

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MARCELA DUARTE DE CARVALHO NOGUEIRA**

**MODELAGEM DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA NO SOFTWARE OPENDSS: estudo de caso para  
análise das correntes de curto-circuito e sistema de proteção**

**FLORIANÓPOLIS, 2025.**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MARCELA DUARTE DE CARVALHO NOGUEIRA**

**MODELAGEM DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA NO SOFTWARE OPENDSS: estudo de caso para  
análise das correntes de curto-circuito e sistema de proteção**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador:  
Prof. Marco Aurélio Moreira Saran, M. Sc.

**FLORIANÓPOLIS, 2025**

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Nogueira, Marcela Duarte de Carvalho  
MODELAGEM DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
NO SOFTWARE OPENDSS: estudo de caso para análise das  
correntes de curto-circuito e sistema de proteção / Marcela  
Duarte de Carvalho Nogueira; orientação de Marco Aurélio  
Moreira Saran. - Florianópolis, SC, 2025.  
96 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de  
Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em  
Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.  
Inclui Referências.

1. Curto-circuito. 2. Usina Fotovoltaica. 3. Sistema Elétrico  
de Potência. 4. Dispositivos de proteção. 5. OpenDSS.  
I. Saran, Marco Aurélio Moreira.  
II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. MODELAGEM DE  
UMA USINA FOTOVOLTAICA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SOFTWARE  
OPENDSS: estudo de caso para análise das correntes de curto-  
circuito e sistema de proteção.

**MODELAGEM DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
NO SOFTWARE OPENDSS: estudo de caso para análise das correntes de  
curto-circuito e sistema de proteção**

**MARCELA DUARTE DE CARVALHO NOGUEIRA**

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

Florianópolis, 31 de julho, 2025.

Banca Examinadora:

---

Prof. Marco Aurélio Moreira Saran, M. Sc

---

Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.

---

Prof. Edison Antônio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, em primeiro lugar, à minha mãe, Aparecida, por ser minha inspiração e maior apoiadora, seu amor incondicional e constantes incentivos foram fundamentais para que eu acreditasse nos meus sonhos. À minha irmã, Laura, agradeço pelo apoio constante e por sempre acreditar no meu potencial, mesmo nos momentos mais difíceis.

Agradeço à minha família por todo suporte e oportunidades ao longo desses anos. Mesmo à distância, sempre estiveram presentes, oferecendo palavras de incentivo nos momentos que mais precisei.

Aos meus amigos, que estiveram ao meu lado tanto dentro e quanto fora da faculdade, agradeço por todo carinho, paciência e por compartilharem comigo não só os desafios, mas todas as conquistas dessa trajetória.

Aos professores, por todo conhecimento compartilhado ao longo da minha formação, que contribuíram para minha trajetória acadêmica e desenvolvimento profissional. Em especial, expresso minha gratidão ao professor Marco Aurélio Moreira Saran, por toda paciência, orientação e apoio durante o desenvolvimento desse trabalho.

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma, contribuíram para minha formação ao longo da graduação, seja por meio da troca de conhecimentos e conselhos ou no convívio do dia a dia.

## RESUMO

Com o crescente investimento em fontes energia renováveis para geração de energia elétrica, as Usinas de Geração Distribuída vêm ganhando espaço dentro da matriz elétrica brasileira. Os projetos de usinas fotovoltaicas tornaram-se cada vez mais atrativos, trazendo consigo a necessidade da análise de correntes de curto-circuito, visando garantir maior segurança do empreendimento. Os efeitos adversos causados pelas correntes de curto-circuito em Sistemas Elétricos de Potência são variados e ocorrem devido a diferentes fatores, assim comprometendo tanto a qualidade da energia elétrica quanto a vida útil dos equipamentos. Diante de tais problemas, torna-se necessário adotar métodos eficazes de mitigação das faltas, de maneira que a qualidade e continuidade da energia sejam mantidas. Este estudo tem como base a análise das correntes de curto-circuito, abordando sua origem, impacto dentro do Sistema elétrico de potência, as normas aplicáveis aos ajustes dos dispositivos de proteção — como ABNT, IEEE e IEC, bem como os métodos para solução do problema. A abordagem principal do trabalho consiste na análise das correntes de falta de uma usina fotovoltaica. A metodologia adotada inclui a modelagem de uma usina no *software* de simulação OpenDSS, assim possibilitando a obtenção das correntes de curto-circuito trifásicas, bifásicas e monofásicas. Com base nos resultados, foi realizado o dimensionamento e ajuste dos dispositivos de proteção, visando garantir a segurança e o funcionamento do sistema. O trabalho evidencia a importância do estudo e análise de curto-circuito como ferramenta para confiabilidade e proteção dos sistemas elétricos de potência.

**Palavras-chave:** Curto-circuito. Usina Fotovoltaica. Sistema Elétrico de Potência. Dispositivos de proteção. OpenDSS.

## ABSTRACT

With the growing investment in renewable energy sources for electricity generation, Distributed Generation (DG) plants have been gaining space in the Brazilian electrical matrix. Photovoltaic plant projects have become increasingly attractive, bringing the need for short-circuit current analysis to ensure greater safety of the facility. The adverse effects caused by short-circuit currents in Power Systems are diverse and result from various factors, thus compromising both the quality of electrical energy and the lifespan of equipment. In light of such issues, it becomes necessary to adopt effective fault mitigation methods to ensure the continuity and quality of power supply. This study is based on the analysis of short-circuit currents, addressing their origin, impact on the power system, applicable standards for the adjustment of protection devices—such as ABNT, IEEE, and IEC, and the methods used to address these issues. The main focus of the work is the analysis of fault currents in a photovoltaic power plant. The adopted methodology includes the modeling of the plant in the OpenDSS simulation software, thus enabling the calculation of three-phase, two-phase, and single-phase short-circuit currents. Based on the results, the protection devices are properly sized and adjusted, aiming to ensure system safety and proper operation. This work highlights the importance of short-circuit analysis as a fundamental tool for ensuring the reliability and protection of power systems.

**Keywords:** Short-circuit. Photovoltaic power plant. Power System. Protection Devices. OpenDSS.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN.....	24
Figura 2 – Diagrama construtivo do TPI.....	32
Figura 3 – Diagrama construtivo do TPC .....	32
Figura 4 – Interface OpenDSS .....	49
Figura 5 – Interface OpenDSS-G .....	50
Figura 6 – <i>Line Editor</i> .....	51
Figura 7 – <i>Nominal Values</i> .....	52
Figura 8 – <i>Switch Editor</i> .....	53
Figura 9 – <i>Relay Editor</i> .....	53
Figura 10 – <i>Transformer Editor</i> .....	54
Figura 11 – <i>Generator Editor</i> .....	55
Figura 12 – Diagrama Unifilar UFV.....	64
Figura 13 – <i>DSS to DSP translator</i> .....	66
Figura 14 – Modelagem UFV.....	66

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Parâmetros das curvas inversas.....	44
Quadro 2 – Caracterização das classes de proteção.....	56
Quadro 3 – Valores de corrente primária.....	57
Quadro 4 – Premissas do empreendimento.....	61
Quadro 5 – Dados dos Painéis.....	61
Quadro 6 – Dados dos Inversores.....	62
Quadro 7 – Dados do Transformador.....	63
Quadro 8 – Dados do relé de proteção.....	63
Quadro 9 – Impedâncias de curto-circuito.....	67
Quadro 10 – Correntes de curto-circuito.....	67
Quadro 11 – Correntes de sequência.....	68
Quadro 12 – Dados de entrada.....	68
Quadro 13 – Correntes OpenDSS.....	72

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução das tensões dos sistemas elétricos no mundo .....	21
Tabela 2 – Valores de tensões nominais.....	22
Tabela 3 – Resultado dimensionamento do TC .....	73
Tabela 4 – Ajuste relé 51: indicador de 100% .....	74
Tabela 5 – Ajuste relé 51: indicador de 80% .....	75
Tabela 6 – Ajuste relé 51N: indicador de 100%.....	75
Tabela 7 – Ajuste relé 50.....	76
Tabela 8 – Ajuste relé 50N .....	76
Tabela 9 – Resultado dimensionamento do TC .....	77
Tabela 10 – Ajuste relé 51: indicador de 100% .....	77
Tabela 11 – Ajuste relé 51N: indicador de 100%.....	78
Tabela 12 – Ajuste relé 51N: indicador de 80%.....	79
Tabela 13 – Ajuste relé 50.....	79
Tabela 14 – Ajuste relé 50N .....	79

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ETAP	<i>Electrical Transient Analyzer Program</i>
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	<i>Open-Source Distribution System Simulator</i>
PTW	<i>Power Tools for Windows</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SF6	Hexafluoreto de enxofre
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potencial
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TPI	Transformador de Potencial Indutivo

UFV Usina Fotovoltaica

ZnO Óxido de zinco

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa</b> .....	<b>15</b>
<b>1.2</b>	<b>Definição do Problema</b> .....	<b>17</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivo Geral</b> .....	<b>18</b>
<b>1.4</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>18</b>
<b>1.5</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b> .....	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>20</b>
<b>2.1</b>	<b>Sistema Elétrico de Potência</b> .....	<b>20</b>
<b>2.2</b>	<b>Subestações</b> .....	<b>25</b>
2.2.1	Equipamentos de Manobra .....	28
2.2.2	Equipamentos de Transformação .....	29
2.2.2.1.1	<i>Transformadores de Potência</i> .....	29
2.2.2.1.2	<i>Transformadores de Corrente</i> .....	30
2.2.2.1.3	<i>Transformadores de Potencial</i> .....	31
2.2.3	Equipamentos de Proteção .....	32
2.2.3.1.1	<i>Para-raios</i> .....	32
2.2.3.1.2	<i>Relés</i> .....	33
<b>2.3</b>	<b>Curto-circuito</b> .....	<b>34</b>
2.3.1	Curto-circuito equilibrado e desequilibrado .....	36
2.3.1.1	<i>Teorema de Fortescue</i> .....	36
2.3.2	Componentes Simétricas .....	38
2.3.2.1	<i>Impedância de sequência</i> .....	39
2.3.3	Correntes de curto-circuito .....	41
2.3.4	Principal causa de faltas .....	42
2.3.5	Sistema de proteção .....	42
2.3.5.1	<i>Relés de sobrecorrente</i> .....	43
2.3.5.2	<i>Parâmetros do sistema de proteção</i> .....	45
2.3.5.2.1	<i>Seletividade</i> .....	45
2.3.5.2.2	<i>Sensibilidade</i> .....	45
2.3.5.2.3	<i>Velocidade</i> .....	46
2.3.5.2.4	<i>Coordenação</i> .....	46
2.3.5.2.5	<i>Confiabilidade</i> .....	47
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>48</b>
<b>3.1</b>	<b>Método de Análise</b> .....	<b>48</b>
3.1.1	OpenDSS .....	49
3.1.2	OpenDSS-G .....	50
<b>3.2</b>	<b>Ajuste dos equipamentos de proteção</b> .....	<b>55</b>
<b>3.3</b>	<b>Empreendimento</b> .....	<b>60</b>
<b>3.4</b>	<b>Modelagem da usina no OpenDSS</b> .....	<b>64</b>
<b>3.5</b>	<b>Dispositivos de proteção</b> .....	<b>67</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS OBTIDOS</b> .....	<b>72</b>

<b>4.1</b>	<b>Resultado da análise de faltas .....</b>	<b>72</b>
<b>4.2</b>	<b>Resultado do ajuste dos dispositivos de proteção.....</b>	<b>72</b>
4.2.1	Barra de entrada .....	73
4.2.2	Barra de MT .....	76
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>81</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>83</b>
	<b>APÊNDICES .....</b>	<b>88</b>
	APÊNDICE A – Código base da UFV .....	89
	APÊNDICE B – Códigos análise de faltas .....	92

## 1 INTRODUÇÃO

Com a revolução industrial, a demanda por fontes mais eficazes foi crescendo e, desta forma, iniciou-se a utilização de combustíveis fósseis, como carvão e petróleo (Farias; Sellitto, 2011). O primeiro recurso empregado foi o carvão para o maquinário da época, porém com a descoberta e exploração do petróleo, ocorreu a queda dessa matéria prima. Apesar da grande utilização do petróleo sabe-se que se trata de uma matéria prima não renovável, assim não podendo ser a fonte de energia mais utilizada.

Com o intuito de aumentar o aproveitamento de outras fontes de energia, os investimentos e pesquisas em diversas fontes foram crescendo durante os anos. Sabe-se que, atualmente, um dos maiores objetivos na área de energia elétrica é obter uma matriz energética e elétrica composta majoritariamente por fontes renováveis. A matriz elétrica mundial é composta majoritariamente por fontes não renováveis, como carvão, petróleo e gás natural, representando, aproximadamente, 70,1% de toda a matriz, sobrando somente 29,9% para as fontes renováveis (EPE, 2025).

O cenário brasileiro é promissor, visto que as fontes renováveis representam mais de 85% da matriz elétrica, já que grande parte da geração vem de usinas hidrelétricas. Além das hidrelétricas, as fontes solares e eólicas estão em constante crescimento, incluindo a geração de energia por geração distribuída (GD) (EPE, 2025). O mercado para GD solar está avançando de maneira acelerada no Brasil, tal crescimento está relacionado a vários fatores, como queda no preço real dos sistemas de geração fotovoltaica, aumento significativo das tarifas de energia e, por fim, implementação do sistema de compensação de energia por meio da RN nº 482 (CNI, 2021).

