

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

DJALMA DIAS DOS SANTOS JUNIOR

**COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE UM ALIMENTADOR EM CURITIBA – PR
USANDO OPENDSS, BDGD E QGIS**

MEDIANEIRA

2022

DJALMA DIAS DOS SANTOS JUNIOR

**COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE UM ALIMENTADOR EM CURITIBA – PR
USANDO OPENDSS, BDGD E QGIS**

**Protection coordination of a feeder in curitiba – pr using opendss, bdgd and
qgis**

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: Evandro André Konopatzki.

MEDIANEIRA

2022



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

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

**COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE UM ALIMENTADOR EM CURITIBA – PR
USANDO OPENDSS, BDGD E QGIS**

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

Evandro André Konopatzki
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Thiago Naufal Santelo
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Cristiane Lionço de Oliveira
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MEDIANEIRA

2022

RESUMO

A rede elétrica 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 que contemple equipamentos como religadores automáticos ajustados conforme as normas vigentes e, especialmente, coordenados entre si. Nesse trabalho de conclusão de curso foi analisada a coordenação do sistema de proteção da rede elétrica atendida pelo alimentador Guararapes da Subestação água verde, na cidade de Curitiba, Paraná. Os dados foram obtidos do Banco de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Foi utilizado o software OpenDSS para a simulação das correntes monofásicas, bifásicas e trifásicas de curto-circuito nas barras do sistema. A coordenação dos religadores instalados na rede foi calculada por meio da apresentação dos dias de tempo (TMS). O software QGIS foi usado para validação dos dados obtidos. A conclusão foi de que é possível promover a coordenação da proteção de um alimentador usando os dados da BDGD da ANEEL e os softwares OPENDSS e QGIS.

Palavras-chave: relés de proteção; sistemas de energia elétrica - proteção; curtos-circuitos.

ABSTRACT

The electrical network must be designed for continuity, reliability and flexibility of energy supply to consumers. This can be planned with a protection system that includes equipment such as automatic reclosers adjusted according to current regulations and, especially, coordinated with each other. In this course conclusion work, the coordination of the protection system of the electrical network served by the Guararapes feeder of the Água Verde Substation, in the city of Curitiba, Paraná, was analyzed. The data were obtained from the Geographic Distribution Database (BDGD) of the National Electric Energy Agency (ANEEL). OpenDSS software was used to simulate single-phase, two-phase and three-phase short-circuit currents in the system buses. The coordination of the reclosers installed in the network was calculated through the presentation of time dials (TMS). The QGIS software was used to validate the data obtained. The conclusion was that it is possible to promote the coordination of the protection of a feeder using ANEEL's BDGD data and OPENDSS and QGIS software.

Keywords: protective relays; electric power systems - protection; short circuits.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Sequência de operação do religador.	13
Figura 2 - Diagrama da coordenação religador-religador.....	18
Figura 3 - Coordenação religador-religador.	18
Figura 4 - Estrutura do OpenDSS.	20
Figura 5 - Geoprocessamento.....	21
Figura 6 - Seleção de Camadas QGIS.....	22
Figura 7 - Aplicando Filtro em uma Camada.....	23
Figura 8 - Alimentador Vila Izabel	23
Figura 9 - Região do Alimentador.....	24
Figura 10 - Curva estimada de um transformador 45kVA.	29
Figura 11 - Curva estimada de um transformador 75kVA.	29
Figura 12 - Curva estimada da carga de um transformador em um dia útil.....	30
Figura 13 - Circuito Resumido.....	39

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – SEGCON.....	25
Tabela 2 - SSDMT.....	25
Tabela 3 - Camada dos transformadores de média tensão.	26
Tabela 4 - Perdas com carga e sem carga dos transformadores.....	28
Tabela 5 - Menores Correntes Encontradas.....	31
Tabela 6 - Ajustes de correntes.....	38
Tabela 7 - Tempo de atuação	40
Tabela 8 - Tempo de atuação	40
Tabela 9 - Tempo de atuação	41
Tabela 10 - Tempo de atuação	41
Tabela 11 - Tempo de atuação	42
Tabela 12 - Tempo de atuação	43
Tabela 13 - Tempo de atuação	43
Tabela 14 - Tempo de atuação	44
Tabela 15 - Tempo de atuação	45
Tabela 16 - Tempo de atuação	45
Tabela 17 - Tempo de atuação	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional De Energia Elétrica
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TMS	Diais de tempo
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
SF ₆	Hexafluorato de enxofre
EPRI	Electric Power Research Institute
GPS	Sistema de Posicionamento Global
QGIS	Quantum GIS

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	JUSTIFICATIVA.....	9
1.2	OBJETIVOS DA PESQUISA	10
1.2.1	Objetivo geral	10
1.2.2	Objetivos específicos.....	10
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
2.1	PROTEÇÃO DO ALIMENTADOR	11
2.2	RELIGADORES AUTOMÁTICOS.....	12
2.2.1	Religadores de Subestação	13
2.2.2	Religadores de redes de distribuição	16
2.2.3	Coordenação entre religadores	17
2.2.4	Base de dados geográfica da distribuidora	19
2.2.5	Software OpenDSS	19
2.2.6	Georreferenciamento.....	21
3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO ANALISADA.....	22
4	SIMULAÇÃO VIA OPENDSS	27
4.1	CÁLCULO DE CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	30
5	AJUSTES DE IPICK-UP DOS RELIGADORES	32
5.1	Religador da Subestação.....	32
5.1.1	Pick-up de fase.....	32
5.1.2	Cuvas de Proteção.....	33
5.1.3	Pick-up de Neutro.....	33
5.1.4	Ajuste das unidades instantâneas.....	33
5.1.5	Ajuste do Religamento Automático.....	34
5.2	Religador de Distribuição 1	34
5.2.1	Ajuste Pick-up de Fase.....	34
5.2.2	Pick-up de Terra	35
5.2.3	Ajuste do Religamento Automático.....	35
5.3	Religador de Distribuição 2	35
5.3.1	Ajuste Pick-up de Fase.....	35
5.3.2	Pick-up de Terra	36
5.3.3	Ajuste do Religamento Automático.....	36

5.4	Religador de Distribuição 3	36
5.4.1	Ajuste Pick-up de Fase.....	37
5.4.2	Pick-up de Terra	37
5.4.3	Ajuste do Religamento Automático.....	38
5.4.3	Resumo dos ajustes	38
6	COORDENAÇÃO DOS RELIGADORES	38
6.1	Religador R1 com religador R2	39
6.2	Religador R1 com religador R3	41
6.3	Religador SE com religador R1	44
7	CONCLUSÃO	46
	REFERÊNCIAS	47

1 INTRODUÇÃO

Durante a operação do sistema de fornecimento de energia elétrica, podem ocorrer falhas de componentes, causando interrupções no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. A falha que mais ocorre no sistema é o de curto-circuito, que provoca correntes muito altas nos equipamentos e grandes flutuações de tensão, causando danos às instalações.

Portanto, é necessário o uso de um sistema de proteção para que a região que sofre a o curto-circuito possa ser desconectada e o impacto na rede elétrica seja o menor possível.

O sistema de proteção tem várias funções, entre elas: garantir a integridade física das pessoas envolvidas; proteger o sistema para manter o funcionamento do fornecimento de energia elétrica e prevenir ou diminuir os danos aos equipamentos e custos de reparo (HEWISTON; BROWN; BALAKRISHNAN, 2004). A proteção deve ter propriedades como seletividade, rapidez, sensibilidade, segurança e economia (CAMINHA, 2004)

Para proteger o sistema de distribuição, dispositivos de proteção como relés de proteção e religadores são utilizados para extinguir a falta e garantir a segurança de pessoas e equipamentos (BOTTURA et al., 2017). Para isso, eles devem ser coordenados entre si para atender aos requisitos acima.

A proteção contra curto-circuito no sistema elétrico era realizada por meio de relés de sobrecorrente temporizado e momentâneo, características 50 e 51 da tabela ANSI, para comandar a abertura do disjuntor. Este dispositivo interrompe a falha, mas deixa o cliente sem energia se nenhuma outra energia alternativa estiver disponível até que a concessionária envie uma equipe para inspecionar a linha para determinar a causa da falha, corrigir o problema e reinicializar o disjuntor.

O religamento automático seria implementado como uma opção para o problema de falha de energia. Ele tem a mesma função de um relé de falha, mas tem a capacidade de restaurar a energia do circuito a partir de uma sequência predefinida de operações. A maioria das falhas nos sistemas de distribuição são de natureza temporária, causadas por agentes externos ao sistema de energia (LEAO et al., 2003).

Os dispositivos que fazem parte do sistema de proteção não podem atuar de forma independente, devem respeitar a sequência de eventos que existe entre eles e garantir o funcionamento coordenado e seletivo do sistema (MOMESSO; BERNARDES; ASADA; 2018). Essa sequência de eventos pode ser plotada manualmente em escala logarítmica, demonstrando graficamente um grau satisfatório de coordenação entre dispositivos vizinhos. É comum a utilização de softwares responsáveis por estruturar essas reações, sendo que a escolha dos parâmetros de coordenação e seletividade é feita previamente pelo usuário. No entanto, a tendência é utilizar sistemas inteligentes que resolvam esse propósito com alta qualidade (RAZAVI et al.; 2008).

Esta tese utilizará uma rede elétrica real para o estudo. O alimentador parte da subestação Água Verde na cidade de Curitiba - Paraná e abastece consumidores no bairro Vila Izabel.

