UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

DJALMA DIAS DOS SANTOS JUNIOR

ESTUDO DE COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE UM CIRCUITO ALIMENTADOR DE 13,8 KV

MEDIANEIRA

2022

DJALMA DIAS DOS SANTOS JUNIOR

ESTUDO DE COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE UM CIRCUITO ALIMENTADOR DE 13,8 KV

Study of the Protection Coordination of a 13.8 kV Feeder Circuit

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Dr. Evandro André Konopatzki.

MEDIANEIRA

2022

4.0 Internacional

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

DJALMA DIAS DOS SANTOS JUNIOR

ESTUDO DE COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE UM CIRCUITO ALIMENTADOR DE 13,8 KV

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 22/novembro/2022

_____

Prof. Dr. Evandro André Konopatzki
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

_____

Prof. Me. Thiago Naufal Santelo
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

_____

Profa. Dra. Cristiane Lionço de Oliveira
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MEDIANEIRA

2022

RESUMO

A rede elétrica de distribuição deve ser projetada visando a continuidade, a confiabilidade e a flexibilidade do fornecimento de energia aos consumidores. Isso pode ser planejado com sistema de proteção com religadores automáticos e relés ajustados e, especialmente, coordenados entre si. Nesse trabalho de conclusão de curso foi analisada a coordenação do sistema de proteção da rede elétrica atendida pelo circuito alimentador de 13,8 kV instalado na subestação Água Verde, na cidade de Curitiba, Paraná; e nominado como Alimentador Guararapes. Os dados elétricos do circuito foram obtidos no Banco de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD), obtidos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tratados no software QGIS e o circuito foi simulado software OpenDSS. A partir da simulação foram obtidos os valores das correntes de curto-circuito nas barras do sistema. O número de religadores existentes no circuito foi obtido na simulação e a coordenação deles foi definida a partir da apresentação dos seus diais de tempo (TMS). O software QGIS foi usado para validação dos dados obtidos. Os resultados mostraram que foi possível coletar dados elétricos do circuito alimentador (potência nominal, quantidade instalada, perdas a vazio e totais) do BDGD. Com esses dados foram calculadas as perdas com carga e sem carga; e foram simuladas as correntes nominais e máximas de fase e neutro dos religadores. Foram então calculados os ajustes de corrente das unidades instantâneas de fase e neutro dos religadores com a parametrização dos relés para a coordenação dos religadores existentes nesse circuito de 0,2 s para SE e R1 e 0,1 s para R2 e R3. A conclusão desse estudo validou a possibilidade de coordenação do sistema de proteção de circuitos alimentadores de média tensão (13,8 kV) usando os dados da BDGD da ANEEL e os softwares OPENDSS e QGIS.

Palavras-chave: Curto-circuito; proteção de sistemas elétricos; QGIS; OPENDSS; relé de proteção; sistemas de energia elétrica.

ABSTRACT

The distribution electrical grid must be designed to ensure the continuity, reliability, and flexibility of energy supply to consumers. This can be planned with a protection system using automatic reclosers and relays that are properly set and, importantly, coordinated with each other. This thesis analyzed the coordination of the protection system of the electrical grid served by the 13.8 kV feeder circuit installed at the Água Verde substation in Curitiba, Paraná, named Guararapes Feeder. The electrical data of the circuit were obtained from the Geographic Database of Distribution (BDGD) provided by the National Electric Energy Agency (ANEEL), processed in QGIS software, and the circuit was simulated using OpenDSS software. From the simulation, short-circuit current values at the system's buses were obtained. The number of reclosers existing in the circuit was determined in the simulation, and their coordination was defined based on their Time Multiplier Settings (TMS). QGIS software was used to validate the obtained data. The results showed that it was possible to collect electrical data of the feeder circuit (nominal power, installed quantity, no-load and total losses) from the BDGD. With these data, the losses with and without load were calculated, and the nominal and maximum phase and neutral currents of the reclosers were simulated. The current settings of the instantaneous phase and neutral units of the reclosers were then calculated with the parameterization of the relays for the coordination of the existing reclosers in this circuit: 0.2 seconds for SE and R1 and 0.1 seconds for R2 and R3. The conclusion of this study validated the possibility of coordinating the protection system of medium voltage (13.8 kV) feeder circuits using data from ANEEL's BDGD and the OPENDSS and QGIS software.

Keywords: Electric power systems; OpenDSS; QGIS; Protection of electrical systems; Protection relay; Short circuit.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Estrutura do OpenDSS 17
Figura 2 - Imagem de satélite apresentando a região atendida pelo alimentador Guararapes 18
Figura 3 – Apresentação dos dados do BDGD contidos no arquivo da Concessionária Paranaense de energia elétrica 19
Figura 4 – Circuito elétrico do Alimentador Guararapes 20
Figura 5 – Curva diária de carga, estimada para consumidores residenciais em dias úteis 22
Figura 6 – Circuito resumido da disposição dos religadores no alimentador 23
Figura 7 – Curvas de tempo de atuação dos religadores em função da corrente instantânea, do tipo IEC muito inversa, quando todos os religadores foram parametrizados com TMS = 0,1 s 29
Figura 8 – Curvas de tempo de atuação dos religadores em função da corrente instantânea, do tipo IEC inversas, quando alterado o TMS de R1 para 0,2 s 30
Figura 9 – Parâmetros para coordenação dos religadores do circuito alimentador Guararapes 31

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros elétricos da rede de distribuição, obtidos no BDGD e extraídos no QGIS.....21
Tabela 2 – Características elétricas do alimentador Guararapes 26
Tabela 3 – Barras do sistema alimentador Guararapes com os menores valores de corrente de curto-circuito, dados obtidos no BDGD, extraídos no QGIS e simulados no OpenDSS 27
Tabela 4 – Barras do sistema alimentador Guararapes com os menores valores de corrente de curto-circuito, dados obtidos no BDGD, extraídos no QGIS e simulados no OpenDSS 28

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 8
1.1 JUSTIFICATIVA 10
1.2 OBJETIVOS DA PESQUISA 11
1.2.1. Objetivo geral 11
1.2.2. Objetivos específicos 11
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 12
2.1 CIRCUITOS ALIMENTADORES E SUA PROTEÇÃO 12
2.2 A BASE DE DADOS GEOGRÁFICOS DAS DISTRIBUIDORAS (BDGD) 14
2.3 SOFTWARE Quantum GIS (QGIS) 15
2.4 SOFTWARE OPENDSS 16
3. MATERIAIS E MÉTODO 18
3.1 CARACTERIZAÇÃO DO CIRCUITO ELÉTRICO ALIMENTADOR 18
3.2 SIMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA E CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO 22
3.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DE AJUSTE DIAL DE TEMPO (TMS) 23
3.4 COMPARAR OS TMS DEFINIDOS PARA CADA RA, VALIDANDO A COORDENAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PROTEÇÃO DO CIRCUITO 24
4. RESULTADOS DA DISCUSSÃO 26
4.1 CARACTERIZAÇÃO DO CIRCUITO ELÉTRICO ALIMENTADOR 26
4.2 SIMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA E CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO 26
4.3 PARÂMETROS DE AJUSTE DIAL DE TEMPO (TMS) DOS RELIGADORES 27
4.4 COMPARAR OS TMS DEFINIDOS PARA CADA RA, VALIDANDO A COORDENAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PROTEÇÃO DO CIRCUITO. 28
5. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES 32
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 33

1. INTRODUÇÃO

Os circuitos alimentadores urbanos são construídos na média tensão, normalmente de 13,8 e 34,5 kV, eles fazem parte do sistema de distribuição de energia elétrica e transportam eletricidade das subestações até os consumidores finais. Esses circuitos se originam nas subestações de distribuição, onde a alta tensão das linhas de transmissão é reduzida por transformadores, e então distribuída pelos alimentadores para diferentes bairros ou regiões. (CASTILLO et al., 2021; TANG et al., 2022)

Os principais componentes de um circuito alimentador são os cabos ou linhas de distribuição (com a função de transportar a energia das subestações para os pontos de consumo); os Religadores Automáticos (RA), Disjuntores (DJ) e Chaves Seccionadoras (CS) (que protegem o circuito contra sobrecargas e curtos-circuitos e permitem a seccionamento para manutenção ou isolamento de falhas); e o postes e estruturas de suporte (que sustentam as linhas aéreas de distribuição). (MORÁN et al., 2020; CASTILLO et al., 2021)

Dentre os dispositivos de proteção também são comumente observadas as chave-fusíveis, que – juntamente com os Ras, DJs e CS, promovem a segurança operacional e a integridade do ramal alimentador. Esses dispositivos são essenciais para proteger o circuito contra sobrecorrentes e curtos-circuitos. (BARROS e CARVALHO, 2022; MOHAMMED e MAGSIPOC, 2021)

Um curto-circuito se constitui do contato indesejado entre dois pontos com diferentes potenciais elétricos, resultando em desvio de corrente (normalmente com valor alto) que pode causar danos à pessoas, aos equipamentos e ao sistema elétrico. Essa condição pode gerar calor extremo, faíscas, e até incêndios, colocando em risco a segurança das pessoas e a infraestrutura elétrica. (MORÁN et al., 2020)