Para garantir a continuidade no fornecimento de energia com a qualidade esperada, tornou-se necessário a criação do Sistema Interligado Nacional (SIN) (ONS, 2025). Para possibilitar a interconexão do sistema são utilizadas malhas de transmissão, distribuição e subestações, além de todos os equipamentos que podem abaixar ou aumentar a tensão durante o percurso. O SIN funciona com diferentes níveis de tensão para geração, distribuição e transmissão de energia. Para que o

consumidor receba a energia na tensão correta, faz-se necessário ajustar o nível de tensão, este processo é realizado pelas subestações (Muzy, 2012).

Tendo em vista esse cenário, as subestações desempenham papel essencial sendo responsáveis pela transformação dos níveis de tensão, assim garantindo fluxo de potência e protegendo os equipamentos do sistema. A complexidade da instalação e a exposição a fatores internos e externos torna o sistema mais suscetível a diferentes tipos de falhas, como o curto-circuito, que é uma das ocorrências mais comuns.

Visando garantir a segurança nos empreendimentos, torna-se indispensável o dimensionamento de um sistema de proteção que evite interrupções na operação. Ao longo dos anos, as análises de curto-circuito foram se desenvolvendo e são cada vez mais exigidas durante a fase de execução dos projetos. Os sistemas de proteção devem atender alguns requisitos básicos como seletividade, velocidade de interrupção das correntes de curto-circuito, sensibilidade, automação, entre outros (Coelho, 2025).

Para alcançar os requisitos necessários, é importante realizar a coordenação dos dispositivos de proteção, minimizando a área afetada e realizando o isolamento da falta no tempo de atuação correto, além de assegurar a configuração correta de cada equipamento (Negrão, 2012). Para realizar a coordenação dos dispositivos é necessário obter alguns parâmetros como dados do sistema, correntes de faltas, fatores de sobrecarga e segurança e algumas condições de operação dos equipamentos.

## **1.1 Justificativa**

Com o aumento do consumo de energia elétrica, há maior necessidade de aprimoramento das instalações elétricas, tanto residencial quanto industrial. Devido a essa necessidade, torna-se então fundamental um sistema de operação confiável, eficiente e seguro. Dentro do SIN, as subestações elétricas têm papel essencial como pontos de transformação e controle de tensão, o que gera a necessidade de operação contínua.

A elevação ou diminuição da tensão depende do tamanho do caminho que será percorrido, quando há uma longa distância, é necessário que a tensão seja alta, para que seja evitado uma grande perda de energia, já perto de centros urbanos faz-se necessário que a tensão seja abaixada, tornando possível realizar a distribuição da eletricidade na cidade (Muzy, 2012). Tal processo é realizado utilizando equipamentos de transformação, manobra e proteção.

Devido a função estratégica das subestações dentro de um Sistema Elétrico de Potência (SEP), uma falha pode comprometer o fornecimento de energia para os consumidores. Dentro do setor industrial, uma ocorrência, como um curto-circuito, é considerada crítica para o SEP, visto que, aproximadamente, dois terços do consumo nacional está voltado para esse segmento (Carvalho Filho, 2011).

Segundo Santos (2009), um curto-circuito pode ser determinado como a conexão entre dois ou mais pontos com diferentes potenciais elétricos, podendo ser uma conexão intencional ou acidental e, normalmente, apresenta baixa impedância, desta forma, resultando em uma sobrecorrente, além de alterações de outras grandezas como frequência e tensão. Quando a intensidade e duração deste fenômeno é muito elevada, os esforços eletrodinâmicos e térmicos dos equipamentos são excedidos, assim, ocasionando danos nos equipamentos e nas instalações elétricas, e, conseqüentemente, colocando em risco a segurança das pessoas.

Segundo Sato (1979), a magnitude da corrente depende de diversos fatores, como tipo de corrente de curto, capacidade do sistema de geração, topologia do sistema, método de conexão e operação dos transformadores, distância entre a falha e unidades geradores, entre outros. Uma corrente de curto ultrapassa o valor de corrente nominal do equipamento afetado, dessa maneira, causando diversos danos ao sistema.

O curto-circuito é uma das falhas mais comuns e mais perigosas que podem ocorrer dentro do sistema, visto que podem resultar em altos níveis de sobrecorrentes, causando danos aos equipamentos e, em casos mais extremos, a interrupção do fornecimento de energia elétrica, conseqüentemente, comprometendo a segurança e estabilidade do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Dentro de um SEP, faz-se

necessário a utilização de um sistema de proteção adequado, com intuito de manter a boa operação do sistema e a integridade dos equipamentos.

## 1.2 Definição do Problema

Os métodos de análise de um sistema foram se desenvolvendo com o passar dos anos. Inicialmente, eram utilizados métodos manuais, como o Teorema de Fortescue, que facilitavam o cálculo do curto em um sistema desequilibrado (Kindermann, 1997). Atualmente, existem diversos *softwares* que calculam as correntes de curto, assim facilitando os cálculos necessários, para realizar os ajustes dos dispositivos de proteção.

Para o bom funcionamento do sistema, é necessário a inserção de um sistema de proteção, devidamente ajustado. Um sistema de proteção é composto por transformadores de corrente e potencial, relés de proteção, disjuntores e para-raios. Os dispositivos de proteção precisam estar ajustados corretamente para que funcionem caso haja alguma falta no sistema.

Para realizar o ajuste da proteção faz-se necessário o estudo e análise de um possível curto-circuito no sistema; existem quatro tipos de faltas sendo elas, a trifásica, bifásica, bifásica à terra e monofásica. Além do tipo de falta, é preciso analisar as características da falta, que são divididas em falta momentânea, com duração de até 15 minutos, 30 minutos, 1 hora, 2 horas ou acima de 2 horas.

Tendo em vista a importância da não ocorrência de uma falta nas instalações, este trabalho irá tratar dos tipos de curto, suas consequências e o uso de um sistema de proteção adequado, que evite tal problema. O presente estudo de curto-circuito irá demonstrar a modelagem de uma Usina Fotovoltaica, no *software* OpenDSS, simulando as faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas em diferentes barramentos para análise das correntes e sugestão de um possível ajuste dos dispositivos de proteção. Os dados da usina são de um empreendimento real e foram disponibilizados com intuito de aprendizado.

Apesar da utilização de dados reais, alguns parâmetros não foram avaliados, como a coordenação dos dispositivos de proteção com as normativas da

concessionária. Neste trabalho, optou-se por realizar o ajuste somente para sobrecorrente, utilizando os critérios de sensibilidade e coordenação de relés.

### 1.3 Objetivo Geral

O objetivo do presente trabalho é realizar um estudo de caso, modelando a Usina Fotovoltaica, simular e analisar as magnitudes dos curtos em algumas barras da usina e sugerir um ajuste de proteção.

### 1.4 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral do trabalho, foram realizados os seguintes passos:

- a) fazer um levantamento de quais efeitos e problemas podem ocorrer devido às faltas;
- b) apresentar normas e critérios aplicados no dimensionamento do sistema de proteção;
- c) modelar a usina fotovoltaica no *software* OpenDSS;
- d) simular as faltas trifásica, bifásica e monofásica nas barras escolhidas;
- e) dimensionar o sistema de proteção e sugerir possíveis ajustes para os relés.

### 1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está organizado em cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta a introdução do trabalho, que é composta por justificativa, definição do problema, além dos objetivos geral e específicos.

O segundo capítulo aborda a fundamentação teórica, onde será explicado sobre o Sistema Elétrico de Potência, subestações e seus equipamentos, bem como as correntes de curto-circuito, destacando as principais causas de faltas e meios para mitigação do problema.

O terceiro capítulo descreve a metodologia utilizada para análise das correntes de curto-circuito e ajustes do sistema de proteção. O quarto capítulo é constituído pelo estudo de caso, apresentando dados da UFV analisada, sua modelagem no *software* e os dispositivos de proteção dimensionados.

No quinto capítulo encontra-se os resultados obtidos por meio da simulação, com a análise de cada falta simulada, além dos resultados dos dimensionamentos realizados. O sexto capítulo apresenta as considerações finais sobre o trabalho, além de sugestões para trabalhos futuros. Por fim, são mostradas as referências bibliográficas utilizadas no trabalho.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Com o objetivo de esclarecer os principais aspectos relacionados às faltas em Sistemas Elétricos de Potência e seus impactos, este trabalho abordou inicialmente os conceitos fundamentais de um SEP, seu histórico e a evolução do uso da energia elétrica. Na sequência, é apresentado o funcionamento do Sistema Interligado Nacional (SIN), destacando sua estrutura e relevância para o fornecimento contínuo e seguro de energia.

Também foram introduzidas, de forma sucinta, as subestações e seus principais equipamentos, culminando com a definição e análise de curto-circuito, suas causas e consequências para o sistema elétrico.

Este estudo é pautado nas normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), que estabelecem os parâmetros, indicadores de desempenho, limites de referência e metodologias de medição utilizados na análise das condições do sistema.

### **2.1 Sistema Elétrico de Potência**

Inicialmente, a aplicação da energia elétrica restringia-se à iluminação. O desenvolvimento de lâmpadas elétricas ocorreu simultaneamente nos Estados Unidos e Inglaterra, sendo constatada uma superioridade em relação ao uso de iluminação a gás. Dessa forma, impulsionando o progresso tecnológico e expansão do uso da energia elétrica em diversas aplicações.

Segundo Bichels (2018), em 1882, a Alemanha utilizava transmissão de energia elétrica em corrente contínua (CC) com tensão de 2,4 kV e por uma distância máxima de 59 km. Sabe-se que ao utilizar corrente contínua é necessário que a tensão, para geração, transmissão e distribuição, seja a mesma, resultando em maiores perdas conforme ocorre o afastamento da usina. Por esse motivo, fez-se necessário o desenvolvimento de pesquisas para utilização de corrente alternada (CA).

Entre 1885 e 1886, foram desenvolvidos transformadores comerciais. No mesmo período, Nikola Tesla desenvolveu um artigo que comprovava a possibilidade

de construir motores CA. Com o sucesso do funcionamento do motor de indução, ampliou-se os conhecimentos para a utilização de sistemas em corrente alternada, como o complexo de Niagara Falls, nos Estados Unidos, e o sistema de 74,6 kW com transmissão de 160 km, que foi implementado na Alemanha. Juntamente com a crescente necessidade de sistemas com maiores potências, veio a necessidade por níveis de tensão cada vez maiores (Monticelli; Garci, 2011). A Tabela 1 mostra o desenvolvimento dos níveis de tensão nas linhas de transmissão.

**Tabela 1 – Evolução das tensões dos sistemas elétricos no mundo**

Ano	Tensão $kV_{CA}$
1882	2,4
1889	4
1891	12
1907	100
1913	150
1923	220
1926	244
1936	287
1953	345
1965	500
1969	765
1985	1150

Fonte: adaptado Bichels (2018)

No Brasil, o desenvolvimento da energia elétrica também ocorreu a partir de 1883, com a cidade de Campos, que foi a primeira a utilizar iluminação pública elétrica, alimentadas com eletricidade proveniente de uma usina de geração. Já em 1889, foi desenvolvida a primeira usina hidrelétrica do Brasil, localizada em Juiz de Fora, MG. Com o decorrer dos anos, foram desenvolvidas diversas usinas, principalmente

hidrelétricas, devido ao vasto poder hídrico do país. Em relação à frequência, foram utilizados diversos valores que sofreram influência europeia e norte-americana, porém com valores predominantes de 50 Hz e 60 Hz (Bichels, 2018).

Como mostrado na Tabela 1, os valores de tensão foram aumentando com o decorrer dos anos, porém com o Decreto nº 73.080, de novembro de 1973, houve a padronização dos valores de tensão para transmissão e distribuição de energia. A Tabela 2 apresenta tais valores (Brasil, 1973).

