de uma Rede Inteligente, responsável por coletar todos os dados e informações relacionadas as cargas e aos consumidores é a chamada Infraestrutura de Medição Avançada (Mohassel *et al.*, 2014).

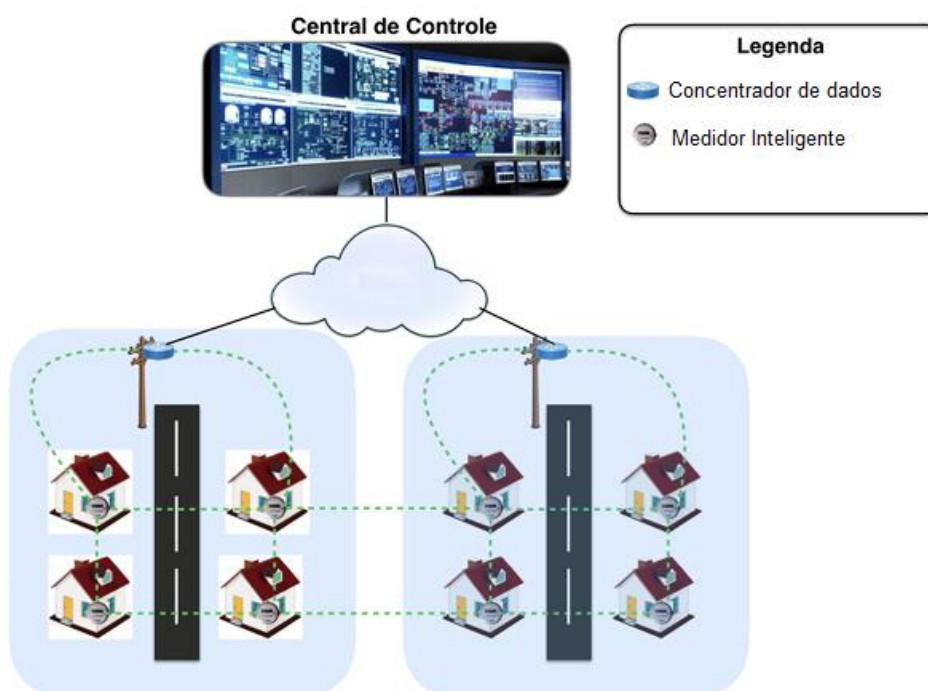
A Infraestrutura de Medição Avançada (AMI – do inglês *Advanced Metering Infrastructure*) não é apenas um conjunto de medidores para registrar o consumo de energia dos consumidores, mas “a construção de uma arquitetura de hardware e software capaz de capturar o consumo em tempo real ou quase em tempo real, demanda, tensão, corrente e outras informações” (Wang; Luan, 2014, p.1251,

tradução própria), que traz funcionalidades além das relacionadas a leitura e faturamento de uma unidade consumidora.

A parte básica de uma AMI diz respeito ao medidor de energia elétrica. O medidor utilizado em uma Infraestrutura de Medição Avançada é chamado de medidor inteligente, ou *smart meter*. As principais funcionalidades do medidor inteligente são “registrar os dados de consumo de energia e lê-los continuamente com um intervalo de tempo, vincular com a comunicação, cortar e religar os consumidores, programar funcionalidades remotamente e detectar fraudes” (Ahmad, 2017, p.576, tradução própria). Pode-se destacar dois tipos básicos de comunicação entre medidores inteligentes: radiofrequência (RF) e *Power-Line Communication* (PLC) (Zheng; Gao; Lin, 2013).

Os dados de medição são usualmente agregados através de concentradores de dados, e transmitidos até o servidor que hospedará os dados. Os dados são enviados para um sistema de gestão de dados de medição (MDM – do inglês *meter data management*), que armazena os dados e é capaz de realizar análises e prover informações para uma central de controle (Mohassel *et al.*, 2014). A Figura 1 apresenta uma representação esquemática de uma Infraestrutura de Medição Avançada.

**Figura 1 – Representação de uma Infraestrutura de Medição Avançada**



Fonte: Adaptado de Ribeiro (2018).

## 2.2 Aprimoramento na identificação de perdas utilizando AMI

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL define as perdas de energia elétrica em sistemas de distribuição:

Perdas na distribuição: diferença entre a energia injetada e a energia fornecida pela distribuidora, [...] composta pelas perdas de origem técnica e não técnica.

Perdas não técnicas: apurada pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia e erros de medição.

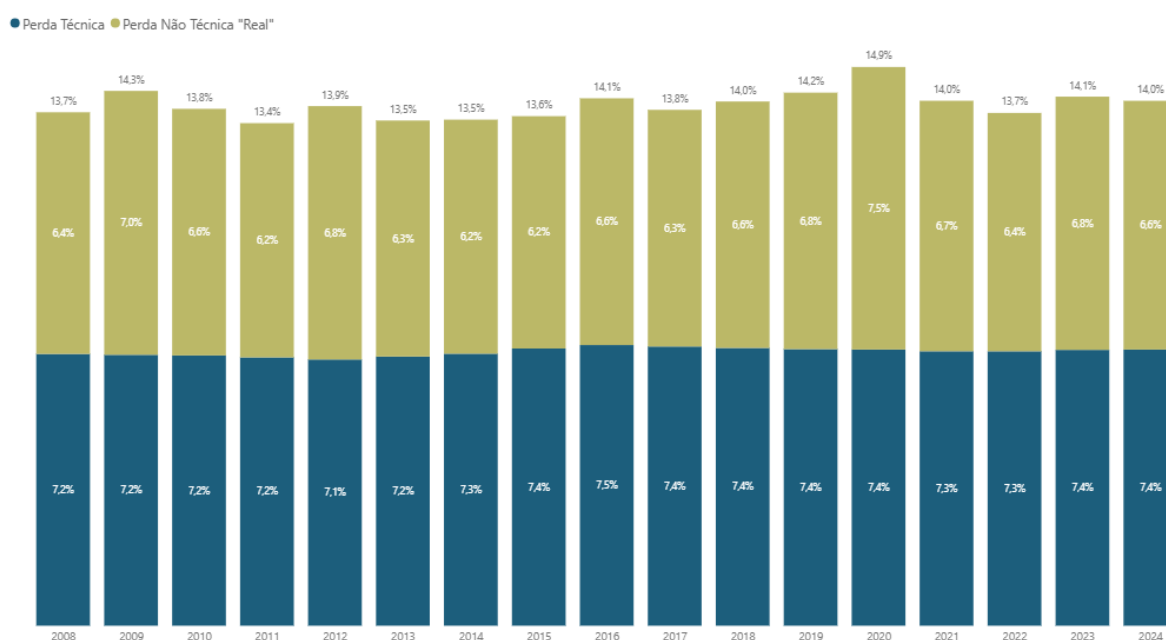
Perdas técnicas: montante de energia elétrica [...] dissipada no sistema de distribuição, decorrente das Leis Físicas relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição. Corresponde à soma de três parcelas: joule, corona e magnética. (ANEEL, 2021a, p. 22).

Sendo assim, as perdas na distribuição de energia elétrica podem ser sumarizadas como na Equação 1 (Paul, 2021):

$$\text{Perdas na distribuição} = \text{Perdas técnicas} + \text{Perdas não técnicas} \quad (1)$$

Para que se tenha a dimensão da distribuição das perdas totais no sistema de distribuição brasileiro, a Figura 2 apresenta a proporção de perdas técnicas e não-técnicas ao longo dos anos com relação a energia injetada no sistema.

**Figura 2 – Perdas totais sobre a energia injetada no Sistema de Distribuição do Brasil**



Fonte: Aneel (2025).

Ao longo do tempo, diferentes técnicas foram empregadas com o intuito de executar a apuração correta das perdas técnicas e comerciais. Em geral, as perdas não técnicas são obtidas através da diferença entre a energia injetada e o cálculo das perdas técnicas. Por isso, maneiras precisas e eficientes de realizar o cálculo das perdas técnicas têm sido exploradas.

Os métodos para calcular as perdas técnicas são tão precisos quanto os dados disponíveis para realizar as estimativas. Podem ser categorizados entre métodos *top-down* e *bottom-up*. Abordagens *top-down* utilizam menos dados, partindo das informações da subestação para os consumidores, sendo mais rápidas e não tão precisas. Modelos *bottom-up* são mais detalhados, partem dos consumidores até a subestação, e dependem de dados de entrada relacionadas aos componentes do circuito (Oliveira; Padilha-Feltrin, 2009).

Diversos métodos mais detalhados aplicam fluxo de potência na rede de distribuição para realização do cálculo das perdas (Messinis; Hatziargyriou, 2018). Destaca-se também a possibilidade de se aplicar uma metodologia probabilística (Aranha Neto; Coelho, 2013).

A expansão dos projetos de medição inteligente contribui fortemente com a melhora na possibilidade da correta identificação das perdas, tanto técnicas quanto comerciais. De *et al.* (2003) vislumbram que a medição remota pode identificar os pontos de perdas comerciais. Kadurek *et al.* (2010) destacam a importância dos medidores inteligentes em um algoritmo de detecção de perdas. Odje *et al.* (2021) mostram uma forte relação entre a instalação de medidores inteligentes com a redução das perdas comerciais na Nigéria.

Shah, Mesbah e Al-Awami (2020) apresentam um algoritmo capaz de identificar e separar as perdas técnicas das perdas comerciais em um sistema de distribuição utilizando dados de medição inteligente. Destaca-se que, para isso, é necessária a presença de medidores adicionais em trechos do sistema de distribuição além dos medidores inteligentes instalados nos consumidores. Kim *et al.* (2019) também apresentam um método de detecção de perdas não-técnicas baseado na instalação de um medidor intermediário.

Henriques *et al.* (2020) propõem um dispositivo que, através de medição de temperatura, é capaz de estimar as perdas técnicas. O seu uso, em conjunto com

dados de medição advindos de medidores inteligentes, é capaz de identificar os pontos onde a rede de distribuição possui perdas comerciais. A proposta baseia-se em comparar a resolução de um fluxo de potência considerando apenas as cargas relacionadas pela medição inteligente, e outro fluxo de potência colocando como dado de entrada as perdas técnicas obtidas pelo dispositivo. Ambos os fluxos de potência são resolvidos através do método do somatório das potências (Cespedes, 1990). A diferença entre as quedas de tensão entre os dois métodos aponta onde há desvio de energia elétrica não medida.

Raggi *et al.* (2020) destacam o quanto o medidor inteligente é um equipamento com potencial para beneficiar o gerenciamento do sistema de distribuição. É proposto um método de análise de dados para detecção de perdas comerciais. O método é derivado de técnicas de estimativa de estado para sistemas de distribuição, baseado nos dados de medição e especialmente adaptado para aplicação em detecção de perdas não-técnicas.

Já Marques *et al.* (2016) propõem um método para, inicialmente, detectar a presença de perdas comerciais no circuito de distribuição de baixa tensão e, em um segundo momento do algoritmo, identificar sua localização. Para detectar a presença de perdas não-técnicas, a metodologia se baseia no fato de que, para circuitos de baixa tensão com o neutro multiterrado (sistema de distribuição com o neutro aterrado em diversos pontos da rede), a corrente em uma fase pode ser obtida pela queda de tensão entre dois nós do sistema, dividida pela impedância da linha naquele determinado trecho. Dessa forma, pode-se considerar que a corrente que sai do transformador de distribuição deve ser igual à soma das correntes que entram nos medidores inteligentes de cada consumidor. Essa consideração pode ser representada pela Equação 2:

$$IS_i = \left| \sum_{j=1}^N I_{SM_j} \times (\cos(\varphi_j) + j \sin(\varphi_j)) \right| \quad (2)$$

onde  $IS_i$  é a soma das correntes (corrente do transformador) para cada fase  $i$ ,  $N$  é o número de consumidores presentes na fase  $i$ ,  $I_{SM_j}$  é a corrente medida pelo medidor inteligente  $SM_j$  e  $\varphi_j$  é o ângulo entre a tensão e a corrente medidos por  $SM_j$ . Esse somatório de corrente pode ser comparado com um valor de referência e, sempre que

a diferença entre os valores for acima de uma tolerância, o circuito pode ser considerado suspeito de presença de perdas comerciais. Esse valor de referência pode ser, por exemplo, uma medição inteligente no próprio transformador de distribuição.

Tendo detectado a suspeita de presenças de perdas não-técnicas, o algoritmo também é capaz de localizá-las, mesmo não possuindo as impedâncias das linhas ou dados precisos da topologia. A metodologia foi aplicada a um circuito real, mas com dados das cargas sintetizados, e obteve bons resultados.

### **2.3 Identificação da topologia da rede de distribuição através de AMI**

A efetividade do cálculo detalhado das perdas técnicas, bem como da correta identificação das perdas comerciais, está diretamente associada ao fato de que a distribuidora possua informações precisas da topologia da rede de distribuição e dos elementos dos circuitos.

Com a expansão da medição inteligente, as distribuidoras têm acesso a dados que podem ser utilizados para, dentre tantas outras aplicações, ajudar a validar a topologia da rede de distribuição de baixa tensão. A correta identificação da topologia da rede, incluindo a informação da(s) fase(s) que cada unidade consumidora (UC) está conectada a cada transformador de distribuição (TD), chamada neste trabalho de relação de conexão transformador-consumidor (TD-UC), é de suma importância para a operação e planejamento do sistema de distribuição, auxiliando em questões como manutenções programadas, atendimentos emergenciais, balanceamento de carga entre fases, além do, como já destacado, cálculo e apuração das perdas.

Uma das formas de realizar a identificação da topologia da rede, bem como da relação de conexão transformador-consumidor, é utilizando a massa de dados de grandezas elétricas medidas ao longo do tempo disponibilizada pelos medidores inteligentes. São encontradas na literatura diferentes técnicas que possibilitam realizar essa tarefa.

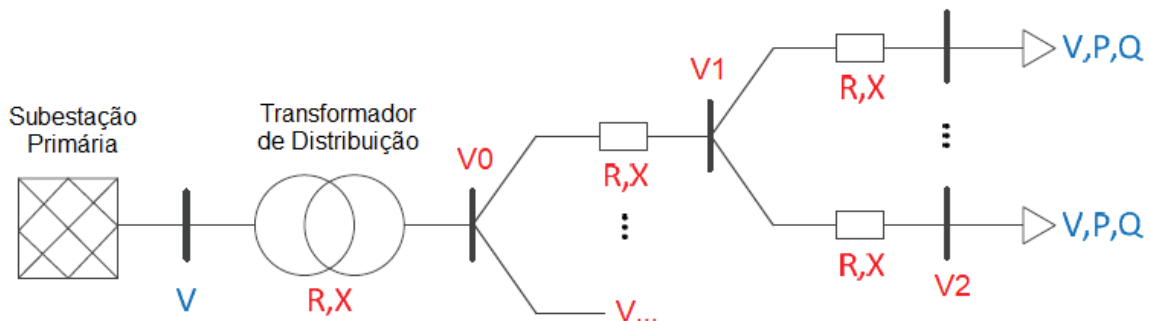
A aplicação de técnicas de correlação e de regressão linear nas medidas de tensão, potência ativa e potência reativa obtidas de medidores inteligentes pode

levar a identificação da fase de conexão do consumidor, a possibilidade de simulação de um circuito secundário virtual apenas através de dados de medição e a detecção de furtos de energia e cargas não medidas (Short, 2013).

Berrisford (2013) propõe um algoritmo que, através dos dados de tensão obtidos de hora em hora de medidores inteligentes, estima a impedância de cada segmento do circuito secundário de rede de distribuição e a tensão do secundário do transformador de distribuição através da resolução de um problema de otimização de programação linear. Essas estimativas podem ser utilizadas para identificar erros de topologia ou perdas comerciais. Wang e Luan (2014) propõem um algoritmo similar, adicionando a possibilidade de modificar o problema caso a tensão do secundário do transformador de distribuição seja conhecida, o que leva a melhores resultados.

Peppanen *et al.* (2016a) também apresentam um método para estimar a topologia da rede de distribuição baseada em regressão linear realizada a partir da análise do circuito secundário. Considerando um sistema de distribuição típico conforme disposto na Figura 3.

**Figura 3 – Sistema de distribuição típico para identificação da topologia e de parâmetros**



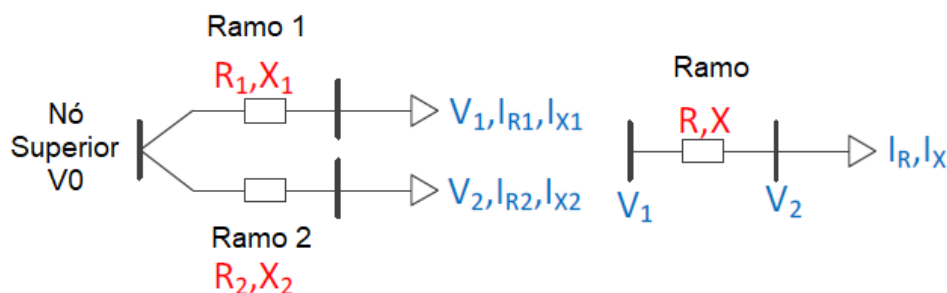
Fonte: Adaptado de Peppanen *et al.* (2016a).

O algoritmo baseia-se na aproximação linear da queda de tensão sobre uma impedância série, conforme a Equação 3:

$$V_{1-2} = |V_1| - |V_2| \approx \frac{(RP + XQ)}{V_2} = RI_R + XI_X \quad (3)$$

onde  $V_{1-2}$  é a magnitude da queda de tensão,  $P$ ,  $Q$ ,  $I_R$  e  $I_X$  são a potência ativa, potência reativa, parte real da corrente e a parte imaginária da corrente do ramo entre  $V_1$  e  $V_2$ . Cada associação entre dois medidores do circuito de distribuição pode ser paralelo ou série, conforme demonstrado na Figura 4.

Figura 4 – Associação entre medidores conectados em paralelo (esquerda) e série (direita)



Fonte: Adaptado de Peppanen *et al.* (2016a).

Para cada par de medidores de um circuito secundário, o algoritmo resolve dois problemas de regressão linear. Um deles, para o circuito em paralelo e outro para o circuito em série. São selecionados continuamente os pares de medidores e o modelo de associação (série ou paralelo) que resultam na menor raiz do erro quadrático médio (RMSE – *root mean-squared error*) até que todos os medidores estejam associados na topologia. Importante destacar que o modelo é aplicado considerando cargas monofásicas ou cargas trifásicas equilibradas.

Peppanen *et al.* (2016b) mostram que, caso a topologia da rede de distribuição seja conhecida, pode-se estimar os parâmetros do circuito secundário utilizando-se do mesmo princípio da Equação 3. Conhecendo-se as associações entre os medidores da rede, é obtida uma modelagem de um problema de programação linear para calcular a resistência e a reatância dos ramos da rede de distribuição.

Destacam-se os desafios de se trabalhar com dados reais na aplicação dos métodos de regressão linear, já que dados advindos de medidores inteligentes podem trazer erros de medição ou dados faltantes, dificultando a obtenção de estimativas para a topologia e para os parâmetros da rede (Peppanen *et al.*, 2016c).

Cunha *et al.* (2020) propõem um método de regressão linear que também é baseado no princípio básico estabelecido pela Equação 3. Contudo, o algoritmo desenvolvido é ampliado para considerar consumidores com qualquer número de fases conectados ao circuito, sejam monofásicos, bifásicos ou trifásicos. O algoritmo desenvolvido considera que a tensão do transformador de distribuição não é conhecida e, ainda assim, obtém uma acurácia elevada tanto para estimativa da topologia, quanto para os parâmetros da rede. Destaca-se que o método considera

como dados de entrada apenas os dados de medição e as informações de condutores típicos e das estruturas mecânicas da rede.

O algoritmo foi testado em um sistema de distribuição do Brasil, com 59 transformadores de distribuição e mais de 2000 consumidores. A sensibilidade relacionada a precisão dos dados de entrada foi testada, variando-se dados como: erro metrológico do medidor inteligente, taxa de amostragem do medidor, tamanho da amostra por equipamento e diferença entre os relógios internos dos medidores. A precisão de estimativa da topologia foi de cerca de 90%, e a de estimativa dos parâmetros de 80%. Salienta-se que, para os casos em que a topologia foi identificada corretamente, todos os consumidores tiveram a identificação correta da fase a qual estavam conectados.

Já Wu, Hu e Dong (2019) sugerem uma abordagem baseada em análise de dados que é dividida em três etapas para realizar a correta identificação da construção de um circuito secundário. Inicialmente, a série temporal da tensão de um grupo de consumidores vizinhos que são próximos a dois transformadores distintos é coletada. Em seguida, os dados são processados utilizando *Independent Component Analysis* (ICA), um método estatístico utilizado em processamento de sinais que identifica e extrai componentes intrínsecos ou independentes de variáveis. As características extraídas são agrupadas através do algoritmo de clusterização *k-means* (k-médias). O agrupamento das características das séries temporais de tensão dos consumidores e dos transformadores de distribuição refletiu a conexão física transformador-consumidor para o caso estudado. Ainda, é destacado que a convergência do método necessitaria de, pelo menos, 1680 amostras de tensão.

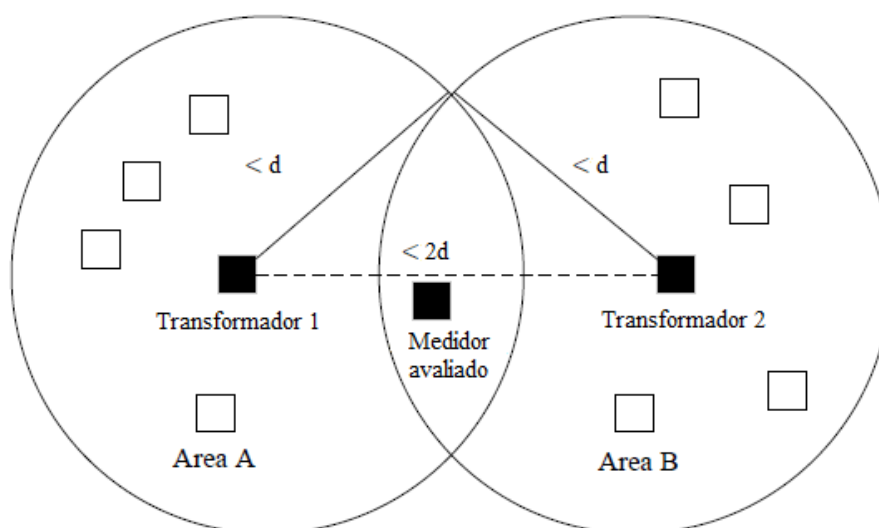
Gao *et al.* (2021) sugerem a utilização combinada entre o algoritmo *K-Nearest Neighbor* (KNN), um método responsável por identificar quantos tipos de grupos diferentes existem em um conjunto de dados, com o algoritmo *k-means*. Essa estratégia apresentou maior eficiência computacional e resolve o problema de quando não se sabe qual o número correto de conjunto de dados.

Chao, Lei e Yuhang (2020) também propõem um método de identificação de topologia através de correlação e um algoritmo de clusterização. Sendo  $X$  e  $Y$  duas séries temporais de amostras de tensão, pode ser calculado o coeficiente de correlação de Pearson ( $P$ ) entre elas através da Equação 4:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (4)$$

Os valores do coeficiente de Pearson variam de -1 a 1, sendo que quanto maior o valor absoluto de  $P$ , maior a correlação entre as variáveis. De posse do cálculo dos coeficientes, o algoritmo de clusterização *Fuzzy C-Means* é utilizado para identificar a qual transformador cada medidor inteligente está conectado. É destacado um método de selecionar as amostras que farão parte do agrupamento. São selecionados os dois transformadores mais próximos do ponto de análise, e considerados nas amostras os demais consumidores a uma distância pré-determinada  $d$  de cada transformador, a fim de tornar o algoritmo de clusterização mais eficiente. A Figura 5 exemplifica a seleção das amostras.

**Figura 5 – Seleção de amostras para clusterização *Fuzzy C-Means***



Fonte: Adaptado de Chao, Lei e Yuhang (2020).

Quando o algoritmo de clusterização *Fuzzy C-Means* foi aplicado em conjunto com o cálculo de coeficientes de correlação de Pearson em uma área de rede de distribuição com 500 transformadores e 48220 consumidores, o resultado da identificação da topologia através dos cálculos foi superior ao realizado em inspeções nos locais, mostrando a robustez e eficiência do método.

Para os casos em que a relação de conexão transformador-consumidor já é conhecida, é possível utilizar o coeficiente de Pearson para identificar a fase a qual os consumidores estão conectados, informação que nem sempre as distribuidoras

possuem com precisão. Um algoritmo simples que, considerando a característica radial de um sistema de distribuição, agrupa os medidores com maior correlação da menor até a maior tensão em um período de observação é capaz de identificar e corrigir a informação da fase de conexão de um medidor inteligente (Zhang *et al.*, 2018).

Tong, Chai e Wu (2022) também apresentam um trabalho baseado em correlação, com uma diferente forma de montar a rede secundária. A topologia da rede de distribuição é estimada realizando-se inicialmente a montagem de uma matriz com coeficientes de correlação calculados entre todos os pares de nós presentes na rede secundária. O coeficiente de correlação de classificação utilizado neste trabalho é o de Kendall, calculado através da Equação 5:

$$\tau = P((X - X_m)(Y - Y_m) > 0) - P((X - X_m)(Y - Y_m) < 0) \quad (5)$$

$X$  e  $Y$ , para o caso de estudo em questão, seriam os valores de tensão amostrados para dois diferentes nós durante um determinado período de tempo, e  $X_m$  e  $Y_m$  suas respectivas medianas. Sendo  $n$  o total de nós na topologia, a matriz de correlação de tensão entre os nós  $M_{n \times n}$  é definida através da Equação 6:

$$M_{n \times n} = \begin{bmatrix} \tau_{11} & \cdots & \tau_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \tau_{n1} & \cdots & \tau_{nn} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (6)$$

onde  $i, j \in \{1, 2, \dots, n\}$ , e  $\tau_{ij}$  é o coeficiente de correlação de classificação de Kendall de cada nó. De posse da matriz de coeficientes, utiliza-se o algoritmo de Kruskal para obter a árvore geradora mínima com a máxima correlação entre os nós da rede. Como resultado, gera-se uma rede ordenada pelos nós de maior correlação entre si. Através da topologia obtida, também são propostos métodos para estimar a impedância da linha e realizadas análises de perdas e de fluxo de potência na rede. O método apresentado obteve grande assertividade quando aplicado a um circuito real.

Um outro método para identificar a correta relação de conexão transformador-consumidor é proposto por Zhou *et al.* (2022). Ele é baseado em conhecimento prévio a respeito de princípios básicos da rede de distribuição, como o fluxo de potência, e em informações preliminares a respeito da conexão entre o transformador e os consumidores. Inicialmente é calculado o coeficiente de Pearson, conforme disposto na Equação 4.

Através da análise de um circuito típico de distribuição, destacam-se dois conhecimentos prévios a serem utilizados. O primeiro é que, para consumidores próximos ao transformador de distribuição, o valor do coeficiente de Pearson entre a tensão do consumidor e a tensão do transformador a qual ele está conectado é o maior dentre todos os transformadores. Ainda, sendo  $\Omega_k$  a série de coeficientes de Pearson entre o consumidor  $k$  e os outros consumidores, descritos conforme a Equação 7:

$$\Omega_k = \{\rho_{k1}, \rho_{k2}, \dots, \rho_{kl}, \dots, \rho_{kK}\} \quad (7)$$

onde  $\rho_{kl}$  é o coeficiente de correlação de Pearson entre o consumidor  $k$  e o consumidor  $l$ , e  $K$  o número total de consumidores. O segundo conhecimento prévio utilizado é de que a média e o desvio padrão (DP) de  $\Omega_k$  entre medidores no mesmo circuito secundário da rede de distribuição são elevados, enquanto entre medidores de diferentes circuitos secundários são baixos.

Esses conhecimentos prévios são incorporados a um algoritmo que utiliza um pré-processamento dos dados de medição com o intuito de reduzir o impacto de ruídos e imprecisões nos valores das medidas. As séries temporais com os valores de tensão dos consumidores e dos transformadores de distribuição são submetidas a padronização *Z-Score*, que transforma os dados originais em uma distribuição com valor médio zero e desvio padrão unitário. A série de dados padronizada é submetida a um algoritmo de extração de características de sinais chamado *Principal Component Analysis* (PCA), que é amplamente utilizado para eliminar redundância de dados e ruídos. O pré-processamento de dados, combinado com os conhecimentos prévios anteriormente destacados, compõem um algoritmo que se mostrou robusto e com uma assertividade maior quando comparado a métodos que utilizam apenas coeficientes de correlação.

Também existem trabalhos que sugerem o uso de dispositivos inteligentes adicionais a serem inseridos na rede. É proposto por Xu, Lei e Zou (2020), por exemplo, a instalação de um terminal inteligente na saída do transformador de distribuição com a capacidade de comunicação via *Power Line Communication* (PLC) e com um algoritmo de reconhecimento de topologia integrado. Isso, em conjunto com a instalação de medidores inteligentes com a mesma tecnologia de comunicação, é capaz de reconhecer a topologia de uma rede.