As informações dos componentes elétricos do sistema são retiradas do banco de dados geográfico da distribuidora (BDGD) da Companhia Paranaense de Energia (COPEL). O pedido de BDGD foi protocolado na ANEEL, na plataforma integrada de ouvidoria e acesso - Falabr. Os arquivos obtidos foram visualizados usando o software QGIS. Simulações do sistema elétrico para obtenção de fluxo de potência e correntes de curto-circuito serão realizadas pelo software OpenDSS. Com os dados obtidos nas etapas anteriores, será feita a configuração e coordenação da proteção.

1.1 JUSTIFICATIVA

A proteção dos sistemas elétricos de potência é uma área de grande importância para a manutenção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, além de ser fundamental para a segurança dos seus equipamentos. Neste contexto, os estudos de coordenação e seletividade garantem através das análises dos possíveis defeitos, a definição de ajustes ótimos para os dispositivos de proteção, garantindo a extinção dos defeitos e salvaguarda da integridade dos sistemas vizinhos.

As correntes de curto-circuito levam as linhas de transmissão e equipamentos das subestações a condições de estresses mecânicos e térmicos. A permanência dessa condição anormal por tempos elevados pode comprometer de forma irreversível

os equipamentos, resultando em perdas financeiras substanciais, decorrentes dos danos materiais e indisponibilidades sistêmicas, além de, oferecer riscos à integridade física das pessoas. Os estudos de coordenação e seletividade da proteção são elaborados de forma a garantir a continuidade de operação, isolando o defeito o mais rapidamente possível, encerrando segurança para os usuários e confiabilidade ao sistema elétrico.

1.2 OBJETIVOS DA PESQUISA

1.2.1 Objetivo geral

Realizar os ajustes dos religadores automáticos instalados numa rede real da concessionária COPEL a partir do BDGD e a coordenação desses equipamentos, aplicando corretamente as normas da concessionária.

1.2.2 Objetivos específicos

- a) Com os dados da BDGD simular o circuito do alimentador Guararapes com todos seus equipamentos no OpenDSS.
- b) Realizar simulações de fluxo de potência e curto-circuito no OpenDSS
- c) Com os valores de curto-circuito obtidos fazer os ajustes dos religadores seguindo a norma da concessionária.
- d) Realizar a coordenação dos elementos, encontrando os dias de tempo (TMS) necessários para garantir a coordenação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 PROTEÇÃO DO ALIMENTADOR

Falhas no sistema de distribuição de energia devem estudadas para que se minimize e controle os danos que elas podem causar, com o intuito de manter o sistema confiável. Projetar um sistema para todas as possíveis falhas que sejam detectadas é uma tarefa difícil e economicamente inviável. Como alternativa, pode-se projetar um sistema que detecte as condições de anormalidade e com isso é possível tomar as medidas apropriadas para a solução do problema. O tipo de ação depende do dispositivo que está efetuando a proteção e das condições do ambiente em que o dispositivo está instalado.

O alimentador de uma Subestação de distribuição é necessário utilizar equipamentos de proteção, podendo ser:

- Disjuntor comandado por relés de sobrecorrente de fase e neutro associado a um relé de religamento (funções: 50/51; 50/51N e 79) (MAMEDE E FILHO; 2013).
- Religador provido de transformadores de corrente tipo bucha, câmara de extinção de arco, bobina de operação serie e unidade de controle constituída por relés de sobrecorrente de fase e neutro (50/51; 50/51N; 79) e por demais elementos necessários ao seu funcionamento. (MAMEDE E FILHO; 2013)
- Disjuntor comandado por relés de sobrecorrente (funções 50/51 e 50/51N) (MAMEDE E FILHO; 2013)
- Religador provido de transformadores de corrente tipo bucha, câmara de extinção de arco, bobina de operação serie e unidade de controle eletrônico que realiza todas as funções próprias de religamento automático. (MAMEDE E FILHO; 2013)

O objetivo do trabalho a seguir é coordenar os religadores de um alimentador, começando pelo religador da subestação e ao decorrer da linha, ir coordenando o mesmo com os outros religadores subjacentes. Logo para realizar tal tarefa, será utilizado os religadores com as funções de sobrecorrente 50/51.

2.2 RELIGADORES AUTOMÁTICOS

Religadores automáticos são equipamentos que servem para interromper o fornecimento de energia, capazes de operar com abertura e fechamento 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 abre e fecha seus contatos quantas vezes forem necessárias com o objetivo de proteger o sistema de alguma falha que está ocorrendo, como um curto-circuito. Seus interruptores ficam submersos em óleo ou ficam sob vácuo, sendo um dispositivo ideal para evitar a queima de elos fusíveis por exemplo. (GUIGUER, 1988; ELETROBRÁS, 1982)

Sendo evidente que o religador é uma ferramenta poderosa para proteger o sistema elétrico de distribuição, e muito útil, servindo de opção para relés e fusíveis que interrompiam por completo o fornecimento de energia elétrica, sendo que esses equipamentos não são capazes de diferenciar uma falta permanente de uma falta transitória, algo que os religadores automáticos são capazes de fazer.

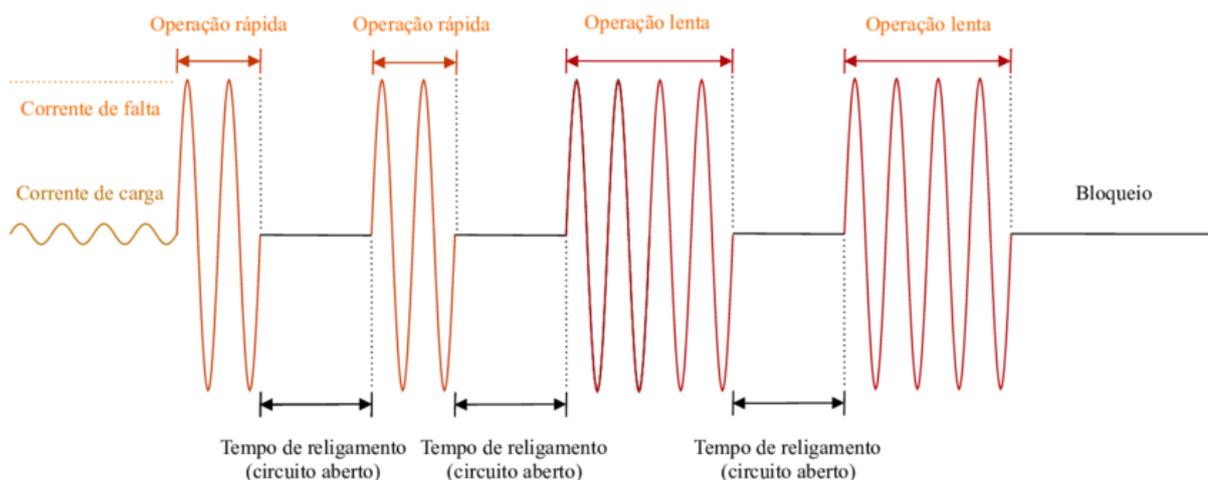
Quando é identificado uma sobrecorrente no circuito, o religador interrompe o fornecimento de energia abrindo seus contatos e após um certo tempo os contatos são fechados automaticamente a fim de reestabelecer a energia. Caso a falta seja identificada novamente o sistema é reaberto novamente, esse processo é feito por 3 vezes a fim que se houver falta transitória ela passe. Caso não passe, após 3 vezes os contatos são abertos definitivamente.

O Religador pode ter até quatro operações, combinadas nas seguintes sequencias:

- Uma operação rápida e tres operações lentas (1R + 3L)
- Duas operações rápidas e duas operações lentas (2R + 2L)
- Três operações rápidas e uma operação lenta (3R + 1L)
- Todas as operações rápidas (3R)
- Todas as operações lentas (3L)

A figura 1 mostra a sequencia completa de atuação de um religador com duas operações lentas e duas operações rápidas.

Figura 1 - Sequência de operação do religador



Fonte: Fritzen (2021)

2.2.1 Religadores de Subestação

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. (MAMEDE FILHO, 2013).

Logo 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).

Os religadores podem ser classificados quanto ao meio extintor de arco em:

- A óleo
- A vácuo

Para ajustar um religador de uma subestação, deve-se seguir alguns criterios, de acordo com a norma da concessionária. A norma encontrada e que vai ser usada como base nesse trabalho é a norma ND 4.15 da Cemig. Os parâmetros para ajuste são:

A. Parametrização do Pick-up de fase

A corrente de ajuste de fase é determinada pelas inequações 1 e 2.

$$I_{pick-up \ de \ fase} \leq I_{admissível \ do \ cabo} \quad (1)$$

$$I_{pick-up \ de \ fase} \leq \frac{ICCff}{fs} \quad (2)$$

Onde:

- *I_{admissível do cabo}*, a capacidade de condução de corrente admissível pelo condutor;
- *I_{ajuste de fase}*, a corrente de ajuste de fase ou pick-up;
- *ICCff*, a menor corrente de curto-circuito bifásico (fase-fase) na zona de proteção avaliada;
- *fs*, o fator de segurança; adotar 1,2

B. Padronização das curvas de proteção

Na parametrização dos disjuntores e religadores, prefere-se a escolha das curvas IEC inversa (dial de 0,01) para curvas rápidas e IEC muito inversa (dial de 0,1) para curvas lentas (CEMIG, 2017).

C. Parametrização do pick-up de neutro

A corrente de ajuste de neutro é determinada pela equação 3.

$$(I_{des. \ Carga \ max.} + I_{des. \ Transf. \ Max.}) \leq I_{pick-up \ de \ terra} \leq \frac{ICCft}{fs} \quad (3)$$

Em que:

- *I_{des. Carga max.}*, é o máximo desequilíbrio da corrente de carga, ou seja, a corrente de neutro. Como o circuito está perfeitamente equilibrado (cargas e fontes) esse valor será igual a zero.
- *I_{des. transf. max.}*, é o máximo desequilíbrio da corrente de carga em transferências de cargas. Nota: esse parâmetro será desconsiderado pois a análise é realizada com o alimentador isolado e, portanto, não haverá transferência de cargas entre alimentadores, logo, assumirá valor zero.

