



**ALEXANDRE DE ARAÚJO**

**ESTUDOS DE PERFIL DE DEMANDA E COMPENSAÇÃO  
ÓTIMA DE REATIVOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA  
UFLA UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

**LAVRAS – MG**

**2024**

**ALEXANDRE DE ARAÚJO**

**ESTUDOS DE PERFIL DE DEMANDA E COMPENSAÇÃO ÓTIMA DE REATIVOS  
NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA UFLA UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistema e Automação, para a obtenção do título de Mestre.

Profa. Dra. Sílvia Costa Ferreira  
Orientadora

**LAVRAS – MG**  
**2024**

**Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Geração de Ficha Catalográfica da Biblioteca  
Universitária da UFLA, com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).**

de Araújo, Alexandre.

Estudos de perfil de demanda e compensação ótima de reativos na rede de distribuição da UFLA utilizando o software OpenDss / Alexandre de Araújo. – 2024.

121 p. : il.

Orientador(a): Profa. Dra. Sílvia Costa Ferreira.

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Lavras, 2024.

Bibliografia.

1. Compensação de Reativo. 2. Otimização. 3. Perdas. I. Ferreira, Sílvia Costa. II. Título.

**ALEXANDRE DE ARAÚJO**

**ESTUDOS DE PERFIL DE DEMANDA E COMPENSAÇÃO ÓTIMA DE REATIVOS  
NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA UFLA UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS  
USE OF UFLAMON CLASS: SAMPLE FOR USERS**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistema e Automação, para a obtenção do título de Mestre.

APROVADA em 8 de Fevereiro de 2024.

Rondineli Rodrigues Pereira UNIFEI  
Joaquim Paulo da Silva UFLA  
Sílvia Costa Ferreira UFLA

Profa. Dra. Sílvia Costa Ferreira  
Orientadora

**LAVRAS – MG  
2024**

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todas as pessoas especiais que me apoiaram e me acompanharam ao longo da minha jornada até o término do mestrado. Este momento de celebração e conquista não seria possível sem cada um de vocês. Aos meus amados pais, Aparecido e Josefa, que sempre acreditaram em mim e me encorajaram a perseguir meus sonhos, meu profundo agradecimento. Vocês são minha inspiração e exemplo de dedicação e determinação. Obrigado por me sustentarem com amor e por serem pilares sólidos em minha vida. Aos meus filhos preciosos, Thayla e Lorenzo, e minha parceira Jenyfer, cuja presença irradia alegria e amor incondicional, expressei minha gratidão por serem minha motivação constante. Suas risadas e abraços foram a força que eu precisava para superar os desafios e concluir essa etapa. Amo vocês além das palavras.

Aos professores do Departamento de Engenharia, que me guiaram e compartilharam seu conhecimento ao longo desse percurso acadêmico, meu profundo agradecimento. Sua dedicação em transmitir sabedoria e orientar meu crescimento profissional foram fundamentais para minha formação. Agradeço pela oportunidade de aprender com vocês. Celebro este momento com imensa gratidão e emoção. Cada pessoa mencionada neste texto desempenhou um papel essencial em minha trajetória, e sinto-me verdadeiramente abençoado por tê-los em minha vida. O presente trabalho foi realizado com apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG).

## RESUMO

A modelagem da rede de distribuição da Universidade Federal de Lavras (UFLA) empregando o *software* OpenDDS, conjuntamente com a alocação ótima de bancos de capacitores, constitui uma abordagem inovadora e relevante no âmbito da engenharia elétrica. Este enfoque tem por objetivo aprimorar a eficiência energética, a qualidade do fornecimento de energia e a confiabilidade do sistema de distribuição da UFLA. A modelagem da rede de distribuição envolve a representação matemática e computacional dos componentes e características do sistema elétrico, tais como cabos, transformadores, geradores e cargas. A utilização do OpenDDS, um *software* de código aberto destinado a sistemas de distribuição em tempo real, possibilita a modelagem e simulação do comportamento do sistema elétrico da UFLA. Adicionalmente, a alocação de bancos de capacitores para correção de potência reativa emerge como estratégia crucial para otimizar o fator de potência e mitigar as perdas de energia. Bancos de capacitores, enquanto dispositivos capazes de armazenar e fornecer energia reativa, corrigem o desequilíbrio entre a energia ativa e reativa do sistema elétrico. Ao integrar a modelagem da rede de distribuição da UFLA com a utilização do *software* OpenDDS e a alocação de bancos de capacitores, torna-se possível conduzir análises sobre o comportamento desse sistema de distribuição específico. O presente trabalho apresenta uma modelagem completa do sistema de distribuição, incluindo a etapa de alocação ótima de bancos de capacitores, e realiza uma análise de sensibilidade para determinar os Fatores de Sensibilidade de Perdas (LSFs), visando identificar os locais mais apropriados para compensação de potência reativa. Emprega-se séries temporais para delinear o cenário diário em períodos letivos e de férias. No âmbito da gestão otimizada, são apresentadas quatro propostas para otimizar o fator de potência e minimizar as perdas ativas no sistema. As iterações determinarão o dimensionamento dos bancos de capacitores, e o ajuste necessário no fator de potência do sistema de geração fotovoltaica.

**Palavras-chave:** Capacitores. Compensação de Reativo. Otimização. Perdas. Rede de Distribuição.

## ABSTRACT

The modeling of the distribution network of the Federal University of Lavras (UFLA) using the OpenDDS software, in conjunction with the optimal allocation of capacitor banks, constitutes an innovative and relevant approach in the field of electrical engineering. This approach aims to enhance energy efficiency, the quality of power supply, and the reliability of the UFLA distribution system. The modeling of the distribution network involves the mathematical and computational representation of electrical system components and characteristics, such as cables, transformers, generators, and loads. The use of OpenDDS, an open-source software designed for real-time distribution systems, enables the modeling and simulation of the behavior of the UFLA electrical system. Additionally, the allocation of capacitor banks for reactive power correction emerges as a crucial strategy to optimize power factor and mitigate energy losses. Capacitor banks, as devices capable of storing and supplying reactive power, correct the imbalance between active and reactive energy in the electrical system. By integrating the modeling of the UFLA distribution network with the use of OpenDDS software and the allocation of capacitor banks, it becomes possible to conduct analyses on the behavior of this specific distribution system. This study presents a comprehensive modeling of the distribution system, including the stage of optimal allocation of capacitor banks, and performs a sensitivity analysis to determine Loss Sensitivity Factors (LSFs), aiming to identify the most suitable locations for reactive power compensation. Time series are employed to outline the daily scenario during academic and holiday periods. In the context of optimized management, four proposals are presented to optimize the power factor and minimize active losses in the system. Iterations will determine the sizing of capacitor banks and the necessary adjustment to the power factor of the photovoltaic generation system.

**Keywords:** Capacitors. Reactive Compensation. Optimization. Losses. Distribution Network.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Sistema de Distribuição Radial . . . . .	21
Figura 3.1 – Vista Aérea de Universidade Federal de Lavras . . . . .	29
Figura 3.2 – Representação pelo Google Maps do Sistema de Distribuição da UFLA por Meio das Coordenadas Geográficas dos Postes . . . . .	34
Figura 3.3 – Placa de dados do Transformador . . . . .	35
Figura 3.4 – Representação dos Trechos com Cabos de 150mm <sup>2</sup> e 50mm <sup>2</sup> . . . . .	36
Figura 3.5 – Microusinina da ABI . . . . .	38
Figura 3.6 – Miniúsinina Centro de Eventos . . . . .	39
Figura 3.7 – Curva de geração empírica de geração em 34 inversores Sungrow de 36k - SG36KTL-M . . . . .	41
Figura 3.8 – Perfis de Demanda em Período Letivo . . . . .	43
Figura 3.9 – Perfis de Demanda em Período de Férias Acadêmicas . . . . .	44
Figura 3.10 – Fator de Potência em Período Letivo . . . . .	45
Figura 3.11 – Fator de Potência em Período de Férias Acadêmicas . . . . .	46
Figura 3.12 – Perfil da Demanda Máxima de (P) e (Q) . . . . .	47
Figura 3.13 – Perfil da Demanda Mínima de (P) e (Q) . . . . .	48
Figura 3.14 – Descrição das Coordenadas dos Postes . . . . .	51
Figura 3.15 – Descrição do Circuito Subestação . . . . .	51
Figura 3.16 – Descrição dos Transformadores . . . . .	51
Figura 3.17 – Descrição das Linhas de Rede . . . . .	51
Figura 3.18 – Descrição dos Tipos de Cabos . . . . .	52
Figura 3.19 – Descrição das Cargas . . . . .	52
Figura 3.20 – Descrição do Perfil de Carga . . . . .	52
Figura 3.21 – Descrição dos Tipos de Capacitores . . . . .	52
Figura 3.22 – Descrição dos Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	53
Figura 3.23 – Sistema de Distribuição da UFLA Modelado no OpenDSS . . . . .	54
Figura 3.24 – Topologia do Sistema da UFLA . . . . .	55
Figura 3.25 – Fluxo de Potência com Demanda Mínima sem GD . . . . .	57
Figura 3.26 – Fluxo de Potência com Demanda Mínima com GD . . . . .	57
Figura 3.27 – Perfil de Tensão com Demanda Mínima sem GD . . . . .	58
Figura 3.28 – Perfil de Tensão com Demanda Mínima com GD . . . . .	58



Figura 3.29 – Fluxo de Potência com Demanda Máxima sem GD . . . . .	60
Figura 3.30 – Fluxo de Potência com Demanda Máxima com GD . . . . .	60
Figura 3.31 – Perfil de Tensão com Demanda Máxima sem GD . . . . .	61
Figura 3.32 – Perfil de Tensão com Demanda Máxima com GD . . . . .	61
Figura 3.33 – Cenário C: Potências Ativa e Reativa no Alimentador com e sem GD para Mínima Demanda . . . . .	63
Figura 3.34 – Cenário C: Fator de Potência com Demanda Mínima com e sem GD . . . . .	63
Figura 3.35 – Cenário C: Perfil de Tensão com Demanda Mínima com e sem GD no Alimentador e Transformador 118 . . . . .	64
Figura 3.36 – Cenário D: Potências Ativa e Reativa no Alimentador com e sem GD para Máxima Demanda . . . . .	65
Figura 3.37 – Cenário D: Fator de Potência com Demanda Máxima com e sem GD . . . . .	65
Figura 3.38 – Cenário D: Perfil de Tensão com Demanda Máxima com e sem GD no Alimentador e Transformador 118 . . . . .	66
Figura 4.1 – Principais Métodos para Alocação de Banco de Capacitores . . . . .	69
Figura 5.1 – Resultados Obtidos para o LSF . . . . .	79
Figura 5.2 – Topologia do Sistema da UFLA com Ramos indicados no LSF . . . . .	80
Figura 5.3 – Fluxograma da Metodologia Proposta de Dimensionamento e Alocação Ótima de Banco de Capacitores . . . . .	81
Figura 5.4 – Fluxograma da Metodologia Proposta de Para Compensação de Reativo Utilizando os Sistema Fotovoltaico . . . . .	84
Figura 5.5 – Resultados das Potência Ativa das Propostas para o Cenário C . . . . .	87
Figura 5.6 – Resultados das Potência Reativas das Propostas para o Cenário C . . . . .	87
Figura 5.7 – Resultados dos Fatores de Potência para o Cenário C . . . . .	88
Figura 5.8 – Resultados das Potência Ativa das Propostas Cenário D . . . . .	90
Figura 5.9 – Resultados das Potência Reativa das Propostas Cenário D . . . . .	91
Figura 5.10 – Resultados dos Fatores de Potência Cenário D . . . . .	91

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Dados Técnicos dos Cabos de Baixa Tensão . . . . .	36
Tabela 3.2 – Dados Técnicos dos Cabos de Média Tensão . . . . .	37
Tabela 3.3 – Características do Módulos Fotovoltaicos . . . . .	40
Tabela 3.4 – Características dos Inversores Solares . . . . .	40
Tabela 3.5 – Dados de Demanda Máxima e Mínima Registrada nas Semanas Escolhidas para Análise . . . . .	42
Tabela 3.6 – Dados de Fator de Potência para Demanda Máxima e Mínima Registrada nas Semanas Escolhidas para Análise . . . . .	45
Tabela 3.7 – Cenário A: Resultados do Fluxo de Potência com Demanda Mínima com e sem GD . . . . .	56
Tabela 3.8 – Cenário B: Resultados do Fluxo de Potência com Demanda Máxima com e sem GD . . . . .	59
Tabela 5.1 – Resultados das Propostas de Otimização para Cenário C . . . . .	85
Tabela 5.2 – Resultados das Propostas de Otimização para Cenário D . . . . .	89
Tabela 1 – Relação dos Transformadores . . . . .	103
Tabela 2 – Potência de Carregamento dos Transformadores para o Cenário A . . . . .	106
Tabela 3 – Potência de Carregamento dos Transformadores para o Cenário B . . . . .	110
Tabela 4 – Valores Obtidos do Sistema UFLA . . . . .	114
Tabela 5 – Resultados Obtidos para o LSF no Sistema. . . . .	118

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>13</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b>	<b>14</b>
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivos Específicos</b>	<b>15</b>
<b>1.2</b>	<b>Estrutura do Texto</b>	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>MODELAGEM EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>17</b>
<b>2.1</b>	<b>Introdução</b>	<b>17</b>
<b>2.2</b>	<b>Sistema de Distribuição</b>	<b>17</b>
<b>2.2.1</b>	<b>Sistemas de Distribuição Radiais</b>	<b>19</b>
<b>2.3</b>	<b>Componentes e Modelagem de um Sistema de Distribuição</b>	<b>21</b>
<b>2.3.1</b>	<b>Características dos Cabos Alimentadores</b>	<b>22</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Mapas de Roteamento e Localização Geográfica</b>	<b>23</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Dados do Transformador</b>	<b>23</b>
<b>2.3.4</b>	<b>Dispositivos de Proteção</b>	<b>24</b>
<b>2.3.5</b>	<b>Demanda Máxima</b>	<b>25</b>
<b>2.3.6</b>	<b>Perfis de Carga</b>	<b>25</b>
<b>2.3.7</b>	<b>Fator de Carga</b>	<b>26</b>
<b>2.4</b>	<b>OpenDSS</b>	<b>26</b>
<b>3</b>	<b>MODELAGEM E ANÁLISE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE LAVRAS</b>	<b>28</b>
<b>3.1</b>	<b>Introdução</b>	<b>28</b>
<b>3.2</b>	<b>Universidade Federal de Lavras</b>	<b>28</b>
<b>3.3</b>	<b>Características do Sistema de Distribuição da UFLA</b>	<b>30</b>
<b>3.4</b>	<b>Metodologia para Modelagem do Sistema de Distribuição da UFLA</b>	<b>31</b>
<b>3.5</b>	<b>Levantamento de Dados do Sistema de Distribuição da UFLA</b>	<b>32</b>
<b>3.5.1</b>	<b>Área de Estudo e Levantamento das Coordenadas Geográficas dos Postes e Transformadores</b>	<b>33</b>
<b>3.5.2</b>	<b>Características dos Transformadores</b>	<b>34</b>
<b>3.5.3</b>	<b>Características dos Cabos</b>	<b>35</b>
<b>3.5.4</b>	<b>Levantamento das Instalações Fotovoltaicas e Características Técnicas</b>	<b>37</b>
<b>3.5.4.1</b>	<b>Microusinha da ABI</b>	<b>37</b>
<b>3.5.4.2</b>	<b>Miniusina Próxima ao Centro de Eventos</b>	<b>38</b>

3.5.5	Perfil da Geração Solar Fotovoltaica . . . . .	41
3.5.6	Levantamento das Curvas de Demanda da UFLA . . . . .	42
3.5.7	Levantamento dos Dados de Fator de Potência da UFLA . . . . .	44
3.5.8	Definição dos Perfis de Demanda Ativa e Reativa . . . . .	46
3.5.9	Distribuição das Cargas nos Transformadores . . . . .	48
3.5.10	Inserção dos dados no OpenDSS . . . . .	51
3.6	Resultados da Modelagem e Fluxo de Potência da UFLA . . . . .	53
3.6.1	Resultados da Modelagem do Sistema de Distribuição da UFLA . . . . .	53
3.6.2	Resultados do Fluxo de Potência e Perfil de Tensão do Sistema de Distribuição da UFLA no OpenDSS . . . . .	55
3.6.3	Resultados do Perfil Diário de Demanda, Perdas e Fator de Potência no Alimentador do Sistema de Distribuição da UFLA no OpenDSS . . . . .	61
4	Alocação Ótima de Banco de Capacitores . . . . .	67
4.1	Introdução . . . . .	67
4.2	Minimização de Perdas em Sistemas de Distribuição . . . . .	67
4.3	Metodologias para Estudo de Alocação de Banco de Capacitores . . . . .	69
4.3.1	Métodos Analíticos . . . . .	69
4.3.2	Métodos de Programação Numérica . . . . .	70
4.3.3	Método Heurísticos . . . . .	71
4.3.4	Método de Inteligência Artificial . . . . .	72
4.4	Fator de Sensibilidade a Perda . . . . .	74
5	Compensação Reativos no Sistema de Distribuição da UFLA . . . . .	76
5.1	Introdução . . . . .	76
5.2	Alocação de Banco de Capacitores no Alimentador e Alocação Ótima de Banco de Capacitores Utilizando o Fator de Sensibilidade a Perdas . . . . .	77
5.2.1	Critérios para Solução do Problema de Alocação de Bancos de Capacitores	77
5.2.2	Definição dos Nós Candidatos por meio do Fator de Sensibilidade a Perda	78
5.2.3	Metodologia para Alocação e Dimensionamento de Banco de Capacitores Proposta para o Sistema de Distribuição da UFLA . . . . .	80
5.3	Compensação de Reativo por meio da Variação do Fator de Potência do Sistema de Geração Fotovoltaica . . . . .	82

5.3.1	<b>Critérios para Solução do Problema de Compensação de Reativo Utilizando o Sistema de Geração Fotovoltaica . . . . .</b>	83
5.3.2	<b>Metodologia para Variação do Fator de Potência do Sistema de Geração Fotovoltaica . . . . .</b>	83
5.4	<b>Resultados Obtidos para as Propostas Compensação de Reativo no Sistema de Distribuição da UFLA . . . . .</b>	85
6	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	93
6.1	<b>Trabalhos Futuros . . . . .</b>	93
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	95
	<b>APENDICE A – Potência e Carregamento dos Transformadores para os Estudos Realizados no Modelo do Sistema de Distribuição da UFLA . . . . .</b>	103
	<b>APENDICE B – Parâmetros Gerados no OpenDSS do Sistema de Distribuição da UFLA . . . . .</b>	114
	<b>APENDICE C – Resultados Obtidos para o LSF no Sistema da UFLA . . . . .</b>	118

## 1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, os sistemas de distribuição têm passado por transformações significativas devido ao aumento das novas fontes geradoras de energia elétrica. No Brasil, especificamente, foi registrado um crescimento de 47% na integração de novas matrizes geradoras no sistema de distribuição elétrica (MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA, 2022).

Em consonância com as metas da ONU (2023) para o desenvolvimento sustentável, várias partes interessadas em todo o mundo estão trabalhando para alcançar objetivos específicos, como a Indústria, Inovação e Infraestrutura (Objetivo 9), Cidades e Comunidades Sustentáveis (Objetivo 11) e Ação contra a Mudança Global do Clima (Objetivo 13), que têm impacto direto no consumo de energia. Nesse contexto, o estudo e a implementação de novas fontes de energia ou melhorias nos sistemas são essenciais para reduzir o desperdício tanto na geração como na distribuição de energia, contribuindo para o desenvolvimento sustentável conforme as diretrizes estabelecidas pelas agências reguladoras de energia.

Neste cenário, pesquisas têm se concentrado no desenvolvimento de modelos de sistemas de distribuição que atendam aos padrões estabelecidos e que permitam o uso inteligente da energia. Por exemplo, Thomas e K.V. (2023) propuseram um modelo baseado em algoritmo de arquitetura neural para detectar e localizar falhas no sistema de distribuição com alta precisão e robustez, substituindo os relés convencionais. Outras propostas também podem ser incorporadas nos modelos dos sistemas de distribuição visando a redução de perdas e melhoria da qualidade e serviço, tais como a reconfiguração dinâmica da rede, alocação de bancos de capacitores e alocação de fontes de geração distribuída.

Em particular, a modelagem em sistemas de distribuição é um tema amplamente estudado e consolidado na literatura. No entanto, recentemente, tem sido objeto de diversas pesquisas, principalmente devido ao surgimento de softwares de código aberto que permitem modelar e executar o fluxo de potência em sistemas de distribuição, bem como ao aumento da implantação de sistemas de geração distribuída. Essas pesquisas utilizam métodos específicos para otimizar o tamanho, a localização e a quantidade de unidades de bancos de capacitores.

Estudos comparativos entre métodos heurísticos e metaheurísticos na alocação de bancos de capacitores têm demonstrado resultados promissores Souza (2017) . Pereira et al. (2022) apresentaram uma metodologia estocástica para a alocação simultânea de capacitores e geração distribuída, obtendo redução nas perdas de potência ativa e maior retorno financeiro em um cenário real.

Bayat e Bagheri (2019a) propuseram uma abordagem heurística para a alocação ótima de fontes de energia ativa e reativa em sistemas de distribuição radial, obtendo resultados excelentes em comparação com abordagens anteriores. Além disso, estudos sobre a influência do fluxo de potência reativa em sistemas de distribuição têm destacado a importância da alocação de bancos de capacitores para minimizar perdas de potência e energia, como o Algoritmo Shalvi-Weinstein (SWA) apresentando eficiência na solução de compensação em sistemas de diferentes dimensões 33 e 215 barras (IVANOV et al., 2019).

Outros trabalhos têm explorado a otimização de bancos de capacitores utilizando algoritmos como Seno-Co-Seno, que mostrou superioridade em relação a outras técnicas em sistemas de 33 e 69 barras (BISWAL; SHANKAR, 2018). Além disso, técnicas de otimização metaheurística, como o algoritmo Otimização Extrema (EO), têm se mostrado eficientes na localização e dimensionamento de bancos de capacitores com o objetivo de minimizar custos de energia ao longo do tempo Bouhanik, Salhi e Naimi (2022).

A metodologia proposta por Zhu e Mather (2019) para a modelagem de carga de sistemas de distribuição, baseada em dados para simulação de séries temporais quase estáticas, foi validada por meio da comparação das características de tensão do alimentador com cargas modeladas e as características de tensão de dados de tensão realistas do mesmo alimentador. Essa validação demonstrou a eficácia da abordagem proposta em reproduzir de maneira precisa e representativa o comportamento da carga em um sistema de distribuição.

Nesse contexto, estudos relacionados a modelagem e otimização da compensação de reativos têm grande relevância para a Universidade Federal de Lavras (UFLA), uma vez que abordam aspectos relacionados à sustentabilidade no uso da energia elétrica, crescimento da geração de energia, redução de perdas e aumento de eficiência energética. A instituição já tem sido reconhecida e premiada como a segunda Universidade mais sustentável do Brasil em 2021 pelo GreenMetric, destacando-se em diversas categorias, incluindo Energia e Alterações Climáticas (UFLA, 2022). Portanto, entende-se que a proposta deste trabalho está em consonância com os valores da instituição e também com as metas de desenvolvimento sustentável da ONU.

## 1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é avaliar os perfis de demanda da Universidade Federal de Lavras e por meio da realização do fluxo de potência utilizando o software OpenDSS e propor estratégias para compensação ótima de reativos. Essas estratégias envolvem o uso de bancos de

capacitores fixos e ajuste do fator de potência do sistema de geração fotovoltaico já existe na Universidade.

### 1.1.1 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos pode-se citar:

- Finalizar a coleta de dados da estrutura física do sistema de distribuição da UFLA, visando complementar o modelo já iniciado no OpenDSS;
- Avaliar o fluxo de potência utilizando perfil diário de demanda no software OpenDSS;
- Avaliar ramos mais sensíveis à perdas reativas por meio do cálculo do fator de sensibilidade a perdas, visando definir um ponto ótimo para alocação de bancos de capacitores;
- Entender como os diferentes cenários de compensação de reativos influenciam nos requisitos de qualidade de energia, tais como fator de potência e nível de tensão.

## 1.2 Estrutura do Texto

Este texto está estruturado em conformidade com os capítulos delineados a seguir.

**Capítulo 2 - Modelagem em Redes de Distribuição:** Este capítulo aborda os elementos essenciais para a modelagem de redes de distribuição elétrica. Apresenta um referencial teórico detalhado, incluindo equações e dados fundamentais necessários para o desenvolvimento apropriado da modelagem. São discutidos os conceitos e princípios básicos envolvidos na representação do sistema elétrico de distribuição, desde componentes individuais, como transformadores, cabos e linhas, até a modelagem do sistema como um todo. Destacam-se as principais características e peculiaridades desse tipo de rede, considerando suas particularidades operacionais e interações com outras redes e sistemas.

**Capítulo 3 - Modelagem da Rede de Distribuição da Universidade Federal de Lavras:** Este capítulo concentra-se na apresentação das características específicas do sistema elétrico da Universidade Federal de Lavras (UFLA). Descreve o processo de coleta de dados em campo, detalhando as etapas e metodologias empregadas para obter informações relevantes sobre a infraestrutura elétrica da universidade. Em seguida, os dados coletados são compilados e tratados para a criação do modelo da rede de distribuição da UFLA. Este modelo é então aplicado em simulações em ambiente virtual, utilizando ferramentas de software apropriadas para



representar o sistema de forma precisa e realista. São apresentados os resultados alcançados nesta etapa.

**Capítulo 4 - Alocação Ótima de Banco de Capacitores:** Neste capítulo, são apresentadas as etapas necessárias para realizar a alocação ótima de bancos de capacitores no sistema elétrico da UFLA. Utiliza-se ferramenta de software, como o OpenDSS, para realizar simulações e análises dos resultados. Discute-se a metodologia para determinar a localização ideal e a capacidade dos bancos de capacitores a fim de otimizar o fator de potência e reduzir perdas de energia na rede de distribuição. Os resultados obtidos são apresentados e analisados, mostrando o impacto da alocação dos capacitores na eficiência e confiabilidade do sistema elétrico da universidade.

**Capítulo 5 - Conclusão e Trabalhos Futuros:** Este capítulo discute os principais achados, as limitações do estudo e as contribuições relevantes para a área de pesquisa em redes de distribuição elétrica. Além disso, apresenta sugestões para trabalhos futuros, indicando possíveis áreas de aprimoramento e desenvolvimento contínuo.

## **2 MODELAGEM EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

### **2.1 Introdução**

Neste capítulo, são abordados vários conceitos relacionados aos sistemas de distribuição de energia. Além disso, uma análise detalhada dos componentes para a modelagem das redes de distribuição é realizada com o objetivo de proporcionar uma compreensão mais aprofundada sobre o tema.

Dentro do contexto do sistema de distribuição, são discutidos aspectos relacionados às características físicas, elétricas e ao comportamento dos sistemas de distribuição. A influência de fatores que impactam o desempenho e a eficiência da distribuição também é apresentada. Por fim, a ênfase é dada ao sistema de distribuição radial, devido à característica unidirecional do fluxo de energia, da fonte para a carga.

No que diz respeito à modelagem, devido à diversidade dos componentes envolvidos, são apresentadas as características dos elementos, como transformadores, cabos, demandas, dispositivos de proteção, perfil de carga e fator de carga. Essas características são essenciais para a modelagem do sistema.

A compreensão destes conceitos de modelagem é fundamental para a avaliação do sistema de distribuição elétrica, que diz respeito à carga máxima que uma rede de distribuição pode suportar sem comprometer sua estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia. A realização dessa avaliação demanda a consideração de diversos fatores, incluindo a capacidade das linhas de distribuição, a capacidade dos transformadores e a capacidade dos dispositivos de proteção da rede.

### **2.2 Sistema de Distribuição**

Os sistemas elétricos de potência desempenham um papel fundamental na provisão de energia elétrica aos usuários. Eles são compostos por três componentes principais: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Na etapa de geração, ocorre a conversão de diferentes formas de energia, como hidráulica, mecânica e solar, em energia elétrica utilizável. A transmissão refere-se ao processo de transporte da energia elétrica gerada a partir dos centros de produção até os centros de consumo. Por sua vez, a distribuição envolve o fornecimento de energia elétrica aos usuários finais, independentemente de serem de grande, médio ou pe-

queno porte, garantindo qualidade e segurança em todos os momentos (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o sistema de distribuição de energia elétrica é constituído por conjuntos de equipamentos elétricos e instalações que operam em diferentes níveis de tensão. No entanto, os componentes desse sistema geralmente operam em tensões inferiores a 230 kV. Essas tensões são classificadas em três faixas distintas. Tensões iguais ou superiores a 69 kV são designadas como alta tensão (AT). Tensões entre 2,3 kV e 69 kV são classificadas como tensão média (MT). Tensões inferiores a 2,3 kV são consideradas baixa tensão (BT) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022).

O sistema de distribuição de energia elétrica é composto por elementos que operam como interfaces entre as linhas de transmissão e os consumidores finais. Essa estrutura do sistema de distribuição é dividida em subáreas, como o sistema de subtransmissão, subestações de distribuição, sistema de distribuição primária, estações de transformação e sistema de distribuição secundária. Cada uma dessas subáreas desempenha um papel específico no fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

O sistema de subtransmissão desempenha o papel de receber a energia elétrica proveniente de linhas de transmissão de alta tensão, cujos valores típicos são 700, 500, 230, 138, 69 e 34,5 kV, com a finalidade de padronizar a tensão para níveis adequados à distribuição. As subestações de distribuição funcionam como pontos de conexão entre o sistema de subtransmissão e o sistema de distribuição primária, sendo responsáveis pela distribuição da energia para áreas específicas. Em alguns casos, essas subestações podem operar em uma configuração de malha, mas é necessário adotar cuidados especiais em relação à proteção e ao controle do sistema.

O sistema de distribuição primária tem como função transportar a energia elétrica das subestações de distribuição até os transformadores de distribuição. Esses transformadores são responsáveis por fornecer tensão de 34 kV e 13,8 kV, adequados para atender aos padrões das redes de distribuição primária, que se encontram próximos às áreas urbanas. No entanto, existem várias possibilidades de configurações e arranjos para as subestações, dependendo da potência instalada e das necessidades específicas do sistema.

As estações de transformação consistem em transformadores conectados à rede de distribuição primária, com o objetivo de reduzir a tensão de média tensão para baixa tensão, de acordo com os padrões de consumo de energia elétrica. As tensões padronizadas para redes

trifásicas são 380/220V e 220/127V, enquanto as tensões padronizadas para redes monofásicas são 440/220V e 254/127V.

Os transformadores instalados nestas estações são equipados com dispositivos de proteção, como para-raios para proteção contra surtos e fusíveis para proteção contra sobrecorrente. No entanto, é importante ressaltar que a conexão do primário do transformador é feita em configuração delta ( $\Delta$ ), enquanto o secundário é conectado em estrela (Y), com o neutro aterrado. A potência dos transformadores pode variar de 5kVA a 300kVA, dependendo do tipo, seja monofásico ou trifásico (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

O sistema de distribuição secundária desempenha o papel de fornecer energia elétrica diretamente aos consumidores finais. As tensões padronizadas para esse sistema são 380/220V e 220/127V. A configuração da rede de distribuição secundária pode ser radial ou em malha, dependendo da necessidade de atender residências, estabelecimentos comerciais e pequenos sistemas elétricos.

Embora a capacidade de potência em kVA do sistema de distribuição secundária seja inferior às linhas de transmissão, não estão incluídos recursos de contingência nesse sistema. No entanto, o sistema é projetado para fornecer eficientemente e de forma confiável a eletricidade aos consumidores finais, atendendo às suas demandas de energia de maneira segura e contínua (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Nas próximas seções, serão apresentados a modelagem de linhas de transmissão e sua relação com a modelagem do sistema de distribuição. O objetivo é apresentar conceitos e características dos componentes elétricos que compõem tanto o sistema de transmissão quanto o de distribuição, visando a implementação de modelos para o estudo da alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição.

É importante ressaltar que não será aprofundado e também não será apresentado os cálculos específicos das linhas de transmissão nem na apresentação detalhada de suas matrizes de impedâncias. Nosso foco estará na compreensão dos componentes elétricos envolvidos, a fim de fornecer uma base sólida para a modelagem e análise do sistema de distribuição.

### **2.2.1 Sistemas de Distribuição Radiais**

As redes de distribuição de energia elétrica oferecem diferentes configurações, sendo duas delas particularmente destacadas: o sistema radial e o sistema em anel, cada qual apresentando características distintas para atender a diversas necessidades (ANDRADE, 2011).

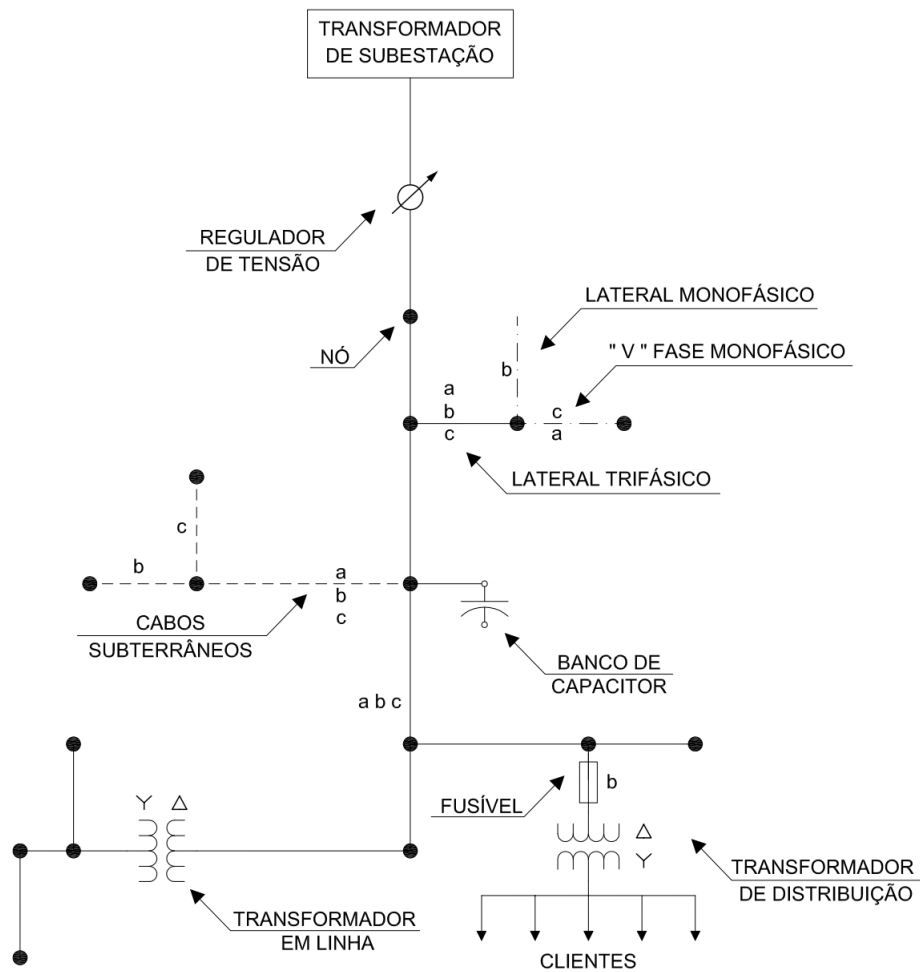
O sistema radial é predominantemente utilizado em distribuição aérea, especialmente nas zonas rurais, urbanas e pequenas indústrias com demanda intermitente. Este sistema é reconhecido por sua operação e expansão simplificadas, uma vez que, as redes radiais são concebidas com topologia direcionada ao fluxo unidirecional de potência. Esta abordagem se mostra eficaz em contextos específicos, proporcionando uma estrutura mais simples para a distribuição de energia (ANDRADE, 2011).