Os curto-circuitos nos alimentadores podem ser causados por falhas de isolamento elétrico, por rompimento ou danos físicos aos cabos, por contato com árvores ou outros objetos, são mais comuns durante condições climáticas adversas, como tempestades e ventos fortes. (SINHA e GUPTA, 2021; RAHIMI e PRASAD, 2021)

Dentre as soluções apresentadas para mitigar os efeitos dos curtos-circuitos no sistema elétrico, surgem os relés de sobrecorrente instantânea e temporizada, que foram desenvolvidos para operar os disjuntores forçando-os à abertura rápida e automática. (ZIN et al., 2022; MEHER e DASH, 2022)

A abertura do disjuntor interrompe a falha, mas deixa as unidades consumidoras sem energia elétrica até que seja detectada a causa da falta, aplicada uma correção e reestabelecida a condição operativa pré-falta – que implica disjuntor fechado (ZHANG e LIU, 2022; SOUZA, 2021). Já o religamento automático surgiu como opção para as falhas momentâneas de energia, aquelas caracterizadas por faltas (na maioria temporárias). Nesses casos, os religadores promovem uma restauração automática e temporizada do sistema elétrico (JOAQUIM e TEIXEIRA, 2011, LEAO et al.; 2003).

Já para faltas permanentes, que não se extinguem sem uma intervenção, a coordenação e seletividade da proteção surgem como premissas conceituais que buscam aumentar a confiabilidade do sistema elétrico. A coordenação refere-se à capacidade dos dispositivos de proteção operarem de maneira sequencial e organizada, assegurando que apenas o dispositivo mais próximo à falha seja acionado. (MORÁN et al., 2020)

Enquanto a seletividade garante que apenas a parte do sistema diretamente afetada pela falha seja desconectada, minimizando a interrupção do fornecimento de energia e mantendo a integridade funcional dos demais trechos do sistema. (MORÁN et al., 2020)

Para promover a correta coordenação e seletividade do sistema de proteção tem sido usados programas computacionais para estruturação e seleção de indicadores de coordenação e seletividade (RAZAVI et al.; 2008).

O problema analisado nesse trabalho de conclusão de curso é verificar se as correntes de curto-circuito definidas por meio da modelagem de um circuito alimentador usando o software OpenDSS são adequadas para promover estudos de coordenação e seletividade do sistema de proteção.

O software OpenDSS é uma ferramenta de simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica de código aberto, desenvolvida pela Electric Power Research Institute (EPRI). Ele permite a modelagem e análise de sistemas de distribuição elétrica em condições de operação estática e dinâmica. Salles et al. (2019)

No tema pesquisado, Morán et al. (2020) usaram o OpenDSS para estudar a redução ativa de correntes de curto-circuito em sistemas de distribuição. Salles et al. (2019) aplicaram o software para a análise de impactos de geração distribuída na estabilidade de tensão. Já Zhang et al. (2021) empregaram o OpenDSS para avaliar a eficiência de diferentes estratégias de controle em microrredes. Justificando a escolha desse software nessa pesquisa.

1.1 JUSTIFICATIVA

A proteção dos sistemas elétricos de potência é essencial para minimizar as perdas e assegurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Além disso, desempenha um papel crucial na segurança dos equipamentos de potência. Estudos de coordenação e seletividade da proteção são vitais para definir ajustes ótimos para cada dispositivo de proteção em um circuito alimentador. (SOUZA, 2020)

Segundo Souza (2020), essas análises garantem a rápida extinção de defeitos, minimizam o desligamento de unidades consumidoras e preservam a integridade dos sistemas elétricos adjacentes. A implementação de proteções adequadas é fundamental para evitar interrupções no fornecimento de energia e garantir a eficiência operacional dos sistemas elétricos.

As correntes de curto-circuito podem submeter as redes de distribuição e os equipamentos das subestações a condições de estresse mecânico e térmico intensos. A manutenção dessas condições anormais por períodos prolongados pode comprometer de maneira irreversível os equipamentos, resultando em perdas financeiras significativas devido a danos materiais e indisponibilidade do sistema. Além disso, oferece riscos à integridade física das pessoas envolvidas (SMITH, 2019; JOHNSON, 2018).

Smith (2019) destaca a importância de uma proteção eficaz para evitar danos catastróficos aos equipamentos e garantir a segurança dos trabalhadores.

Estudos de coordenação e seletividade da proteção são elaborados para assegurar a continuidade da operação dos sistemas elétricos, isolando defeitos de maneira rápida e eficiente. Isso proporciona segurança para os usuários e confiabilidade para o sistema. Johnson (2018) enfatiza que a proteção seletiva permite

que apenas a parte do sistema diretamente afetada pelo defeito seja desconectada, minimizando o impacto nos consumidores e preservando a estabilidade do sistema elétrico.

Dessa forma, entende-se que a coordenação adequada dos dispositivos de proteção é etapa essencial do estudo de proteção, para manter a operação segura e confiável dos sistemas de distribuição (JOHNSON, 2018; SMITH, 2019).

1.2 OBJETIVOS DA PESQUISA

1.2.1. Objetivo geral

Apresentar estudos de ajuste de proteção dos religadores automáticos instalados no circuito alimentador Guararapes, da rede elétrica de média tensão (13,8 kV), instalado na subestação água verde, no município de Curitiba, Paraná; sob concessão da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), a partir do Banco de Dados Geral das Distribuidoras (BDGD), visando e a coordenação e seletividade desses equipamentos.

1.2.2. Objetivos específicos

a) Caracterizar o circuito elétrico do alimentador Guararapes usando os dados elétricos do alimentador obtidos na BDGD, por meio do software QGIS;
b) Simular o fluxo de potência e as correntes de curto-circuito do alimentador usando o software OpenDSS;
c) Definir os parâmetros de ajuste *dial* de tempo (TMS) dos RA, com base nos valores de curto-circuito obtidos;
d) Comparar os TMS definidos para cada RA, validando a coordenação dos elementos de proteção do circuito.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CIRCUITOS ALIMENTADORES E SUA PROTEÇÃO

Religadores automáticos são equipamentos que servem para interromper o suprimento energético, capazes de operar com interrupção e restabelecimento de um circuito, enquanto ocorre alguma falha no sistema (MAMEDE FILHO; 2013).

Sendo capaz de interromper o circuito durante algum tipo de defeito, o religador executa a abertura e fechamento de seus contatos quantas vezes forem necessárias, com o objetivo de proteger o sistema de alguma falha que esteja ocorrendo, como um curto-circuito. Seus interruptores permanecem emergidos em óleo ou ficam sob vácuo, sendo uma ferramenta adequada para evitar a sobrecarga dos elos fusíveis, por exemplo (GUIGUER,1988; ELETROBRÁS, 1982).

Sendo evidente que o reativador é um mecanismo eficaz para proteger o sistema de fornecimento elétrico, e muito útil, servindo de opção para relés e fusíveis que interrompiam por completo a disponibilização de eletricidade, sendo que esses equipamentos não são capazes de distinguir uma falta permanente de uma falta transitória, algo possibilitado pelos reativadores automáticos (SOUZA, 2021).

Quando é identificado um excesso de corrente no circuito, o religador interrompe a oferta de eletricidade abrindo seus contatos e, após um período determinado, os contatos se fecham imediatamente com o objetivo de restabelecer a energia. Se houver a identificação de falta, o sistema é reaberto novamente, e esse processo é feito por 3 vezes, a fim de que se houver falta transitória ela passe. Caso não passe após 3 vezes, eles são abertos definitivamente (SOUZA, 2021).

O Religador pode combinar quatro operações exemplificadas a seguir:

a) Uma operação rápida e três operações lentas (1R + 3L)
b) Duas operações rápidas e duas operações lentas (2R + 2L)
c) Três operações rápidas e uma operação lenta (3R + 1L)
d) Todas as operações rápidas (3R)
e) Todas as operações lentas (3L)

Falhas na rede de distribuição elétrica devem ser estudadas para que se minimize e controle os danos que elas podem causar, com o intuito de manter o

sistema confiável. Estruturar um sistema que leve em consideração todas as potenciais falhas que sejam detectadas é uma tarefa difícil e economicamente inviável. Como alternativa, pode-se elaborar um sistema que detecte as condições de anormalidade, possibilitando tomar medidas apropriadas para solucioná-las. As ações dependerão do modelo de dispositivo que está efetuando a proteção e das condições do ambiente em que o dispositivo está instalado (SOUZA, 2021).

Em uma Subestação de distribuição os alimentadores demandam dispositivos de segurança, como o disjuntor sob comando de relés com sobrecorrente de fase e neutro, agregados a um relé de religamento (funções: 50/51; 50/51N e 79).

O Reativador é equipado com transformadores de corrente do tipo bucha, câmara para extinção de arco elétrico, bobina de operação em série e unidade de controle composta por relés de sobrecorrente de fase e neutro, além de outros componentes essenciais para seu funcionamento, como sistema de controle eletrônico que executa todas as funções de religamento automático (MAMEDE E FILHO; 2013).