- $I_{pick-up\ de\ terra}$, a corrente de ajuste de terra ou pick-up que deseja-se encontrar a partir da inequação 3.
- $ICCft$, a menor corrente de curto-circuito monofásico (fase-terra) da zona protegida.
- fs , o fator de segurança que será de 1,2.

Dessa forma a inequação 3 fica:

$$I_{pick-up\ de\ terra} \leq \frac{ICCft}{fs} \quad (4)$$

A última condição que deve ser respeitada é que a corrente de parametrização de terra deve ser limitada a 30% da parametrização de proteção de fase e também a 60 A (CEMIG, 2017).

D. Parametrização das unidades instantâneas

O primeiro critério diz que se as saídas das subestações tiver um nível de curto-circuito maior que 3000 A, as unidades de ajuste de terra dos relés de sobrecorrente dos religadores devem ser parametrizados para valores de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos iguais a 60% dos valores de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos, respectivamente, na barra da subestação.

O segundo critério diz que se o primeiro critério não for satisfatório, deve-se ajustar a unidade instantânea para um valor 20% acima do valor da falta trifásica e monofásica máximas no local onde estiver a primeira proteção ajusante em que normalmente é um religador da média tensão.

Caso o valor encontrado no segundo critério também não seja ideal para as parametrizações das unidades instantâneas do equipamento localizado na saída da subestação, as parametrizações devem ser revistas. (CEMIG, 2017).

E. Parametrização do religamento automático

A norma diz que se escolhe dois religamentos automáticos, com 10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento (CEMIG, 2017)

F. Parametrização do tempo de restabelecimento

Para o cálculo do tempo de restabelecimento há duas alternativas que é utilizada pela concessionária de energia: a filosofia europeia e a filosofia americana dependendo da rede analisada.

Para o trabalho será utilizada a segunda alternativa que diz: a parametrização de tempo será igual a 30 segundos e a apuração do tempo se inicia a partir da primeira atuação com sucesso do relé (CEMIG, 2017).

2.2.2 Religadores de redes de distribuição

Os religadores conectados a rede de distribuição possuem algumas diferenças em relação aos religadores na saída da subestação para o alimentador.

A. Parametrização do pick-up de fase

A parametrização é definida pelas inequações 5 e 6:

$$(I_{max \times 1,25} + I_{transf. max.}) \leq I_{pick-up de fase} \leq \frac{ICCff}{fs} \quad (5)$$

$$I_{pick-up de fase} \leq I_{admissível do cabo} \quad (6)$$

Onde:

- $I_{max.}$, é a maior corrente de carga
- $I_{transf. max.}$, é a maior corrente em transferências de carga

B. Ajuste de pick-up de neutro

O ajuste é definido pela equação 7:

$$(I_{desq. Carga max.} + I_{desq. Transf. Max.}) \leq I_{pick-up de neutro} \leq \frac{ICCft}{fs} \quad (7)$$

Onde:

- $I_{desq. Carga max.}$, é o máximo desequilíbrio da corrente de carga, ou seja, a corrente de neutro. Como o circuito está perfeitamente equilibrado (cargas e fontes) esse valor será igual a zero.
- $I_{desq. transf. max.}$, é o máximo desequilíbrio da corrente de carga em transferências de cargas. Nota: esse parâmetro será desconsiderado pois a análise é realizada com o alimentador isolado e, portanto, não haverá transferência de cargas entre alimentadores, logo, assumirá valor zero.

Assim a inequação fica:

$$I_{pick-up de neutro} \leq \frac{ICCft}{fs}$$

A corrente de parametrização de neutro também deve ser limitada a 50A e não deve ser maior que 30% da corrente de parametrização de fase (CEMIG, 2017).

Se todas as parametrizações e ajustes anteriores não forem atendidas ou se encontre valores que não sejam satisfatórios, poderá ser uma parametrização alternativa até 60A, limitado a parametrização que coordene com a proteção a montante (CEMIG, 2017).

C. Ajuste do religamento automático

O ajuste do tempo entre os religamentos automáticos, pode ser feito utilizando as seguintes configurações e tempos:

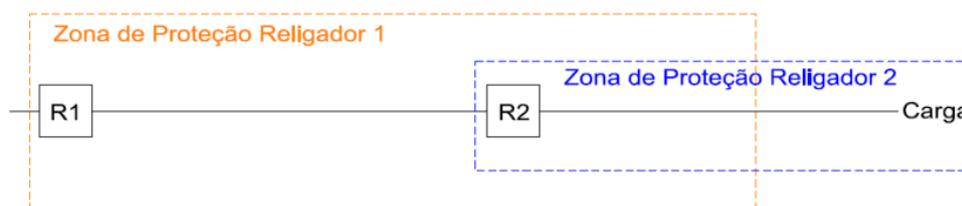
- Dois comandos automáticos, as parametrizações devem ser de 10 s para o primeiro comando e 20 s para o segundo comando.
- Três comandos automáticos, as parametrizações devem ser de 10 s para a primeiro comando, 20 s para o segundo comando e 20 s para o terceiro comando.

2.2.3 Coordenação entre religadores

A coordenação de dois religadores tem como base o estudo das curvas de tempo x corrente e da menor corrente de atuação dos religadores. Ainda, o religador de retaguarda não deve atuar na curva lenta para um valor de falta na zona de proteção recíproca. É aceitável a atuação ao mesmo tempo nas curvas rápidas, porém, nas curvas temporizadas a seletividade é necessária (com uma diferença mínima de 0,2 segundos, o que garante que não ocorrerá operação simultânea dos religadores).

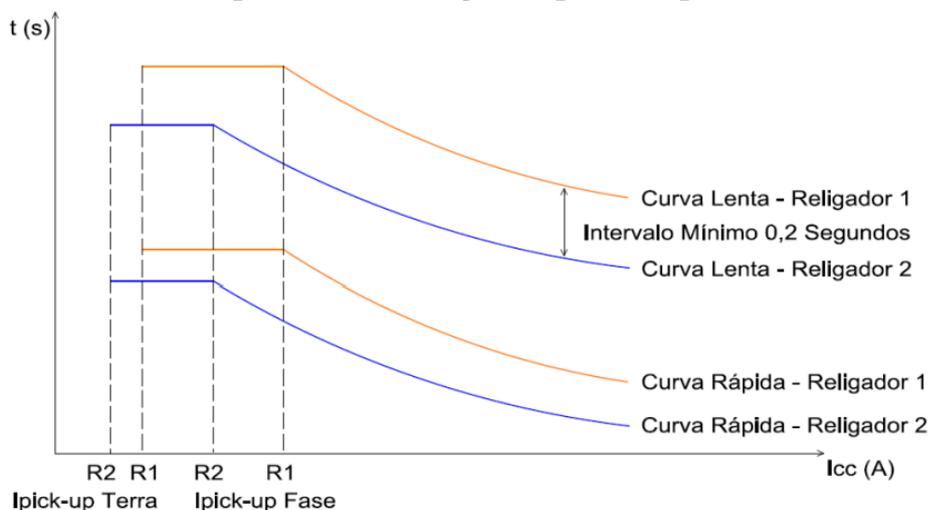
Em relação à coordenação envolvendo curvas rápidas, inicialmente operará o religador protetor, ou seja, o religador R2, e em seguida, o religador protegido R1, como mostra a Figura 2. Após isso, o religador R2 atuará pela curva temporizada. A Figura 3 mostra um esboço típico da coordenação religador - religador. (CEMIG, 2017).

Figura 2 - Diagrama da coordenação religador-religador



Fonte: CEMIG

Figura 3 - Coordenação religador-religador



Fonte: CEMIG

Para que os religadores estejam coordenados, é preciso que o relé integrado e as suas funções de sobrecorrente de fase e neutro também estejam coordenadas entre si. Para essa coordenação é importante conhecer a respeito do tempo de espera para a atuação do segundo elemento de proteção, que é chamado de intervalo de tempo de coordenação (ITC) e dependendo do tipo do relé, velocidade das chaves seccionadoras e outros parâmetros do sistema de proteção. Tipicamente, o intervalo usado para relés eletromecânicos é de 0,3 a 0,4 segundos, enquanto para relés de proteção baseados em microcontroladores é da ordem de 0,1 a 0,2 segundos (MANSOUR; MEKHAMER; ELKHARBEW, 2007). Assim mostrado na equação 9

$$T_{\text{secundário}} - T_{\text{primário}} \geq ITC \quad (9)$$

Para realizar a coordenação de relés direcionais de sobrecorrente, o ITC deve ser menor que a diferença entre o tempo de operação do relé secundário e o tempo do relé primário.

A busca por uma coordenação de qualidade deve respeitar quesitos tais como: orientação de ajuste dos dispositivos, limitações de coordenação prefixadas por normatizações e desempenho dos dispositivos de proteção e dos elementos protegidos (BERNARDES; ASADA; RAMOS, 2012).

2.2.4 Base de dados geográfica da distribuidora

No BDGD vai existir informações que deveram ser enviadas pela concessionária ou permissionária, obedecendo uma estrutura e conteúdo estabelecido. Sua estrutura está dividida em duas partes: as entidades geográficas e as entidades não geográficas. 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. Serão classificadas e detalhadas no quadro 1, sendo que cada uma recebe um nome, uma sigla e o tipo de feição.

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

2.2.5 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 redes de distribuição, como por exemplo: curtos-circuitos, fluxo de potência e harmônicos.