Por outro lado, o sistema em anel, apesar de oferecer maior continuidade de serviço em comparação com o sistema radial, apresenta custos mais elevados. Tal cenário decorre do fato de cada alimentador ser projetado para suportar toda a carga do anel, embora cada um mantenha sua área de atendimento distinta. Contudo, o impacto causado pelo aumento dos níveis de curto-circuito dificulta a utilização permanente dessa configuração (ANDRADE, 2011).

Diante desse desafio, visando evitar investimentos adicionais em proteções e minimizar as interrupções associadas às configurações em anel, as redes de distribuição são comumente operadas predominantemente em topologia radial. Essa escolha estratégica busca otimizar a eficiência operacional e a confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica.

A Figura 2.1 apresenta um diagrama unifilar simples de um sistema de distribuição radial e trifásico, ilustrando os principais componentes desse sistema. Os pontos de conexão dos componentes são referidos como "nós" e são representados por pontos. As linhas contínuas representam as linhas aéreas, enquanto as linhas tracejadas indicam os cabos subterrâneos. A figura também inclui a nomenclatura das fases, identificadas como "a, b, c", assim como os transformadores de distribuição e de linha. Além disso, são destacados os dispositivos de proteção, como fusíveis, bancos de capacitores e reguladores de tensão.

Figura 2.1 – Sistema de Distribuição Radial



Fonte: Adaptado de Kersting (2012)

### 2.3 Componentes e Modelagem de um Sistema de Distribuição

As redes de distribuição exibem uma complexidade intrínseca devido à diversidade de características e aspectos dos elementos envolvidos. No entanto, representar todas as particularidades, como localidade e perfis de carga específicos, pode ser desafiador. Ainda assim, diversas abordagens, tais como as de Junior et al. (2020), vêm sendo apresentadas na literatura para modelagem de sistemas de distribuição.

Recentemente, Ramachandran (2011) apresentaram em seu trabalho algoritmos especializados para modelagem e análise de sistemas de distribuição, denominado Sistema de Gerenciamento de Distribuição (SGD). Este modelo leva em consideração características específicas

do sistema de distribuição, como a natureza radial, a dimensão do sistema, os valores elevados de  $X/R$  e as dimensões reduzidas.

De acordo com o trabalho de Quinn e Ross (2008), os principais elementos para a modelagem do sistema de distribuição incluem:

- (a) **Cabos Alimentadores:** tipo de cabo, capacidade de corrente, tensão nominal, resistência e impedância;
- (b) **Mapas de Roteamento e Localização Geográfica:** mapas de roteamento, localização de subestações ou alimentadores e coordenadas geográficas dos componentes relevantes;
- (c) **Dados do Transformador:** tipo de transformador, potência nominal, tensão e relação de transformação, corrente nominal;
- (d) **Dispositivos de Proteção:** relés de proteção, disjuntores, seccionadoras e fusíveis;
- (e) **Demanda:** perfil de demanda, demanda máxima e demanda mínima;
- (f) **Perfis de Carga:** perfis de carga diária/semanal, tendências de carga;
- (g) **Fator de Carga:** Fator de carga global do sistema e individual dos componentes.

Cada um desses tópicos é abordado em detalhes nas seções a seguir.

### 2.3.1 Características dos Cabos Alimentadores

A configuração ou disposição dos cabos nos trechos, juntamente com parâmetros como ampacidade, impedância, tensão, comprimentos, raio médio geométrico, corrente máxima admissível, modelo e fabricante dos cabos, são alguns dos parâmetros essenciais para o modelo do sistema de distribuição (QUINN; ROSS, 2008). É importante considerar esses parâmetros de forma precisa, pois o uso de parâmetros incorretos para estes cabos pode ter um impacto significativo nos resultados das análises.

Na prática, a escolha incorreta do tipo de cabo, por exemplo, com uma ampacidade insuficiente para a demanda de carga, pode resultar em sobreaquecimento e perdas excessivas de energia. Além disso, a impedância do cabo influencia na queda de tensão ao longo do trecho, afetando a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Dessa forma, entende-se que os comprimentos dos cabos e o raio médio geométrico impactam diretamente na resistência e na reatância das linhas, e conseqüentemente na eficiência e no desempenho do sistema.

Por fim, é importante também considerar a corrente máxima admissível dos cabos, levando em conta as características do ambiente de operação, como a temperatura ambiente e a capacidade de dissipação de calor do sistema. O modelo e o fabricante dos cabos são relevantes para garantir a precisão das propriedades elétricas dos cabos utilizados na simulação.

### **2.3.2 Mapas de Roteamento e Localização Geográfica**

Mapas de roteamento do sistema, planilhas de roteamento do alimentador, e desenhos ou outros diagramas de rede que identificam a localização da rede primária, estações transformadoras e da rede secundária são recursos essenciais para uma representação precisa da rede dentro do ambiente de modelagem.

Essas informações cartográficas e diagramas fornecem dados geoespaciais e detalhes de localização dos componentes da rede, como linhas de transmissão, subestações, alimentadores e redes secundárias. Eles permitem mapear a topologia da rede de distribuição de forma precisa e identificar a interconexão entre os diferentes elementos (QUINN; ROSS, 2008).

Ao utilizar esses mapas e diagramas no ambiente de modelagem, é possível criar uma representação virtual da rede que corresponde fielmente à sua configuração física. Isso possibilita uma análise detalhada do fluxo de energia, a fonte de caminhos de roteamento eficientes, a avaliação da capacidade dos alimentadores e a identificação de possíveis pontos de falha ou gestão.

### **2.3.3 Dados do Transformador**

Valores de impedância do transformador, relação X/R (reatância sobre resistência), potência nominal, potência de base, tensão de base do primário e secundário, ajuste de TAP do transformador, e impedância de aterramento são parâmetros essenciais para o modelo do sistema de distribuição. Esses dados são fundamentais para garantir a precisão das análises realizadas no sistema.

O valor da impedância do transformador influencia diretamente o comportamento do fluxo de energia e a queda de tensão ao longo da rede. A relação X/R indica a proporção entre a reatância e a resistência do transformador, sendo um fator importante para determinar as características de resposta transitória e a qualidade do fornecimento de energia.

A potência nominal e a potência de base do transformador são informações utilizadas para estimar a capacidade e a carga do equipamento. A tensão de base do primário e secundário



define o nível de referência para as análises de tensão e fluxo de potência (QUINN; ROSS, 2008).

O ajuste de TAP do transformador, permite variar a relação de transformação e, conseqüentemente, a tensão de saída do equipamento. Essa informação é essencial para simular diferentes cenários de operação e avaliar o desempenho da rede em situações de carga variável.

A impedância de aterramento é importante para determinar a distribuição de correntes de falta e potencial de aterramento em caso de falhas no sistema. Esse parâmetro tem impacto direto na segurança e na confiabilidade do sistema elétrico (KERSTING, 2012).

#### 2.3.4 Dispositivos de Proteção

De fato, os dados dos dispositivos de proteção e comutação, como fusíveis, interruptores, limitadores de corrente, protetores de rede e para-raios, são parâmetros importantes na modelagem desses dispositivos (QUINN; ROSS, 2008). Alguns dos requisitos necessários para esses dispositivos modelares incluem:

- (a) **Corrente nominal:** refere-se à corrente máxima que o dispositivo de proteção pode interromper ou suportar sem ser danificado. É uma medida crucial para determinar a capacidade de proteção do dispositivo em relação às correntes de curto-circuito ou sobrecargas;
- (b) **Tensão nominal:** indica a tensão de operação para qual o dispositivo de proteção é projetado. É importante garantir que o dispositivo seja compatível com a tensão da rede onde será instalado;
- (c) **Classificações de interrupção:** referem-se à capacidade do dispositivo de interromper correntes de curto-circuito e sobrecargas com segurança. Essas classificações indicam a capacidade do dispositivo de proteção em lidar com diferentes níveis de corrente de falha sem danos excessivos ou falhas no sistema.

Ao modelar esses dispositivos, é necessário incorporar esses parâmetros para garantir uma representação adequada do seu comportamento e desempenho durante análises e simulações. Essas informações permitem simular as ações de proteção e comutação nos cenários de curto-circuito, sobrecarga e outras situações anormais, garantindo a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico.

Portanto, ao modelar dispositivos de proteção e comutação, é essencial considerar corretamente os parâmetros como corrente nominal, tensão nominal e classificações de interrupção, a fim de obter resultados de análises precisas e controladas.

### **2.3.5 Demanda Máxima**

Verificar a demanda máxima que o circuito pode suportar é um dado relevante na modelagem da rede de distribuição. A capacidade de condução de corrente do circuito é um fator crucial para garantir uma operação segura e eficiente do sistema. Ao determinar a demanda máxima que o circuito pode comportar, leva-se em consideração a capacidade dos cabos, transformadores, dispositivos de proteção e demais componentes envolvidos. Essa capacidade é geralmente especificada em termos de corrente máxima admissível (em amperes) para cada trecho do circuito.

Ao estabelecer a máxima capacidade de condução de corrente no circuito, é possível avaliar se a demanda atual está dentro dos limites de segurança e desempenho. Caso a demanda exceda a capacidade do circuito, podem ocorrer sobrecargas, quedas de tensão excessivas, aumento excessivo e outros problemas que comprometem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. Portanto, ao modelar a rede de distribuição, é essencial levar em consideração a demanda máxima que o circuito pode comportar, a fim de garantir a capacidade adequada de condução de corrente e evitar problemas decorrentes de sobrecargas e limitação do sistema (KERSTING, 2012).

### **2.3.6 Perfis de Carga**

O perfil de carga é um elemento crucial na análise do sistema elétrico. Cargas capacitivas, como capacitores e bancos de capacitores, consomem potência reativa para armazenar energia elétrica em um campo elétrico. Essas cargas desempenham um papel significativo na compensação do consumo de potência reativa das cargas indutivas, resultando na melhoria do fator de potência e na redução da queda de tensão.

A investigação do perfil de carga é imperativa para a determinação de parâmetros que afetam a qualidade do fornecimento elétrico, incluindo a susceptibilidade a variações de tensão, corrente, harmônicos e interferências. A sensibilidade da rede elétrica está diretamente vinculada ao potencial de integração de geração distribuída, especialmente considerando que a injeção de potência é intermitente e não programável.

Nesse contexto, a análise do perfil de carga, conforme proposto por Grabner et al. (2018), por meio de séries temporais, permite a seleção de períodos como horas, dias, semanas ou até meses. Essa abordagem visa determinar um perfil de carga ativa mais representativo da realidade, proporcionando uma compreensão mais aprofundada das variações de carga ao longo do tempo.

### 2.3.7 Fator de Carga

O termo Fator de Carga é frequentemente utilizado para descrever uma carga elétrica. Ele é definido como a razão entre a demanda média e a demanda máxima de energia elétrica em determinado período de tempo, conforme a Equação 2.1. O fator de carga é uma medida que indica o quão eficientemente as instalações da concessionária ou do sistema elétrico estão sendo utilizadas (KERSTING, 2012).

$$\text{Fator de Carga} = \frac{\text{Demanda Média (kW)}}{\text{Demanda Máxima (kW)}} \quad (2.1)$$

Um fator de carga ideal seria igual a 1,00, o que significa que a demanda média é igual à demanda máxima. Isso indicaria que o sistema está projetado de forma adequada para lidar com a demanda máxima sem sobrecarregar suas capacidades. Quando o fator de carga é menor que 1,00, isso indica que o consumo médio é menor do que a demanda máxima, o que pode significar que o sistema não está sendo totalmente utilizado e pode ter capacidade ociosa.

Por outro lado, um fator de carga maior que 1,00 indicaria que a demanda média é maior do que a demanda máxima, o que pode indicar um uso ineficiente da energia ou sobrecarga do sistema elétrico (KERSTING, 2012).

Portanto, o fator de carga é uma medida importante para avaliar a eficiência e o dimensionamento adequado do sistema elétrico, garantindo que ele seja projetado e operado de forma a lidar eficientemente com as variações de demanda. O objetivo é alcançar um fator de carga próximo a 1,00, garantindo a máxima utilização das instalações sem desperdício de recursos ou riscos de sobrecarga.

## 2.4 OpenDSS

O OpenDSS (*Distributed System Simulator*) destaca-se como um software versátil para simulação e análise de sistemas de distribuição de energia elétrica. Essa ferramenta permite a

criação de modelos detalhados de redes elétricas de baixa tensão, incorporando componentes como transformadores, linhas de distribuição, reguladores de tensão, capacitores, geradores e cargas (SÁNCHEZ; VELASCO, 2018).

O *software* oferece análises estáticas, como cálculos de fluxo de carga e determinação de perdas de energia, além de análises dinâmicas que possibilitam a simulação de eventos transientes. O OpenDSS, por ser de código aberto, destaca-se pela sua capacidade de lidar com sistemas de grande porte, permitindo personalização e contribuições da comunidade.

Conforme mencionado por Sánchez e Velasco (2018), o OpenDSS é amplamente utilizado em pesquisas acadêmicas, no planejamento e operação de sistemas de distribuição, integração de energias renováveis e análise de qualidade de energia. Sua flexibilidade e desempenho o tornam uma escolha popular para a análise de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Em um estudo conduzido por Andrade et al. (2020), o OpenDSS é aplicado na modelagem de uma rede de distribuição elétrica na Universidade Federal do Pará (UFPA). O objetivo desse estudo é demonstrar os efeitos da incorporação de geração distribuída (GD) na rede elétrica. Os resultados analisam o impacto da GD na redução da potência ativa, no aumento do nível de tensão e na minimização das perdas elétricas.

Outra pesquisa conduzida por Martins, Araujo e Penido (2022) introduz o OpenDSS em uma nova abordagem para otimização de Sistemas de Distribuição. Essa abordagem utiliza Algoritmos Genéticos (AG) para identificar as regiões do sistema mais propícias à alocação estratégica de equipamentos, visando à redução das perdas de energia. Elementos como bancos de capacitores e geração distribuída fotovoltaica são considerados nesse contexto, demonstrando os Algoritmos Genéticos como eficazes na melhoria da eficiência do sistema de distribuição elétrica.

No estudo realizado por Hakmi (2021), é apresentado um modelo que aborda um sistema de distribuição de energia trifásico desequilibrado, utilizado para o cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição radial. Ao comparar os resultados desse modelo proposto com os obtidos através do OpenDSS, observou-se que o modelo proposto apresenta uma precisão maior que o OpenDSS. Entretanto, é importante destacar que o software OpenDSS está amplamente consolidado na literatura atual e é reconhecido por oferecer confiabilidade nos resultados simulados.

### **3 MODELAGEM E ANÁLISE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE LAVRAS**

#### **3.1 Introdução**

A modelagem do sistema de distribuição na Universidade Federal de Lavras (UFLA) desempenha um papel crucial na compreensão e otimização da infraestrutura elétrica da instituição. Ao obter parâmetros precisos do modelo da rede, é possível elucidar o comportamento dos componentes presentes, permitindo uma análise detalhada das interações e facilitando comparações. Essa abordagem torna-se ainda mais crucial ao considerar que a UFLA opera em média tensão (MT) com uma tensão de 13,8 kV, sendo atendida pela distribuidora de energia CEMIG Distribuição S/A, enquanto a responsabilidade pela distribuição interna é da própria instituição.

No contexto, destaca-se um estudo específico realizado na Rede de Distribuição de Energia da UFLA, examinando a interação dos componentes e a dinâmica do sistema. Essa análise não apenas fornece resultados valiosos sobre o funcionamento da rede, mas também oferece a oportunidade de identificar possíveis melhorias e aumentar a eficiência do fornecimento de energia elétrica. A compreensão detalhada do comportamento dos componentes permite tomar decisões informadas para aprimorar o desempenho, garantindo um suprimento elétrico confiável e eficaz.

#### **3.2 Universidade Federal de Lavras**

A Universidade Federal de Lavras (UFLA) é uma instituição de ensino superior federal localizada na cidade de Lavras, estado de Minas Gerais, Brasil. Sua história remonta a 1908, quando foi fundada como Escola Superior Agrícola de Lavras (ESAL). Em 1963, ocorreu o processo de federalização, envolvendo-a na atual Universidade Federal de Lavras.

A Universidade Federal de Lavras (UFLA) possui uma extensa estrutura abrangendo uma área de 600 hectares, o equivalente a seis milhões de metros quadrados. Dentro dessa área, encontram-se aproximadamente 237.250 metros quadrados de construções. A Figura 3.1 apresenta a vista aérea do campus da UFLA com as principais instalações (UFLA, 2008).

Com o objetivo de melhorar a qualidade e promover o uso mais eficiente da energia elétrica nas instalações da universidade, algumas medidas foram implementadas nos últimos anos:

Figura 3.1 – Vista Aérea de Universidade Federal de Lavras



Fonte: UFLA (2008)

- (a) Aprimorando a eficiência energética, foi iniciado um projeto em colaboração com a concessionária local CEMIG, liderado pelo professor Joaquim Paulo da Silva, denominado Projeto de Eficiência Energética (PEE). Este projeto visa a modernização da iluminação do campus, substituindo as lâmpadas convencionais por tecnologia LED, e a atualização dos condicionadores de ar em determinados setores. A implementação dessas medidas contempla a substituição de aproximadamente 7.349 lâmpadas e 33 condicionadores de ar. Essa iniciativa resultará na retirada de 172,82 kW de demanda no horário de ponta e proporcionará uma economia de 759,06 MWh em energia elétrica anualmente (UFLA, 2017);
- (b) A implementação de um alimentador exclusivo visa aprimorar a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Esta nova instalação é alimentada pela geradora de energia por meio de alimentadores posicionados estrategicamente em vários locais. Com um trajeto otimizado, as probabilidades de ocorrência de problemas diminuem significativamente. Além disso, foram instalados religadores automáticos em três pontos distintos. Estes dispositivos desempenham a função de proteger sistemas elétricos contra interrupções transitórias. Ao detectar a interrupção no fornecimento de energia por um alimen-

tador, o segundo religador atua para prevenir a interrupção do fornecimento de energia, contribuindo assim para a robustez e continuidade do sistema elétrico (UFLA, 2018);

- (c) No âmbito da segunda fase de desenvolvimento da Usina Fotovoltaica, está sendo implementada a instalação de sistemas de geração de energia elétrica por meio de tecnologia fotovoltaica. Essa iniciativa visa diversificar a matriz energética e explorar fontes renováveis. Nessa etapa, estão sendo adicionadas mais 2.600 placas fotovoltaicas à infraestrutura existente. A previsão anual de produção de energia com a instalação atual é de 447.821 kWh. Cabe destacar que a execução desse projeto é conduzida pela Pró-Reitoria de Infraestrutura e Logística (Proinfra), responsável por toda a instalação das novas placas por meio de uma equipe interna dedicada. Essa expansão reforça o compromisso da instituição em adotar práticas sustentáveis e promover a utilização de fontes de energia limpa (UFLA, 2021).

### **3.3 Características do Sistema de Distribuição da UFLA**

O sistema de distribuição elétrica da UFLA é gerido por uma equipe de técnicos e engenheiros da própria Universidade, que são responsáveis pela operação, manutenção e planejamento do sistema, em conformidade com as normas de proteção e outras regulamentações pertinentes. Portanto, cabe destacar que o sistema de distribuição é responsabilidade da Universidade e não da concessionária local.

A rede de distribuição interna da UFLA é composta por uma rede compacta protegida, operando a uma tensão de 13,8 kV (média tensão). Os transformadores estão localizados em postes próximos aos pontos de consumo, com a função de reduzir a tensão de 13,8 kV para 220 V, utilizando a configuração DYn0. A alimentação dos prédios em baixa tensão é realizada por meio de uma rede subterrânea.

No que diz respeito ao fornecimento de energia, a UFLA possui uma subestação abrigada, equipada com um disjuntor de 15 kV. Esse disjuntor é controlado por um relé indireto do modelo SEG MR11 e possui proteção contra sobrecorrente temporizada e instantânea de fase e neutro (de acordo com as normas ANSI 50, 50N, 51 e 51N). Este disjuntor não possui telecomando remoto, o que significa que a intervenção manual de profissionais é necessária em caso de ocorrência de curtos-circuitos temporários. O alimentador possui correntes de curto-circuito no ponto de conexão de 1063 A (fase-terra) e 3188 A (trifásica).

Em relação ao contrato de fornecimento de energia elétrica, a Universidade se enquadra na classe e subclasse "Poder Público Federal" e na modalidade tarifária THS Verde A4. A demanda contratada é de 2600 kW.

### 3.4 Metodologia para Modelagem do Sistema de Distribuição da UFLA

Para a modelagem do sistema de distribuição da UFLA, são consideradas as seguintes etapas:

- (a) **Delimitação da área de estudo:** a área de estudo abrange toda a rede de distribuição da UFLA, incluindo o trecho da cabine de entrada, as usinas fotovoltaicas, as avenidas Sul, Norte e Central, ruas adjacentes, ESAL e o centro histórico;
- (b) **Levantamento das coordenadas geográficas dos postes:** medições da distância entre postes são feitas no local e na sequência o Google Earth é utilizado para posicionar os postes e recolher as latitudes e longitudes correspondentes;
- (c) **Levantamento das características dos transformadores:** em campo, são tiradas fotos das placas dos transformadores visando obter a potência, tensão nominal, tipo de ligação, impedância percentual. O seu posicionamento em relação as coordenadas dos postes também é realizado da mesma forma que no item anterior;
- (d) **Levantamento das características dos cabos em cada trecho:** os dados dos cabos em cada trecho do sistema é levantado, incluindo informações como bitola, fabricante e geometria, quando possível;
- (e) **Levantamento das instalações fotovoltaicas:** as instalações fotovoltaicas já existentes dentro da área delimitada do sistema são identificadas em termos de sua capacidade máxima de geração, ponto de conexão à rede elétrica e cabeamento;
- (f) **Curva típica da geração solar fotovoltaica:** dados empíricos serão levantados para representar de forma aproximada a curva típica de geração solar fotovoltaica com as mesmas características da usina da UFLA;
- (g) **Levantamento das curvas de demanda da UFLA:** O levantamento das curvas de demanda da UFLA envolve a avaliação de dados ao longo de oito semanas, registrados pela concessionária nos seguintes períodos: 11/09/2022 a 17/09/2022, 04/12/2022 a 10/12/2022,



26/02/2023 a 04/03/2023 e 18/06/2023 a 24/06/2023, que correspondem ao período letivo. Para o período de férias, os dados foram coletados nas semanas de 16/10/2022 a 22/10/2022, 18/12/2022 a 24/12/2022, 19/02/2023 a 25/02/2023 e 16/07/2023 a 22/07/2023. Esse levantamento tem como objetivo delimitar as demandas máximas e mínimas registradas durante esses períodos, proporcionando uma compreensão mais aprofundada do perfil diário de demanda de energia na universidade;

- (h) **Distribuição das cargas nos transformadores:** são atribuídas cargas a cada um dos transformadores do levantamento de campo. Para tanto, utiliza-se uma distribuição normal de cargas que atende à um carregamento médio de cada um deles, no cenário e máxima e mínima demanda. O objetivo é estabelecer uma característica de carga ao modelo, representando de forma estatística a distribuição das cargas ;
- (j) **Inserção dos dados no OpenDSS:** Os dados levantados serão utilizados para alimentar o modelo do sistema de distribuição da UFLA que será criado no OpenDSS. Isso permitirá realizar estudos de impactos na qualidade de energia e capacidade de hospedagem.

Devido à complexidade do sistema, alguns componentes, como fusíveis e chaves seccionadoras, não estão presentes neste trabalho e poderão ser adicionadas em trabalhos futuros.

### 3.5 Levantamento de Dados do Sistema de Distribuição da UFLA

Conforme previamente demonstrado, o sistema elétrico da Universidade Federal de Lavras (UFLA) será representado de forma precisa e completa utilizando o software OpenDSS. A modelagem adequada da rede de distribuição requer a inclusão de diversos elementos. Nesse contexto, são necessários dados referentes aos transformadores de distribuição, comprimento dos cabos de média tensão, características dos cabos, dispositivos de proteção e informações geográficas, entre outros.

Para realizar essa modelagem de maneira precisa, foram coletados dados relevantes por meio de um levantamento de campo. Durante esse processo, foram obtidas informações detalhadas sobre os transformadores de distribuição, como suas capacidades e características técnicas. Além disso, foram registrados o comprimento dos cabos de média tensão utilizados na rede, bem como suas propriedades específicas, como a resistência, a reatância e a capacitância.

Outro aspecto importante é a inclusão dos dispositivos de proteção, que garantem a segurança e o funcionamento adequado do sistema elétrico. Esses dispositivos, como relés e

disjuntores, foram identificados e suas características técnicas foram registradas, incluindo os ajustes de proteção e as curvas de atuação.

Além dos dados específicos dos componentes do sistema elétrico, a localização geográfica dos elementos também é relevante para a modelagem adequada da rede de distribuição. As coordenadas geográficas dos transformadores, dos cabos e dos dispositivos de proteção foram coletadas, a fim de possibilitar uma representação geoespacial precisa do sistema elétrico da UFLA.

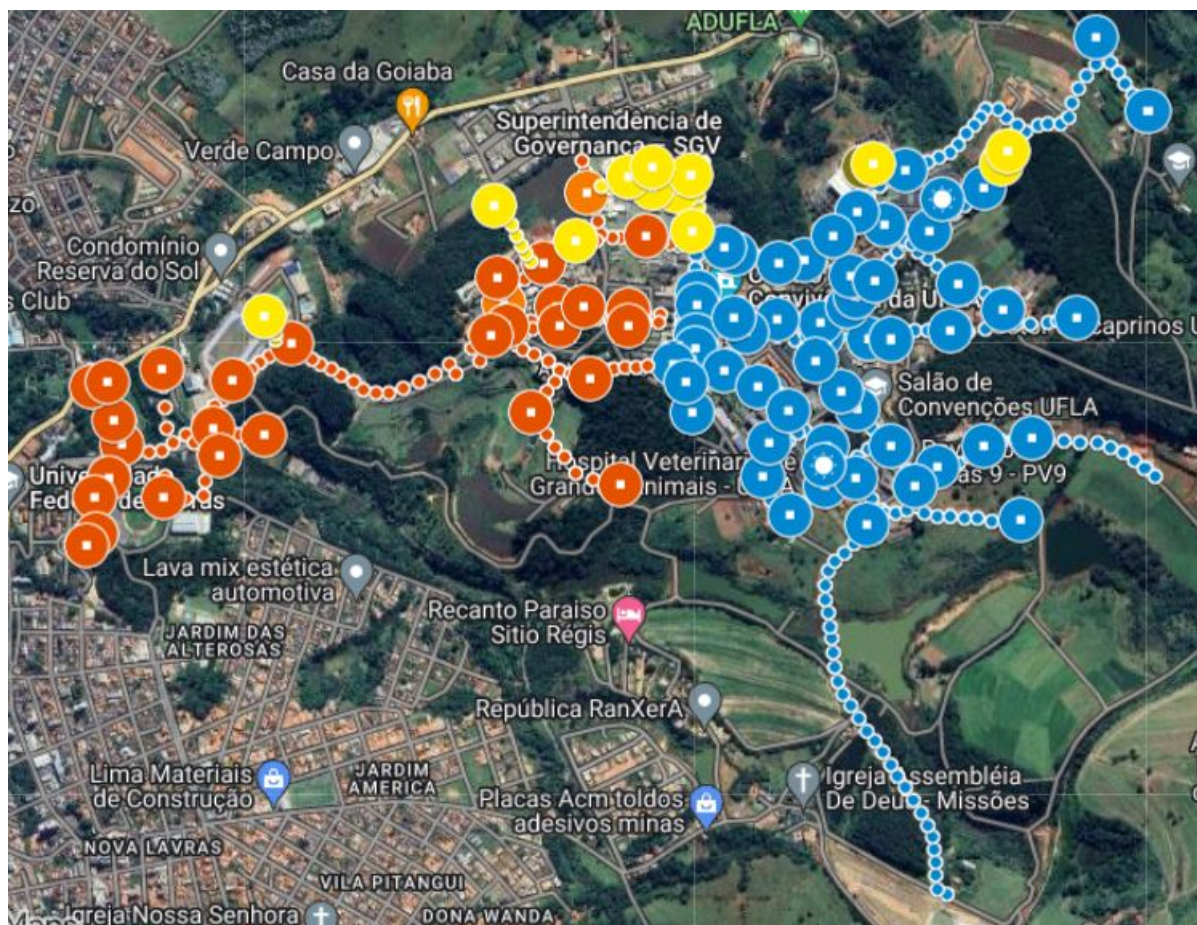
Dessa forma, por meio da coleta de dados detalhados e do uso do software OpenDSS, é possível modelar o sistema elétrico da UFLA de forma completa e precisa, considerando todas as características dos elementos que compõem a rede de distribuição.

### **3.5.1 Área de Estudo e Levantamento das Coordenadas Geográficas dos Postes e Transformadores**

Devido a dimensão da rede de distribuição da UFLA, o levantamento das coordenadas geográficas dos postes e transformadores, foi iniciado por Oliveira (2021), que mapeou 50% dos pontos existentes na Universidade. Posteriormente, em outro trabalho, conduzido por Silva (2022), foi realizado um acréscimo de mais 31% dos pontos identificados. Como complemento a esses estudos, o presente trabalho abrange a parte restante dos postes e transformadores que ainda não tinham sido mapeados.

A Figura 3.2 apresenta a área que foi modelada, na qual os pontos indicados no mapa representam os postes, enquanto os outros pontos maiores com ponto branco representam os transformadores coletados durante as atividades de campo. Esses pontos foram obtidos através de três levantamentos: os pontos em azul correspondem ao levantamento realizado por Oliveira (2021), os pontos em vermelho correspondem ao levantamento realizado por Silva (2022) e os pontos em amarelo são os novos pontos adicionados, juntamente com suas respectivas coordenadas geográficas. Essas informações são fundamentais para iniciar a modelagem do sistema utilizando o software OpenDSS.

Figura 3.2 – Representação pelo Google Maps do Sistema de Distribuição da UFLA por Meio das Coordenadas Geográficas dos Postes



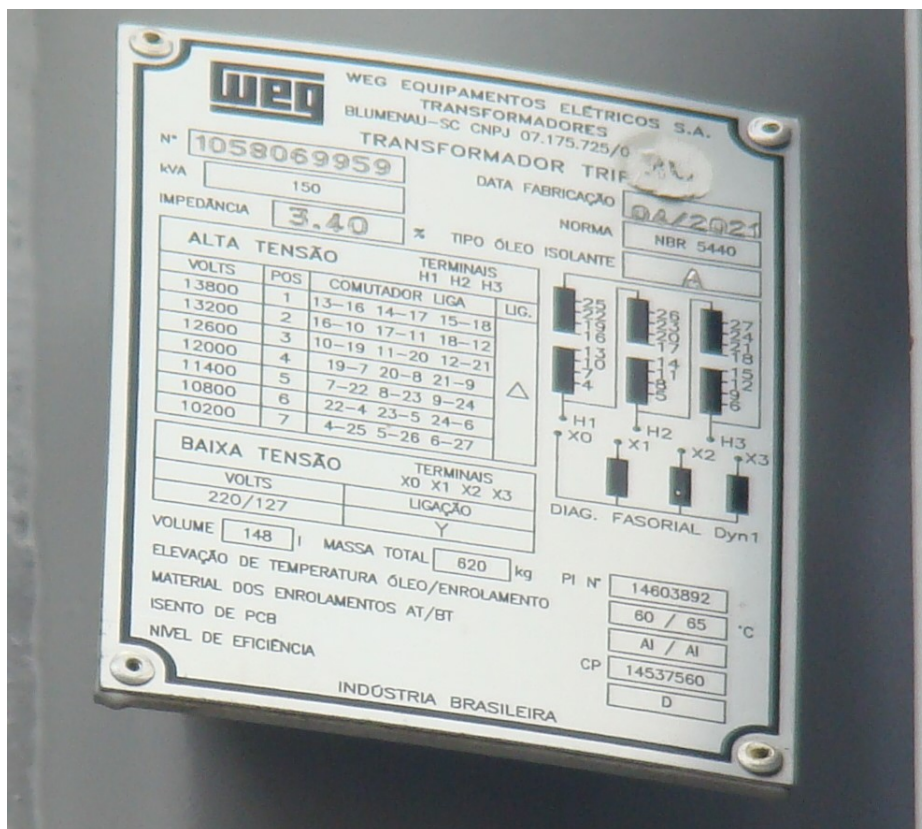
Fonte: Earth (2023)

### 3.5.2 Características dos Transformadores

Além dos dados previamente fornecidos por Oliveira (2021) e Silva (2022), o levantamento dos transformadores restantes foi realizado por meio de fotografias das placas de identificação, nas quais foram coletadas as principais características. Na Figura 3.3 apresentada, estão disponíveis os dados de um dos transformadores, com as informações obtidas durante o levantamento de campo.

A inserção desses dados dos transformadores no modelo da rede de distribuição da UFLA é realizada por meio das características de potência e impedância série ( $z\%$ ). É importante ressaltar que alguns transformadores possuem placas de identificação com informações que estão ilegíveis. Nestes casos, a impedância ( $z\%$ ) foi estimada de acordo com a potência do transformador. Esta estimativa traz pouco impacto no modelo da rede, pois estes valores de impedância tendem, a ser muito próximos em transformadores de diferentes fabricantes.

Figura 3.3 – Placa de dados do Transformador



Fonte: Do autor (2024)

No Apêndice A na Tabela 1 são listados os dados dos transformadores. Nesta tabela são apresentadas a potência e a impedância série de cada transformador. Todos eles possuem conexão Delta ( $\Delta$ ) no primário e Estrela (Y) no secundário, com relação de transformação 13,8/0,22 kV. No total a potência nominal disponível é de 9402,50 kW.

### 3.5.3 Características dos Cabos

Na modelagem da rede, os cabos desempenham um papel fundamental. No trabalho realizado por Oliveira (2021), foram apresentadas as classificações dos cabos de média tensão e baixa tensão, juntamente com as informações de bitola e comprimento.

No caso dos cabos de média tensão utilizados na UFLA, foram identificadas as seguintes bitolas: 50mm<sup>2</sup>, 120mm<sup>2</sup> e 150mm<sup>2</sup>, com uma isolação de 15kV. A rede principal utiliza cabos de 150mm<sup>2</sup>, enquanto os demais trechos são alimentados por cabos de 50mm<sup>2</sup> (FIGURA 3.4). Os cabos de 120mm<sup>2</sup> foram utilizados na instalação fotovoltaica próxima ao centro de eventos. Os dados referentes aos cabos de baixa tensão não foram obtidos diretamente em campo, mas calculados com base na potência dos transformadores alimentadores.

Figura 3.4 – Representação dos Trechos com Cabos de 150mm<sup>2</sup> e 50mm<sup>2</sup>



Fonte: Do autor (2024)

Para os cabos de Baixa Tensão e Média Tensão, serão levadas em consideração as características apresentadas nas Tabelas 3.1 e Tabela 3.2, respectivamente, sendo elas a resistência ( $R_{ca}$ ) e a reatância indutiva ( $X_L$ ).