### **3 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DA RELAÇÃO DE CONEXÃO TRANSFORMADOR-CONSUMIDOR**

Neste capítulo é apresentada a metodologia para identificação da relação de conexão transformador-consumidor que foi adaptada para ser aplicada no estudo de caso na Celesc Distribuição, detalhando seu fluxograma e as adaptações realizadas. Em seguida, são apresentados detalhes dos circuitos secundários de distribuição escolhidos para compor o problema, como estão cadastrados na base de dados da distribuidora e como foram encontrados em campo na inspeção que foi realizada.

Também são apresentados os detalhes da implementação do algoritmo e os resultados obtidos, confrontando-os com as relações de conexão transformador-consumidor reais identificadas na verificação em campo, medindo sua assertividade e obtendo conclusões importantes quanto a aplicação do método. É avaliada a influência dos parâmetros de entrada e como o algoritmo pode contribuir como ferramenta de detecção de perdas não-técnicas.

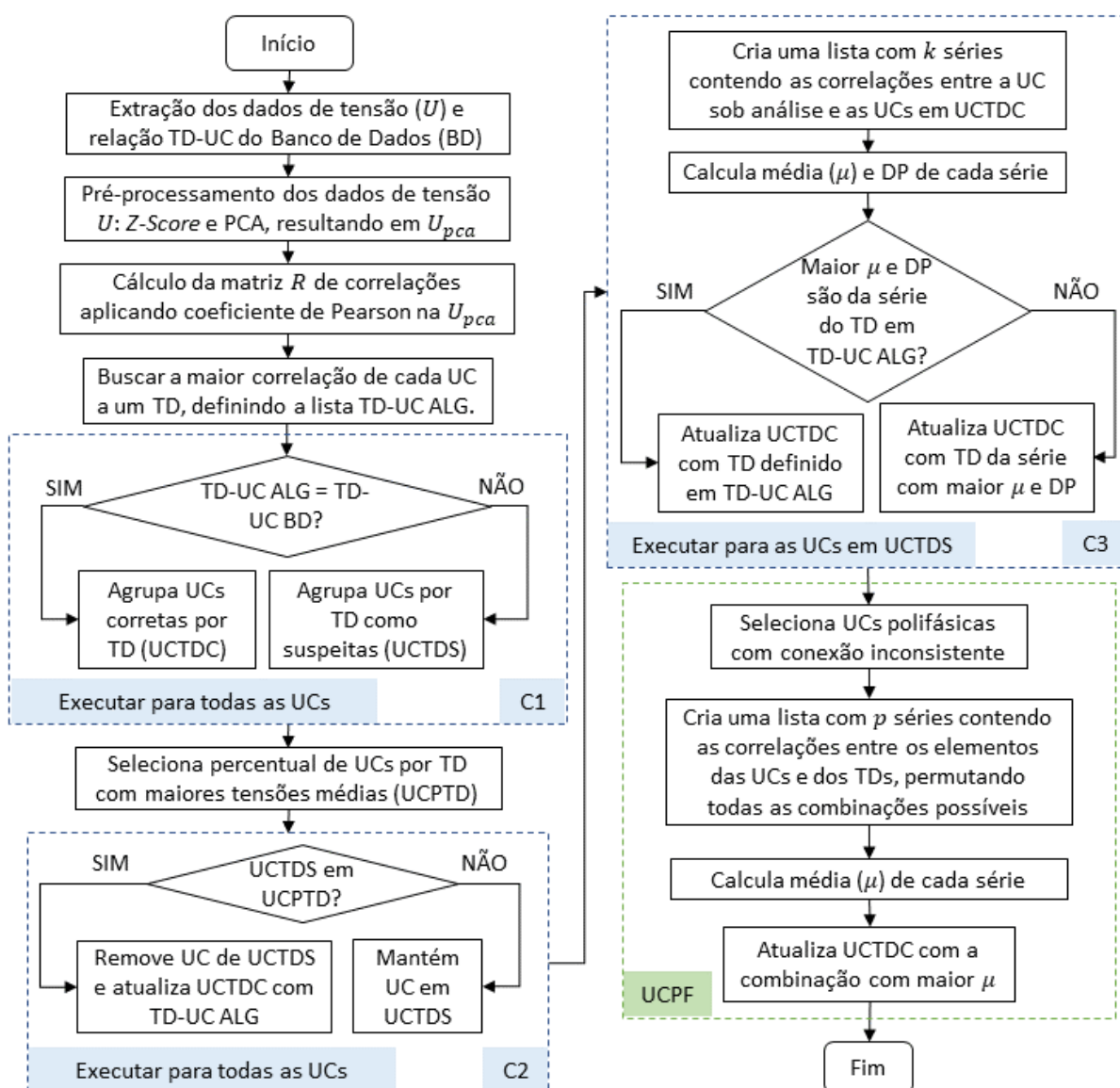
#### **3.1 Descrição do Algoritmo Utilizado**

As distribuidoras de energia elétrica no Brasil possuem cadastradas e armazenadas sua base georreferenciada de ativos, seja por conta de obrigações regulatórias, seja pelas vantagens e necessidades no planejamento e operação de seu sistema de distribuição. Portanto, para selecionar e adaptar um algoritmo para este trabalho, metodologias que trabalhem no sentido de corrigir e manter consistente o banco de dados da concessionária foram consideradas com um valor maior do que algoritmos que busquem construir toda a topologia da rede apenas a partir dos dados de medição, sem a utilização do conhecimento prévio existente.

Outro ponto a ser destacado é que parte dos métodos existentes é baseado nos dados de potência e corrente medidas. No entanto, para áreas em que há ocorrência de perdas comerciais, os dados dificilmente apresentarão consistência, visto que as medições não corresponderão a realidade do que ocorre no circuito. Cabe ressaltar que as perdas não técnicas reais sobre o mercado de baixa tensão faturado no Brasil foram de 16,02% no ano de 2024 (ANEEL, 2025).

Sendo assim, este trabalho propõe a adaptação da metodologia apresentada por Zhou *et al.* (2022), que demonstra grande potencial para ser utilizado pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Esse método utiliza os conhecimentos pré-existentes sobre o sistema de distribuição e tem como base fundamental a correlação entre as tensões dos consumidores e dos transformadores de distribuição (TDs). A Figura 6 mostra um fluxograma simplificado do algoritmo adotado.

Figura 6 – Fluxograma simplificado do algoritmo utilizado



Fonte: Elaboração própria (2025).

Para que possa ser aplicada na correção do cadastro da relação de conexão TD-UC de um determinado circuito, é necessário possuir os dados de tensão

das unidades consumidoras previamente associadas ao circuito alvo, bem como do transformador cadastrado como responsável por sua alimentação. Além disso, é necessário dispor dos dados de tensão dos transformadores e das UCs imediatamente vizinhas ao circuito onde a correção será realizada.

Destaca-se que cada fase dos TDs e dos consumidores polifásicos será analisada em um primeiro momento como um elemento independente, para que o algoritmo trate adequadamente a ordenação das fases nas medições. Todos os dados de medição de tensão compõem a matriz  $U$ , que possuirá dimensão  $N \times t$ , sendo  $N$  o número de elementos de medição do problema (UCs e TDs do circuito alvo e dos circuitos vizinhos) e  $t$  pontos de medição ao longo do tempo.

### 3.1.1 Pré-processamento dos dados

Dados de medição de tensão possuem flutuações que podem estar relacionadas com a precisão dos equipamentos de medição. Além disso, na prática é esperado que os valores de tensão medidos se distribuam de maneira centralizada com relação aos valores adequados de fornecimento de energia elétrica. Por isso, a primeira etapa do algoritmo é realizar o tratamento dos dados de medição de forma a potencializar a identificação das diferenças entre os sinais, aplicando duas operações em sequência no conjunto de dados sob análise.

A primeira operação é a padronização *Z-Score* do conjunto de dados, uma medida estatística de quanto um valor medido encontra-se distante da média do conjunto de dados do qual ele é pertencente (Chikodili *et al.*, 2021). Seja  $x_i$  um valor específico medido,  $\mu$  a média dos valores medidos e  $\sigma$  o seu desvio padrão, seu valor  $Z$  é calculado conforme Equação 8:

$$Z = \frac{x_i - \mu}{\sigma} \quad (8)$$

Um valor  $Z$  igual a zero significa que o valor medido é igual a média. Também podem ser obtidos valores positivos ou negativos, significando que o valor medido está acima ou abaixo da média e por quantos desvios padrão.

A padronização *Z-Score* é realizada para todos os dados de tensão de cada consumidor ou transformador, com o intuito de preparar os dados para que sejam a

entrada da segunda operação: redução de dimensão e extração de características do sinal através do algoritmo de Análise dos Componentes Principais (*Principal Component Analysis* – PCA).

Para realizar essa tarefa, o algoritmo PCA calcula novas variáveis chamadas componentes principais, que são obtidas através de transformação linear a partir das variáveis originais. O primeiro componente principal deve possuir a maior variância possível. O segundo deve ser ortogonal ao primeiro e também possuir a maior variância possível. Os demais componentes devem ser calculados da mesma forma (Abdi; Williams, 2010).

Dessa forma, a matriz inicial de conjunto de dados  $U$ , dimensão  $N \times t$ , resultará na matriz  $U_{pca}$ , com dimensão  $N \times a$ , onde  $a$  é o número de componentes principais escolhidos para o algoritmo PCA.

### 3.1.2 Cálculo da correlação entre as tensões

Para consumidores próximos aos transformadores de distribuição, como as quedas de tensão decorrentes do circuito de distribuição são menores, a correlação entre a tensão de uma UC e o TD a qual ela está conectada é a maior entre todos os TDs (Zhou *et al.*, 2022). No caso do algoritmo utilizado neste trabalho, foi aplicado o coeficiente de Pearson para o cálculo da correlação, que pode ser calculado conforme apresentado na Equação 4. Sendo  $x$  e  $y$  duas séries de dados sob análise, também pode-se calcular o coeficiente de Pearson  $\rho_{xy}$  como apresentado na Equação 4:

$$\rho_{xy} = \frac{cov(x, y)}{\sigma_x \sigma_y} \quad (9)$$

onde  $cov(x, y)$  é a covariância entre as séries de dados dos pontos  $x$  e  $y$ , e  $\sigma_x$  e  $\sigma_y$  são os desvios padrão do conjunto de dados dos pontos  $x$  e  $y$ , respectivamente.

É com base na matriz  $U_{pca}$ , formada com os componentes principais dos dados de tensão de cada elemento de medição do problema, que é calculada uma matriz de correlação entre os sinais através do coeficiente de correlação de Pearson. A matriz de correlação ( $R$ ) pode ser dividida conforme apresentado pela Equação 10:

$$R = \begin{bmatrix} R_1 & R_2 \\ R_3 & R_4 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Nesse caso,  $R_1$  é uma matriz quadrada com dimensão  $N_1 \times N_1$  contendo a correlação entre o TD alvo e seus vizinhos, com  $N_1$  sendo o número total de TDs selecionados no problema. A matriz  $R_2$  representa a correlação de tensão entre as UCs e os TDs, tendo a dimensão  $N_1 \times N_2$ , com  $N_2$  sendo o total de UCs selecionadas no problema, e  $R_3$  é sua matriz transposta. Já  $R_4$  (dimensão  $N_2 \times N_2$ ) contém a correlação entre as UCs do TD alvo e as UCs dos TDs vizinhos.

### 3.1.3 Correção dos dados cadastrados

A partir da matriz  $R$ , são realizadas comparações sequenciais para determinar a correta relação de conexão transformador-consumidor das UCs sob análise. Em um primeiro momento, analisando-se as colunas da matriz  $R_2$  é possível determinar qual a fase de cada TD com a maior correlação com cada elemento de medição de uma UC, e utilizar essa combinação para determinar a lista com a hipótese inicial de relações, denominada neste trabalho como TD-UC ALG. É a partir desta lista que serão realizadas as comparações descritas a seguir:

- a) Comparação 1 (C1): para cada elemento de medição de uma UC analisado, é verificado se a relação em TD-UC ALG é a mesma previamente cadastrada no banco de dados da distribuidora (denominada neste trabalho de TD-UC BD). Caso positivo, a relação é considerada correta e as fases das UCs são agrupadas por fase dos TDs como sendo corretas (UCTDC). As demais, ficam agrupadas como UCS com relação TD-UC suspeita (UCTDS);
- b) Comparação 2 (C2): as fases das UCs da lista TD-UC BD são separadas por fase dos TDs e ordenadas de forma decrescente com base no valor da tensão média. Em seguida, define-se um percentual  $\tau$  (de até 50%, de acordo com o desbalanceamento das tensões) do total de UCs por TD, selecionando os primeiros elementos das UCs da lista ordenada. A intenção dessa etapa é selecionar as UCs mais próximas aos TDs (UCPTD), pois são aquelas cuja correlação entre sua tensão e

a do TD ao qual estão conectadas será a maior entre todos os TDs. Então, caso os elementos das UCs estejam no grupo sob suspeita, eles são considerados corrigidos com a relação TD-UC ALG e passam a compor UCTDC, visto que estão próximos ao TD e a maior correlação entre as tensões indica que essa é a relação de conexão correta. As UCs restantes continuam como suspeitas em UCTDS. Importante destacar que o fato de a Geração Distribuída (GD) poder elevar a tensão em pontos distantes do TD não é abordada nessa etapa, o que será melhor investigado no estudo de caso;

- c) Comparação 3 (C3): Até então, em C1 e C2, cada elemento de medição de uma UC foi alocado a uma fase de um TD, separando-os em dois grupos: elementos de UCs suspeitos (UCTDS) e elementos de UCs considerados corretos (UCTDC). Nesse momento do algoritmo, é feito um novo teste com as UCs suspeitas, para verificar se a fase do TD alocado pode ser considerada correta. Nesse teste, para cada elemento de UC suspeito é criada uma nova lista agrupando-se os valores de correlação (presentes em  $R_4$ ) entre o elemento sob análise e os elementos das UCs definidas como corretas de cada fase de um TD. Essa lista possuirá  $k$  séries, sendo  $k$  o número total de TDs. É esperado que a média e o desvio padrão da série de correlações entre UCs que estão conectadas a um mesmo TD possua um elevado valor. Por isso, para cada uma das séries é calculado sua média e desvio padrão. Assim, também será conhecido o valor da média e do desvio padrão da série referente a fase do TD que o elemento da UC suspeita foi previamente alocado em TD-UC ALG. Na sequência, é verificado se alguma das demais séries do elemento suspeito possui a média e o desvio padrão maiores que os valores encontrados para a série da fase do TD alocado na hipótese inicial. Em caso afirmativo, essa é considerada a nova relação correta de conexão TD-UC, adicionada à UCTDC. Caso contrário, a hipótese inicial é adotada como sendo o valor correto para a relação TD-UC, tendo a relação presente em UCTDS também determinada como correta.

Por fim, considerando que, até o momento, as UCs polifásicas foram tratadas como elementos de medição independentes, o algoritmo deve verificar se não houve a alocação indevida de elementos de medição de UCs polifásicas, seja para TDs distintos ou conexões a mesma fase de um TD, o que resultaria em uma inconsistência no método. Caso as etapas anteriores tenham levado a atribuições incorretas neste sentido, é necessário ajustar a relação de conexão TD-UC. Para isso, o algoritmo deverá realizar sua última etapa:

- d) Ajuste de UCs polifásicas inconsistentes (UCPF): devem ser identificados os  $d$  TDs aos quais foram atribuídos os elementos das UCs polifásicas inconsistentes. Em seguida, é criada uma nova lista contendo  $p$  séries, onde cada série representa uma combinação possível entre os elementos da UC e os elementos de um dos  $d$  TDs. Para cada UC, todas as permutações possíveis entre seus elementos e os dos TDs são formadas, e para cada combinação, são atribuídos os valores de correlação presentes em  $R_2$  entre cada elemento da UC e do TD correspondente. No total, são geradas múltiplas séries para cada UC, garantindo que todas as possíveis relações de conexão sejam testadas. A série que apresentar a maior média de correlações será adotada como a hipótese de conexão a ser determinada em UCTDC.

Após esta etapa de ajuste dos elementos de medição das UCs polifásicas, o processo de correção da base cadastral é finalizado e o algoritmo é encerrado.

### **3.2 Estudo de Caso na Celesc Distribuição**

A Celesc Distribuição possui uma Infraestrutura de Medição Avançada implementada na cidade de Araranguá, em Santa Catarina. O Projeto de AMI implantado neste município contempla a utilização de medidores inteligentes em mais de 30 mil Unidades Consumidoras, bem como a medição de tensão e corrente de mais de mil transformadores de distribuição pertencentes à distribuidora. Os medidores inteligentes registram os dados de energia, tensão e corrente média com um período de integralização de 5 minutos, o que gera um volume de dados capaz de aprimorar diversos processos da concessionária.

Com o monitoramento tanto dos TDs quanto das UCs, a Celesc é capaz de, por exemplo, realizar o balanço energético de circuitos secundários, sendo uma ferramenta importante para a detecção de perdas comerciais. Entretanto, os resultados serão precisos na medida em que o banco de dados estiver correto no que diz respeito a relação de conexão transformador-consumidor. Sendo assim, a metodologia apresentada neste trabalho será aplicada para corrigir as relações de conexão armazenadas no banco de dados da Celesc.

Foram selecionados para esse estudo de correção de base cadastral quatro circuitos com diferentes características elétricas e de balanço energético. O Quadro 1 apresenta a sumarização das relações de conexão transformador-consumidor para cada TD, conforme registrado no sistema georreferenciado da distribuidora, juntamente com o número de circuitos vizinhos incluídos na análise. No Apêndice A podem ser visualizados os circuitos alvo destacados dos circuitos limítrofes. Cabe ressaltar que em alguns dos circuitos há UCs que não possuem dados de medição disponíveis, seja por ausência de comunicação ou por utilizarem medidores convencionais.

**Quadro 1 – UCs por fase dos TDs analisados, conforme BD da Celesc**

| TD    | UCs por fase |    |    |    |    |    |     | Total | Vizinhos |     |
|-------|--------------|----|----|----|----|----|-----|-------|----------|-----|
|       | A            | B  | C  | AB | AC | BC | ABC |       | TDs      | UCs |
| 6138  | 18           | 29 | 17 | 3  | 1  | 1  | 8   | 77    | 6        | 398 |
| 8032  | 12           | 12 | 11 | 1  | 2  | 1  | 8   | 47    | 5        | 324 |
| 8671  | 1            | 1  | -  | -  | -  | -  | 48  | 50    | 4        | 193 |
| 10117 | 4            | -  | 1  | -  | -  | -  | -   | 5     | 4        | 46  |

Fonte: Elaboração própria (2025).

O circuito 6138 foi selecionado por ser antigo, constituído de rede nua e estar em uma região de fácil inspeção visual, apesar de possuir uma UC que não transmitiu dados no período sob análise. Quanto ao circuito 8671, é majoritariamente formado por UCs dispostas em um condomínio de uso coletivo. Já os circuitos 8032 e 10117 foram selecionados por conta dos valores de perdas obtidos em seu balanço energético. O circuito 8032 apresentou valores negativos para perdas, enquanto o circuito 10117 registrou perdas com valores muito elevados.

### 3.2.1 Inspeção da relação de conexão TD-UC em campo

Para verificar a assertividade do banco de dados e poder mensurar a eficiência da metodologia em estudo, foi realizada uma inspeção em campo nos circuitos analisados neste trabalho para verificar as reais relações de conexão TD-UC. A verificação foi realizada majoritariamente de maneira visual conforme exemplificado na Figura 7, identificando a derivação da rede para cada medidor, tanto para trechos de rede convencional (à esquerda) quanto multiplexada (à direita).

**Figura 7 – Exemplo de inspeção visual para identificação da relação de conexão TD-UC**



Fonte: Elaboração própria (2025).

Também foram inspecionados quadros de medição de edifícios de uso coletivo, onde a conexão das fases foi obtida observando-se visualmente a ordem de conexão da rede com o barramento do quadro, e do barramento com os medidores.

Em algumas medições não foi possível identificar a relação de conexão TD-UC visualmente, principalmente em UCs polifásicas em que todos os cabos possuíam a mesma cor e passavam por tubulações, não sendo possível distinguir a conexão por fase. Para esses casos foram utilizados dois métodos com equipamentos adicionais. O principal deles foi a medição de corrente com amperímetros do tipo alicate. Para isso, foram colocados dois aparelhos simultaneamente: um na derivação do circuito e outro na caixa de medição. Dessa forma, foi possível identificar quais condutores apresentam a mesma corrente, determinando em qual fase da rede o elemento de medição está conectado. Essa situação é exemplificada à esquerda da Figura 8.

Nas unidades consumidoras onde não havia corrente no momento da inspeção para realizar a comparação, foi utilizado o equipamento detector de circuito mostrado à direita da Figura 8: um conjunto composto por um transmissor, que injeta um sinal no circuito ao qual está conectado, e um receptor, responsável por detectar o sinal e, assim, identificar o circuito do transmissor. Com isso, foi possível verificar a

relação TD-UC ao conectar o transmissor em uma fase específica na derivação da rede e utilizar o receptor na caixa de medição para identificar a qual fase o elemento de medição estava associado.

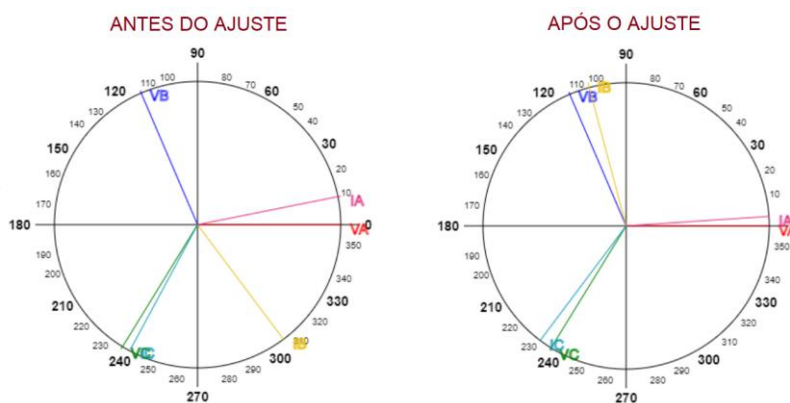
**Figura 8 – Inspeção com medição de corrente (à esquerda) e detector de circuito (à direita)**



Fonte: Elaboração própria (2025).

Durante a inspeção em campo, foi constatado que um dos TCs do medidor de balanço energético do circuito 8032 estava conectado com o sentido linha-carga invertido em relação aos demais, resultando em um registro de valores de consumo significativamente menores, explicando as perdas negativas que despertaram suspeita com relação a esse circuito. A Figura 9 mostra o diagrama fasorial, também chamado de Página Fiscal, do medidor de balanço energético antes da alteração em campo (à esquerda) e após a modificação (à direita).

**Figura 9 – Medição de balanço do TD8032 antes e depois do ajuste do TC da Fase B**



Fonte: Elaboração própria (2025).

Realizando um novo cálculo do balanço energético após o ajuste da medição no transformador, o circuito apresentou valores normais de perdas, o que não demandaria um estudo de ajuste cadastral. Entretanto, o circuito continuou sendo avaliado com o intuito de estudar a metodologia de correção.

O Quadro 2 apresenta o resultado das modificações encontradas na inspeção com relação ao banco de dados da distribuidora, considerando os elementos de medição de maneira independente. É apresentada uma coluna com o percentual de modificação obtido, que compara o número de desvios encontrados com o número de elementos inspecionados conforme o cadastro. Cabe ressaltar que os elementos de UCs polifásicas foram ordenados conforme sua real conexão ao TD, enquanto no banco de dados da Celesc, a ordem das fases é alfabética (ABC para trifásicas e AB, AC ou BC para bifásicas). Por isso, caso a ordem encontrada em campo fosse diferente do padrão cadastrado, a diferença foi registrada como uma troca de fase em relação ao cadastro.

**Quadro 2 – Resultado das modificações do BD encontradas em campo, por elemento**

| <b>TD</b>    | <b>Conformes</b> | <b>Com troca de fase</b> | <b>Ausentes ao TD</b> | <b>Adicionados na Inspeção</b> | <b>Adicionados de TDs vizinhos</b> | <b>Percentual de modificação</b> |
|--------------|------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| <b>6138</b>  | 66               | 27                       | 5                     | 15                             | 2                                  | 74%                              |
| <b>8032</b>  | 37               | 26                       | 4                     | 3                              | 0                                  | 89%                              |
| <b>8671</b>  | 79               | 67                       | 0                     | 8                              | 11                                 | 109%                             |
| <b>10117</b> | 3                | 2                        | 0                     | 0                              | 11                                 | 433%                             |

Fonte: Elaboração própria (2025).

Os altos índices de modificação encontrados confirmam que os valores obtidos para o balanço energético estavam comprometidos por problemas cadastrais e reforçam o valor do trabalho de correção da informação de relação de conexão TD-UC.

### 3.2.2 Implementação e resultados obtidos

Para a implementação da metodologia no problema delimitado, foram extraídos os dados de tensão de todas as UCs e TDs selecionados, considerando um período contínuo de 22 a 24 dias, conforme a disponibilidade dos dados. No total, foram utilizados mais de 6.000 pontos de medição por elemento de medição em todos

os circuitos. O Quadro 3 apresenta o período de extração dos dados para cada circuito, bem como o número de pontos de medição utilizado na implementação do problema.

**Quadro 3 – Dados utilizados na implementação do problema, por circuito**

| TD           | Início dos dados   | Fim dos dados      | Pontos de medição |
|--------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| <b>6138</b>  | 01/10/2024 - 00:05 | 22/10/2024 - 08:30 | 6150              |
| <b>8032</b>  | 01/10/2024 - 00:05 | 24/10/2024 - 14:00 | 6792              |
| <b>8671</b>  | 01/10/2024 - 00:35 | 24/10/2024 - 22:30 | 6888              |
| <b>10117</b> | 01/10/2024 - 00:00 | 24/10/2024 - 23:30 | 6907              |

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tanto o tratamento dos dados quanto a implementação do algoritmo foram realizados utilizando a linguagem *Python*. O tratamento dos dados contemplou:

- a) A consideração de UCs polifásicas como elementos individuais, para que o algoritmo possa ordenar corretamente a conexão de cada fase ao TD a qual a UC está conectada;
- b) A interpolação linear entre pequenas lacunas de dados, seja por ausência de tensão ou falhas de comunicação. A interpolação foi realizada utilizando a função *resample* da biblioteca *pandas* do *Python*, mantendo as séries temporais de tensão com período de 5 minutos durante todo o intervalo de tempo do problema;
- c) O descarte de tensões com valores iguais a zero, que não são esperadas para o modelo de medidor utilizado em Araranguá.

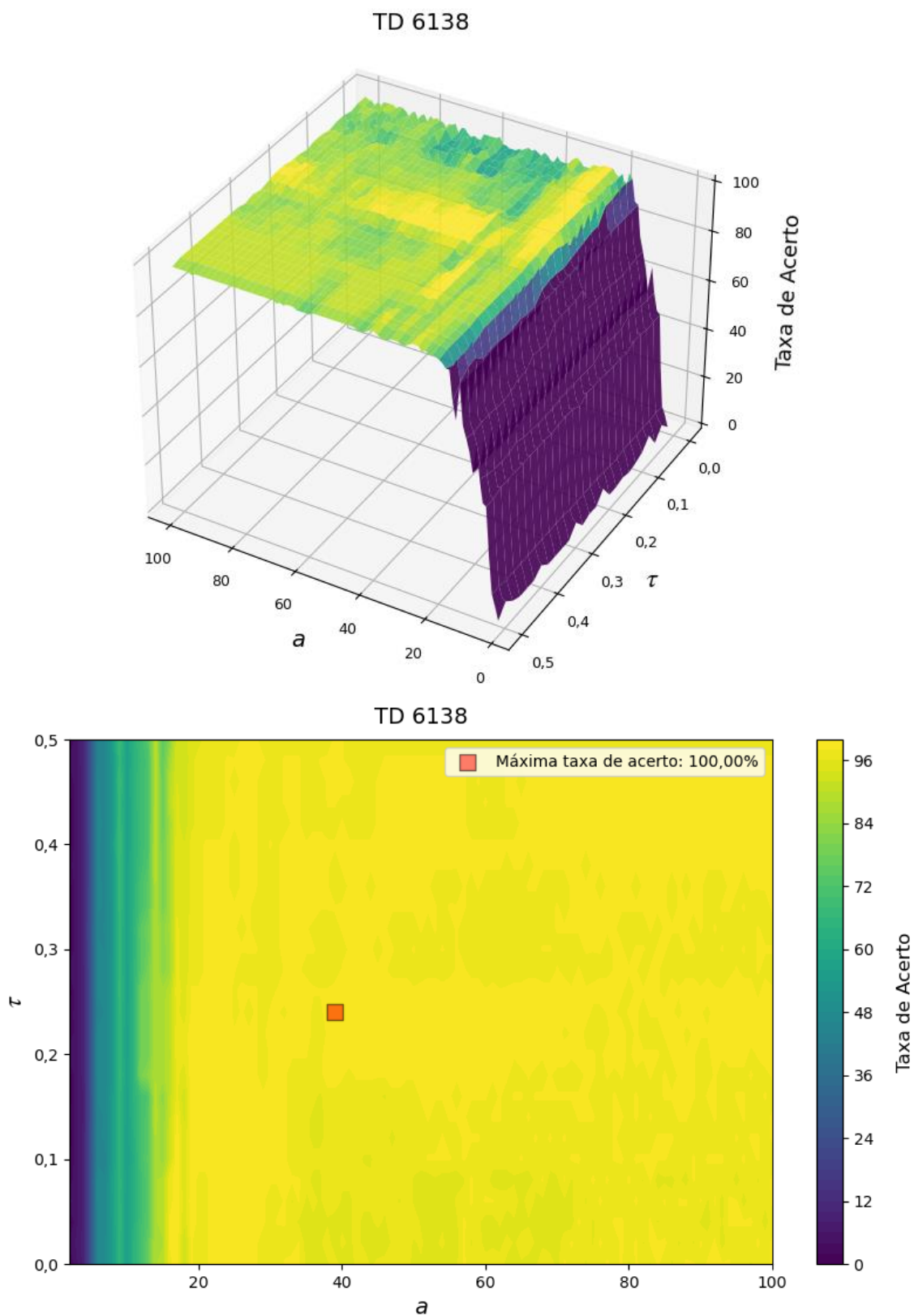
Destaca-se que o algoritmo PCA, aplicado para obtenção da matriz  $U_{pca}$ , foi implementado utilizando a biblioteca *scikit-learn*, uma biblioteca *open source* que possui diversos algoritmos relacionados ao tratamento de dados como: classificação, clusterização, redução de dimensionalidade, entre outros (Scikit-Learn, 2024).