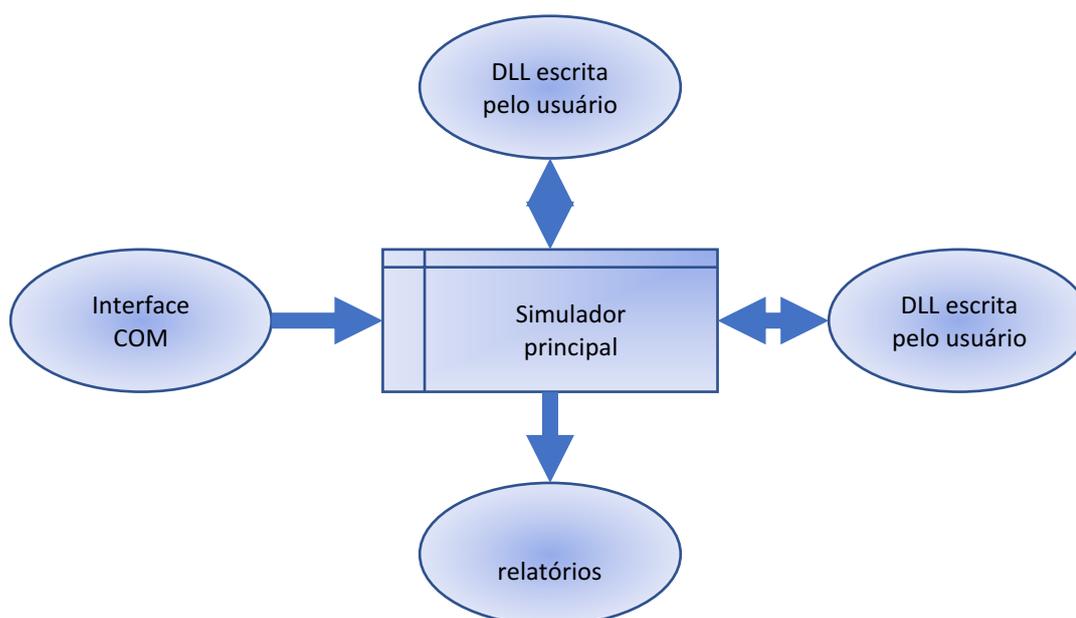
Em 1997 a empresa *Electrotek Concepts*, que realiza consultoria em sistemas de potência e desenvolve softwares, desenvolveu o *OpenDSS*. Posteriormente em 2004 a empresa *EPRI Solutions* adquiriu os direitos do software, onde em 2008 viria a se tornar um programa de código aberto.

Com a crescente popularização da geração distribuída, se fez necessário o desenvolvimento dessa ferramenta afim 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 de distribuição de energia elétrica (SILVA JUNIOR,2010).

A estrutura do *OpenDSS* apresentado na figura 4, tem como objetivo criar uma ferramenta com interface acessível a todos os níveis de usuário.

Figura 4 - Estrutura do OpenDSS



Fonte: Adaptado de Dugan (2013)

Sendo baseado em linhas de códigos de comando, que podem ser feitos 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++.

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 pode ser controlada de forma autônoma de qualquer banco de dados que caracteriza um circuito. Programas como o *MATrix LABoratory* (MATLAB), *python*, dentre outros, podem controlar o OpenDSS (FREITAS,2015).

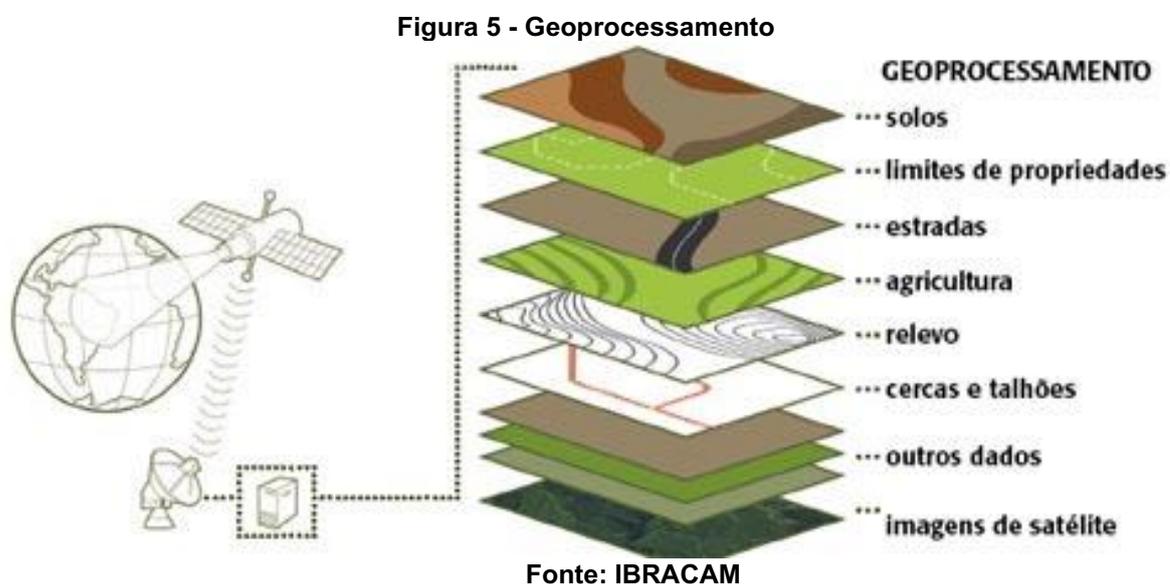
2.2.6 Georreferenciamento

O georreferenciamento ocorre a partir do geoprocessamento, que compreende um conjunto de tecnologias capazes de coletar informações e permitem que surja constantemente novas aplicações. As tecnologias aplicadas são do sensoriamento remoto, sistema de informação geográfica e o sistema de posicionamento global (GPS) (IBRACAM, 2002).

O sensoriamento remoto obtém imagens e dados através do monitoramento da superfície terrestre, por meio da captação e do registro de energia eletromagnética refletida ou emitida na superfície.

O sistema de informação geográfica processa dados gráficos como mapas e alfanuméricos com a finalidade de desenvolver análises espaciais e modelagens da superfície.

O GPS é um sistema de posicionamento por satélites utilizado para determinação da posição de um receptor na superfície terrestre, posicionamento esse dado por coordenadas de latitude e longitude.

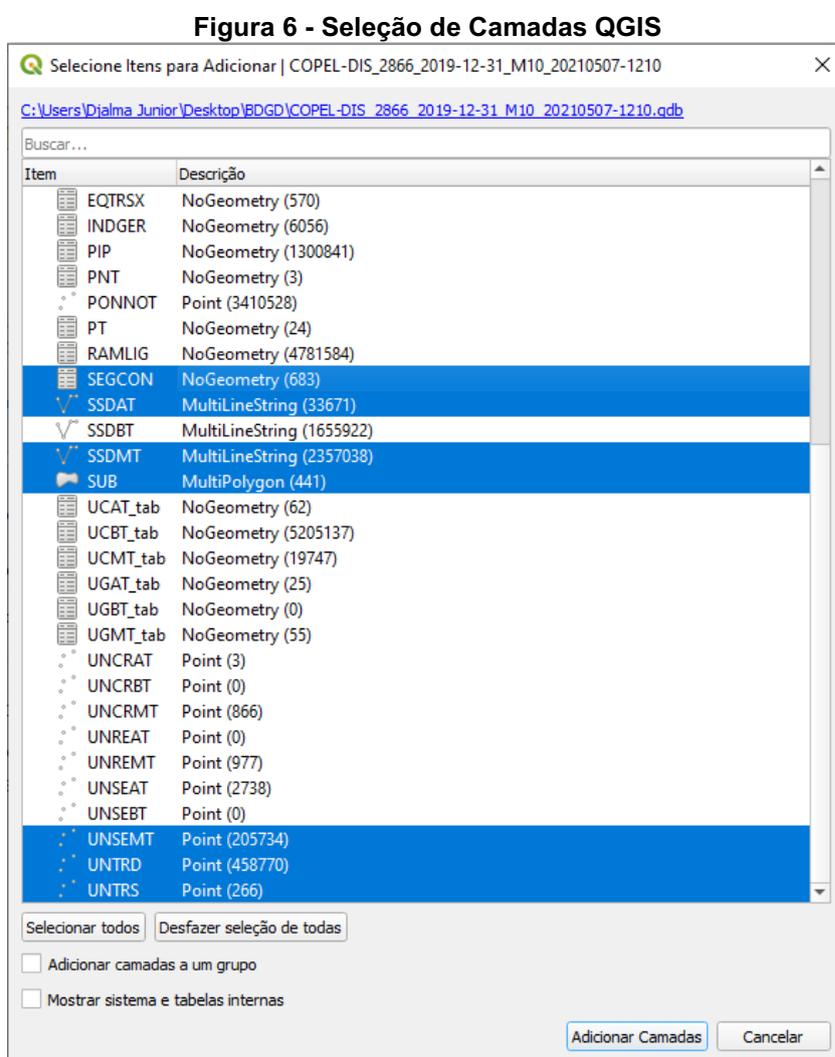


Através de imagens de satélite e dados enviados por GPS, se obtém dados necessários para se ter uma informação precisa do local em questão, seja o tipo de solo, limites de propriedades, estradas, relevo, cercas e talhões.

3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO ANALISADA

Para realizar o estudo de coordenação de uma rede de distribuição real, um alimentador da cidade de Curitiba - PR, foi necessário se ter informações de dados elétricos e da configuração do circuito através do banco de dados geográficos da distribuidora (BDGD) da concessionária COPEL.