Tabela 3.1 – Dados Técnicos dos Cabos de Baixa Tensão

Cabos de Baixa Tensão			
Bitola do cabo (mm <sup>2</sup> )	Cabo por fase	$R_{ca}$ por fase ( $\Omega$ /km)	$X_L$ por fase ( $\Omega$ /km)
35	1	0,630	0,110
50	1	0,470	0,110
95	1	0,230	0,100
120	1	0,190	0,100
240	1	0,094	0,098

Fonte: PRYSMIAN (2023)

Tabela 3.2 – Dados Técnicos dos Cabos de Média Tensão

Cabos de Média Tensão			
Bitola do cabo (mm <sup>2</sup> )	Cabo por fase	$R_{ca}$ por fase ( $\Omega$ /km)	$X_L$ por fase ( $\Omega$ /km)
50	1	0,495	0,141
120	1	0,197	0,124
150	1	0,161	0,120

Fonte: PRYSMIAN (2023)

### 3.5.4 Levantamento das Instalações Fotovoltaicas e Características Técnicas

Levando em consideração os pontos de geração solar fotovoltaica na UFLA, que fazem parte do sistema interno da universidade, os seguintes elementos serão modelados e inseridos no estudo de fluxo de potência e capacidade de hospedagem:

- (a) **Microucina na ABI:** Essa Microucina será incluída na modelagem do sistema elétrico, considerando sua capacidade de geração de energia solar fotovoltaica;
- (b) **Miniusina localizada no estacionamento do centro de eventos:** Essa Miniusina também será modelada e integrada ao estudo de fluxo de potência, levando em conta sua contribuição para a geração de energia na rede elétrica da UFLA.

Os bicicletários de pequena geração, conforme mencionado, não serão contemplados na modelagem devido à sua baixa contribuição de geração de energia solar.

#### 3.5.4.1 Microucina da ABI

A microucina tem uma capacidade total de 19 kW e é composta por diferentes inversores e módulos solares conforme Figura 3.5. No entanto, para simplificar a modelagem, consideraremos a microucina como uma fonte de potência constante, levando em conta apenas as informações dos inversores.

Os inversores utilizados são da marca Fronius sendo 3 inversores com uma potência de 5 kW e 1 com uma potência de 4 kW. Em relação ao cabo utilizado para conectar a microucina ao transformador, é considerado um cabo de 35 mm<sup>2</sup>. Essas informações sobre os inversores e o cabo utilizado são as mais relevantes para a modelagem geral do sistema elétrico da UFLA.

Figura 3.5 – Microusina da ABI



Fonte: Do autor (2024)

#### **3.5.4.2 Miniusina Próxima ao Centro de Eventos**

A miniusina apresenta uma capacidade instalada de geração de energia elétrica de 1224 kW. A miniusina é composta por 4080 módulos fotovoltaicos com uma potência de 335 Wp cada, que são divididos em 34 inversores de 36 kW. Cada inversor é responsável por um conjunto de 120 módulos fotovoltaicos. Essa configuração permite uma distribuição eficiente da geração de energia solar fotovoltaica na miniusina. A Figura 3.6 apresenta Miniusina localizada próxima ao Centro de Eventos.

Figura 3.6 – Mini-usina Centro de Eventos



Fonte: Do autor (2024)

Com base no projeto e nas coletas de dados feitas em campo, são coletadas as principais informações sobre os módulos fotovoltaicos, inversores, transformadores, quadros de distribuição e os cabos de baixa tensão.

Os módulos fotovoltaicos instalados na usina são fabricados pela Canadian Solar, possuindo uma potência individual de 335Wp. São do tipo policristalino e a capacidade total instalada é de 1366,80kWp. Os dados relativos às condições padrão de teste (STC) dos módulos estão apresentados na Tabela 3.3.

Os inversores utilizados na usina são produzidos pela Sungrow. O conjunto consiste em 34 unidades de inversores, cada um com uma potência individual de 36 kW. Eles operam em um arranjo trifásico e fornecem uma saída AC de 380Vca. A potência nominal agregada desses inversores totaliza 1224 kW. Informações técnicas detalhadas podem ser encontradas na Tabela 3.4.

O transformador elevador 0,38/13,8kV é implementado de forma exclusiva para servir a usina fotovoltaica. Este transformador possui uma capacidade de 1,5 MVA e sua entrada de baixa tensão é conectada ao painel geral de geração, enquanto sua saída de alta tensão é ligada à rede de 13,8 kV da Universidade Federal de Lavras (UFLA).



Tabela 3.3 – Características do Módulos Fotovoltaicos

Característica	Valor	Unidade
Tolerância	-0/+5	Wp
Comprimento	1,96	m
Largura	0,992	m
Superfície	1,944	m <sup>2</sup>
Eficiência	17,49	%
Peso	22,4	kg
Corrente de curto circuito (Isc)	9,54	A
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,80	V
Corrente no ponto de máxima potência Im	8,96	A
Tensão no ponto de máxima potência Vm	37,40	V
Coefficiente térmico de Potência máxima	-0,400	%/°C
Coefficiente térmico de Isc	0,050	%/°C
Coefficiente térmico de Voc	-0,310	%/°C

Fonte: CANADIAN (2021)

Tabela 3.4 – Características dos Inversores Solares

Característica	Descrição
Fabricante	SUNGROW
Modelo	SG36KTL-M
Conexão à rede	Trifásico
Tensão de conexão	380V
Range tensão de saída	310...480V
Potência nominal saída p/ FP=1	36kW
Máxima corrente de saída	53,5A
Frequência	50/60Hz
Range de frequência	45...55 - 55...65Hz
Fator de Potência nominal	>0,99, adj. ± 0.8
Taxa de distorção harmônica	<3,0%
Eficiência Europeia	98,3%
Proteção anti-ilhamento	sim

Fonte: SUNGROW (2021)

Além disso, a miniusina conta com 12 abrigos solares, sendo que 10 deles reúne 3 inversores, totalizando um potência de 108kWp, e os 2 restantes com 2 inversores totalizando uma potência de 72kWp. Em cada abrigo há um quadro geral de distribuição (QD) que provê proteção por meio de disjuntores e dispositivos de proteção contra surtos elétricos (DPS). Esses quadros de distribuição são importantes para organizar e proteger os inversores e facilitar o monitoramento e controle do sistema.

Os inversores são conectados a um quadro de distribuição interno ao abrigo solar por meio de cabos com bitola de 16mm<sup>2</sup> e isolamento 0,6/1kV HERP. Esses cabos são responsáveis por transportar a energia gerada pelos inversores até o quadro de distribuição. A saída de cada

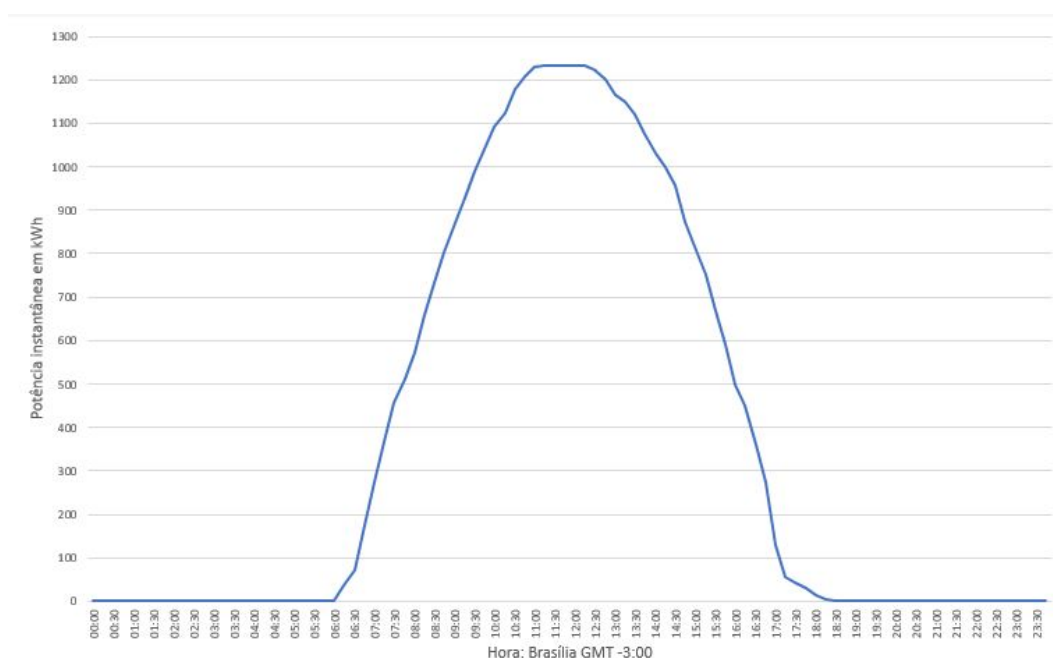
quadro de alimentação é conectada ao transformador 0,38/13,8kV por meio de cabos com bitola de 120mm<sup>2</sup>.

### 3.5.5 Perfil da Geração Solar Fotovoltaica

O perfil de geração da energia solar fotovoltaica é obtido empiricamente a partir de uma instalação fotovoltaica localizada em Perdões/MG, apresentando características similares aos inversores da UFLA em dados apresentados no trabalho de Oliveira (2021).

A Figura 3.7 ilustra a curva de geração com intervalos de 15 minutos no mês de março de 2019, período que apresentou geração nominal sem incidência de nuvens.

Figura 3.7 – Curva de geração empírica de geração em 34 inversores Sungrow de 36k - SG36KTL-M



Fonte: Do autor (2024)

Como complemento ao estudo, é importante reconhecer que a geração fotovoltaica na universidade possui uma particularidade: quanto menor o consumo de energia elétrica, maior a probabilidade de retorno da energia gerada à fonte, ou seja, à concessionária. Essa consideração é especialmente relevante no contexto da geração fotovoltaica na Universidade Federal de Lavras (UFLA).

Essa observação ressalta a possibilidade de que o excedente de energia gerado pela UFLA durante períodos de baixa demanda possa ser injetado de volta à rede elétrica. Isso contribuiria para a geração de energia em outras áreas ou edifícios e, por conseguinte, reduziria a carga demandada pela concessionária. Tal fenômeno representa uma vantagem significativa

em termos de eficiência energética e sustentabilidade. A capacidade de retornar energia excedente à rede elétrica destaca o papel da UFLA não apenas como consumidora, mas também como potencial contribuinte para a geração distribuída.

### 3.5.6 Levantamento das Curvas de Demanda da UFLA

Com o intuito de alcançar uma compreensão mais precisa das demandas de potência ativa e reativa, e do fator de potência torna-se essencial considerar os períodos de maior e de menor demanda. Essa compreensão desempenha um papel fundamental no estudo do fluxo de potência e na avaliação dos perfis de tensão e fator de potência.

No escopo deste estudo, serão empregados os dados de massa do alimentador principal disponibilizados pela concessionária de energia local, que apresenta a curva de demanda referente ao período de 01/07/2022 a 31/08/2023. Após análise inicial dos dados percebeu-se um padrão claro de perfil de demanda.

Dessa forma, visando mostrar apenas os dados mais relevantes, a análise apresentada neste trabalho é dividida em duas etapas distintas, cada uma ocorrendo ao longo de quatro semanas específicas, uma para cada trimestre do ano. Na primeira etapa é considerado o período acadêmico regular, e na segunda etapa é considerado o período de férias acadêmicas. A cada trimestre, são escolhidas as semanas que possuem o registro de maior e menor demanda. Os resultados são apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Dados de Demanda Máxima e Mínima Registrada nas Semanas Escolhidas para Análise

<b>Semana</b>		<b>Max. Demanda (kVA)</b>	<b>Mín. Demanda (kVA)</b>
11/09/2022 a 17/09/2022	Período Letivo	1382	509,86
16/10/2022 a 22/10/2022	Férias Acadêmicas	1232	<b>447,57</b>
04/12/2022 a 10/12/2022	Período Letivo	1268	659,25
18/12/2022 a 24/12/2022	Férias Acadêmicas	970	646,31
26/02/2023 a 04/03/2023	Período Letivo	<b>1887</b>	722,52
19/02/2023 a 25/02/2023	Férias Acadêmicas	1261	601,14
18/06/2023 a 24/06/2023	Período Letivo	1146	582,21
16/07/2023 a 22/07/2023	Férias Acadêmicas	1243	556,29

Fonte: Do autor (2024)

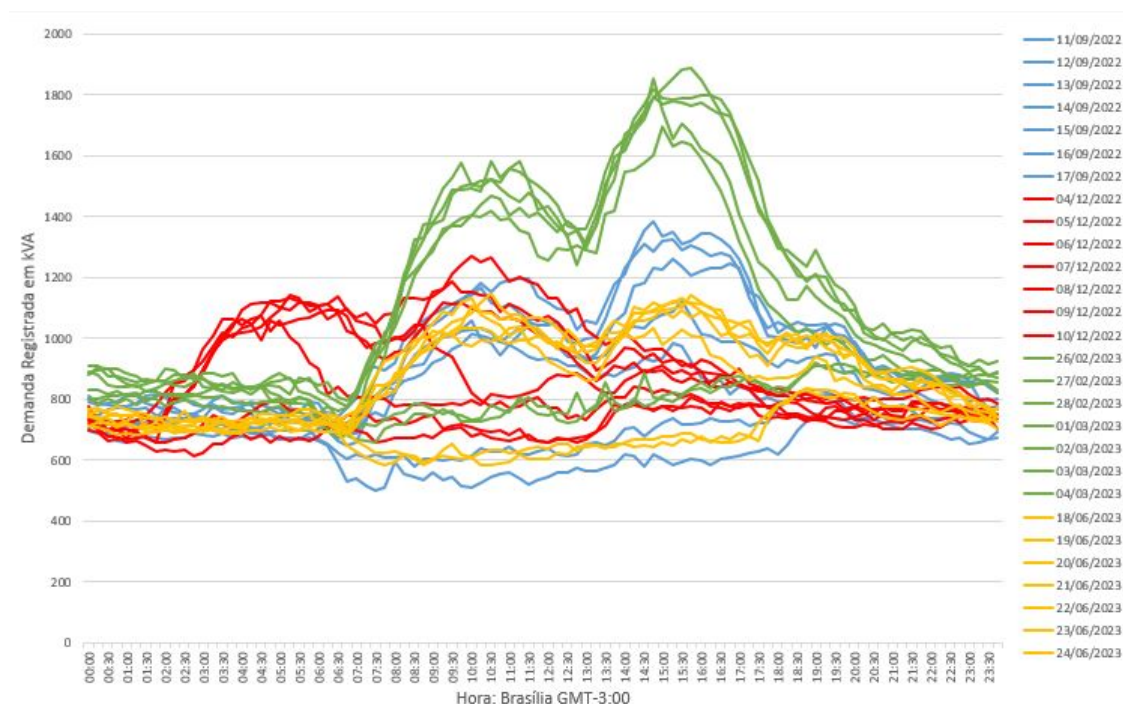
De acordo com a Tabela 3.5, é possível observar que a máxima demanda registrada é de 1887kVA. Esta ocorreu no dia 01/03/2023 às 15:45h. A mínima demanda registrada é de 447,57kVA e ocorreu 16/10/2022 às 09:00h. Essas demandas são utilizadas para simular

dois cenários distintos de carga que representam os pontos extremos de operação da rede de distribuição da UFLA.

Além dos dados de demanda mínima e máxima, neste trabalho também são explorados os perfis de demanda ao longo do dia. Dessa forma, os perfis de demanda diária das semanas selecionadas para análise é apresentado na Figura 3.8 e na Figura 3.9, para o período letivo e período de férias acadêmicas, respectivamente.

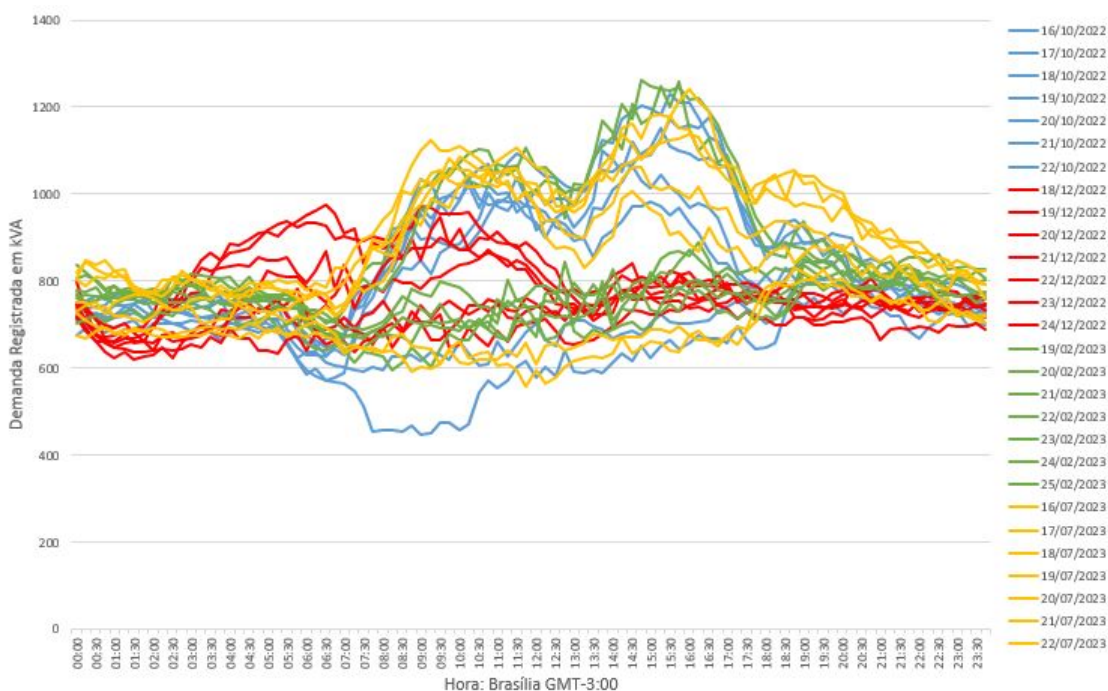
Pode-se observar um perfil característico de demanda para os dias de semana. Existe um aumento gradativo da demanda de 7:00 às 11:00 horas, seguido de redução no horário de almoço (11:00 às 13:00 horas). Após as 13:00 horas há um novo aumento no período da tarde atingindo a máxima demanda entre 14:00 e 16:00. A partir das 16:00h a demanda volta a diminuir, e devido aos cursos noturnos, em alguns dias tem um novo pico entre 18:00 e 21:00h. Essa curva representa bem a dinâmica da UFLA, em termos de funcionamento administrativo e acadêmico. Por fim, nota-se que em todos os finais de semana o consumo permanece estável, com pequenas variações.

Figura 3.8 – Perfis de Demanda em Período Letivo



Fonte: Cemig (2023) e Do autor (2024)

Figura 3.9 – Perfis de Demanda em Período de Férias Acadêmicas



Fonte: Cemig (2023) e Do autor (2024)

### 3.5.7 Levantamento dos Dados de Fator de Potência da UFLA

O fator de potência (FP) é definido, conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica (2021), como a "razão entre a energia elétrica ativa (P) e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa (P) e reativa (Q), consumidas num mesmo período especificado". Essa variável é crucial ao abordar a compensação de potência reativa, buscando evitar multas e minimizar perdas excessivas no sistema elétrico.

Por este motivo, os dados de fator de potência são avaliados para o período de 01/07/2022 a 31/08/2023, nas mesmas semanas apresentadas anteriormente. Os resultados dos valores de FP máximo e mínimo registrados ao longo do dia são apresentados na Tabela 3.6.

A Tabela 3.6 mostra que o fator de potência atinge seu máximo registrado em 0,94 no dia 02/03/2023 às 14:45h, quando a potência ativa foi de 1737,12kW e a potência reativa foi de 645,12kVar. Já o fator de potência mínimo registrado é de 0,58, ocorrendo em 16/10/2022 às 11:00h, com potência ativa de 319,2kW e potência reativa de 453,59kVar.

Nas Figuras 3.10 e 3.11 é possível observar perfil diário do fator de potência durante o período letivo e férias acadêmicas para as semanas selecionadas. Os resultados mostram que, das 00:00 às 06:00, na maioria dos dias o FP permanece abaixo de 0,87. Nos períodos letivos, das 06:00 às 12:00, o fator de potência tende a melhorar, atingindo 0,93, sendo igual para o

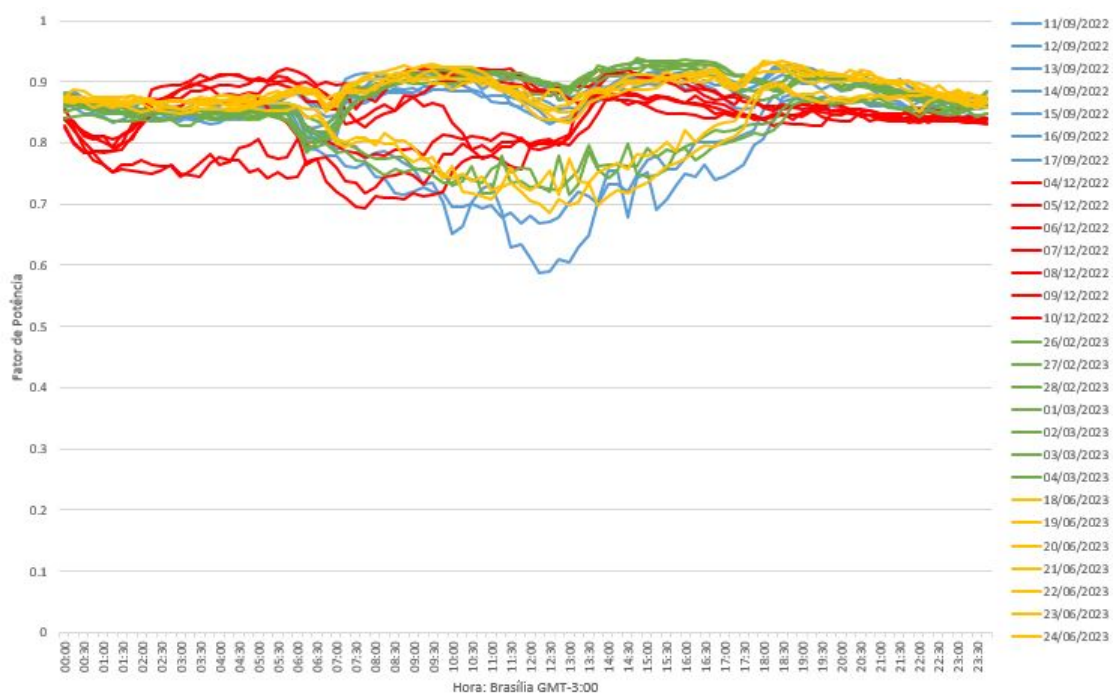
Tabela 3.6 – Dados de Fator de Potência para Demanda Máxima e Mínima Registrada nas Semanas Escolhidas para Análise

Semana		Max. Demanda (F.P.)	Mín. Demanda (F.P.)
11/09/2022 a 17/09/2022	Período Letivo	0,92	0,59
16/10/2022 a 22/10/2022	Férias Acadêmicas	0,89	<b>0,58</b>
04/12/2022 a 10/12/2022	Período Letivo	0,92	0,71
18/12/2022 a 24/12/2022	Férias Acadêmicas	0,88	0,68
26/02/2023 a 04/03/2023	Período Letivo	<b>0,94</b>	0,72
19/02/2023 a 25/02/2023	Férias Acadêmicas	0,90	0,68
18/06/2023 a 24/06/2023	Período Letivo	0,93	0,69
16/07/2023 a 22/07/2023	Férias Acadêmicas	0,92	0,67

Fonte: Do autor (2024)

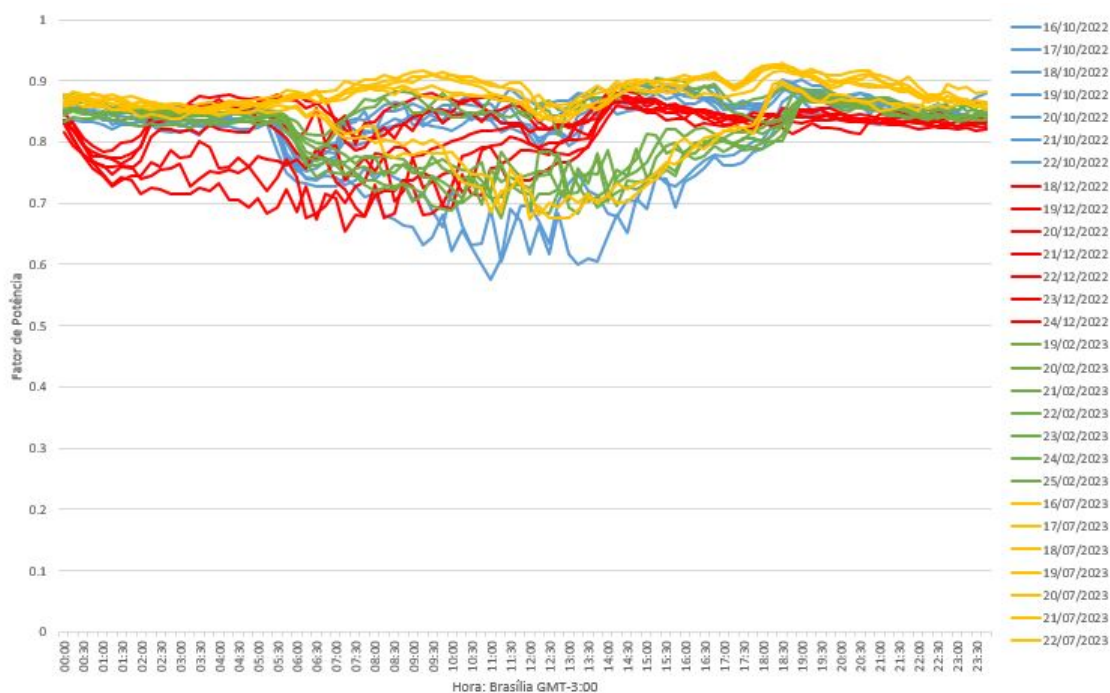
período da tarde. No entanto, no período noturno, das 18:00 às 24:00, o FP volta a diminuir. De forma geral, verifica-se que a Universidade opera a maior parte do tempo com um valor de fator de potência abaixo do referencial estipulado pela ANEEL, que é de 0,92.

Figura 3.10 – Fator de Potência em Período Letivo



Fonte: Cemig (2023) e Do autor (2024)

Figura 3.11 – Fator de Potência em Período de Férias Acadêmicas



Fonte: Cemig (2023) e Do autor (2024)

Essa ocorrência provavelmente está associada à significativa presença de equipamentos eletrônicos, como computadores, lâmpadas, motores elétricos de pequena potência, transformadores operando no vazio e sistemas de ar condicionado em funcionamento contínuo. Esses dispositivos, ao demandarem energia, podem gerar uma parcela considerável de potência reativa, resultando em um fator de potência inferior ao recomendado.

O desvio desse indicador em relação ao valor de referência pode ter implicações econômicas e operacionais para a Universidade, indicando a necessidade de implementação de medidas corretivas, tais como o uso de dispositivos corretivos de fator de potência, a fim de otimizar a eficiência energética e reduzir custos associados a penalidades por baixo fator de potência.

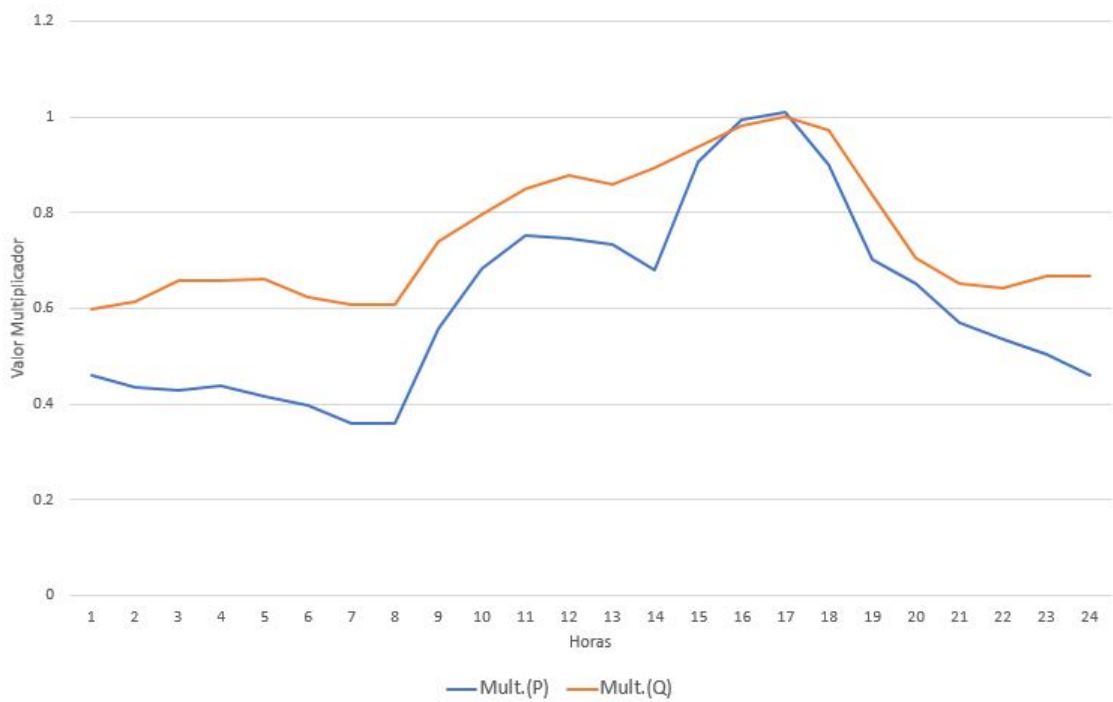
### 3.5.8 Definição dos Perfis de Demanda Ativa e Reativa

O software OpenDSS permite simulações de fluxo de potência utilizando curvas que representem o comportamento do sistema ao longo de um dia, mês ou ano. Esta configuração leva em consideração os perfis de carga alocados no sistema. Dessa forma, as curvas de demanda levantadas nas seções anteriores podem ser utilizadas para criar esse perfil, visando entender o comportamento do fluxo de potência ao longo de um dia.

Para simular o mencionado cenário, é suficiente introduzir ao software uma representação gráfica que delinieie tal comportamento em termos da demanda de potência ativa e reativa. Com o intuito de realizar uma simulação ao longo de um período de 24 horas, foram empregados dados disponibilizados por hora, culminando em uma discretização temporal composta por 24 pontos. A obtenção das curvas resulta da relação entre a potência ativa registrada e a potência ativa proveniente do carregamento dos transformadores, ocorrendo de maneira análoga para a potência reativa.

A Figura 3.12 ilustra as curvas para o cenário de máxima demanda, enquanto a Figura 3.13 apresenta as curvas para o cenário de demanda mínima.

Figura 3.12 – Perfil da Demanda Máxima de (P) e (Q)



Fonte: Do autor (2024)



Figura 3.13 – Perfil da Demanda Mínima de (P) e (Q)



Fonte: Do autor (2024)

### 3.5.9 Distribuição das Cargas nos Transformadores

Dada a ausência de medições específicas para cada transformador são utilizadas, para modelar as cargas é adotada uma abordagem individualizada para cada um deles. Para tanto, ao invés de dividir proporcionalmente a demanda total para cada transformador, utiliza-se um abordagem estatística. A demanda total (kVA) registrada do alimentador, bem como o fator de potência são alocados nos transformadores, seguindo uma distribuição normal. Dessa forma, são definidos dois parâmetros: um carregamento médio para cada transformador ( $CM_x$ ) e um desvio padrão ( $\sigma$ ).

Dessa forma, são realizadas as seguintes etapas:

- (a) **Distribuição das Cargas:** o carregamento dos transformadores seguirá uma distribuição com perfil estático e normal;
- (b) **Carregamento Médio (CM) geral:** obtido por meio da relação entre a demanda em (kVA) estabelecida para o cenário e a potência total instalada de transformadores  $S_{TOT}$  (kVA), expressa pela Equação 3.1 :

$$CM(\%) = \frac{\text{Demanda (kVA)}}{S_{TOT}(\text{kVA})} \times 100 \quad (3.1)$$

(c) **Desvio Padrão ( $\sigma$ ):** Obtido de forma analítica, considerando as características da rede de distribuição da UFLA. Algumas premissas relevantes incluem:

- Os transformadores não ultrapassam 50% de carregamento, atendendo assim as demandas futuras;
- Carregamentos com valores negativos não devem ser utilizados.

Com base nos dados coletados neste estudo, a potência total dos transformadores é de 9402,5 kVA, e a máxima demanda registrada no período de análise foi de 1887 kVA. Portanto, o carregamento máximo foi de 20,07%, enquanto a mínima demanda no período foi de 447,57 kVA ou 4,76%.

Considerando que, na distribuição normal, a maior parte dos dados se encontra no intervalo dado pela Equação 4.3.

$$CM - 3\sigma < CT_x < CM + 3\sigma \quad (3.2)$$

onde,  $CT_x$  é o carregamento no transformador x.

Dessa forma, um desvio padrão de 6,69% garante que o carregamento fique entre  $0 < CT_x < 50\%$ , quando o carregamento médio for  $CM = 20,06\%$ . Por outro lado, um desvio padrão de 1,58% garante que o carregamento fique entre  $0 < CT_x < 15\%$ , quando o carregamento médio for  $CM = 4,76\%$ .

Para a distribuição do fator de potência, adotou-se o mesmo critério de distribuição, porém com restrições que impedem que o fator de potência seja negativo ou assuma valores superiores a 1.

Levando em consideração essas premissas, são criados dois cenários, nos quais o carregamento médio e o desvio padrão representam a distribuição normal de probabilidade para cada um:

- (a) **Cenário A:** carregamento médio percentual representa a demanda mínima (4,76%) com um desvio padrão de 1,58% e fator de potência médio de 0,64, com desvio padrão de 0,027;
- (b) **Cenário B:** carregamento médio percentual representa a demanda máxima (20,06%) com um desvio padrão de 6,69% e fator de potência médio de 0,92, com desvio padrão de 0,12;

- (c) **Cenário C:** as cargas do cenário A são multiplicadas pelo perfil de demanda potência ativa e reativa e representam a variação da demanda no dia em que a mínima demanda ocorre;
- (d) **Cenário D:** as cargas do cenário B são multiplicadas pelo perfil de demanda potência ativa e reativa e representam a variação da demanda no dia em que a máxima demanda ocorre;

Os resultados referentes aos carregamento no transformador ( $CT_x$ ), e fator de potência em cada transformador ( $FP_x$ ) para as demandas máxima e mínima são apresentados no A, nas Tabelas 2 e 3.

Os cenários propostos permitem uma avaliação do comportamento do sistema de distribuição, considerando tanto os períodos de baixa demanda quanto os momentos de alta demanda, bem como as variações que ocorrem ao longo do dia. Ao incorporar a variabilidade inerente ao sistema elétrico da instituição, esses cenários proporcionarão uma representação mais fiel da dinâmica de consumo.

É crucial destacar que o modelo proposto está sujeito a ajustes para melhor refletir os cenários reais, permitindo uma análise detalhada e precisa do consumo de energia no sistema. À medida que mais informações se tornam disponíveis ou são obtidas por meio de medições reais, o modelo pode ser atualizado e refinado, levando em consideração diferentes variáveis e cenários.

Essas adaptações podem envolver ajustes nos valores de carregamento médio e desvio padrão das cargas, a incorporação de dados atualizados de consumo, a consideração de fatores sazonais ou eventos especiais que possam impactar o consumo de energia, entre outros. A flexibilidade do modelo permite que ele seja aprimorado ao longo do tempo, garantindo que a análise do consumo de energia seja cada vez mais precisa e alinhada às condições reais do sistema.

Portanto, a abertura para ajustes e atualizações no modelo é fundamental para assegurar uma análise precisa e confiável do consumo de energia no sistema da Universidade. Esse processo contínuo de refinamento garantirá que o modelo permaneça robusto e eficaz, acompanhando as mudanças e exigências do sistema elétrico ao longo do tempo.

### 3.5.10 Inserção dos dados no OpenDSS

Para inserir os dados no software OpenDSS, é necessário criar um arquivo de formato ".txt" contendo as informações relevantes, como localização geográfica dos postes, subestação, transformadores, tipo de rede, tipo de cabos e cargas. A formatação correta dessas coordenadas e informações é fundamental para garantir uma representação precisa e realista do modelo, aproximando-o o máximo possível da configuração existente na prática.