Por serem mais ágeis e práticos em relação aos disjuntores comandados por relés de sobrecorrente, os religadores foram implementados no lugar dos disjuntores instalados nas subestações, assim reduzindo custos. Nesse contexto os religadores se tornam a melhor opção em relação aos equipamentos de seccionamento para instalação fixa no solo, assim tendo atributos para operar a proteção de diversos alimentadores nas subestações. (MAMADE FILHO, 2013).

A sincronização de dois religadores é determinada pelo exame das relações entre as curvas de tempo e corrente, e pela menor corrente de atuação dos religadores. Além disso, o religador secundário não deve ativar na região de curva lenta para um valor de falta dentro da zona de proteção compartilhada. Embora a ativação simultânea nas curvas rápidas seja permitida, a seletividade é crucial nas curvas temporizadas (com uma diferença mínima de 0,2 segundos), garantindo que não haja operações simultâneas dos religadores (SOUZA, 2021).

Quanto à coordenação com curvas rápidas, o religador a jusante será o primeiro a operar, seguido pelo religador a montante (SOUZA, 2021). Para assegurar a sincronização dos religadores, é necessário que o relé seja incorporado e suas funções de sobrecorrente de fase e neutro encontrem-se sincronizadas. Para essa sincronização, é crucial ter conhecimento sobre o intervalo de aguardo para a ativação do segundo elemento de proteção, conhecido como intervalo de tempo de

coordenação (ITC), que varia conforme o tipo de relé, a velocidade das chaves seccionadoras e demais variáveis do sistema de proteção. Geralmente, o intervalo utilizado para relés eletromecânicos é de 0,3 a 0,4 segundos, em comparação com os relés de proteção baseados em microcontroladores é de aproximadamente 0,1 a 0,2 segundos. (MANSOUR; MEKHAMER; ELKHARBEW, 2007)

Para garantir a sincronização dos relés direcionais de sobrecorrente, é essencial que o intervalo de tempo de coordenação (ITC) seja menor que a diferença entre o tempo de operação do relé secundário e o tempo de operação do relé primário.

A tentativa de buscar uma sincronização eficiente deve considerar critérios como: configuração de equipamentos de ajuste, restrições de coordenação estabelecidas por normas e eficiências dos equipamentos de segurança e dos componentes protegidos (BERNARDES; ASADA; RAMOS, 2012).

2.2 A BASE DE DADOS GEOGRÁFICOS DAS DISTRIBUIDORAS (BDGD)

No BDGD existem informações que são enviadas pelas concessionárias ou permissionárias, obedecendo uma estrutura e conteúdo estabelecido. Sua estrutura está dividida em duas partes: as entidades geográficas (ou não). Entidade é um modelo abstrato de dados com o objetivo de representar redes, estruturas, equipamentos e acessantes.

Entidades geográficas apresentam feições geográficas e estruturas de informação, que serão representadas geograficamente. Sendo que cada uma recebe um nome, uma sigla e o modo de feição.

O BDGD da concessionária ou permissionária deve ser enviado à ANEEL em formato de arquivo digital, com as opções de *shapefile* (shp) ESRI ou GML *simple features* no nível SF-0.

Com relação ao uso do BDGD nas pesquisas, Udaeta (2023) explorou a implementação de usinas virtuais de energia e seus impactos econômicos e técnicos nos sistemas elétricos brasileiros. Pew Research Center (2024) apresentou a integração de veículos elétricos nas redes de distribuição. Por fim, McLaughlin (2023) discutiu a escassez de transformadores elétricos nos EUA e suas implicações, fazendo paralelos com dados de distribuição do BDGD no Brasil.

Uma vez obtido esse arquivo, pode ser acessado com o software QGIS.

2.3 SOFTWARE Quantum GIS (QGIS)

O QGIS é um sistema de informação geográfica (SIG) de código aberto, amplamente utilizado para a visualização, edição e análise de dados geoespaciais. Sua interface intuitiva facilita a manipulação de diversos tipos de dados vetoriais e raster, tornando-o acessível tanto para iniciantes quanto para profissionais experientes. Compatível com múltiplos formatos, o QGIS é uma ferramenta versátil para projetos de mapeamento e análise espacial em várias indústrias.

A capacidade de edição do QGIS é robusta, permitindo a criação e modificação de pontos, linhas e polígonos com facilidade. Além disso, suas ferramentas de análise espacial oferecem funcionalidades avançadas, como análise de proximidade e sobreposição, integrando-se perfeitamente com bibliotecas como GDAL e GRASS. Essas características tornam o QGIS ideal para realizar complexas tarefas de geoprocessamento de maneira eficiente.

Um dos pontos fortes do QGIS é sua extensibilidade através de plugins. A comunidade ativa de desenvolvedores contribui com uma vasta biblioteca de plugins que adicionam funcionalidades específicas, atendendo a diversas necessidades de usuários. Além disso, o QGIS suporta scripts em Python, permitindo automação e personalização de tarefas, o que aumenta ainda mais sua flexibilidade e poder de aplicação em projetos geoespaciais.

Na criação de mapas, o QGIS oferece ferramentas avançadas de cartografia, incluindo opções detalhadas de simbologia, rotulagem e layout de impressão. Seu suporte a múltiplos sistemas de referência de coordenadas (SRC) e transformação de coordenadas garante a precisão e a compatibilidade dos dados geoespaciais. Essas funcionalidades fazem do QGIS uma escolha popular para profissionais que necessitam produzir mapas de alta qualidade e realizar análises geográficas detalhadas.

Um estudo do Indepth Research Institute (2023) explorou como o QGIS pode ser usado no planejamento e design de redes elétricas, focando na coleta, processamento e análise de dados espaciais para otimização de redes elétricas. O estudo destaca a integração de dados espaciais com princípios de design de rede elétrica e a aplicação de técnicas GIS para otimização de planejamento de redes.

Esri (2023) discutiu o uso de sistemas GIS, incluindo o QGIS, para o mapeamento e análise de utilidades elétricas. Ele abordou como as tecnologias GIS

estão sendo utilizadas para a modernização da rede, gerenciamento de ativos, operações e conformidade de segurança.

CEECT (2024) explorou o uso do QGIS na análise e controle de conversores de potência avançados e sistemas de proteção elétrica. O artigo enfatizou a importância de GIS para o gerenciamento e otimização de sistemas de energia elétrica modernos.

2.4 SOFTWARE OPENDSS

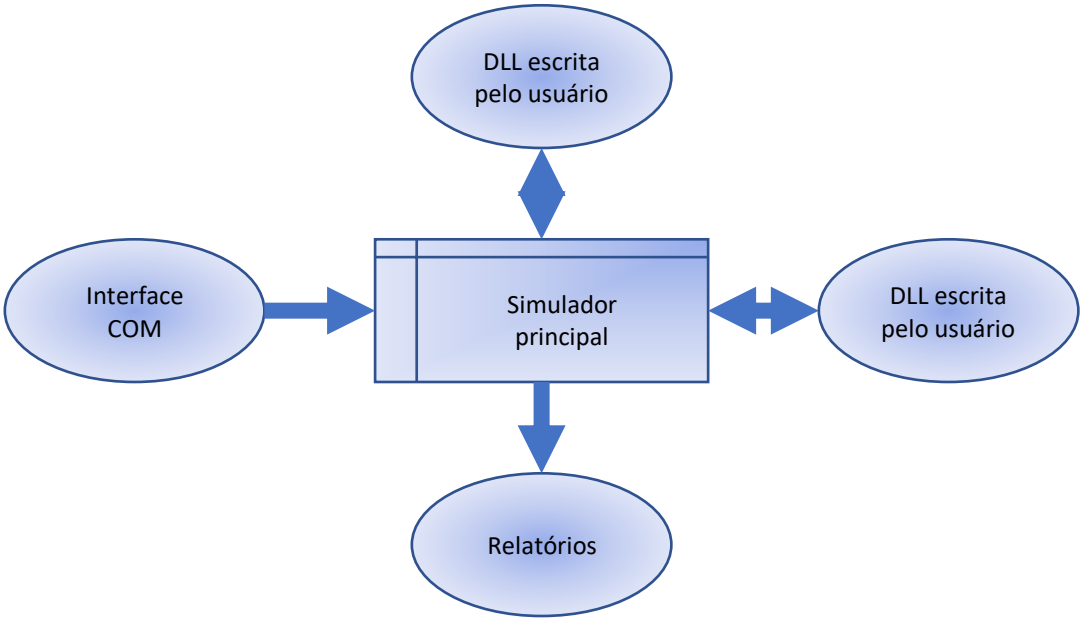
O Open Distribution System Simulator (OpenDSS) é um software livre com objetivo de realizar estudos técnicos associados com redes inteligentes de forma padronizada, e ele realiza estudos diversos em sistemas de fornecimento, como por exemplo: curtos-circuitos, fluxo de potência e harmônicos (SEXAUER, 2016).