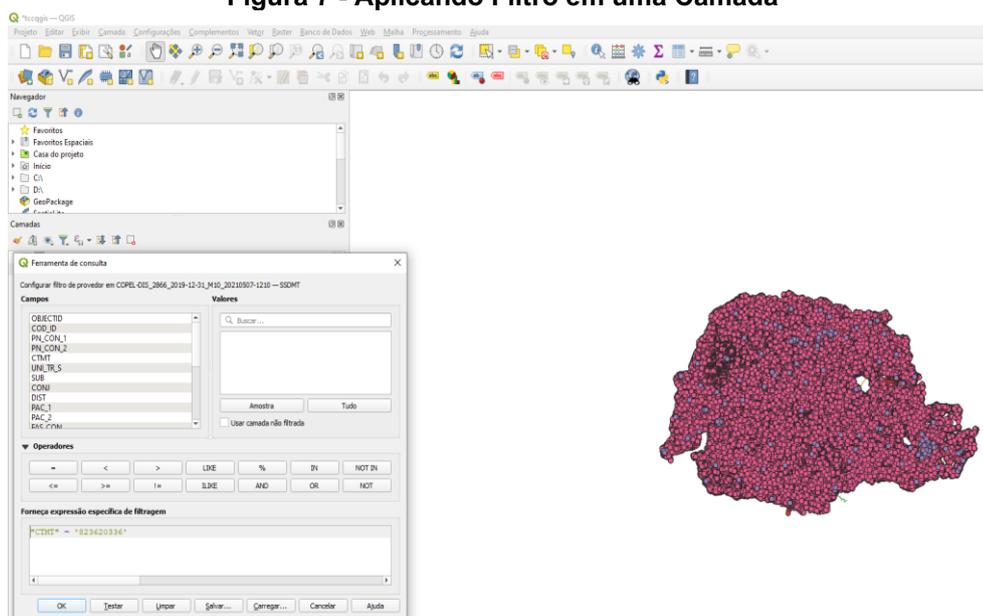
Foi utilizado o software QFIS para ter acesso aos dados da BDGD, ao abrir o arquivo no QGIS, aparece a aba mostrada na Figura 6.



Fonte: Autoria Própria (2022)

Mostrando as camadas, aparecerá todos os elementos correspondentes ao estado do Paraná. Para isolar a cidade de Curitiba e o alimentador a ser estudado é necessário aplicar um filtro nos atributos da camada UNTRD, onde busca mostrar apenas os transformadores do alimentador Vila Izabel.

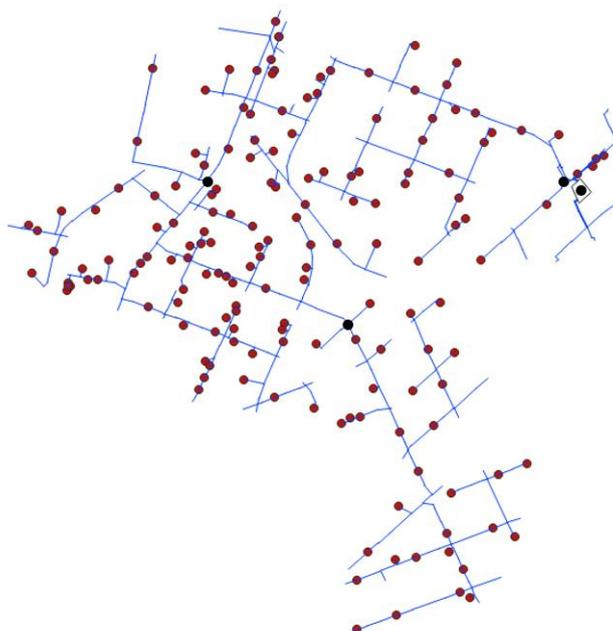
Figura 7 - Aplicando Filtro em uma Camada



Fonte: Autoria Própria (2022)

Aplicando o filtro correspondente nas camadas: SSDAT, SUB, UNTRBT, SSDMT, UNTRAT e UNSEMT, chegamos à rede analisada. Trata-se de um alimentador da subestação Água Verde, localizado no bairro água verde em Curitiba – Paraná. Desta forma todo o circuito dentro da subestação será considerado como um equivalente de thevenin. O circuito para fora da Subestação e os religadores em preto é mostrado na Figura 8

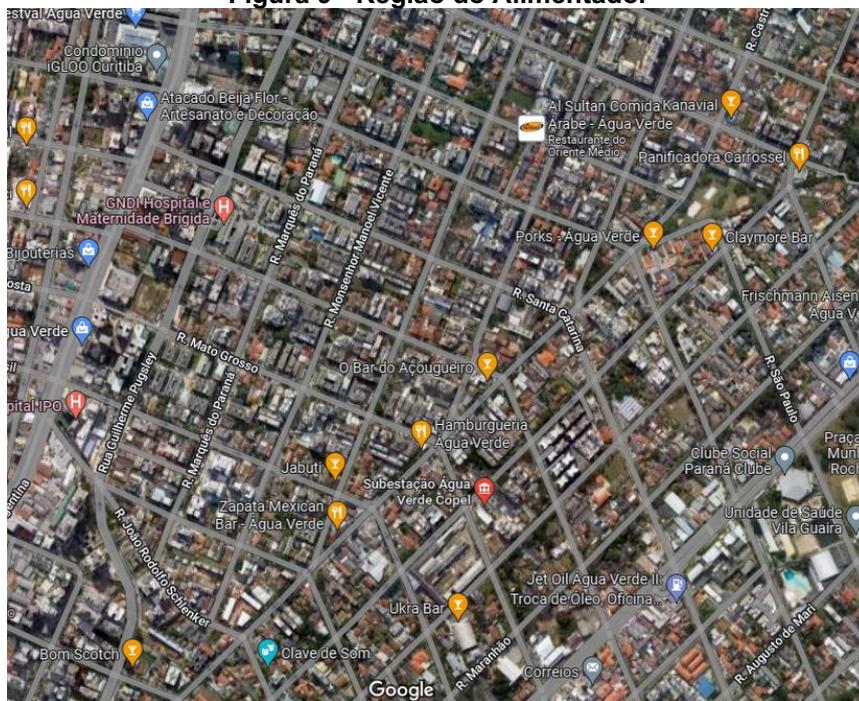
Figura 8 - Alimentador Vila Izabel



Fonte: Autoria Própria (2022)

A Figura 9 mostra a região via satélite de onde a subestação está instalada.

Figura 9 - Região do Alimentador



Fonte: Maps (2022)

O alimentador escolhido leva energia ao bairro da Vila Izabel. Observando a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** temos que o alimentador se inicia no canto superior direito. Os seguimentos em azul são os condutores do circuito do alimentador, os pontos vermelhos são os transformadores de média tensão ou transformadores de distribuição.

Todas as simulações dos níveis de curto-circuito e fluxo de potência serão feitas pelo OpenDSS, para construir o circuito para o cálculo foi utilizada as seguintes camadas:

- **SEGCON:** traz informações sobre os condutores do alimentador estudado, informações como resistência ($R1$) e impedância ($X1$) de sequência positiva, a corrente nominal e a corrente máxima (C_{MAX}) do condutor. Além do tipo do condutor e qual o seu isolamento. A tabela 1 mostra os parâmetros dos tipos de condutores (COD_ID) existentes na rede analisada.

Tabela 1 – SEGCON

<i>COD_ID</i>	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	CMAX (A)
Cabo 1	2,18	0,3873	90
Cabo 2	0,49	0,3304	235
Cabo 3	1,37	0,3766	107
Cabo 4	0,31	0,3128	314
Cabo 5	0,2	0,2913	419
Cabo 6	0,31	0,3304	360
Cabo 7	0,44	0,3447	175
Cabo 8	0,1	0,3832	883,5
Cabo 9	0,036	0,036	519
Cabo 10	0,19	0,2919	308

Fonte: ANEEL (2019)

- SSDMT: Camada que detém informações sobre as linhas do circuito em si, como o comprimento dos condutores que com combinados com os dados da tabela 1 são definidos a resistência e reatância total dos condutores, a tabela 2 mostra alguns exemplos:

Tabela 2 - SSDMT

<i>COD_ID</i>	<i>COMP(m)</i>
3639306	45,67
2317274	107,44
8063054	30,83
869104	18,59

Fonte: ANEEL (2019)

- UNTRD: é a camada que se refere aos transformadores de média tensão ou transformadores de distribuição e suas potencias nominais (POT_NOM), perdas totais (PERD_TOTAIS) e perdas a vazio (PERD_FERRO). A tabela 3 mostra alguns transformadores e os atributos deles.

Tabela 3 - Camada dos transformadores de média tensão

<i>COD_ID</i>	<i>POT_NOM</i> (kVA)	<i>PERD_FERRO</i> (W)	<i>PERD_TOTAIS</i> (W)
869191	75	295	1395
1502	45	195	945
1491	113	485	2335

Fonte: ANELL (2019)

4 SIMULAÇÃO VIA OPENDSS

Para começar o código que vai simular a rede estudada, é estabelecida como tensão base o valor de 13,8 kV, que representa 1,00 pu da tensão nominal do circuito (13,8 kV). Essa alternativa é utilizada como um dos recursos para garantir que todas as tensões do circuito estejam na faixa adequada de acordo com o módulo 10 do PRODIST.

Os outros parâmetros são: tensão em pu, o ângulo inicial, a quantidade de fases que compõe o circuito e a frequência. A barra b001 representa a barra da subestação. Conforme apresenta o comando a seguir.

Em seguida serão escritos os linecodes, que é uma opção do OpenDSS que define os parâmetros elétricos da linha, como o número de fases, resistência, reatância e capacitância. Todas as informações por unidade de medida. Todas essas informações são retiradas da camada SEGCON do BDGD.

O próximo passo é determinar todas as linhas de distribuição que compõe a rede. É definido cada seguimento a partir das barras em que a linha está conectada, o número de fases, o comprimento e então, chama-se o linecode com os parâmetros elétricos da linha. Esses parâmetros são retirados da camada SSDMT do BDGD.