Com os dados de entrada do problema a postos, pode-se então realizar a série de comparações com o objetivo de realizar a correção da base cadastral da relação de conexão TD-UC. Como as relações de conexões TD-UC corretas foram conhecidas através da inspeção em campo, pôde-se avaliar a assertividade do algoritmo utilizando os dados reais.

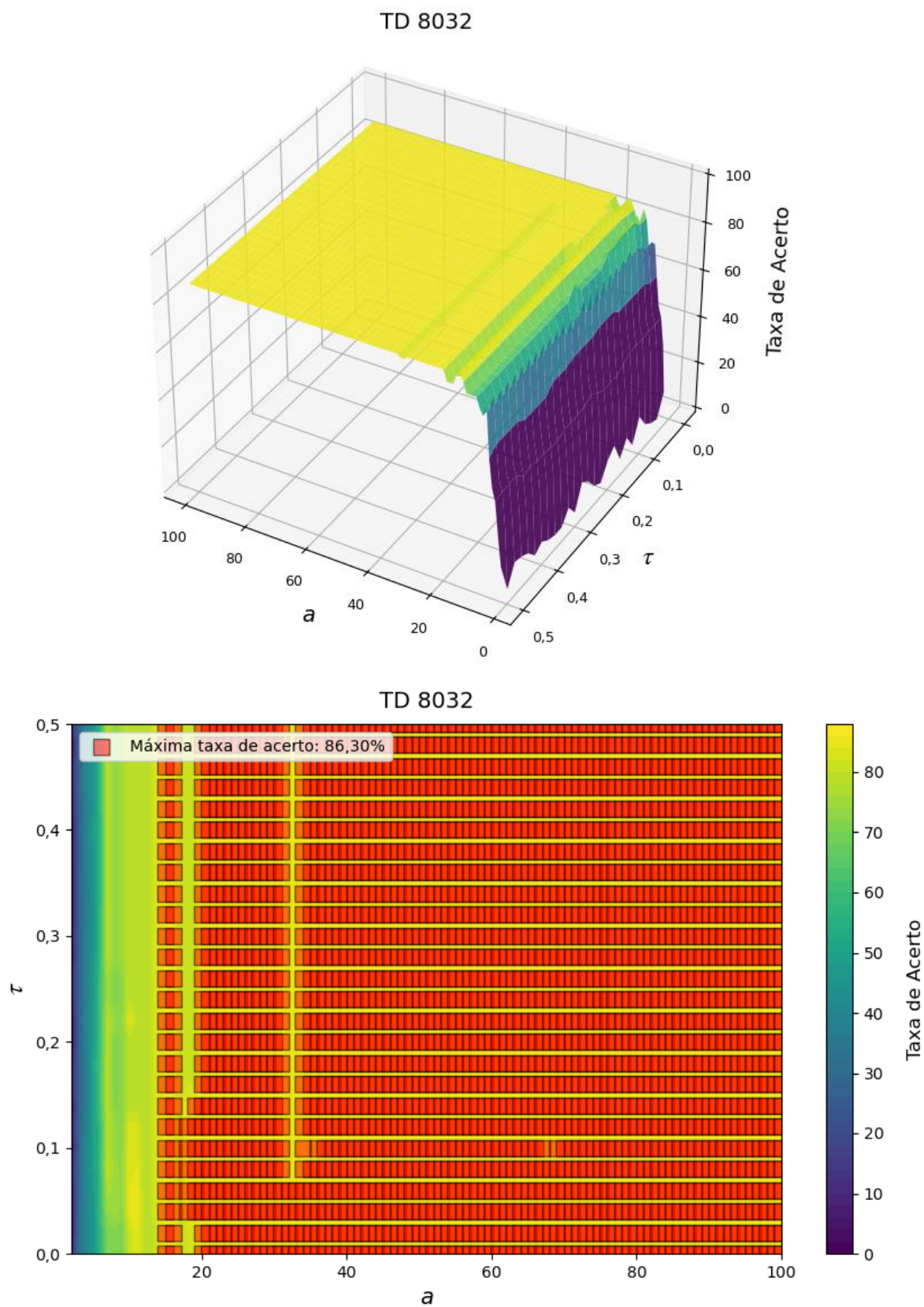
Para avaliar a eficiência do método, foi calculada a Taxa de Acerto, definida como a proporção entre os elementos em comum identificados pelo algoritmo e pela inspeção, em relação ao total de elementos associados ao transformador-alvo, independentemente de terem sido atribuídos pelo algoritmo ou pela inspeção. Os resultados foram calculados considerando cada elemento de medição individualmente, com o objetivo de avaliar a assertividade do algoritmo na capacidade de ordenar corretamente as fases em UCs polifásicas.

O método possui dois parâmetros de entrada: o número de componentes principais ( $a$ ) e o percentual de UCPTD ( $\tau$ ). Para determinar os parâmetros ótimos para cada circuito analisado, o algoritmo foi executado modificando os valores do número de  $a$  e  $\tau$ , obtendo a Taxa de Acerto e monitorando o tempo de execução para cada combinação. Os valores de  $a$  foram variados unitariamente de 2 a 100, com exceção do circuito 10117, que teve o valor máximo de  $a$  como 78 (número total de UCs envolvidas no problema), enquanto os valores de  $\tau$  foram variados de 0 a 50%, com incremento de 2% a cada iteração.

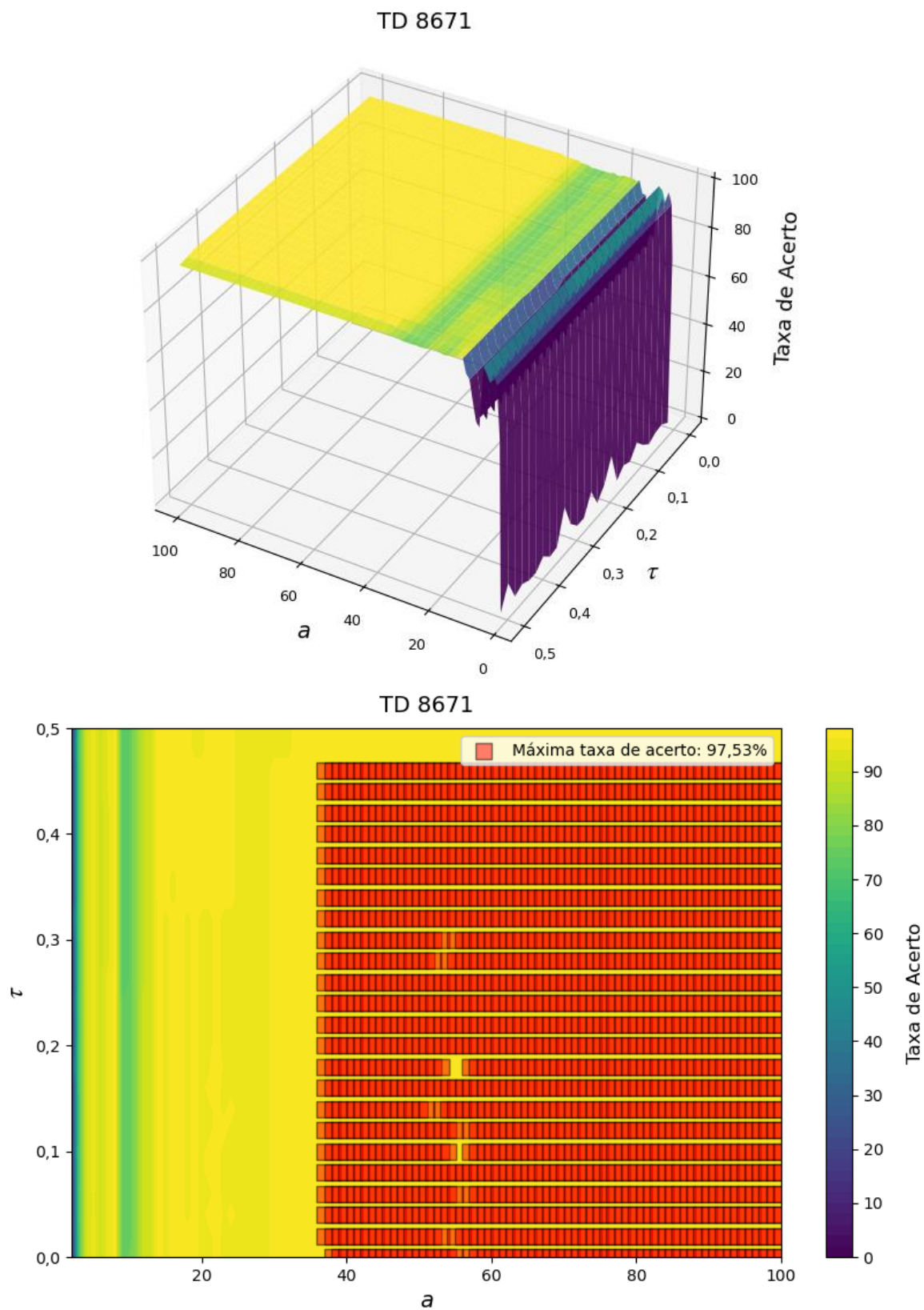
Os resultados da implementação do algoritmo, comparando-o com a inspeção em campo, são apresentados através da Figura 10, Figura 11, Figura 12 e da Figura 13. As Figuras apresentam para cada circuito as Taxas de Acerto do método para as combinações avaliadas de  $a$  e  $\tau$ , destacando em vermelho os pontos de máxima eficiência para cada transformador em estudo.

Figura 10 – TD 6138: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de  $a$  e  $\tau$ 

Fonte: Elaboração própria (2025).

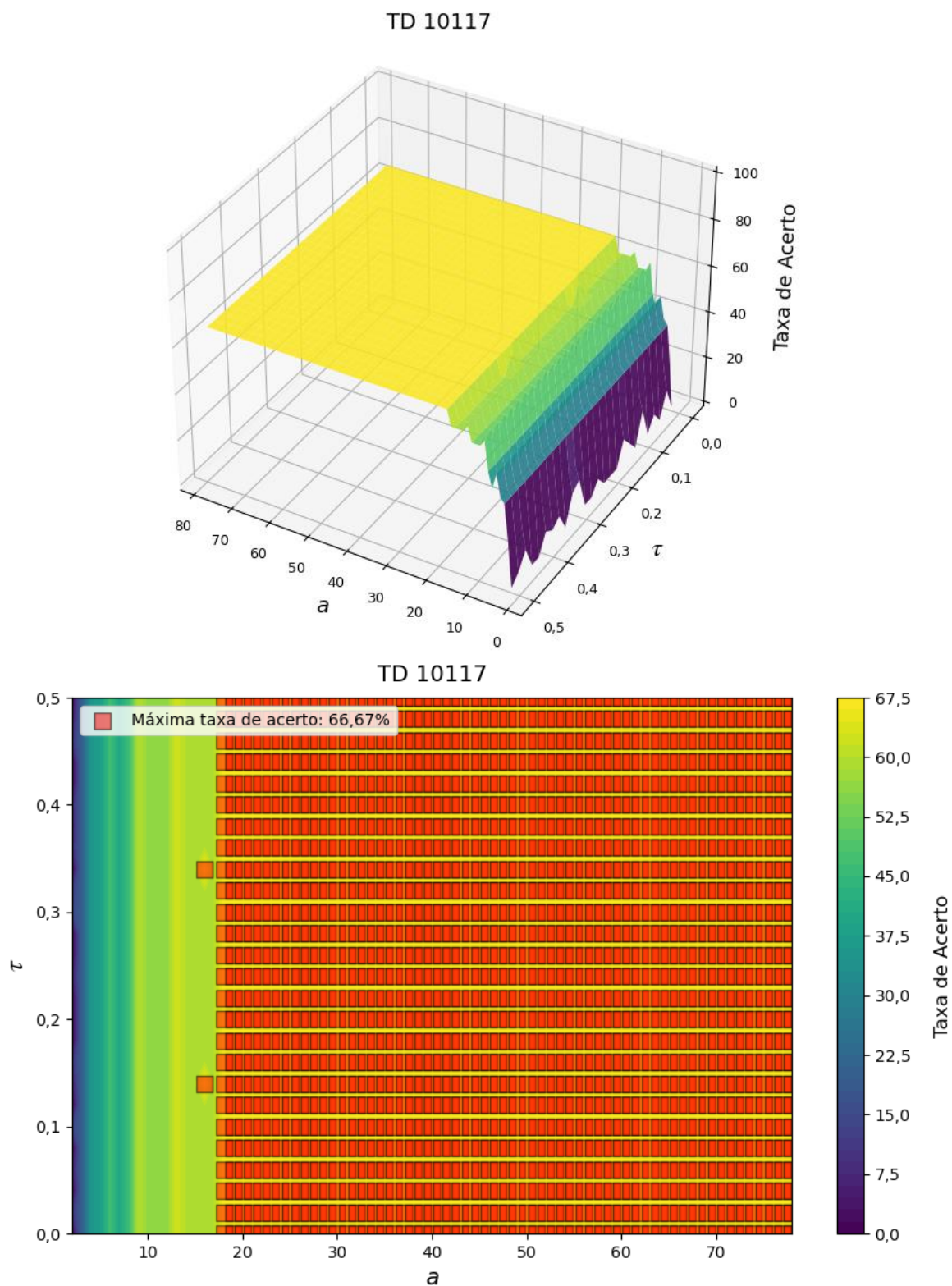
Figura 11 – TD 8032: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de  $a$  e  $\tau$ 

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 12 – TD 8671: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de  $a$  e  $\tau$ 

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 13 – TD 10117: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de  $a$  e  $\tau$



Fonte: Elaboração própria (2025).

Para analisar as propostas de correções realizadas pelo método, os resultados da comparação do algoritmo com a inspeção em campo para um dos

pontos de máxima Taxa de Acerto, visto que foram obtidos vários pontos equivalentes para quase todos os circuitos, são apresentados através do Quadro 4.

**Quadro 4 – Resultado do algoritmo (ponto ótimo), por elementos, comparado com a inspeção**

| TD           | Iguais entre algoritmo e inspeção | Inspecionados, mas não atribuídos pelo algoritmo | Atribuídos pelo algoritmo, mas não inspecionados | Taxa de acerto | Inspecionados, mas sem dados para compor o problema |
|--------------|-----------------------------------|--|--|----------------|---|
| <b>6138</b>  | 109                               | -  | -  | 100,00%        | 1   |
| <b>8032</b>  | 63                                | -  | 10   | 86,30%         | 3   |
| <b>8671</b>  | 158                               | 3  | 1  | 97,53%         | 4   |
| <b>10117</b> | 10                                | 5  | -  | 66,67%         | 1   |
| <b>TOTAL</b> | <b>340</b>                        | <b>8</b>   | <b>12</b>  | <b>94,71%</b>  | <b>9</b>  |

Fonte: Elaboração própria (2025).

Com exceção do circuito 10117, foi constatada uma elevada Taxa de Acerto do método, principalmente para os circuitos 6138 e 8671, que obtiveram valores superiores a 97%. O Quadro 5 demonstra o impacto da aplicação do método, comparando a assertividade do banco de dados com a taxa de acerto do algoritmo, tanto considerando a ordenação de fases, como levando em conta apenas a atribuição correta da UC ao TD a qual ela está conectada. A melhora do banco de dados foi expressiva para todos os casos considerando a ordenação das fases, e só não ocorreu para o TD 8032 desconsiderando a ordenação das fases, devido ao acréscimo indevido de elementos de outro TD.

**Quadro 5 – Comparação da Taxa de Acerto do Banco de Dados com relação ao Algoritmo**

| TD           | Taxa de Acerto Banco de Dados | Taxa de Acerto Algoritmo | Taxa de Acerto Banco de Dados (desconsiderando fase) | Taxa de Acerto Algoritmo (desconsiderando fase) |
|--------------|-------------------------------|--------------------------|--|---|
| <b>6138</b>  | 57,39%                        | 100,00%                  | 80,87%   | 100,00%   |
| <b>8032</b>  | 52,86%                        | 86,30%                   | 90,00%   | 86,30%  |
| <b>8671</b>  | 47,88%                        | 97,53%                   | 88,48%   | 97,53%  |
| <b>10117</b> | 18,75%                        | 66,67%                   | 31,25%   | 93,33%  |
| <b>Total</b> | <b>50,55%</b>                 | <b>94,71%</b>            | <b>83,88%</b>  | <b>95,82%</b>                                   |

Fonte: Elaboração própria (2025).

O Quadro 6 complementa os dados da inspeção apresentados no Quadro 2, incorporando, entre parênteses, o número de elementos em que são propostas

alterações de cadastro pelo algoritmo. Dessa forma, é possível comparar as propostas do algoritmo com relação ao banco de dados e relacioná-las ao que foi encontrado em campo. Essas alterações incluem a alocação de elementos no transformador, sua remoção ou a troca de fase. Cabe ressaltar que, para apresentação do Quadro 6, os elementos sem dados de medição foram determinados como tendo o mesmo resultado da inspeção, para facilitar a análise.

**Quadro 6 – Propostas de modificação do cadastro pela inspeção (e pelo algoritmo)**

| TD           | Conformes | Com troca de fase | Excluídos do TD | Adicionados na Inspeção (pelo algoritmo) | Adicionados de TDs vizinhos | Percentual de modificação |
|--------------|-----------|-------------------|-----------------|--|-----------------------------|---------------------------|
| <b>6138</b>  | 66 (66)   | 27 (27)           | 5 (5)           | 15 (15)                                  | 2 (2)                       | 74% (74%)                 |
| <b>8032</b>  | 37 (37)   | 26 (26)           | 4 (4)           | 3 (3)                                    | 0 (10)                      | 89% (116%)                |
| <b>8671</b>  | 79 (76)   | 67 (67)           | 0 (3)           | 8 (8)                                    | 11 (12)                     | 109% (118%)               |
| <b>10117</b> | 3 (3)     | 2 (1)             | 0 (1)           | 0 (0)                                    | 11 (10)                     | 433% (400%)               |

Fonte: Elaboração própria (2025).

Observou-se que o algoritmo apresentou 100% de acerto nos elementos de medição que permaneceram inalterados em relação ao cadastro original no banco de dados (UCTDC em C1), assim como para os elementos de medição que foram mantidos no transformador-alvo, mas realocados para uma fase diferente daquela registrada no sistema legado da Celesc.

Analisando os resultados para cada circuito, podemos verificar que o transformador 6138 apresentou 100% de Taxa de Acerto para um ponto isolado (ponto ótimo). No entanto, observando a Figura 10, vemos que há diversos pontos com taxas superiores a 99%, indicando apenas um desvio com relação a inspeção de campo.

Para o circuito 8032, a adição de elementos inicialmente associados a outros TDs mostrou-se incorreta para todos os casos. Os 10 erros obtidos possuem a mesma característica: todos migraram de um mesmo TD vizinho para a fase B do TD 8032, indicando algum problema com os dados desse grupo, o que demanda uma investigação mais detalhada.

No circuito 8671, 3 elementos de uma UC trifásica foram excluídos do TD alvo de maneira indevida, mas compensados pela adição correta de 11 elementos constatados em campo. Ainda, mais um elemento foi adicionado indevidamente ao circuito pelo algoritmo.

Para o circuito 10117, o principal erro encontrado foi quanto a adição de elementos de TDs vizinhos. Entretanto, os elementos foram adicionados corretamente ao TD 10117, mas associados a uma fase incorreta, e por isso foram considerados como erros nas análises presentes no Quadro 4 e Quadro 5. Cabe ressaltar que esse foi o problema composto pelo menor número de UCs e que o cadastro do TD alvo apresentava um elevado número de erros quando confrontado com a inspeção em campo. Como o algoritmo utiliza o cadastro como ponto de partida para aplicar correções, fazer uso de uma base de dados imprecisa e com um número reduzido de UCs para realizar as comparações, reduziu a assertividade do método.

### 3.2.2.1 Análise da escolha dos parâmetros de entrada

Os pontos de máxima Taxa de Acerto obtidos podem ser analisados para determinar como pode ser realizada a escolha dos parâmetros de entrada do algoritmo para outros problemas, buscando uma implementação genérica, visto que não se terá acesso as reais relações de conexão TD-UC.

O Quadro 7 apresenta a faixa de número de componentes principais que apresentaram os melhores resultados para cada circuito. Para o TD 6138, foi considerado também a faixa com Taxa de Acerto de 99,09%. Percebe-se que o aumento indefinido de  $a$  não significa, necessariamente, um aumento na Taxa de Acerto. Além disso, o número de elementos envolvido no problema não é proporcional ao valor ótimo para  $a$ , visto que os valores de 37 a 71 apareceram como valor ideal para todos os circuitos, mesmo de tamanhos diferentes.

**Quadro 7 – Faixa de componentes principais com resultado ótimo, por circuito**

| TD    | Elementos do problema | $a$ ótimo (mínimo) | $a$ ótimo (máximo) |
|-------|-----------------------|--------------------|--------------------|
| 6138  | 632                   | 31                 | 71                 |
| 8032  | 459                   | 18                 | 100                |
| 8671  | 455                   | 37                 | 100                |
| 10117 | 78                    | 18                 | 78                 |

Fonte: Elaboração própria (2025).

Para identificar a relação da escolha do valor de  $\tau$  com o desbalanço de tensão, foi calculado o valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD%) conforme o PRODIST – Módulo 8 (ANEEL, 2021b), apresentado na Equação 11:

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (11)$$

Nesse caso,  $\beta$  é calculado conforme a Equação 12:

$$\beta = 100 \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (12)$$

em que  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$  são os módulos das tensões eficazes de linha dos transformadores de cada circuito, obtidas através do medidor de balanço energético.

O Quadro 8 apresenta o FD% e a faixa de valores ótimos para  $\tau$  para cada circuito.

**Quadro 8 – Faixa de  $\tau$  com resultado ótimo, por circuito**

| <b>TD</b>    | <b>FD%</b> | <b>a ótimo (mínimo)</b> | <b>a ótimo (máximo)</b> |
|--------------|------------|-------------------------|-------------------------|
| <b>6138</b>  | 0,438%     | 22%                     | 48%                     |
| <b>8032</b>  | 0,698%     | 8%                      | 50%                     |
| <b>8671</b>  | 0,435%     | 0%                      | 46%                     |
| <b>10117</b> | 0,319%     | 0%                      | 50%                     |

Fonte: Elaboração própria (2025).

Ainda que para os TDs 6138 e 8032 a faixa de  $\tau$  apresentada não seja contínua, percebe-se que os circuitos de menor desbalanço apresentaram  $\tau$  ótimo a partir de 0%, enquanto os circuitos com um maior desbalanço necessitam considerar um valor de  $\tau$  maior do que zero para que resultados melhores sejam obtidos. Entretanto, os valores de 22% a 46% estiveram presentes nos pontos ótimos em todos os circuitos, indicando que considerar um percentual médio para UCPTD, como 30%, pode ser uma boa estratégia.

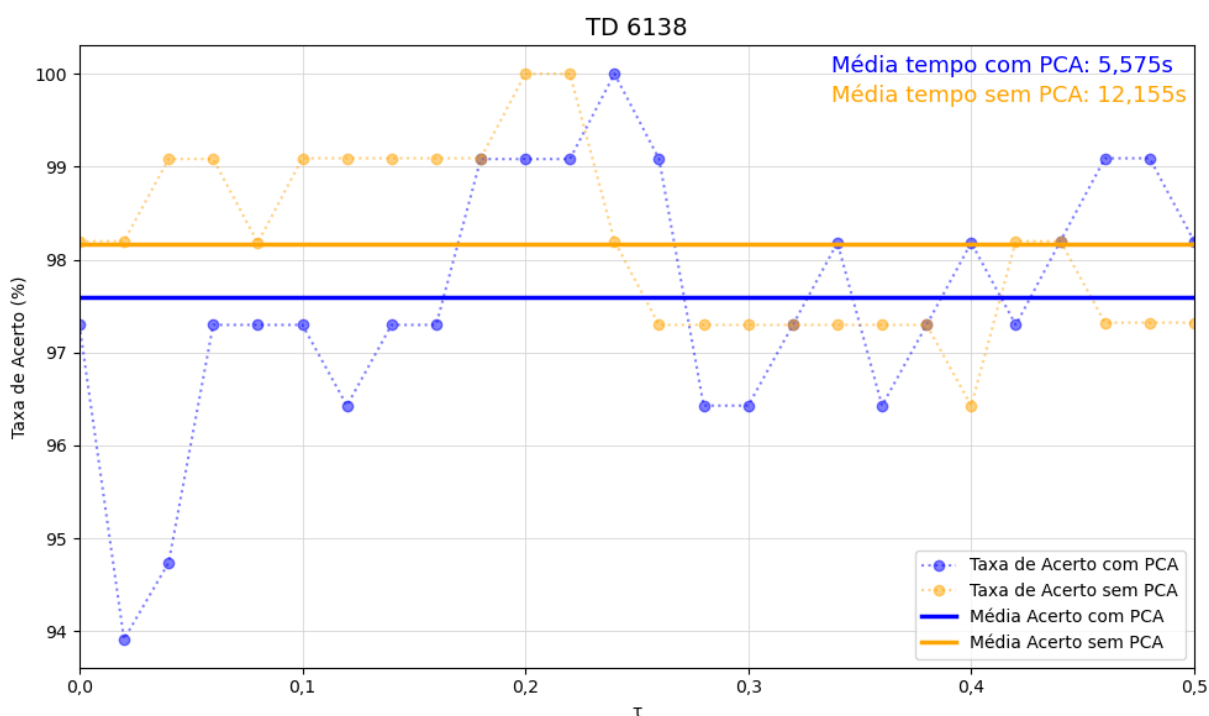
### 3.2.2.2 Influência da utilização do PCA e do volume de dados na implementação

A matriz de correlação  $R$  utilizada para realizar as etapas de comparação do algoritmo que resultam nas relações de conexão TD-UC corrigidas é calculada com base na matriz  $U_{pca}$ , obtida utilizando a análise de componentes principais (PCA). Foi realizada uma análise do impacto do pré-processamento da matriz de tensão  $U$  pelo algoritmo PCA, implementando a metodologia calculando a matriz de correlação  $R$

diretamente com os valores da matriz  $U$  e comparando com o resultado anteriormente apresentado.

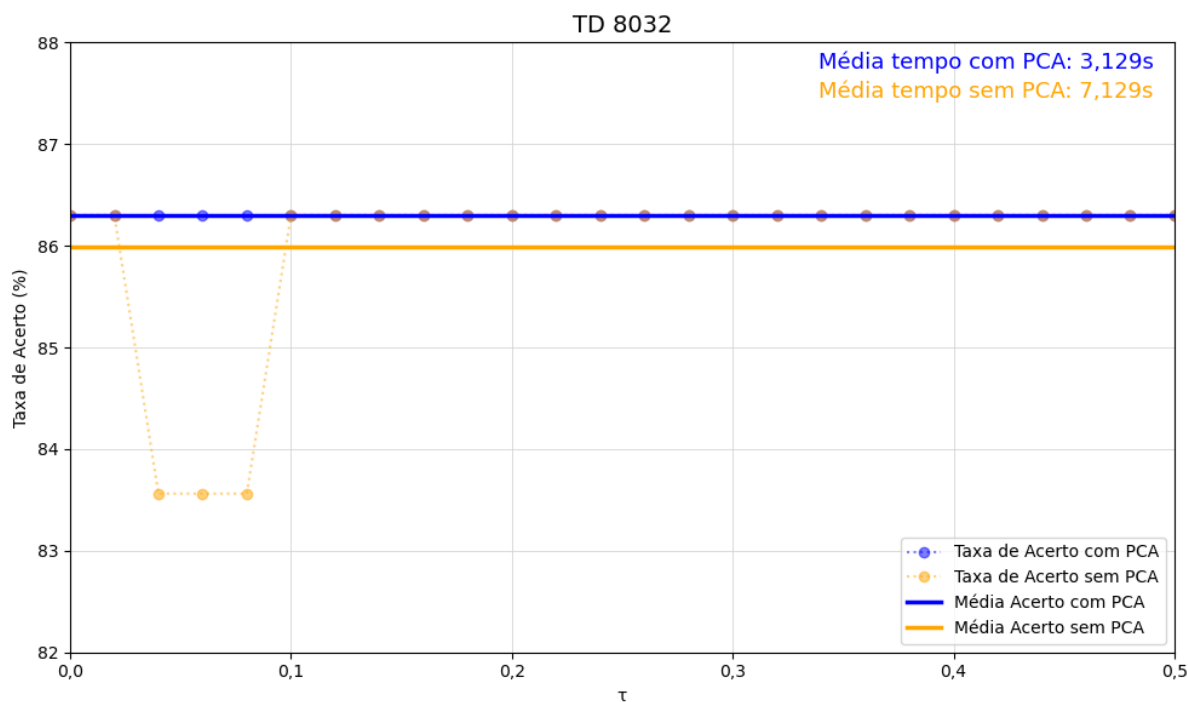
Para obter os valores de Taxa de Acerto utilizando o algoritmo PCA na metodologia, o número de componentes principais foi fixado com um dos valores que apresentaram resultado ótimo para cada circuito, e foi variado o valor de  $\tau$  de 0 a 50%, com incrementos de 2% entre as simulações, medindo o tempo de execução para cada simulação. A implementação variando  $\tau$  de 0 a 50% também foi realizada sem a aplicação do algoritmo PCA no problema, calculando a correlação diretamente com os valores de tensão extraídos dos medidores. Todas as simulações foram executadas em ambiente computacional local, em computador equipado com processador *Intel Core i7-5500U*, 2,40 GHz, 2 núcleos e 4 processadores lógicos, 8 GB de memória RAM DDR3, sob sistema operacional *Microsoft Windows 10 Home*. Os resultados dessas comparações são apresentados nas Figura 14, Figura 15, Figura 16 e Figura 17.