Em 1997 a empresa Electrotek Concepts, que realiza consultoria em sistemas de potência e desenvolve softwares, desenvolveu o OpenDSS. Posteriormente em 2004 a empresa EPRI Solutions adquiriu os direitos do software, onde em 2008 viria a se tornar um programa de código aberto (SEXAUER, 2016).

Com a crescente popularização da geração distribuída, se fez necessário o desenvolvimento dessa ferramenta a fim de auxiliar os engenheiros para uma melhor análise e realização de estudos profundos na área. Porém, o software se destaca hoje em dia devido aos novos conceitos de smart grids (redes inteligentes) com novas funcionalidades que foram desenvolvidas, algo que faz do OpenDSS uma ferramenta útil e versátil para as simulações na área do fornecimento de eletricidade (SILVA JUNIOR,2010).

A estrutura do OpenDSS, evidenciada na Figura 1, objetiva criar uma ferramenta com interface acessível em diferentes níveis de usuário.

Figura 1 - Estrutura do OpenDSS



Fonte: Adaptado de Dugan (2013)

Sendo baseado em linhas de códigos de comando, com a possibilidade de serem executados pelo usuário, em um arquivo de texto ou de programas externos. Sua estrutura que define os dados, os elementos dos circuitos e sua interface foram desenvolvidas na linguagem orientada à objetos Pascal, e as soluções para os cálculos foram desenvolvidas nas linguagens C e C++ (SEXAUER, 2016).

O OpenDSS permite utilizar o component Object Model (COM) da Microsoft, isso faz com que se desenvolva e possa ser executado outras soluções através de programas de terceiros. A interface é passível de controle autônomo de qualquer sistema de armazenamento de informações que caracterizam um circuito. Programas como o MATrix LABoratory (MATLAB), python, dentre outros, podem controlar o OpenDSS (FREITAS,2015).

3. MATERIAIS E MÉTODO

O circuito alimentador escolhido para esse estudo foi o Guararapes, instalado na subestação água verde, no município de Curitiba, Paraná. A Figura 2 mostra a região atendida pelo alimentador Guararapes.

Figura 2 - Imagem de satélite apresentando a região atendida pelo alimentador Guararapes

Fonte: Adaptado de Google Maps (2022)

O estudo usou dados de fonte secundária uma vez que os dados da rede elétrica de média tensão (13,8 kV) foram obtidos do Banco de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD) da ANEEL.

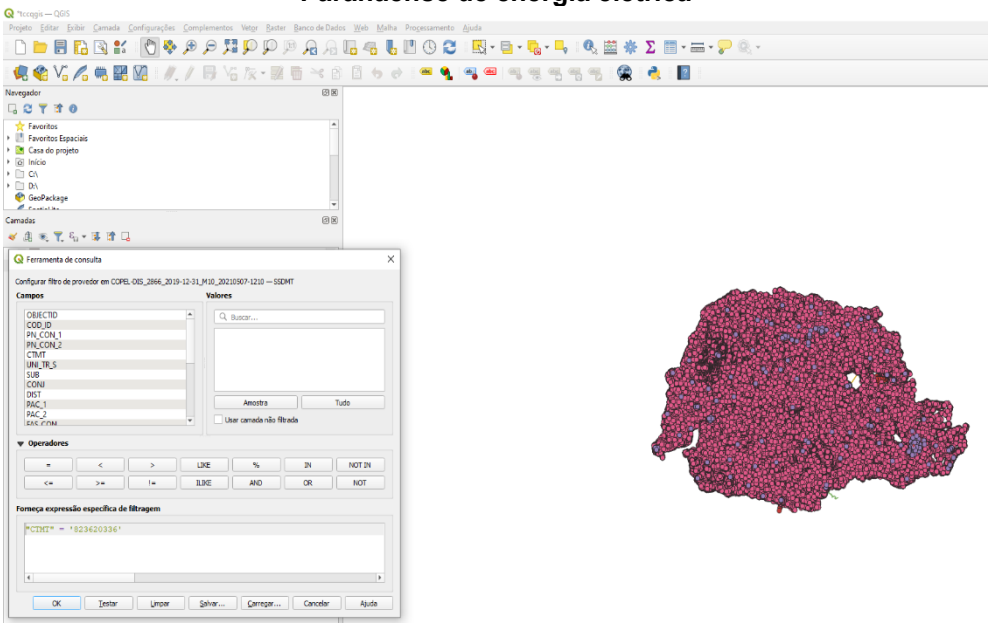
A metodologia seguiu Souza (2001), que analisou uma rede real na cidade de Uberlândia (MG) e concluiu ser possível realizar tais estudos envolvendo religadores e utilizando ferramentas como softwares QGIS e OpenDSS.

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO CIRCUITO ELÉTRICO ALIMENTADOR

Os dados do alimentador foram obtidos a partir do Banco de Dados Geral das Distribuidoras (BDGD). Esses dados foram disponibilizados em arquivos do tipo CSV,

abertos no Software de georreferenciamento QGIS, A Figura 3 mostra a tela do software QGIS com os dados extraídos do arquivo CSV fornecido pela ANEEL.

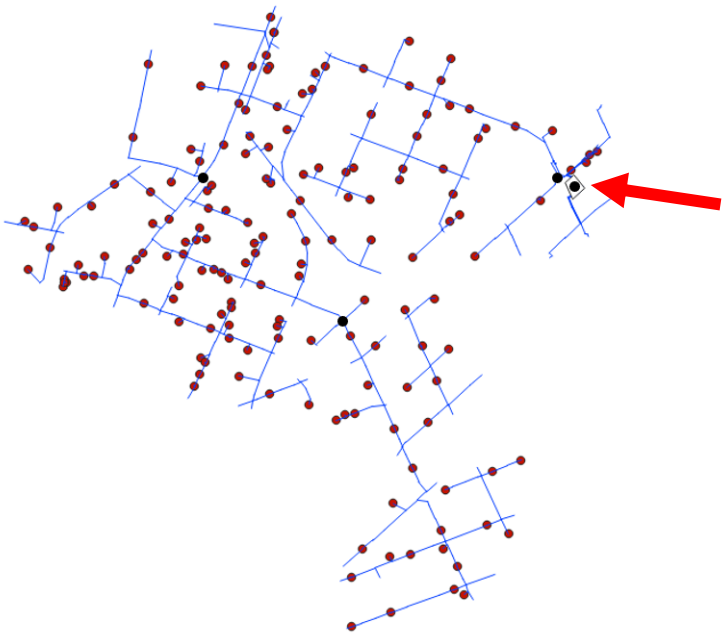
Figura 3 – Apresentação dos dados do BDGD contidos no arquivo da Concessionária Paranaense de energia elétrica



Fonte: Adaptado de QGIS (2022)

Seguindo a metodologia de Souza (2021), uma aproximação (Zoom +) e aplicação dos filtros: SSDAT, SUB, UNTRBT, SSDMT, UNTRAT e UNSEMT no software QGIS foram ações necessárias para localização e caracterização do alimentador pesquisado, como apresentadas na Figura 4.

Figura 4 – Circuito elétrico do Alimentador Guararapes



Fonte: Adaptado de QGIS (2022)

Na Figura anterior foi destacado com a seta vermelha o início do alimentador (no canto superior direito). As retas na cor azul representam os condutores do circuito do alimentador, e os pontos vermelhos são indicações de transformadores rebaixadores de tensão (da média para baixa tensão) ou transformadores de distribuição.

Conforme a metodologia proposta por Souza (2021), todo o circuito dentro da subestação será considerado como um equivalente de Thevenin.

O Software QGIS foi usado para a obtenção dos parâmetros elétricos dos transformadores e dos trechos das redes de distribuição. A coleta dos dados das redes foi obtida selecionando, primeiramente, a camada SEGCON no Software QGIS, de onde foram coletadas as informações dos condutores (Resistência elétrica: R1; Impedância de sequência positiva: X1; e Corrente máxima: CMAX).

Após isso, foi selecionada a camada SSDMT em que foram apresentadas as informações das linhas do circuito: Comprimento dos condutores (COMP). Uma vez combinados esses parâmetros elétricos são apresentados na

Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros elétricos da rede de distribuição, obtidos no BDGD e extraídos no QGIS

COD_ID	R1 (Ω/*km*)	X1 (Ω/*km*)	CMAX (A)	COMP (m)
Cabo 1	2,18	0,3873	90	45,67
Cabo 2	0,49	0,3304	235	107,44
Cabo 3	1,37	0,3766	107	30,83
Cabo 4	0,31	0,3128	314	18,59
Cabo 5	0,2	0,2913	419	359,87
Cabo 6	0,31	0,3304	360	985,61
Cabo 7	0,44	0,3447	175	710,39
Cabo 8	0,1	0,3832	883,5	1.314,54
Cabo 9	0,036	0,036	519	3.961,94
Cabo 10	0,19	0,2919	308	2.109,25

Fonte: Adaptado de ANEEL (2019)

A coleta dos dados dos transformadores de distribuição foi obtida selecionando a camada UNTRD. Os dados obtidos foram as potências nominais (POT_NOM); as perdas totais (PERD_TOTAIS); e as perdas a vazio (PERD_FERRO). A tabela 3 mostra alguns transformadores e os atributos deles.