Após isso, será modelado os transformadores ao circuito, localizados nos pontos azuis da Figura 8 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, são um total de 164 transformadores. Sendo eles:

- 1 Transformador de 30kVA
- 15 transformadores de 45kVA
- 55 transformadores de 75kVA
- 58 transformadores de 113kVA
- 14 transformadores de 150kVA
- 5 transformadores de 225kVA
- 2 transformadores de 226kVA
- 6 transformadores de 300kVA
- 8 transformadores de 500kVA

Os transformadores são ligados em delta no primário e em estrela no secundário. Com isso a única informação que falta para o preenchimento dos dados no OpenDSS é a impedância percentual do transformador visto do primário (XHL). Essa informação foi retirada dos catálogos da fabricante WEG. Para transformadores com potência inferior a 300 kVA, o XHL é igual a 3,5, para os transformadores de 300 kVA até 500 kVA, o XHL é igual a 4,5 e para valores superiores a 500 kVA, o XHL vai ser igual a 5. (WEG, 2021).

Para determinar os parâmetros loadloss e noloadloss (perdas com carga e sem carga em porcentagem) basta dividir as perdas em watts pela potência nominal dos transformadores e multiplicando por 100 para determinar a porcentagem, como mostra as equações X e X

$$noloadloss = \frac{PerdasVazio}{Potência Nominal} \times 100 \quad (10)$$

$$loadloss = \frac{PerdasTotais}{Potência Nominal} \times 100 \quad (11)$$

4 Calculando os parâmetros noloadloss e loadloss, se obteve os valores da **Tabela**

Tabela 4 - Perdas com carga e sem carga dos transformadores

Potência Nominal (kVA)	Perdas a Vazio (W)	Perdas totais (W)	Loadloss	Noloadloss
30	150	695	0,5	2,31
45	195	945	0,43	2,1
75	295	1395	0,39	1,86
113	485	2335	0,42	2,06
150	485	2335	0,32	1,55
225	650	3260	0,28	1,44
226	970	4670	0,42	2,06
300	810	4060	0,27	1,35
500	1640	6560	0,32	1,31

Fonte: Autoria Própria (2022)

Os transformadores são ligados em delta no primário e em estrela no secundário. Com isso a única informação que falta para o preenchimento dos dados no OpenDSS é a impedância percentual do transformador visto do primário (XHL). Essa informação foi retirada dos catálogos da fabricante WEG. Para transformadores com potência inferior a 300 kVA, o XHL é igual a 3,5, para os transformadores de 300 kVA até 500 kVA, o XHL é igual a 4,5 e para valores superiores a 500 kVA, o XHL vai ser igual a 5. (WEG, 2021).

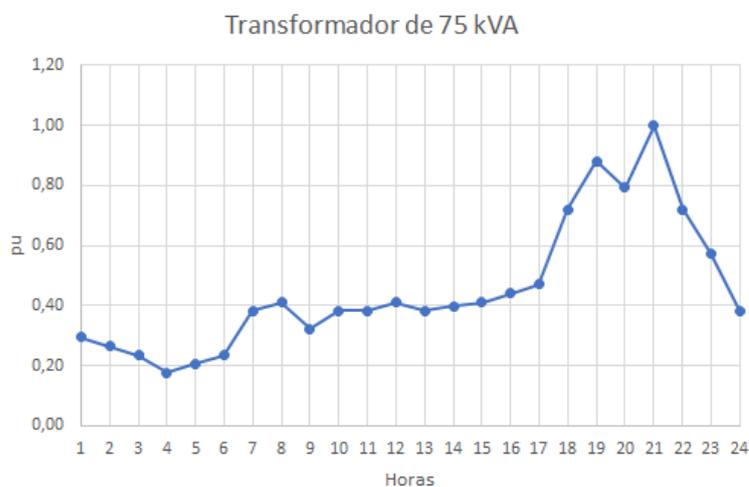
Para definir as cargas do sistema, será usado exemplos encontrados na literatura, pois pelo BDGD não é possível saber nem o perfil nem a potência das cargas. A Figura 10 mostra o perfil para os transformadores de 45kVA e a Figura 11 mostra o perfil para o transformador de 75kVA.

Figura 10 - Curva estimada de um transformador 45kVA



Fonte: Feltrin (2016)

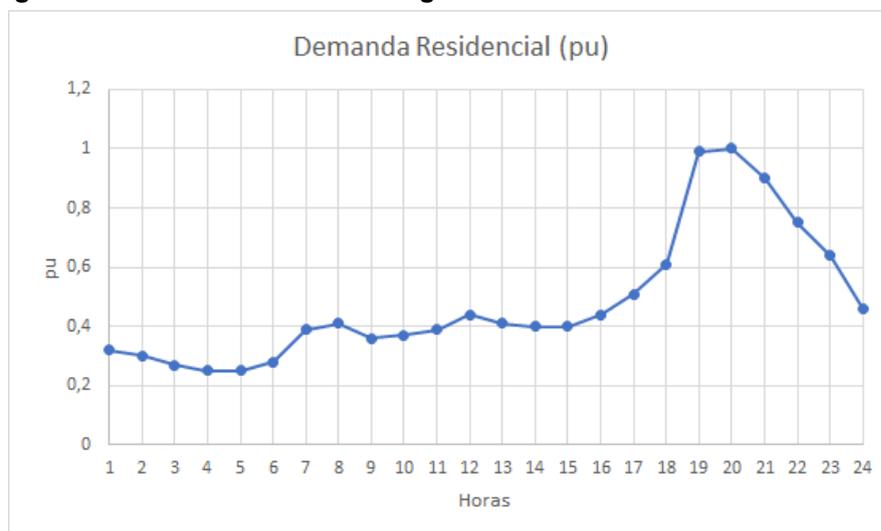
Figura 11 - Curva estimada de um transformador 75kVA



Fonte: Feltrin (2016)

Para os demais transformadores será utilizado o perfil da

Figura 12 - Curva estimada da carga de um transformador em um dia útil



Fonte: Feltrin (2016)

Assim se carrega esses perfis de carga dos transformadores no loadshape no OpenDSS, que contêm as potências em pu durante as 24 horas do dia.

E como último passo, se carrega os loadshapes através do comando redirect e se define as cargas do sistema que estarão conectadas nos secundários dos transformadores com fator de potência de 0,92.

Com a rede definida no OpenDSS, será realizada a simulação da rede em regime normal de funcionamento e das correntes de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico em todas as barras.

4.1 CÁLCULO DE CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Com toda a rede definida através do código descrito acima, será realizada a o cálculo de correntes de curto-circuito em todas as barras do sistema, a fim de encontrar os menores valores de corrente de curto-circuito

Os valores encontrados na aplicação do código são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Menores Correntes Encontradas

	Curto-Circuito monofásico (A)	Curto-Circuito bifásico (A)	Curto-Circuito Trifásico (A)
001	13114	14240	16444
002	2697	3083	3184
83	2090	2043	2487
95	2060	2070	2489
87	2225	2218	2618
300	2137	2107	2512

Fonte: Autoria Própria (2022)

Os valores encontrados vão auxiliar encontrar as correntes de ajustes para conseguir a coordenação da proteção.

5 AJUSTES DE $I_{pick-up}$ DOS RELIGADORES

5.1 Religador da Subestação

O religador da subestação está localizado na barra b001, que é a saída do alimentador, sendo a proteção principal da rede e pertencendo a zona de proteção 1. A seguir é calculado a corrente de pick-up ou corrente de ajuste seguindo a norma da CEMIG que está citada no referencial teórico.

5.1.1 Pick-up de fase

Para o cálculo da corrente de ajuste para o religador da subestação, é necessária a corrente de curto-circuito bifásico, encontrou-se o menor valor de corrente de curto-circuito no valor de 3083 A. Esse valor foi encontrado no barramento 002.

Outro parâmetro necessário é saber qual a máxima corrente admitida pelo cabo onde o religador está instalado. Na saída da subestação o condutor utilizado é o Cabo 8 e pelo BDGD a máxima corrente admissível a ser considerada é 883.5 A

Substituindo nas equações 1 e 2 temos:

$$I_{pick-up \text{ de fase}} \leq 883.5 \quad (12)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase}} \leq \frac{3083}{1,2} \quad (13)$$

Calculando o termo a direita da inequação temos:

$$I_{pick-up \text{ de fase}} \leq 2569,16 \quad (14)$$

Logo a corrente de ajuste do religador deve estar entre 883,5 e 2569,16 A, desta maneira a corrente de ajuste fica limitada apenas pela corrente admissível pelo cabo portanto tem que ser menor que 883,5 amperes. Sendo 880 amperes o valor escolhido para o pick-up do religador.

5.1.2 Civas de Proteção

Curvas Lentas: IEC muito inversa (dial 0,1s)

Curvas rápidas: IEC inversa (dial 0,01s)

5.1.3 Pick-up de Neutro

Para definir o pick-up de terra deve-se seguir a norma como da referência bibliográfica. Logo a corrente máxima de ajuste de terra deve ser 30% de pick-up de fase, assim:

$$I_{pick-up\ de\ neutro} \leq 264\ A \quad (15)$$

O menor valor de curto-circuito monofásico é X, substituindo na inequação 4 temos:

$$I_{pick-up\ de\ neutro} \leq 2245,5\ A \quad (16)$$

Logo a corrente de ajuste de terra está limitada entre 264 e 2245,5 Amperes. Porém de acordo com a norma ND.4.15 (CEMIG,2017), esse ajuste está limitado a 60 A. portando o valor de ajuste de corrente pick-up de terra escolhido é igual a 60 A.