- **Localização Geográfica dos Postes:** as coordenadas geográficas são adicionadas para cada elemento do sistema elétrico, conforme Figura 3.14.

Figura 3.14 – Descrição das Coordenadas dos Postes

P1	-44.97195	-21.24042
P2	-44.97218	-21.24032
P3	-44.97219	-21.24001
P4	-44.97221	-21.23971
P5	-44.97224	-21.23943

Fonte: Do autor (2024)

- **Subestação:** são apresentados as características da subestação, conforme Figura 3.15.

Figura 3.15 – Descrição do Circuito Subestação

```
New circuit.UFLA bus1=P1 BasekV=13.8 pu=1 phases=3 ISC3=3188 ISC1=1063
```

Fonte: Do autor (2024)

- **Transformadores:** são apresentados as características dos transformadores, conforme Figura 3.16.

Figura 3.16 – Descrição dos Transformadores

```
New Transformer.T26 Buses=[P60 T26] Conns=[Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs=[30 30] XHL=3.26 sub=y
New Transformer.T27 Buses=[P64 T27] Conns=[Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs=[75 75] XHL=3.62 sub=y
New Transformer.T28 Buses=[P66 T28] Conns=[Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs=[75 75] XHL=3.61 sub=y
New Transformer.T31 Buses=[P75 T31] Conns=[Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs=[112.5 112.5] XHL=3.67 sub=y
New Transformer.T53 Buses=[P42 T53] Conns=[Delta Wye] kVs=[13.8 0.22] kVAs=[75 75] XHL=3.51 sub=y
```

Fonte: Do autor (2024)

- **Tipo de Rede:** são apresentados as características das redes, conforme Figura 3.17.

Figura 3.17 – Descrição das Linha de Rede

```
New Line.LINE1 Bus1=P1 Bus2=P2 phases=3 Linecode=MT_150 Length=28 Units=m
New Line.LINE2 Bus1=P2 Bus2=P3 phases=3 Linecode=MT_150 Length=35 Units=m
New Line.LINE3 Bus1=P3 Bus2=P4 phases=3 Linecode=MT_150 Length=33 Units=m
New Line.LINE4 Bus1=P4 Bus2=P5 phases=3 Linecode=MT_150 Length=32 Units=m
New Line.LINE5 Bus1=P5 Bus2=P6 phases=3 Linecode=MT_150 Length=35 Units=m
```

Fonte: Do autor (2024)

- **Tipo de cabos:** são apresentados as características dos cabos, conforme Figura 3.18.

Figura 3.18 – Descrição dos Tipos de Cabos

```
New LineCode.MT_150 nphases=3 R1=0.161 X1=0.12 R0=0.161 X0=0.12 C1=0 C0=0 Units=km
New LineCode.MT_120 nphases=3 R1=0.197 X1=0.124 R0=0.197 X0=0.124 C1=0 C0=0 Units=km
New LineCode.MT_50 nphases=3 R1=0.495 X1=0.141 R0=0.495 X0=0.141 C1=0 C0=0 Units=k
New LineCode.BT_35 nphases=3 R1=0.63 X1=0.11 R0=0.63 X0=0.11 C1=0 C0=0 Units=km
New LineCode.BT_50 nphases=3 R1=0.47 X1=0.11 R0=0.47 X0=0.11 C1=0 C0=0 Units=km
```

Fonte: Do autor (2024)

- **Cargas:** são apresentados as características das cargas, conforme Figura 3.19.

Figura 3.19 – Descrição das Cargas

```
New Load.LOAD26 Phases=3 Bus=C26 kV=.22 kW=5.074 kVar=1.63 Daily=PQ
New Load.LOAD27 Phases=3 Bus=C27 kV=.22 kW=17.21 kVar=7.99 Daily=PQ
New Load.LOAD28 Phases=3 Bus=C28 kV=.22 kW=11.80 kVar=5.71 Daily=PQ
New Load.LOAD31 Phases=3 Bus=C31 kV=.22 kW=20.36 kVar=8.25 Daily=PQ
New Load.LOAD53 Phases=3 Bus=C53 kV=.22 kW=17.61 kVar=6.15 Daily=PQ
```

Fonte: Do autor (2024)

- **Formas das Cargas:** são apresentados as características das formas das cargas, conforme Figura 3.20.

Figura 3.20 – Descrição do Perfil de Carga

```
New LoadShape.PQ npts=24 interval=1.0 mult=(File=LoadShapeP.csv) Qmult=(File=LoadShapeQ.csv)
New LoadShape.PV npts=24 interval=1 mult=(File=LoadShapePV.csv) Action=Normalize
```

Fonte: Do autor (2024)

- **Capacitores:** são apresentados as características dos capacitores, conforme Figura 3.21.

Figura 3.21 – Descrição dos Tipos de Capacitores

```
New Capacitor.capAlim bus1=p1 bus2=p1.4.4.4 phases=3 kvar=800 kv=13.8
New Capacitor.cap01 bus1=p48 bus2=p48.4.4.4 phases=3 kvar=700 kv=13.8
New Capacitor.cap02 bus1=p38 bus2=p38.4.4.4 phases=3 kvar=700 kv=13.8
New Capacitor.cap03 bus1=p329 bus2=p329.4.4.4 phases=3 kvar=700 kv=13.8
New Capacitor.cap04 bus1=p50 bus2=p50.4.4.4 phases=3 kvar=700 kv=13.8
```

Fonte: Do autor (2024)

- **Sistema Fotovoltaico:** são apresentados as características dos sistema fotovoltaico, conforme Figura 3.22.

Figura 3.22 – Descrição dos Sistemas Fotovoltaicos

```

New PVSystem.1 phases=3 bus1=QD01 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.2 phases=3 bus1=QD02 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.3 phases=3 bus1=QD03 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.4 phases=3 bus1=QD04 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.5 phases=3 bus1=QD05 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.6 phases=3 bus1=QD06 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.7 phases=3 bus1=QD07 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.8 phases=3 bus1=QD08 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.9 phases=3 bus1=QD09 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.10 phases=3 bus1=QD10 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.11 phases=3 bus1=QD11 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff
New PVSystem.12 phases=3 bus1=QD12 kV=0.38 irradiance=1 Pmpp=25 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff

```

Fonte: Do autor (2024)

### 3.6 Resultados da Modelagem e Fluxo de Potência da UFLA

Esta seção apresenta os resultados da modelagem e as análises fluxo de potência. Os resultados são exibidos em três grupos, sendo eles:

- 1) Os resultados da modelagem da rede da UFLA, que incluem os levantamentos de dados realizados em campo e sua inserção no OpenDSS, bem como a topologia da rede da UFLA;
- 2) Os resultados do fluxo de potência para os cenários de demanda mínima (Cenário A) e demanda máxima (Cenário B). Ambos os cenários são avaliados com e sem a inserção dos sistemas de geração fotovoltaica;
- 3) Os resultados do fluxo de potência para perfil diário de demanda, definido pelos dias em que ocorreu a demanda máxima (Cenário C) e a demanda mínima (Cenário D). Também são avaliados os perfis com e sem a inserção da geração distribuída.

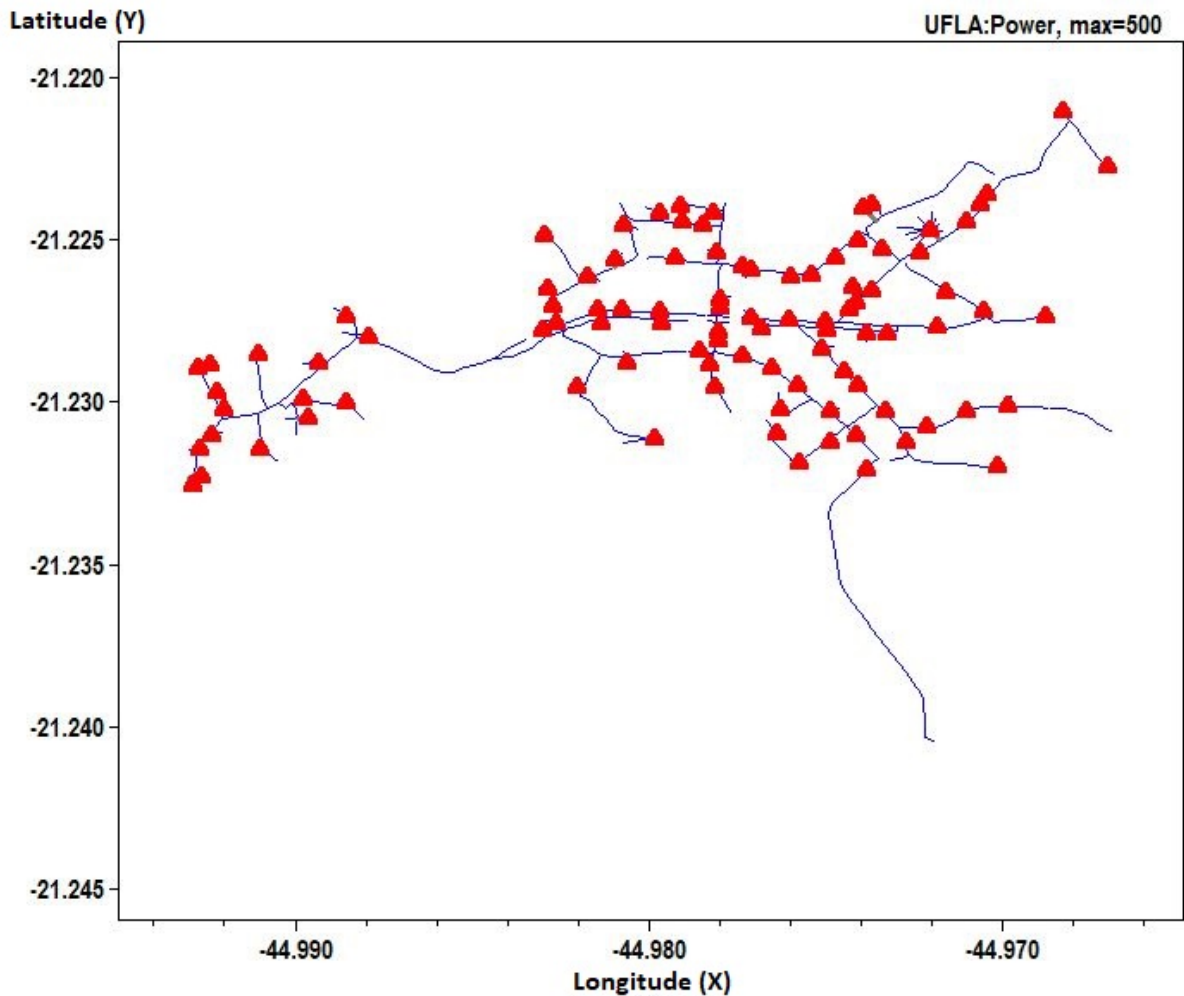
#### 3.6.1 Resultados da Modelagem do Sistema de Distribuição da UFLA

O sistema de distribuição da Universidade Federal de Lavras (UFLA) é modelado atualmente utilizando o software OpenDSS, integrando todos os componentes essenciais para obter uma representação precisa do sistema existente. As coordenadas geográficas dos transformadores, juntamente com suas especificações técnicas, são incorporadas no modelo. Adicionalmente, consideram-se os tipos de cabos e as posições geográficas dos postes, com o propósito de estabelecer as distâncias entre cada nó do sistema. Por último, inserem-se as características do alimentador.

O resultado dessa modelagem é apresentado na Figura 3.23, onde os triângulos representam os transformadores, e as linhas representam os cabos. A uniformidade na espessura

das linhas reflete a ausência das cargas, as quais ainda não são consideradas. Observa-se que as coordenadas geográficas adquiridas em campo conforme ilustra Figura 3.2 são fielmente reproduzidas em termos de latitude e longitude, agora incorporadas no ambiente do software OpenDSS.

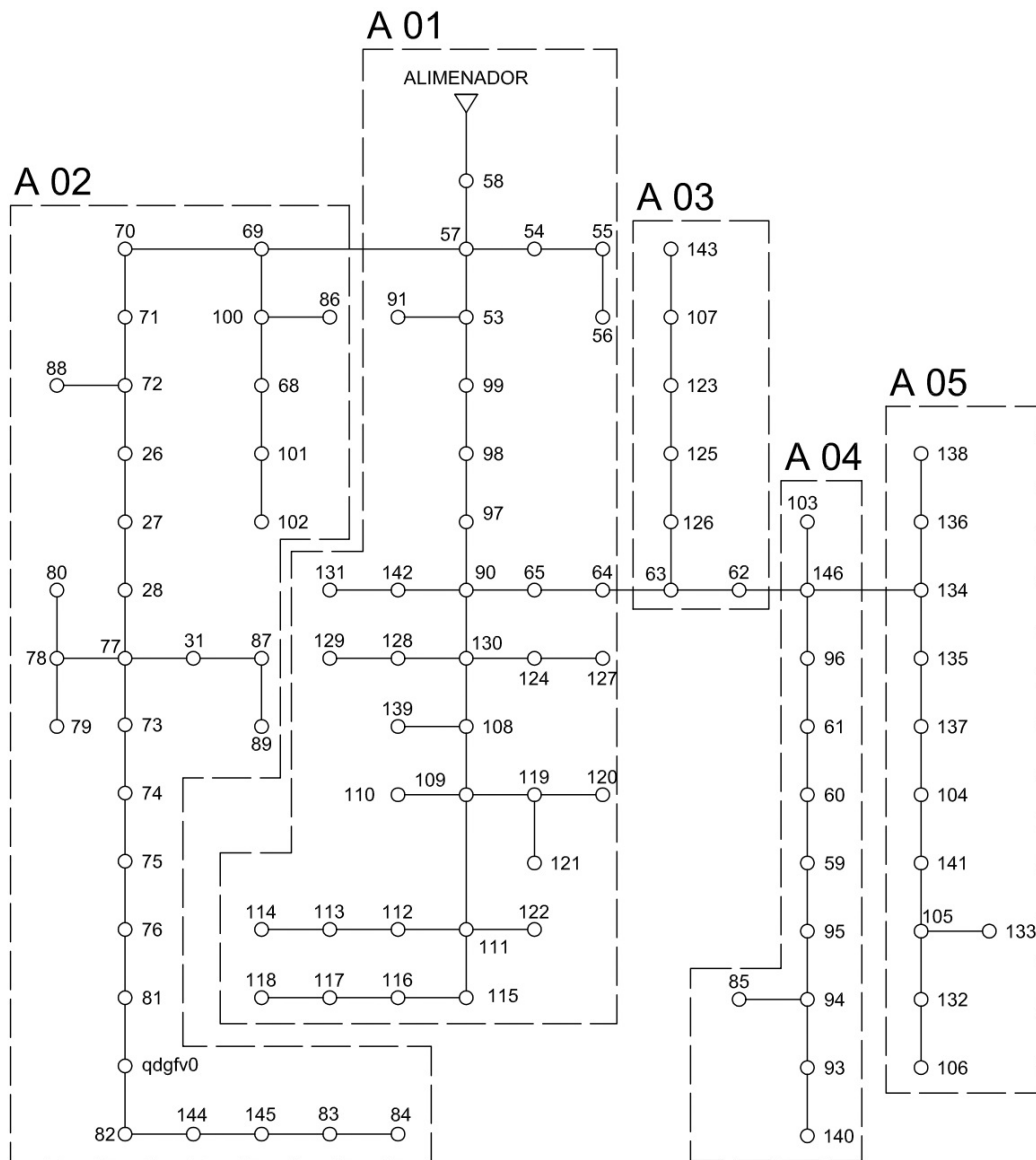
Figura 3.23 – Sistema de Distribuição da UFLA Modelado no OpenDSS



Fonte: Do autor (2024)

Na sequência, é observada a necessidade de representar o sistema sem suas coordenadas geográficas, com o objetivo de compreender suas características radiais. Assim, a Figura 3.24 apresenta a topologia atual do sistema de distribuição da Universidade Federal de Lavras (UFLA), refletindo o layout operacional obtido durante o levantamento em campo. Para simplificar análises futuras dos resultados, o sistema é dividido por áreas, permitindo uma avaliação mais específica de cada região.

Figura 3.24 – Topologia do Sistema da UFLA



Fonte: Do autor (2024)

### 3.6.2 Resultados do Fluxo de Potência e Perfil de Tensão do Sistema de Distribuição da UFLA no OpenDSS

Os resultados do fluxo de potência e perfil de tensão para os cenários de demanda mínima (Cenário A) e demanda máxima (Cenário B) são apresentados a seguir.

No contexto do Cenário A, as cargas são inicialmente distribuídas entre os transformadores com o objetivo de alcançar um carregamento médio de 4,76% e uma potência total instalada em cargas de 429,65kVA com um fator de potência médio 0,64. Os resultados para este cenário são apresentados na Tabela 3.7, considerando o sistema operando tanto com quanto sem o



sistema de geração fotovoltaica (GD). Adicionalmente, são disponibilizados os resultados do fluxo de potência nas Figuras 3.25 e 3.26, assim como os perfis de tensão nas Figuras 3.27 e 3.28 com e sem GD, respectivamente.

A análise dos resultados mostra que, a presença de GD resulta em uma geração líquida de potência ativa negativa (-950,03 kW), indicando exportação de energia para a rede. A variação na demanda de potência reativa entre os dois cenários, aumentando de 326,98 para 393,06 kVar, é justificada pelo aumento das perdas no sistema. Esse aumento nas perdas ativas, de 0,47 para 18,93 kW, e nas perdas reativas, de 1,14 para 67,22 kVar, ocorre devido ao incremento da corrente em determinados trechos do sistema que possuem bitola de cabo menor, conforme evidenciado nas Figuras 3.25 e 3.26.

Ao contrário do esperado, ocorre um aumento no fator de potência de 0,64 para 0,92 após a inserção da GD. Esse fenômeno decorre do fato de que a carga do sistema é substancialmente inferior à geração, e a potência excedente é superior à inicialmente consumida (273,97 kW).

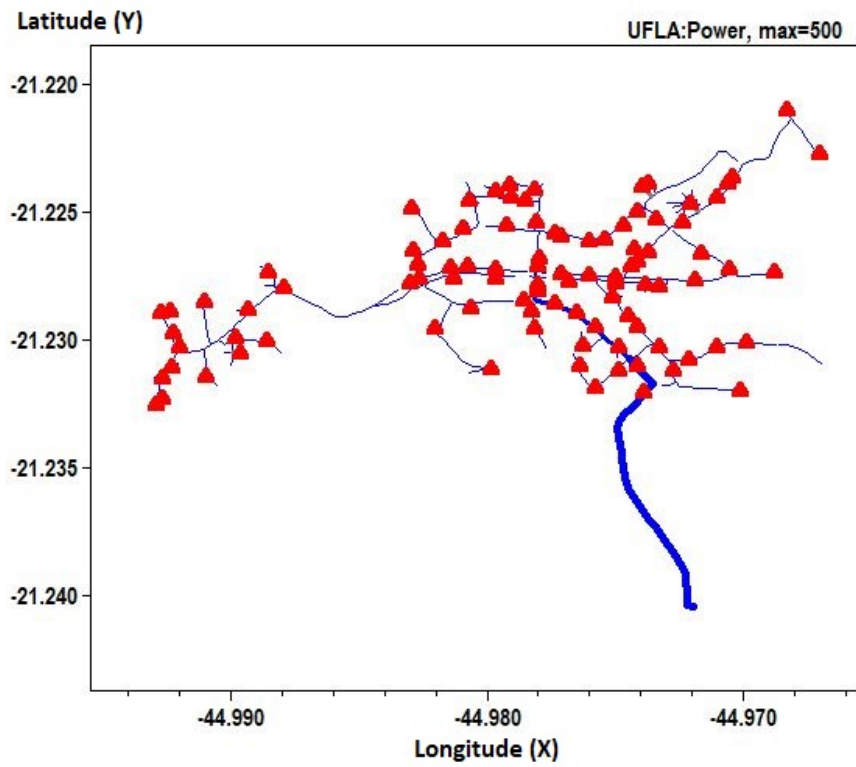
No que diz respeito à tensão, após a incorporação da GD, os níveis de tensão mínima e máxima variam entre 0,99 e 1,01. Esses valores indicam a inexistência de quedas de tensão significativas nos pontos mais distantes do alimentador. Além disso, observa-se um aumento de aproximadamente 2% na tensão máxima do sistema. Mesmo com esse incremento, os níveis de tensão mantêm-se dentro dos parâmetros aceitáveis em relação à qualidade de energia, conforme estipulado pelo Prodist. O Prodist estabelece os padrões de tensão considerados aceitáveis no contexto brasileiro, os quais devem situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal (ANEEL, 2017).

Tabela 3.7 – Cenário A: Resultados do Fluxo de Potência com Demanda Mínima com e sem GD

<b>Descrição</b>	<b>Sem GD</b>	<b>Com GD</b>
Total de GD instalada (kW)	-	1224
Máxima tensão (p.u.)	0,99	1,01
Mínima tensão (p.u.)	0,99	0,99
Total de potência ativa (kW)	274,22	-950,03
Total de potência reativa (kVar)	326,98	393,06
Fator de Potência	0,64	-0,92
Total de perdas ativas (kW)	0,47 (0,17%)	18,93(-1,99%)
Total de perdas reativas (kVar)	1,14 (0,34%)	67,22 (17,10%)

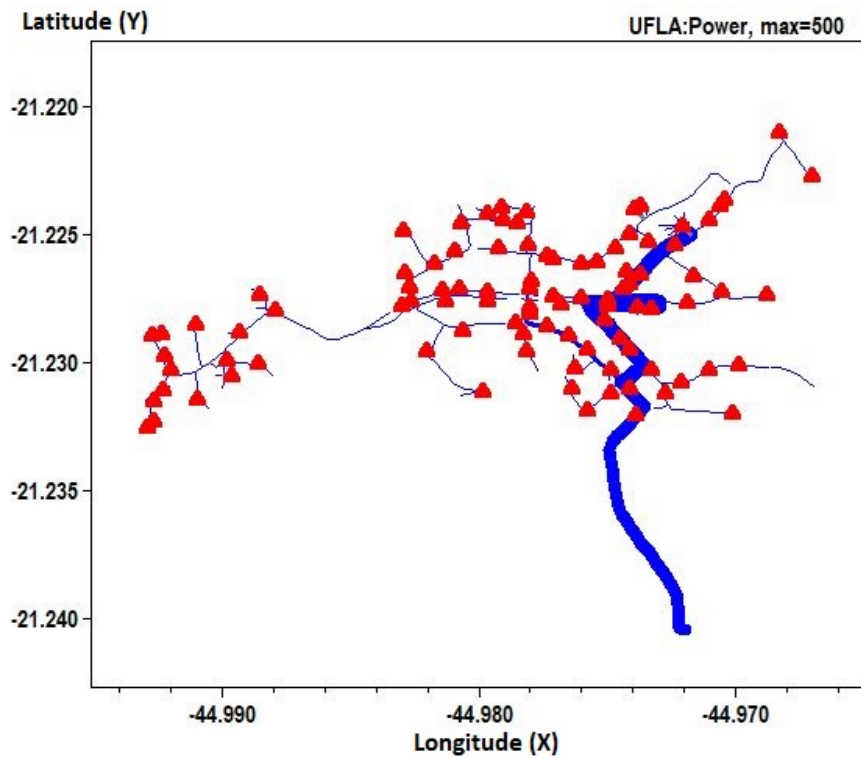
Fonte: Do Autor (2024)

Figura 3.25 – Fluxo de Potência com Demanda Mínima sem GD



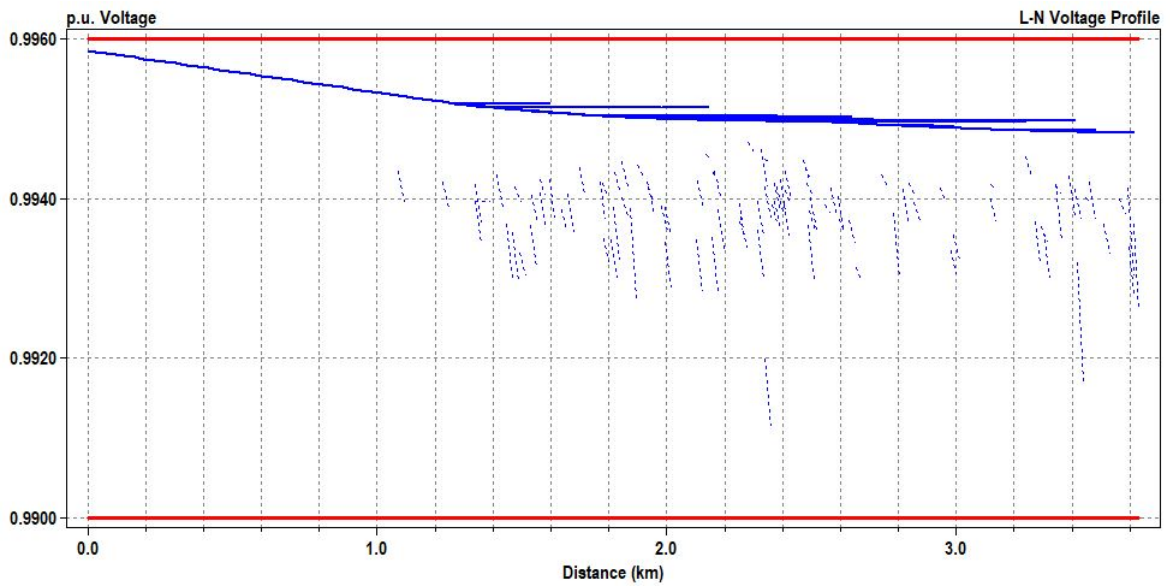
Fonte: Do autor (2024)

Figura 3.26 – Fluxo de Potência com Demanda Mínima com GD



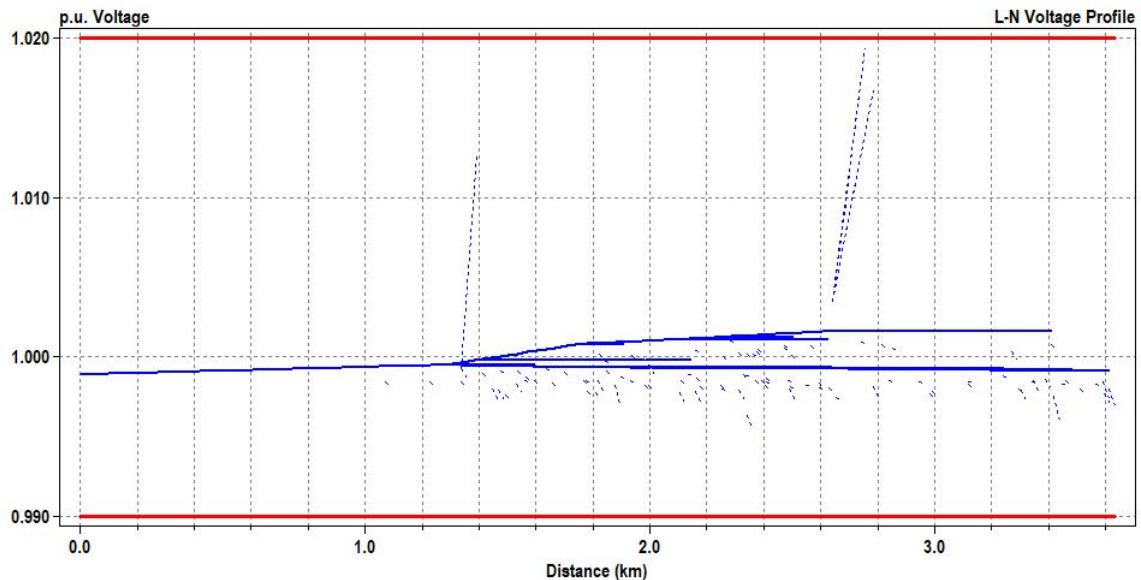
Fonte: Do autor (2024)

Figura 3.27 – Perfil de Tensão com Demanda Mínima sem GD



Fonte: Do autor (2024)

Figura 3.28 – Perfil de Tensão com Demanda Mínima com GD



Fonte: Do autor (2024)

No âmbito do Cenário B, as cargas são distribuídas, resultando em um carregamento médio de 20,06%. Isso resulta em uma potência total instalada em cargas de 1835,13 kVA com um fator de potência de 0,92. Os resultados correspondentes estão apresentados na Tabela 3.8, enquanto as Figuras 3.29 a 3.30 exibem o fluxo de potência com e sem a presença da geração fotovoltaica (GD). Os resultados do perfil de tensão são apresentados nas Figuras 3.31 a 3.32 sem e com GD, respectivamente.

Ao analisar os resultados, observa-se a influência da GD, evidenciada pela redução na potência ativa total em comparação com a configuração sem GD, indicando a absorção da energia gerada. A potência reativa, por sua vez, apresenta um aumento de 715,12 a 778,96 kVar, também justificado pelo incremento das perdas. Em relação às perdas ativas e reativas, houve um aumento de 9,13 para 22,81kW na potência ativa e de 21,29 para 85,13 kVar na potência reativa, devido ao aumento da corrente em trechos do sistema com bitola de cabo menor, conforme evidenciado nas Figuras 3.29 e 3.30.

Conforme esperado, há uma diminuição no fator de potência de 0,92 para 0,51 após a inserção da GD, uma vez que a carga supera a geração, embora ainda haja consumo, indicado pela presença de 474,18kW no sistema.

Em relação à potência, após a incorporação da GD, os níveis de tensão mínima e máxima variam entre 0,97 e 1,00. Esses valores indicam a ausência de quedas de tensão significativas nos pontos mais distantes do alimentador. Adicionalmente, observa-se um aumento de aproximadamente 3% na tensão máxima do sistema.

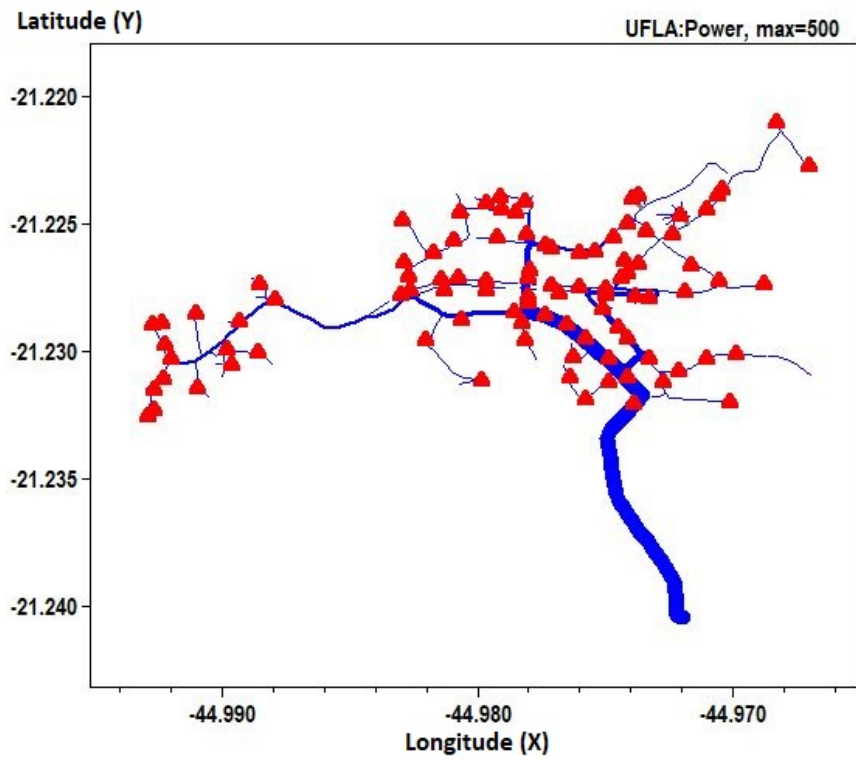
Mesmo com esse aumento, os níveis de tensão permanecem dentro dos parâmetros aceitáveis em termos de qualidade de energia, conforme estipulado pelo Prodist (ANEEL, 2017). Com base nas Figuras 3.31 e 3.32, destaca-se o aumento mencionado na faixa de baixa tensão, específica para a localização da geração distribuída, entre os inversores e o transformador.