O parâmetro percentual de Perda com Carga (PL) foi obtido pela relação das perdas totais pela potência nominal do transformador, conforme apresentado na Equação 1.

$$PL = \frac{Perdas\ Totais}{Potência\ Nominal}\ x\ 100\% \qquad 1$$

O parâmetro percentual de Perda a vazio (PV) foi obtido pela relação das perdas a vazio pela potência nominal do transformador, conforme apresentado na Equação 2.

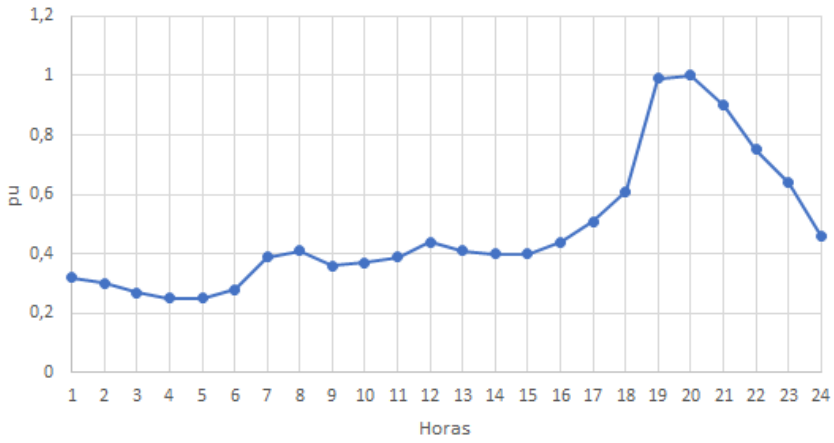
$$PV = \frac{Perdas\ Vazio}{Potência\ Nominal}\ x\ 100\% \qquad 2$$

A impedância percentual dos transformadores, vistas do primário (X_{HL}), foram retiradas dos catálogos da fabricante WEG e apresentadas por Silva (2021), que indicou X_{HL} = 3,5 para transformadores com potência inferior a 300 kVA; X_{HL} = 4,5 para os transformadores com potência entre 300 kVA e 500 kVA; e X_{HL} = 5 para transformadores com potência superior a 500 kVA.

3.2 SIMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA E CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

O fluxo de potência e as correntes de curto-circuito foram simuladas no Software OpenDSS. Foram lançadas as barras (pontos de conexão e/ou derivação) do alimentador e a rede elétrica. Em seguida foi lançada a carga de cada transformador (considerada igual para todos) usando a curva diária de carga sugerida por Feltrin (2016), apresentada na Figura 5, como padrão para consumidores residenciais.

Figura 5 – Curva diária de carga, estimada para consumidores residenciais em dias úteis



Fonte: Adaptado de Feltrin (2016)

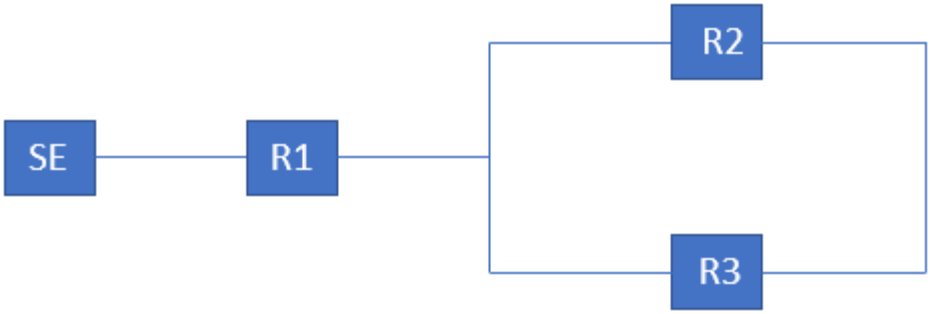
O perfil de carga diária dos transformadores foi configurado no software OpenDSS por meio do comando *loadshape*, definindo, arbitrariamente, as cargas conectadas nos secundários dos transformadores com fator de potência de 0,92; por meio do comando *redirect*.

Em seguida, foram encontradas, por meio do relatório do OpenDSS, as correntes fase-terra, fase-fase e de curto-circuito trifásico em todas as barras do sistema, e foram selecionados – para estudo de coordenação – os pontos de menor valor de correntes de curto-circuito.

3.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DE AJUSTE DIAL DE TEMPO (TMS)

Para definir os ajustes de tempo do alimentador foi apontada a disposição dos religadores a fim de construir um circuito simplificado para facilitar a interpretação dos ajustes escolhidos, como mostra a Figura 6.

Figura 6 – Circuito resumido da disposição dos religadores no alimentador



Fonte: Autoria Própria

Com base na figura, constatou-se necessária a coordenação entre os religadores, na ordem estabelecida:

a) Religador de distribuição R1 com religador de distribuição R2
b) Religador de distribuição R1 com religador de distribuição R3
c) Religador de distribuição R1 com religador de distribuição SE

Conforme indicado por Mamede Filho (2018), foram consideradas as configurações iniciais, nos disjuntores e religadores, por curvas IEC inversas (ajuste de 0,01 no seletor) para correntes de curto-circuito (operações rápidas) e curvas IEC muito inversas (ajuste de 0,1 no seletor) para sobrecorrentes (operações mais lentas).

Os parâmetros de ajuste dial de tempo (TMS) foram ser previstos para todos os elementos de proteção conectados em série na rede elétrica do alimentador, foi considerado usar o menor TMS possível para os elementos mais distantes da subestação, com incremento sequência de 500 ms em cada elemento subsequente, conforme sugerido por Mamede Filho (2018).

Respeitando-se ainda as Equações 3 e 4 apresentadas por Mamede Filho (2018) e Souza (2021)

$$I_{corrente\ de\ fase} \leq I_{admissível\ do\ cabo}$$

$$I_{ajuste\ de\ fase} \leq \frac{I_{CCff}}{fs} \quad (4)$$

Onde: $I_{admissível\ do\ cabo}$ é a capacidade de condução de corrente admissível pelo condutor; $I_{ajuste\ de\ fase}$ é a corrente de ajuste de fase ou pick-up; I_{ccff} é a menor corrente de curto-circuito bifásico (fase-fase) encontrada na zona de proteção avaliada; e fs é o fator de segurança (adotado fs = 1,2).

A corrente de ajuste de neutro é determinada pela equação 5.

$$I_{ajuste\ de\ terra} \leq \frac{I_{CCft}}{fs} \quad (5)$$

Onde: $I_{ajuste\ de\ terra}$ é a corrente de ajuste de terra ou pick-up; I_{ccft} é a menor corrente de curto-circuito monofásico (fase-terra) encontrada na zona de proteção avaliada; e fs é o fator de segurança (adotado fs = 1,2).

Conforme Souza (2021) a unidade de proteção instantânea (curto-circuito) deve ser ajustada para um valor 1,2 x $I_{falta\ trifásica}$ e 1,2 x $I_{falta\ monofásica}$ no religador de média tensão instalado a jusante da subestação (condição válida sempre que I_{cc} < 3000 A.

Para determinar o tempo de restabelecimento foi estipulado o intervalo de 30 s, conforme metodologia de Souza (2021).

Conforme Souza (2021), para ajustar o intervalo entre dois comandos de religamento automático, os ajustes estipulados foram de 10 s para o primeiro comando e 20 s para o segundo comando. Se o religador for programado para três comandos automáticos, o tempo para o terceiro comando também será de 20 s.

3.4 COMPARAR OS TMS DEFINIDOS PARA CADA RA, VALIDANDO A COORDENAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PROTEÇÃO DO CIRCUITO

A comparação dos parâmetros foi feita a partir do religador analisado com seu montante, inicialmente foram calculados os tempos de resposta (tr) adotando as curvas IEC muito inversas (conforme a Equação 6) para sobrecorrentes e os TMS = 0,1 s para todos os religadores. Em seguida foi calculada a diferença entre os tempos de resposta (∆tr) do religador a montante e a jusante.

$$tr = TMS\ x\ \frac{13{,}5}{\left(\frac{i}{i_{pick\ up}}\right)^{1} - 1} \quad (6)$$

Os religadores foram considerados coordenados quando os intervalos de tempos de resposta (∆tr) foram maiores que 0,2 s.

Havendo casos de não coordenação do circuito, o TMS foi incrementado em 0,1 s e novos cálculos de tempo de resposta foram realizados, e essa rotina foi repetida até que o intervalo de tempo entre o religador a jusante e o religador a montante (∆tr) fosse maior que 0,2 s.