**Tabela 2 – Valores de tensões nominais**

	Tensão (V)
	13,8 k
	34,5 k
	69 k
Transmissão e Subtransmissão	138 k
	230 k
	500 k
	750 k
Distribuição Primária	13,8 k
	34,5 k
	380-220
Distribuição Secundária	220-127
	230/115

Fonte: Elaboração própria (2025)

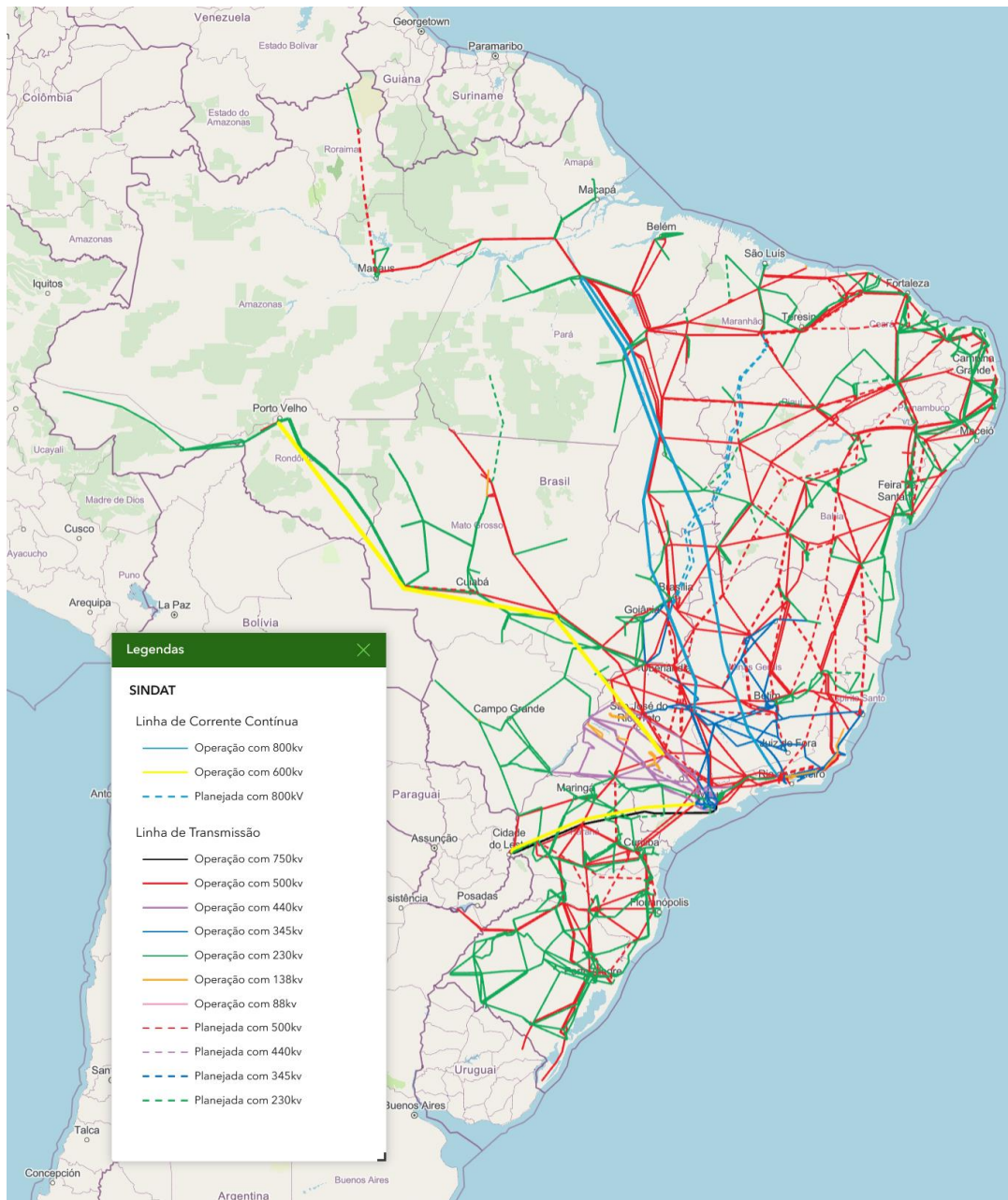
Com o aumento da necessidade de padronização da frequência, visando a interligação de sistemas regionais, o Brasil desenvolveu o decreto nº 852 em 1938, que fixava a frequência em 50 Hz (Brasil, 1938). Porém, o decreto não foi obedecido e durante a Segunda Guerra Mundial, a frequência de 60 Hz passou a prevalecer

dentro do país. Então, durante a década de 50, foram construídas grandes usinas, com operação na frequência de 60 Hz, para aproveitamento do potencial hidrelétrico presente no Sudeste. Devido ao crescimento dos sistemas, começaram os problemas com as suas interligações, visto que grande parte do sistema Rio, Minas Gerais e Espírito Santo operava em 50 Hz (Bichels, 2018).

Tendo em vista a crescente necessidade de interligar os sistemas isolados, em 1961, foi instituída uma Comissão de Uniformização da frequência, que recomendava assumir como padrão o valor de 60 Hz. Porém somente em 1963, com a criação do comitê Coordenador de Estudos Energéticos, criado pelo Ministério de Minas e Energia, foi desenvolvido um plano de conversão que possuía seis etapas semestrais. Inicialmente, unificou-se toda a Região Sudeste, visto que apresentava o maior mercado consumidor de energia elétrica. Por fim, a unificação do Rio Grande do Sul aconteceu entre 1969 e 1977, assim tornando possível interligar desde o Rio Grande do Sul até Brasília (Bichels, 2018).

O Sistema Interligado Nacional - SIN, como se conhece hoje, foi implementado em 1999. O processo de interligação começou com diversos sistemas de um estado, depois de uma mesma região e, por fim, foram integradas as regiões Sul, Sudeste-Centro Oeste, Norte e Nordeste por meio de malhas de transmissão, distribuição e subestações (ONS, 2025). Além do território brasileiro, o SIN se conecta ainda com os sistemas elétricos da Argentina, Uruguai, Paraguai e Venezuela, sendo necessária a conversão da frequência por meio de estações conversoras. A Figura 1 demonstra como funciona a interligação do SIN.

**Figura 1 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN**



Fonte: ONS (2025)

O Sistema Elétrico de Potência - SEP está relacionado ao conjunto de instalações e equipamentos pertencentes à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, ou seja, é um sistema que interliga os produtores e consumidores de energia. O SEP tem como principal intuito o suprimento da demanda de energia dos consumidores, que podem ser residenciais, industriais ou comerciais.

Porém com o aumento do consumo de energia e a necessidade de potência de geração cada vez maiores, fez-se necessário desenvolver geração a maiores

distâncias e potências. Com a crescente demanda de grandes projetos de geração, tornou-se necessário linhas de transmissão com comprimentos e tensões cada vez maiores, assim formando os grandes SEP. Dessa maneira, unificando frequência e padronizando os níveis de tensão para transmissão, subtransmissão e distribuição, o que possibilitou maior eficiência e segurança durante o fornecimento de energia com menores custos.

Um sistema elétrico de potência pode ser representado por meio de diagramas unifilares. O sistema é, usualmente, composto por transformadores, geradores, linhas de transmissão, alimentadores de distribuição, dispositivos de proteção, como disjuntores e chaves seccionadoras, além das cargas que o compõe (Monticelli; Garcia, 2011).

Segundo Kindermann (1997), todo o comportamento do sistema elétrico deve ser operado e planejado com acompanhamento sistemático, visto que há grande necessidade de manter um histórico atualizado, que possibilite a análise, diagnóstico, prevenção e planejamento do sistema. Para garantir um SEP adequado, existem três objetivos básicos que devem ser atendidos, sendo eles, a operação em condição normal, sem ocorrência de interrupções de fornecimento, curto ou desligamentos, a prevenção de falhas e, por fim, a mitigação dos efeitos de falhas, mantendo nulas ou mínimas as consequências.

## **2.2 Subestações**

Segundo Muzy (2012), as subestações podem ser definidas como um conjunto de equipamentos interligados que tem como principal objetivo o controle do fluxo de potência, modificação de tensão e alteração da natureza da corrente elétrica. Visando garantir a proteção do sistema elétrico de potência e desempenhando papel fundamental no sistema, devido a conexão que faz entre a geração e rede de transmissão de energia. As subestações são classificadas de acordo com sua função, nível de tensão, forma de operação e tipo de instalação (Soares, 2013).

Segundo Comelli (2023), quando se fala da função de uma subestação, podem ser considerados sete tipos, sendo eles, abaixadora, elevadora, distribuição, manobra, conversoras, industrial e móvel. As subestações abaixadoras e de distribuição tem

como principal objetivo reduzir a tensão elétrica. Já as elevadoras têm o intuito de elevar a tensão para níveis de transmissão e subtransmissão e estão presentes na saída de usinas geradoras.

As subestações de manobra têm como intuito realizar o chaveamento ou comutação de linhas de transmissão que apresentam valores de tensão maiores que 230 kV. As conversoras, como o próprio nome diz, tem como função ser conversora ou retificadora em sistemas de transmissão de corrente contínua. A subestação móvel é montada para situações emergenciais em cima de um veículo. E, a subestação industrial é a que recebe a energia vinda de linhas de transmissão e/ou redes de distribuição tendo como função o abaixamento da tensão para uso industrial (Muzy, 2013).

Quando se trata dos níveis de tensão de uma subestação, existem três classificações utilizadas sendo elas, baixa tensão, média tensão ou tensão de distribuição e extra/alta tensão ou tensão de transmissão e subtransmissão. A baixa tensão é onde se tem valores entre 127 V e 440 V e são comumente utilizadas em instalações residenciais. As subestações de média tensão, também conhecidas como subestações de tensão de distribuição, tem como objetivo transmitir a energia dentro das áreas urbanas e rurais e possuem níveis de tensão entre 2,3 kV e 34,5 kV. Por fim, as subestações de extra/alta tensão possuem níveis de tensão que variam entre 69 kV e 750 kV e tem como função a transmissão de energia das usinas para os centros urbanos (Comelli, 2023).

Em relação ao tipo de instalação de uma subestação existem três classificações sendo elas, abrigadas, ao tempo ou blindadas. As subestações abrigadas ou internas são construídas em locais abrigados, que podem ser uma edificação ou câmara subterrânea, e tem como principal característica a instalação de seus equipamentos e componentes abrigados das possíveis intempéries, o que garante maior durabilidade dos equipamentos e confiabilidade em seu uso (Soares, 2013).

As subestações ao tempo ou externas são construídas ao ar livre, ou seja, com total exposição às intempéries, o que, a longo prazo, causa maior desgaste aos componentes e equipamentos da subestação (Muzy, 2012). Segundo a Norma

Brasileira, NBR 14039 de 12/2021 (ABNT, 2021), em subestações não abrigadas faz-se necessário a utilização de equipamentos mais resistentes, aumento na frequência das manutenções e adoção de medidas de segurança que evitem o acesso de pessoas não autorizadas e animais. Além disso, durante a construção, exige-se uma maior distância entre os componentes, com objetivo de garantir maior segurança e funcionamento adequado dos equipamentos.

Por último, as subestações blindadas também são construídas em locais abrigados, seu diferencial está no modo de instalação dos equipamentos que são 100% isolados em óleo ou gás, possibilitando maior controle da temperatura e isolamento elétrico. Este tipo de subestação é utilizado quando não há um espaço adequado dentro do centro urbano ou quando há um alto custo dos terrenos de determinada região (Comelli, 2023).

Segundo Muzy (2012), quando se fala da forma de operação de uma subestação, existem três classificações sendo elas, com operador, semiautomatizadas e automatizadas. A subestação com operador é utilizada em instalações de grande porte, exigindo pessoas qualificadas, alto nível de treinamento, além do uso de computadores para supervisão e operação. As subestações semiautomatizadas exigem uso de computadores ou intertravamentos eletromecânicos visando evitar operações indevidas por meio do operador local. Por fim, as subestações automatizadas fazem uso de monitoramento à distância por meio de computadores.

Segundo Silva (2013), os equipamentos e componentes de uma subestação podem ser separados em dois grupos, sendo equipamentos de baixa tensão e de média ou alta tensão, que podem ser separados em equipamentos de transformação, de manobra, de proteção, de medição e para compensação de reativos. Para os equipamentos de baixa tensão pode ser destacado quadros gerais, banco de capacitores, condutores, disjuntores e o transformador, que é dimensionado de acordo com a potência total do sistema. Já para os equipamentos de média ou alta tensão são destacados transformadores e disjuntores de potência, para-raios, muflas, isoladores, buchas, condutores, chave seccionadora e, se necessário, fusíveis.

Os equipamentos de transformação são separados em transformadores de força e transformadores de instrumentos, ou seja, transformadores de corrente e/ou transformadores de potencial. Os transformadores de força tornaram possível maior aproveitamento econômico de energia elétrica, facilitando a transmissão utilizando altos níveis de tensão, visto que ao utilizar maiores níveis de tensão, há uma economia nas linhas que apresentam trechos mais longos. Os transformadores de corrente - TCs, e os transformadores de potencial - TPs, têm, respectivamente, como principal objetivo a redução da corrente e da tensão para níveis compatíveis com os de componentes como relés e medidores (Monteiro, 2023).

### 2.2.1 Equipamentos de Manobra

Os equipamentos de manobra são separados em disjuntores e chaves seccionadoras. Os disjuntores são dispositivos utilizados para baixa, média e alta tensão, com o principal objetivo a proteção da instalação elétrica, além de facilitar a realização de manutenção preventiva e monitoramento do sistema. A proteção da instalação ocorre quando é detectada alguma condição anormal no sistema, interrompendo o fluxo de corrente elétrica, que deve ocorrer de forma rápida para que não haja grandes danos nos equipamentos. Os disjuntores podem ser separados em 4 principais tipos, que são a óleo, a vácuo, a ar comprimido e hexafluoreto de enxofre (SF6) (Soares, 2013).

A especificação da corrente nominal de um disjuntor deve ser realizada de acordo com o valor da máxima corrente possível para quando não haja outro dispositivo de proteção no mesmo vão ou vão próximo da instalação. Além disso, faz-se necessário que durante a especificação seja considerada a abertura em casos de corrente de curto-circuito nas condições mais severas (Duailibe, 1999).

Segundo Monteiro (2023), as chaves seccionadoras são definidas como dispositivos de manobra, que tem como principal objetivo o isolamento dos equipamentos, zonas de barramento ou linhas de transmissão, após a abertura do equipamento de bloqueio principal. De acordo com a NBR IEC 62271-102 (ABNT, 2022), a chave seccionadora é capaz de abrir e fechar um circuito no momento de interrupção ou estabelecimento de uma corrente desprezível, como correntes

capacitivas das buchas, barramentos, conexões, comprimentos curtos de cabos e das correntes das impedâncias dos disjuntores, além de correntes de transformadores e divisores de tensão. Além disso, a chave seccionadora funciona quando não ocorre alteração significativa na tensão presente nos terminais da seccionadora, suportando as correntes em condições normais de operação e por determinado tempo em condições anormais, como nas faltas.