Tabela 3.8 – Cenário B: Resultados do Fluxo de Potência com Demanda Máxima com e sem GD

<b>Descrição</b>	<b>Sem GD</b>	<b>Com GD</b>
Total de GD instalada (kW)	-	1224
Máxima tensão (p.u.)	0,98	1,00
Mínima tensão (p.u.)	0,96	0,97
Total de potência ativa (kW)	1703,35	474,18
Total de potência reativa (kVar)	715,12	778,96
Fator de Potência	0,92	0,51
Total de perdas ativas (kW)	9,13 (0,53%)	22,81 (4,81%)
Total de perdas reativas (kVar)	21,29 (2,97%)	85,13 (10,92%)

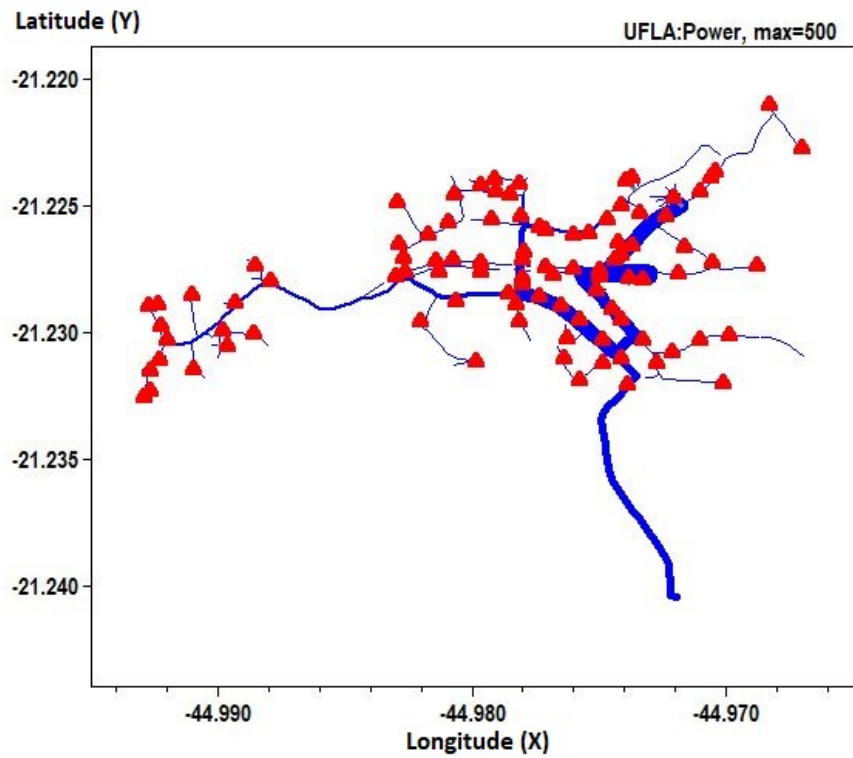
Fonte: Do Autor (2024)

Figura 3.29 – Fluxo de Potência com Demanda Máxima sem GD



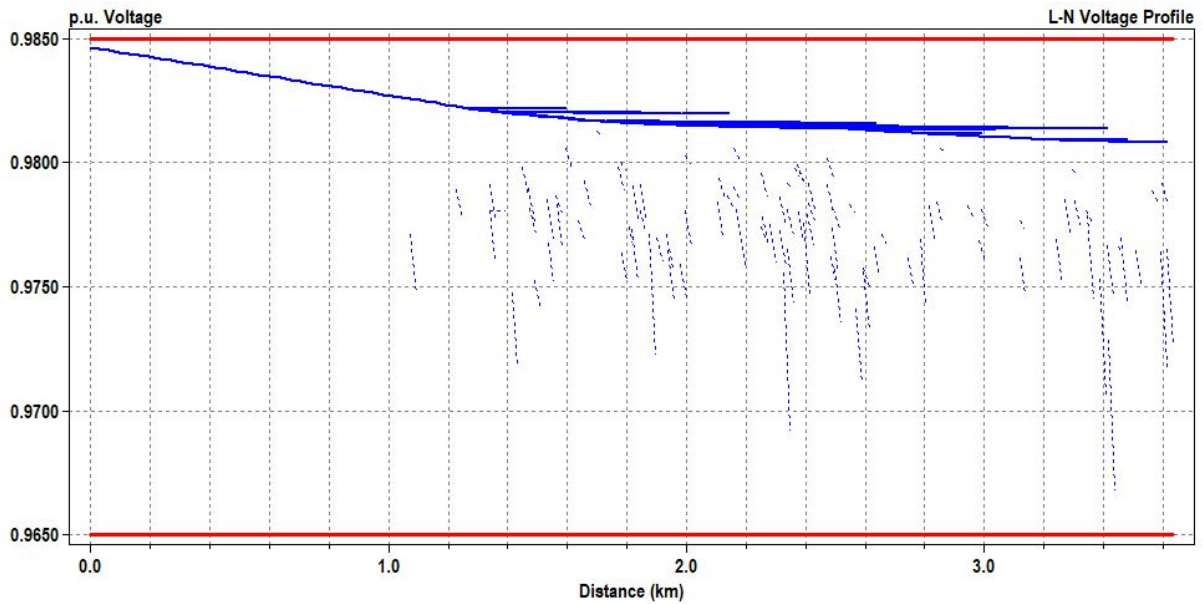
Fonte: Do autor (2024)

Figura 3.30 – Fluxo de Potência com Demanda Máxima com GD



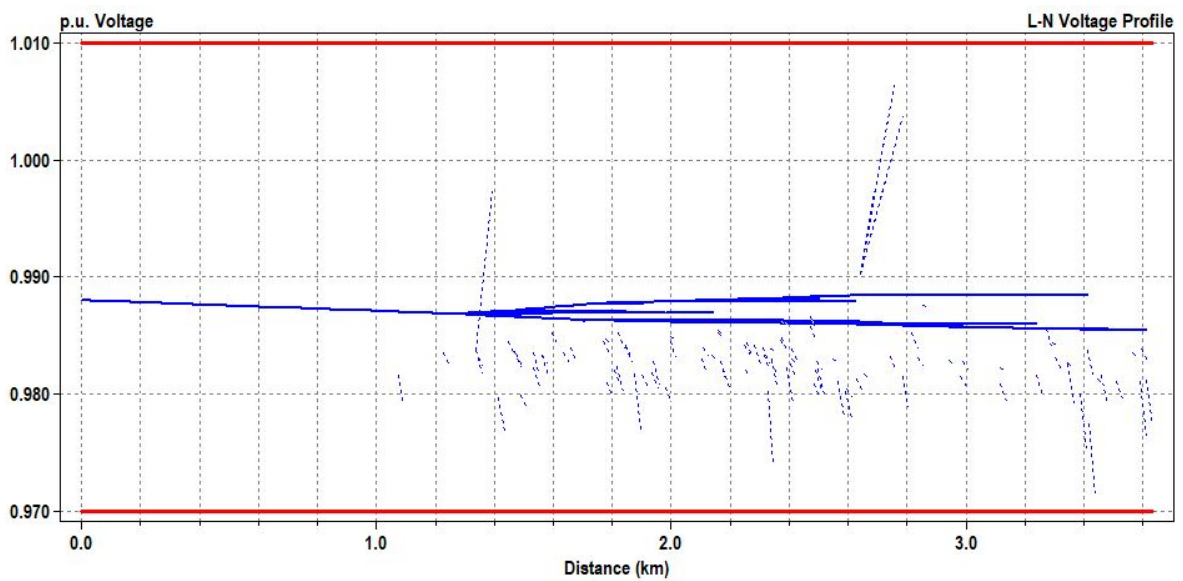
Fonte: Do autor (2024)

Figura 3.31 – Perfil de Tensão com Demanda Máxima sem GD



Fonte: Do autor (2024)

Figura 3.32 – Perfil de Tensão com Demanda Máxima com GD



Fonte: Do autor (2024)

### 3.6.3 Resultados do Perfil Diário de Demanda, Perdas e Fator de Potência no Alimentador do Sistema de Distribuição da UFLA no OpenDSS

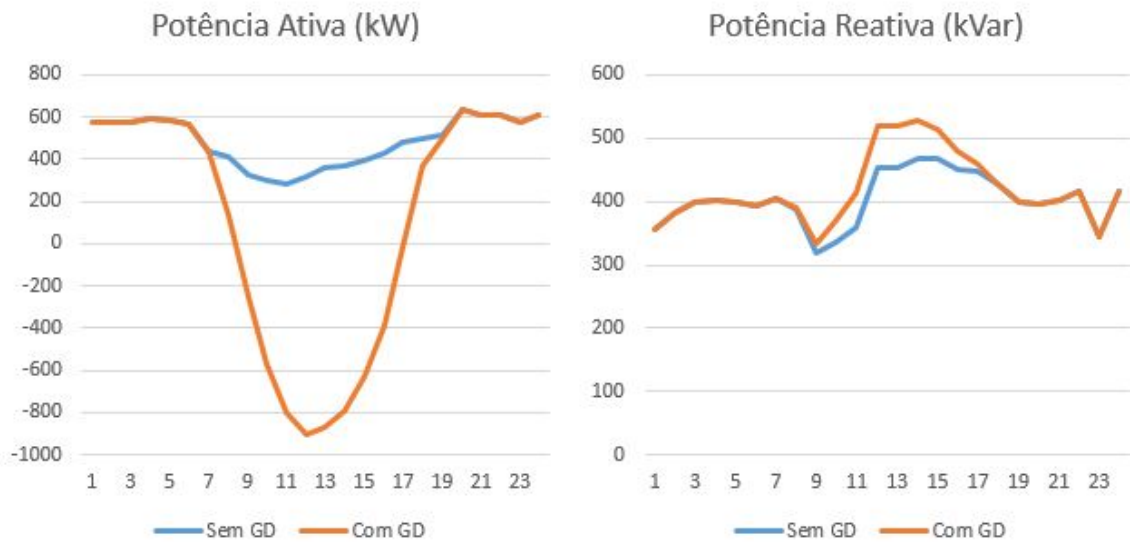
Nos resultados do perfil diário, incluindo perdas e fator de potência no alimentador para o Cenário C (mínima demanda) e Cenário D (máxima demanda), as observações são as seguintes.

No Cenário C, as mesmas cargas e fator de potência atribuídos ao Cenário A são aplicados nos transformadores ao longo do tempo. Os resultados deste cenário são apresentados na Figura 3.33. Ao analisar a potência ativa sem a presença de geração distribuída, o perfil da potência varia pouco ao longo do tempo. No entanto, com a presença da GD, o perfil varia significativamente durante o período de geração, ilustrando uma geração líquida de potência ativa negativa inserida na rede elétrica. Quanto à potência reativa, há um aumento 65,93kVar no período de pico da geração de 454,54 para 520,47kVar, justificado pelas perdas geradas na geração distribuída e pelos cabos que possuem bitola menor.

No que diz respeito ao fator de potência, ao analisar a Figura 3.34, o perfil sem a geração distribuída mostra que o fator não permanece dentro dos padrões, sempre ficando abaixo da referência 0,92, com a máxima de 0,87 e a mínima de 0,57. Com a geração distribuída, a variação do fator de potência é mais evidente ao longo do tempo. Durante a geração, o fator tende a diminuir, chegando a 0, e no pico da geração, o fator fica negativo, representando a geração, para então retornar a valores positivos no término. Isso é justificado pelo fato da carga ser menor que a gerada.

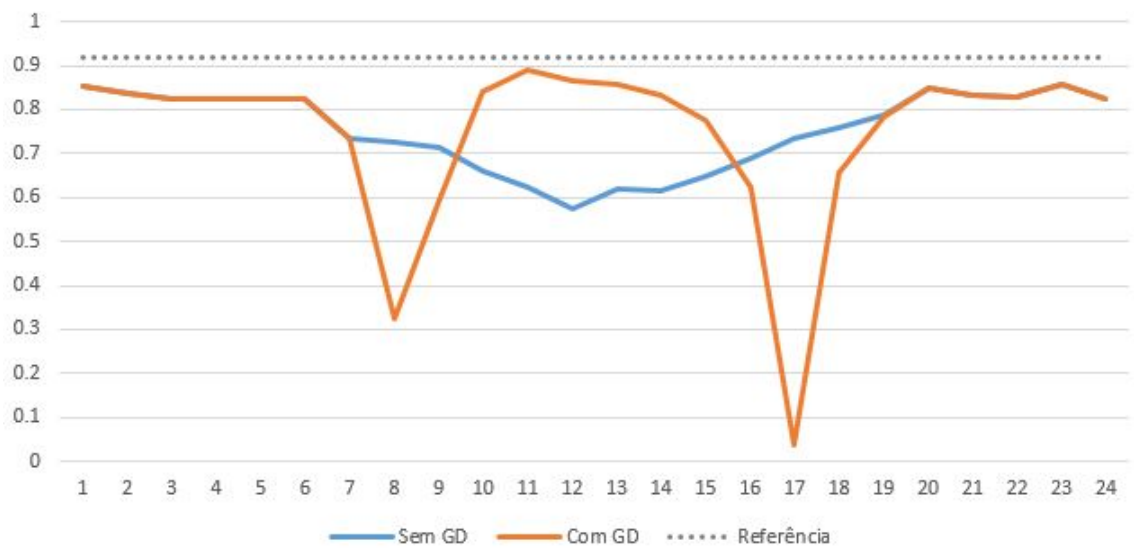
Em relação ao perfil de tensão Figura 3.35, que representa a tensão no alimentador e no transformador 118, ao analisar a tensão no alimentador sem a geração distribuída, são observados períodos com baixa tensão, como às 15:00. Com a geração, a tensão apresenta melhorias em comparação com o mesmo período. Para o transformador 118, que é o fim de linha, ele exibe características semelhantes. No entanto, a geração melhora o perfil da tensão, sem ultrapassar os padrões estabelecidos.

Figura 3.33 – Cenário C: Potências Ativa e Reativa no Alimentador com e sem GD para Mínima Demanda



Fonte: Do autor (2024)

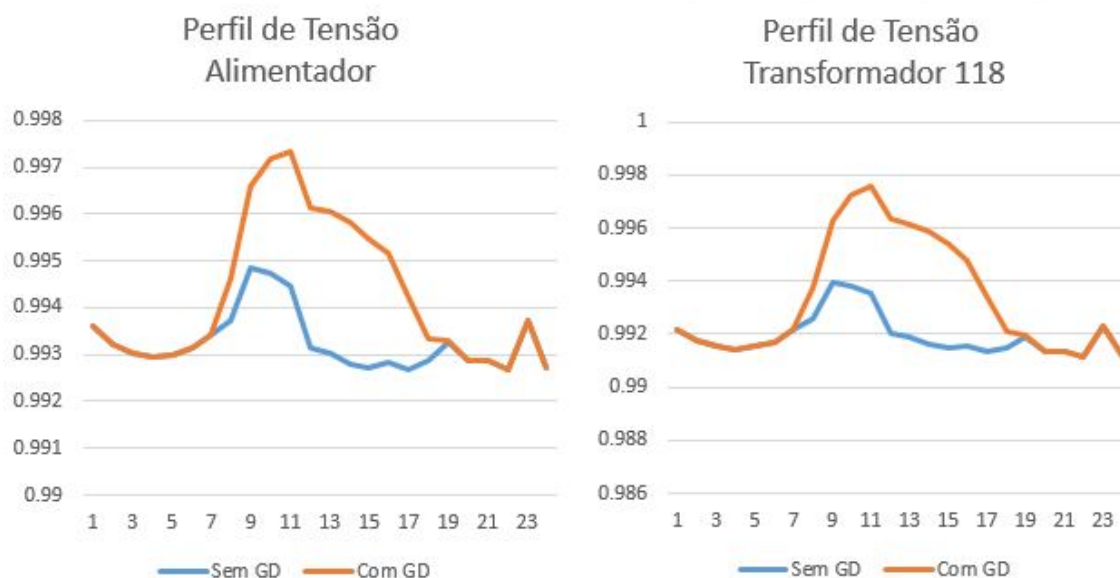
Figura 3.34 – Cenário C: Fator de Potência com Demanda Mínima com e sem GD



Fonte: Do autor (2024)



Figura 3.35 – Cenário C: Perfil de Tensão com Demanda Mínima com e sem GD no Alimentador e Transformador 118



Fonte: Do autor (2024)

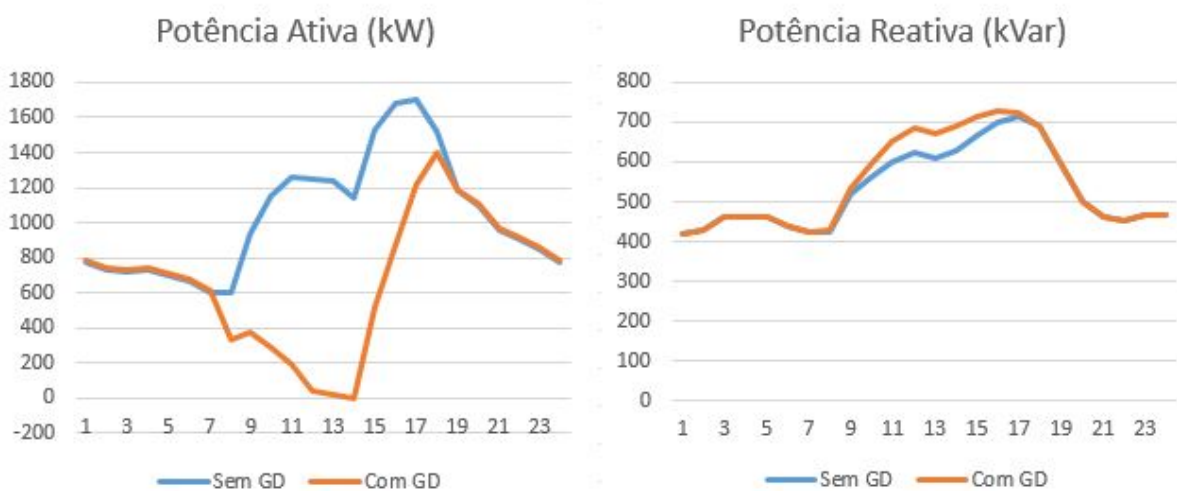
No contexto do Cenário D, as mesmas cargas e fator de potência atribuídos ao Cenário B são aplicados nos transformadores ao longo do tempo. Os resultados desse cenário são apresentados na Figura 3.36. Ao analisar a potência ativa sem a presença de geração distribuída, o perfil da potência reflete o comportamento do consumo ao longo do tempo, destacando o período de aula.

No entanto, com a presença da geração distribuída, o perfil de consumo varia significativamente durante o período de geração, ilustrando o consumo gerado no pico de geração. Após 12:00, o consumo diminui gradativamente, evidenciando o uso de energia fornecida pela concessionária, uma vez que o maior consumo ocorre às 17:00, aproximadamente 1700 kW, e a geração neste momento não supre completamente o consumo. No que se refere à potência reativa, observa-se um aumento para 100 kVar às 12:00, justificado pelas perdas geradas na geração distribuída e pelos cabos que possuem bitola menor.

Quanto ao fator de potência, ao analisar a Figura 3.37, o perfil sem a geração distribuída mostra que o fator não permanece dentro dos padrões, sempre ficando abaixo da referência 0,92. Com a geração distribuída, a variação do fator de potência é mais evidente ao longo do tempo. Durante a geração, o fator tende a diminuir, evidenciando a geração; no entanto, isso é justificado pelo fato da carga ser menor que a gerada.

Em relação ao perfil de tensão Figura 3.38, que representa a tensão no alimentador e no transformador 118, ao analisar a tensão no alimentador sem a geração distribuída, são observados períodos com baixa tensão, como às 15:00. Com a geração, a tensão apresenta melhorias em comparação com o mesmo período. Para o transformador 118, que é o fim de linha, ele exibe características semelhantes. No entanto, a geração melhora o perfil da tensão, sem ultrapassar os padrões estabelecidos.

Figura 3.36 – Cenário D: Potências Ativa e Reativa no Alimentador com e sem GD para Máxima Demanda



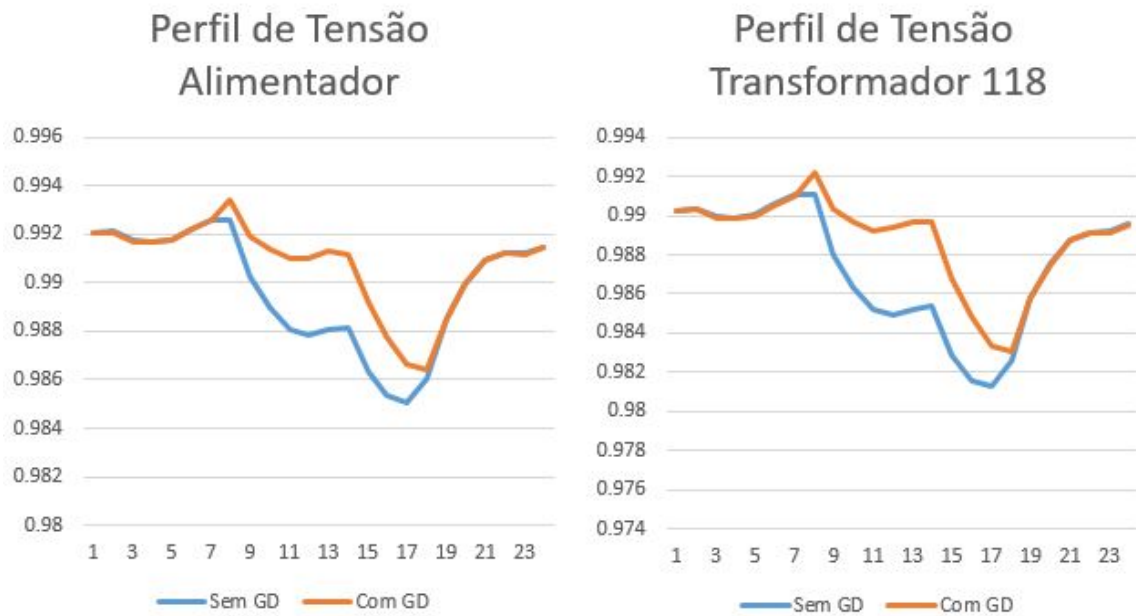
Fonte: Do autor (2024)

Figura 3.37 – Cenário D: Fator de Potência com Demanda Máxima com e sem GD



Fonte: Do autor (2024)

Figura 3.38 – Cenário D: Perfil de Tensão com Demanda Máxima com e sem GD no Alimentador e Transformador 118



Fonte: Do autor (2024)

## 4 ALOCAÇÃO ÓTIMA DE BANCO DE CAPACITORES

### 4.1 Introdução

A alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica tem sido uma estratégia amplamente utilizada para solucionar o problema da potência reativa, visando melhorar o controle do perfil de tensão e reduzir as perdas elétricas. No entanto, a determinação do local, capacidade e tipo de banco de capacitores a serem instalados na rede é uma tarefa complexa, que envolve considerações técnicas e operacionais (SALAS, 2006).

Diante dessa complexidade, alguns pesquisadores têm feito suposições para simplificar o problema de alocação de capacitores. Essas suposições incluem o perfil da tensão constante, a uniformidade do alimentador, a variação linear dos custos dos capacitores, os tamanhos contínuos dos bancos de capacitores e a consideração de um alimentador radial sem ramais externos.

Diferentes métodos têm sido propostos para resolver o problema de alocação de capacitores. Alguns métodos consideram que os capacitores funcionaram apenas como componente reativa da corrente, enquanto outros avaliam a redução de perdas no pico de potência ou de perdas de energia. Além disso, alguns métodos empregam uma função econômica de custo baseada na redução das perdas de pico. Também são considerados diferentes tipos de bancos de capacitores, como fixos, chaveados e mistos (BRANDINI, 2007).

No entanto, a alocação de bancos de capacitores ao longo do alimentador primário tem se mostrado favorável devido à facilidade de instalação próxima às cargas e ao tamanho compacto do equipamento. Isso, por sua vez, torna o problema mais complexo, pois é necessário definir o tamanho, a quantidade e o local adequado para a alocação dos capacitores ao longo do alimentador. Como resultado, vários algoritmos apropriados têm sido utilizados para a alocação ótima de bancos de capacitores.

### 4.2 Minimização de Perdas em Sistemas de Distribuição

Existem três métodos principais para reduzir perdas na rede de distribuição, sendo eles, a reconfiguração de rede, a alocação de bancos de capacitores e a alocação de geradores distribuídos (USHASHREE; KUMAR, 2023). Em particular, a alocação de capacitores tem os seguintes objetivos principais:

- (a) Minimizar as perdas de potência ativa;

- (b) Melhorar a estabilidade de tensão e gerenciar o perfil de tensão;
- (c) Corrigir o fator de potência;
- (d) Monitorar o fluxo de potência.

Embora os capacitores sejam fontes de potência reativa, eles diminuem a parte indutiva da carga na linha e quando colocados em paralelo, minimizam as perdas de potência ativa. Vários autores têm realizado um trabalho considerável na alocação de capacitores, primeiro para controle de tensão e depois para redução de perdas de potência. Os desafios fundamentais dessa técnica são:

- (1) Alocação dos bancos de capacitores: definição de qual nó os bancos de capacitores devem ser instalados;
- (2) Seleção adequada das unidades de capacitores: definição quantos bancos serão utilizados no sistema;
- (3) Otimização do tamanho de cada banco: definição da potência reativa ótima tendo em vista o objetivo de otimização primário.

Se o objetivo de otimização primária é a redução nas perdas, a seguinte equação pode ser levada em consideração (USHASHREE; KUMAR, 2023):

$$\min Power_{losses} = \sum_{j=1}^n (I_j^2)R_j \quad (4.1)$$

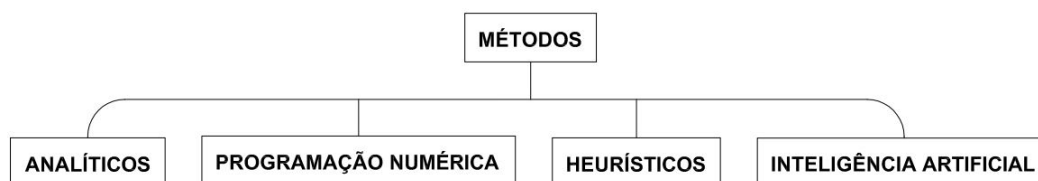
onde,  $j$  é Número do ramo,  $N$  é Número total de ramos,  $I_j$  é Corrente reativa no ramo  $j$  e  $R_j =$  Resistência do ramo  $j$  (USHASHREE; KUMAR, 2023). Além disso, para garantir a qualidade de energia, é necessário levar em consideração as seguintes restrições: a tensão limite do nó (ou ponto de conexão) e a capacidade de corrente do alimentador (ou condutor elétrico utilizado para distribuição de energia).

Para obter perdas mínimas, a fórmula mencionada acima tem sido de diversas maneiras para dimensionar e alocar os capacitores. De forma geral, os problemas na alocação de capacitores podem ser categorizados em métodos analíticos, de programação numérica, heurísticos e inteligência artificial, e também combinados com a reconfiguração da rede, geração distribuída, entre outros (USHASHREE; KUMAR, 2023).

### 4.3 Metodologias para Estudo de Alocação de Banco de Capacitores

Nesta sessão serão apresentados os principais métodos utilizados para a alocação de bancos de capacitores, conforme Figura 4.1. Esses métodos abrangem abordagens analíticas, programação numérica, heurísticas e técnicas de inteligência artificial. Cada uma dessas abordagens oferece vantagens e limitações, sendo aplicáveis em diferentes contextos e considerando diferentes objetivos.

Figura 4.1 – Principais Métodos para Alocação de Banco de Capacitores



Fonte: Do autor (2024)

A seguir são exploradas essas diferentes abordagens, apresentando suas características, vantagens e desafios, a fim de fornecer uma visão abrangente dos métodos disponíveis para a alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica.

#### 4.3.1 Métodos Analíticos

Inicialmente, quando os recursos computacionais não estavam amplamente disponíveis e tinham um custo elevado, o analítico foi apresentado como uma abordagem para reduzir a dependência de procedimentos computacionais. Um algoritmo analítico baseado em cálculos foi padronizado para dimensionar e posicionar bancos de capacitores.

Na década de 1950, os pesquisadores Neagle e Samson (1956) introduziram o conceito de bancos de capacitores individuais e abrangeram condições de distribuição uniforme e não uniforme de cargas. Além disso, propôs colocar o banco de capacitores a uma distância de  $1 - (1/2)$  da subestação principal quando as cargas são uniformemente distribuídas.

No entanto, Cook (1959) apresentou um algoritmo considerado superior ao método proposto por Neagle e Samson (1956). O algoritmo de Cook leva em consideração a carga reativa média do sistema para bancos de capacitores fixos, considerando distribuição uniforme. Além disso, Cook sugeriu que a localização ideal para a instalação de bancos de capacitores deveria ser a  $2/3$  da distância total. Posteriormente, Cook aprofundou seus estudos incluindo a análise

de capacitores comutados. Após esses avanços, outros métodos analíticos foram propostos em diversos estudos sobre alocação de capacitores.

Posteriormente, Schmill (1965) aprofundou a pesquisa de Cook (1959) e permaneceu para a inserção e dimensionamento do número  $N$  de capacitores em alimentadores uniformes com carga uniformemente distribuída. Ele demonstrou as condições ideais para a inserção e dimensionamento de um ou mais capacitores em alimentadores com cargas discretas de resistência não uniforme.

Um novo conceito iterativo foi proposto por Chang (1969) para resolver o problema de alocação de capacitores em alimentadores com carga uniforme e carga final concentrada. Ele conseguiu medir as perdas de energia elétrica e as perdas de potência de pico para determinar a localização ideal de inserção do capacitor e também para definir o tamanho do capacitor, gerado em economia.

Apesar da simplicidade de implementação e execução rápida do método analítico, ele apresenta muitas suposições e cenários que devem ser considerados antes de aplicar o dimensionamento e a localização ideais dos bancos de capacitores. Em outro estudo, Lee e Grainger (1981) apresentou uma regra dos 2/3, onde as técnicas anteriores tinham modelagem de locais e tamanhos de capacitores como variáveis contínuas.

No entanto, os resultados obtidos por métodos analíticos precisam ser abstratos, o que pode resultar em valores teóricos diferentes da realidade, levando a problemas de sobretensão ou perda financeira nos cálculos.

Métodos analíticos mais recentes propostos por Salama, Chikhani e Hackam (1985) e Haque (1999) apresentam técnicas mais precisas e práticas para sistemas de distribuição. Além disso, Arief, Antamil e Nappu (2016) sugeriram uma nova técnica que avalia o índice de contribuição reativa de cada nó visando minimizar as perdas no alimentador e aumentar a estabilidade. Em outro estudo, os autores Kamel et al. (2019) sugeriram uma análise do fluxo de carga considerando variações estocásticas em sistemas de distribuição radial.

#### **4.3.2 Métodos de Programação Numérica**

Nos métodos de programação numérica, são utilizadas operações aritméticas para formular e resolver problemas matemáticos. A programação numérica é um processo iterativo que atua em uma função objetivo para maximizar ou minimizar variáveis de decisão. Essas variáveis são determinadas com base em um conjunto de restrições. Com o avanço da computa-

ção, incluindo maior velocidade e capacidade de armazenamento, técnicas numéricas têm sido empregadas para aumentar a potência operacional (CROW, 2015).

No contexto da alocação e dimensionamento de bancos de capacitores ideais, vários autores propuseram diferentes modelos matemáticos que utilizam programação numérica para resolver o problema. Um estudo realizado por Dura e Crow (DURA, 1968) utilizou a programação dinâmica com carga uniforme e distribuição aleatória para encontrar a localização ideal dos capacitores. Esse estudo considerou a redução das perdas de energia como critério para dimensionar o tamanho discreto dos capacitores.

Posteriormente, Fawzi, El-Sobki e Abdel-halim (1983) aprofundaram o trabalho de Dura (1968), adicionando o fator kVA como função de economia na formulação. Em outro estudo, Ponnasikko e Rao (1983) utilizaram um método de otimização por variação que ampliou o problema de alocação e dimensionamento de capacitores, incluindo os efeitos do aumento de carga. Eles utilizaram capacitores variáveis para lidar com a variação da carga. Lee e Granger (1981) apresentaram uma técnica de otimização que utilizou a economia monetária líquida como critério de convergência, permitindo a inserção ou não de bancos de capacitores fixos ou variáveis.

Sharaf e Ibrahim (1996) propuseram um modelo de fluxo de potência total para encontrar a localização ideal para a instalação de capacitores em sistemas de distribuição. O autor também mencionou que o modelo sugerido por Jasmon e Lee (1991) não é viável para encontrar a localização ideal de bancos de capacitores, pois não leva em consideração a diminuição da tensão final à medida que a carga do sistema aumenta.

Khodr et al. (2008) consideraram a economia de energia como objetivo na resolução do problema de bancos de capacitores, utilizando uma função objetivo linear mista. Em outro estudo, os autores Soto e Hinojosa (2016) e Jannat e Savić (2016) propuseram minimizar as perdas de potência como função objetivo e utilizaram simulação de Monte Carlo para lidar com as variações de carga. Em seguida, eles aplicaram o modelo proposto a um sistema de distribuição de 35 kV.

### **4.3.3 Método Heurísticos**

Os métodos heurísticos são uma classe de métodos baseados em sugestões, regras gerais ou dicas desenvolvidas a partir de experiências, conceitos ou julgamentos. Esses métodos reduzem o espaço de busca, fornecendo resultados satisfatórios, embora não garantam uma solução



ótima com total confiança. Os métodos heurísticos são conhecidos por sua rapidez e praticidade (MINSKY, 1958). Esses métodos têm sido amplamente aplicados para resolver problemas de alocação e dimensionamento de bancos de capacitores (CHIS; SALAMA; JAYARAM, 1997).

Um método proposto por Abdel-Salam, Chikhani e Hackam (1994) identifica os nós sensíveis, nos quais a inserção de bancos de capacitores proporciona redução da energia e perda de potência de pico. Em um estudo de Silva et al. (2008), foi proposto o uso do índice de sensibilidade do barramento para encontrar a localização ideal para a inserção de capacitores, sendo a função sigmoide utilizada para obter o valor discreto do capacitor.

Em outro estudo, Hamouda e Sayah (2013) propuseram o uso do índice de estabilidade de tensão do nó para selecionar o local ideal devido ao investimento em bancos de capacitores. O objetivo da pesquisa era maximizar a economia líquida na redução da perda de energia. Aman et al. (2012) propuseram o uso da linha mais fraca do barramento para encontrar a melhor localização para a inserção de capacitores, e o algoritmo PSO foi utilizado para minimizar as perdas no alimentador.

Outros estudos incluem o uso do algoritmo CSA (*Cuckoo Search Algorithm*) para melhorar o perfil de tensão e minimizar a operação do sistema (Ramalinga Raju; Ramachandra Murthy; RAVINDRA, 2012), o uso do algoritmo MGABC (*Modified Grey Wolf Algorithm-Based Clustering*) para reduzir perdas de energia e desvio de tensão (GNANASEKARAN et al., 2016), o método BFOA (*Bacterial Foraging Optimization Algorithm*) (DEVABALAJI; RAVI; KOTHARI, 2015), o algoritmo HSA-PABS (*Hybrid Symbiotic Algorithm with Particle and Ant-Based Search*) (MUTHUKUMAR; JAYALALITHA, 2018), entre outros.

Em um estudo recente, Bayat e Bagheri (2019b) propuseram um novo método heurístico para a alocação ótima de fontes de energia ativa e reativa e bancos de capacitores. Duas funções objetivas principais foram derivadas para indicar a melhor localização e capacidade de injeção de energia ativa e reativa. O método foi aplicado em sistemas de 33 e 69 barramentos.

#### **4.3.4 Método de Inteligência Artificial**

O método de inteligência artificial é um algoritmo mais simples usado em técnicas de otimização, que busca exaustivamente todas as soluções possíveis de um conjunto predeterminado. No entanto, essas técnicas são computacionalmente ineficientes devido ao espaço e tempo de processamento necessários.

Kokash (2005) propôs uma técnica heurística inteligente que utiliza ideias básicas subjacentes, conhecida como método de inteligência artificial (IA). Esse método tem sido empregado para localizar e determinar o tamanho ideal de bancos de capacitores em sistemas de distribuição. Em outras pesquisas, o método de IA tem sido utilizado para resolver problemas relacionados à energia elétrica devido à sua velocidade de processamento, embora demande mais tempo e espaço de memória para o processamento (AMAN et al., 2014).

Outros pesquisadores propuseram diversos algoritmos genéricos, como o algoritmo genético (GA - *Genetic Algorithm*) (SUNDHARARAJAN; PAHWA, 1994), fuzzy (BHATTACHARYA; GOSWAMI, 2009), fuzzy-GA (GAMPA; DAS, 2016), PSO (*Particle Swarm Optimization*) (KANWAR et al., 2015), algoritmo imune (HUANG, 2000), PGSA (*Plant Growth Simulation Algorithm*) (HUANG; LIU, 2012), pesquisa tabu (PIRES; MARTINS; ANTUNES, 2005), abordagem de algoritmo memético (MENDES et al., 2005), TLBO (*Teaching-Learning-Based Optimization*) (SULTANA; ROY, 2014), *ant colony* (KAUR; SHARMA, 2013), GSA (*Graph Search Algorithm*) (SHUAIB; KALAVATHI; RAJAN, 2015), ABC (*Artificial Bee Colony*) (ABU-MOUTI; EL-HAWARY, 2011), algoritmo híbrido (GALLEGO; MONTICELLI; ROMERO, 2001) e CSA Optimization Algorithm (EL-FERGANY; ABDELAZIZ, 2014).

Abril (2017) propuseram um novo algoritmo que permite a inclusão e alternância de variáveis para minimizar o custo total. Tamilselvan et al. (2018) sugeriram o algoritmo *Flower Pollination Algorithm* para otimizar a rede de distribuição. Para melhorar a tensão do barramento e a economia líquida, diferentes métodos foram propostos para alocar e dimensionar bancos de capacitores, como o algoritmo *Fuzzy-Real Coded GA* (ABUL'WAFI, 2014), abordagem de sensibilidade (MURTY; KUMAR, 2015), método BA e CS (INJETI; THUNUGUNTLA; SHAREEF, 2015), PSO e BSFS aprimorado (ASKARZADEH, 2016) e algoritmo WOA (PRAKASH; LAKSHMINARAYANA, 2017).

Uma abordagem de multicritérios para a alocação de bancos de capacitores foi proposta por Milosevic e Begovic (2004), usando o Algoritmo Genético de Ordenação Não Dominada (NSGA), que otimiza um objetivo sem comprometer outros objetivos. Em outro estudo, Baghzouz e Ertem (1990) consideraram a tensão RMS e a distorção harmônica total para otimizar e dimensionar bancos de capacitores em sistemas radiais.

Posteriormente, Javadi et al. (2017) propuseram o algoritmo NSGS-II, que garante a qualidade da energia elétrica sem alterar a distorção harmônica total. Eles observaram uma distorção inesperada nos perfis de tensão devido ao dimensionamento dos bancos de capacitores.

Em outro estudo, Yu, Xiong e Wu (2004) utilizaram o algoritmo PSO para dimensionar e identificar a localização ideal de bancos de capacitores para cargas não lineares, enquanto Masoum et al. (2004) aplicaram o GA para resolver o problema do impacto de harmônicos de tensão e corrente.

Em um estudo recente, os autores Vongvilasack, Premrudeepreechacharn e Ngamsanroaj (2022) propuseram o uso de métodos de inteligência artificial para controlar a tensão e a potência reativa em sistemas de distribuição de energia, em que o algoritmo de aprendizado de máquina (ML - *Machine Learning*) é aplicado para mapear as relações nos dados de saída.