Procedimento similar foi adotado para cálculo das correntes de curto-circuito, porém considerando as curvas IEC inversas (conforme a Equação 7).

$$tr = TMS\ x\ \frac{0{,}14}{\left(\frac{i}{i_{pick\ up}}\right)^{0{,}02} - 1} \qquad 7$$

4. RESULTADOS DA DISCUSSÃO

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO CIRCUITO ELÉTRICO ALIMENTADOR

Os dados do alimentador obtidos na BDGD foram lançados e tratados no software QGIS. Foi possível caracterizar o circuito elétrico do alimentador Guararapes com relação às grandezas: Potência nominal (kVA); Quantidade instalada (adimensional); Perdas a vazio (W); e Perdas totais (W), os dados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Características elétricas do alimentador Guararapes

Potência nominal (kVA)	Quantidade instalada	Perdas a vazio (W)	Perdas totais (W)	Perdas com carga (%)	Perdas sem carga (%)
30	1	150	695	0,5	2,31
45	15	195	945	0,43	2,1
75	55	295	1395	0,39	1,86
113	58	485	2335	0,42	2,06
150	14	485	2335	0,32	1,55
225	5	650	3260	0,28	1,44
226	2	970	4670	0,42	2,06
300	6	810	4060	0,27	1,35
500	8	1640	6560	0,32	1,31

Fonte: Adaptado de ANEEL (2019)

Na tabela anterior, a quantidade de transformadores foi obtida no BDGD e extraídos por meio do QGIS; já as perdas totais e à vazio e totais foram obtidas usando a metodologia e os dados de fabricante apresentados por Souza (2021). As perdas percentuais – com carga e sem carga – foram calculadas pelo autor.

4.2 SIMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA E CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A barras do alimentador foram analisadas no QGIS, e escolhidas conforme o condutor, cujo valor de corrente nominal estabelece os limites operacionais da rede (A). As correntes de curto-circuito (monofásico, bifásico e trifásico) foram apresentadas por meio da simulação do OpenDSS, como apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Barras do sistema alimentador Guararapes com os menores valores de corrente de curto-circuito, dados obtidos no BDGD, extraídos no QGIS e simulados no OpenDSS

Barras escolhidas	Corrente nominal da rede (A)	Curto-Circuito monofásico (A)	Curto-Circuito bifásico (A)	Curto-Circuito trifásico (A)
B-001	883,50	13.114	14.240	16.444
B-002	883,50	2.697	3.083	3.184
B-83	360,00	2.090	2.043	2.487
B-95	419,00	2.060	2.070	2.489
B-87	419,00	2.225	2.218	2.618
B-300	519,00	2.137	2.107	2.512

Fonte: Adaptado de ANEEL (2019)

4.3 PARÂMETROS DE AJUSTE DIAL DE TEMPO (TMS) DOS RELIGADORES

Para realizar o ajuste das correntes de fase do religador da SE foi considerada a máxima corrente admitida na saída da subestação (cabo 8) de 883,50 A e o menor valor de corrente de curto-circuito bifásico de 2.043,00 A (na barra B-002) que deve ser relacionado ao Fs de 1,2 e considerado como 1.702,50 A. Dessa forma foi verificado que o ajuste das correntes de fase do religador deve ser parametrizado por valor menor que 883,50 A.

O ajuste de corrente da unidade instantânea de fase foi definido como 20% acima da corrente de curto-circuito trifásico, no ponto de proteção a jusante da Subestação (no circuito em estudo, a Barra 002). Dessa forma foi verificado que o ajuste da unidade instantânea de fase do religador deve ser parametrizado por valor menor que 3.820,80 A.

Para realizar o ajuste das correntes de neutro foram considerados os critérios de corrente máxima de ajuste de terra equivalente a 30% de corrente de fase, ou seja, 264,00 A; e ser menor que o valor mais baixo de curto-circuito monofásico (apresentado na Tabela 3) de 2.060,00 A. Dessa forma foi verificado que o ajuste das correntes de neutro do religador deve ser parametrizado por valor menor que 264,00 A.

O ajuste de corrente da unidade instantânea de neutro foi definido como 20% acima da corrente de curto-circuito monofásico, no ponto de proteção a jusante da Subestação (no circuito em estudo, a Barra 002). Dessa forma foi verificado que o ajuste da unidade instantânea de fase do religador deve ser parametrizado por valor menor que 3.236,40 A.

Usando metodologia similar à aplicada no religador da SE, os ajustes das correntes de fase dos religadores R1, R2 e R3. Os resultados foram apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Barras do sistema alimentador Guararapes com os menores valores de corrente de curto-circuito, dados obtidos no BDGD, extraídos no QGIS e simulados no OpenDSS

Barras escolhidas	**SE**	**R1**	**R2**	**R3**
Corrente máxima de fase do religador (A)	883,50	519,00	419,00	360,00
Ajuste de corrente das unidades instantâneas de fase	880,00	515,00	400,00	340,00
Corrente de neutro do religador (A)	264,00	148,50	120,00	102,00
Ajuste de corrente das unidades instantâneas de neutro	50,00	45,00	40,00	35,00
Ajuste do primeiro - segundo religamentos automáticos	10 – 20	10 – 20	10 – 20	10 – 20

Fonte: Autoria Própria

4.4 COMPARAR OS TMS DEFINIDOS PARA CADA RA, VALIDANDO A COORDENAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PROTEÇÃO DO CIRCUITO.

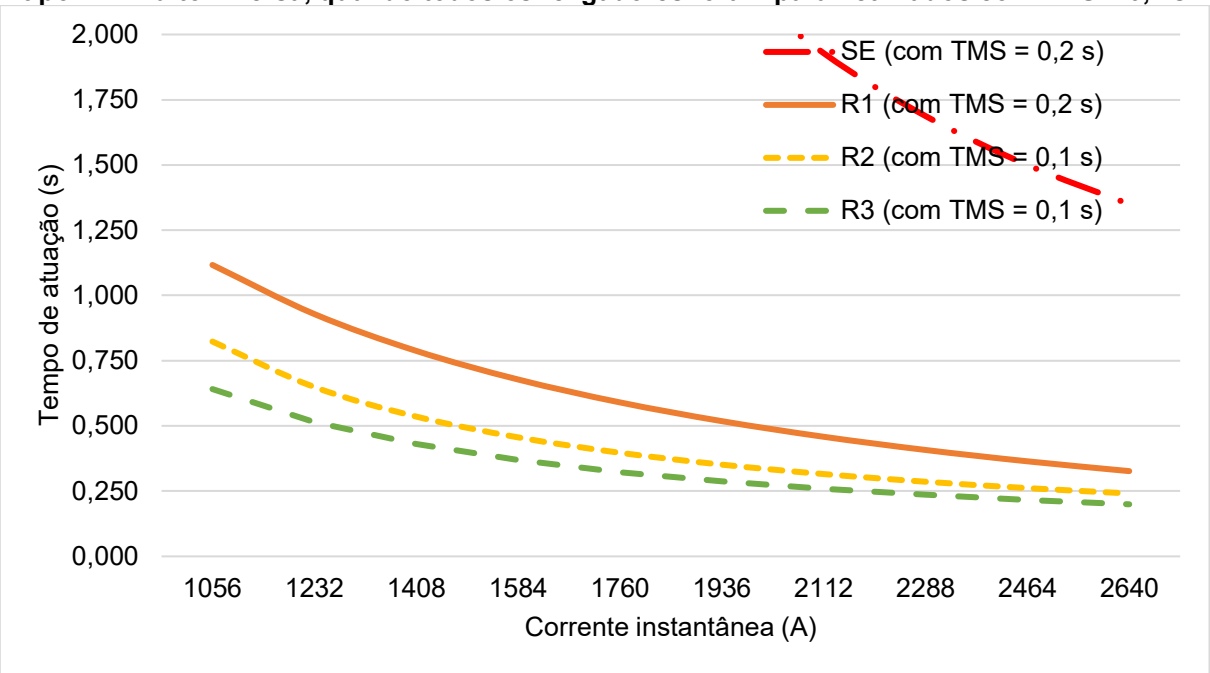
Seguindo a metodologia apresentada por Souza (2021), a coordenação entre religadores acontece quanto a corrente de fase do religador a jusante é menor que a corrente de fase do religador a montante. Comparação similar se faz com a corrente de neutro.

Além disso, o tempo de resposta do religador a montante deve ser 200 ms mais lento que o religador a jusante, para o mesmo valor de sobrecorrente. Foram analisados as correntes e os tempos de resposta dos religadores considerando:

a) O Religador R3 como jusante do Religador R1;
b) O Religador R2 como jusante do Religador R1; e
c) O Religador R1 como jusante do Religador SE.

Quando usado o TMS de 0,1 s para todos os religadores foram obtidos os resultados da simulação, quando selecionada a curva de proteção IEC Muito inversa, conforme apresentados na Figura 7. Foi possível constatar que o religador R1 atua de forma mais rápida que os religadores R2 e R2 para qualquer intervalo de sobrecorrente, mostrando falta de coordenação e tornando esse ajuste inviável para o sistema de proteção.