Segundo Duailibe (1999), os seccionadores podem ser definidos de acordo com o seu tipo de abertura, sabe-se que existem nove classificações conhecidas, que podem ser separadas em seccionadores com gap horizontal e com gap vertical. Os seccionadores com gap horizontal são os de abertura lateral, abertura central, abertura central em “V”, dupla abertura lateral, abertura vertical e abertura semipantográfica horizontal. Já os seccionadores com gap vertical são os abertura vertical reversa, abertura semipantográfica vertical e abertura pantográfica. Além disso, para realizar a definição do melhor equipamento são considerados quatro pontos, sendo nível de tensão, esquema de manobra, limitação de área ou de afastamento elétrico e, por fim, tradição, ou seja, o padrão utilizado pela empresa.

## 2.2.2 Equipamentos de Transformação

Os equipamentos de transformação têm como objetivo o ajuste dos níveis de tensão e corrente para valores compatíveis com outros dispositivos presentes no sistema. O presente tópico irá explicar sobre os tipos de equipamentos de transformação.

### 2.2.2.1.1 Transformadores de Potência

Como mencionado anteriormente, os transformadores podem ser classificados em transformadores de potência, de corrente e de potencial. Os transformadores de potência, incluindo os autotransformadores, são normalmente acoplados à saída de sistemas de geração ou empregados na interligação de redes de transmissão. Sua classificação pode variar conforme o meio de isolamento utilizado, que pode ser óleo mineral, fluidos isolantes sintéticos ou ar, no caso dos transformadores a seco.

Os fluidos isolantes, como o óleo mineral e os líquidos sintéticos, têm como principais funções o isolamento dielétrico entre os componentes condutores e a

dissipação térmica gerada durante o funcionamento do equipamento. Por outro lado, os transformadores a seco utilizam o ar como meio de isolamento elétrico e de refrigeração (Monteiro, 2023).

O funcionamento de um transformador baseia-se em dois conceitos do eletromagnetismo sendo eles, a Lei de Biot-Savart e a Lei de Faraday-Neumann-Lenz. A Lei de Biot-Savart afirma que a corrente elétrica, que percorre um condutor, gera um campo magnético, cuja intensidade e direção dependem da geometria do condutor e distribuição da corrente. Já a Lei de Faraday-Neumann-Lenz descreve o fenômeno da indução eletromagnética, que ocorre entre duas ou mais bobinas indutivamente acopladas, onde ao aplicar uma tensão alternada no primário, estabelece-se um fluxo magnético variável no núcleo, o qual percorre o enrolamento secundário. Essa indução magnética aplicada, resulta em uma corrente alternada, que dependendo do número de espiras na bobina, ou da relação de transformação, aumenta ou diminui a tensão (Frontin, 2013).

#### *2.2.2.1.2 Transformadores de Corrente*

Segundo Frontin (2013), os transformadores de corrente – TCs - tem como objetivo garantir o isolamento contra alta-tensão no circuito primário. Os TCs têm seu enrolamento primário conectado em série com o circuito primário, ou seja, com um circuito de alta tensão ou de potência. Os equipamentos como medidores, relés de proteção e dispositivos de controle de corrente alternada são alimentados pelo enrolamento secundário desse equipamento.

Os transformadores de corrente são classificados de acordo com sua construção mecânica, sendo cinco tipos conhecidos. O primeiro é o tipo primário enrolado cuja principal característica é o enrolamento primário ser constituído por uma ou mais espiras que envolvem mecanicamente o núcleo do transformador, sendo mais utilizado em serviços de medição. O tipo barra tem como característica o primário ser constituído por uma barra que é montada permanentemente através do núcleo do transformador, o que o torna adequado para resistir aos esforços de sobrecorrentes altas. O tipo janela não contém primário próprio, além de ser constituído por uma abertura através do núcleo, por onde é passado o condutor do circuito primário (Duailibe, 1999).

O tipo bucha é uma modificação do tipo janela que foi construído e projetado para que sua instalação seja realizada sobre a bucha de um equipamento elétrico, se tornando parte do fornecimento do mesmo. Devido ao seu tipo de construção e instalação, o circuito magnético do transformador é maior que nos outros TCs, dessa forma, obtendo maior precisão para correntes altas, visto que possuem menor saturação. Já em correntes mais baixas, a precisão é menor, devido ao aumento da corrente de saturação. Por este motivo, esse tipo de TC não é utilizado para medição. Por fim, o tipo núcleo dividido não possui enrolamento primário e seu enrolamento secundário é completamente isolado e montado ao núcleo, onde parte do núcleo é articulado ou separável, assim permitindo a conexão do condutor primário. Normalmente utilizado em circuitos com condutores completamente isolados ou nu (Monteiro, 2023).

Segundo a NBR 6856, para se especificar um TC, faz-se necessário considerar algumas características, como corrente primária nominal e relação nominal, tensão máxima do equipamento e níveis de isolamento, frequência nominal, carga nominal, exatidão, número de núcleos para proteção e medição, fator térmico nominal, corrente suportável nominal de curta duração, valor de crista nominal da corrente suportável, tipo de aterramento do sistema e, por fim, uso interno ou externo.

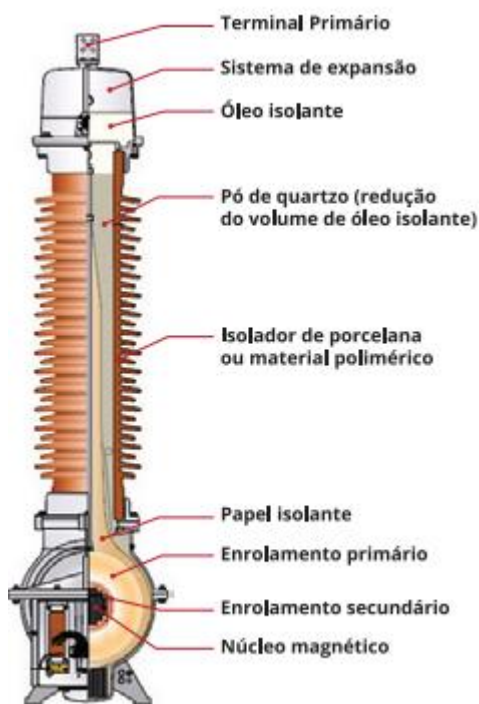
#### *2.2.2.1.3 Transformadores de Potencial*

O transformador de potencial (TP) apresenta grande importância para o Sistema Elétrico de Potência, visto que tem como principal função o isolamento do circuito primário em relação ao secundário. Além do isolamento, ocorre a conversão da amplitude de determinada grandeza para valores em níveis seguros de serem utilizados nos instrumentos de medição, proteção ou controle (Duailibe, 1999). São utilizados em equipamentos com elevada impedância de entrada, fornecendo sinal de tensão, e, em instalações convencionais, são conectados juntamente com transformadores de corrente.

Quando se trata de suas características construtivas, os transformadores de potencial podem ser classificados em Transformadores de Potencial Indutivo (TPI) e Transformadores de Potencial Capacitivo (TPC), sendo diferenciados pelo nível de tensão no qual são instalados. Para sistemas com tensão abaixo de 145 kV, são

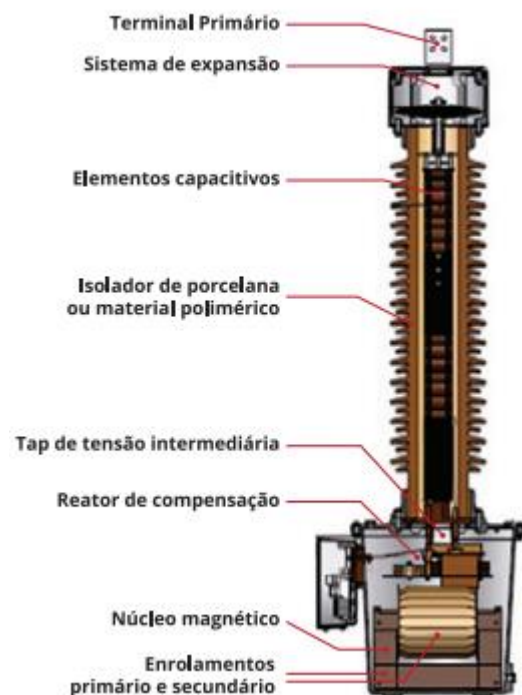
utilizados os TPIs, que são constituídos de dois ou mais enrolamentos no mesmo núcleo e possuem relação de transformação definida de acordo com a relação de espiras dos enrolamentos. Já para sistemas com tensão acima de 145 kV, são utilizados os TPCs, que são compostos por um divisor capacitivo, onde as células que formam o capacitor estão ligadas em série e o conjunto fica no interior do invólucro de porcelana (Frontin, 2013). A Figura 2 e Figura 3 mostram, respectivamente, as características do TPI e TPC.

**Figura 2 – Diagrama construtivo do TPI**



Fonte: Frontin (2013)

**Figura 3 – Diagrama construtivo do TPC**



Fonte: Frontin (2013)

### 2.2.3 Equipamentos de Proteção

Os equipamentos de proteção têm como finalidade proteger o sistema contra surtos de sobretensão e sobrecorrente, possibilitando a preservação dos equipamentos presentes na instalação, além da proteção de pessoas.

#### 2.2.3.1.1 Para-raios

Devido à alta incidência de descargas atmosféricas, faz-se necessário a instalação de equipamentos de proteção em instalações, garantindo a preservação do sistema e equipamentos presentes no mesmo. Dessa maneira, para realizar tal função são instalados os para-raios.

Segundo Duailibe (1999), os para-raios são dispositivos limitadores de surtos, projetados para proteger os equipamentos contra picos de tensão transitórias, controlando uma parte da sobretensão presente em sistemas elétricos de potência. Os para-raios funcionam como um isolador até determinado valor de sobretensão, após ultrapassar esse valor, o dispositivo passa a ser um condutor, assim descarregando parte da corrente para terra, realizando a redução da crista da onda a um valor específico para as características do para-raios.

Os para-raios podem apresentar centelhadores em sua construção, cada fabricante possui um tipo de tecnologia. O primeiro dispositivo utilizado para proteção de um sistema foi um centelhador, que possui uma construção com espaçamentos intencionais de ar e é utilizado até hoje em sistemas de baixa tensão e dispositivos para rede. Os para-raios considerados convencionais são dispositivos constituídos por um conjunto de resistores não lineares em série com um centelhador, que limita a corrente em frequência nominal decorrente da descarga de corrente de origem atmosférica ou de manobra (Frontin, 2013).

Em sistemas de transmissão de extra-alta tensão, utilizam-se para-raios com centelhadores ativos, os quais promovem uma queda de tensão controlada. Essa queda contribui para a limitação das correntes de seguimento, permitindo sua interrupção em qualquer ponto da forma de onda da tensão, geralmente em períodos inferiores a meio ciclo. Por fim, existem os para-raios, utilizados em sistemas de potência, que são constituídos somente por blocos de resistores não lineares. Tais resistores são fabricados por um processo cerâmico contendo como principal componente o óxido de zinco - ZnO, que apresentam alta linearidade e possibilita que a corrente passe através dos resistores (Frontin, 2013).

#### 2.2.3.1.2 Relés

Os relés apresentam importante função na proteção contra faltas, atuando diretamente nos disjuntores, dessa forma tornando possível o isolamento do trecho

onde está localizado o problema. Segundo Mardegan (2012), os relés são dispositivos que devem atuar quando uma grandeza atinge um determinado valor, existem diversas classificações que podem ser aplicadas para esse equipamento, como grandeza de atuação - tensão, corrente, frequência, entre outros - forma de conexão, forma construtiva, temporização, função e característica de atuação. Os relés apresentam alguns requisitos importantes como confiabilidade, seletividade, suportabilidade térmica e dinâmica, sensibilidade, velocidade, baixo consumo e custo, *breaker failure*, *autocheck*, seletividade lógica, entre outros.

A origem dos relés digitais aconteceu juntamente com os relés eletromecânicos. Dessa forma, forçando que os relés digitais tivessem as principais características dos relés eletromecânicos, facilitando a migração de um modelo para o outro (Mardegan, 2012). Os relés podem ser classificados de acordo com a grandeza ou princípio de atuação, existindo cinco tipos de relés, sendo eles relés de sobrecorrente, relés diferenciais, relés direcionais de sobrecorrente, relés de distância e proteção piloto.

Segundo Cotosck (2007), os relés de sobrecorrente atuam quando ocorre a ultrapassagem do valor de corrente ajustado, podendo ser instantâneo ou temporizado. Os relés temporizados possuem um tempo definido de atuação, desde que o valor de corrente seja ultrapassado. Os relés diferenciais atuam quando há diferença entre os valores de entrada e saída de uma grandeza excedendo o valor ajustado. Os relés direcionais de sobrecorrentes são, normalmente, utilizados para proteção de sobrecorrente em sistemas conectados em anel, ou seja, onde o curto-circuito opera em um único sentido. Os relés de distância funcionam comparando o ponto de ocorrência da falta com o ponto onde o relé foi instalado, analisando a relação entre tensão e corrente. Por fim, a proteção piloto é semelhante a diferencial, porém nesse tipo existe um canal entre os terminais de linha.

### **2.3 Curto-circuito**

As falhas em sistemas elétricos de potência são problemas comuns que ocorrem devido ao aumento do uso da energia, visto que o sistema está condicionado a distúrbios. Segundo Sato (1979), curto-circuito é uma das falhas mais comuns e

pode ser definido como defeitos nas instalações elétricas, podendo ser causado por diferentes fatores, como falha de isolamento do circuito, arcos elétricos, ação humana ou fenômenos naturais. A falha gera uma sobrecorrente, que afeta os equipamentos e pode causar diversos problemas no sistema.