#### 4.4 Fator de Sensibilidade a Perda

O Fator de Sensibilidade a Perda (*Loss Sensitivity Factor* - LSF) é um parâmetro utilizado em análises de sistemas elétricos para avaliar o impacto das perdas de energia em diferentes componentes do sistema. Ele mede a sensibilidade das perdas em relação a determinadas variáveis, como a potência ativa gerada ou consumida por um elemento específico (DEVABALLAJI; RAVI; KOTHARI, 2015).

O parâmetro mencionado tem sido extensivamente empregado em pesquisas sobre alocação otimizada de bancos de capacitores e geração distribuída. De acordo com a proposta de Upper, Hemeida e Ibrahim (2017), um método híbrido eficiente foi desenvolvido para resolver o problema de alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radial. Esse método compreende duas etapas: a primeira utiliza o Fator de Sensibilidade à Perda (LSF) para identificar os locais candidatos, e a segunda emprega um algoritmo de otimização. Resultados comparativos com outras técnicas demonstraram a eficácia desse método.

Outro estudo realizado por Diab e Rezk (2019) introduziu técnicas de otimização, como o Grey Wolf Optimizer (GWO), Dragonfly Optimizer (DFO) e Moth Flame Algorithm (MFA), para posicionar capacitores em sistemas de distribuição radial. O Fator de Sensibilidade à Perda é aplicado para determinar os barramentos mais promissores, enquanto as técnicas de otimização são empregadas para encontrar posições e tamanhos ideais de capacitores para esses barramentos específicos. O GWO, em particular, demonstrou uma convergência precisa para a determinação dos locais e tamanhos ideais de bancos de capacitores.

No estudo de Elseify et al. (2022), uma técnica de otimização eficiente conhecida como algoritmo Honey Badger (HBA) foi proposta para especificar os tamanhos e locais ideais de capacitores e diferentes tipos de geração distribuída, visando minimizar a perda total de potên-

cia ativa na rede. O Fator de Sensibilidade à Perda Combinado (CPLS) é implementado junto ao HBA para acelerar o processo de estimativa, identificando os barramentos candidatos para o posicionamento ideal de GDs e capacitores no sistema de distribuição radial (RDS). Os resultados obtidos evidenciam a eficácia do HBA na otimização dos tamanhos e localizações de GDs e bancos de capacitores, tanto para configurações únicas quanto múltiplas.

O cálculo do LSF (Local Sensitivity Factor) envolve a derivada parcial das perdas em relação à variável de interesse. Geralmente, as variáveis consideradas incluem a potência ativa gerada por uma fonte ou a potência ativa consumida por uma carga, expressas pela Equação 4.2. Também pode envolver a potência reativa de um elemento de compensação de reativos, como capacitores, conforme expresso pela Equação 4.3.

$$LSF(P) = \frac{2 * R * P_{ac_i}}{V_i^2} \quad (4.2)$$

$$LSF(Q) = \frac{2 * R * Q_{ac_i}}{V_i^2} \quad (4.3)$$

O cálculo do LSF é realizado por meio da razão entre as variáveis: a potência ativa consumida pelo nó em questão ( $P_{ac_i}$ ) ou a potência reativa consumida pelo nó em questão ( $Q_{ac_i}$ ) e o quadrado da tensão no nó ( $V_i$ ) para o qual o LSF está sendo calculado. O elemento (R) representa a resistência do ramo, refletindo a importância relativa das perdas de potência em relação à tensão no sistema. O cálculo do LSF é fundamental para avaliar a sensibilidade de um nó específico em relação às perdas de potência e guiar intervenções estratégicas para otimização do sistema.

Quanto maior for o valor do LSF (Local Sensitivity Factor) em um determinado nó, maior será a probabilidade de que este seja considerado uma localização ideal para a inserção de bancos de capacitores no sistema de distribuição. Isso ocorre porque um LSF mais alto indica que esse nó possui uma maior sensibilidade às perdas de potência, e uma intervenção estratégica nesse nó pode resultar em uma redução significativa das perdas de energia, além de melhorias no perfil de tensão da rede.

Essa intervenção pode incluir ajustes na operação de dispositivos de compensação de reativos, reconfiguração da rede ou redistribuição de cargas, visando reduzir as perdas de energia e aprimorar a eficiência do sistema, conforme discutido por (DEVABALAJI; RAVI; KOTHARI, 2015).

## 5 COMPENSAÇÃO REATIVOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA UFLA

### 5.1 Introdução

A questão da compensação de reativos na Universidade Federal de Lavras, evidenciada nos resultados apresentados no Capítulo 3, destaca-se como um desafio significativo. Em conformidade com a Resolução Normativa N° 414/2010 da ANEEL, a cobrança de consumo e demanda de excedentes reativos para clientes do grupo A é obrigatória sempre que o fator de potência (FP) for inferior a 0,92, seja indutivo ou capacitivo conforme (ANEEL, 2010).

A complexidade dessa questão é acentuada após a inserção do sistema de geração fotovoltaico (GP), que são projetados para gerar exclusivamente energia ativa. A redução da potência ativa, aliada à manutenção do consumo de potência reativa, ocasiona uma diminuição do fator de potência durante os períodos de geração, potencialmente acarretando em custos adicionais para os consumidores do grupo A e comprometendo a economia esperada com a geração fotovoltaica.

O cenário de compensação de reativo se torna ainda mais desafiador devido à variabilidade do fator de potência, que é influenciado diretamente pela geração e pelas condições climáticas locais. A compensação utilizando banco de capacitores fixos pode se tornar ineficiente e o uso de capacitores automáticos pode resultar em situações de muito chaveamento das células capacitivas, ocasionando danos tanto ao equipamento quanto às cargas.

Diante dos desafios que precisam ser enfrentados em relação à compensação de reativos no cenário da Universidade Federal de Lavras, este capítulo apresenta quatro propostas de compensação. O objetivo consiste em avaliar o comportamento do sistema por meio das seguintes estratégias:

- (a) **Proposta 1:** Alocação de banco de capacitores no alimentador;
- (b) **Proposta 2:** Alocação ótima de banco de capacitores utilizando o Fator de Sensibilidade a Perdas (LSF) para definir os nós da rede mais sensíveis;
- (c) **Proposta 3:** Modificação do fator de potência do sistema de geração fotovoltaica;
- (d) **Proposta 4:** Combinação da modificação do fator de potência da geração fotovoltaica e alocação de bancos fixos no alimentador.

## 5.2 Alocação de Banco de Capacitores no Alimentador e Alocação Ótima de Banco de Capacitores Utilizando o Fator de Sensibilidade a Perdas

A estratégia para alocação de banco de capacitores no alimentador e em diferentes nós do sistema apresentam semelhanças marcantes em suas abordagens, divergindo apenas no ponto de instalação dos bancos de capacitores. Ambas adotam a mesma metodologia de execução dos algoritmos e estão sujeitas às mesmas restrições, o que justifica a apresentação conjunta dessas propostas.

### 5.2.1 Critérios para Solução do Problema de Alocação de Bancos de Capacitores

Para resolver o problema proposto de alocação e dimensionamento ótimo de bancos de capacitores, são avaliadas os seguintes critérios:

- (a) **Níveis de Tensão nas Barras:** os níveis de tensão devem estar dentro dos limites estabelecidos, onde  $V_{min} < V < V_{mx}$ . Aqui,  $V_{min}$  e  $V_{max}$  correspondem a 0,95 e 1,05 p.u., respectivamente. Esta restrição visa atender aos requisitos de níveis de tensão estipulados pela resolução vigente (ANEEL, 2017);
- (b) **Limite de Potência Reativa Capacitiva:** o somatório da potência reativa capacitiva não deve ultrapassar a quantidade total de reativos das cargas presentes nas barras. Essa restrição limita a potência reativa que pode ser instalada nas barras, garantindo que o uso de bancos de capacitores para compensação de potência reativa não seja excessivo. O excesso pode resultar em sobretensão no sistema, sendo crucial para evitar impactos adversos na operação do sistema elétrico;
- (c) **Fator de Potência no Alimentador:** o fator de potência no alimentador deve ser maior que 0,92 de acordo com os requisitos também da regulamentação vigente (ANEEL, 2017), visando evitar o pagamento de multas por excesso de consumo de potência reativa.

Embora desempenhem um papel importante no contexto da compensação de reativos, os seguintes critérios não são contemplados nesta pesquisa, a saber:

- (a) A variação na geração de energia pelo sistema fotovoltaico, decorrente das condições climáticas, que incluem temperatura, eficiência dos módulos e inversores, sombreamento, entre outros fatores;

- (b) A utilização de bancos de capacitores chaveados. Dada a considerável flutuação no perfil de demanda da Universidade Federal de Lavras (UFLA), em função dos períodos letivos e de férias acadêmicas, a compensação de reativos com bancos de capacitores chaveados é a abordagem mais apropriada. No entanto, os estudos serão conduzidos separadamente para os cenários de perfil de demanda mínima e máxima (conhecidos como Cenários C e D, conforme descrito no Capítulo 3). Isso permitirá a definição dos valores mínimos e máximos necessários para os bancos de capacitores.

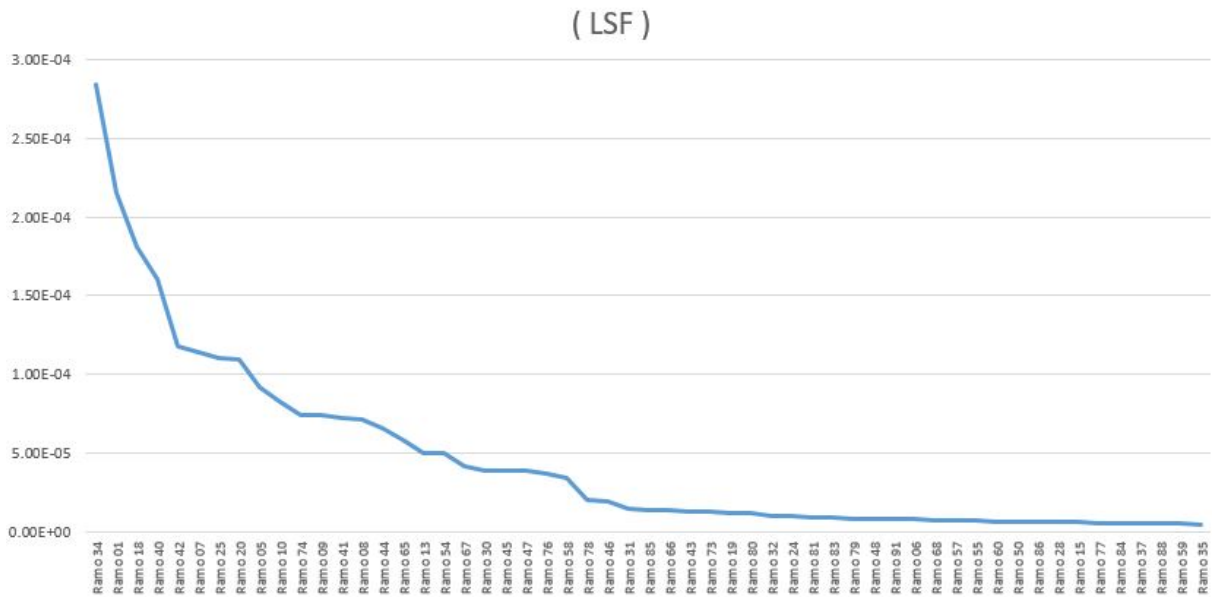
### **5.2.2 Definição dos Nós Candidatos por meio do Fator de Sensibilidade a Perda**

Nesta proposta o nós candidatos para alocação de banco de capacitores é definido por meio do cálculo do fator de sensibilidade a perdas (EQUAÇÃO 4.3). Essa equação estabelece o fator de sensibilidade às perdas ativas em relação à potência reativa circulante no sistema, indicando que quanto maior a potência reativa naquele nó, maior será a perda ativa associada.

Este fator é calculado para cada trecho com base dos valores de resistência ( $\Omega$ ), potência ativa ( $W$ ), potência reativa em ( $Var$ ) e tensão ( $V$ ) fornecidos pelo software OpenDSS após a execução do fluxo de potência do sistema para o cenário de máxima demanda (Cenário B apresentado no Capítulo 3). Os resultados destes parâmetros são apresentados na Tabela 4 no Apêndice B.

Com base nessas informações, o Fator de Sensibilidade de Localização (LSF) é calculado, e os resultados são apresentados na Figura 5.1. No entanto, serão destacados os resultados dos pontos de maior relevância para o estudo.

Figura 5.1 – Resultados Obtidos para o LSF

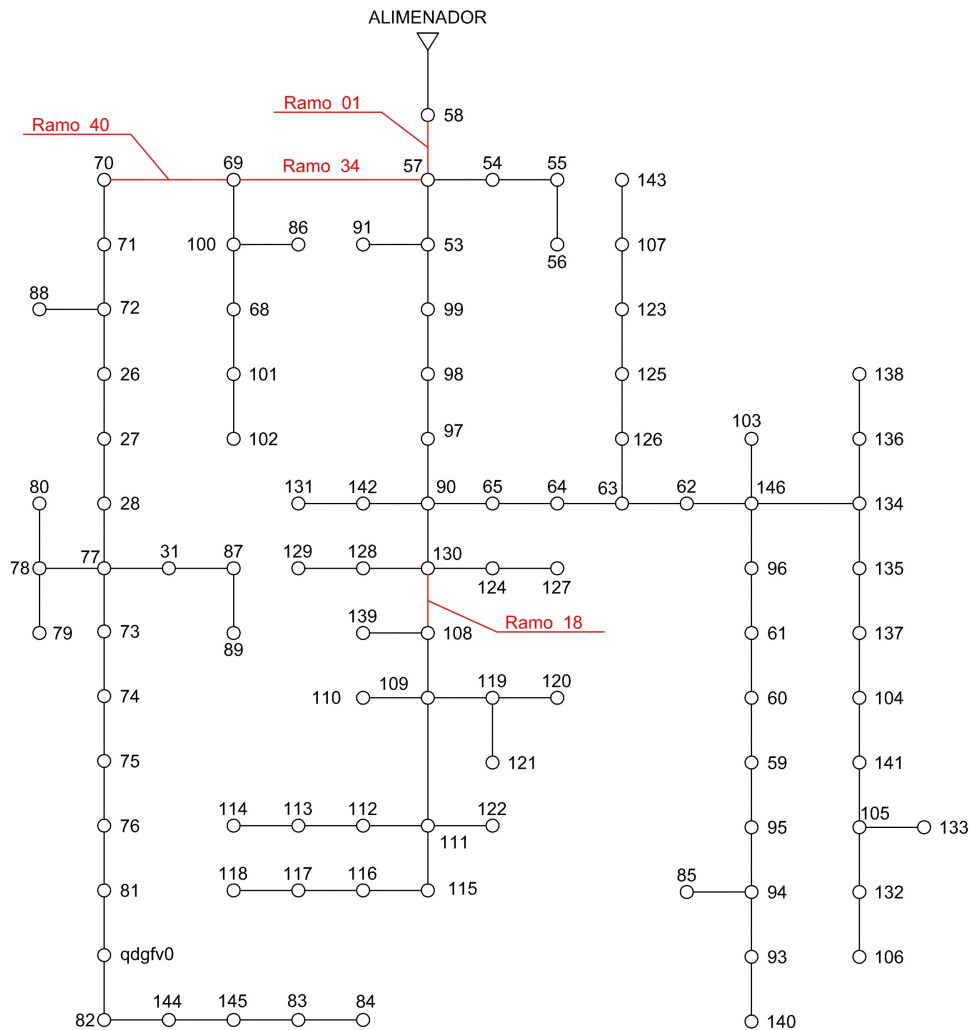


Fonte: Do autor (2023)

Os ramos 34, 01, 18 e 40 foram identificados como os mais propícios para a instalação de bancos de capacitores, uma vez que apresentaram os maiores valores de Fator de Sensibilidade de Localização (LSF). A Figura 5.2 ilustra os ramos selecionados, sendo três deles próximos entre si e o outro mais distante.



Figura 5.2 – Topologia do Sistema da UFLA com Ramos indicados no LSF



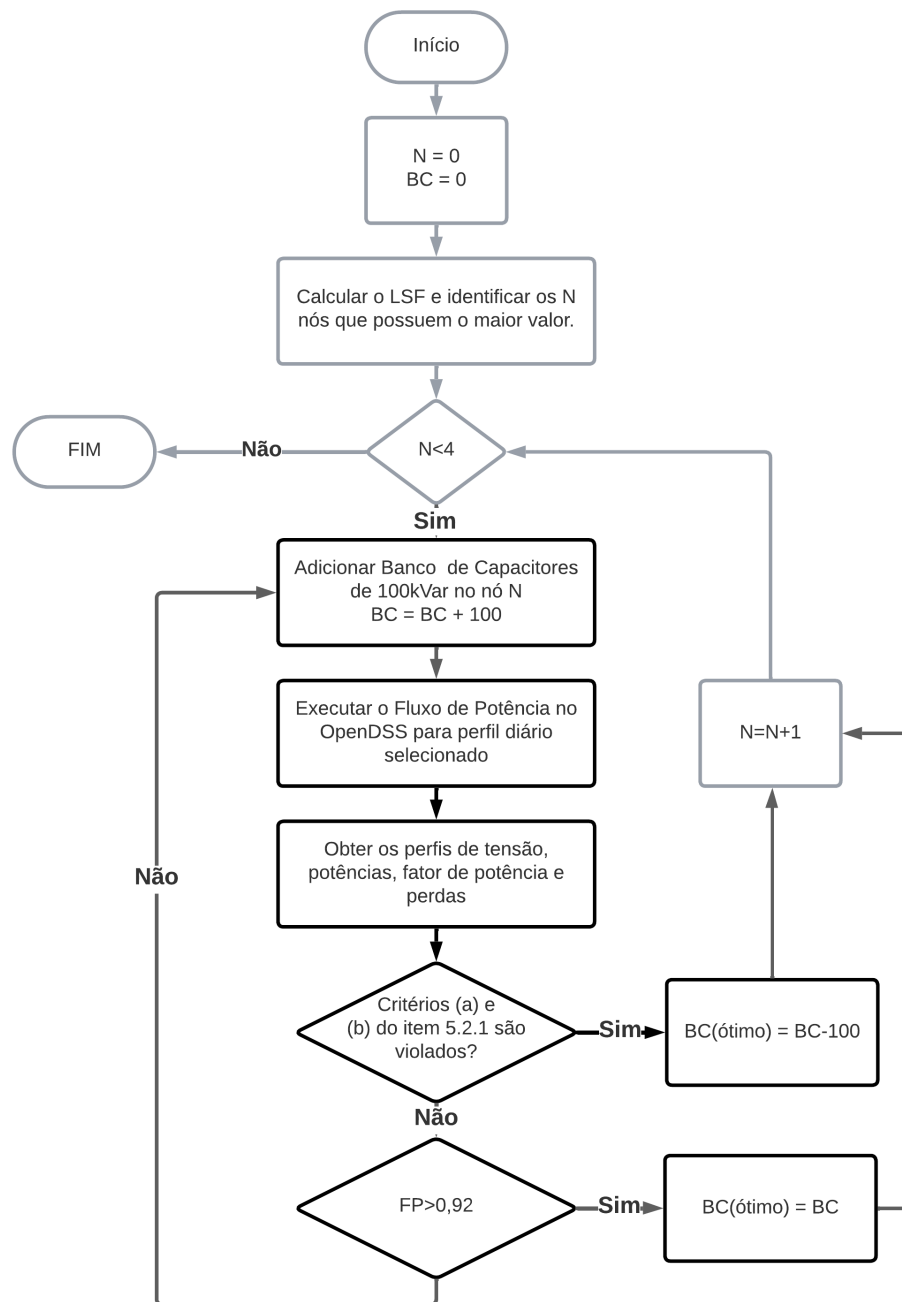
Fonte: Do autor (2023)

### 5.2.3 Metodologia para Alocação e Dimensionamento de Banco de Capacitores Proposta para o Sistema de Distribuição da UFLA

O fluxograma da Figura 5.3 apresenta o algoritmo utilizado para dimensionar os bancos de capacitores que são alocados tanto no alimentador, quanto nos nós mais sensíveis a perdas. Na Figura,  $N$  representa o nó no qual a análise está sendo realizada e  $BC$  representa a dimensão do banco de capacitores em  $kVAr$ .

Observe que a parcela do fluxograma destacada em preto representa as etapas de execução do processo de dimensionamento do banco de capacitores quando este é alocado no alimentador. As etapas destacadas em cinza são aquelas adicionadas ao algoritmo quando os nós de alocação dos capacitores são definidos pelo fator de sensibilidade a perdas (LSF).

Figura 5.3 – Fluxograma da Metodologia Proposta de Dimensionamento e Alocação Ótima de Banco de Capacitores



Fonte: Do autor (2024)

Dessa forma, a primeira etapa do algoritmo envolve o cálculo do fator de sensibilidade a perdas (LSF), conforme Equação (4.3). O algoritmo restringe a alocação dos capacitores aos 4 nós que apresentam os maiores valores de LSF. Uma vez determinado o nó para alocação do banco de capacitores, o valor do banco de capacitores (BC) é incrementado em 100 kVar para

cada iteração. Então, o fluxo de potência é executado no OpenDSS para o perfil de carga diário selecionado .

Em seguida, os resultados são avaliados com base nos limites de tensão e potência reativa máxima estabelecidos na seção 5.2.1. Se os limites são violados, o algoritmo é interrompido e o banco de capacitores ótimo corresponde ao da iteração anterior. No entanto, se os limites não são violados, é realizada uma avaliação do fator de potência (FP). Se  $FP > 0,92$ , então o banco de capacitores ótimo é o da iteração atual. Desta forma, se os limites de tensão ou potência reativa são descumpridos, o algoritmo é interrompido, mesmo que o fator de potência seja inferior a 0,92.

O algoritmo segue incrementando os valores de BC e N até que um banco de capacitor ótimo seja definido para cada um dos nós em análise.

### **5.3 Compensação de Reativo por meio da Variação do Fator de Potência do Sistema de Geração Fotovoltaica**

As estratégias de compensação de reativos, envolvendo a variação do fator de potência no sistema de geração fotovoltaica, podem ser implementadas tanto com quanto sem a assistência de bancos de capacitores fixos alocados no alimentador. A modificação da configuração dos inversores para operarem com fatores de potência diferentes de 1 contribui no ajuste do fator de potência quando este possui alta variabilidade, por outro lado, essa abordagem diminui a capacidade de geração de potência ativa do sistema fotovoltaico.

Adicionalmente, a compensação de FP exclusivamente por meio do sistema fotovoltaico não é capaz de atender à demanda de reativos em momentos críticos, como durante o horário de ponta (das 17:00 às 20:00h), quando não há mais geração fotovoltaica.

Diante desses cenários, é vantajoso manter o fator de potência da geração fotovoltaica o mais próximo possível de 1, mais ainda assim contribuindo para a parte oscilante do reativo. Simultaneamente, manter um banco de capacitores fixo é recomendado para suprir a demanda constante de reativo presente no sistema. Ambas essas estratégias são apresentadas a seguir, bem como os principais critérios adotados durante a sua execução.

### 5.3.1 Critérios para Solução do Problema de Compensação de Reativo Utilizando o Sistema de Geração Fotovoltaica

Os critérios empregados na determinação do fator de potência dos inversores no sistema de geração fotovoltaica assemelham-se àqueles definidos na seção 5.2.1. A principal diferença está na limitação do fator de potência da instalação fotovoltaica que deve seguir os padrões dos fabricante. Em síntese, os critérios adotados são os seguintes:

- (a) Níveis de Tensão nas Barras:  $0,95 < V < 1,05$ ;
- (b) Potência Reativa no Alimentador:  $Q \geq 0$ , ou seja indutiva;
- (c) Fator de Potência no Sistema de Geração Fotovoltaica:  $FP \geq 0,8$ , conforme estipulado pelas limitações dos inversores, como indicado no manual do fabricante (CANADIAN, 2021) e (SUNGROW, 2021);
- (d) Fator de Potência no Alimentador:  $1 < FP < 0,92$ ;

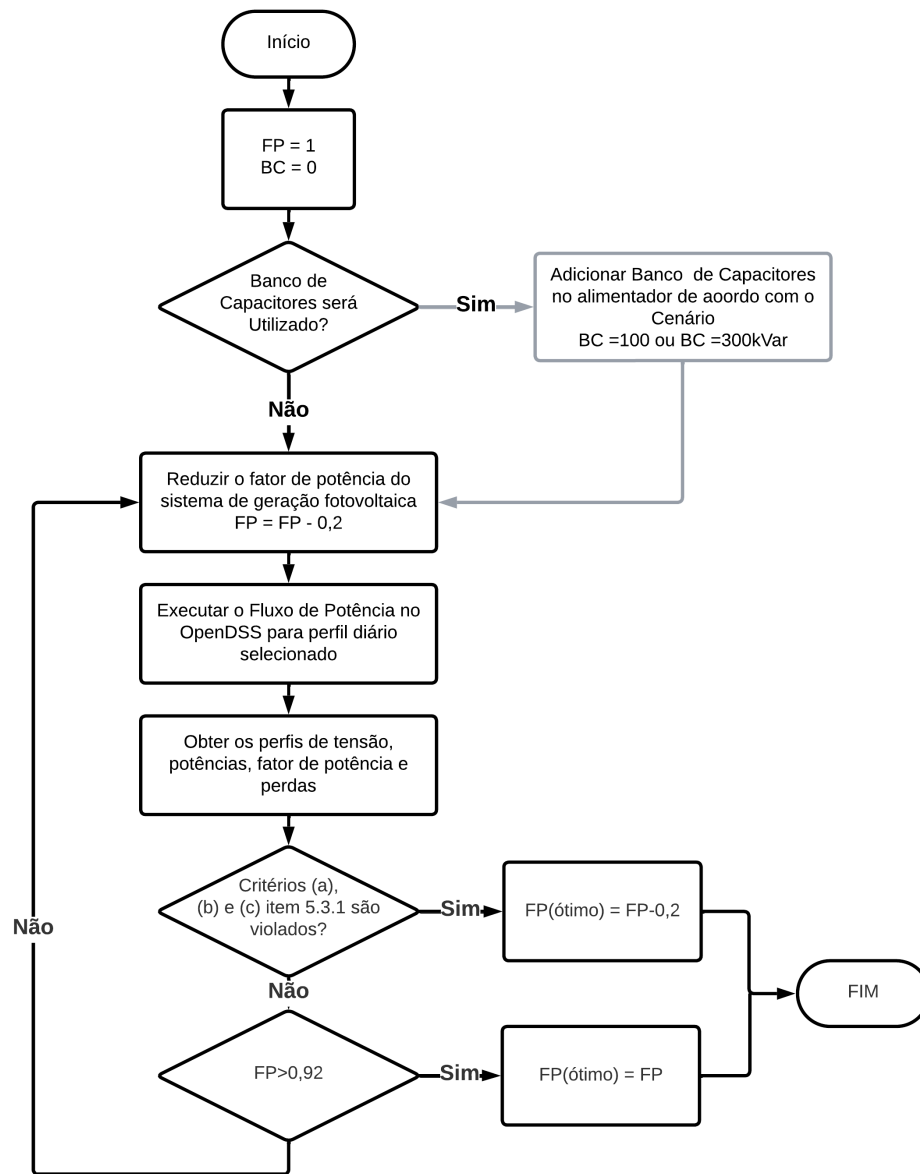
### 5.3.2 Metodologia para Variação do Fator de Potência do Sistema de Geração Fotovoltaica

O fluxograma representado na Figura 5.4 descreve o algoritmo empregado para dimensionar o fator de potência e, quando necessário, incorporar um banco de capacitores ao alimentador. Na notação utilizada, a Figura  $FP$  simboliza o fator de potência na Fotovoltaica, enquanto  $BC$  denota a dimensão do banco de capacitores em  $kVar$ .

O fluxograma é subdividido em duas partes distintas: uma destacada em preto, delineando as etapas para a execução do processo de redução do fator de potência, e outra relacionada a inserção do banco de capacitores quando este é incorporado ao alimentador.

No início do algoritmo, uma decisão é tomada quanto ao início com ou sem um banco de capacitores. Em caso afirmativo, é adicionado um valor inicial de 100kVar quando o cenário em análise é o de mínima demanda (Cenário C), e de 300kVar quando o cenário em análise é o de máxima demanda (Cenário D). A escolha desse banco de capacitores é feita de forma empírica, observando os perfis de demanda reativa, em particular, nos períodos em que não há geração fotovoltaica. Após avaliação, o tamanho do banco de capacitores escolhido é aquele capaz de melhorar o fator de potência nestes horários para cada cenário em questão.

Figura 5.4 – Fluxograma da Metodologia Proposta de Para Compensação de Reativo Utilizando os Sistema Fotovoltaico



Fonte: Do autor (2024)

Na sequência o algoritmo prossegue para a etapa de otimização do fator de potência. A primeira parte envolve o cálculo para reduzir o fator de potência. Posteriormente, os resultados são avaliados com base nos limites estabelecidos para tensão e potência reativa máxima na seção 5.3.1. Se os limites são violados, o algoritmo é interrompido, e o fator de potência ótimo corresponde ao da iteração anterior. Caso contrário, uma avaliação do fator de potência (FP) é realizada. Se  $FP > 0,92$ , o fator de potência ótimo é mantido como o da iteração atual. Da mesma forma que nas propostas anteriores, se os limites de tensão ou quantidade de potência

reativa são ultrapassados, o algoritmo é interrompido, mesmo se o fator de potência estiver abaixo de 0,92.

#### 5.4 Resultados Obtidos para as Propostas Compensação de Reativo no Sistema de Distribuição da UFLA

Esta seção exibe os resultados ótimos alcançados para as quatro estratégias de compensação de reativos propostas. Os algoritmos delineados nos fluxogramas das Figuras 5.3 e 5.4 são implementados considerando os cenários C e D, apresentados no Capítulo, caracterizados por perfis de carga diária correspondentes à demanda mínima e máxima, respectivamente.

A Tabela 5.1 exibe os resultados das quatro propostas em avaliação para o cenário de demanda mínima. Os parâmetros apresentados incluem a localização da instalação, a dimensão ótima do banco de capacitores (BC ótimo) e o fator de potência dos inversores fotovoltaicos (FP PV). Na sequência é apresentado o critério de parada do algoritmo de otimização, sendo eles: (a) o nível de tensão fora do intervalo  $0,95 < V < 1,05$ , (b) a potência reativa no alimentador é  $Q < 0$ , (c) o fator de potência da geração FV é  $FP < 0,8$ , (d) o fator de potência no alimentador é  $FP \geq 0,92$  para todos os pontos do perfil simulado.

Tabela 5.1 – Resultados das Propostas de Otimização para Cenário C

Cenário C - Mínima Demanda								
Propostas	Local de Instalação	BC ótimo (kVar)	FP PV	Critério de Parada	Perdas Ativas Máxima (kW)	Perdas Reativa Máxima (kVar)	Tensão Máxima (pu)	Tensão Mínima (pu)
Proposta 1	Alimentador	300	1	(b)	14.82	52.82	1.02	0.99
	LSF 01	300	1	(b)	14.64	52.66	1.02	0.99
Proposta 2	LSF 18	300	1	(b)	14.66	52.67	1.02	0.99
	LSF 34	300	1	(b)	14.66	52.66	1.02	0.99
	LSF 40	300	1	(b)	14.66	52.66	1.02	0.99
Proposta 3	Sistema Fotovoltaico	0	0.96	(b)	16.38	59.47	1.04	1
Proposta 4	Alimentador + PV	100	0.96	(b)	15.34	55.48	1.03	0.99

Fonte: Do Autor (2024)

Ainda na Tabela 5.1 são registradas as perdas ativas e reativas máximas ocorridas. Os valores de perdas ativas e reativas, representam o somatório de todas as perdas ocorridas no sistema. Para o perfil diário, são gerados 24 pontos de perdas, um para cada demanda avaliada. Os valores máximos deste intervalo é selecionado. Quanto às tensões máximas e mínimas,

são avaliadas as tensões para todos os nós em todos os dados da demanda diária, e os valores mínimos e máximos registrados são selecionados.

Os resultados para as Propostas 1 e 2 apresentam notável semelhança, pois as propostas diferem apenas em relação ao ponto de instalação dos bancos de capacitores no sistema. O BC ótimo determinado pelo algoritmo é de 300 kVar, pois o aumento de capacitores resultou em potência reativa negativa no alimentador, atingindo o critério de parada (b). No que diz respeito às perdas, não é possível observar uma redução significativa quando o local de instalação dos bancos é variado. Como consequência, a maior redução ocorre quando a instalação do BC é feita no ramo 01, sendo de 180 W (1,2%) em perdas ativas e 160 Var (0,3%) em perdas reativas. Ambas as propostas exibem as mesmas tensões máximas e mínimas, variando entre 1,02 e 0,99.

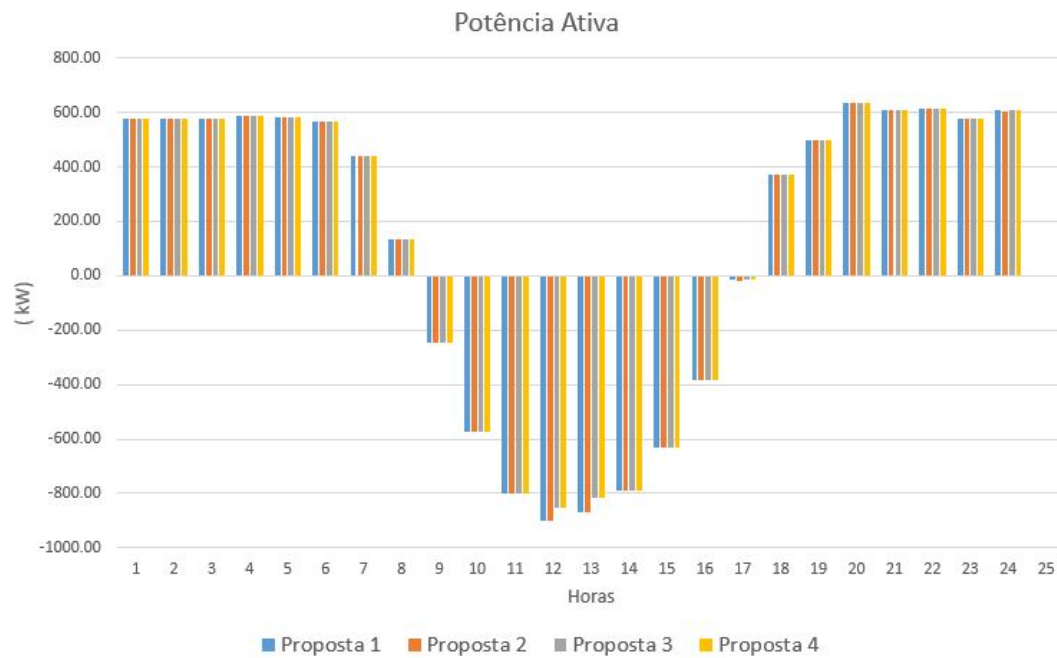
No caso da Proposta 3, o fator de potência ótimo definido para a geração fotovoltaica é de 0,96, e o algoritmo é interrompido devido ao excesso de geração de potência reativa, em conformidade com o critério (b). Entretanto, em termos de perdas, essa proposta registra valores mais elevados, totalizando 16,38 kW em perdas ativas e 59,47 kVar em perdas reativas. Além disso, os níveis de tensão registrados aumentam, atingindo 1,04 p.u, e ficam muito próximos ao limite superior estabelecido. Entretanto, isso era de se esperar, uma vez que se trata do pior caso de compensação, em que o sistema apresenta demanda mínima, máxima geração e inserção de reativo capacitivo próxima à geração.