Figura 7 – Curvas de tempo de atuação dos religadores em função da corrente instantânea, do tipo IEC muito inversa, quando todos os religadores foram parametrizados com TMS = 0,1 s

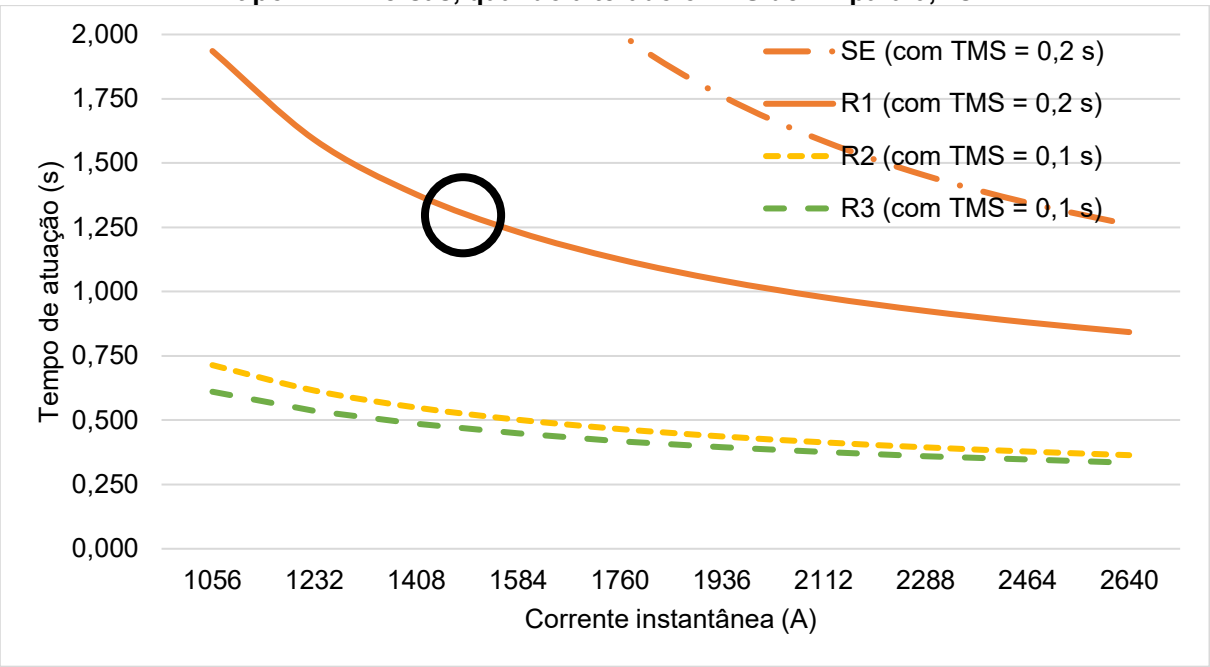


Fonte: Autoria Própria

Da figura anterior foi possível constatar que, devido ao intervalo de tempo de atuação menor que 200 ms - não houve coordenação entre R1 e R2, bem como entre R1 e R3 para a curva IEC muito inversa. Já para parametrização na curva IEC inversa foi verificado, por meio da simulação, que não houve coordenação apenas entre os religadores R1 e R2.

Tendo obtido esse resultado nas simulações, o passo seguinte foi ajustar o TMS do religador R1 para 0,1 s – mantendo os valores de TMS dos outros religadores em 0,1 s. os resultados mostraram falta de coordenação entre as proteções do religador R1 e seu montante (o religador SE) a partir do terceiro múltiplo da corrente do R1 (ou seja, quando Ii = 3 x $In_{_R1}$) para a curva IEC inversa; como apresentado na Figura 8. Essa característica torna esse ajuste inviável para o sistema de proteção.

Figura 8 – Curvas de tempo de atuação dos religadores em função da corrente instantânea, do tipo IEC inversas, quando alterado o TMS de R1 para 0,2 s



Fonte: Autoria Própria

Após alteração do TMS do religador R1, foi possível constatar coordenação entre R1 e R2 para as curvas IEC muito inversa e IEC inversa, com intervalos de tempo de: 279,61 e 975,84 ms (respectivamente). Entre R1 e R3 para as curvas IEC muito inversa e IEC inversa, com intervalos de tempo de: 475,7 e 1.324,99 ms (respectivamente).

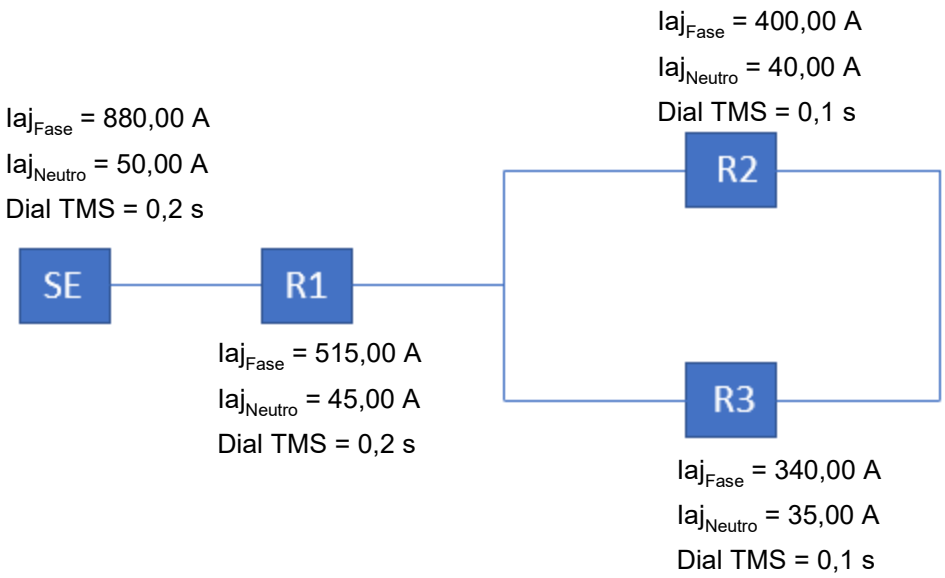
Analisando os tempos de atuação dos religadores SE e R1 constatou-se 1.009,7 s para a curva IEC muito inversa e a falta de coordenação - destacada pela circunferência na figura - para a curva IEC inversa

Em seguida foi alterado o TMS do religador SE para 0,2 s, tendo como resultados todos os intervalos de atuação de proteção entre religadores montantes e jusantes maiores que 200 ms. Sendo possível constatar coordenação entre R1 e R2 para as curvas IEC muito inversa e IEC inversa, com intervalos de tempo de: 279,61 e 975,84 ms (respectivamente).

Também foi constatada a coordenação entre R1 e R3 para as curvas IEC muito inversa e IEC inversa, com intervalos de tempo de: 475,7 e 1.324,99 ms (respectivamente) e, por fim, foi constatada a coordenação entre SE e R1 para as curvas IEC muito inversa e IEC inversa, com intervalos de tempo de: 2.697,2 e 1.135,70 ms (respectivamente).

Desta forma, a parametrização dos religadores do circuito alimentador Guararapes - necessária para a coordenação dos religadores existentes nesse circuito - de ser: TMS_{SE} = 0,2 s; TMS_{R1} = 0,2 s; TMS_{R2} = 0,1 s; e TMS_{R3} = 0,1 s, como mostra a Figura 9.

Figura 9 – Parâmetros para coordenação dos religadores do circuito alimentador Guararapes



Fonte: Autoria Própria

5. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Este trabalho de conclusão de curso objetivou apresentar estudos de ajuste de proteção dos religadores automáticos instalados no circuito alimentador Guararapes, visando e a coordenação e seletividade dos religadores de proteção existentes nesse circuito.

O circuito Guararapes encontra-se instalado na subestação água verde, no município de Curitiba, Paraná e está sob concessão da Companhia Paranaense de Energia (COPEL).

Os dados foram obtidos a partir do Banco de Dados Geral das Distribuidoras (BDGD) sendo possível concluir que:

a) Foi possível caracterizar o circuito elétrico do alimentador Guararapes usando os dados elétricos do alimentador obtidos na BDGD, por meio do software QGIS. Os dados obtidos do BDGD foram a potência nominal, a quantidade instalada e as perdas a vazio e totais;
b) Foi possível simular o fluxo de potência e as correntes de curto-circuito do alimentador usando o software OpenDSS. Destacando-se as correntes nominais e de curto-circuitos (monofásica, bifásica e trifásica);
c) Foi possível utilizar os dados obtidos das simulações anteriores e calcular os parâmetros de ajuste dial de tempo (TMS) dos RAs; e
d) Os tempos de atuação foram observados para diferentes valores de TMS, aplicados a cada RA, sendo possível validar a coordenação dos elementos de proteção do circuito.

São recomendações desse estudo: analisar a coordenação da proteção de outros circuitos alimentadores de 13,8 kV, também de 34,5 kV e buscar comparações entre os dados existentes no BDGD com os realmente instalados nas concessionárias distribuidoras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. PRODIST módulo 10, Resolução Normativa nº 730/2016

ANEEL. Energia no Brasil e no Mundo parte I. 2017. Acesso em: 01 de Dezembro de 2020

ANZANELLO, José David. Análise da microgeração fotovoltaica em um sistema de distribuição utilizando o OpenDSS. 2017. Simpósio brasileiro de automação inteligente – Porto Alegre.