O curto-circuito, em sistemas elétricos de potência, causam diversos desbalanceamentos, dificultando a realização de cálculos e simulações da ocorrência (Kindermann, 1997). A corrente de curto ultrapassa a corrente nominal do equipamento, assim causando diversos danos na operação normal do sistema. Além de danificar equipamentos, os valores de tensão e potência podem oscilar, causando instabilidade no sistema.

A dimensão da corrente depende de diversos fatores, como tipo de curto-circuito, topologia do sistema, capacidade de geração, método de conexão e operação do neutro do transformador, distância entre a falha e a unidade geradora, impedância entre as fontes, entre outros. As principais fontes desse tipo de corrente são máquinas de indução e síncronas, e para realizar a análise da corrente pode-se utilizar duas componentes: corrente síncrona e corrente contínua, que quando somadas, geram a corrente de curto-circuito total (Acácio, 2014).

De acordo com a velocidade da ocorrência, classifica-se o tipo de falha em Transitórios Ultra-Rápidos, Transitórios Meio-Rápidos e Transitórios Lentos. O transitório ultra-rápido está associado a descargas atmosféricas em linhas de transmissão ou alterações repentinas no sistema, sendo caracterizado por uma onda eletromagnética nos terminais da linha (Coelho, 2025).

O transitório meio-rápido ocorre devido às mudanças estruturais anormais e repentinas no sistema e são denominados curto-circuito, podendo ser dividido de acordo com a gravidade da ocorrência. As classificações são curto-circuito trifásico, ou seja, o curto ocorre entre as três fases e a terra, o curto-circuito bifásica, que ocorre entre duas fases e a terra ou somente entre duas fases, e, por fim, o curto-circuito monofásico, que ocorre entre uma fase e a terra. Segundo Blackburn (1997), dentro de um sistema, o curto-circuito monofásico representa entre 70-80% das faltas. O curto bifásico representa entre 17-10% das faltas, quando ocorre entre duas fases e

a terra, e 10-8%, quando é somente entre duas fases. Por fim, o curto-circuito trifásico representa de 3-2% das faltas.

O curto-circuito mais comum é o monofásico sendo o trifásico mais difícil de ocorrer: 80% das faltas são monofásicas, 15% bifásicas e apenas 5% são trifásicas (Santos, 2009, p.6).

Por fim, os transitórios lentos estão relacionados a uma estabilidade transitória, visto que o local, onde ocorre a falta, não é desconectado rapidamente do sistema, gerando oscilações mecânicas nos rotores das máquinas síncronas.

### 2.3.1 Curto-circuito equilibrado e desequilibrado

Como citado anteriormente, os transitórios meio-rápidos são os relacionados ao curto-circuito, que podem ser categorizados em curtos equilibrados e desequilibrados.

O curto-circuito pode ser definido como equilibrado caso haja simetria ou equilíbrio entre as fases antes e após a ocorrência da falha. Sob essa condição, as impedâncias e os módulos de tensão e corrente são iguais nas três fases, assim possibilitando que o sistema seja representado por um sistema monofásico. Analisando os tipos de curto apresentados, somente o curto trifásico é equilibrado, apresentando apenas componentes de sequência positiva (Santos, 2009).

Quando se fala de curto-circuito desequilibrado, é conhecido que as impedâncias e módulos de tensão e corrente não são iguais nas três fases, assim o sistema não pode ser representado por um sistema monofásico. Entre os tipos de curto apresentado, sabe-se que os curtos monofásico, bifásico e bifásico-terra são os desequilibrados. Um dos métodos de análise utilizados para o cálculo de curtos desequilibrados é o Teorema de Fortescue (Coelho, 2025).

#### 2.3.1.1 Teorema de Fortescue

Para realizar os estudos das correntes de curto foram desenvolvidos métodos de análise do comportamento do sistema ao acontecer a ocorrência de uma falha. Inicialmente, as análises eram realizadas por meio de réplicas, porém o modelo reduzido não representava as mudanças e manobras do modelo real. Em virtude de

tal problema, em 1895, começaram a ser desenvolvidos estudos para criação de uma ferramenta analítica. Primeiro, foram realizados estudos em motores monofásicos, onde era decomposto o campo magnético estacionário pulsatório em dois campos, que giravam simultaneamente, mas em direções opostas (Kindermann, 1997).

Já em 1915, Leblanc visualizou a decomposição das correntes trifásicas desequilibradas em três grupos, sendo a corrente de um campo magnético girando em uma direção, outra corrente do campo magnético que gira na direção oposta e, por fim, a corrente gerada pelo campo magnético estático. No mesmo ano, com o desenvolvimento dessas ideias, o Doutor C. L. Fortescue formulou uma metodologia analítica para a decomposição de sistemas desequilibrados com  $n$  fases em suas respectivas componentes simétricas equilibradas (Kindermann, 1997).

Segundo Kindermann (1997), Fortescue desenvolveu um sistema com  $n$  fasores desequilibrados que se separa em  $n$  sistemas de fasores equilibrados, que são chamados de componentes simétricas referente aos fasores originais. A equação (1) mostra a expressão analítica do Teorema.

$$\begin{aligned} \dot{V}_a &= \dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_b &= \dot{V}_{b0} + \dot{V}_{b1} + \dot{V}_{b2} \\ \dot{V}_c &= \dot{V}_{c0} + \dot{V}_{c1} + \dot{V}_{c2} \end{aligned} \quad (1)$$

Para sistemas trifásicos é necessário realizar somente a análise de uma fase, visto que o sistema é equilibrado e todas as fases são iguais. As equações (2), (3) e (4) mostram como a equação (1) deve ser organizada.

$$\begin{aligned} \dot{V}_a &= \dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_b &= \dot{V}_{a0} + a^2 \cdot \dot{V}_{a1} + a \cdot \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_c &= \dot{V}_{a0} + a \cdot \dot{V}_{a1} + a^2 \cdot \dot{V}_{a2} \end{aligned} \quad (2)$$

Na equação (3) é apresentada a forma matricial do Teorema,

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad (3)$$

A equação (4) mostra a matriz de transformação (T) do sistema desbalanceado

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (4)$$

Para encontrar as componentes  $V_{a0}$ ,  $V_{a1}$  e  $V_{a2}$  é necessário fazer a matriz inversa mostrada na Equação 3, como apresentado na equação (5).

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (5)$$

Onde,

$a = e^{\frac{2\pi}{3}}$ , representa a defasagem de  $120^\circ$  entre as tensões de cada fase.

O Teorema de Fortescue foi implementado para Sistemas Monofásicos e Trifásicos, com intuito de encontrar as componentes de sequência zero, positiva e negativa para sistemas balanceados ou desbalanceados. Com o decorrer dos estudos em curto-circuito, as aplicações do Teorema foram direcionadas para cada componente presente no sistema.

### 2.3.2 Componentes Simétricas

Em sistemas pequenos pode-se utilizar componentes simétricas para a análise de faltas, garantindo maior simplicidade nos cálculos. As componentes simétricas são compostas por componentes de sequências positiva, negativa e zero (Primo, 2009). A metodologia possibilita a transformação de sistemas desequilibrados, simplificação de modelos de equipamentos, além de simplificação da análise. Porém, a simplificação pode causar a perda de informações e levar a resultados imprecisos ou errôneos.

Segundo Acácio (2014), para aplicar a análise por componentes simétricas, faz-se necessário definir algumas condições, como frequência da fonte, coeficientes de impedâncias, tensão e ângulo, fonte de corrente e, por fim, a tensão pré-falta, no ponto de falha. A tensão pré-falta, no ponto onde ocorre a falta, deve ser considerada em valor por unidade (PU).

O valor por unidade auxilia na modelagem e resolução de sistemas, visto que as grandezas apresentam como base o valor de referência adotado. Para realizar

o cálculo do valor em PU faz-se a relação entre o valor da grandeza e o valor base da grandeza, como pode ser observado na equação (6) (Kindermann, 1997).

$$\text{valor pu} = \frac{\text{valor real da grandeza}}{\text{valor base da grandeza}} \quad (6)$$

Podendo ser aplicado nas quatro grandezas presentes no sistema, sendo elas tensão elétrica (V), corrente elétrica (I), potência aparente (S) e impedância (Z).

Além do cálculo das componentes simétricas utilizando o Teorema de Fortescue, é necessário encontrar as impedâncias de sequência dentro do sistema que será analisado. Segundo Kindermann (1997), um sistema elétrico trifásico pode ser decomposto em três sistemas equilibrados denominados de sequência positiva, sequência negativa e sequência zero. Assim como a corrente e tensão, as impedâncias de sequência devem ser calculadas para cada equipamento que será utilizado.

### 2.3.2.1 Impedância de sequência

A utilização das impedâncias de sequência dentro de um sistema tem como objetivo possibilitar a montagem do circuito de sequência (Primo, 2009). Para cada equipamento do sistema, é calculado sua componente simétrica. De acordo com Acácio (2014), no estudo de curto-circuito cada componente é modelada como um arranjo de resistência, reatância e fonte de corrente ou tensão. Os equipamentos comumente utilizados são geradores síncronos, transformadores, motores, cargas, cabos e linhas. Para melhor entendimento, serão exemplificados os modelos de alguns desses equipamentos.

Os geradores e motores apresentam grande semelhança em sua modelagem, visto que o motor consome potência ativa da rede enquanto o gerador fornece, ou seja, a única diferença entre os modelos é o sentido da corrente. Para sequência positiva, o modelo é composto por uma fonte de tensão, reatância síncrona e resistência de armadura. O modelo da sequência negativa é parecido ao da positiva, porém com a fonte de tensão curto-circuitada. Já o modelo de sequência zero pode variar dependendo do tipo de conexão do sistema (Kindermann, 1997).

As linhas e cabos apresentam o modelo mais simples entre os equipamentos. Para a sequência positiva e negativa são consideradas as impedâncias em série e mútuas. Porém a impedância zero é diferente das impedâncias positiva e negativa, visto que como a corrente de sequência zero é igual em cada condutor, o que resulta em uma reatância de ordem 2 ou 3 vezes maior que na sequência positiva e negativa. Então, a impedância total é composta pela impedância em série e duas vezes a impedância mútua (Primo, 2009).

Por fim, os transformadores são os equipamentos que apresentam diversos modelos distintos. Normalmente, a impedância de magnetização é desconsiderada, visto que a corrente que passa nesse ramo é inferior à do de dispersão. Para sequência positiva e negativa é uma impedância em série. Já para sequência zero, o modelo varia de acordo com a ligação entre o primário e secundário. Segundo Kindermann (1997), a impedância de sequência zero depende do tipo de transformador, forma do núcleo magnético e tipo de conexão entre o primário e secundário.

Os tipos de conexões variam entre Y aterrado – Y aterrado, delta – delta, Y aterrado por impedância – delta e Y – delta (Acácio, 2014). Cada tipo apresenta uma impedância equivalente como apresentado a seguir.

1. Y aterrado – Y aterrado: apresenta conexão entre primário e secundário semelhantes, porém com a impedância de aterramento podendo ser diferente. Então a impedância total seria a do transformador somada com três vezes a impedância de aterramento de ambos os lados.
2. Y – Delta: como o primário não é aterrado, não ocorre a passagem da corrente de sequência e deve ser representado por um circuito aberto. Para o secundário também não ocorre a passagem da corrente de sequência, porém há uma corrente interna. Então o secundário também fica desconectado do terminal do transformador, mas fica em curto-circuito com a terra.
3. Delta – Delta: como explicado anteriormente, a conexão em delta não é ligada aos terminais do transformador, porém deve estar em curto-circuito com a terra, devido a passagem da corrente interna.

4. Y aterrado por impedância – Delta: o secundário estará desconectado do terminal do transformador, porém vai estar em curto-circuito com a terra. Como o primário está aterrado, a corrente de sequência zero circula por ele, então é necessário considerar a impedância do primário multiplicada por três.

### 2.3.3 Correntes de curto-circuito

Como mostrado anteriormente, a corrente total de curto-circuito possui uma parcela de corrente simétrica e outra de corrente contínua, conforme apresentado na equação (7).

$$i(t)_{\text{assimétrica}} = i(t)_{\text{simétrica}} + i(t)_{\text{contínua}} \quad (7)$$

Os valores assimétricos das correntes de curto-circuito são empregados para a determinação da capacidade dos equipamentos em suportar os efeitos dinâmicos das correntes de falta. Já os valores simétricos são usados para determinar as capacidades de interrupção dos dispositivos de seccionamento (por exemplo, disjuntores), as capacidades de suportar os efeitos térmicos produzidos pelas correntes de falta e para definir os ajustes dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente (Santos, 2009, p.10).

Segundo Ferreira (2016), as correntes de faltas causam oscilações mecânicas em unidades geradoras, assim causando problemas de estabilidade na transferência de potência. Além disso, os efeitos térmicos e eletromagnéticos causados pela corrente devem ser suportados pelos equipamentos e instalações. Quando ocorre um curto-circuito deve-se observar quatro fatores importantes, sendo eles, o tempo de duração da ocorrência, valor de pico do curto, valor eficaz do curto e, por último, a corrente de abertura de curto.

Em sistemas industriais a corrente total de curto-circuito fornecida pelo número de fontes presentes, podem ser classificadas em três categorias. A primeira a ser citada são sistemas de geração, que equivale a um gerador a grande distância, alimentando a distribuição. A segunda são os geradores locais ou próximos ao sistema. Por fim, os motores síncronos ou de indução (Acácio, 2014).