Para a Proposta 4, um banco de capacitores de 100 kVar é inserido para auxiliar na compensação fixa de reativo, e o fator de potência ótimo é definido em 0,96 novamente pelo critério de parada (b). As perdas foram menores que na Proposta 3, com potência ativa de 15,35 kW e reativa de 55,48 kVar, bem como a faixa de variação da tensão que ficou entre 0,99 e 1,03.

Para complementar as análises, as Figuras 5.5, 5.6 e 5.7 apresentam os resultados do perfil de potência ativa e reativa, bem como o fator de potência, para as quatro estratégias propostas para o cenário C de mínima demanda.

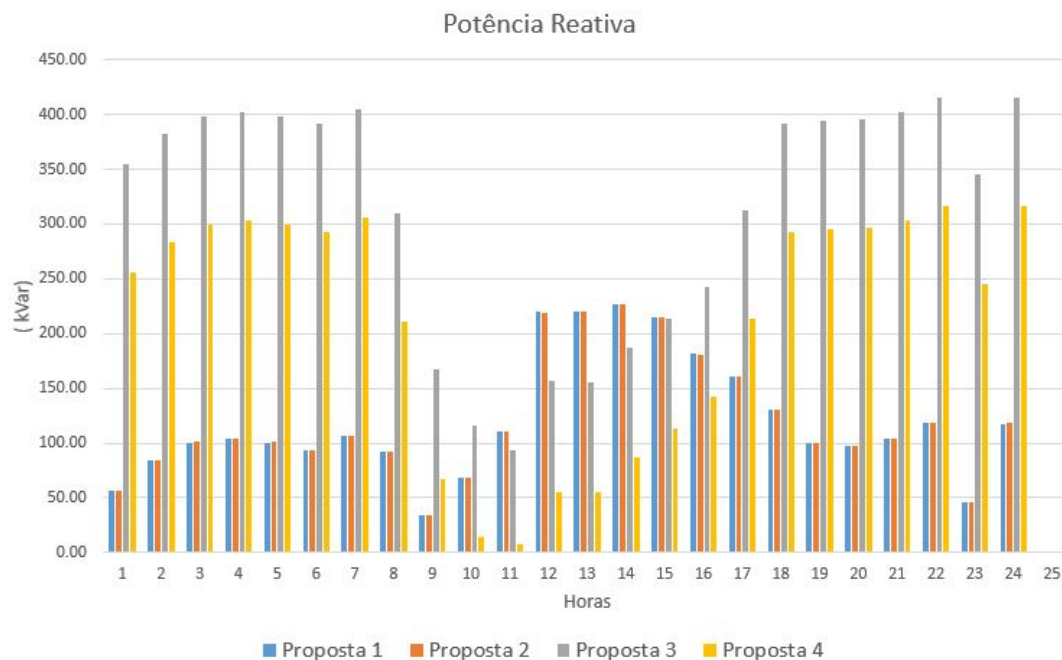
Na Figura 5.5, durante a análise do período de geração, observa-se uma redução na geração de potência ativa nas Propostas 3 e 4. Essa redução fica mais evidente no período de máxima geração que ocorre entre 12:00 e 13:00 horas. Isso ocorre devido ao fator de potência dos inversores da FV estar em 0,96, resultando em menor entrega de potência ativa e gerando um percentual de potência reativa no sistema. Essa perda é de 53,29 kW, cerca de 4,3% da capacidade total da usina, representando uma perda financeira em termos de geração. No entanto, é importante destacar que neste trabalho não é realizado um estudo financeiro.

Figura 5.5 – Resultados das Potência Ativa das Propostas para o Cenário C



Fonte: Do autor (2024)

Figura 5.6 – Resultados das Potência Reativas das Propostas para o Cenário C



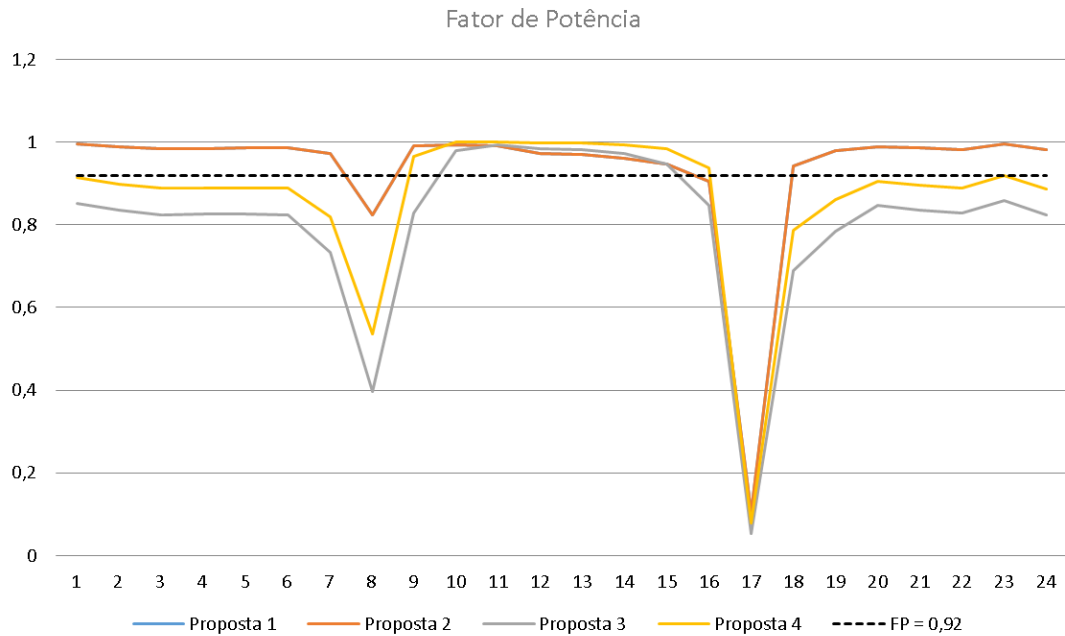
Fonte: Do autor (2024)

Entretanto, ao analisar a Figura 5.6, fica evidente que as Propostas 1 e 2 não apresentam diferenças significativas entre si. No entanto, em relação às outras propostas, destaca-se a discrepância, principalmente nos horários em que não há geração fotovoltaica. A Proposta 3,



por outro lado, demonstra os maiores índices de potência reativa no sistema. No entanto, ao comparar com a Proposta 4, observa-se uma redução nos valores, atribuída à inserção do banco de capacitores.

Figura 5.7 – Resultados dos Fatores de Potência para o Cenário C



Fonte: Do autor (2024)

Em relação ao fator de potência, a Figura 5.7 apresenta o resultado de cada proposta. Nota-se que para este cenário de demanda mínima, a compensação com banco de capacitores fixos de 300kVAr se apresenta como uma boa opção, pois o fator de potência fica acima de 0,92 para a maioria dos horários. As únicas ultrapassagens ocorrem às 8:00 e às 17:00h. Entretanto, a elevação do fator de potência nestes dois horários é desafiadora, pois a potência ativa consumida é muito baixa, mostrando pontos onde geração e consumo coincidem, como pode ser observado na Figura 5.5.

Adicionalmente, observa-se que tanto a Proposta 3 quanto a Proposta 4, exibem fator de potência abaixo de 0,92 nos períodos do dia em que não há geração fotovoltaica. Entretanto, a elevação do banco de capacitores para 200 kVar levaria o sistema a apresentar potência reativa excedente nos horários de geração, descumprindo um dos critérios de parada do algoritmo de otimização. Neste caso, nenhuma das duas propostas atende bem o critério de compensação e ainda trazem perdas relativas a geração de potência ativa do sistema fotovoltaico.

Dando sequência a análise dos resultados, a Tabela 5.2 apresenta os resultados para o cenário de demanda máxima (Cenário D), destacando os parâmetros associados a cada pro-

posta, como a localização, dimensão do banco proposto, fator de potência da fonte fotovoltaica, critério de parada, juntamente com as perdas ativas e reativas máximas, bem como as tensões máxima e mínima.

Tabela 5.2 – Resultados das Propostas de Otimização para Cenário D

Cenário D - Máxima Demanda								
Propostas	Local de Instalação	BC ótimo (kVar)	PF FV	Critério de Parada	Perdas Ativas Máxima (kW)	Perdas Reativa Máxima (kVar)	Tensão Máxima (pu)	Tensão Mínima (pu)
Proposta 1	Alimentador	400	1	(b)	16.6	62.28	1.01	0.98
	ramo 01	400	1	(b)	16.22	61.96	1.01	0.98
Proposta 2	ramo 18	400	1	(b)	16.17	61.92	1.01	0.98
	ramo 34	400	1	(b)	16.21	61.95	1.01	0.98
	ramo 40	400	1	(b)	16.2	61.94	1.01	0.98
Proposta 3	Sistema Fotovoltaico	0	0.88	(b)	17.84	68.74	1.03	0.98
Proposta 4	Alimentador + PV	300	0.96	(b)	16.89	64.78	1.02	0.98

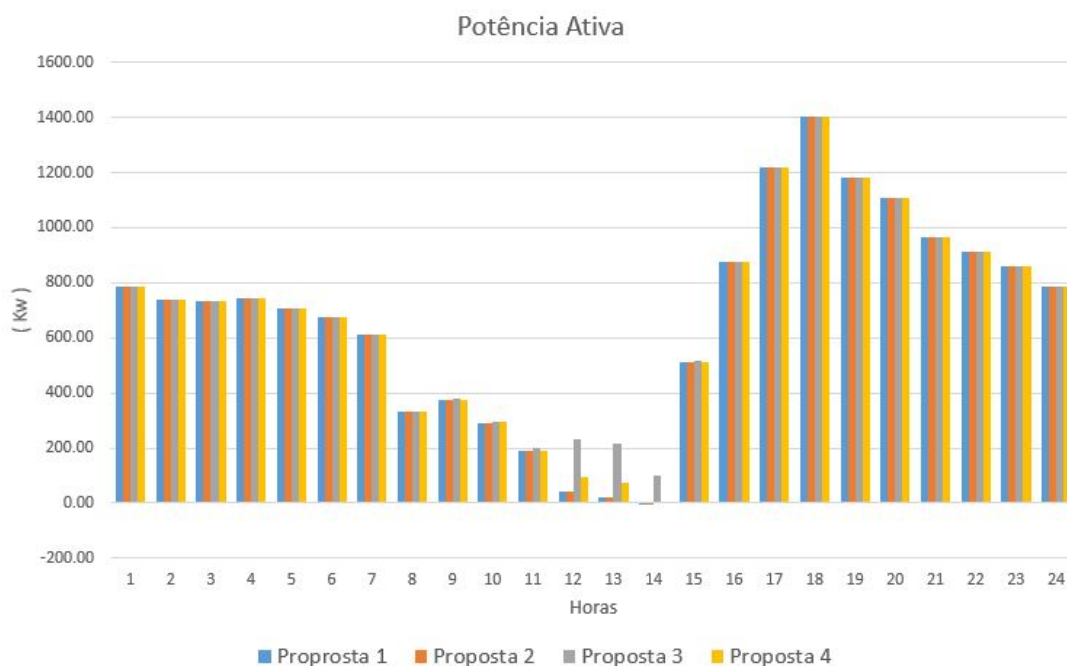
Fonte: Do Autor (2024)

De acordo com os resultados da Tabela 5.2, é possível observar o critério de parada para todos as propostas é o critério (b), que limita a injeção de potência reativa capacitiva no sistema a um valor menor que o da carga. Para as Propostas 1 e 2, os bancos de capacitores ótimos totalizaram 400 kVar. Em relação às perdas, as Propostas 1 e 2 apresentaram praticamente os mesmos resultados, embora a Proposta 1 tenha apresentado um acréscimo de 380 W em perdas ativas e 320 Var em perdas reativas. Ambas as propostas exibiram as mesmas tensões máxima e mínima.

Na Proposta 3, o fator de potência ótimo definido é 0,88 nas instalações fotovoltaicas. Nessa proposta ocorreram as maiores perdas ativas e reativas em relação às demais e também foi registrados o maior nível de tensão máxima. Por fim, na Proposta 4, em que um banco de capacitores de 300 kVar é adicionado, o fator de potência ótimo é de 0,96. As perdas foram menores que na Proposta 3, com potência ativa de 17,84 kW e reativa de 64,78 kVar, e a máxima tensão registrada de 1,02 p.u.

As Figura 5.8, Figura 5.9 e Figura 5.10 apresentam os resultados do perfil de potência ativa e reativa, bem como o fator de potência, para as quatro estratégias propostas para o Cenário D de máxima demanda.

Figura 5.8 – Resultados das Potência Ativa das Propostas Cenário D



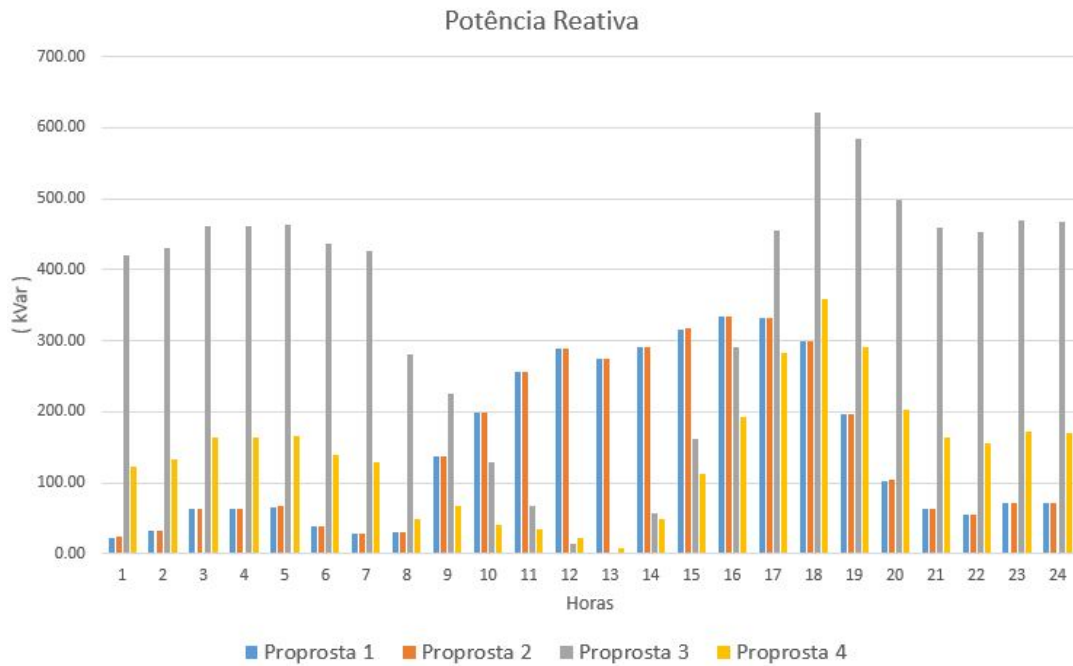
Fonte: Do autor (2024)

A Figura 5.8 ilustra as potências ativas, onde se destaca os resultados da Proposta 3, que no período de 11:00 às 14:00 horas apresenta geração significativamente menor devido ao fator de potência muito reduzido. É possível observar que justamente para esta faixa de horário a demanda de potência é muito baixa, novamente mostrando um período de coincidência entre geração e consumo de ativos.

No entanto, ao observar a Figura 5.9, que apresenta as variações de potência reativa nas quatro propostas, devido ao banco de capacitores e à geração fotovoltaica, nota-se que as Propostas 1 e 2 apresentam um perfil idêntico. Por outro lado, a Proposta 3, no período de não geração, exibe valores muito altos. Por fim, a Proposta 4 é que consegue manter os menores níveis de potência reativa sendo fornecidos pela concessionária.

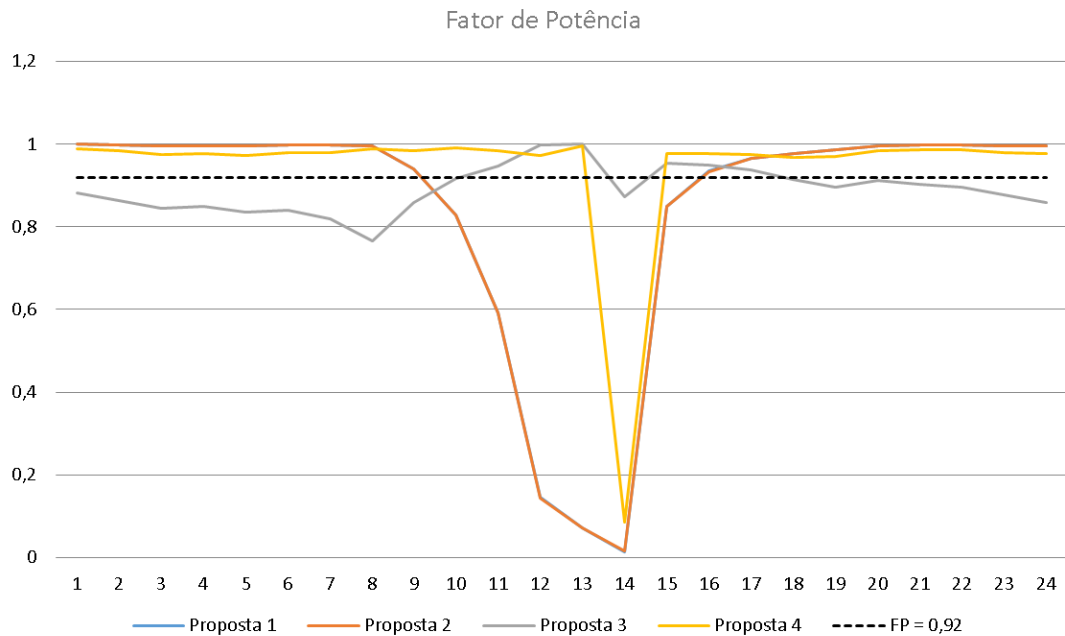
Como reflexo, é possível observar na Figura 5.10 que a Proposta 4 é a que melhor ajusta o fator de potência da instalação apresentando apenas um horário de ultrapassagem as 14:00h. Os perfis das Propostas 1 e 2 continuam idênticos, entretanto em oposição aos resultados encontrados no cenário de demanda mínima, o uso de banco de capacitores fixos não se mostra como a melhor opção de compensação. Neste cenário de carga, não é possível manter o fator de potência ajustado das 09:00 até às 15:00h. Por fim, a Proposta 3 continua sendo menos vantajosa, devido às elevadas perdas de potência ativa e incapacidade de corrigir o fator de potência fora dos horários de geração.

Figura 5.9 – Resultados das Potência Reativa das Propostas Cenário D



Fonte: Do autor (2024)

Figura 5.10 – Resultados dos Fatores de Potência Cenário D



Fonte: Do autor (2024)

Ao comparar os dois cenários, de mínima demanda e máxima demanda, observa-se que ao tentar compensar o reativo com bancos de capacitores fixos, é difícil definir uma potência que satisfaça ambos os cenários ao longo do dia, uma vez que o perfil de consumo da universidade

apresenta muita variação ao longo do tempo. Com a presença da geração distribuída, o sistema tornou-se mais desafiador de controlar. Tentando solucionar este problema, ao combinar bancos de capacitores fixos com a mudança do fator de potência da usina fotovoltaica, resultados melhores são encontrados para o cenário de demanda máxima, mantendo o fator de potência dentro dos limites estabelecidos em um maior número de horas do dia.

## 6 CONCLUSÃO

Em conclusão, a análise abrangente do perfil de carga para a compensação de reativos no sistema de distribuição da ULFA revelou desafios significativos e complexidades inerentes à sua operação. O estudo envolveu uma avaliação minuciosa de todos os elementos do sistema, desde postes até geração distribuída, utilizando o software OpenDSS para modelagem e análise de fluxo de potência.

Os quatro cenários elaborados proporcionaram uma compreensão abrangente das demandas mínimas e máximas, bem como a influência da geração distribuída em diferentes contextos temporais. Em paralelo, foram propostas quatro estratégias distintas para a compensação reativa, considerando tanto a localização quanto a manipulação dos fatores de potência na geração fotovoltaica.

Entretanto, a implementação dessas propostas foi desafiada por vários obstáculos, em especial as flutuações nas cargas durante o período letivos e o perfil da geração fotovoltaica. Esses fatores dificultaram a eficácia dos bancos de capacitores fixos para a compensação reativa para este cenário.

Por fim, avaliando os resultados das Proposta 1 e 2 foi possível observar pequena redução nas perdas quando o banco de capacitores é alocado em ponto diferente do alimentador principal, para amo os cenários de carga. Além disso, observou-se que o uso de bancos de capacitores fixos foi adequado para o cenário de mínima demanda, entretanto resultou em um intervalo de 6 horas de ultrapassagem do limite do fator de potência para o cenário de máxima demanda. O número de ultrapassagem foi reduzido com o ajuste do fator de potência da fotovoltaica para 0,96.

### 6.1 Trabalhos Futuros

A partir deste estudo, emergiram potenciais direções para pesquisas futuras sobre o problema da alocação otimizada de bancos de capacitores, as quais são propostas como áreas de investigação em aberto:

- Investigar o impacto dos harmônicos gerados pela alocação de bancos de capacitores na rede de distribuição;
- Analisar a topologia da rede de distribuição com o objetivo de identificar a configuração mais eficiente para o sistema;

- Incorporar a representação de bancos de capacitores chaveáveis. Embora apresentem um custo inicial mais elevado, os capacitores chaveáveis podem, em determinadas circunstâncias, resultar em economia substancial devido à redução de perdas e proporcionar uma regulação de tensão mais eficaz. Tal eficácia decorre da maior flexibilidade operacional desses dispositivos;
- Investigar o impacto dos transitórios de manobra dos bancos de capacitores no sistema, e explorar sistemas de proteção contra esses transitórios, fazendo uso de relés especializados;
- Fazer análise econômica das propostas de compensação de reativo apresentadas visando otimizar também os custos com excedente de reativo e avaliar o impacto financeiro da mudança do fator de potência dos inversores da usina FV.

## REFERÊNCIAS

- ABDEL-SALAM, T.; CHIKHANI, A.; HACKAM, R. A new technique for loss reduction using compensating capacitors applied to distribution systems with varying load condition. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 9, n. 2, p. 819–827, 1994.
- ABRIL, I. P. Algorithm of inclusion and interchange of variables for capacitors placement. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 148, p. 117–126, 2017.
- ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 26, n. 4, p. 2090–2101, 2011.
- ABUL'WAFI, A. R. Optimal capacitor placement for enhancing voltage stability in distribution systems using analytical algorithm and fuzzy-real coded ga. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 55, p. 246–252, 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Expansão da potência instalada no Brasil em julho é de 708,78 MW**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/regulacao>>.
- AMAN, M. et al. Optimum capacitor placement and sizing for distribution system based on an improved voltage stability index. **International Review of Electrical Engineering**, Praise Worthy Prize, v. 7, n. 3, p. 4622–4630, 2012.
- AMAN, M. et al. Optimum shunt capacitor placement in distribution system—a review and comparative study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 30, p. 429–439, 2014.
- ANDRADE, A. S. Distribuição subterrânea. Universidade Federal de Campina Grande, 2011.
- ANDRADE, V. B. et al. Modelagem de um sistema de distribuição real desbalanceado e análise do impacto da geração distribuída utilizando o software openss. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE**, v. 1, n. 1, 2020.
- ANEEL, A. N. de E. E. **Resolução Normativa ANEEL nº 414**. 2010. <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 26 de janeiro de 2024.
- ANEEL, A. N. de E. E. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2017. Disponível em: <[https://antigo.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8\\_Revisao\\_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19](https://antigo.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19)>.
- ARIEF, A.; ANTAMIL; NAPPU, M. B. An analytical method for optimal capacitors placement from the inversed reduced jacobian matrix. **Energy Procedia**, v. 100, p. 307–310, 2016. ISSN 1876-6102. 3rd International Conference on Power and Energy Systems Engineering, CPESE 2016, 8-10 September 2016, Kitakyushu, Japan. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216311432>>.



ASKARZADEH, A. Capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage improvement: a new methodology. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 10, n. 14, p. 3631–3638, 2016.

BAGHZOUZ, Y.; ERTEM, S. Shunt capacitor sizing for radial distribution feeders with distorted substation voltages. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 5, n. 2, p. 650–657, 1990.

BAYAT, A.; BAGHERI, A. Optimal active and reactive power allocation in distribution networks using a novel heuristic approach. **Applied Energy**, v. 233-234, p. 71–85, 2019. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918315800>>.

BAYAT, A.; BAGHERI, A. Optimal active and reactive power allocation in distribution networks using a novel heuristic approach. **Applied Energy**, Elsevier, v. 233, p. 71–85, 2019.

BHATTACHARYA, S.; GOSWAMI, S. A new fuzzy based solution of the capacitor placement problem in radial distribution system. **Expert systems with applications**, Elsevier, v. 36, n. 3, p. 4207–4212, 2009.

BISWAL, S. R.; SHANKAR, G. Optimal sizing and allocation of capacitors in radial distribution system using sine cosine algorithm. In: **2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–4.

BOUHANIK, A.; SALHI, A.; NAIMI, D. Optimal capacitor allocation based on hourly load variation via new optimization algorithms. In: **2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)**. [S.l.: s.n.], 2022. p. 2035–2040.

BRANDINI, P. A. F. Metaheurística particle swarm utilizada para alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radial. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2007.

CANADIAN. **Folha de dados módulo fotovoltaico 335wp**. 2021. Ur-  
l<https://www.csisolar.com/br/ku/>.

CHANG, N. E. Locating shunt capacitors on primary feeder for voltage control and loss reduction. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 10, p. 1574–1577, 1969.

CHIS, M.; SALAMA, M.; JAYARAM, S. Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 144, n. 3, p. 225–230, 1997.

COOK, R. Analysis of capacitor application as affected by load cycle. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, IEEE, v. 78, n. 3, p. 950–956, 1959.

CROW, M. L. **Computational methods for electric power systems**. [S.l.]: CRC press, 2015.

DEVABALAJI, K. R.; RAVI, K.; KOTHARI, D. Optimal location and sizing of capacitor placement in radial distribution system using bacterial foraging optimization algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 71, p. 383–390, 2015.

- DIAB, A. A. Z.; REZK, H. Optimal sizing and placement of capacitors in radial distribution systems based on grey wolf, dragonfly and moth–flame optimization algorithms. **Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering**, Springer, v. 43, p. 77–96, 2019.
- DURA, H. Optimum number, location, and size of shunt capacitors in radial distribution feeders a dynamic programming approach. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 9, p. 1769–1774, 1968.
- EARTH, G. **Google Earth website**. 2023. Url <https://www.google.com/maps>.
- EL-FERGANY, A. A.; ABDELAZIZ, A. Y. Capacitor allocations in radial distribution networks using cuckoo search algorithm. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 8, n. 2, p. 223–232, 2014.
- ELSEIFY, M. A. et al. A novel approach based on honey badger algorithm for optimal allocation of multiple dg and capacitor in radial distribution networks considering power loss sensitivity. **Mathematics**, MDPI, v. 10, n. 12, p. 2081, 2022.
- FAWZI, T. H.; EL-SOBKI, S. M.; ABDEL-HALIM, M. A. New approach for the application of shunt capacitors to the primary distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 1, p. 10–13, 1983.
- GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. J.; ROMERO, R. Optimal capacitor placement in radial distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 16, n. 4, p. 630–637, 2001.
- GAMPA, S. R.; DAS, D. Optimum placement of shunt capacitors in a radial distribution system for substation power factor improvement using fuzzy ga method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 77, p. 314–326, 2016.
- GNANASEKARAN, N. et al. Optimal placement of capacitors in radial distribution system using shark smell optimization algorithm. **Ain Shams Engineering Journal**, v. 7, n. 2, p. 907–916, 2016. ISSN 2090-4479. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447916000149>>.
- GRABNER, M. et al. Statistical load time series analysis for the demand side management. In: IEEE. **2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)**. [S.l.], 2018. p. 1–6.
- HAKMI, S. H. **A fast time series power flow method for active distribution system control applications**. Tese (Doutorado) — Wichita State University, 2021.
- HAMOUDA, A.; SAYAH, S. Optimal capacitors sizing in distribution feeders using heuristic search based node stability-indices. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 46, p. 56–64, 2013.
- HAQUE, M. Capacitor placement in radial distribution systems for loss reduction. **IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 146, n. 5, p. 501–505, 1999.

- HUANG, S.-J. An immune-based optimization method to capacitor placement in a radial distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 15, n. 2, p. 744–749, 2000.
- HUANG, S.-J.; LIU, X.-Z. A plant growth-based optimization approach applied to capacitor placement in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 27, n. 4, p. 2138–2145, 2012.
- INJETI, S. K.; THUNUGUNTLA, V. K.; SHAREEF, M. Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 69, p. 441–455, 2015.
- IVANOV, O. et al. Optimal capacitor bank allocation in electricity distribution networks using metaheuristic algorithms. **Energies**, v. 12, n. 22, 2019. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/12/22/4239>>.
- JANNAT, M. B.; SAVIĆ, A. S. Optimal capacitor placement in distribution networks regarding uncertainty in active power load and distributed generation units production. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 10, n. 12, p. 3060–3067, 2016.
- JASMON, G.; LEE, L. Distribution network reduction for voltage stability analysis and loadflow calculations. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 13, n. 1, p. 9–13, 1991.
- JAVADI, M. S. et al. Shunt capacitor placement in radial distribution networks considering switching transients decision making approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 92, p. 167–180, 2017.
- JUNIOR, L. C. R. et al. Modeling and simulation of active electrical distribution systems using the opendss. In: **Decision Making Applications in Modern Power Systems**. [S.l.]: Elsevier, 2020. p. 121–152.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBIA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. [S.l.]: Edgard Blucher, 2005.
- KAMEL, S. et al. Development of probabilistic power flow algorithm for radial distribution systems with capacitors using analytical approach. In: **2019 10th International Renewable Energy Congress (IREC)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.
- KANWAR, N. et al. New sensitivity based approach for optimal allocation of shunt capacitors in distribution networks using pso. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 75, p. 1153–1158, 2015.
- KAUR, D.; SHARMA, J. Multiperiod shunt capacitor allocation in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 52, p. 247–253, 2013.
- KERSTING, W. H. Distribution system modeling and analysis. **Third Edition**, CRC Press, p. 432, 2012.
- KHODR, H. et al. Maximum savings approach for location and sizing of capacitors in distribution systems. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 78, n. 7, p. 1192–1203, 2008.

KOKASH, N. An introduction to heuristic algorithms. **Department of Informatics and Telecommunications**, Citeseer, p. 1–8, 2005.

LEE, S.; GRAINGER, J. Optimum placement of fixed and switched capacitors on primary distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 1, p. 345–352, 1981.

MARTINS, A. S. C.; ARAUJO, L. R. de; PENIDO, D. R. R. Sensibility analysis with genetic algorithm to allocate distributed generation and capacitor banks in unbalanced distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 209, p. 107962, 2022. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622001924>>.

MASOUM, M. A. et al. Optimal placement, replacement and sizing of capacitor banks in distorted distribution networks by genetic algorithms. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 19, n. 4, p. 1794–1801, 2004.

MENDES, A. et al. Capacitor placement in large-sized radial distribution networks. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 152, n. 4, p. 496–502, 2005.

MILOSEVIC, B.; BEGOVIC, M. Capacitor placement for conservative voltage reduction on distribution feeders. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 19, n. 3, p. 1360–1367, 2004.

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA. **Expansão da potência instalada no Brasil em julho é de 708,78 MW**. Energia, Minerais e Combustíveis, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/expansao-da-potencia-instalada-no-brasil-em-julho-e-de-708-78-mw>>.

MINSKY, M. L. Some methods of artificial intelligence and heuristic programming. In: **Proc. Symposium on the Mechanization of Thought Processes, Teddington**. [S.l.: s.n.], 1958.

MURTY, V.; KUMAR, A. Capacitor allocation in radial distribution system with time varying zip load model and energy savings. **Procedia Computer Science**, Elsevier, v. 70, p. 377–383, 2015.

MUTHUKUMAR, K.; JAYALALITHA, S. Multiobjective hybrid evolutionary approach for optimal planning of shunt capacitors in radial distribution systems with load models. **Ain Shams Engineering Journal**, Elsevier, v. 9, n. 4, p. 1975–1988, 2018.

NEAGLE, N.; SAMSON, D. Loss reduction from capacitors installed on primary feeders [includes discussion]. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, IEEE, v. 75, n. 3, p. 950–959, 1956.

OLIVEIRA, R. C. de. **Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica em Redes de Distribuição : Modelagem e estudo de caso**. Lavras: UFLA, 2021.

ONU. **Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil**. 2023.   
Url<https://brasil.un.org/pt-br>.

PEREIRA, L. D. et al. Optimal allocation of distributed generation and capacitor banks using probabilistic generation models with correlations. **Applied Energy**, v. 307, p. 118097, 2022. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921013775>>.

PIRES, D. F.; MARTINS, A. G.; ANTUNES, C. H. A multiobjective model for var planning in radial distribution networks based on tabu search. **IEEE Transactions On Power Systems**, IEEE, v. 20, n. 2, p. 1089–1094, 2005.

PONNAVSIKKO, M.; RAO, K. P. Optimal choice of fixed and switched shunt capacitors on radial distributors by the method of local variations. **IEEE transactions on power apparatus and systems**, IEEE, n. 6, p. 1607–1615, 1983.

PRAKASH, D. B.; LAKSHMINARAYANA, C. Optimal siting of capacitors in radial distribution network using whale optimization algorithm. **Alexandria Engineering Journal**, Elsevier, v. 56, n. 4, p. 499–509, 2017.

PRYSMIAN. **Guia de dimensionamento: Média tensão, uso geral**. 2023. Ur-  
lhttps://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia\_Dimensionamento\_Media\_Tensao.pdf.

QUINN, P.; ROSS, D. Secondary network modeling and migration to operational models. In: IEEE. **2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition**. [S.l.], 2008. p. 1–5.

RAMACHANDRAN, V. **Modeling of utility distribution feeder in OpenDSS with steady state impact analysis of distributed generation**. [S.l.]: West Virginia University, 2011.

Ramalinga Raju, M.; Ramachandra Murthy, K.; RAVINDRA, K. Direct search algorithm for capacitive compensation in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power e Energy Systems**, v. 42, n. 1, p. 24–30, 2012. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512000610>.

SALAMA, M.; CHIKHANI, A.; HACKAM, R. Control of reactive power in distribution systems with an end-load and fixed load condition. **IEEE transactions on power apparatus and systems**, IEEE, n. 10, p. 2779–2788, 1985.

SALAS, C. S. S. Alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radiais. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2006.

SÁNCHEZ, L. G. G.; VELASCO, J. A. M. A review of tools, models and techniques for long-term assessment of distribution systems using openss and parallel computing. **AIMS Energy**, v. 6, p. 764–800, 2018.

SCHMILL, J. Optimum size and location of shunt capacitors on distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, v. 84, n. 9, p. 825–832, 1965.

SHARAF, A.; IBRAHIM, S. Optimal capacitor placement in distribution networks. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 37, n. 3, p. 181–187, 1996.

SHUAIB, Y. M.; KALAVATHI, M. S.; RAJAN, C. C. A. Optimal capacitor placement in radial distribution system using gravitational search algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 64, p. 384–397, 2015.

SILVA, A. **Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica em Redes de Distribuição : Modelagem e estudo de caso**. Lavras: UFLA, 2022.

SILVA, I. C. da et al. A heuristic constructive algorithm for capacitor placement on distribution systems. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 23, n. 4, p. 1619–1626, 2008.

SOTO, S.; HINOJOSA, V. Stochastic optimal allocation of reactive power banks for system loss minimization. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 4, p. 1980–1987, 2016.

SOUZA, W. B. de. **ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO COLÔNIA DE FORMIGAS**. João Monlevade: UFOP, 2017.