**Figura 14 – TD 6138: Implementação com e sem a utilização do algoritmo PCA**



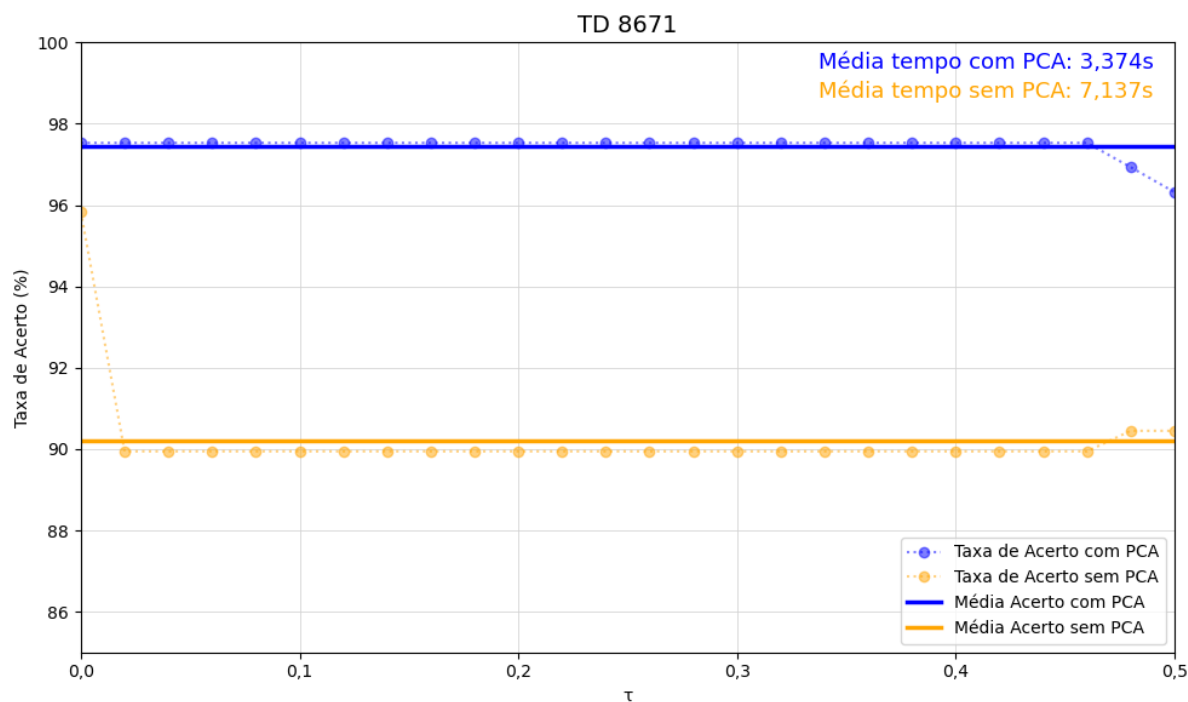
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 15 – TD 8032: Implementação com e sem a utilização do algoritmo PCA



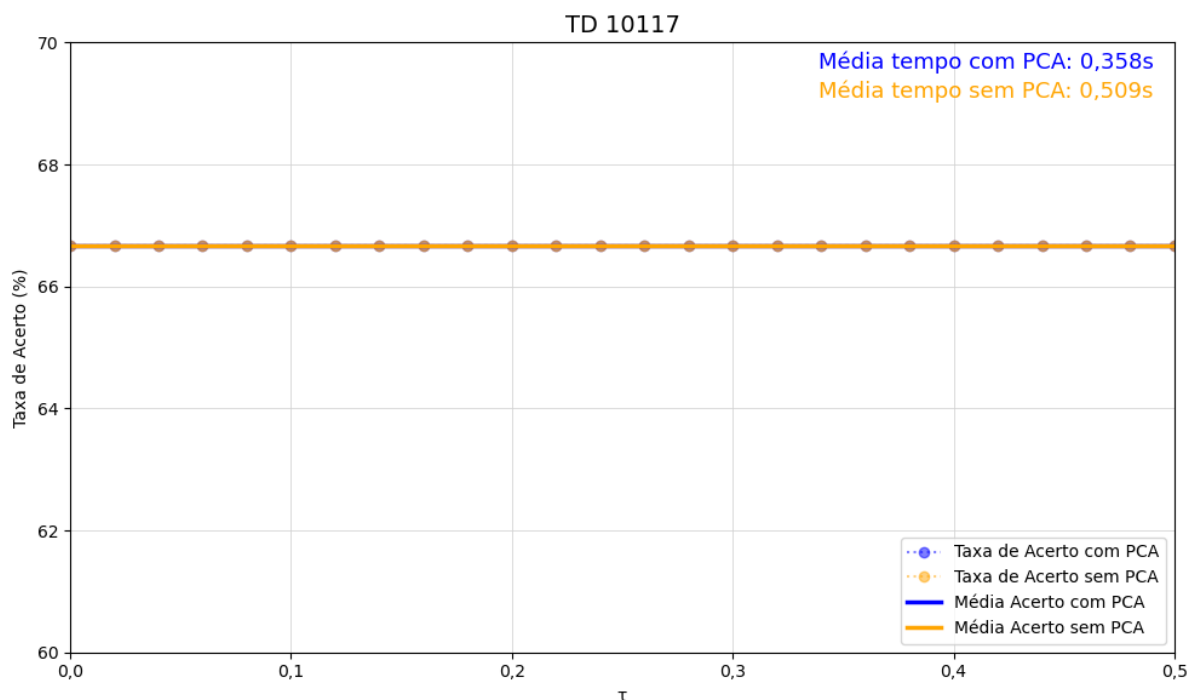
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 16 – TD 8671: Implementação com e sem a utilização do algoritmo PCA



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 17 – TD 10117: Implementação com e sem a utilização do algoritmo PCA**



Fonte: Elaboração própria (2025).

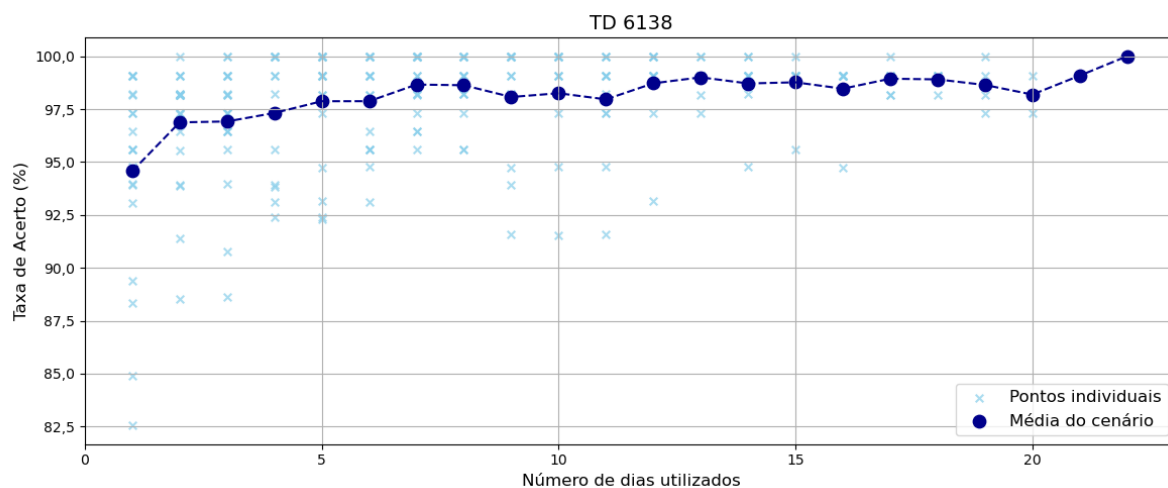
Com relação a Taxa de Acerto, pode-se verificar que apenas o circuito 6138 apresentou uma média de resultados melhores utilizando diretamente os valores de tensão para calcular as correlações entre os sinais. Os circuitos 8032 e 8671 apresentaram uma média de resultados melhores quando aplicado o pré-processamento de dados utilizando o algoritmo PCA, enquanto o circuito 10117 apresentou os mesmos resultados para ambas implementações.

Além disso, pode-se observar que a redução da dimensionalidade trazida pela aplicação do algoritmo PCA faz com o tempo de implementação seja menor, devido ao cálculo das correlações com um volume alto de dados de tensão ter um desempenho menor do que de dados pré-processados. Ainda que o tempo de implementação seja baixo de maneira geral, isso pode ser relevante a depender do volume de dados envolvido no problema.

Com o intuito de verificar a relação entre a quantidade de dados utilizados e a Taxa de Acerto obtida, a metodologia foi implementada aplicando os parâmetros ótimos de entrada ( $\tau$  e  $a$ ), obtidos com base no total de dias disponíveis, a todos os subconjuntos possíveis de dias consecutivos, variando de um dia até a totalidade do período disponível conforme o Quadro 3. Para cada quantidade de dias, foram

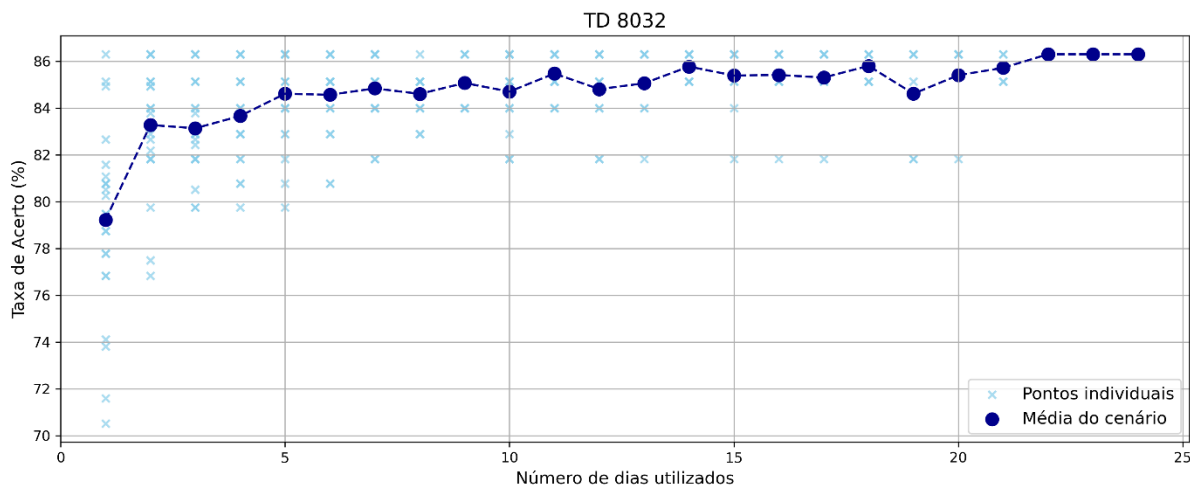
consideradas todas as janelas contínuas possíveis, como, por exemplo, N janelas de 1 dia, N – 1 janelas de 2 dias, e assim sucessivamente, até a janela única contendo todos os dias disponíveis. Os resultados dessa implementação são apresentados nas Figura 18, Figura 19, Figura 20 e Figura 21.

**Figura 18 – TD 6138: Taxa de Acerto de acordo com o número de dias utilizados**



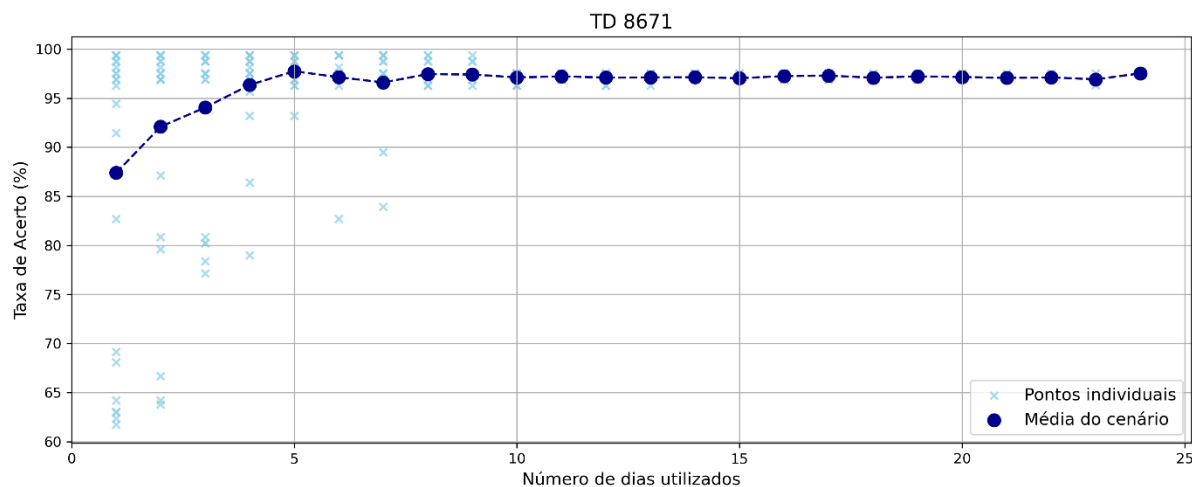
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 19 – TD 8032: Taxa de Acerto de acordo com o número de dias utilizados**



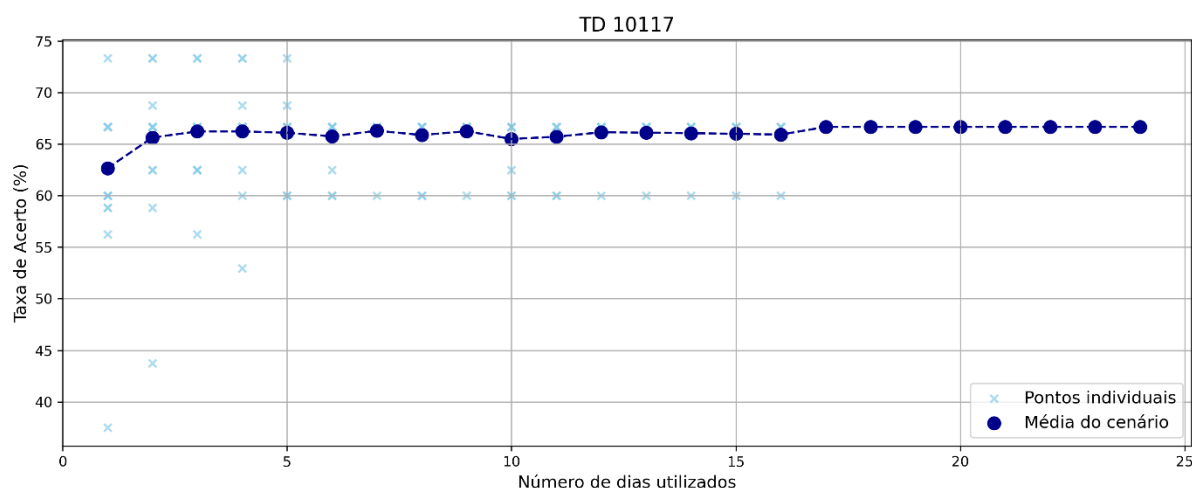
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 20 – TD 8671: Taxa de Acerto de acordo com o número de dias utilizados**



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 21 – TD 10117: Taxa de Acerto de acordo com o número de dias utilizados**



Fonte: Elaboração própria (2025).

É possível verificar que, considerando a média dos resultados obtidos para cada subconjunto de dias contínuos disponíveis, a Taxa de Acerto é proporcional ao número de dias utilizados e, portanto, proporcional ao número de dados utilizados na implementação do problema. Isso reforça a utilização do algoritmo PCA para redução de dimensionalidade do problema, obtendo uma resolução de maneira mais rápida.

Cabe ressaltar que, para todos os circuitos, foram obtidos subconjuntos de dias contínuos com um resultado de Taxa de Acerto maior ou igual do que quando utilizado todos os dados disponíveis. Isso pode ser explicado porque, ao utilizar um

conjunto de dados menor em que tenha acontecido um evento expressivo na rede (entrada de uma carga pesada ou queda no fornecimento de energia, por exemplo), a distinção entre os dados de tensão passa a ser mais evidente, obtendo melhores resultados quando comparadas as correlações dos sinais.

Entretanto, todos os circuitos também apresentaram resultados piores quando utilizados menos dias do que disponíveis, sendo dependente de qual subconjunto foi utilizado para obter resultados melhores. Por isso, pode-se concluir que a utilização de conjunto de dados maior apresenta resultados melhores de forma mais robusta.

### 3.2.2.3 Correlação entre UCs conectadas a uma mesma fase e impacto no algoritmo

A correção dos dados cadastrais relacionados a relação de conexão TD-UC realizada pela metodologia apresentada neste trabalho baseia-se primordialmente na correlação entre os sinais de tensão. Conforme apresentado em 3.1.3, duas afirmações são base para as comparações realizadas pelo método:

- a) Para UCs próximas ao transformador de distribuição, a correlação entre o sinal de tensão da UC e do TD a qual ela está conectada é a maior dentre todos os TDs;
- b) A média e o desvio padrão da série de correlações entre UCs que estão conectadas a um mesmo TD é maior do que entre UCs que estão em diferentes TDs.

Ambas as afirmações são demonstradas por Zhou *et al.* (2022), e foram utilizadas na implementação do algoritmo e na obtenção dos resultados apresentados até aqui. Entretanto, as afirmações dizem respeito a UCs e TDs, sem levar em conta a fase a qual cada elemento de medição está conectada.

A adaptação do algoritmo realizada neste trabalho trata, em um primeiro momento, os elementos de medição das UCs e dos TDs de maneira independente, inclusive na implementação das etapas C2 e C3, as quais fazem uso das afirmações a) e b), respectivamente. Observando os resultados obtidos pelo algoritmo e confrontando-os com as relações de conexão TD-UC verificadas em campo, conclui-se que a afirmação b), que determinou a lógica implementada em C3, não deve ser

aplicada na adaptação da metodologia implementada, que busca, além de determinar a qual TD uma UC está conectada, a fase do transformador a qual cada elemento de medição de uma UC está associada.

Para exemplificar a diferença entre a afirmação b) e os resultados obtidos com os dados reais, será tomado como exemplo a UC 5560. Foi verificado que essa UC está conectada à fase B do TD 6784, circuito vizinho ao TD 8032, analisado por este trabalho. Aplicando-se a metodologia proposta até então, o algoritmo atribuiu incorretamente a UC 5560 a fase B do TD 8032, sendo uma das 10 UCs atribuídas erroneamente ao circuito 8032 conforme apresentado no Quadro 4. O Quadro 9 mostra a correlação entre a tensão da UC 5560 e as fases dos TDs 6784 e 8032.

**Quadro 9 – Correlação entre UC 5560 e TDs analisados**

| TD                   | Correlação ( $\rho$ ) |
|----------------------|-----------------------|
| <b>6784 – Fase A</b> | 0,2640                |
| <b>6784 – Fase B</b> | 0,4165                |
| <b>6784 – Fase C</b> | 0,1197                |
| <b>8032 – Fase A</b> | 0,1229                |
| <b>8032 – Fase B</b> | <u>0,4742</u>         |
| <b>8032 – Fase C</b> | 0,1028                |

Fonte: Elaboração própria (2025).

No banco de dados da distribuidora, a UC 5560 constava como conectada à fase B do TD 6784. Portanto, como a correlação obtida foi maior com a fase B do TD 8032, o elemento de medição da UC 5560 foi marcado como suspeito em C1, compondo UCTDS nesta etapa do algoritmo. Em C2, como a tensão média da UC 5560 está entre as menores que estavam determinadas como conectadas a fase B do TD 6784, ela não fez parte do conjunto de UCPTD e, portanto, permaneceu em UCTDS.

Já em C3, foram analisadas as séries das correlações entre as tensões da UC 5560 e dos elementos de medição já presentes em UCTDC nesta etapa do algoritmo, para todas as fases do TD 6784 e do TD 8032. Os resultados são apresentados no Quadro 10.

**Quadro 10 – Correlação entre UC 5560 e conjunto de UCs em UCTDC dos TDs analisados**

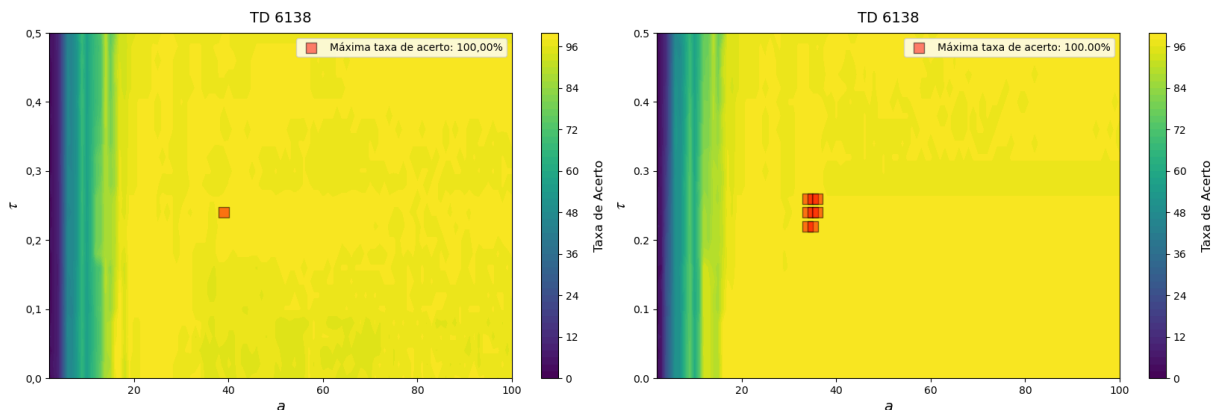
| UCs em UCTDC         | Média das Correlações ( $\rho$ ) | Desvio Padrão ( $\sigma$ ) |
|----------------------|----------------------------------|----------------------------|
| <b>6784</b>          | 0,2536                           | 0,1285                     |
| <b>6784 – Fase A</b> | 0,3043                           | 0,0499                     |
| <b>6784 – Fase B</b> | <u>0,3959</u>                    | 0,0617                     |
| <b>6784 – Fase C</b> | 0,1376                           | 0,0461                     |
| <b>8032</b>          | 0,0249                           | 0,1660                     |
| <b>8032 – Fase A</b> | -0,0397                          | 0,0699                     |
| <b>8032 – Fase B</b> | 0,2419                           | <u>0,1537</u>              |
| <b>8032 – Fase C</b> | -0,0666                          | 0,0684                     |

Fonte: Elaboração própria (2025).

De acordo com as regras inicialmente implementadas, não foram obtidos conjuntos em que a média e o desvio padrão fossem maior que do TD 8032, nem olhando isoladamente para cada fase, nem observando o TD como um todo. Portanto, o algoritmo determinou que a correta relação de conexão TD-UC, para esse caso, seria a fase B do TD 8032, o que se mostrou incorreto quando verificado em campo. Porém, percebe-se pelo Quadro 10 que a média da série de correlações entre a UC 5560 e as UCs em UCTDC relacionadas a fase B do TD 6784 é a maior dentre todas as séries. Caso esse fosse o critério em C3, essa UC não teria sido determinada de maneira incorreta como sendo associada a fase B do TD 8032.

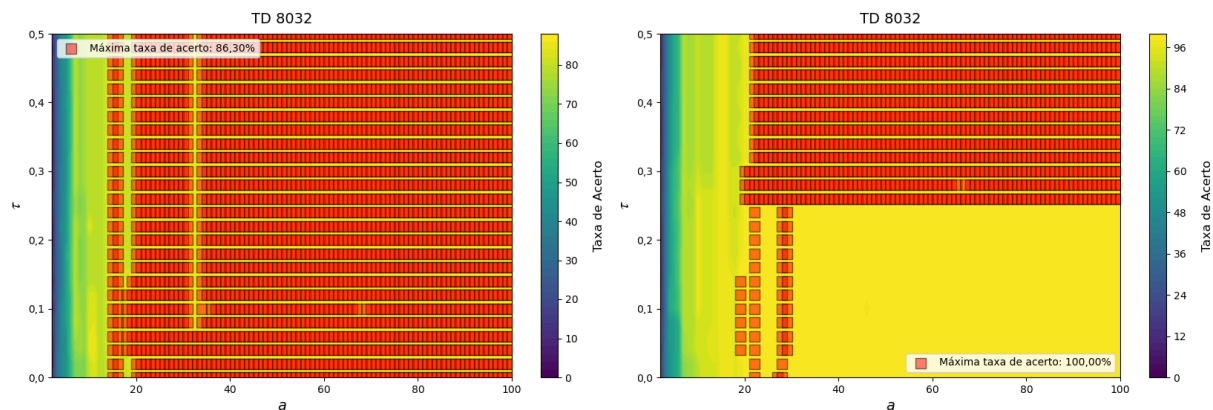
Sendo assim, o algoritmo foi modificado em C3 para passar a considerar apenas a média da série de correlações entre a UC em UCTDS e as UCs em UCTDC como critério de correção cadastral, deixando de utilizar o desvio padrão como parâmetro relevante na metodologia. São apresentadas na Figura 22, Figura 23, Figura 24 e Figura 25, as diferenças entre os resultados do algoritmo considerando o desvio padrão (à esquerda) e considerando apenas a média das correlações (à direita) em C3 para cada circuito analisado neste trabalho.

**Figura 22 – TD 6138: Resultados com e sem considerar o desvio padrão em C3**



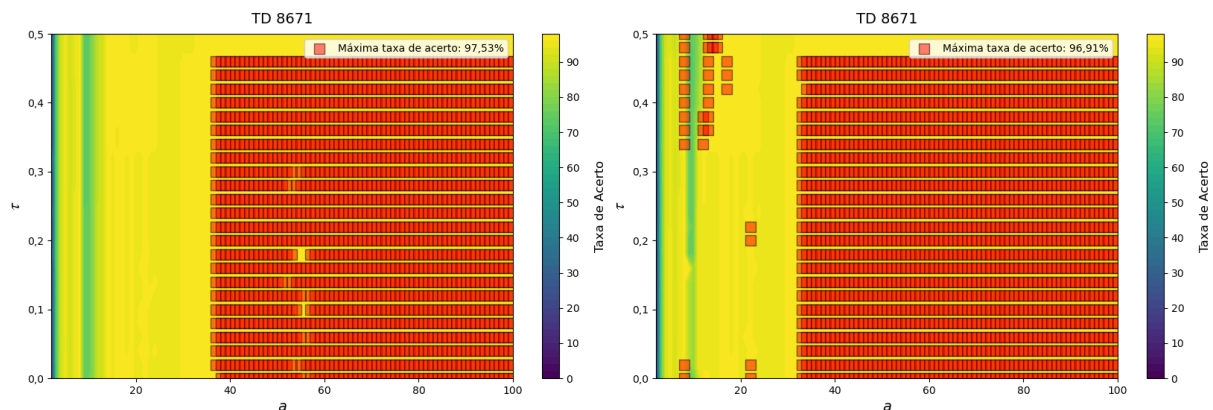
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 23 – TD 8032: Resultados com e sem considerar o desvio padrão em C3**



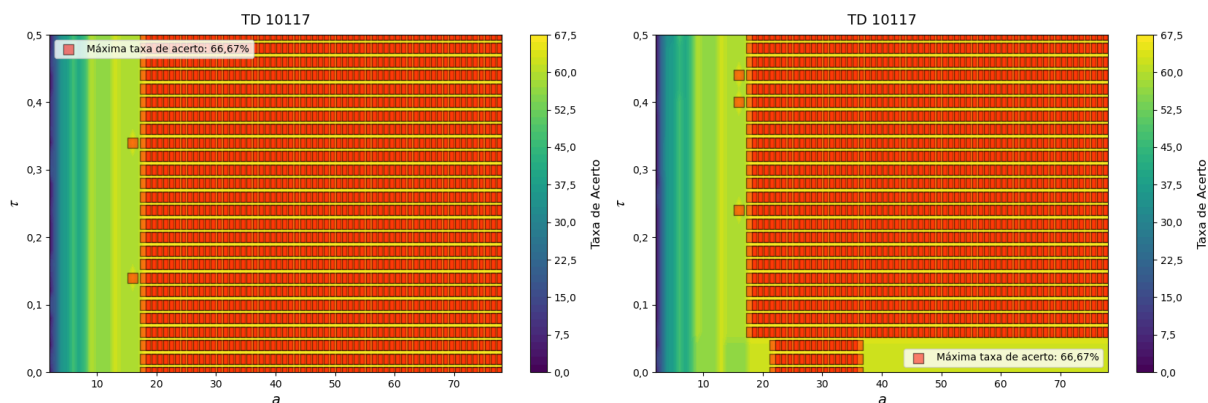
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 24 – TD 8671: Resultados com e sem considerar o desvio padrão em C3**



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 25 – TD 10117: Resultados com e sem considerar o desvio padrão em C3**



Fonte: Elaboração própria (2025).