#### 2.3.4 Principal causa de faltas

Um sistema elétrico é composto por diversos equipamentos, que podem sofrer alguma falha durante seu funcionamento. As faltas podem ocorrer devido a diversos fatores, como problemas de isolamento, mecânicos, elétricos, de natureza térmica, manutenção, entre outros.

Segundo Kindermann (1997), os problemas de isolamento estão relacionados aos níveis de tensão elevados nos condutores, podendo causar rupturas entre os cabos ou para a terra. Já os problemas mecânicos estão ligados a ações da natureza como vento, contaminação, entre outros. Os problemas elétricos podem ocorrer devido à operação do sistema ou eventos naturais, como sobretensão e descargas atmosféricas diretas ou indiretas.

Os problemas de natureza térmica estão ligados a animais e vegetação, podendo gerar faltas e, conseqüentemente, uma sobrecorrente ou sobretensão. Os problemas de manutenção estão relacionados à manutenção inadequada do sistema, como falta de inspeção na rede, materiais e peças de má qualidade, além de profissionais desqualificados para realizar os procedimentos (Martins, 2021).

#### 2.3.5 Sistema de proteção

Com a ocorrência de um curto-circuito, o sistema fica exposto a possíveis danos, como sobreaquecimento de cabos, perda ou dano dos equipamentos, choques elétricos, faíscas e explosões e, em casos mais graves, a interrupção do fornecimento de energia.

Para interrupção das correntes de curto-circuito são utilizados dispositivos de proteção. Devido a interligação dos equipamentos do sistema elétrico de potência faz-se necessário obtenção de um sistema de proteção que atue rapidamente durante uma falta, assim desconectando a parte afetada e evitando que todo o sistema seja prejudicado.

Os três principais componentes, de proteção, presentes em um sistema são disjuntores, redutores de medidas, ou seja, transformadores, e relés de proteção. Os disjuntores atuam na interrupção de correntes, normalmente, superiores as nominais,

com rapidez. Os redutores de medidas têm como objetivo a isolação das bobinas dos relés e instrumentos em geral, além de padronizar os valores secundários. Por fim, os relés de proteção controlam a operação dos disjuntores (Sato, 1979).

Para que a proteção atue de maneira correta e dentro do tempo esperado, sem que haja prejuízo nos equipamentos do SEP, faz-se necessário realizar os ajustes dos equipamentos de proteção.

As proteções adequadas de vários componentes de um sistema elétrico de potência são executadas pela aplicação de um conjunto coerente de relés, e a decisão de quais devem ser os ajustes depende do conhecimento dos valores das correntes de curto-circuito (Sato, 1979, p.6).

### 2.3.5.1 Relés de sobrecorrente

Um relé de sobrecorrente pode ser descrito de acordo com a curva tempo *versus* corrente. A norma ANSI apresenta a numeração funcional dos dispositivos e a designação de contatos em Sistemas Elétricos de Potência. As duas funções usualmente utilizadas são a ANSI 50 e 51.

Segundo Oliveira (2019), a ANSI 50 é ajustada para interrupção imediata da corrente, ou seja, quando a corrente é superior ao valor ajustado, o tempo de atuação do relé é imediato. Sua utilização é extremamente necessária para proteção de corrente de curto-circuito com valores extremamente altos, que devem ser interrompidos imediatamente, evitando danos maiores.

A ANSI 51 é a função temporizada, que deve ser ajustada de acordo com um tempo pré-definido ou pelas curvas inversas (Oliveira, 2019). Os relés com tempo pré-definido são utilizados em casos onde o pico de corrente aciona desnecessariamente a proteção do sistema.

Segundo a IEEE C37.112 (IEEE, 2018), no ajuste de curva inversa, faz-se necessário especificar a curva que será utilizada. Além disso, a norma especifica a equação que define o tempo de atuação dos tipos de curvas inversas. A equação (8) apresenta como o cálculo deve ser realizado.

$$t = \text{indicador}_{pu} \times \left( \frac{K}{\text{Múltiplo}^\alpha - \beta} + L \right) \quad (8)$$

Onde:

$t$ , é o tempo de atuação;

$indicador_{pu}$ , é o indicador múltiplo da curva (0,05 a 1 ou 5% a 100%);

*Múltiplo*, é o múltiplo da corrente de ajuste;

$K, L, \alpha$  e  $\beta$ , são parâmetros das curvas.

A norma IEC 60255-151 (IEC, 2009), define a curva com base na equação (9) mostrada abaixo.

$$t = \left( \frac{K}{\left( \frac{I}{I_{pickup}} \right)^\alpha - 1} \right) \quad (9)$$

Onde:

$t$ , é o tempo de atuação;

$I_{pickup}$ , é a corrente de atuação;

$I$ , é a corrente medida;

$K$  e  $\alpha$ , são parâmetros das curvas.

O Quadro 1 apresenta os parâmetros das curvas.

**Quadro 1 – Parâmetros das curvas inversas**

<b>Norma</b>	<b>Curva</b>	<b>K</b>	<b><math>\alpha</math></b>	<b>L</b>	<b><math>\beta</math></b>
<b>IEC</b>	Inversa	0,14	0,02	0	1
	Muito Inversa	13,5	1	0	1
	Extremamente Inversa	80	2	0	1
<b>IEEE</b>	Moderadamente Inversa	0,0515	0,02	0,114	1
	Muito Inversa	19,61	2	0,491	1
	Extremamente Inversa	28,2	2	0,1217	1

Fonte: Elaboração própria (2025).

### 2.3.5.2 Parâmetros do sistema de proteção

Segundo Blackburn (1997), o sistema de proteção tem como objetivo isolar rapidamente a área que sofreu uma falta, de maneira que o restante do sistema continue operando. Dentro desse contexto, os equipamentos de proteção apresentam cinco parâmetros básicos, assim garantindo a minimização da duração do problema e limitação de danos.

#### 2.3.5.2.1 Seletividade

Em um sistema de proteção faz-se necessário realizar um estudo de seletividade, que representa a determinação dos ajustes dos dispositivos para que durante a ocorrência de um curto-circuito, o dispositivo de proteção mais próximo da falta seja acionado. Dessa forma, isolando somente o local mais próximo da falta dentro do SEP, no menor tempo possível (Mardegan, 2012).

O estudo de seletividade pode ser realizado de diferentes maneiras. Inicialmente, é necessário conhecer a folha de verificação gráfica de seletividade, que pode ser realizado por meio de *softwares*. Os estudos de seletividade podem ser divididos em amperimétrica, cronológica e lógica. A seletividade amperimétrica é realizada quando há impedâncias muito altas entre os pontos onde o estudo será feito. Para a seletividade cronológica são aplicados intervalos de tempo entre os dispositivos de proteção, garantindo a operação de forma seletiva e coordenada.

A seletividade lógica é realizada por meio de relés digitais, permitindo que as unidades próximas da falta as eliminem em um período muito pequeno, entre 50 e 100 ms. Convencionalmente se aplicam recursos da seletividade cronológica e/ou amperimétrica, para a escolha de um relé de sobrecorrente.

A seletividade, também chamada de coordenação de relés, é o processo de aplicar e ajustar os relés de proteção de forma que eles atuem rapidamente dentro da sua zona primária, mas com atuação temporizada na zona de retaguarda. Essa temporização é essencial para permitir que os relés primários responsáveis por essa área de retaguarda tenham tempo suficiente para atuar. Caso contrário, ambos os conjuntos de relés — o primário e o de retaguarda — podem atuar para faltas nessa área sobreposta. A atuação da proteção de retaguarda, nesse contexto, é considerada incorreta e indesejada, a menos que a proteção primária falhe em eliminar a falta (Blackburn, 1997, p.21).

#### 2.3.5.2.2 Sensibilidade

A sensibilidade dos dispositivos de proteção dentro do sistema está relacionada a capacidade de identificação de situações anormais, ou seja, a capacidade da identificação de uma falta.

#### *2.3.5.2.3 Velocidade*

Em um SEP, os equipamentos de proteção devem funcionar dentro do tempo esperado, para que não ocorram danos graves, mantendo a estabilidade, garantindo as condições de operação e, conseqüentemente, reestabelecendo a energia mais rapidamente.

Em alguns casos, os dispositivos de proteção apresentam dificuldades para atuarem de forma rápida, principalmente, quando está junto com a seletividade, visto que se torna necessário sistemas mais complexos e, conseqüentemente, mais caros. Uma proteção de altíssima velocidade é desejável, porém pode resultar em mais atuações indevidas. O tempo de atuação é um dos meios mais eficazes para diferenciar os transitórios entre toleráveis e intoleráveis (Blackburn, 1997).

Segundo o IEEE 100 (Blackburn, 1997), um dispositivo de proteção que atue em menos de 50 milissegundos, é considerado de alta velocidade, e ocorre em três ciclos dentro de um sistema de 60 Hz. Já um dispositivo instantâneo atua sem introdução deliberada de atraso. Ambos os relés atuam em 50 ms ou menos.

#### *2.3.5.2.4 Coordenação*

A coordenação do sistema de proteção está relacionada ao intervalo de tempo que garante que a parte mais próxima da falta irá operar e que a proteção situada imediatamente à montante não, exceto se a proteção mais próxima não funcionar. O intervalo de coordenação deve ser aplicado para o valor da corrente de curto-circuito do dispositivo que será analisado, ou seja, o transitório dos dispositivos temporizados (Mardegan, 2012).

Portanto, a seletividade ou coordenação dos relés é fundamental para garantir a máxima continuidade do fornecimento de energia, com o mínimo de desligamentos no sistema (Blackburn, 1997, p.21).

A coordenação dos dispositivos tem dois objetivos principais, sendo eles minimização da área afetada durante a falta e isolamento da falta no menor período de tempo, reduzindo danos ao sistema (Negrão, 2012). A coordenação entre dois

dispositivos ocorre para que o dispositivo mais próximo da fonte elimine a falta, caso ocorra falha no dispositivo mais próximo da falta.

#### *2.3.5.2.5 Confiabilidade*

A confiabilidade dos dispositivos de proteção está relacionada a possibilidade de o equipamento cumprir sua função como esperado. A confiabilidade apresenta dois aspectos sendo eles, confiabilidade funcional e segurança. A confiabilidade funcional mostra a capacidade do sistema de proteção de atuar corretamente quando for necessário, sendo de fácil verificação por meio de testes no sistema de proteção, para que os dispositivos operem quando os limites definidos forem ultrapassados (Blackburn, 1997).

Segundo Blackburn (1997), a segurança está relacionada à capacidade de evitar atuações indevidas durante as condições normais de operação ou quando as faltas e problemas forem fora da zona de atuação do dispositivo. Esse fator apresenta maior dificuldade para ser avaliado, visto que a variedade de transitório, que podem prejudicar o funcionamento do sistema, é quase infinita.

### 3 ESTUDO DE CASO

Com base nas informações relacionadas aos aspectos das correntes de curto-circuito, incluindo sua origem, problemas que podem causar, normas e recomendações aplicáveis, bem como as formas de mitigação, torna-se necessário a descrição da metodologia do projeto. O objetivo é apresentar um estudo de caso, de uma Usina Fotovoltaica (UFV), na qual há possibilidade de ocorrência de curto-circuito.

No estudo proposto, foi realizada uma modelagem mais detalhada da UFV e seus componentes. Serão descritos os equipamentos presentes na usina, juntamente com suas características técnicas. Além disso, serão apresentados os dados de impedâncias e curto-circuito. Por fim, serão realizados os cálculos de dimensionamentos dos TCs e TPs, e os ajustes da proteção dentro dos limites.

Para análise das correntes de curto-circuito será elaborado um diagrama unifilar simplificado da UFV, além da implementação do sistema em um *software* de simulação específico, para obter os valores das faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas.

#### 3.1 Método de Análise

Com a crescente necessidade da análise de correntes de curto-circuito, os métodos de análise foram aprimorados no decorrer do tempo. Inicialmente, em sistemas grandes eram desenvolvidos protótipos e os cálculos eram realizados manualmente, porém, tal método apresentava dificuldades e erros nos resultados obtidos (Kindermann, 1997).

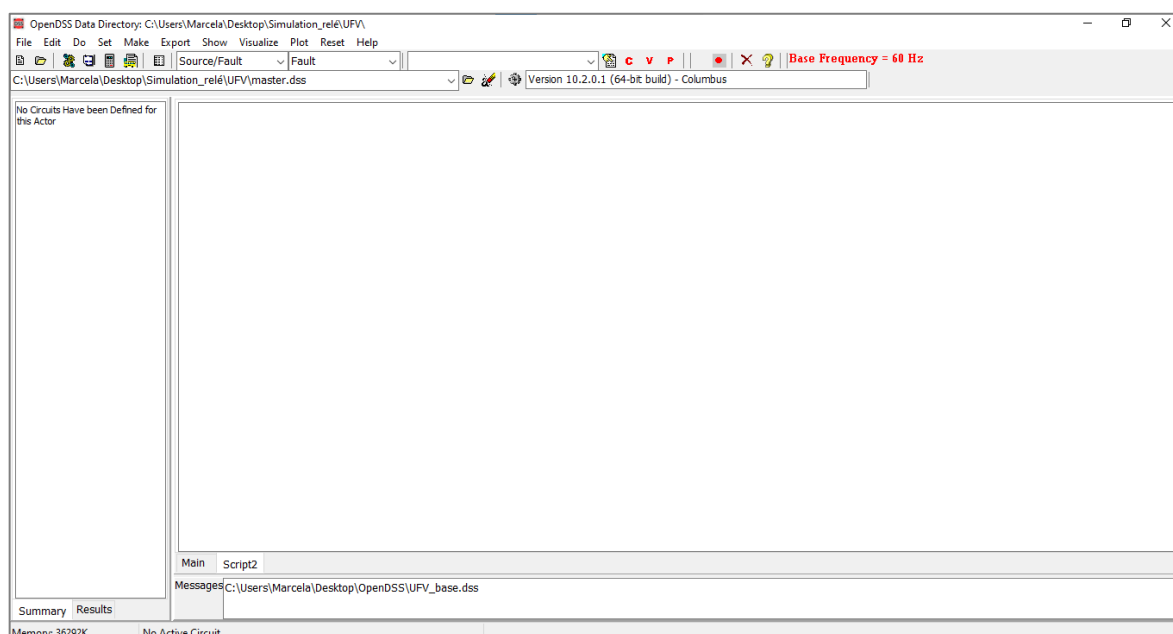
Os métodos de análise de curto-circuito foram se desenvolvendo durante os anos, assim facilitando as análises. O uso dos sistemas computacionais para simulação de um sistema passou a ser implementado com mais frequência. Atualmente, alguns dos *softwares* mais conhecidos são: Anafas – CEPEL, OpenDSS – EPRI, *Electrical Transient Analyzer Program* – ETAP, *Alternative Transient Program* – ATP, *SKM Power Tools* – PTW, entre outros. O presente tópico irá explicar brevemente o método análise que será utilizado.