SULTANA, S.; ROY, P. K. Optimal capacitor placement in radial distribution systems using teaching learning based optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 54, p. 387–398, 2014.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 9, n. 3, p. 1499–1507, 1994.

SUNGROW. **Folha de dados inversor sungrow sg36ktl-m**. 2021. Url<https://br.sungrowpower.com/productDetail/2071>.

TAMILSELVAN, V. et al. Optimal capacitor placement in radial distribution systems using flower pollination algorithm. **Alexandria engineering journal**, Elsevier, v. 57, n. 4, p. 2775–2786, 2018.

THOMAS, J. B.; K.V., S. Neural architecture search algorithm to optimize deep transformer model for fault detection in electrical power distribution systems. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v. 120, p. 105890, 2023. ISSN 0952-1976. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095219762300074X>>.

UFLA. **A Universidade Centenária**. 2008. Url<https://ufla.br/aceso-a-informacao/10-institucional/sobre-a-ufla/3-a-universidade-centenaria>.

UFLA. **Câmpus com maior eficiência energética: UFLA e Cemig colocam em prática início de projeto**. 2017. Url<https://ufla.br/arquivo-de-noticias/10989-campus-com-maior-eficiencia-energetica-ufla-e-cemig-colocam-em-pratica-inicio-de-projeto>.

UFLA. **Sobre as A UFLA**. 2018. Url<https://ufla.br/arquivo-de-noticias/11134-ufla-dinamiza-sua-rede-de-energia-eletrica>.

UFLA. **Iniciada implantação da segunda fase da Usina Fotovoltaica da UFLA**. 2021. Url<https://ufla.br/noticias/institucional/13706-iniciada-implantacao-da-segunda-fase-da-usina-fotovoltaica-da-ufla>.

UFLA. **UFLA é a segunda universidade mais sustentável do Brasil, de acordo com o ranking GreenMetric**. 2022. Url<https://ufla.br/noticias/institucional/14910-ufla-e-a-segunda-universidade-mais-sustentavel-do-brasil-de-acordo-com-o-ranking-greenmetric>.

UPPER, N.; HEMEIDA, A. M.; IBRAHIM, A. Moth-flame algorithm and loss sensitivity factor for optimal allocation of shunt capacitor banks in radial distribution systems. In: **IEEE. 2017 nineteenth international middle east power systems conference (MEPCON)**. [S.l.], 2017. p. 851–856.

USHASHREE, P.; KUMAR, K. S. Power system reconfiguration in distribution system for loss minimization using optimization techniques: A review. **Wireless Personal Communications**, Springer, v. 128, n. 3, p. 1907–1940, 2023.

VONGVILASACK, P.; PREMRUDEEPPREECHACHARN, S.; NGAMSANROAJ, K. The application of machine learning for the voltage and reactive power control in power distribution network. In: **2022 19th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)**. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–6.

YU, X.-m.; XIONG, X.-y.; WU, Y.-w. A pso-based approach to optimal capacitor placement with harmonic distortion consideration. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 71, n. 1, p. 27–33, 2004.

ZHU, X.; MATHER, B. Data-driven distribution system load modeling for quasi-static time-series simulation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 11, n. 2, p. 1556–1565, 2019.

**APÊNDICE A – Potência e Carregamento dos Transformadores para os Estudos  
Realizados no Modelo do Sistema de Distribuição da UFLA**

Tabela 1 – Relação dos Transformadores

Nº	Nome	kVA	Z (%)	Conexão	V1/V2 (kV)	OBS
1	TRAFO 26	30	3,26	△ - Y	13,8/0,22	-
2	TRAFO 27	75	3,62	△ - Y	13,8/0,22	-
3	TRAFO 28	75	3,61	△ - Y	13,8/0,22	-
4	TRAFO 31	112,5	3,67	△ - Y	13,8/0,22	-
5	TRAFO 53	75	3,51	△ - Y	13,8/0,22	-
6	TRAFO 54	75	3,48	△ - Y	13,8/0,22	-
7	TRAFO 55	30	3,28	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
8	TRAFO 56	30	3,30	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
9	TRAFO 57	112,5	3,54	△ - Y	13,8/0,22	-
10	TRAFO 58	30	3,48	△ - Y	13,8/0,22	-
11	TRAFO 59	75	3,31	△ - Y	13,8/0,22	-
12	TRAFO 60	300	4,28	△ - Y	13,8/0,22	-
13	TRAFO 61	300	4,44	△ - Y	13,8/0,22	-
14	TRAFO 62	112,5	3,54	△ - Y	13,8/0,22	-
15	TRAFO 63	150	3,54	△ - Y	13,8/0,22	-
16	TRAFO 64	112,5	3,29	△ - Y	13,8/0,22	-
17	TRAFO 65	150	3,52	△ - Y	13,8/0,22	-
18	TRAFO 68	75	3,55	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
19	TRAFO 69	75	3,52	△ - Y	13,8/0,22	-
20	TRAFO 70	150	3,74	△ - Y	13,8/0,22	-
21	TRAFO 71	112,5	3,52	△ - Y	13,8/0,22	-
22	TRAFO 72	150	3,74	△ - Y	13,8/0,22	-
23	TRAFO 73	75	3,57	△ - Y	13,8/0,22	-
24	TRAFO 74	75	3,64	△ - Y	13,8/0,22	-
25	TRAFO 75	112,5	3,50	△ - Y	13,8/0,22	-
26	TRAFO 76	112,5	3,33	△ - Y	13,8/0,22	-

Continua...



N°	Nome	kVA	Z (%)	Conexão	V1/V2 (kV)	OBS
27	TRAFO 77	150	3,44	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
28	TRAFO 78	75	3,57	△ - Y	13,8/0,22	-
29	TRAFO 79	75	3,31	△ - Y	13,8/0,22	-
30	TRAFO 80	75	3,57	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
31	TRAFO 81	75	3,63	△ - Y	13,8/0,22	-
32	TRAFO 82	150	3,72	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
33	TRAFO 83	75	3,54	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
34	TRAFO 84	75	3,52	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
35	TRAFO 85	75	3,30	△ - Y	13,8/0,22	-
36	TRAFO 86	30	3,27	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
37	TRAFO 87	150	3,42	△ - Y	13,8/0,22	-
38	TRAFO 88	150	3,40	△ - Y	13,8/0,22	-
39	TRAFO 89	45	3,30	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
40	TRAFO 90	45	3,31	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
41	TRAFO 91	500	5,50	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
42	TRAFO 92	300	4,39	△ - Y	13,8/0,22	-
43	TRAFO 94	45	3,51	△ - Y	13,8/0,22	-
44	TRAFO 95	112,5	3,30	△ - Y	13,8/0,22	-
45	TRAFO 96	75	3,57	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
46	TRAFO 97	75	3,36	△ - Y	13,8/0,22	-
47	TRAFO 98	150	3,55	△ - Y	13,8/0,22	-
48	TRAFO 99	75	3,57	△ - Y	13,8/0,22	-
49	TRAFO 100	75	3,58	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
50	TRAFO 101	75	3,61	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
51	TRAFO 102	45	3,46	△ - Y	13,8/0,22	-
52	TRAFO 103	30	3,31	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
53	TRAFO 104	45	3,57	△ - Y	13,8/0,22	-
54	TRAFO 105	30	3,63	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
55	TRAFO 106	30	3,72	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
56	TRAFO 107	45	3,40	△ - Y	13,8/0,22	-

Continua...

Nº	Nome	kVA	Z (%)	Conexão	V1/V2 (kV)	OBS
57	TRAFO 108	45	3,52	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
58	TRAFO 109	30	3,30	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
59	TRAFO 110	75	3,27	△ - Y	13,8/0,22	-
60	TRAFO 111	150	3,52	△ - Y	13,8/0,22	-
61	TRAFO 112	112.5	3,40	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
62	TRAFO 113	75	3,34	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
63	TRAFO 114	75	3,31	△ - Y	13,8/0,22	-
64	TRAFO 115	75	5,50	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
65	TRAFO 116	75	4,39	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
66	TRAFO 117	75	3,51	△ - Y	13,8/0,22	-
67	TRAFO 118	150	3,30	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
68	TRAFO 119	30	3,57	△ - Y	13,8/0,22	-
69	TRAFO 120	30	3,36	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
70	TRAFO 121	30	3,55	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
71	TRAFO 122	30	3,57	△ - Y	13,8/0,22	-
72	TRAFO 123	75	3,58	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
73	TRAFO 124	75	3,61	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
74	TRAFO 125	75	3,46	△ - Y	13,8/0,22	-
75	TRAFO 126	45	3,36	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
76	TRAFO 127	75	3,55	△ - Y	13,8/0,22	-
77	TRAFO 128	75	3,57	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
78	TRAFO 129	45	3,58	△ - Y	13,8/0,22	-
79	TRAFO 130	45	3,61	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
80	TRAFO 131	75	3,46	△ - Y	13,8/0,22	-
81	TRAFO 132	45	3,46	△ - Y	13,8/0,22	-
82	TRAFO 133	30	3,52	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
83	TRAFO 134	225	4,33	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
84	TRAFO 135	45	3,76	△ - Y	13,8/0,22	-
85	TRAFO 136	75	3,35	△ - Y	13,8/0,22	-
86	TRAFO 137	225	4,55	△ - Y	13,8/0,22	-

Continua...

Nº	Nome	kVA	Z (%)	Conexão	V1/V2 (kV)	OBS
87	TRAFO 138	150	3,69	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
88	TRAFO 139	150	3,36	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
89	TRAFO 140	225	4,51	△ - Y	13,8/0,22	-
90	TRAFO 141	150	3,57	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
91	TRAFO 142	150	3,58	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
92	TRAFO 143	150	3,61	△ - Y	13,8/0,22	-
93	TRAFO 144	75	3,46	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
94	TRAFO 145	150	3,46	△ - Y	13,8/0,22	Z estimado
95	TRAFO 146	75	3,49	△ - Y	13,8/0,22	-
TOTAIS	-	9402,50	-	-	-	-

Fonte: Do autor (2024)

Tabela 2 – Potência de Carregamento dos Transformadores para o Cenário A

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
1	TRAFO 26	30	4.75%	1.58%	5.74	1.72	0.80
2	TRAFO 27	75	4.75%	1.58%	5.45	4.08	0.62
3	TRAFO 28	75	4.75%	1.58%	7.90	5.93	0.64
4	TRAFO 31	112.5	4.75%	1.58%	3.54	3.98	0.78
5	TRAFO 53	75	4.75%	1.58%	5.39	4.05	0.73
6	TRAFO 54	75	4.75%	1.58%	4.05	3.04	0.68
7	TRAFO 55	30	4.75%	1.58%	5.21	1.56	0.64
8	TRAFO 56	30	4.75%	1.58%	5.66	1.70	0.70
9	TRAFO 57	112.5	4.75%	1.58%	4.82	5.42	0.59
10	TRAFO 58	30	4.75%	1.58%	2.51	0.75	0.87
11	TRAFO 59	75	4.75%	1.58%	0.76	0.57	0.62
12	TRAFO 60	300	4.75%	1.58%	2.10	6.31	0.46
13	TRAFO 61	300	4.75%	1.58%	6.86	20.58	0.62

Continua...

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
14	TRAFO 62	112.5	4.75%	1.58%	2.59	2.91	0.81
15	TRAFO 63	150	4.75%	1.58%	3.98	5.97	0.66
16	TRAFO 64	112.5	4.75%	1.58%	7.15	8.04	0.59
17	TRAFO 65	150	4.75%	1.58%	3.27	4.90	0.68
18	TRAFO 68	75	4.75%	1.58%	6.41	4.81	0.55
19	TRAFO 69	75	4.75%	1.58%	6.55	4.91	0.69
20	TRAFO 70	150	4.75%	1.58%	5.00	7.49	0.63
21	TRAFO 71	112.5	4.75%	1.58%	5.82	6.55	0.82
22	TRAFO 72	150	4.75%	1.58%	2.36	3.54	0.69
23	TRAFO 73	75	4.75%	1.58%	6.21	4.66	0.54
24	TRAFO 74	75	4.75%	1.58%	3.77	2.83	0.67
25	TRAFO 75	112.5	4.75%	1.58%	2.51	2.82	0.56
26	TRAFO 76	112.5	4.75%	1.58%	4.53	5.09	0.64
27	TRAFO 77	150	4.75%	1.58%	3.51	5.27	0.66
28	TRAFO 78	75	4.75%	1.58%	6.47	4.85	0.44
29	TRAFO 79	75	4.75%	1.58%	4.46	3.34	0.71
30	TRAFO 80	75	4.75%	1.58%	2.40	1.80	0.56
31	TRAFO 81	75	4.75%	1.58%	3.99	2.99	0.76
32	TRAFO 82	150	4.75%	1.58%	4.94	7.41	0.61
33	TRAFO 83	75	4.75%	1.58%	4.06	3.05	0.76
34	TRAFO 84	75	4.75%	1.58%	4.02	3.02	0.66
35	TRAFO 85	75	4.75%	1.58%	3.36	2.52	0.60
36	TRAFO 86	30	4.75%	1.58%	5.27	1.58	0.41
37	TRAFO 87	150	4.75%	1.58%	2.64	3.96	0.51
38	TRAFO 88	150	4.75%	1.58%	5.64	8.46	0.83
39	TRAFO 89	45	4.75%	1.58%	3.14	1.41	0.68
40	TRAFO 90	45	4.75%	1.58%	3.73	1.68	0.62
41	TRAFO 91	500	4.75%	1.58%	6.17	30.83	0.61
42	TRAFO 92	300	4.75%	1.58%	5.23	15.69	0.65

Continua...

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
43	TRAFO 94	45	4.75%	1.58%	4.71	2.12	0.82
44	TRAFO 95	112.5	4.75%	1.58%	7.12	8.00	0.43
45	TRAFO 96	75	4.75%	1.58%	5.82	4.36	0.61
46	TRAFO 97	75	4.75%	1.58%	3.12	2.34	0.71
47	TRAFO 98	150	4.75%	1.58%	3.85	5.78	0.68
48	TRAFO 99	75	4.75%	1.58%	5.18	3.89	0.70
49	TRAFO 100	75	4.75%	1.58%	5.35	4.02	0.71
50	TRAFO 101	75	4.75%	1.58%	6.39	4.79	0.54
51	TRAFO 102	45	4.75%	1.58%	3.12	1.40	0.52
52	TRAFO 103	30	4.75%	1.58%	2.00	0.60	0.67
53	TRAFO 104	45	4.75%	1.58%	7.67	3.45	0.62
54	TRAFO 105	30	4.75%	1.58%	1.66	0.50	0.74
55	TRAFO 106	30	4.75%	1.58%	5.10	1.53	0.51
56	TRAFO 107	150	4.75%	1.58%	0.40	0.60	0.68
57	TRAFO 108	45	4.75%	1.58%	5.74	2.58	0.69
58	TRAFO 109	30	4.75%	1.58%	4.30	1.29	0.51
59	TRAFO 110	75	4.75%	1.58%	5.90	4.42	0.75
60	TRAFO 111	150	4.75%	1.58%	2.79	4.18	0.76
61	TRAFO 112	112.5	4.75%	1.58%	6.85	7.71	0.59
62	TRAFO 113	75	4.75%	1.58%	6.79	5.09	0.57
63	TRAFO 114	75	4.75%	1.58%	4.82	3.61	0.63
64	TRAFO 115	75	4.75%	1.58%	5.01	3.76	0.81
65	TRAFO 116	75	4.75%	1.58%	2.35	1.77	0.60
66	TRAFO 117	75	4.75%	1.58%	5.99	4.49	0.54
67	TRAFO 118	150	4.75%	1.58%	6.15	9.22	0.64
68	TRAFO 119	30	4.75%	1.58%	6.23	1.87	0.80
69	TRAFO 120	30	4.75%	1.58%	3.75	1.13	0.81
70	TRAFO 121	30	4.75%	1.58%	2.58	0.77	0.78
71	TRAFO 122	30	4.75%	1.58%	6.48	1.94	0.61

Continua...

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
72	TRAFO 123	75	4.75%	1.58%	6.48	4.86	0.67
73	TRAFO 124	75	4.75%	1.58%	3.92	2.94	0.66
74	TRAFO 125	75	4.75%	1.58%	3.46	2.60	0.73
75	TRAFO 126	45	4.75%	1.58%	1.90	0.85	0.72
76	TRAFO 127	75	4.75%	1.58%	5.77	4.33	0.59
77	TRAFO 128	75	4.75%	1.58%	5.60	4.20	0.63
78	TRAFO 129	45	4.75%	1.58%	5.22	2.35	0.64
79	TRAFO 130	45	4.75%	1.58%	4.57	2.06	0.57
80	TRAFO 131	75	4.75%	1.58%	4.03	3.02	0.88
81	TRAFO 132	45	4.75%	1.58%	3.15	1.42	0.59
82	TRAFO 133	30	4.75%	1.58%	5.79	1.74	0.58
83	TRAFO 134	225	4.75%	1.58%	5.78	13.00	0.62
84	TRAFO 135	45	4.75%	1.58%	2.79	1.25	0.53
85	TRAFO 136	75	4.75%	1.58%	0.78	0.58	0.63
86	TRAFO 137	225	4.75%	1.58%	0.80	1.80	0.67
87	TRAFO 138	150	4.75%	1.58%	2.25	3.38	0.66
88	TRAFO 139	150	4.75%	1.58%	3.65	5.48	0.82
89	TRAFO 140	225	4.75%	1.58%	6.62	14.89	0.48
90	TRAFO 141	150	4.75%	1.58%	5.53	8.30	0.80
91	TRAFO 142	150	4.75%	1.58%	4.89	7.33	0.67
92	TRAFO 143	150	4.75%	1.58%	7.49	11.24	0.63
93	TRAFO 144	75	4.75%	1.58%	4.01	3.00	0.56
94	TRAFO 145	150	4.75%	1.58%	4.26	6.39	0.51
95	TRAFO 146	75	4.75%	1.58%	4.44	3.33	0.57
Total	-	9402.5	-	-	-	429.65	0.92

Fonte: Do autor (2024)

Tabela 3 – Potência de Carregamento dos Transformadores para o Cenário B

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
1	TRAFO 26	30	20.1%	6.69%	18%	5.33	0.95
2	TRAFO 27	75	20.1%	6.69%	25%	18.98	0.91
3	TRAFO 28	75	20.1%	6.69%	17%	13.11	0.90
4	TRAFO 31	112.5	20.1%	6.69%	20%	21.98	0.93
5	TRAFO 53	75	20.1%	6.69%	25%	18.66	0.94
6	TRAFO 54	75	20.1%	6.69%	17%	12.86	0.93
7	TRAFO 55	30	20.1%	6.69%	14%	4.33	0.94
8	TRAFO 56	30	20.1%	6.69%	11%	3.19	0.94
9	TRAFO 57	112.5	20.1%	6.69%	21%	23.21	0.94
10	TRAFO 58	30	20.1%	6.69%	30%	9.07	0.93
11	TRAFO 59	75	20.1%	6.69%	15%	11.60	0.92
12	TRAFO 60	300	20.1%	6.69%	20%	59.63	0.93
13	TRAFO 61	300	20.1%	6.69%	15%	45.52	0.96
14	TRAFO 62	112.5	20.1%	6.69%	22%	25.17	0.90
15	TRAFO 63	150	20.1%	6.69%	23%	35.16	0.90
16	TRAFO 64	112.5	20.1%	6.69%	21%	23.78	0.88
17	TRAFO 65	150	20.1%	6.69%	8%	12.44	0.91
18	TRAFO 68	75	20.1%	6.69%	22%	16.74	0.95
19	TRAFO 69	75	20.1%	6.69%	37%	27.60	0.91
20	TRAFO 70	150	20.1%	6.69%	28%	41.51	0.97
21	TRAFO 71	112.5	20.1%	6.69%	26%	28.89	0.91
22	TRAFO 72	150	20.1%	6.69%	20%	29.66	0.90
23	TRAFO 73	75	20.1%	6.69%	20%	14.99	0.90
24	TRAFO 74	75	20.1%	6.69%	18%	13.43	0.86
25	TRAFO 75	112.5	20.1%	6.69%	10%	11.69	0.93
26	TRAFO 76	112.5	20.1%	6.69%	19%	21.46	0.92
27	TRAFO 77	150	20.1%	6.69%	15%	22.21	0.93
28	TRAFO 78	75	20.1%	6.69%	27%	20.25	0.93

Continua...

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
29	TRAFO 79	75	20.1%	6.69%	10%	7.40	0.96
30	TRAFO 80	75	20.1%	6.69%	27%	20.42	0.88
31	TRAFO 81	75	20.1%	6.69%	37%	28.11	0.92
32	TRAFO 82	150	20.1%	6.69%	26%	39.71	0.92
33	TRAFO 83	75	20.1%	6.69%	19%	14.18	0.95
34	TRAFO 84	75	20.1%	6.69%	26%	19.51	0.93
35	TRAFO 85	75	20.1%	6.69%	30%	22.44	0.89
36	TRAFO 86	30	20.1%	6.69%	18%	5.35	0.94
37	TRAFO 87	150	20.1%	6.69%	9%	13.18	0.90
38	TRAFO 88	150	20.1%	6.69%	22%	33.58	0.95
39	TRAFO 89	45	20.1%	6.69%	13%	5.85	0.92
40	TRAFO 90	45	20.1%	6.69%	11%	4.73	0.93
41	TRAFO 91	500	20.1%	6.69%	28%	142.14	0.95
42	TRAFO 92	300	20.1%	6.69%	24%	70.56	0.91
43	TRAFO 94	45	20.1%	6.69%	20%	9.20	0.90
44	TRAFO 95	112.5	20.1%	6.69%	22%	24.95	0.95
45	TRAFO 96	75	20.1%	6.69%	11%	7.95	0.91
46	TRAFO 97	75	20.1%	6.69%	13%	9.81	0.90
47	TRAFO 98	150	20.1%	6.69%	18%	27.25	0.94
48	TRAFO 99	75	20.1%	6.69%	17%	12.81	0.94
49	TRAFO 100	75	20.1%	6.69%	20%	15.03	0.93
50	TRAFO 101	75	20.1%	6.69%	4%	2.78	0.90
51	TRAFO 102	45	20.1%	6.69%	23%	10.52	0.90
52	TRAFO 103	30	20.1%	6.69%	12%	3.50	0.94
53	TRAFO 104	45	20.1%	6.69%	24%	10.82	0.90
54	TRAFO 105	30	20.1%	6.69%	16%	4.84	0.92
55	TRAFO 106	30	20.1%	6.69%	21%	6.23	0.93
56	TRAFO 107	150	20.1%	6.69%	6%	9.40	0.94
57	TRAFO 108	45	20.1%	6.69%	23%	10.16	0.92

Continua...



Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
58	TRAFO 109	30	20.1%	6.69%	25%	7.40	0.92
59	TRAFO 110	75	20.1%	6.69%	17%	12.90	0.91
60	TRAFO 111	150	20.1%	6.69%	29%	43.85	0.91
61	TRAFO 112	112.5	20.1%	6.69%	21%	23.85	0.91
62	TRAFO 113	75	20.1%	6.69%	13%	9.43	0.94
63	TRAFO 114	75	20.1%	6.69%	12%	8.67	0.95
64	TRAFO 115	75	20.1%	6.69%	30%	22.59	0.93
65	TRAFO 116	75	20.1%	6.69%	19%	14.45	0.91
66	TRAFO 117	75	20.1%	6.69%	23%	17.50	0.92
67	TRAFO 118	150	20.1%	6.69%	24%	35.83	0.92
68	TRAFO 119	30	20.1%	6.69%	9%	2.57	0.96
69	TRAFO 120	30	20.1%	6.69%	24%	7.13	0.91
70	TRAFO 121	30	20.1%	6.69%	15%	4.37	0.91
71	TRAFO 122	30	20.1%	6.69%	12%	3.73	0.91
72	TRAFO 123	75	20.1%	6.69%	20%	15.37	0.90
73	TRAFO 124	75	20.1%	6.69%	32%	23.89	0.92
74	TRAFO 125	75	20.1%	6.69%	17%	12.74	0.92
75	TRAFO 126	45	20.1%	6.69%	7%	3.30	0.93
76	TRAFO 127	75	20.1%	6.69%	20%	14.64	0.93
77	TRAFO 128	75	20.1%	6.69%	19%	13.96	0.93
78	TRAFO 129	45	20.1%	6.69%	24%	10.85	0.94
79	TRAFO 130	45	20.1%	6.69%	28%	12.74	0.90
80	TRAFO 131	75	20.1%	6.69%	24%	18.24	0.92
81	TRAFO 132	45	20.1%	6.69%	30%	13.72	0.93
82	TRAFO 133	30	20.1%	6.69%	23%	6.85	0.90
83	TRAFO 134	225	20.1%	6.69%	8%	18.30	0.85
84	TRAFO 135	45	20.1%	6.69%	11%	5.14	0.91
85	TRAFO 136	75	20.1%	6.69%	9%	6.60	0.92
86	TRAFO 137	225	20.1%	6.69%	15%	34.49	0.95

Continua...

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
87	TRAFO 138	150	20.1%	6.69%	27%	39.90	0.91
88	TRAFO 139	150	20.1%	6.69%	18%	26.47	0.92
89	TRAFO 140	225	20.1%	6.69%	17%	39.34	0.91
90	TRAFO 141	150	20.1%	6.69%	19%	28.70	0.96
91	TRAFO 142	150	20.1%	6.69%	26%	38.78	0.89
92	TRAFO 143	150	20.1%	6.69%	19%	28.23	0.95
93	TRAFO 144	75	20.1%	6.69%	18%	13.28	0.93
94	TRAFO 145	150	20.1%	6.69%	4%	6.32	0.89
95	TRAFO 146	75	20.1%	6.69%	6%	4.14	0.95
Total	-	9402.5	-	-	-	1835.13	0.92

Fonte: Do autor (2024)

## APÊNDICE B – Parâmetros Gerados no OpenDSS do Sistema de Distribuição da UFPA

Tabela 4 – Valores Obtidos do Sistema UFPA

Ramo	DE	Para	Resistência ( $\Omega$ )	Potência Ativa Acumulada (W)	Potência Reativa Acumulada (Var)	Tensão (V)
1	58	57	0.02479	501350.00	843064.00	13556.44
2	56	55	0.02351	7458.00	3465.00	13554.35
3	55	54	0.05445	12554.00	5345.00	13553.70
4	54	57	0.01787	24070.00	11319.00	13554.33
5	57	53	0.01691	1172625.00	536688.00	13553.60
6	91	53	0.01433	116754.00	58472.00	13550.44
7	53	99	0.02109	1172573.00	536649.00	13547.96
8	99	98	0.01481	1042319.00	472261.00	13546.15
9	98	97	0.01562	1036000.00	469907.00	13545.59
10	97	90	0.01787	1011248.00	455669.00	13545.33
11	131	142	0.01530	8620.00	3961.00	13544.83
12	142	90	0.00837	36574.00	16098.00	13544.54
13	90	130	0.03413	263049.00	119495.00	13544.38
14	129	128	0.11237	10155.00	4715.00	13544.31
15	128	130	0.05891	24321.00	10424.00	13544.25
16	127	124	0.02673	3681.00	1791.00	13544.17
17	124	130	0.01723	21292.00	9964.00	13543.83
18	130	108	0.12461	255779.00	115524.00	13543.73
19	139	108	0.10197	11448.00	5252.00	13543.64
20	108	109	0.09752	197226.00	90284.00	13543.57
21	110	109	0.05990	13180.00	6456.00	13543.54
22	121	119	0.05841	8529.00	3988.00	13543.33
23	120	119	0.07574	4660.00	2152.00	13543.29
24	119	109	0.15543	19935.00	9279.00	13542.69
25	109	111	0.11435	173727.00	79780.00	13543.03
26	114	113	0.01535	9482.00	3793.00	13543.21

Continua...

Ramo	DE	Para	Resistência ( $\Omega$ )	Potência Ativa Acumulada (W)	Potência Reativa Acumulada (Var)	Tensão (V)
27	113	112	0.05148	29106.00	12364.00	13543.43
28	112	111	0.03515	47662.00	20941.00	13543.59
29	122	111	0.07178	3769.00	1736.00	13544.00
30	111	115	0.04950	131660.00	60397.00	13544.11
31	116	115	0.04554	47120.00	24086.00	13545.17
32	117	116	0.04109	36146.00	18686.00	13545.41
33	118	117	0.00990	16816.00	9150.00	13546.18
34	69	57	0.09207	712796.00	285989.00	13546.45
35	69	100	0.05841	21609.00	10257.00	13547.98
36	86	100	0.05072	8014.00	3959.00	13549.45
37	100	68	0.03960	41820.00	17394.00	13550.89
38	68	101	0.06633	28155.00	11064.00	13554.28
39	101	102	0.05891	12289.00	4164.00	13551.81
40	69	70	0.06138	800000.00	247277.00	13551.80
41	70	71	0.02921	823882.00	238043.00	13551.70
42	71	72	0.05049	855956.00	227214.00	13551.66
43	72	88	0.10296	25378.00	12476.00	13546.53
44	72	26	0.09207	883403.00	213810.00	13544.50
45	26	27	0.01868	902893.00	205869.00	13544.49
46	27	28	0.00934	912260.00	202725.00	13542.92
47	28	77	0.02640	1037886.00	148031.00	13545.03
48	80	78	0.07821	10559.00	3893.00	13544.73
49	79	78	0.02109	11203.00	5169.00	13554.26
50	78	77	0.02898	74151.00	31139.00	13551.78
51	89	87	0.01755	9939.00	4008.00	13546.91
52	87	31	0.01723	2333.00	1449.00	13546.86
53	31	77	0.01481	38018.00	18055.00	13544.82
54	77	73	0.02898	986526.00	171500.00	13551.82
55	73	74	0.00515	1054450.00	138921.00	13544.26

Continua...

Ramo	DE	Para	Resistência ( $\Omega$ )	Potência Ativa Acumulada (W)	Potência Reativa Acumulada (Var)	Tensão (V)
56	74	75	0.01079	18994.00	9344.00	13543.13
57	75	76	0.00580	1100351.00	117826.00	13543.07
58	76	81	0.03107	1114804.00	110656.00	13543.01
59	81	qdgvf0	0.01208	94139.00	44948.00	13543.01
60	qdgvf0	82	0.01610	94139.00	44948.00	13545.33
61	82	144	0.01191	73615.00	36711.00	13545.24
62	144	145	0.00612	56962.00	28493.00	13545.46
63	145	83	0.06714	14750.00	6841.00	13545.46
64	83	84	0.00451	11676.00	5731.00	13545.51
65	90	65	0.01272	1003480.00	452542.00	13545.62
66	65	64	0.00483	703830.00	316928.00	13543.28
67	64	63	0.01481	671817.00	302039.00	13544.57
68	126	63	0.02640	97135.00	43575.00	13544.61
69	125	126	0.01723	92935.00	41770.00	13545.70
70	123	125	0.01175	80112.00	34756.00	13546.89
71	107	123	0.02640	59623.00	25183.00	13546.85
72	143	107	0.03465	23913.00	11067.00	13545.31
73	63	62	0.00547	554619.00	250376.00	13545.21
74	62	146	0.03397	521083.00	233794.00	13540.70
75	103	146	0.02640	3634.00	1452.00	13539.10
76	96	146	0.02914	300510.00	138720.00	13537.12
77	61	96	0.00451	297012.00	137562.00	13537.05
78	60	61	0.01852	255644.00	113779.00	13537.08
79	59	60	0.01014	195703.00	91418.00	13536.85
80	95	59	0.01449	2404.00	86888.00	13536.24
81	94	95	0.01369	165712.00	79222.00	13535.84
82	85	94	0.00708	13492.00	5425.00	13535.74
83	93	94	0.01707	145774.00	70640.00	13535.71
84	140	93	0.02921	67993.00	34100.00	13535.64

Continua...

Ramo	DE	Para	Resistência ( $\Omega$ )	Potência Ativa Acumulada (W)	Potência Reativa Acumulada (Var)	Tensão (V)
85	146	134	0.01771	191984.00	82733.00	13535.44
86	136	134	0.02930	44406.00	18338.00	13535.39
87	138	136	0.01787	31154.00	12601.00	13536.67
88	134	135	0.01159	112168.00	49091.00	13544.17
89	135	137	0.02222	100674.00	45194.00	13543.75
90	137	104	0.01304	59900.00	26202.00	13543.68
91	104	141	0.03365	55908.00	24486.00	13543.60
92	141	105	0.01691	25305.00	11176.00	13543.49
93	133	105	0.12969	3341.00	1989.00	13542.98
94	105	132	0.02818	7309.00	2936.00	13540.03
95	132	106	0.01127	5775.00	3010.00	13542.66

Fonte: Do autor (2024)

## APÊNDICE C – Resultados Obtidos para o LSF no Sistema da UFLA

Tabela 5 – Resultados Obtidos para o LSF no Sistema.

Ramo	DE	Para	LSF
1	58	57	0.00021532
2	56	55	0.00000028
3	55	54	0.00000160
4	54	57	0.00000152
5	57	53	0.00009167
6	91	53	0.00000793
7	53	99	0.00011439
8	99	98	0.00007111
9	98	97	0.00007416
10	97	90	0.00008288
11	131	142	0.00000129
12	142	90	0.00000235
13	90	130	0.00005024
14	129	128	0.00000463
15	128	130	0.00000600
16	127	124	0.00000159
17	124	130	0.00000283
18	130	108	0.00018091
19	139	108	0.00001164
20	108	109	0.00010965
21	110	109	0.00000353
22	121	119	0.00000123
23	120	119	0.00000248
24	119	109	0.00000959
25	109	111	0.00011016
26	114	113	0.00000046
27	113	112	0.00000335

Continua...

Ramo	DE	Para	LSF
28	112	111	0.00000614
29	122	111	0.00000129
30	111	115	0.00003925
31	116	115	0.00001428
32	117	116	0.00001015
33	118	117	0.00000164
34	69	57	0.00028423
35	69	100	0.00000484
36	86	100	0.00000110
37	100	68	0.00000515
38	68	101	0.00000440
39	101	102	0.00000313
40	69	70	0.00016100
41	70	71	0.00007247
42	71	72	0.00011804
43	72	88	0.00001313
44	72	26	0.00006557
45	26	27	0.00003916
46	27	28	0.00001899
47	28	77	0.00003874
48	80	78	0.00000839
49	79	78	0.00000048
50	78	77	0.00000633
51	89	87	0.00000047
52	87	31	0.00000153
53	31	77	0.00000273
54	77	73	0.00004998
55	73	74	0.00000716
56	74	75	0.00000051
57	75	76	0.00000721

Continua...



Ramo	DE	Para	LSF
58	76	81	0.00003451
59	81	qdgfv0	0.00000489
60	qdgfv0	82	0.00000652
61	82	144	0.00000265
62	144	145	0.00000101
63	145	83	0.00000327
64	83	84	0.00000038
65	90	65	0.00005839
66	65	64	0.00001371
67	64	63	0.00004117
68	126	63	0.00000764
69	125	126	0.00000474
70	123	125	0.00000255
71	107	123	0.00000378
72	143	107	0.00000372
73	63	62	0.00001295
74	62	146	0.00007461
75	103	146	0.00000037
76	96	146	0.00003732
77	61	96	0.00000560
78	60	61	0.00002007
79	59	60	0.00000852
80	95	59	0.00001141
81	94	95	0.00000948
82	85	94	0.00000080
83	93	94	0.00000913
84	140	93	0.00000557
85	146	134	0.00001382
86	136	134	0.00000622
87	138	136	0.00000329

Continua...

---

Ramo	DE	Para	LSF
88	134	135	0.00000514
89	135	137	0.00000291
90	137	104	0.00000377
91	104	141	0.00000797
92	141	105	0.00000232
93	133	105	0.00000429
94	105	132	0.00000159
95	132	106	0.00000029

---

Fonte: Do autor (2024)