É possível verificar que há impacto positivo para o circuito 6138, aumentando a região com a máxima taxa de acerto possível, bem como para o circuito 8032, que após a alteração em C3, também passa a ter a sua base plenamente corrigida pelo algoritmo. Quanto ao circuito 10117, não há alteração significativa no resultado apresentado.

O único circuito que apresentou um pequeno decréscimo na taxa de acerto foi o TD 8671, em que uma UC que estava corretamente associada ao transformador em estudo na metodologia que considera o desvio padrão em C3 deixou de ser atribuída corretamente ao TD 8671, resultando em um decréscimo de 0,62% na taxa de acerto.

A UC que teve seu resultado alterado pelo algoritmo modificado é denominada de UC 4889. A sua relação de conexão TD-UC, de acordo com o banco de dados da distribuidora, era associada a fase A do TD 6760. Em C1, a máxima correlação com a fase A do TD 8671 (que seria o correto de acordo com a inspeção) coloca o elemento de medição em UCTDS. Em C2, a UC permanece em UCTDS por possuir um baixo valor médio de tensão e, portanto, não fazer parte de UCPTD. Já em C3, a relação de conexão TD-UC é determinada incorretamente como sendo a da fase A do TD 6760. O Quadro 11 apresenta as correlações para esse caso.

Quadro 11 – Correlação entre UC 4889 e conjunto de UCs em UCTDC dos TDs analisados

| UCs em UCTDC         | Média das Correlações ( $\rho$ ) | Desvio Padrão ( $\sigma$ ) |
|----------------------|----------------------------------|----------------------------|
| <b>6760</b>          | 0,0776                           | 0,2386                     |
| <b>6760 – Fase A</b> | 0,1778                           | 0,0455                     |
| <b>6760 – Fase B</b> | <u>0,4062</u>                    | 0,0382                     |
| <b>6760 – Fase C</b> | -0,1519                          | <u>0,0848</u>              |
| <b>8671</b>          | 0,0775                           | 0,1506                     |
| <b>8671 – Fase A</b> | 0,2559                           | 0,0446                     |
| <b>8671 – Fase B</b> | 0,1536                           | 0,0400                     |
| <b>8671 – Fase C</b> | -0,0865                          | 0,0351                     |

Fonte: Elaboração própria (2025).

É possível verificar que, caso a desvio padrão fosse levado em consideração, a UC não seria atribuída a outro TD, visto que não há outro conjunto com média e desvio padrão maiores do que o da fase A do circuito 8671. Entretanto, com a modificação do algoritmo, a UC foi atribuída à fase B do TD 6760, já que a média do conjunto de correlações das UCs em UCTDC para esse TD era a maior dentre todos.

Apesar de ter ocorrido um decréscimo da Taxa de Acerto para o TD 8671, é possível verificar que o algoritmo apresentou resultados melhores e mais robustos com a modificação em C3. O Quadro 12 apresenta o resultado para o ponto ótimo de cada circuito, comparando-o (entre parênteses) com o resultado já apresentado no Quadro 4, sem a modificação em C3. De maneira similar, o Quadro 13 apresenta a melhora do banco de dados trazida pelo algoritmo, também comparando-a (entre parênteses) com o resultado já apresentado no Quadro 5.

Quadro 12 – Comparação do resultado do algoritmo com (e sem) modificação em C3

| TD           | Iguais entre algoritmo e inspeção | Inspecionados, mas não atribuídos pelo algoritmo | Atribuídos pelo algoritmo, mas não inspecionados | Taxa de acerto         |
|--------------|-----------------------------------|--|--|------------------------|
| <b>6138</b>  | 109 (109)                         | -  | -  | 100,00% (100,00%)      |
| <b>8032</b>  | 63 (63)                           | -  | 0 (10)   | 100,00% (86,30%)       |
| <b>8671</b>  | 157 (158)                         | 4 (3)  | 1 (1)  | 96,91% (97,53%)        |
| <b>10117</b> | 10 (10)                           | 5 (5)  | -  | 66,67% (66,67%)        |
| <b>TOTAL</b> | <b>339 (340)</b>                  | <b>9 (8)</b>                                     | <b>1 (12)</b>                                    | <b>97,13% (94,71%)</b> |

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Quadro 13 – Comparação da correção do Banco de Dados com (e sem) modificação em C3**

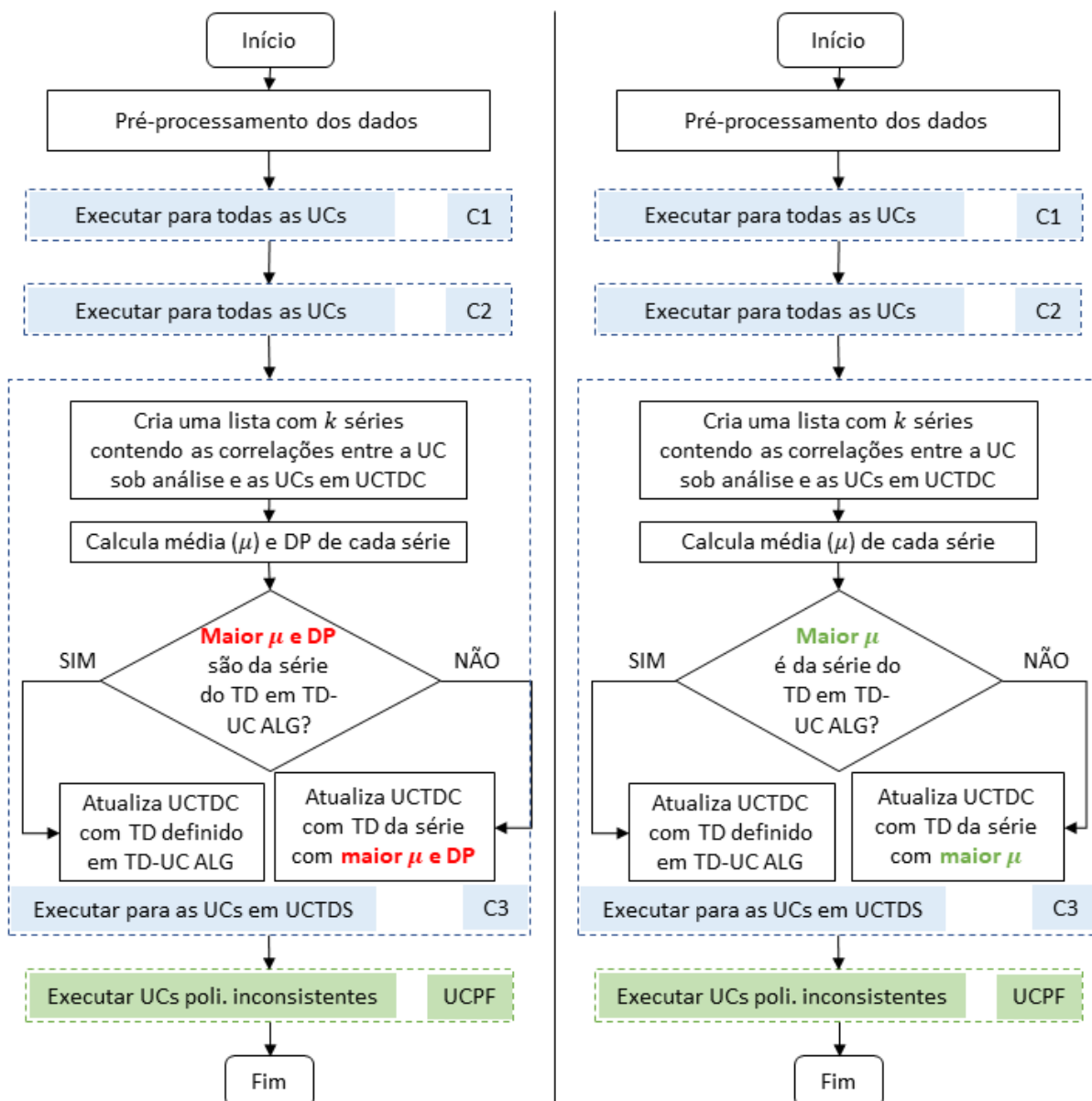
| TD           | Taxa de Acerto Banco de Dados | Taxa de Acerto Algoritmo | Taxa de Acerto Banco de Dados (desconsiderando fase) | Taxa de Acerto Algoritmo (desconsiderando fase) |
|--------------|-------------------------------|--------------------------|--|---|
| <b>6138</b>  | 57,39%                        | 100,00% (100,00%)        | 80,87%   | 100,00% (100,00%)                               |
| <b>8032</b>  | 52,86%                        | 100,00% (86,30%)         | 90,00%   | 100,00% (86,30%)                                |
| <b>8671</b>  | 47,88%                        | 96,91% (97,53%)          | 88,48%   | 96,91% (97,53%)                                 |
| <b>10117</b> | 18,75%                        | 66,67% (66,67%)          | 31,25%   | 93,33 (93,33%)                                  |
| <b>Total</b> | <b>50,55%</b>                 | <b>97,13% (94,71%)</b>   | <b>83,88%</b>  | <b>98,28% (95,82%)</b>                          |

Fonte: Elaboração própria (2025).

Dos 349 elementos de medição que possuíam dados e foram processados pelo algoritmo, apenas 10 não tiveram associado a conexão à fase correta do transformador encontrado em campo (incluindo a ordem de conexão, no caso de UCs polifásicas). Desses, apenas 6 elementos não foram associados ao transformador correto.

Destaca-se também que a escolha dos parâmetros ótimos de entrada do algoritmo permanece conforme explorado no Capítulo 3.2.2.1. Com isso, pode-se consolidar uma modificação em C3, apresentada pela Figura 26. Dessa forma, com essa adaptação, essa é a versão final da metodologia apresentada por este trabalho para ser utilizada na correção da relação de conexão TD-UC através de dados de medição inteligente.

Figura 26 – Algoritmo original (à esquerda) e modificação em C3 (à direita)



Fonte: Elaboração própria (2025).

#### 4 BALANÇO ENERGÉTICO COMO FERRAMENTA DE DETECÇÃO DE PERDAS NA CELESC DISTRIBUIÇÃO

Os circuitos avaliados neste trabalho foram analisados do ponto de vista de seu balanço energético, com o intuito de identificar as perdas presentes neles e observar os impactos da aplicação do algoritmo de identificação da relação de conexão TD-UC em sua detecção.

Conforme já mencionado, ao ser comparado o consumo registrado nos medidores dos transformadores com o somatório dos consumos de todas as unidades consumidoras ligadas ao transformador, incluindo uma estimativa do consumo da iluminação pública e a energia injetada através de Geração Distribuída (GD), é possível obter as perdas totais associadas ao circuito, o que pode suportar ações de eficiência e combate a irregularidades. Portanto, foi extraído o consumo mensal (e a geração, quando aplicável) de todas as UCs conectadas a cada TD alvo deste trabalho e comparado com o consumo registrado pelos medidores de balanço instalados nos TDs (*Balance Meter - BM*), onde, descontando-se também a iluminação pública (IP), foram obtidas as perdas totais dos circuitos conforme disposto na Equação 13:

$$\text{Perdas totais} = \text{Consumo BM} + \text{GD UCs} - \text{Consumo UCs} - \text{Consumo IP} \quad (13)$$

Como o consumo registrado pelo medidor de balanço energético acrescido da energia gerada pelas UCs equivale a toda a energia entregue ao circuito no período, as perdas percentuais podem ser calculadas conforme a Equação 14:

$$\text{Perdas totais (\%)} = \frac{\text{Perdas totais}}{\text{Consumo BM} + \text{GD UCs}} \times 100 (\%) \quad (14)$$

As perdas totais foram calculadas para os circuitos alvo deste trabalho considerando, inicialmente, as relações de conexão TD-UC conforme cadastrado no banco de dados da distribuidora. Para esse cálculo, foi levado em consideração o consumo e a geração faturados no ciclo mensal imediatamente antes da data da realização da inspeção em campo. Os resultados são apresentados no Quadro 14. Destaca-se que os valores considerados para energia consumida pela iluminação pública não são medidos, e foram utilizadas as estimativas cadastradas pela concessionária.

**Quadro 14 – Balanço energético com relações de conexão TD-UC do Banco de Dados**

| <b>Circuito</b> | <b>UCs</b> | <b>Consumo TD (kWh)</b> | <b>Consumo UCs (kWh)</b> | <b>Consumo IP (kWh)</b> | <b>GD UCs (kWh)</b> | <b>Perdas totais (kWh)</b> | <b>Perdas totais (%)</b> |
|-----------------|------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|--------------------------|
| <b>6138</b>     | 77         | 20309,1                 | 19292                    | 591,6                   | 1377,66             | 1803,16                    | 8,31                     |
| <b>8032</b>     | 47         | 7304,9                  | 26466,06                 | 468                     | -                   | -19629,2                   | -268,71                  |
| <b>8671</b>     | 50         | 21089,1                 | 19293,38                 | 558                     | -                   | 1238,02                    | 5,87                     |
| <b>10117</b>    | 5          | 3758                    | 792,06                   | 104,4                   | -                   | 2861,54                    | 76,14                    |

Fonte: Elaboração própria (2025).

Os resultados apresentados para o circuito 8032 foram recalculados após a inspeção em campo, utilizando o consumo faturado no ciclo mensal imediatamente posterior a correção aplicada no medidor de balanço energético apresentada na Figura 9. Com isso, as perdas totais para esse circuito foram corrigidas conforme apresentado no Quadro 15, e essas serão as perdas totais consideradas para as análises posteriores.

**Quadro 15 – Balanço energético para o circuito 8032**

| <b>Origem dos dados</b>  | <b>Consumo TD (kWh)</b> | <b>Consumo UCs (kWh)</b> | <b>Consumo IP (kWh)</b> | <b>Perdas totais (kWh)</b> | <b>Perdas totais (%)</b> |
|--------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|
| <b>Antes da correção</b> | 7304,9                  | 26466,06                 | 468                     | -19629,2                   | -268,71                  |
| <b>Após a correção</b>   | 31262,3                 | 29540,26                 | 468                     | 1254,04                    | 4,01                     |

Fonte: Elaboração própria (2025).

Através dos valores de perdas totais obtidas com o cálculo do balanço energético, pode-se determinar se um circuito deve ser alvo do ponto de vista de ações de combate a perdas comerciais. De maneira simplificada, considerando que as perdas técnicas reais da Celesc Distribuição para o ano de 2024 foram de 5,78% (ANEEL, 2025), podem ser considerados suspeitos circuitos com perdas totais acima de 10%, devido a possíveis erros nas estimativas de consumo de iluminação pública, imprecisão dos medidores e características elétricas diferentes de cada circuito. Dessa forma, o circuito 10117 é considerado suspeito do ponto de vista de perdas comerciais, com o circuito 6138 ficando próximo a um valor limite, onde ambos poderiam demandar inspeções *in loco* das equipes da distribuidora.

Entretanto, os valores obtidos levaram em conta as relações de conexão TD-UC presentes no banco de dados da concessionária, que possuíam baixa assertividade conforme apresentado, por exemplo, no Quadro 5. Aplicando-se a

metodologia de correção da relação de conexão TD-UC antes do cálculo do balanço energético, pode-se filtrar melhor a necessidade de fiscalizações em campo, aumentando a assertividade de ações de combate a irregularidades.

A Figura 27 apresenta o número de UCs associadas aos transformadores analisados obtidas pelo algoritmo, bem como as perdas percentuais calculadas considerando as conexões estabelecidas pela metodologia. Ainda, são apresentados os mesmos dados de acordo com o cadastrado no banco de dados da Celesc e de acordo com o obtido na inspeção em campo. As UCs que não possuíam dados para compor a metodologia de identificação de relação de conexão TD-UC foram somadas ao balanço energético do algoritmo para não distorcerem a análise.

**Figura 27 – Balanço energético: UCs e perdas totais (%) por circuito e fonte de dados**



Fonte: Elaboração própria (2025).

Para o transformador 6138, o número de UCs permaneceu o mesmo, mas o valor de perdas percentuais aumentou quando comparado ao obtido utilizando o banco de dados, igualando-se ao obtido pela inspeção. Isso se dá pelo fato de que ocorreram trocas de UCs pertencentes ao circuito, aumentando a assertividade do balanço energético e aumentando a suspeita de perdas comerciais com relação ao TD 6138.

Quanto ao circuito 8032, por mais que a assertividade do algoritmo tenha sido superior à do banco de dados considerando a fase a qual o elemento de medição está conectado, essa informação não impacta no balanço energético calculado pela Equação 12. Dessa forma, o resultado das perdas totais obtido através do balanço energético foi o mesmo para o banco de dados sem correção e para o banco de dados corrigido em sua totalidade.

Já o circuito do TD 8671 teve o número de UCs corrigidos para o mesmo número da inspeção em campo. Porém, o algoritmo deixou de incluir uma UC trifásica com consumo elevado ao circuito. Com isso, o valor obtido para as perdas totais do circuito foi maior do que o que seria obtido pela inspeção em campo e inclusive no que seria obtido utilizando diretamente as relações de conexão armazenadas no banco de dados.

O TD 10117 possuía um forte indício de perdas não técnicas de acordo com o banco de dados. Com a aplicação do algoritmo, o circuito reduziu drasticamente o valor de perdas totais obtido, mas ainda assim permaneceu com um resultado passível de investigação *in loco*. É possível verificar que, por se tratar de um circuito pequeno, o consumo de uma unidade consumidora é o limiar entre tornar um circuito suspeito ou não do ponto de vista das perdas comerciais.

Com isso, foi possível verificar que, apesar de a correção prévia do banco de dados através do algoritmo ter obtido valores elevados, o cálculo do balanço energético não foi impactado da mesma forma. Como o balanço energético depende da energia consumida por cada unidade consumidora, o valor do consumo que se deixa de associar a um circuito é mais importante do que a fase ao qual o elemento está conectado, por exemplo.

Entretanto, a assertividade do algoritmo em corrigir o banco de dados da distribuidora do ponto de vista das relações de conexão TD-UC é imprescindível para diversos processos da distribuidora. Inclusive, uma vez que sejam determinados circuitos com elevado percentual de perdas totais, um banco de dados correto é necessário para que metodologias de identificação de perdas comerciais possam ser corretamente aplicadas, determinando circuitos passíveis de ações de combate às irregularidades.

#### 4.1 Dados disponíveis para cálculo e identificação de perdas

De posse de um banco de dados corrigido e de circuitos pré-selecionados de acordo com seu percentual de perdas totais, é possível avançar para o cálculo de identificação de perdas comerciais. Entretanto, para que sejam aplicadas metodologias de identificação de perdas não-técnicas nos circuitos alvo do Projeto de AMI da Celesc Distribuição, é importante avaliar os dados de medição que os medidores inteligentes obtêm e disponibilizam no MDM da distribuidora.

Inicialmente, pode-se destacar a disponibilização de 8 em 8 horas dos dados de totalizadores de energia ativa e reativa nos quatro quadrantes, de todos os pontos de medição, o que inclui os medidores de balanço energético instalados nos transformadores de distribuição. Esses dados podem ser facilmente utilizados para o cálculo do balanço energético dos circuitos, obtendo-se as perdas totais.

Os medidores também enviam dados instantâneos a cada hora, com o intuito de fornecerem as informações necessárias para a geração do que é chamado de Página Fiscal, o que é apresentado na Figura 9, por exemplo. O Quadro 16 apresenta um exemplo dos dados instantâneos que são enviados de maneira horária pelos medidores.

**Quadro 16 – Exemplo de dados instantâneos de um medidor inteligente**

| Unidade Consumidora | Medidor | Data/Hora              | Tensão Fase-Neutro (V) | Corrente (A) | Defasagem Tensão-Corrente (°) | Potência Ativa (W) |
|---------------------|---------|------------------------|------------------------|--------------|-------------------------------|--------------------|
| 12345               | 6789    | 19/12/2024<br>01:00:00 | 228,038                | 0,116        | -73,19                        | 7,673              |
| 12345               | 6789    | 19/12/2024<br>02:00:00 | 229,196                | 0,678        | 46,35                         | 107,278            |

Fonte: Elaboração própria (2025).

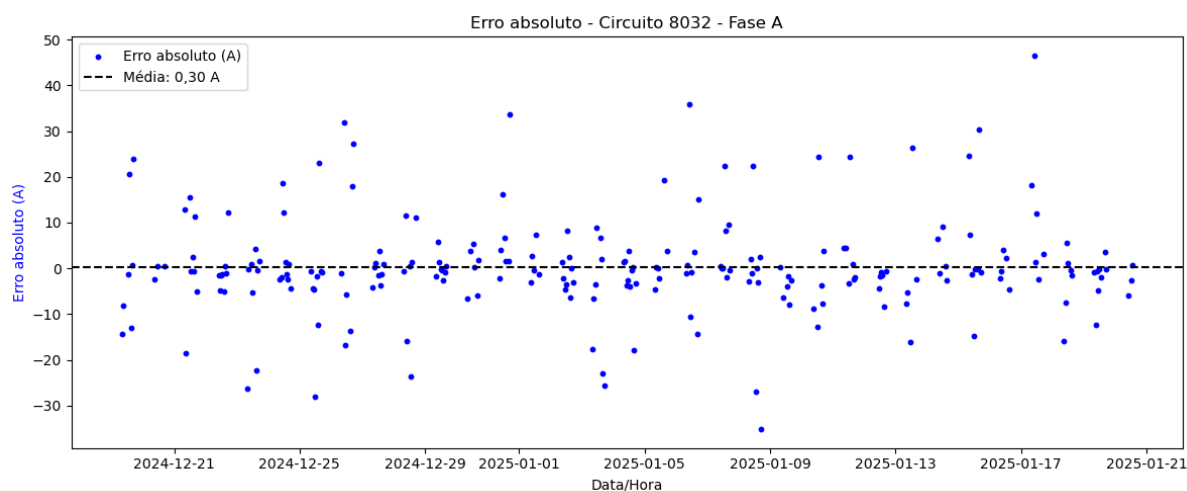
Cabe ressaltar que as informações são enviadas individualmente para cada fase que o medidor possuir. Dessa forma, é possível obter informações detalhadas das cargas conectadas ao sistema de distribuição a cada hora, possibilitando diversas análises.

Uma das possibilidades é a adaptação da metodologia para detecção de perdas comerciais apresentada por Marques *et al.* (2016). Como a rede de baixa

tensão da Celesc Distribuição possui o neutro multiaterrado, onde o condutor neutro derivado do transformador de distribuição é aterrado em cada entrada de energia, a Equação 2 pode ser utilizada. No caso do Projeto de AMI do estudo de caso deste trabalho, o valor calculado de  $IS_i$  pode ser comparado com o valor da corrente medida pelo medidor de balanço energético, o que traria um indicativo preciso de desvio de corrente e, portanto, de perdas não-técnicas.

Entretanto, ao adaptar a metodologia descrita aos circuitos que são objeto de estudo deste trabalho, os resultados obtidos expuseram a dificuldade em obter valores consistentes ao se utilizar dados instantâneos. Foram realizados os cálculos dos somatórios das correntes para cada hora de dados disponíveis dentro do período em que foi analisado o balanço energético exposto no Quadro 14 e no Quadro 15, e comparado com a corrente medida pelo *Balance Meter* instalado em cada transformador de distribuição. O comportamento do resultado foi bastante semelhante para todos os circuitos. Um exemplo dos resultados obtidos com os dados da Fase A do circuito 8032 é apresentado pela Figura 28.

**Figura 28 – Desvio de corrente para a Fase A do circuito 8032 utilizando dados instantâneos**



Fonte: Elaboração própria (2025).

É possível verificar que, apesar de a média do desvio de corrente ser um valor pequeno (o que é esperado), os valores apresentam uma distribuição aleatória de valores elevados, tendo diversos pontos em que o desvio de corrente é maior que 10 Amperes, tanto positivo quanto negativo.

Essa distribuição aleatória dos valores é explicada pelo fato de que os dados de medição são enviados a cada hora pelo medidor, tomando como base de

tempo o seu relógio interno. Dessa forma, os valores instantâneos de todos os pontos de medição só representariam o mesmo instante caso os relógios de todos os equipamentos estivessem perfeitamente sincronizados. No caso do Projeto de AMI da Celesc, não há sincronismo de horário com precisão satisfatória. Sendo assim, qualquer análise que utilize dados instantâneos apresentará essa dificuldade, não possibilitando sua aplicação.

Os outros dados de medição disponíveis são os dados que compõem o que é chamado de memória de massa dos medidores. São dados de grandezas elétricas integralizados em um período programável e armazenados no equipamento. A seção 2.3 deste trabalho utiliza os dados de tensão da memória de massa, por exemplo, para realizar a identificação da relação de conexão transformador-consumidor.

Os medidores inteligentes instalados em Araranguá possuem memória de massa configurada com o intervalo de integralização de 5 minutos, e disponibilizam até 12 grandezas, armazenadas em 12 canais. São armazenadas as energias ativa, reativa indutiva e capacitiva nos dois sentidos, além de tensão e corrente por fase.

Os dados de memória de massa, por serem integralizados, acabam diminuindo o erro associado a defasagem do relógio interno dos medidores quando comparados entre si, visto que os dados de cada intervalo de tempo de 5 minutos serão, na verdade, a média da grandeza medida ao longo daquele período. Isso possibilita análises assertivas quando realizadas comparações entre unidades consumidoras, mesmo que os horários dos equipamentos de medição estejam ligeiramente diferentes.

## **4.2 Cálculo do fluxo de potência utilizando dados de medição inteligente**

De posse das perdas totais do circuito, obtidas através do cálculo de balanço energético exposto em 4, e dos dados de medição disponíveis conforme 4.1, foram calculadas as perdas técnicas do circuito através da resolução de fluxo de potência utilizando os dados reais dos quatro circuitos de distribuição objetos de estudo deste trabalho, com o intuito de identificar a presença de perdas comerciais.

#### 4.2.1 O *software* OpenDSS

Para a resolução do fluxo de potência foi utilizado o *software* OpenDSS. Apesar da resolução do fluxo de potência ser uma aplicação difundida para a ferramenta, o OpenDSS é um simulador completo de sistemas de distribuição de energia elétrica, projetado para oferecer suporte à integração de recursos elétricos distribuídos e à modernização da rede de distribuição. O OpenDSS foi a primeira plataforma a incluir dados detalhados de armazenamento de energia, por exemplo. Além do fluxo de potência, o *software* pode realizar análise de faltas, análises harmônicas, análise de cintilação (*flicker*), entre outros (EPRI, 2025).

Além disso, outra forte motivação da escolha do OpenDSS como *software* para implementação do cálculo do fluxo de potência neste trabalho é que este programa é utilizado pela ANEEL para a realização do cálculo das perdas técnicas regulatórias. Como o programa foi desenvolvido em código aberto, ele permite que novos recursos sejam continuamente adicionados pelos próprios usuários de modo a suportar pesquisas no desenvolvimento de novas soluções, motivando a ANEEL a optar por sua utilização.

O OpenDSS disponibiliza a interface *Component Object Model* (COM) para que os usuários possam desenvolver e executar soluções customizadas a partir de programas externos. O programa pode ser inicializado a partir de programas como MATLAB e linguagens como *Python*, *C#* e *R*. Esse aspecto é fundamental para a viabilidade da utilização do OpenDSS no cálculo de perdas na distribuição pela ANEEL, permitindo que o procedimento de cálculo seja realizado de modo iterativo em decorrência da contabilização das perdas técnicas em função das perdas comerciais (ANEEL, 2014).

Essa compatibilidade do OpenDSS com outras ferramentas também facilita a integração da solução com dados externos, seja da modelagem da rede de distribuição ou das cargas conectadas ao circuito. Neste trabalho, a implementação foi realizada utilizando a interface COM, inicializando e manipulando-a através da linguagem *Python*.

#### 4.2.2 Dados de entrada e premissas para implementação da solução

A resolução do fluxo de potência no OpenDSS necessita das definições básicas da rede, como o barramento de referência, as barras do sistema de distribuição, as características elétricas dos condutores que interligam as barras e as cargas conectadas ao circuito.

A Celesc Distribuição possui diversas informações cadastradas em seu banco de dados relacionadas a topologia e as características elétricas da rede de distribuição que são dados de entrada para a resolução do problema. Essas informações são disponibilizadas publicamente pela ANEEL através da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), um modelo geográfico estabelecido com o objetivo de representar de forma simplificada o sistema elétrico real da distribuidora, que visa refletir a situação dos ativos, suas informações técnicas e comerciais (ANEEL, 2024). A base de dados da Celesc Distribuição que foi utilizada para o trabalho é a de 31 de dezembro de 2024.