### 3.1.1 OpenDSS

Para realizar a análise da UFV foi utilizado o *software* OpenDSS, desenvolvido pela organização de pesquisa *Electric Power Research Institute* (EPRI). O OpenDSS tem como objetivo a simulação de sistemas de distribuição de energia. A ferramenta lançada em 1997 e tornou-se amplamente utilizado por profissionais e pesquisadores da área elétrica, devido a sua precisão e flexibilidade (EPRI, 2025).

Os estudos do OpenDSS estão voltados para modernização da rede elétrica e integração de recursos energéticos distribuídos, podendo ser analisado fluxo de energia, curto-circuito, análise de harmônicas, análise dinâmica e probabilística, incluindo simulações em tempo real. Além disso, o *software* não utiliza sistema em PU ou análise por meio de componentes simétricos, assim utilizando unidades reais durante os estudos, tornando as análises mais precisas em determinadas situações. Visto que possibilita a representação de sistemas com maior número de fases, podendo incluir controladores, sensores, medidores e transformadores, com as configurações necessárias. A Figura 4 mostra a interface do OpenDSS (EPRI, 2025).

**Figura 4 – Interface OpenDSS**

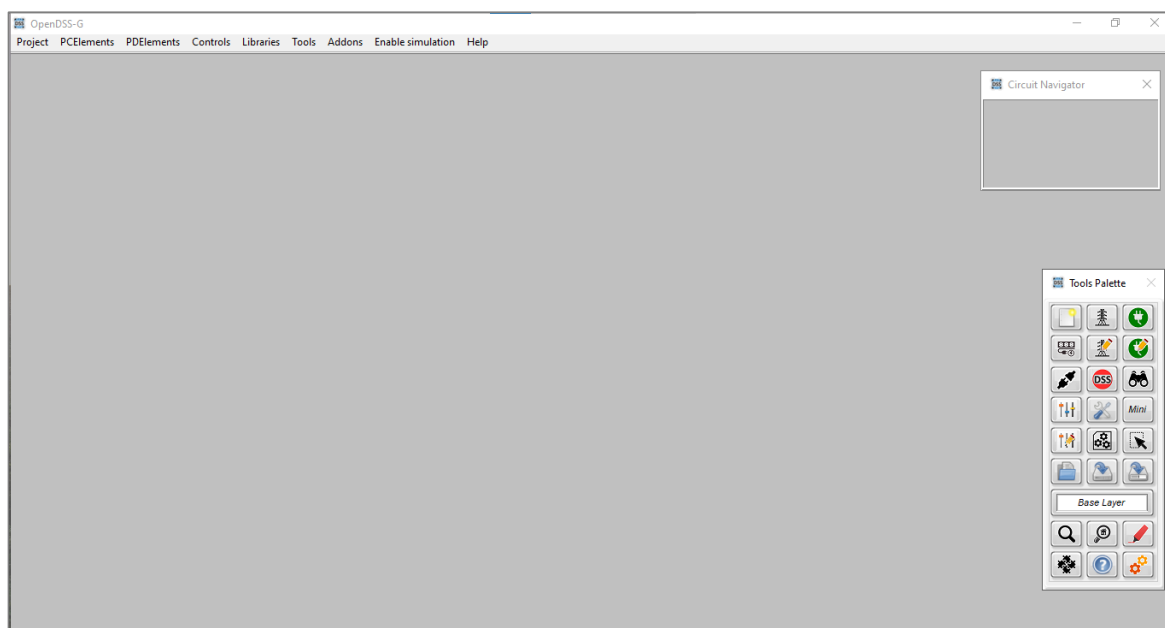


Fonte: EPRI (2025)

### 3.1.2 OpenDSS-G

O OpenDSS-G é a interface gráfica, também desenvolvida pela EPRI, que tem como objetivo facilitar a visualização e operação de estudos realizados dentro do OpenDSS (EPRI, 2025). A Figura 5 mostra a interface do OpenDSS-G.

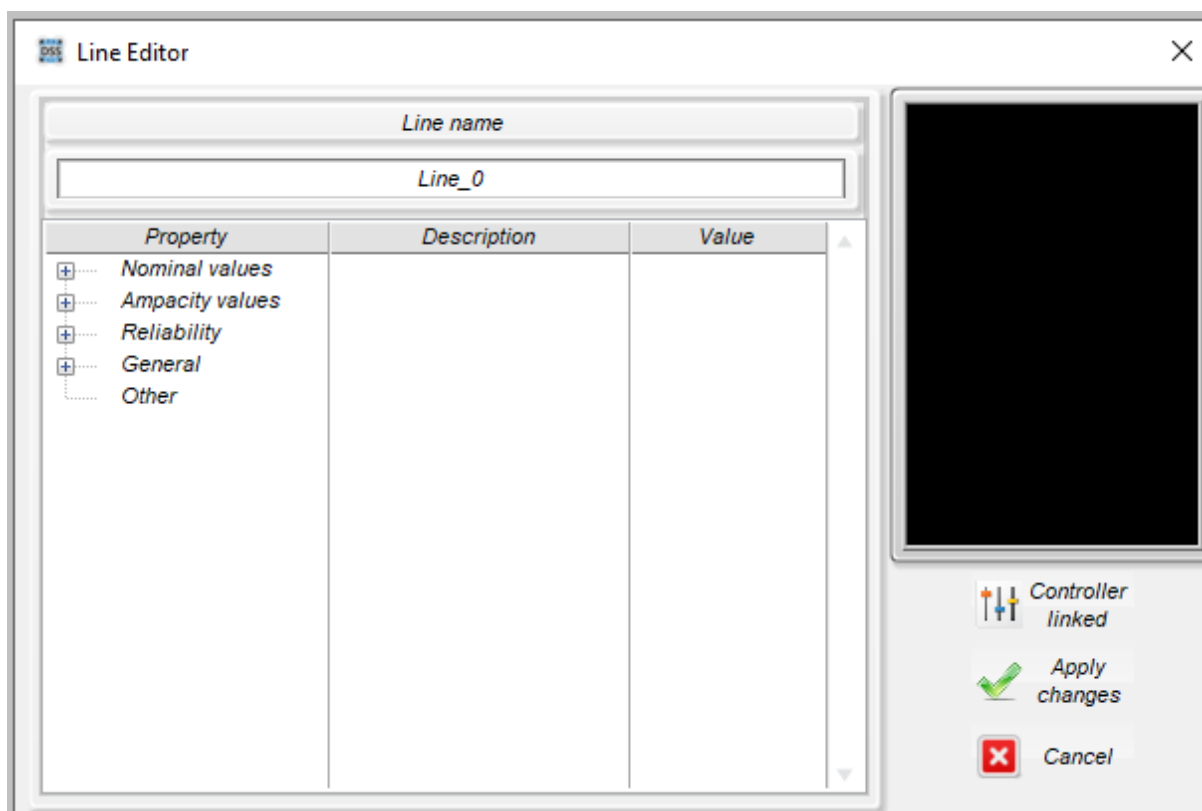
**Figura 5 – Interface OpenDSS-G**



Fonte: EPRI (2025)

Para realizar a modelagem de um sistema dentro do OpenDSS-G, devem ser incluídos os equipamentos presentes no mesmo, cada elemento que pode ser selecionado fica no *Tools Palette*. Primeiramente, pode-se inserir os barramentos selecionando o comando *New Bus*. Em seguida, é realizada a conexão entre os barramentos por meio de uma linha, sendo necessário realizar a configuração da linha. A Figura 6 mostra o painel de edição das linhas.

Figura 6 – Line Editor



Fonte: EPRI (2025)

Como pode ser observado na Figura 7, existem alguns dados necessários para a configuração da linha, primeiro devem ser inseridos os valores nominais, os barramentos que irão ser conectados, número de fases, comprimento da linha e unidade do comprimento.

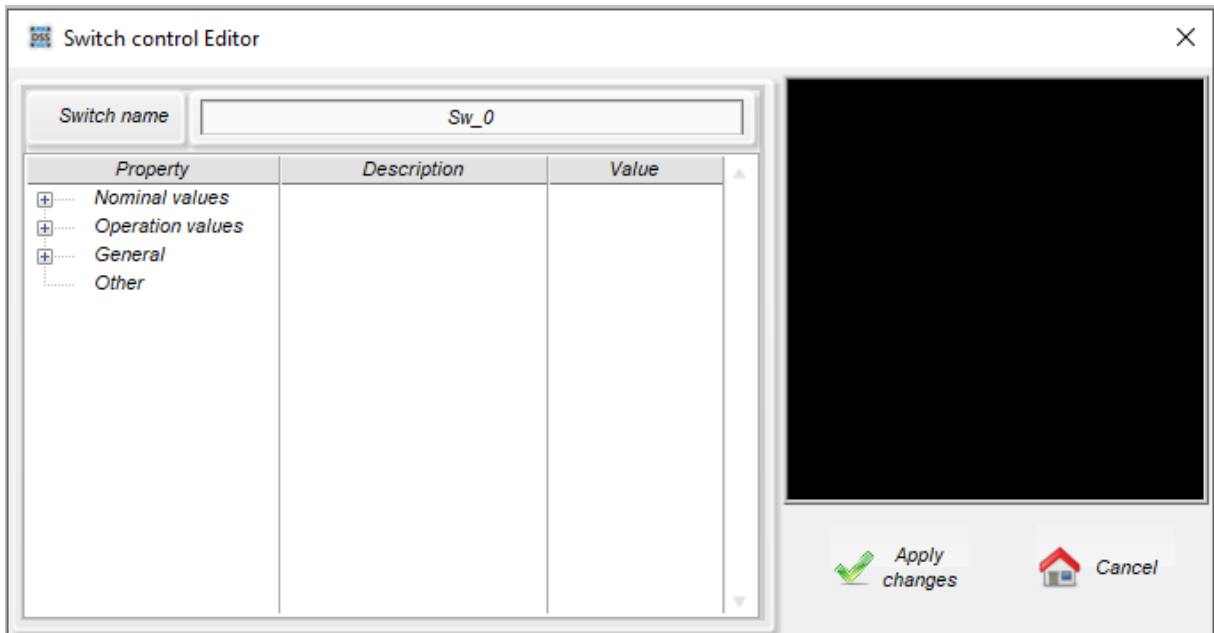
**Figura 7 – Nominal Values**

Line name		
Line_0		
Property	Description	Value
[-] Nominal values		
b0	Alternate way to specify C0	
b1	Alternate way to specify C1	
bus1	Name of bus to which first te	
bus2	Name of bus to which 2nd te	
c0	Zero-sequence capacitance	
c1	Positive-sequence capacitan	
cmatrix	Nodal Capacitance matrix	
cncables	Array of CNData names for c	
earthmodel	Default is the global value es	
geometry	Geometry code for LineGeon	
length	Length of line	
linecode	Name of linecode object des	
linetype	Code designating the type of	
phases	Number of phases	
r0	Zero-sequence Resistance	
r1	Positive-sequence Resistan	

Fonte: EPRI (2025)

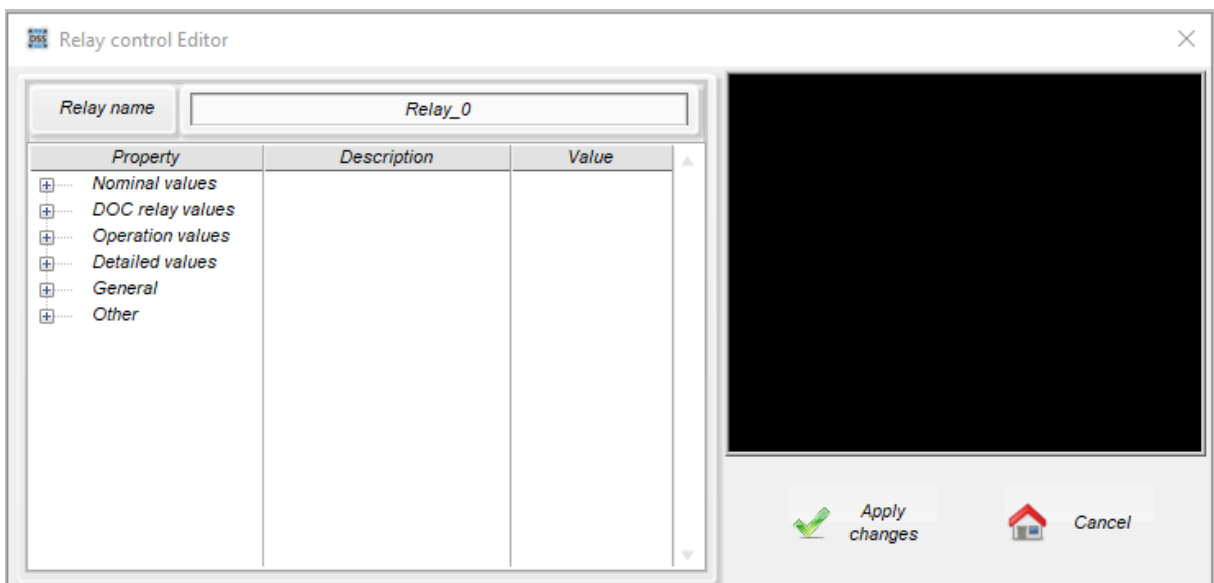
Após o barramento de entrada, seriam posicionados os equipamentos de manobra e proteção, compostos por chave seccionadora, relé de proteção e disjuntor de média tensão. Para configuração dos equipamentos de proteção faz-se necessário inserção dos valores nominais, como nome do circuito que o dispositivo irá controlar. A Figura 8 e Figura 9 mostram os editores dos componentes.