BARROS, L. B.; CARVALHO, R. L. Programmable protective device for LV distribution system protection. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023. Disponível em: https://pcmp.springeropen.com/articles/10.1186/s41601-023-00258-9.

BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N.; RAMOS, M. J. Ajuste otimizado de relés direcionais de sobrecorrente via Particle Swarm Optimization. XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012, p. 4573–4580, 2012.

BOTTURA, F. B. et al. Setting directional overcurrent protection parameters using hybrid ga optimizer. Electric Power Systems Research, v. 143, p. 400–408, 2017. ISSN 0378-7796.

CAMINHA, A. C. Introdução à proteção de sistemas elétricos. 9. ed. São Paulo: Egard Bluher, 2004. 224 p.

CASTILLO, M.; MORENO, A.; REYES, R. Optimal Protection Coordination of Active Distribution Networks Using Smart Selection of Short Circuit Voltage-Based Relay Characteristics. Energies, v. 14, n. 3, p. 501, 2021. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en14030501

CEECT. Advanced Power Converters, Protection, and Control for Electric Systems. 2024. Disponível em: https://digital-library.theiet.org/content/journals/iet-epa

CEMIG. ND-4.15 Proteção de Sobrecorrente do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig. 1. ed. Belo Horizonte: [s.n.], 2017. 77 p.

CONSORTIUM ON ENERGY RESTRUCTURING. Introduction to distributed generation. 2007. . Consortium on Energy Restructuring, Virginia Tech Acesso em: 01 de Dezembro de 2020.

COTOSCK, K. R. Proteção de sistemas elétricos: Uma abordagem técnico-pedagógica. 109f. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Minas. Belo Horizonte, 2007.

DRIESEN, J.; BELMANS, R. Distributed generation: challenges and possible solutions. IEEE, v. 2006, 8 pp., 2006. Trabalho apresentado no IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2006, Montreal, QC, Canadá.

DUGAN, R. C. The Open Distribution System Simulator OpenDSS. Disponível em: ftp://197.155.77.3/sourceforge/e/el/electricdss/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf

ELETROBRÁS. Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição. 1. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1982. 233 p

ESRI. GIS for Electric Utilities & Utility Mapping. 2023. Disponível em: https://www.esri.com/en-us/industries/electric/overview

FREITAS, Paulo R. R. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando software OpenDSS. 189f. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

FURTADO, A. L. S. et al. Geotecnologias e geoinformação. 1. ed. Brasília: EMBRAPA, 2014, 248 p.

GIGUER, S. Proteção de Sistemas de Distribuição. 1. ed. São Paulo: Sagra, 1988. 344 p.

HEWISTON, L.; BROWN, M.; BALAKRISHNAN, R. Practical Power Systems Protection. [S.l.]: Elsevier-Newnes, 2004.

IBRACAM. Diferenças entre Geoprocessamento e Georreferenciamento. Disponível em: https://ibracam.com.br/blog/diferencas-entre-geoprocessamento-e-georreferenciamento

INDEPTH RESEARCH INSTITUTE. GIS (QGIS) for Electrical Network Planning and Design. 2023. Disponível em: https://www.indepthresearch.org

JOAQUIM, M. G.; TEIXEIRA, E. P. Religamento automático de uma subestação industrial. In: – ENTEC, 7., 2011. Anais [...]. Uberaba: UNIUBE, 2011.

JOHNSON, Robert L. Selective Coordination in Electrical Systems. Electrical Engineering Journal, v. 27, n. 3, p. 150-160, 2018. Disponível em: https://www.eejournal.org/article/selective-coordination-in-electrical-systems

LORENZETTI, J. A. O conceito de sensoriamento remoto. São Paulo: Editora Blucher, 2015, 292 p.

LUIZ, C. M. Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.

MAMEDE, D. R.; FILHO, J. M. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. 1. ed. São Paulo: LTC, 2013. 620 p.

MANSOUR, M. M.; MEKHAMER, S. F.; EL-KHARBAWE, N. A Modified Particle Swarm Optimizer for the Coordination of Directional Overcurrent Relays. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 22, n. 3, p. 1400–1410, 2007.

MCLAUGHLIN, Erin. An Electric Transformer Shortage Is Impeding Grid Expansion, Transformation. 2023. Disponível em: https://www.conference-board.org.

MEHER, J. K.; DASH, S. K. Simulation-Based Design of Covered Conductors for Medium Voltage Systems to Mitigate Short-Circuits. IEEE Access, v. 10, p. 50120-50130, 2022.

MOHAMMED, Taha; MAGSIPOC, Robert. Back to basics: How to design medium-voltage distribution systems. Consulting - Specifying Engineer, 2021. Disponível em: https://www.csemag.com/articles/back-to-basics-how-to-design-medium-voltage-distribution-systems/

MOMESSO, A. E.; BERNARDES, W. M. S.; ASADA, E. N. Fuzzy adaptive setting for time-current-voltage based overcurrent relays in distribution systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 108, p. 135–144, 2019. ISSN 0142-0615.

MORÁN, L.; VILLARROEL, F.; SILVA, J., Active Reduction of Short-Circuit Current in Power Distribution Systems. Energies, v. 13, n. 2, p. 334, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en13020334

NASCIMENTO, O. F. Alocação de religadores automáticos em uma subestação de energia elétrica. 81f. 2021. Dissertação (Mestrado Profissional em Engenharia de Processos), Universidade Federal do Pará. Belém, 2021.

NETO, P. J. dos S. Modelagem e simulação de um sistema distribuído baseado em um aerogerador de pequeno porte com baixo conteúdo harmônico. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso - UNIVASF.

PEW RESEARCH CENTER. Electric Vehicle Charging Stations Across the US. 2024. Disponível em: https://www.pewresearch.org.

RAHIMI, A.; PRASAD, N. R. Short Circuit Analysis for Optimal Protective Coordination in Power Systems. The Electricity Forum, 2021. Disponível em: https://www.electricityforum.com/news/short-circuit-analysis .

RAZAVI, F. et al. A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination. Electric Power Systems Research, v. 78, n. 4, p. 713–720, 2008.

RIVERA, Ricardo. Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local. 2013 Revista BNDES. Rio de Janeiro. Disponível em: https://ibracam.com.br/blog/diferencas-entre-geoprocessamento-e-georreferenciamento

SALLES, M. B.; FERREIRA, D. A.; PEREIRA, J. L. R. Análise de Impactos de Geração Distribuída na Estabilidade de Tensão Usando OpenDSS. Revista Brasileira de Engenharia Elétrica e Computação, v. 21, n. 3, p. 45-53, 2019.

SEXAUER, J. Introdução ao OpenDSS. EUA: Eletric Powder Research Institute, EPRI, 2016, 35 p.

SILVA JUNIOR, Sillas B. Análise de operação de sistemas de distribuição Utilizando o OpenDSS. 128f. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2010. Disponível em: http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-16112011-103807/?&lang=br

SINHA, A. K.; GUPTA, B. N. Overcurrent Protection Methods for Medium Voltage Circuits: A Review. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 129, p. 106776, 2021.

SMITH, John A. Protection and Coordination in Power Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 34, n. 2, p. 300-310, 2019. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8673962

SOUZA, A. G. Coordenação de proteção de um sistema de distribuição de energia elétrica em Uberlândia - MG usando BDGD, QGIS e OpenDSS. 92f. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Uberlândia, Belo Horizonte, 2021.

SOUZA, C. E. P. D., Estudos de Coordenação e Seletividade da Proteção. Revista Brasileira de Engenharia Elétrica e Computação, v. 23, n. 1, p. 12-25, 2020. Disponível em: https://www.revistabeecomp.org.br/estudos-de-coordenacao-e-seletividade-da-protecao

TANG, J. H.; SALEH, S. A.; HATZIADONIU, C. J. Circuit Breakers in Low- and Medium-Voltage DC Microgrids for Protection against Short-Circuit Electrical Faults: Evolution and Future Challenges. Applied Sciences, v. 12, n. 1, p. 15, 2022. Disponível em: https://doi.org/10.3390/app12010015

UDAETA, M. E. M. Analysis of the Implementation of Virtual Power Plants and Their Impacts on Electrical Systems. Energies, 2023. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/16/22/7682.

VISCONTI, Igor Ferreira. COSTA, Marcelo Rosado. Calculo de perdas na média e baixa tensão numa rede de distribuição real, a partir do modelo de dados BDGD de ANEEL. 2019 Simpósio de automação de sistemas elétricos

ZHANG, M. Q.; LIU, Y. H. Evaluation of Control Strategies in Microgrids Using OpenDSS. Journal of Electrical Engineering & Technology, v. 16, n. 4, p. 1501-1512, 2021.

ZHANG, M. Q.; LIU, Y. H. Voltage-Based Protection Methods for Distribution Systems: A Comprehensive Review. Journal of Electrical Engineering & Technology, v. 17, n. 5, p. 1496-1509, 2022.

ZIN, A. A. M.; MORADGHOLI, Z.; MOHSENIAN-RAD, H. Protection of Active Distribution Networks with Electronically Coupled Distributed Energy Resources. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 14, n. 4, p. 2056-2067, 2022.