Para a resolução do problema do fluxo de potência, a primeira definição a ser realizada no OpenDSS é o barramento de referência, que comumente é definido como a subestação que dá origem a um alimentador de média tensão do sistema de distribuição. No caso da análise dos circuitos de baixa tensão deste trabalho, a barra de referência foi definida como sendo seu transformador de distribuição.

Feito isso, a lógica utilizada foi resolver o problema do fluxo de potência instantâneo para cada instante de tempo disponível na memória de massa dos equipamentos de medição dentro do período em estudo. Com isso, foi possível obter as perdas técnicas para cada instante e, agregando-as ao longo do tempo, calcular a energia dissipada no período em que o balanço energético está sendo avaliado.

Para representar adequadamente as condições operacionais dos circuitos e adaptá-las aos dados disponíveis, diversas premissas e tratamentos de dados foram adotados, conforme descrito a seguir:

- a) Foi definido um elemento *VSource* conectado à barra de referência, representando a fonte de tensão. Esse elemento permite fixar o nível de tensão que o transformador de distribuição impõe ao restante da rede, assegurando que a simulação reflita as condições reais de operação.

Para isso, foram utilizados os dados de tensão obtidos na memória de massa do medidor de balanço energético, os quais serviram de base para a definição da tensão na barra de referência de cada circuito analisado. Como não há disponibilidade de informações sobre o ângulo de defasagem entre as fases, adotou-se a premissa de defasagem de  $120^\circ$  entre as tensões, conforme a configuração ideal de sistemas trifásicos equilibrados;

- b) Foram utilizados os dados de energia disponíveis na memória de massa dos medidores das unidades consumidoras para a definição das cargas (*loads* no OpenDSS). Como os dados disponíveis são de energia a cada 5 minutos, foi realizada a conversão de energia para potência considerando que a carga permaneceu constante durante este período de tempo;
- c) No caso de unidades consumidoras com geração distribuída, foram utilizados os dados de energia injetada da memória de massa dos medidores como carga negativa. Da mesma forma, a energia reativa indutiva foi considerada positiva, e a energia reativa capacitiva como sendo negativa;
- d) Para unidades consumidoras polifásicas, como não há informação do fator de potência por fase, as cargas foram consideradas como sendo equilibradas;
- e) Devido ao desequilíbrio causado pelas cargas monofásicas distribuídas ao longo do circuito, a corrente no condutor neutro não é nula. Portanto, o circuito foi modelado com quatro condutores de forma explícita no OpenDSS, de modo a permitir a correta contabilização das perdas associadas ao neutro;
- f) As cargas de iluminação pública foram modeladas com a potência conforme cadastradas no banco de dados da Celesc, considerando-as energizadas das 18 às 6 horas;
- g) As perdas nos medidores foram obtidas através do datasheet do fabricante. Cabe ressaltar que os equipamentos apresentam uma perda maior quando estão com o módulo de comunicação trafegando dados

do que quando não estão. Como aproximação, foi considerado que os medidores estão comunicando em metade do tempo. As perdas consideradas na resolução do problema estão dispostas no Quadro 17. O fator de potência do consumo dos medidores é capacitivo;

**Quadro 17 – Consumo de energia (perdas) dos medidores inteligentes**

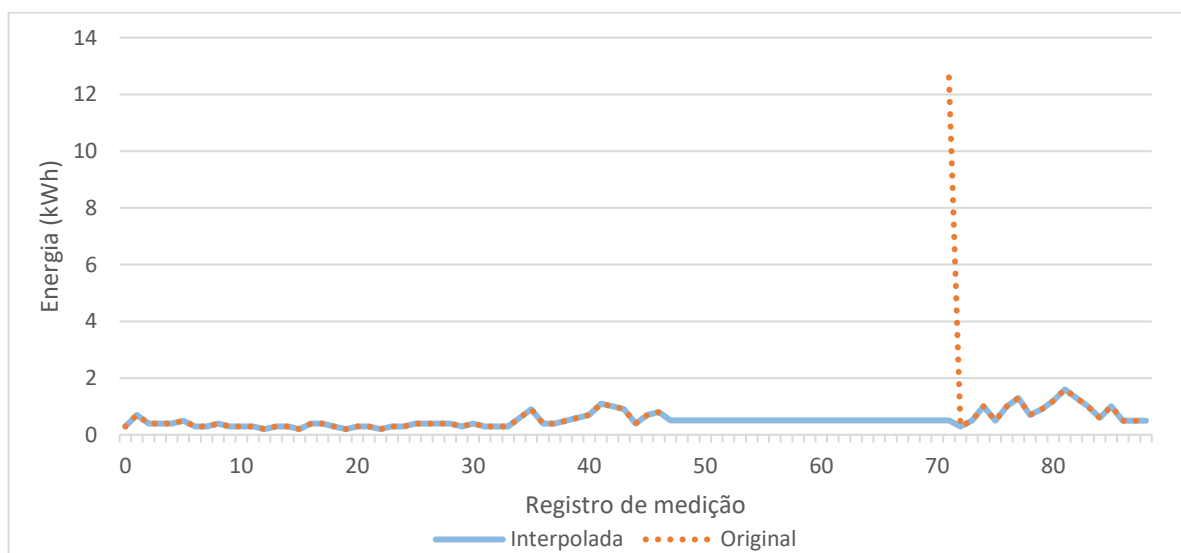
| Modelo                       | Comunicação inativa |                   | Comunicação ativa |                   | Média considerada |                   |
|------------------------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|                              | Potência ativa      | Potência aparente | Potência ativa    | Potência aparente | Potência ativa    | Potência aparente |
| <b>Monofásico e Bifásico</b> | 1,4 W               | 3,1 VA            | 2,1 W             | 4,3 VA            | 1,75 W            | 3,7 VA            |
| <b>Trifásico</b>             | 2,8 W               | 6,9 VA            | 3,1 W             | 7,1 VA            | 2,95 W            | 7,0 VA            |

Fonte: Elaboração própria (2025).

- h) Constatou-se que os comprimentos e as seções transversais dos ramais de ligação disponibilizados na BDGD apresentam divergências em relação aos valores verificados em campo para alguns consumidores. No entanto, devido à ausência de informações mais precisas e sistematizadas, tais dados foram mantidos no modelo, reconhecendo-se que representam apenas uma aproximação das condições reais. Espera-se que essas diferenças tenham influência limitada nos resultados do balanço energético, tendo em vista a menor participação relativa dos ramais nas perdas totais do circuito;
- i) Com exceção dos ramais de ligação, os trechos da rede de distribuição foram modelados com a resistência e a reatância de sequência positiva e de sequência zero presentes no *software* Interplan da empresa Daimon Engenharia e Sistemas, sistema utilizado pela Celesc para análise de redes e estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia (Daimon, 2025). Essa modelagem busca complementar os dados da BDGD, que só apresentam as características elétricas de sequência positiva. É importante ressaltar que, ainda assim, em redes de distribuição desbalanceadas a modelagem que considera apenas as sequências positiva e zero pode subestimar efeitos de sequência negativa, acoplamentos entre sequências e impactos nas perdas ou qualidade de energia (Zhang *et al.*, 2025);

- j) Por problemas na rede de comunicação, os medidores apresentam algumas lacunas em sua memória de massa. Foi observado que a característica da memória de massa que registra as energias é enviar no intervalo seguinte a uma lacuna toda a energia computada no período em que não ocorreu transmissão de dados. Para tratar esse problema, foi distribuído todo o valor de energia da lacuna igualmente entre os intervalos. O tratamento realizado é exemplificado através da Figura 29. Cabe ressaltar que não há um percentual elevado de lacunas na memória de massa dos equipamentos, conforme Quadro 18;

**Figura 29 – Exemplo de Memória de Massa de um equipamento (interpolada e original)**



Fonte: Elaboração própria (2025).

- k) Para os dados ausentes de tensão, foi adotado uma outra estratégia de interpolação: buscar o intervalo do mesmo horário em um outro dia do mesmo tipo (dia útil ou não) para substituir a tensão ausente. O volume de dados interpolados para a tensão é baixo, conforme Quadro 18;

**Quadro 18 – Exemplo de dados instantâneos de um medidor inteligente**

| Circuito     | Percentual de dados interpolados |         |  |
|--------------|----------------------------------|---------|--|
|              | Tensão                           | Energia | Maior índice de interpolação em uma UC |
| <b>6138</b>  | 1,60 %                           | 2,46 %  | 32,48 %                                |
| <b>8032</b>  | 1,77 %                           | 2,37 %  | 4,13 %                                 |
| <b>8671</b>  | 0,26 %                           | 1,31 %  | 24,68 %                                |
| <b>10117</b> | 1,32 %                           | 1,88 %  | 10,81 %                                |

Fonte: Elaboração própria (2025).

- l) Conforme Quadro 4, os circuitos analisados possuíam algumas UCs que não disponibilizaram dados durante o período avaliado neste trabalho. Para essas cargas, foi elaborada uma curva de carga sintética, obtida a partir de dados de energia medidos em outro período da mesma UC. Os valores dessa curva foram ajustados proporcionalmente de modo que o consumo mensal resultante coincidissem com o registrado no sistema comercial da distribuidora para o período em estudo;
- m) Não há dados disponíveis com relação a taxa de distorção harmônica das cargas. Dessa forma, o problema foi resolvido no OpenDSS em modo normal, considerando as cargas puramente senoidais, tendo como resultado provável perdas técnicas um pouco inferiores às reais (Zhang *et al.*, 2025).

#### 4.2.3 Resultados obtidos

Seguindo as premissas estabelecidas, o fluxo de potência foi resolvido para cada circuito, permitindo a obtenção das perdas técnicas associadas e sua comparação com as perdas totais apuradas pelo balanço energético. Essa análise possibilitou confirmar ou descartar a presença de perdas comerciais em cada circuito. Para validação da metodologia, o fluxo de potência foi também resolvido com base na relação de conexão TD-UC levantada em campo. O Quadro 19 apresenta os resultados obtidos para as perdas totais através da resolução do fluxo de potência, comparando-as com as perdas totais obtidas pelo balanço energético e apontando o percentual das perdas técnicas frente as perdas totais.

**Quadro 19 – Identificação das perdas através do balanço energético e fluxo de potência**

| <b>Circuito</b> | <b>UCs</b> | <b>Perdas totais – Balanço Energético (kWh)</b> | <b>Perdas totais – Fluxo de Potência (kWh)</b> | <b>Percentual das Perdas Técnicas</b> |
|-----------------|------------|---|--|---------------------------------------|
| <b>6138</b>     | 77         | 1910,76   | 357,81   | 18,73 %                               |
| <b>8032</b>     | 47         | 1261,24   | 840,66   | 66,65 %                               |
| <b>8671</b>     | 59         | 321,14  | 149,10   | 46,43 %                               |
| <b>10117</b>    | 16         | 288,79  | 48,68  | 16,86 %                               |

Fonte: Elaboração própria (2025).

É possível identificar que, para todos os circuitos, as perdas totais calculadas pelo fluxo de potência resultaram em um valor menor do que o obtido através do balanço energético, levantando a possibilidade da existência de perdas comerciais para todos os circuitos.

Entretanto, é necessário ressaltar que as aproximações realizadas e as premissas adotadas podem resultar em valores menores do que os reais para as perdas calculadas. Dessa forma, foram avaliadas as diferenças entre valores calculados pelo OpenDSS e medidos pelos equipamentos de medição com o intuito de avaliar a assertividade da metodologia e identificar possíveis problemas com os dados utilizados.

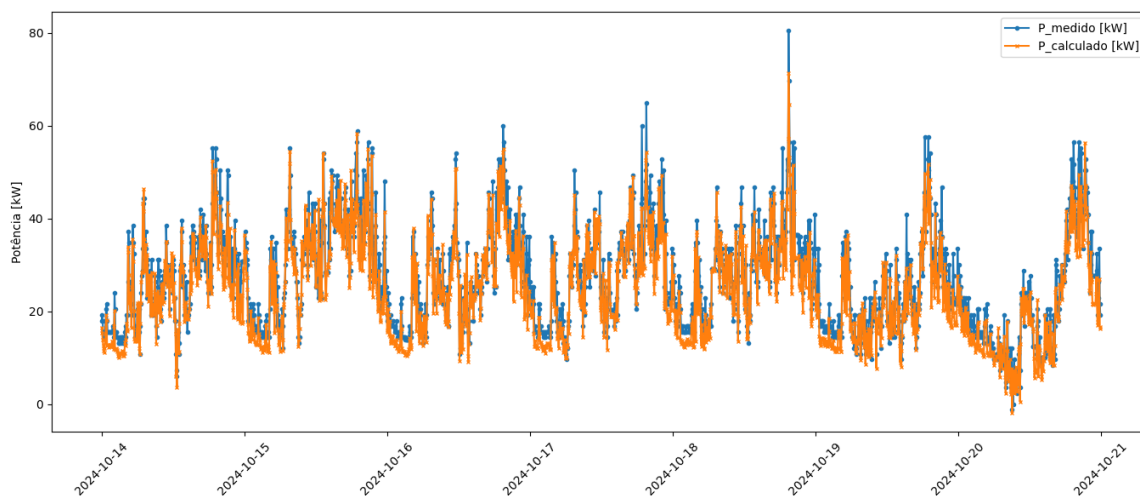
#### *4.2.3.1 Potência total consumida pelos circuitos*

Para avaliar a diferença entre a potência total consumida pelo circuito calculada pelo fluxo de potência e medida pelo medidor de balanço energético, foi alocado um objeto *EnergyMeter* no OpenDSS na saída do transformador de distribuição. Esse objeto armazena em registradores diversos parâmetros de potência associados aos elementos conectados posteriormente a ele o que, nesse caso, representa todo o circuito. Dessa forma, foi utilizado o registrador de potência total para obter toda a potência consumida pelo circuito – incluindo as perdas técnicas.

Esse valor foi comparado ao longo de todo o período avaliado com o valor registrado na memória de massa do medidor de balanço energético convertido para potência. Esse processo foi realizado para todos os circuitos.

A Figura 30 ilustra a comparação entre os valores medidos e calculados de potência no circuito 6138. A análise é mostrada apenas para o período de uma semana, de forma a facilitar a visualização dos resultados.

**Figura 30 – Circuito 6138: comparação entre potência medida e calculada pelo OpenDSS**



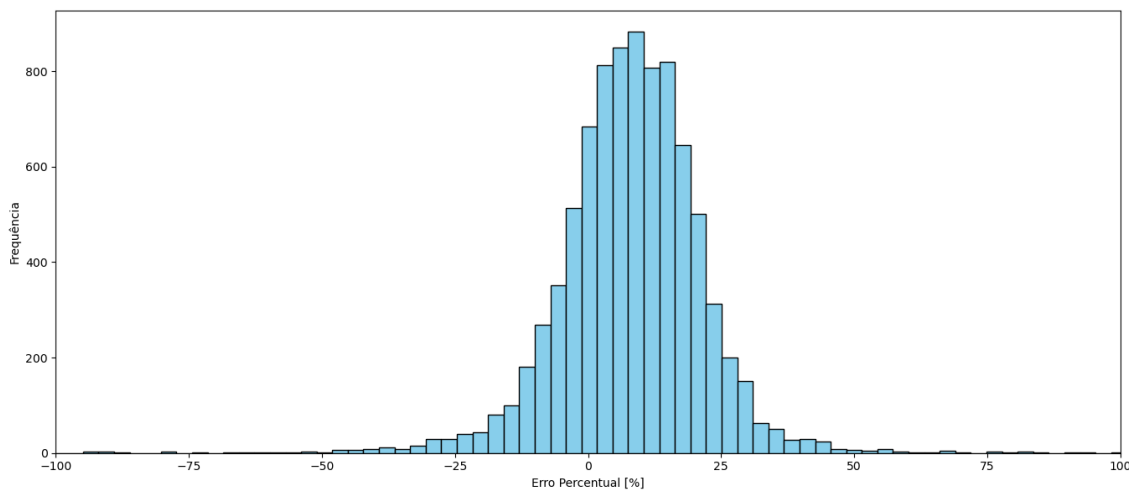
Fonte: Elaboração própria (2025).

É possível avaliar que o comportamento das potências é bem similar, apresentando algumas diferenças ao longo do tempo, mas validando a implementação. Com o intuito de representar a diferença entre os valores em todo o período, foi construído um histograma para representar a diferença percentual entre as potências no período. Esse percentual ( $\Delta P_{\%}$ ) foi calculado conforme Equação 15:

$$\Delta P_{\%} = \left( \frac{P_{medido} - P_{calculado}}{P_{medido}} \right) \times 100\% \quad (15)$$

A Figura 31 apresenta o histograma percentual da diferença entre as potências para o circuito 6138.

**Figura 31 – Circuito 6138: histograma percentual da diferença das potências**



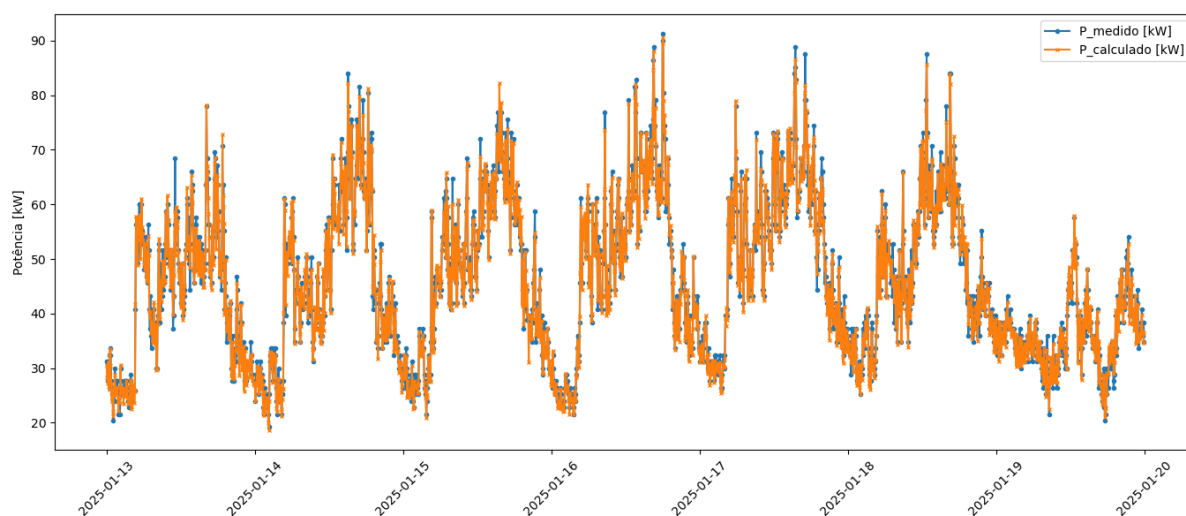
Fonte: Elaboração própria (2025).

Observa-se que, na maior parte dos pontos analisados, a potência medida apresenta valores superiores à potência calculada, com o histograma centrado em um valor superior a zero. Isso pode indicar que a potência consumida pelo circuito é, de fato, maior do que a calculada, reforçando a suspeita da presença de perdas comerciais nesse circuito.

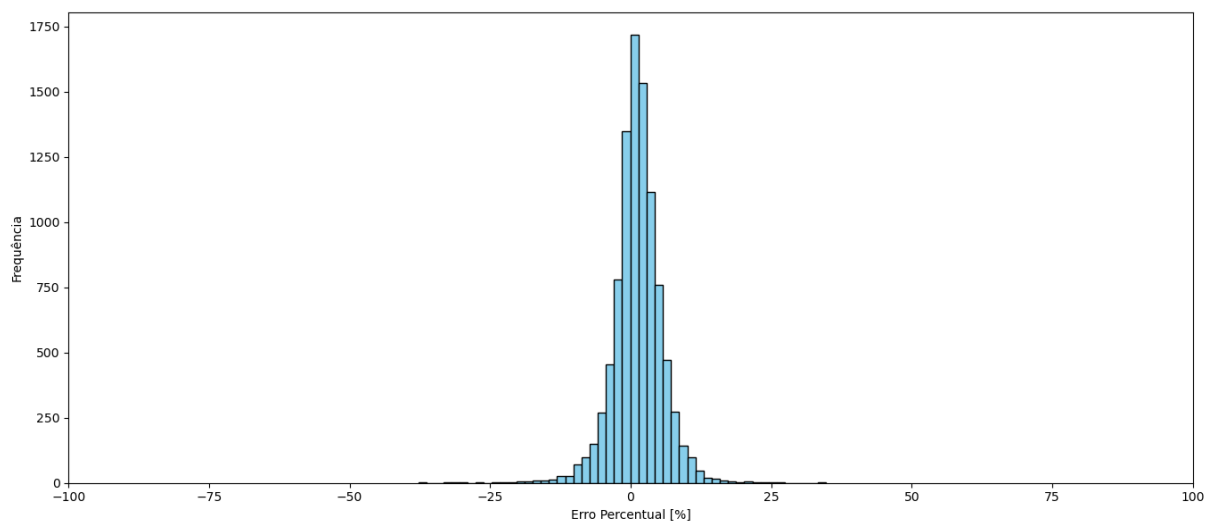
Cabe ressaltar que, ao longo do período avaliado, há instantes em que ocorre o inverso, com a potência medida sendo inferior à calculada. Essa diferença pode estar associada a eventuais desvios de sincronismo entre os relógios dos medidores, mesmo quando são utilizados dados integralizados. Além disso, a própria incerteza inerente ao processo de medição pode contribuir para tais discrepâncias.

As mesmas avaliações foram realizadas para os outros circuitos estudados neste trabalho. A Figura 32 e a Figura 33 apresentam os resultados obtidos para o circuito 8032.

**Figura 32 – Circuito 8032: comparação entre potência medida e calculada pelo OpenDSS**



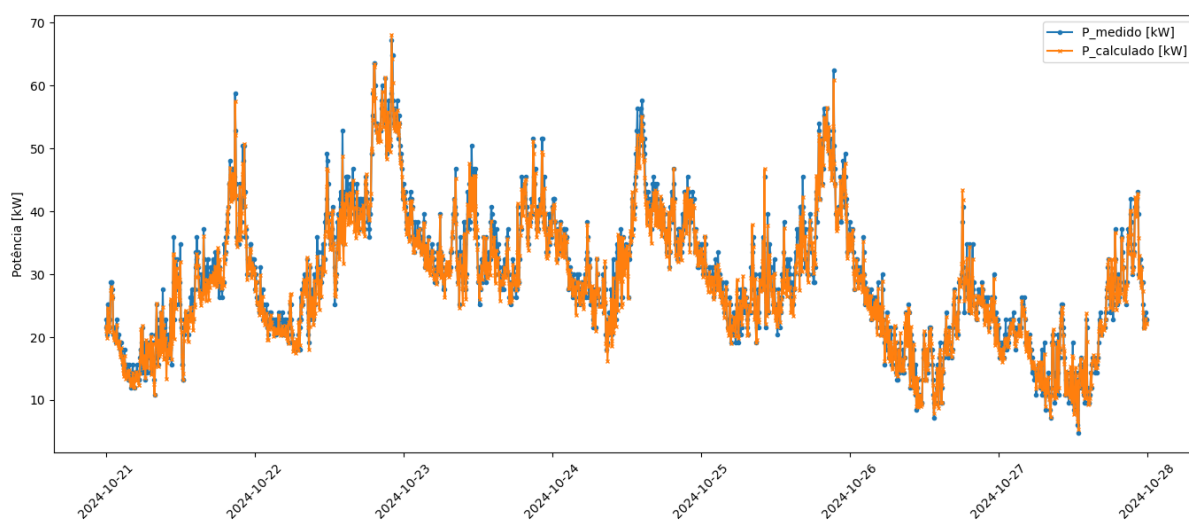
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 33 – Circuito 8032: histograma percentual da diferença das potências**

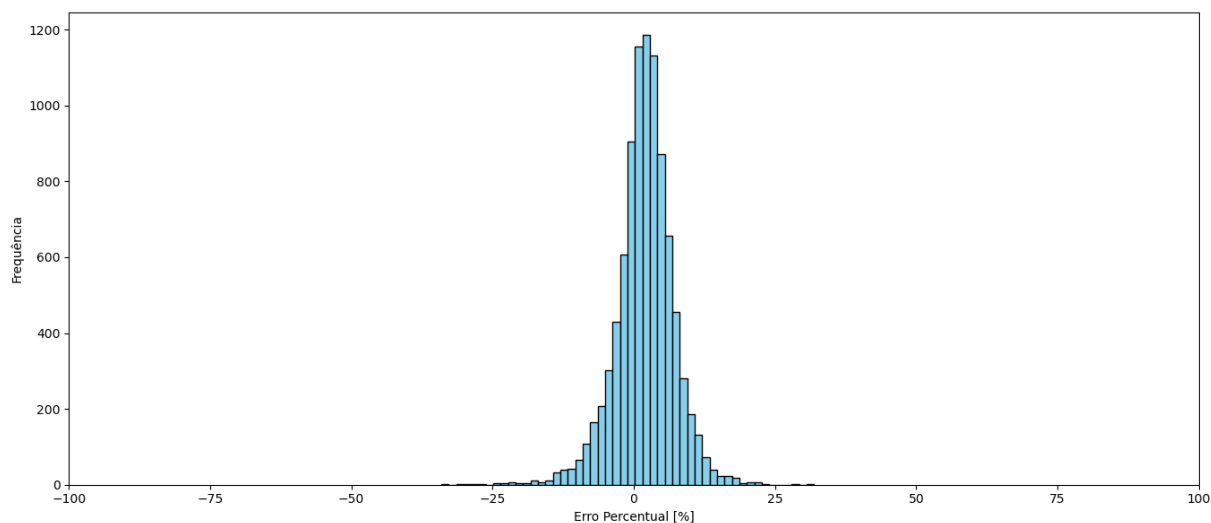
Fonte: Elaboração própria (2025).

É possível perceber que, para o circuito 8032, os resultados da potência calculada ficaram muito mais próximos da potência medida. Esse resultado reforça uma menor probabilidade da presença de perdas comerciais conectadas a esse circuito.

Na Figura 34 e na Figura 35, temos os resultados obtidos para o circuito 8671.

**Figura 34 – Circuito 8671: comparação entre potência medida e calculada pelo OpenDSS**

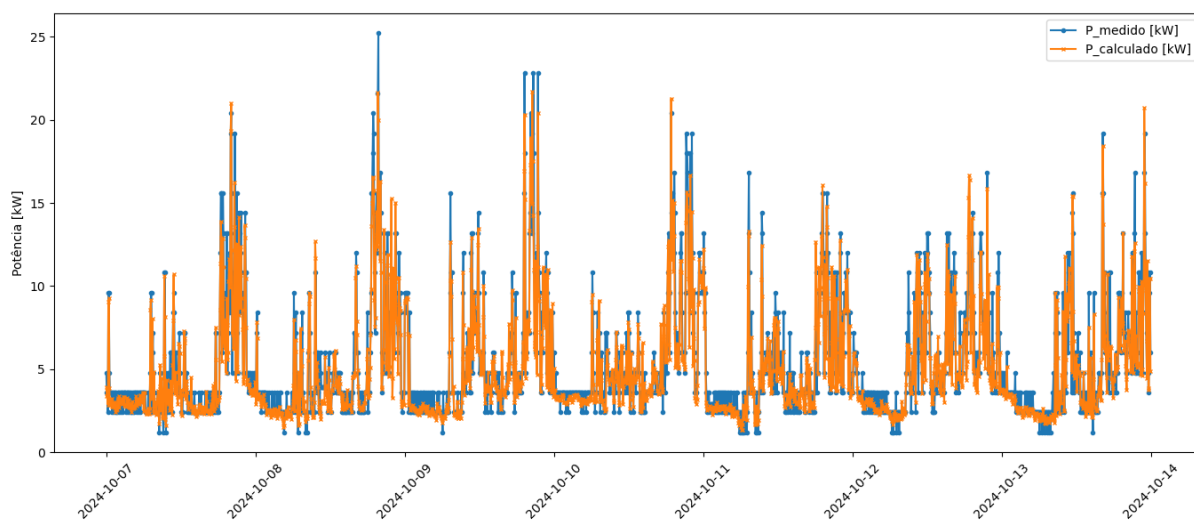
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 35 – Circuito 8671: histograma percentual da diferença das potências**

Fonte: Elaboração própria (2025).