5.1.4 Ajuste das unidades instantâneas

A unidade de sobrecorrente instantânea deve ser ajustada para 60% dos valores de curto- circuito monofásico (ICC_{FT_B001}) e trifásico (ICC_{FFF_B001}) na barra da subestação. Ao realizar a simulação das faltas na barra da subestação, a Barra 001, encontraram-se os valores de correntes de curto circuito:

$$ICC_{FT_B001} = 13114\ A \quad (17)$$

$$ICC_{FFF_B001} = 16444\ A \quad (18)$$

Uma segunda opção, segundo a norma, diz que estes religadores podem ser ajustados em 20% acima da corrente de curto-circuito trifásico e monofásico no local da primeira proteção a jusante, ou seja, na Barra 002. Simulando os curtos nessa barra, obtém-se:

$$ICC_{FT_B} = 3236,4 \text{ A} \quad (19)$$

$$ICC_{FFF_B} = 3820,8 \text{ A} \quad (20)$$

Assim os valores para o ajuste monofásico será de: 3236,4 amperes e para o ajuste trifásico será de: 3820,8 amperes

5.1.5 Ajuste do Religamento Automático

10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento, como diz a norma da CEMIG.

5.2 Religador de Distribuição 1

O religador 1 está na zona de proteção de proteção 2, a seguir é mostrado como é calculado cada corrente de ajuste.

5.2.1 Ajuste Pick-up de Fase

Conhecendo a corrente máxima de transferência de carga dado pelo BDGD e que são iguais a 395 A. O valor mínimo de corrente de curto-circuito bifásica é igual a 2107 A. A corrente máximo admissível pelo cabo onde o religador 1 está ligado (Cabo 9) é de 519 A. substituindo nas equações 5 e 6 temos:

$$(395 \times 1,25) \leq I_{pick-up \text{ de fase}} \leq \frac{2107}{1,2} \quad (21)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase}} \leq 519 \quad (22)$$

Assim a corrente de ajuste de fase do religador fica entre 493, 519 e 1755,83 Amperes. Portanto o valor escolhido foi 495 amperes.

5.2.2 Pick-up de Terra

Para definir o pick-up de terra deve-se seguir a norma como da referência bibliográfica. Logo a corrente máxima de ajuste de terra deve ser 30% de pick-up de fase, assim:

$$I_{pick-up\ de\ neutro} \leq 0,3 \times 495 = 148,5\ A \quad (23)$$

O menor valor de curto-circuito monofásico é 2137 A, substituindo na inequação 4 temos:

$$I_{pick-up\ de\ neutro} \leq 1755,83\ A \quad (24)$$

Logo a corrente de ajuste de terra está limitada entre 148,5 e 1755,83 A. Porém de acordo com a norma ND.4.15 (CEMIG,2017), esse ajuste está limitado a 50A. portanto o valor de ajuste de corrente pick-up de terra escolhido é igual a 50A.

5.2.3 Ajuste do Religamento Automático

10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento, como diz a norma da CEMIG.

5.3 Religador de Distribuição 2

O religador 2 está na zona de proteção de proteção 3, a seguir é mostrado como é calculado cada corrente de ajuste.

5.3.1 Ajuste Pick-up de Fase

Conhecendo a corrente máxima de transferência de carga dado pelo BDGD e que são iguais a 213,9 A. O valor mínimo de corrente de curto-circuito bifásica é igual a 2070 A. A corrente máximo admissível pelo cabo (Cabo 5) é de 419 A. substituindo nas equações 5 e 6 temos:

$$(267,37) \leq I_{pick-up\ de\ fase} \leq 1725\ A \quad (25)$$

$$I_{pick-up\ de\ fase} \leq 419\ A \quad (26)$$

Assim a corrente de ajuste de fase do religador fica entre 267,37, 419 e 1725 Amperes. Sendo escolhido o valor de 400 A

5.3.2 Pick-up de Terra

Para definir o pick-up de terra deve-se seguir a norma como da referência bibliográfica. Logo a corrente máxima de ajuste de terra deve ser 30% de pick-up de fase, assim:

$$I_{pick-up\ de\ neutro} \leq 0,3x\ 400 = 120\ A \quad (27)$$

O menor valor de curto-circuito monofásico é 2060 A, substituindo na inequação 4 temos:

$$I_{pick-up\ de\ terra} \leq \frac{2060}{1,2} \quad (28)$$

Resolvendo

$$I_{pick-up\ de\ terra} \leq 1716,66\ A \quad (29)$$

Logo a corrente de ajuste de terra está limitada entre 120 e 1716,66 A. Porém de acordo com a norma ND.4.15 (CEMIG,2017), esse ajuste está limitado a 50A. portanto o valor de ajuste de corrente pick-up de terra escolhido é igual a 45A.

5.3.3 Ajuste do Religamento Automático

10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento, como diz a norma da CEMIG.

5.4 Religador de Distribuição 3

O religador 3 está na zona de proteção de proteção 4, a seguir é mostrado como é calculado cada corrente de ajuste.

5.4.1 Ajuste Pick-up de Fase

Executando o fluxo de potência do sistema e conhecendo a corrente máxima de transferência de carga são iguais a 189,5 A. O valor mínimo de corrente de curto-circuito bifásica é igual a 2043 A. A corrente máximo admissível pelo cabo (Cabo 6) é de 360 A. substituindo nas equações 5 e 6 temos:

$$(236,87) \leq I_{pick-up \text{ de fase}} \leq \frac{2043}{1,2} A \quad (30)$$

$$I_{pick-up \text{ de fase}} \leq 360 A \quad (31)$$

Assim a corrente de ajuste de fase do religador fica entre 236,87, 360 e 1702,5 Amperes. O Valor escolhido foi de 340 A

5.4.2 Pick-up de Terra

Para definir o pick-up de terra deve-se seguir a norma como da referência bibliográfica. Logo a corrente máxima de ajuste de terra deve ser 30% de pick-up de fase, assim:

$$I_{pick-up \text{ de neutro}} \leq 0,3 \times 340 = 102 A \quad (32)$$

O menor valor de curto-circuito monofásico é 2090 A, substituindo na inequação 4 temos:

$$I_{pick-up \text{ de neutro}} \leq \frac{2090}{1,2} \quad (33)$$

Resolvendo:

$$I_{pick-up \text{ de neutro}} \leq 1741,66 A \quad (34)$$

Logo a corrente de ajuste de terra está limitada entre 102 e 1741,66 A. Porém de acordo com a norma ND.4.15 (CEMIG,2017), esse ajuste está limitado a 50 A. portanto o valor de ajuste de corrente pick-up de terra escolhido é igual a 35 A.

5.4.3 Ajuste do Religamento Automático

10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento, como diz a norma da CEMIG.

5.4.3 Resumo dos ajustes

Tabela 6 - Ajustes de correntes

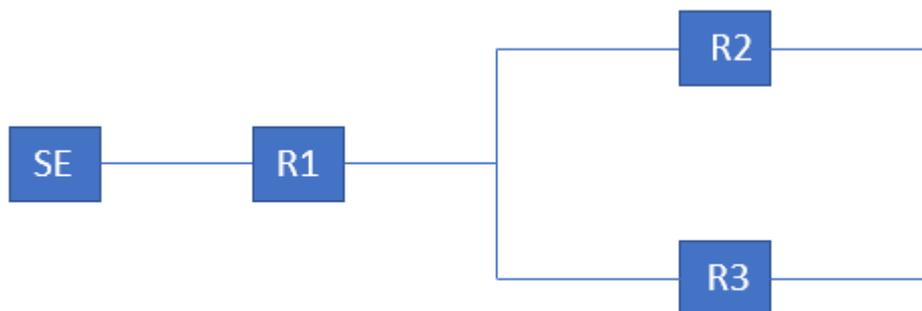
Religador	Ajuste de Fase (A)	Ajuste de Neutro (A)
Religador da Subestação (SE)	880	60
Religador de Distribuição 1 (R1)	495	50
Religador de Distribuição 2 (R2)	400	45
Religador de Distribuição 3 (R3)	340	35

Fonte: Autoria Própria (2022)

6 COORDENAÇÃO DOS RELIGADORES

A Figura abaixo, faz um resumo da rede estudada. Com cada quadrado indicando os religadores presentes na rede, sendo o religador SE o religador da subestação, R1 da zona de proteção 2, R2 da zona de proteção 3 e R3 com a zona de proteção 4.

Figura 13 - Circuito Resumido



Fonte: Autoria Própria (2022)

Com base na figura acima, é necessário haver coordenação entre os religadores:

- Religador de distribuição R1 com religador de distribuição R2
- Religador de distribuição R1 com religador de distribuição R3
- Religador de distribuição R1 com religador de distribuição SE

A coordenação será feita seguindo a ordem estabelecida acima, pois assim será garantido que o religador mais distante da subestação esteja coordenado com o mais próximo da subestação.

6.1 Religador R1 com religador R2

Segundo a norma N.D 4.15 (CEMIG, 2017) para a devida coordenação é necessário que:

- A corrente de pick-up de neutro do religador R2 deve ser menor que a corrente pick-up de neutro do religador R1

$$I_{\text{pick-up de neutro R2}} < I_{\text{pick-up de neutro R1}} \quad (35)$$

- E a corrente de pick-up de fase do religador R2 deve ser menor que a corrente de pick-up de fase do religador R1

$$I_{\text{pick-up de fase R2}} < I_{\text{pick-up de fase R1}} \quad (36)$$

Condição que são atendidas se observamos a Tabela 6, portanto as correntes de ajuste de fase e de neutro estão dentro da normativa.

O próximo passo é determinar e verificar o tempo de atuação dos dois religadores (religador 1 e religador 2) para curva lenta IEC e observar se estão coordenados entre si, pois é necessário que eles tenham um intervalo mínimo de 0,2 segundos para um nível de curto-circuito qualquer. De acordo com a equação abaixo o tempo de atuação dos religadores é de:

$$tr1 = TMS1 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{495}\right)^1 - 1} \quad (37)$$

$$tr2 = TMS2 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{400}\right)^1 - 1} \quad (38)$$

Utilizando $TMS1 = TMS2 = 0,1s$, se obteve os seguintes valores dos tempos de atuação:

Tabela 7 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)	Tempo de Atuação do religador R2 (s)
1000	1,32	0,9
2000	0,44	0,33
3500	0,22	0,17

Fonte: Autoria Própria (2022)

Assumindo esses valores de $TMS1$ e $TMS2$ não é garantida a seletividade entre as duas curvas lentas, pois para valores superiores a 2000 A não há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos. Faz-se necessário ajustar o $TMS1$ para 0,2 s. Logo o tempo de atuação fica:

Tabela 8 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)	Tempo de Atuação do religador R2 (s)
1000	2,64	0,9
2000	0,88	0,33
3500	0,44	0,17

Fonte: Autoria Própria (2022)

Já para curvas rápidas se usa a fórmula:

$$tr1 = TMS1 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{495}\right)^{0,02} - 1} \quad (39)$$

$$tr2 = TMS2 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{400}\right)^{0,02} - 1} \quad (40)$$

Utilizando TMS1 = TMS2 = 0,1s, se obteve os seguintes valores dos tempos de atuação:

Tabela 9 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)	Tempo de Atuação do religador R2 (s)
1000	0,98	0,75
2000	0.44	0.42
3500	0.35	0.31

Fonte: Autoria Própria (2022)

Assumindo esses valores de TMS1 e TMS2 não é garantida a seletividade entre as duas curvas rápidas, pois para valores superiores a 2000 A não há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos. Faz-se necessário ajustar o TMS1 para 0,2 s. Logo o tempo de atuação fica:

Tabela 10 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)	Tempo de Atuação do religador R2 (s)
1000	1,84	0,98
2000	0,88	0.44
3500	0,7	0.35

Fonte: Autoria Própria (2022)

6.2 Religador R1 com religador R3

Segundo a norma N.D 4.15 (CEMIG, 2017) para a devida coordenação é necessário que:

- A corrente de pick-up de neutro do religador R2 deve ser menor que a corrente pick-up de neutro do religador R1

$$I_{\text{pick-up de neutro R3}} < I_{\text{pick-up de neutro R1}} \quad (41)$$

- E a corrente de pick-up de fase do religador R2 deve ser menor que a corrente de pick-up de fase do religador R1

$$I_{\text{pick-up de fase R3}} < I_{\text{pick-up de fase R1}} \quad (42)$$

Condição que são atendidas se observamos a Tabela 6, portanto as correntes de ajuste de fase e de neutro estão dentro da normativa.

O próximo passo é determinar e verificar o tempo de atuação dos dois religadores (religador 1 e religador 3) para curva lenta IEC e observar se estão coordenados entre si, pois é necessário que eles tenham um intervalo mínimo de 0,2 segundos para um nível de curto-circuito qualquer. De acordo com a equação abaixo o tempo de atuação dos religadores é de:

$$tr1 = TMS1 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{495}\right)^1 - 1} \quad (43)$$

$$tr3 = TMS3 \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{340}\right)^1 - 1} \quad (44)$$

Utilizando TMS1 = TMS3 = 0,1s, se obteve os seguintes valores dos tempos de atuação:

Tabela 11 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)	Tempo de Atuação do religador R3 (s)
1000	1,32	0,69
2000	0,44	0,27
3500	0,22	0,14

Fonte: Autoria Própria (2022)

Assumindo esses valores de TMS1 e TMS3 não é garantida a seletividade entre as duas curvas lentas, pois para valores superiores a 2000 A não há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos. Faz-se necessário ajustar o TMS1 para 0,2 s. Logo o tempo de atuação fica:

Tabela 12 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)	Tempo de Atuação do religador R3 (s)
1000	2,64	0,69
2000	0,88	0,27
3500	0,44	0,14

Fonte: Autoria Própria (2022)

Já para curvas rápidas se usa a fórmula:

$$tr1 = TMS1 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{495}\right)^{0,02} - 1} \quad (45)$$

$$tr3 = TMS3 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{340}\right)^{0,02} - 1} \quad (46)$$

Utilizando TMS1 = TMS3 = 0,1s, se obteve os seguintes valores dos tempos de atuação:

Tabela 13 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)	Tempo de Atuação do religador R3 (s)
1000	0,98	0,64
2000	0,44	0,38
3500	0,35	0,29

Fonte: Autoria Própria (2022)

Assumindo esses valores de TMS1 e TMS3 não é garantida a seletividade entre as duas curvas rápidas, pois para valores superiores a 2000 A não há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos. Faz-se necessário ajustar o TMS1 para 0,2 s. Logo o tempo de atuação fica:

Tabela 14 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)	Tempo de Atuação do religador R3 (s)
1000	1,84	0,98
2000	0,88	0,44
3500	0,7	0,35

Fonte: Aatoria Própria (2022)

6.3 Religador SE com religador R1

Segundo a norma N.D 4.15 (CEMIG, 2017) para a devida coordenação é necessário que:

- A corrente de pick-up de neutro do religador R2 deve ser menor que a corrente pick-up de neutro do religador R1

$$I_{\text{pick-up de neutro R1}} < I_{\text{pick-up de neutro SE}} \quad (47)$$

- E a corrente de pick-up de fase do religador R2 deve ser menor que a corrente de pick-up de fase do religador R1

$$I_{\text{pick-up de fase R1}} < I_{\text{pick-up de fase SE}} \quad (48)$$

Condição que são atendidas se observamos a Tabela 6, portanto as correntes de ajuste de fase e de neutro estão dentro da normativa.

O próximo passo é determinar e verificar o tempo de atuação dos dois religadores (reiligador SE e religador 1) para curva lenta IEC e observar se estão coordenados entre si, pois é necessário que eles tenham um intervalo mínimo de 0,2 segundos para um nível de curto-circuito qualquer. De acordo com a equação abaixo o tempo de atuação dos religadores é de:

$$tr_{se} = TMS_{se} \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{880}\right)^1 - 1} \quad (49)$$

$$tr_1 = TMS_{se} \times \frac{13,5}{\left(\frac{i}{495}\right)^1 - 1} \quad (50)$$

Utilizando $TMS_{se} = TMS1 = 0,1s$, se obteve os seguintes valores dos tempos de atuação:

Tabela 15 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador SE (s)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)
1000	9,9	1,32
2000	1,06	0,44
3500	0,45	0,22

Fonte: Autoria Própria (2022)

Assumindo esses valores de $TMS1$ e $TMS3$ é garantida a seletividade entre as duas curvas lentas, pois o tempo entre as atuações dos religadores é igual ou maior a 0,2 segundos.

Já para curvas rápidas se usa a fórmula:

$$tr_{se} = TMS_{se} \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{880}\right)^{0,02} - 1} \quad (52)$$

$$tr1 = TMS1 \times \frac{0,14}{\left(\frac{i}{495}\right)^{0,02} - 1} \quad (51)$$

Utilizando $TMS_{se} = TMS1 = 0,1s$, se obteve os seguintes valores dos tempos de atuação:

Tabela 16 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador SE (s)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)
1000	5,96	0,98
2000	0.84	0.44
3500	0.5	0.35

Fonte: Autoria Própria (2022)

Assumindo esses valores de TMS_{se} e $TMS1$ não é garantida a seletividade entre as duas curvas rápidas, pois para valores superiores a 3500 A não há um intervalo mínimo no tempo de atuação dos dois religadores igual ou superior a 0,2 segundos. Faz-se necessário ajustar o $TMS1$ para 0,2 s. Logo o tempo de atuação fica:

Tabela 17 - Tempo de atuação

Corrente de Curto-Circuito (A)	Tempo de Atuação do religador SE (s)	Tempo de Atuação do religador R1 (s)
1000	3,68	0,98
2000	1,76	0.44
3500	1,5	0.35

Fonte: Aatoria Própria (2022)

7 CONCLUSÃO

A proposta inicial do trabalho foi a realização da coordenação da proteção de uma rede de energia elétrica real a partir do BDGD da concessionária, pois são dados públicos e que foram utilizados no trabalho de conclusão de curso.

Foi possível entender como esses dados estavam acomodados e como deveriam ser manuseados para construir a rede. Isso foi um muito trabalhoso, pois o volume de informações foi bem grande e exigiu tempo para o computador processá-lo e o autor manipulá-los. Mas com o auxílio da norma foi possível filtrar o que era necessário para construir a rede elétrica.

O código construído para se obter os valores de correntes de curto-circuito, foi bem desafiador e interessante, pois houve a possibilidade de conhecer uma ferramenta poderosa de cálculo como o OpenDSS.

Terminando com o ajuste de corrente e coordenação dos equipamentos religadores aplicando a norma, etapa por etapa, encontrou-se resultados satisfatórios para o sistema estudado, contudo, os valores encontrados não condizem com os reais, pois foram feitas adaptações para o cálculo como citado ao longo do trabalho.

REFERÊNCIAS

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> Acesso em 19 out. 2020.

DUGAN, R. C. **The Open Distribution System Simulator OpenDSS**. Disponível em: <ftp://197.155.77.3/sourceforge/e/el/electricdss/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf>. Acesso em: 19 out. 2020.

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.

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

IBRACAM. **Diferenças entre Geoprocessamento e Georreferenciamento**. Disponível em: <https://ibracam.com.br/blog/diferencas-entre-geoprocessamento-e-georreferenciamento>. Acesso em: 30/10/2020

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>. Acesso em: 30/10/2020

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

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

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

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.

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

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

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

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

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

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.

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.

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.

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

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

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.

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.

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.