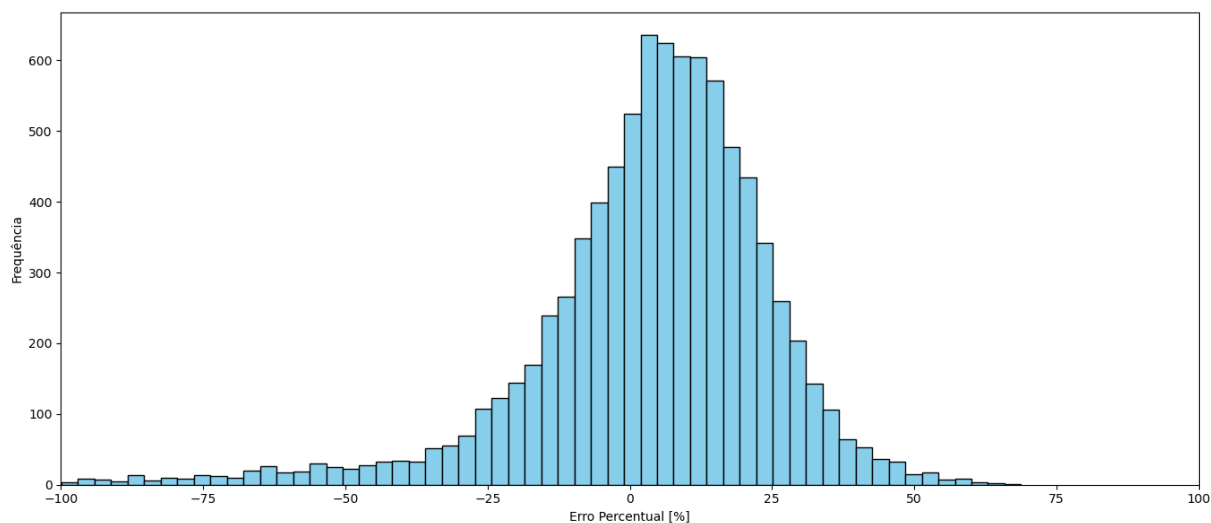
Da mesma forma que para o circuito 8032, o circuito 8671 também apresenta um histograma centrado próximo de zero, possuindo o cálculo da potência próximo à potência medida. Conforme o Quadro 19, ambos os circuitos possuem o maior percentual de perda técnica calculada com relação ao total, indicando a assertividade dos resultados.

Por fim, na Figura 36 e na Figura 37, temos os resultados obtidos para o circuito 10117.

**Figura 36 – Circuito 10117: comparação entre potência medida e calculada pelo OpenDSS**

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 37 – Circuito 10117: histograma percentual da diferença das potências**



Fonte: Elaboração própria (2025).

O circuito 10117, da mesma forma que o circuito 6138, possui vários pontos com a potência medida maior do que a potência calculada, indicando uma possível presença de perdas não-técnicas. Também há vários pontos em que ocorre o inverso. Porém, observando-se a Figura 36, vemos que isso ocorre majoritariamente nas situações de potências baixas, onde o percentual pode ser elevado, mas a diferença do valor absoluto não é tão expressiva.

#### 4.2.3.2 Perfil de tensão medido e calculado pelo fluxo de potência

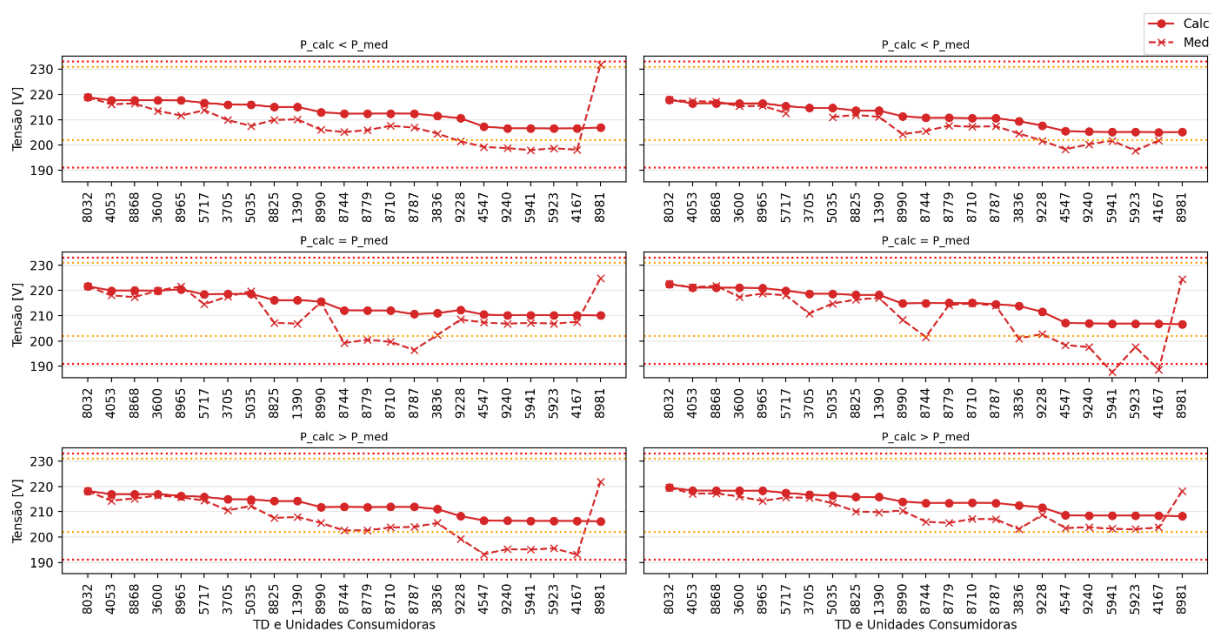
A cada iteração do fluxo de potência, o OpenDSS também calcula e armazena as tensões em cada fase das cargas conectadas ao transformador. Essa informação pode ser comparada com as tensões registradas pelos medidores para validar a metodologia, identificar possíveis divergências ou quedas de tensão além do esperado, o que pode ajudar a identificar problemas no circuito ou perdas comerciais.

Para avaliar a coerência entre os valores de tensão calculados e medidos, bem como identificar possíveis relações entre eles, foram extraídos perfis de tensão correspondentes a seis instantes distintos ao longo do período de estudo. Desses, dois pontos representam situações em que a potência medida era inferior à calculada, dois em que era superior e dois em que ambas apresentavam valores aproximadamente iguais. O objetivo dessa seleção foi investigar se existia algum

padrão de comportamento ou correlação entre as variações de potência e os perfis de tensão observados.

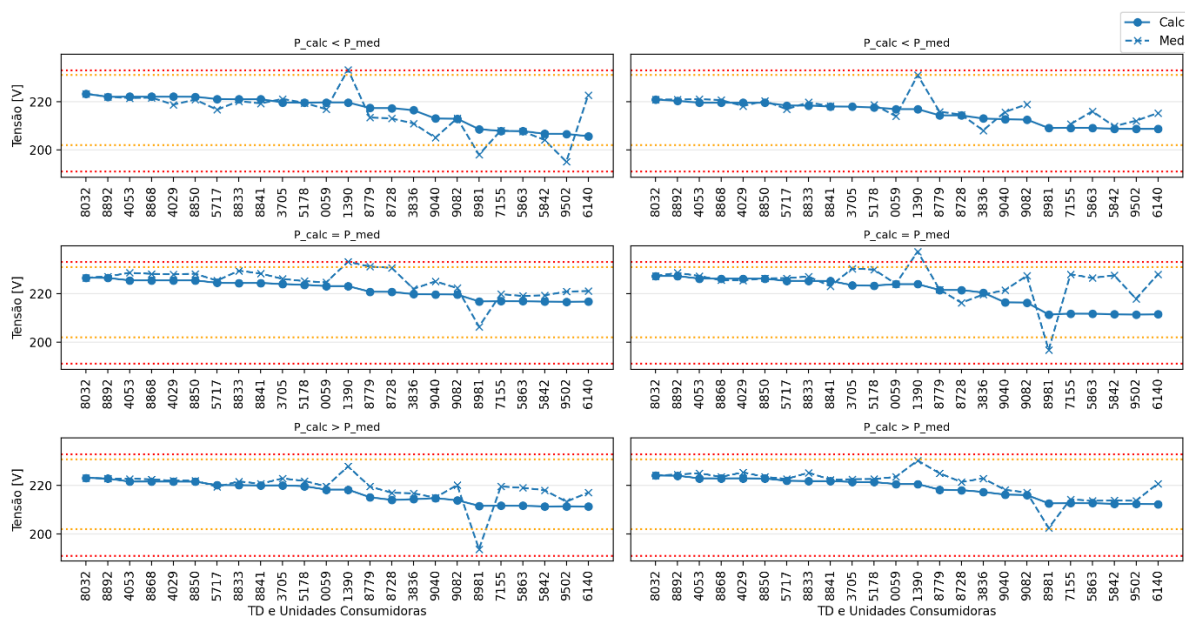
Com o intuito de minimizar a influência de outros fatores e facilitar a interpretação dos resultados, são apresentados inicialmente os gráficos referentes ao circuito 8032. Esse circuito foi escolhido por apresentar o comportamento mais consistente em relação às perdas técnicas e à concordância entre as potências medidas e calculadas, além de não possuir geração distribuída. A Figura 38 apresenta os valores para a fase A, enquanto a Figura 39 apresenta os valores para a fase B e a Figura 40 para a fase C. Os poucos valores ausentes de tensão medida são referentes a ausência de dados no ponto específico, mas não prejudicam a análise global.

**Figura 38 – Perfil de tensão calculado versus medido: fase A do circuito 8032**



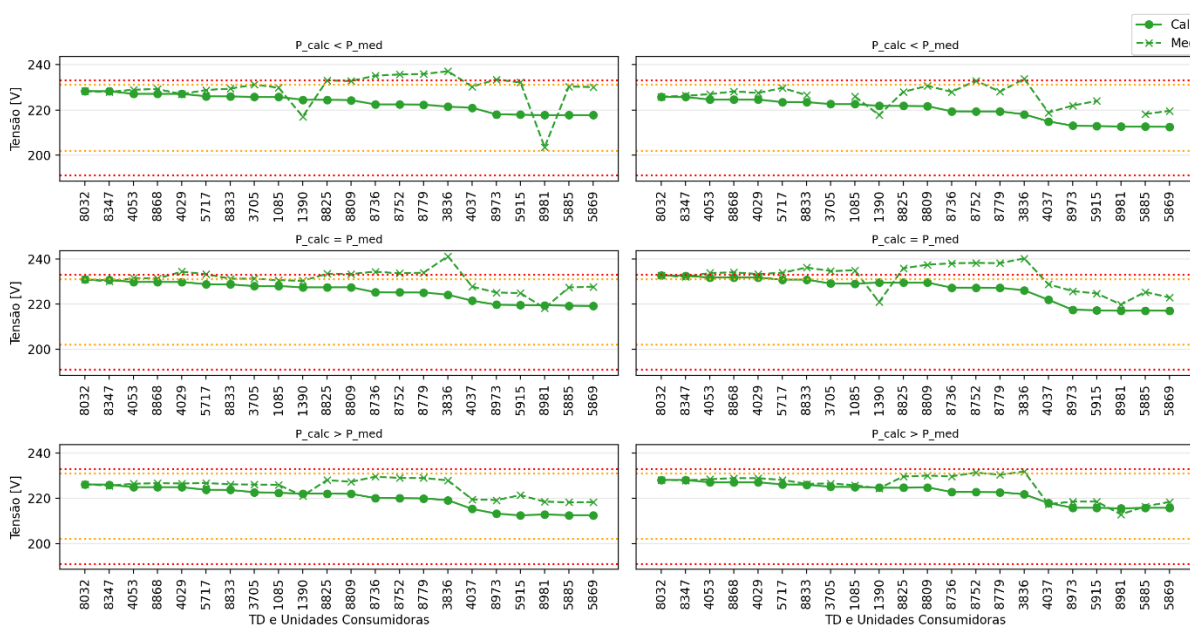
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 39 – Perfil de tensão calculado versus medido: fase B do circuito 8032**



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 40 – Perfil de tensão calculado versus medido: fase C do circuito 8032**



Fonte: Elaboração própria (2025).

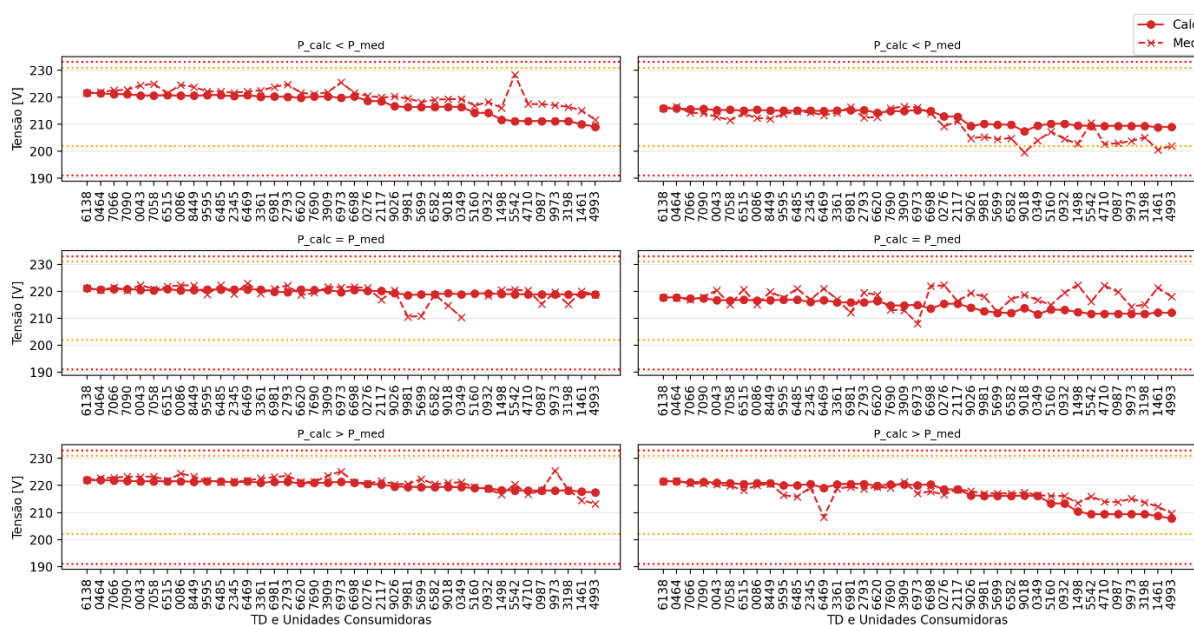
Não é possível detectar uma correlação do perfil de tensão com as diferentes condições de comparação de potência. Portanto, utilizar a diferença de tensão medida com relação à calculada em situações em que a potência calculada é menor do que a medida como ferramenta de localização de perdas comerciais, como abordado por *Henriques et al. (2020)*, não apresentaria resultados consistentes.

De maneira geral, o perfil de tensão calculado aproxima-se do medido. Entretanto, considerando-se que se trata de um circuito radial sem geração distribuída, não seria esperado observar pontos com tensão superior àquela na saída do transformador, como evidenciado nas figuras anteriores. Tal ocorrência sugere a possibilidade de falta de sincronia temporal entre os dados, o que poderia gerar distorções desse tipo. Vale destacar que, mesmo diante de uma possível falta de sincronismo, essa mesma base de dados foi utilizada no algoritmo desenvolvido no item 3.2, apresentando resultados.

Outro aspecto relevante refere-se aos medidores eletrônicos de energia elétrica, que são regulamentados quanto à exatidão na medição de potência, mas não são avaliados individualmente quanto à medição de tensão. Conseqüentemente, os valores de tensão obtidos da memória de massa desses equipamentos não possuem precisão garantida, o que também pode contribuir para as distorções observadas.

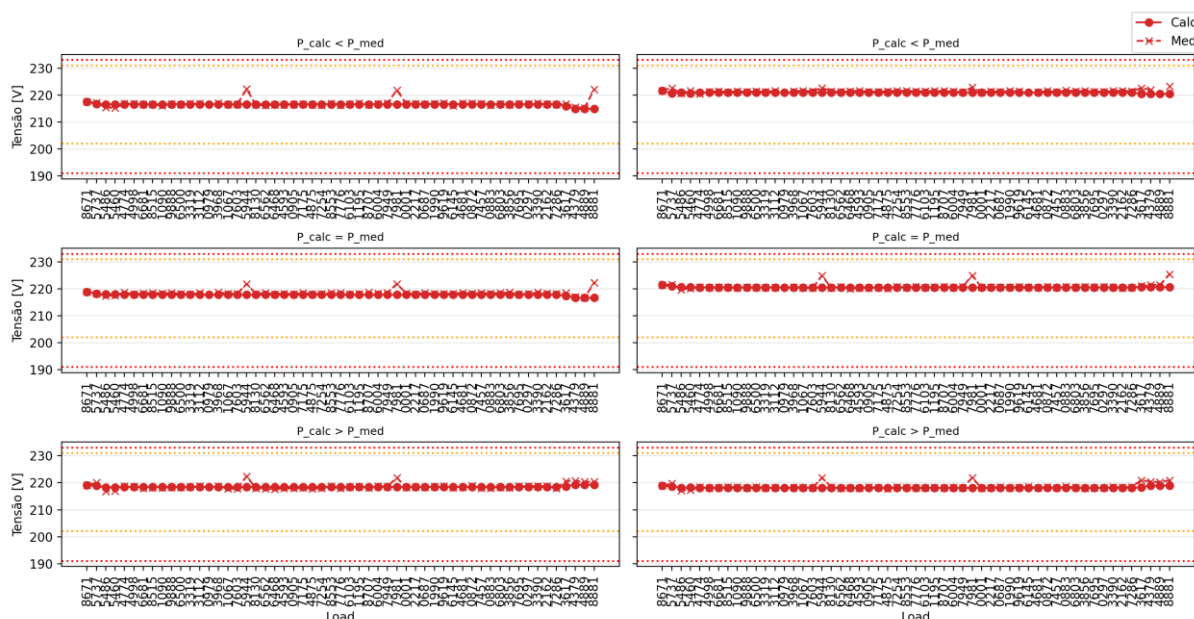
O comportamento dos demais circuitos é bastante similar ao caso do circuito 8032. Para demonstrar isso, serão apresentados os gráficos da fase A de cada circuito remanescente. Na Figura 41 apresenta-se o circuito 6138, enquanto na Figura 42 são expostos os resultados do circuito 8671 e na Figura 43 do circuito 10117.

**Figura 41 – Perfil de tensão calculado versus medido: fase A do circuito 6138**



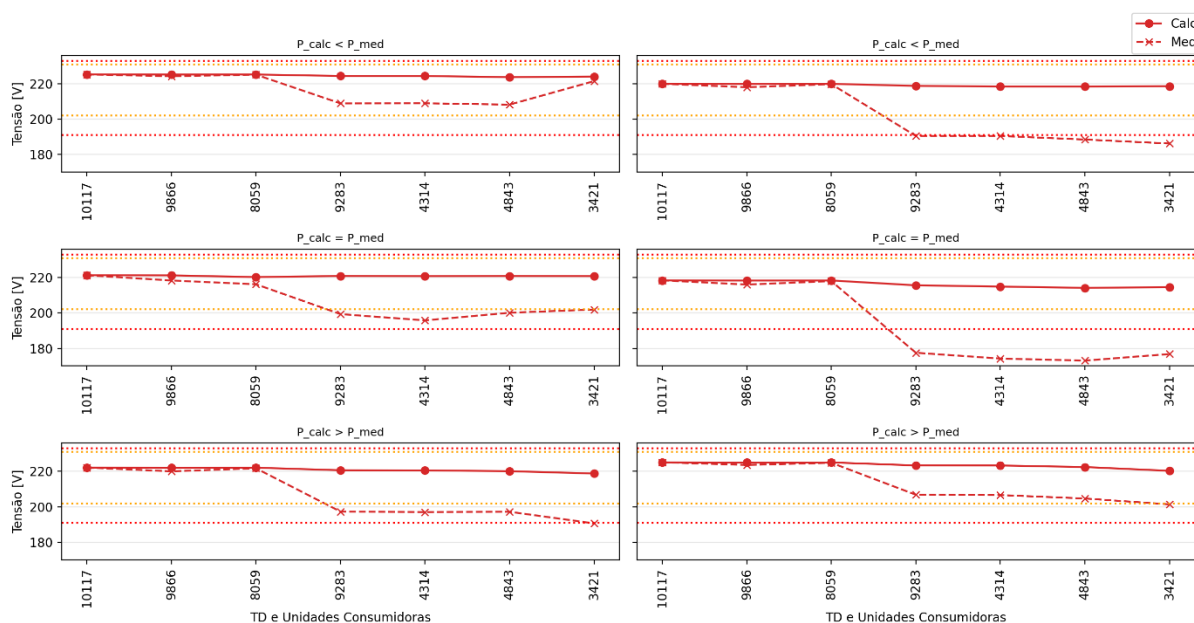
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 42 – Perfil de tensão calculado versus medido: fase A do circuito 8671



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 43 – Perfil de tensão calculado versus medido: fase A do circuito 10117



Fonte: Elaboração própria (2025).

O circuito 6138 também possui resultados bastante dispersos com relação a comparação das tensões. Mesmo possuindo uma unidade consumidora com geração distribuída (código 5160), não é nesse ponto em que a tensão medida é superior a calculada.

Já com relação ao circuito 8671, por se tratar de unidades consumidoras presentes majoritariamente em um edifício de uso coletivo, as tensões calculadas são as mesmas para diversos pontos, enquanto há algumas diferenças nos valores medidos. As unidades consumidoras ao final do gráfico são as que não estão no mesmo ponto de conexão. É possível destacar o código 8881, que representa o consumidor que possui geração distribuída.

Por fim, percebe-se uma queda de tensão acentuada no circuito 10117 a partir da unidade consumidora com o código 9283. Nesse caso, mesmo com os fatos já apresentados relacionados a falta de sincronismo e a precisão da medição de tensão dos equipamentos, é possível indicar uma inspeção localizada.

## 5 CONCLUSÃO

A Infraestrutura de Medição Avançada vem se expandindo de forma contínua nas distribuidoras, impulsionada pelos avanços tecnológicos e pelo incentivo dos órgãos reguladores. Essa modernização traz consigo uma série de benefícios, como a automação de leituras para faturamento, informações sobre falta de energia e a possibilidade de corte ou conexão dos consumidores de maneira remota. Entretanto, o pleno aproveitamento dessas vantagens depende diretamente da confiabilidade do banco de dados das distribuidoras. Inconsistências nas informações de conexão entre transformadores e unidades consumidoras podem comprometer análises energéticas, estudos de perdas e o planejamento da rede, reduzindo o potencial da AMI como instrumento de gestão e inteligência operacional.

Nesse contexto, o presente trabalho teve como objetivo aplicar uma metodologia de correção da relação de conexão transformador–consumidor que utilize os dados de medição inteligente para potencializar diversas outras aplicações de uma AMI, possibilitando, no caso estudado, o cálculo das perdas técnicas reais e a identificação de perdas comerciais, tendo a Celesc Distribuição como estudo de caso.

Para atingir esse objetivo, foram inicialmente estudadas metodologias de identificação da topologia de redes de distribuição apresentadas na literatura, a fim de selecionar uma abordagem aderente ao cenário da distribuidora. Com base nessa análise, optou-se pela utilização da Análise dos Componentes Principais (PCA) aliada ao cálculo da correlação entre tensões, compondo uma metodologia capaz de identificar a relação de conexão entre transformadores e unidades consumidoras em redes de baixa tensão. A abordagem foi aplicada para quatro circuitos distintos, e validada por meio da comparação com inspeções de campo, permitindo avaliar a consistência do banco de dados cadastral e o desempenho do algoritmo na identificação da topologia real da rede.

Os resultados mostraram que o algoritmo proposto apresentou taxa média de acerto de 97,13%, enquanto o banco de dados cadastral original apresentou apenas 50,55%, considerando a fase e sua ordem de conexão. Mesmo quando a comparação desconsidera a qual fase os elementos de medição estão conectados, atentando-se apenas em determinar corretamente o transformador associado, a taxa de acerto do algoritmo alcançou 98,28%, frente a 83,88% do cadastro original. Esses

resultados comprovam a eficácia da metodologia proposta na correção das relações de conexão TD-UC. Além disso, também pode ser ressaltada a análise realizada com relação ao ganho obtido com o uso do PCA, que evidenciou a contribuição da utilização dos Componentes Principais para a robustez do método.

Com a topologia validada, foi desenvolvido um balanço energético para os quatro transformadores de distribuição em estudo, com posterior modelagem elétrica dos circuitos no *software* OpenDSS utilizando os dados de rede presentes na base de dados da distribuidora e os dados reais de medição. A comparação entre as perdas totais obtidas no balanço energético e as perdas calculadas via fluxo de potência permitiu quantificar as perdas técnicas e, por consequência, as perdas comerciais. Os resultados indicaram percentuais de perdas técnicas entre 16,86% e 66,65% das perdas totais, dependendo do circuito analisado.

Os resultados obtidos mostraram-se úteis como ferramenta de apoio à identificação e priorização de circuitos com suspeita de perdas comerciais, uma vez que os valores encontrados reforçaram indícios previamente observados apenas através das perdas totais obtidas pelo balanço energético. Entretanto, observou-se que os percentuais de perdas técnicas calculados foram relativamente baixos em todos os casos analisados, o que possivelmente reflete o impacto das premissas adotadas e das limitações presentes no estudo. Entre esses fatores, destacam-se a não consideração de componentes harmônicas e desequilíbrios de corrente em UCs trifásicas, bem como o uso de uma base de dados de rede com condutores possivelmente superestimados em relação às seções transversais reais encontradas em campo. Esses aspectos contribuem para a subestimação das perdas técnicas simuladas e indicam a necessidade de aperfeiçoamento dos modelos elétricos e dos dados de entrada utilizados.

De forma geral, foi demonstrado que a utilização dos dados provenientes da Infraestrutura de Medição Avançada representa um avanço significativo na gestão e operação das redes de distribuição, podendo contribuir para a eficiência operacional, redução de perdas e modernização do setor elétrico.

## 5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Este trabalho buscou, por meio da utilização de dados de medição inteligente, potencializar e ampliar as aplicações da Infraestrutura de Medição Avançada no contexto das redes de distribuição. Com o avanço contínuo do processo de digitalização e automação das redes elétricas, torna-se evidente a necessidade de desenvolvimento de ferramentas analíticas que utilizem de forma plena o potencial da AMI, de modo a promover maior eficiência operacional e benefícios tanto para as distribuidoras quanto para os consumidores.

Dessa forma, recomenda-se que novos estudos sejam realizados com o intuito de aprimorar e expandir a metodologia desenvolvida, explorando novas fontes de dados, integrações com sistemas corporativos e avanços em modelagem elétrica. Algumas sugestões de trabalhos futuros incluem:

- a) incorporar coordenadas geográficas dos transformadores e das unidades consumidoras no algoritmo de identificação da relação de conexão, utilizando a distância elétrica ou geográfica como parâmetro auxiliar para reduzir inconsistências e aproveitar informações cadastrais valiosas que não foram exploradas neste trabalho;
- b) desenvolver uma ferramenta escalável e automatizada para execução contínua da correção do banco de dados da distribuidora, integrando o algoritmo proposto com sistemas corporativos;
- c) avaliar objetivamente os impactos da correção cadastral na eficiência operacional da distribuidora, mensurando possíveis ganhos em indicadores como tempo de atendimento, confiabilidade no faturamento e qualidade das análises técnicas;
- d) realizar uma análise comparativa do cálculo das perdas técnicas regulatórias, comparando a metodologia atualmente empregada, baseada em campanhas de medição, com uma abordagem que utilize dados de carga provenientes de sistemas de medição inteligente, visando avaliar potenciais aprimoramentos na metodologia regulatória e quantificar os impactos associados às simplificações atualmente adotadas;

- e) realizar medições harmônicas em campo e incorporar o espectro harmônico ao cálculo do fluxo de potência, de modo a aumentar a precisão das perdas simuladas e avaliar os benefícios de incluir medição de harmônicos como variáveis padrão nos medidores inteligentes;
- f) explorar a distribuição dos erros entre grandezas medidas e calculadas, como histogramas de potência ou energia, avaliando o uso de métricas estatísticas adicionais e técnicas de aprendizado de máquina como apoio à detecção e quantificação de perdas comerciais, bem como à priorização de inspeções.

## REFERÊNCIAS

ABDI, H.; WILLIAMS, L. J. Principal Component Analysis. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics**, v. 2, p. 433-459, 2010. DOI: 10.1002/wics.101. Disponível em: <https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/wics.101>. Acesso em: 20 abr. 2024.

AHMAD, Tanveer. Non-technical loss analysis and prevention using smart meters. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, p. 573-589, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.01.100. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117300990>. Acesso em: 20 nov. 2023.

ANEEL. **Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD**. 2024. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>. Acesso em: 18 out. 2025.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL**. Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. 2014. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota\\_tecnica\\_0057\\_srd.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf). Acesso em: 14 out. 2025.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist Módulo 1**: Glossário de termos técnicos do PRODIST. 2021a. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.pdf). Acesso em: 10 dez. 2023.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist Módulo 8**: Qualidade do fornecimento de energia elétrica. 2021b. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_7.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf). Acesso em: 10 dez. 2023.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist Módulo 10**: Sistema de Informação Geográfica Regulatório. 2021c. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_9](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_9). Acesso em: 19 abr. 2024.

ANEEL. **Portal de Relatórios**: Relatório de Perdas de Energia. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias>. Acesso em: 08 nov. 2025.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET Módulo 2**: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 2.6: Perdas de Energia e Irrecuperáveis. Versão 2.0 C. 2022. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003\\_Proret\\_Submod\\_2\\_6\\_V2\\_0C.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2_6_V2_0C.pdf). Acesso em: 19 abr. 2024.

ARANHA NETO, Edison A. C.; COELHO, Jorge. Probabilistic methodology for technical and non-technical losses estimation in distribution system. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 93–99, jan. 2013. DOI: 10.1016/j.epsr.2012.12.008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779612003604>. Acesso em: 21 nov. 2023.

BERRISFORD, Andrew J. A tale of two transformers: An algorithm for estimating distribution secondary electric parameters using smart meter data. *In*: IEEE CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING, 26., 2013, Regina. **Anais [...]**. Regina: IEEE, 2013. p. 1-6. DOI: 10.1109/CCECE.2013.6567690. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6567690>. Acesso em: 21 nov. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria Normativa MME n.º 111, de 18 de junho de 2025**. Estabelece diretrizes gerais para estímulo à digitalização gradual das redes e do serviço de distribuição de energia elétrica de baixa tensão. *In*: Diário Oficial da União. Brasília, DF, 23 jun. 2025. Seção 1, n.º 115, p. 47. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2025/portaria-normativa-mme-n-111-2025.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2025.

CESPEDES, R.G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 1, p. 391–396, jan. 1990. DOI: 10.1109/61.107303. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/107303>. Acesso em: 10 dez. 2023.

CHAO L.; LEI, Z.; YUHAN, L. Topology checking method for low voltage distribution network based on fuzzy c-means clustering algorithm. *In*: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ARTIFICIAL INTELLIGENCE AND COMPUTER APPLICATIONS, 2020, Dalian. **Anais [...]**. Dalian: IEEE, 2020. p. 1077-1080. DOI: 10.1109/ICAICA50127.2020.9182696. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9182696>. Acesso em: 21 nov. 2023.

CHIKODILI, N. B.; ABDULMALIKI, M. D.; ABISOYE, O. A.; BASHIR, S. A. Outlier Detection in Multivariate Time Series Data Using a Fusion of K-Medoid, Standardized Euclidean Distance and Z-Score. *In*: INFORMATION AND COMMUNICATION TECHNOLOGY AND APPLICATIONS, 2020, Minna. **Communications in Computer and Information Science**. Springer, 2021. v. 1350, p. 259-271. DOI: 10.1007/978-3-030-69143-1\_21. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/349298548\\_Outlier\\_Detection\\_in\\_Multivariate\\_Time\\_Series\\_Data\\_Using\\_a\\_Fusion\\_of\\_K-Medoid\\_Standardized\\_Euclidean\\_Distance\\_and\\_Z-Score](https://www.researchgate.net/publication/349298548_Outlier_Detection_in_Multivariate_Time_Series_Data_Using_a_Fusion_of_K-Medoid_Standardized_Euclidean_Distance_and_Z-Score). Acesso em: 16 fev. 2025.

CUNHA, V. C.; FREITAS, W.; TRINDADE, F. C. L.; SANTOSO, S. Automated determination of topology and line parameters in low voltage systems using smart meters measurements. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 6, p. 5028-5038, nov. 2020. DOI: 10.1109/TSG.2020.3004096. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9122054>. Acesso em: 9 dez. 2023.

DE, S.; ANAND, R.; NAVEEN, A.; MOINUDDIN, S. e-metering solution for checking energy thefts and streamlining revenue collection in India. *In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2003, Dallas. Anais [...].* Dallas: IEEE, 2003. p. 654-658. DOI: 10.1109/TDC.2003.1335354. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1335354>. Acesso em: 10 dez. 2023.

DAIMON. **Daimon – Softwares – Interplan**. Disponível em: <http://www.daimoninterplan.com.br/interplan.html>. Acesso em: 25 out. 2025.

EPRI. **OpenDSS**. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>. Acesso em: 14 out. 2025.

GAO, Q.; HAN, B.; HUANG, X.; ZHANG, P.; LIU, J.; GE, L. Verification method of topological relationship of low voltage distribution equipment based on KNN and pearson correlation coeficiente. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY, 2021, Haikou. Anais [...].* Haikou: IEEE, 2021. p. 127-132. DOI: 10.1109/POWERCON53785.2021.9697869. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9697869>. Acesso em: 3 dez. 2023.

GETH, F.; VANIN, M.; HERTEM, D.V. Data quality challenges in existing distribution network datasets. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2023, Roma. Anais [...].* Roma: IEEE, 2023. DOI: 10.48550/arXiv.2308.00487. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2308.00487>. Acesso em: 20 dez. 2025.

HADI, F. A.; RADZI, N. A. M.; JALIL, Y. E.; ANAS, S. B. A., HAMID, S. A. F. S. A.; WERN, L. W.; SAMIDI, F. S.; AZHAR, N. A., DAGHRIR, F. Y. Optimizing AMI Control Centres through Machine Learning: A Review. **Journal of Advanced Research Design**, v. 136, p. 44-65. DOI: 10.37934/ard.136.1.4465. Disponível em: <https://www.akademiabaru.com/submit/index.php/ard/article/view/5965>. Acesso em: 20 dez. 2025.

HENRIQUES, H.O.; CORRÊA, R.L.S.; FORTES, M.Z.; BORBA, B.S.M.C.; FERREIRA, V.H. Monitoring technical losses to improve non-technical losses estimation and detection in LV distribution systems. **Measurement**, v. 161, p. 107840-107850, abr. 2020. DOI: 10.1016/j.measurement.2020.107840. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S026322412030378X>. Acesso em: 20 nov. 2023.

KADUREK, P.; BLOM, J.; COBBEN, J. F. G.; KLING, W. L. Theft detection and smart metering practices and expectations in the Netherlands. *In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE EUROPE, 2010, Gothenburg. Anais [...].* Gothenburg: IEEE, 2010. p. 1-6. DOI: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638852. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5638852>. Acesso em: 10 dez. 2023.

KIM, J. Y.; HWANG, Y. M.; SUN, Y. G.; SIM, I.; KIM, D. I.; WANG, X. Detection for non-technical loss by smart energy theft with intermediate monitor meter in smart grid. **IEEE Access**, v. 7, p. 129043-129053, jul. 2019. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2940443. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8832141>. Acesso em: 20 nov. 2023.

MARQUES, L.; SILVA, N.; MIRANDA, I.; RODRIGUES, E.; LEITE, H. Detection and localisation of non-technical losses in low voltage distribution networks. *In: MEDITERRANEAN CONFERENCE ON POWER GENERATION, TRANSMISSION, DISTRIBUTION AND ENERGY CONVERSION (MEDPOWER 2016)*, 2016, Belgrado. **Anais [...]**. Belgrado: IEEE, 2016. p. 1-8. DOI: 10.1049/cp.2016.1079. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7885433>. Acesso em: 08 jun. 2025.

MESSINIS, George M.; HATZIARGYRIOU, Nikos D. Review of non-technical loss detection methods. **Electric Power Systems Research**, v. 158, p. 250–266, fev. 2018. DOI: 10.1016/j.epsr.2018.01.005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779618300051>. Acesso em: 10 dez. 2023.

MOHASSEL, R. R.; FUNG, A.; MOHAMMADI, F.; RAAHEMIFAR, K. A survey on advanced metering infrastructure. **Electrical Power & Energy Systems**, v. 63, p. 473-484, jul. 2014. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.06.025. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514003743>. Acesso em: 20 nov. 2023.

MOMOH, J. A. Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control. *In: IEEE/PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2009, Seattle*. **Anais [...]**. Seattle: IEEE, 2009, p. 1-8. DOI: 10.1109/PSCE.2009.4840074. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4840074>. Acesso em: 10 dez. 2023.

ODJE, M.; UHUNMWANGHO, R.; OKEDU, K. E. Aggregated technical commercial and collection loss mitigation through a smart metering application strategy. **Frontiers in Energy Research**, v. 9, p. 1-12, nov. 2021. DOI: 10.3389/fenrg.2021.703265. Disponível em: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.703265/full>. Acesso em: 3 dez. 2023.

OLIVEIRA, M. E.; PADILHA-FELTRIN, A. A top-down approach for distribution loss evaluation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 4, p. 2117–2124, set. 2009. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2014266. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5235727>. Acesso em: 10 dez. 2023.

PAUL, Júlia S. **Análise dos parâmetros regulatórios no cálculo das perdas técnicas: Estudo de caso na Celesc Distribuição**. 2021, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, Florianópolis, 2021.  
PEPPANEN, J.; GRIJALVA, S.; RENO, M. J.; BRODERICK, R. J. Distribution system low-voltage circuit topology estimation using smart metering data. *In: IEEE/PES*

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2016, Dallas. **Anais** [...]. Dallas: IEEE, 2016a. p. 1-5. DOI: 10.1109/TDC.2016.7519985. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7519985>. Acesso em: 9 dez. 2023.

PEPPANEN, J.; RENO, M. J.; BRODERICK, R. J.; GRIJALVA, S. Distribution system model calibration with big data from AMI and PV inverters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 5, p. 2497-2506, set. 2016b. DOI: 10.1109/TSG.2016.2531994. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7426397>. Acesso em: 9 dez. 2023.

PEPPANEN, J.; GRIJALVA, S.; RENO, M. J.; BRODERICK, R. J. Secondary circuit model creation and validation with AMI and transformer measurements. *In*: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 2016, Denver. **Anais** [...]. Denver: IEEE, 2016c. p. 1-6. DOI: 10.1109/NAPS.2016.7747867. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7747867>. Acesso em: 3 dez. 2023.

RAGGI, L. M. R.; TRINDADE, F. C. L.; CUNHA, V. C.; FREITAS, W. Non-Technical loss identification by using data analytics and customer smart meters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 35, n. 6, p. 2700-2710, dez. 2020. DOI: 10.1109/TPWRD.2020.2974132. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8999629>. Acesso em: 10 dez. 2023.

RIBEIRO, Igor C. G. **THOR**: Um Framework para Infraestrutura de Medição Avançada Resiliente a Falhas de Agregadores nas Redes Elétricas Inteligentes. Tese (Doutorado em Computação) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018. Disponível em: <https://www.ic.uff.br/PosGraduacao/frontend-tesesdissertacoes/download.php?id=889.pdf&tipo=trabalho>. Acesso em: 10 dez. 2023.

SCIKIT-LEARN. **Scikit-learn**: Machine Learning in Python. Disponível em: <https://scikit-learn.org/stable/index.html>. Acesso em: 20 abr. 2024.

SHAH, A. L.; MESBAH, W.; AL-AWAMI, A. T. An algorithm for accurate detection and correction of technical and nontechnical losses using smart metering. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 69, n. 11, p. 8809-8820, nov. 2020. DOI: 10.1109/TIM.2020.2999175. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9104948>. Acesso em: 10 dez. 2023.

SHORT, Tom A. Advanced metering for phase identification, transformer identification, and secondary modeling. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 2, p. 651-658, jun. 2013. DOI: 10.1109/TSG.2012.2219081. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6365289>. Acesso em: 3 dez. 2023.

TONG, L.; CHAI, W.; WU, D. Topology and impedance identification method of low-voltage distribution network based on smart meter measurements. **Frontiers in Energy Research**, v. 10, p. 1-8, abr. 2022. DOI: 10.3389/fenrg.2022.895397. Disponível em: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2022.895397/full>. Acesso em: 3 dez. 2023.

WANG, Bing.; LUAN, Wenpeng. Generate distribution circuit model using AMI data. *In: CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION*, 2014, Shenzhen. **Anais** [...]. Shenzhen: IEEE, 2014. p. 1251-1255. DOI: 10.1109/CICED.2014.6991907. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6991907>. Acesso em: 21 nov. 2023.

WU, S.; HU, W.; DONG, Y. A method for identifying connectivity relationship in low-voltage area based on voltage big data. *In: IEEE INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES*, 2019, Chengdu. **Anais** [...]. Chengdu: IEEE, 2019. p. 3624-3628. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881055. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8881055>. Acesso em: 3 dez. 2023.

XU, C.; LEI, Y.; ZOU, Y. A method of low voltage topology identification. *In: IEEE CONFERENCE ON TELECOMMUNICATIONS, OPTICS AND COMPUTER SCIENCE*, 2020, Shenyang. **Anais** [...]. Shenyang: IEEE, 2020. p. 318-323. DOI: 10.1109/TOCS50858.2020.9339731. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9339731>. Acesso em: 3 dez. 2023.

ZHANG, J.; GETH, F.; HEIDARI, R.; VERBIČ, G. Beyond simplifications: Evaluating assumptions for low-voltage network modelling in the DER era. **Sustainable Energy Grids and Networks**, v. 43, p. 101860, 2025. DOI: 10.1016/j.segan.2025.101860. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467725002425>. Acesso em: 25 out. 2025.

ZHANG, M.; LUAN, W.; GUO, S.; WANG, P. Topology identification method of distribution network based on smart meter measurements. *In: CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION*, 2018, Tianjin. **Anais** [...]. Tianjin: IEEE, 2018. p. 372-376. DOI: 10.1109/CICED.2018.8592228. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8592228>. Acesso em: 3 dez. 2023.

ZHENG, J.; GAO, D. W.; LIN, L. Smart meters in smart grid: An overview. *In: IEEE GREEN TECHNOLOGIES CONFERENCE*, 2013, Denver. **Anais** [...]. Denver: IEEE, 2013, p. 57-64. DOI: 10.1109/GreenTech.2013.17. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6520030>. Acesso em: 10 dez. 2023.

ZHOU, L.; WEN, F.; YANG, X.; ZHONG, Y. User-transformer connectivity relationship identification based on knowledge-driven approaches. **IEEE Access**, v. 10, p. 54358-54371, mai. 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3175841. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9775930>. Acesso em: 4 dez. 2023.








## APÊNDICES

## APÊNDICE A – CIRCUITOS DO ESTUDO DE CASO

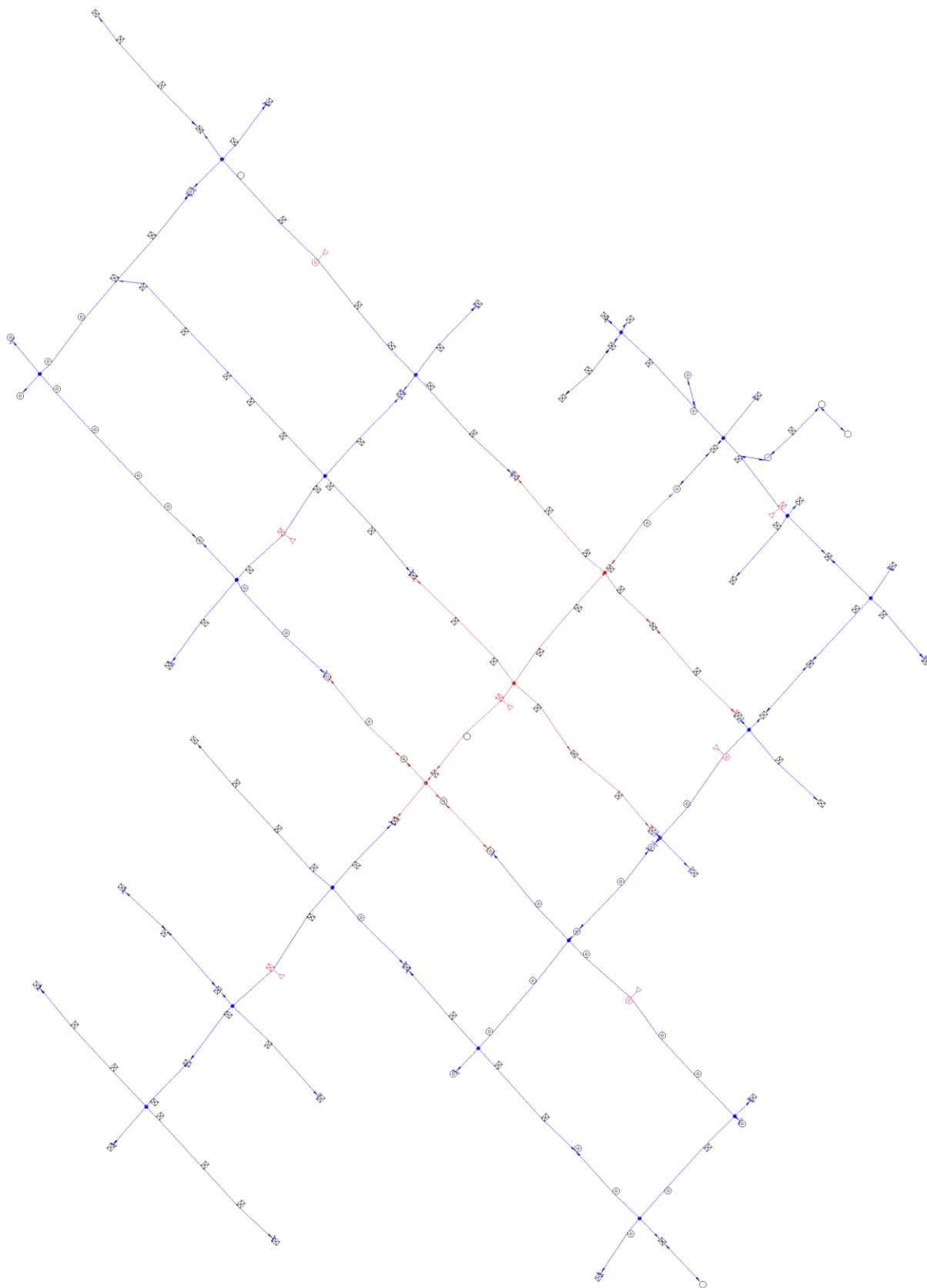
Este Apêndice mostra a representação georreferenciada dos circuitos do estudo de caso deste trabalho, bem como os circuitos vizinhos que compuseram o problema da identificação de relação de conexão transformador-consumidor.

Na Figura 44 é apresentada a legenda dos símbolos utilizados na representação dos circuitos. O circuito 6138 e seus vizinhos são apresentados de maneira georreferenciada na Figura 45. Já os circuitos 8032 e 8671 foram rotacionados para uma melhor visualização e são apresentados juntamente com seus circuitos limítrofes na Figura 46 e Figura 47, respectivamente. Na Figura 48, por fim, é apresentado o circuito 10117 e seus vizinhos seguindo o georreferenciamento.

**Figura 44 – Legenda dos símbolos utilizados na representação dos circuitos**

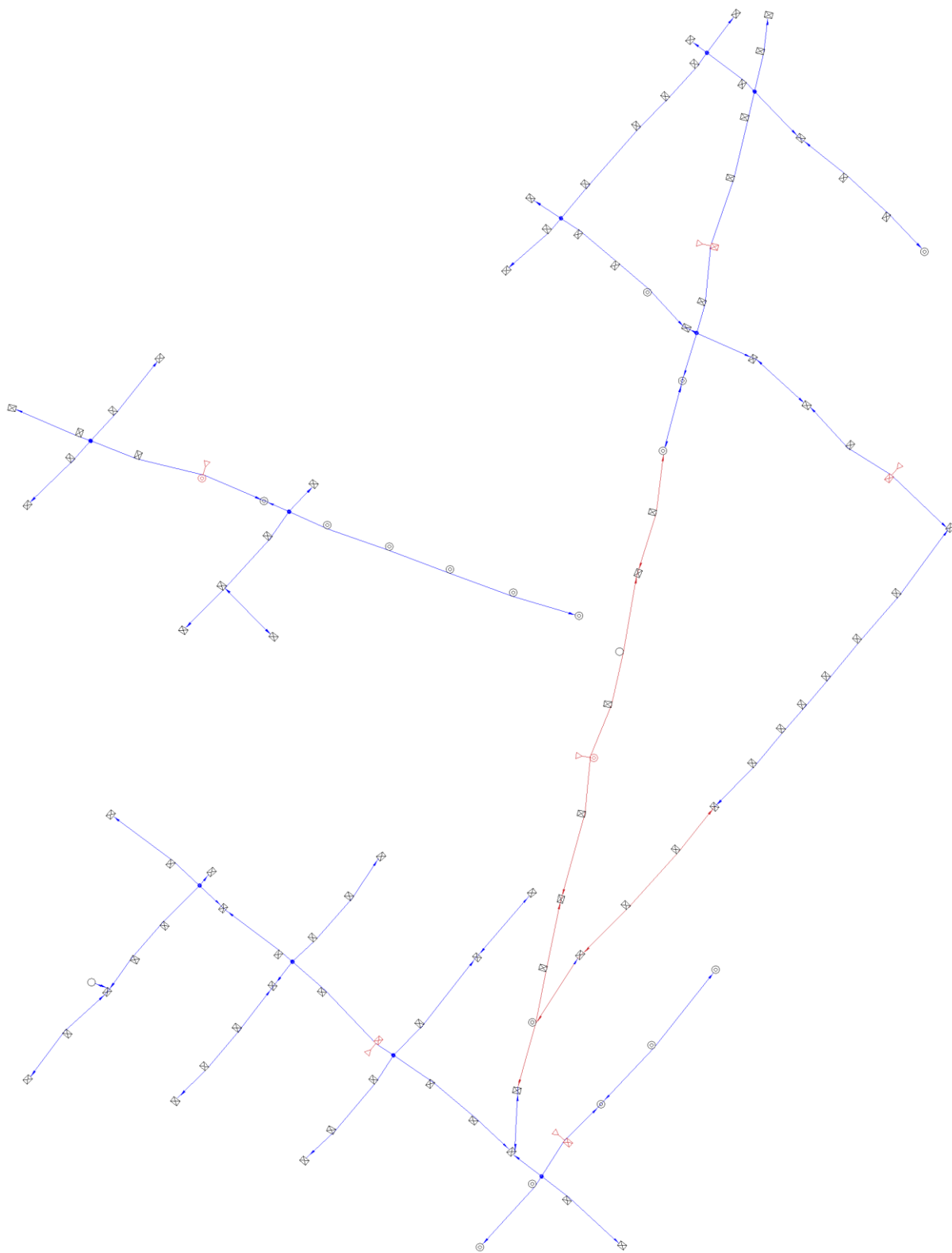
|   |   |
|---|---|
|    | Poste retangular (concreto)               |
|  | Poste circular (concreto)                 |
|  | Poste circular (madeira)                  |
|  | Trecho de distribuição - circuito alvo    |
|  | Trecho de distribuição - circuito vizinho |
|  | Encabeçamento do circuito (término)       |
|  | Transformador de distribuição             |

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 45 – Circuito 6138 (em destaque) e seus vizinhos**

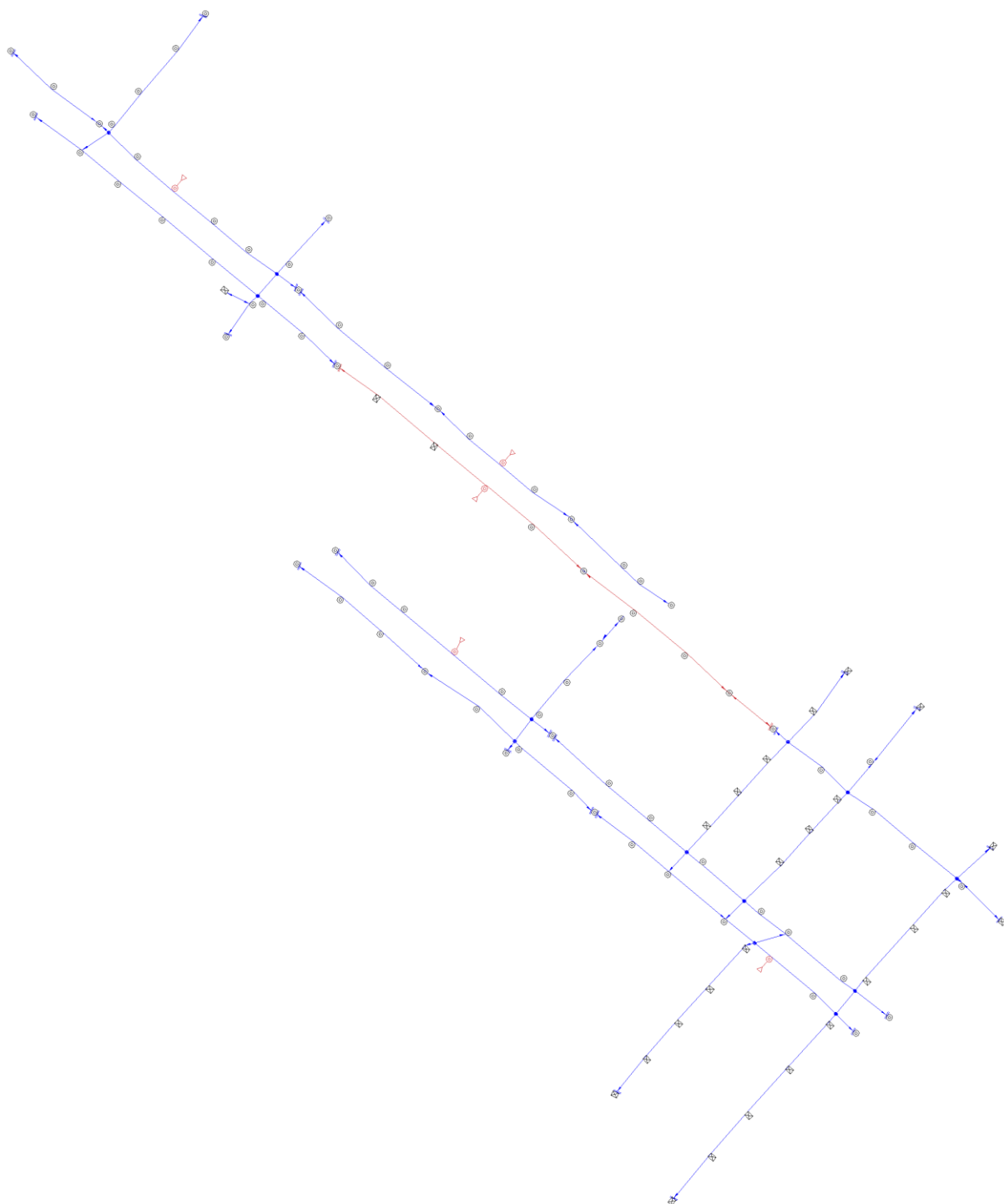
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 46 – Circuito 8032 (em destaque) e seus vizinhos

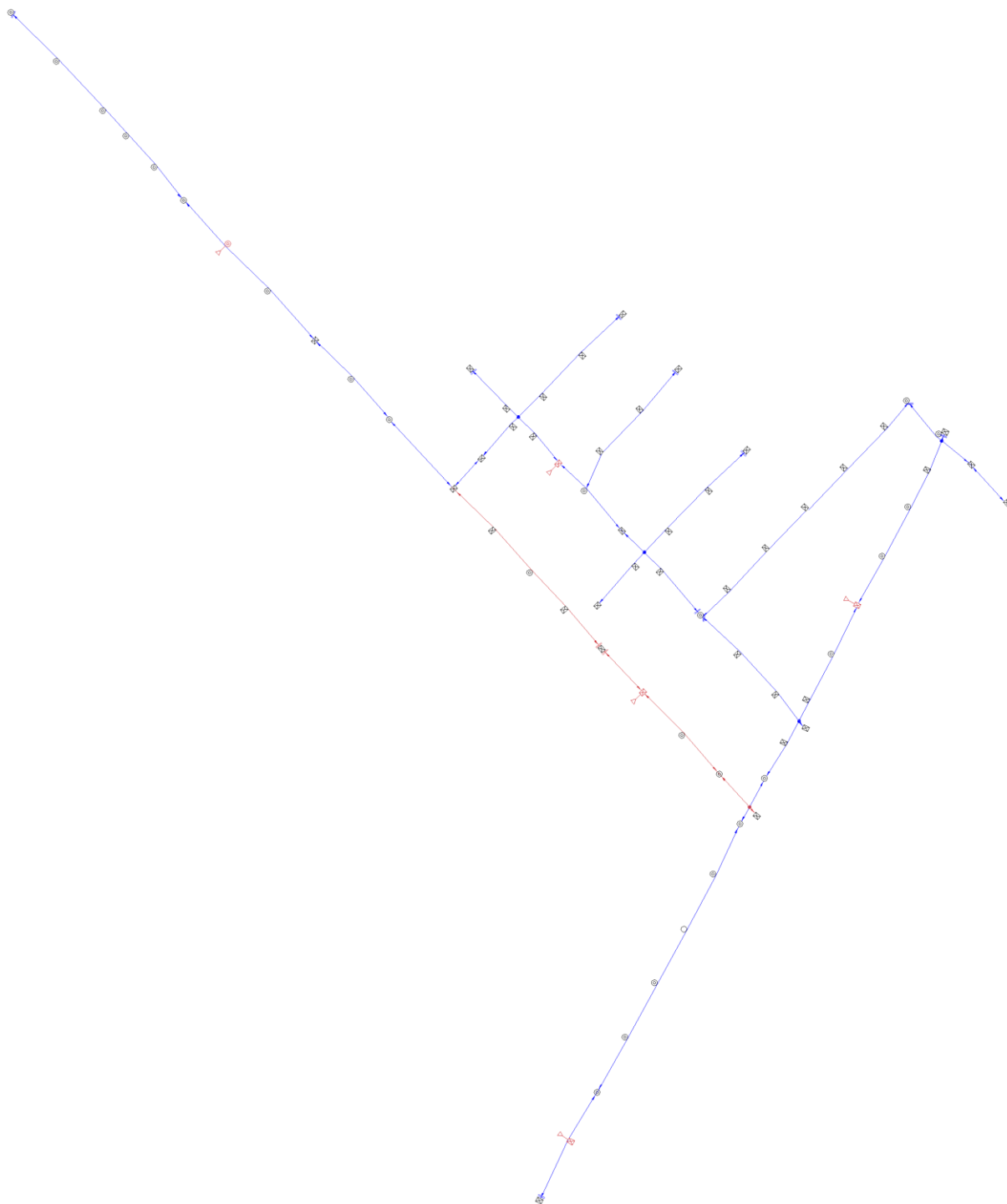


Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 47 – Circuito 8671 (em destaque) e seus vizinhos



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 48 – Circuito 10117 (em destaque) e seus vizinhos**

Fonte: Elaboração própria (2025).