Figura 8 – Switch Editor



Fonte: EPRI (2025)

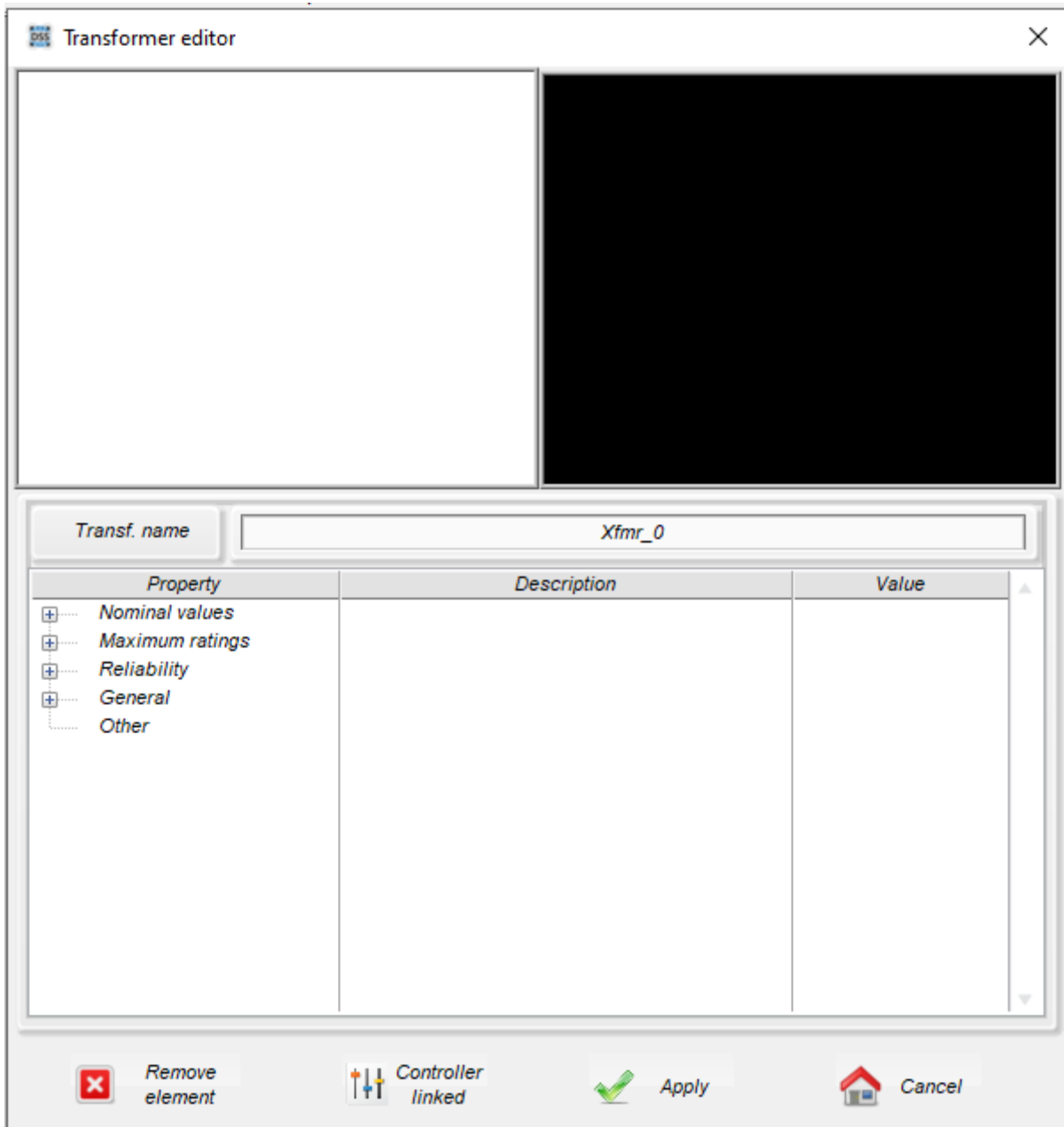
Figura 9 – Relay Editor



Fonte: EPRI (2025)

Para inserção de um transformador, deve-se configurar os valores nominais de acordo com o *datasheet* do equipamento. A Figura 10 apresenta a interface do editor do transformador, onde devem ser inseridos valores como tensão do primário e secundário, tipo de ligação, impedância percentual e os barramentos de média tensão (MT) e baixa tensão (BT).

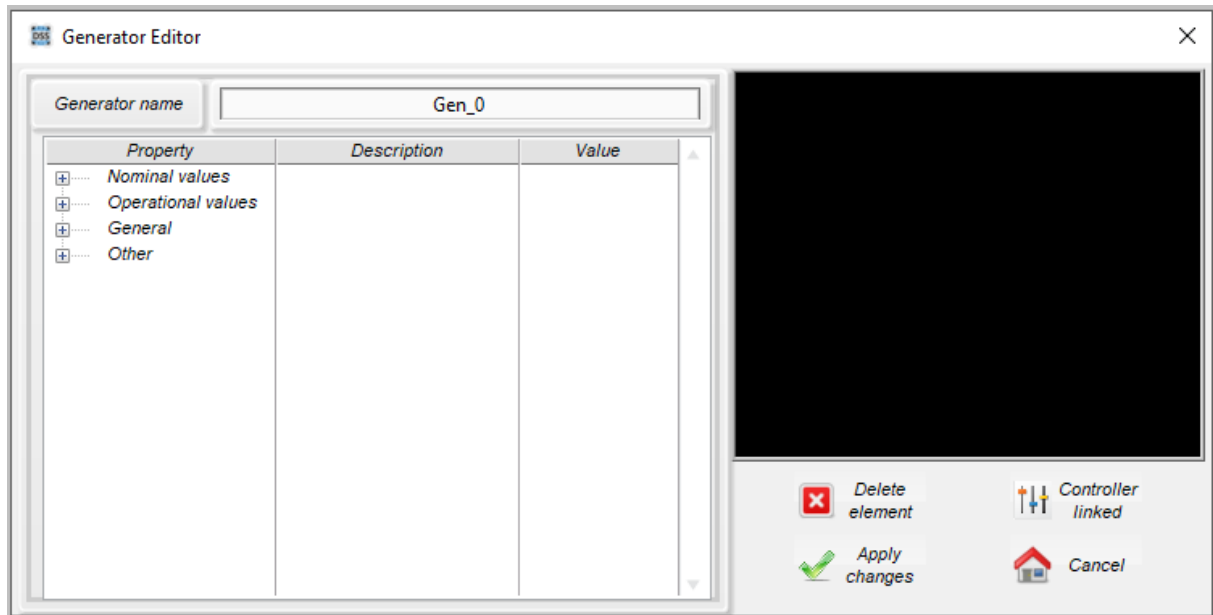
Figura 10 – Transformer Editor



Fonte: EPRI (2025)

Por fim, pode-se modelar os inversores, utilizando o elemento *generator*, onde é necessário inserir os valores nominais como potência nominal, máximo e mínimo de tensão e o modelo, que controla o tipo do gerador. A Figura 11 apresenta o editor do gerador.

Figura 11 – Generator Editor



Fonte: EPRI (2025)

A maioria dos *softwares* com interface gráfica oferece maior facilidade para a modelagem dos equipamentos. Contudo, como o OpenDSS-G ainda é recente no mercado, existem algumas limitações e dificuldades em sua utilização. Por esse motivo, a modelagem da UFV foi realizada no OpenDSS.

### 3.2 Ajuste dos equipamentos de proteção

Para realizar os ajustes dos dispositivos de proteção, faz-se necessário realizar o dimensionamento dos transformadores de corrente, sendo fundamental calcular a corrente que o atravessa e, se necessário, sua capacidade de curto-circuito. Assim, tornando possível selecionar o transformador adequado. Após a escolha do TC, é calculada a relação de transformação, impedância total e tensão máxima, para a maior corrente de curto. Para encontrar os parâmetros mencionados, são utilizadas as equações (10), (11), (12), (13) e (17).

Primeiramente, é calculada a corrente que irá passar pelo transformador, como apresentado na equação (10).

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_N} \quad (10)$$

Segunda a NBR 6856 (ABNT, 2021), os transformadores de corrente de proteção apresentam uma classe de exatidão que deve ser levada em consideração durante o dimensionamento do equipamento. O quadro 2, que representa a Tabela 15 da norma, apresenta as classes de exatidão para transformadores de corrente de proteção.

**Quadro 2 – Caracterização das classes de proteção**

<b>Designação</b>	<b>Limite para fluxo remanescente</b>	<b>Explicação</b>
P	Não	Especifica um transformador de corrente que cumpre com os requisitos de uma corrente de curto-circuito simétrica.
PR	Sim	
PX	Não	Especifica um transformador de corrente pela determinação de suas características de magnetização.
PXR	Sim	
NOTA Para distinguir entre as classes P e PR ou entre as classes PX e PXR, utilizar o critério de fluxo remanescente.		

Fonte: Adaptado de ABNT (2021)

Para a definição do transformador de corrente, será utilizada a classe de exatidão P, padronizada para aplicações de proteção, normalmente, especificadas por 5P ou 10P. Nessa representação, o valor que precede a letra P representa o maior erro percentual na medição da corrente de curto-circuito. O número que sucede a letra P define o fator limite de exatidão, que indica a multiplicação da corrente nominal que o transformador suporta mantendo a exatidão especificada. Esse valor define a capacidade de operação do transformador durante sobrecorrente, sem que o mesmo apresente saturação elevada.

Ao realizar a multiplicação da corrente nominal pelo fator de exatidão, deve-se verificar se o valor de corrente encontrado é superior à corrente de curto-circuito trifásica. Caso seja, a corrente nominal é utilizada para definição do TC. Porém, se o valor for inferior à corrente de curto-circuito, deve-se calcular a capacidade de curto-circuito do transformador, assim sendo esse o valor utilizado para definição do TC.

A equação (11) mostra como é calculada a capacidade de curto-circuito do transformador.

$$I_c = \frac{I_{CC3\phi}}{20} \quad (11)$$

Com os valores de corrente nominal e capacidade de curto-circuito, o transformador é definido. Para definir o TC, podem ser utilizadas as normas *American National Standards Institute* (ANSI) e ABNT NBR 6856, o Quadro 3 mostra os possíveis valores de corrente primária.

**Quadro 3 – Valores de corrente primária**

Norma	ABNT NBR 6856		ANSI
<b>Corrente Primária (A)</b>	5	400	10
	10	500	15
	15	600	25
	20	800	40
	25	1000	50
	30	1200	75
	40	1500	100
	50	2000	125
	60	2500	150
	75	3000	200
	100	4000	300
	125	5000	400
	150	6000	600
	200	8000	1200
	250		3000
	300		4000

Fonte: elaboração própria (2025)

A equação (12) apresenta como é calculada a relação de transformação, que é utilizada para encontrar o valor de tensão máxima.

$$RTC = \frac{I_{TC}}{5} \quad (12)$$

Onde:

$I_{TC}$ , é o fator de segurança ou sobrecarga;

$RTC$ , é a relação de transformação.

Para encontrar a impedância do secundário do TC, utiliza-se a equação (13).

$$Z_S = Z_{TC} + Z_C + Z_{relé} \quad (13)$$

Onde:

$Z_{TC}$ , é a impedância do transformador de corrente;

$Z_C$ , é a impedância do cabo;

$Z_{relé}$ , é a impedância do relé.

A equação (13) pode ser ajustada de acordo com o sistema que está sendo analisado.

A impedância do TC deve ser disponibilizada pelo fabricante, porém caso seja necessário calcular tal parâmetro, utiliza-se a equação (14).

$$Z_{TC} = (0,00234 \times RTC) + 0,0262 \quad (14)$$

Já a impedância do cabo é dada utilizando a equação (15).

$$Z_C = Z_{cabo} \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \times L [km] \quad (15)$$

A impedância do relé, usualmente, é fornecida pelo fabricante ou pode ser calculada utilizando o consumo e a corrente nominal do relé. A equação (16) apresenta a formulação necessário para esse cálculo.

$$Z_{relé} = \frac{P}{I^2} \quad (16)$$

Por fim, utiliza-se a equação (17) para encontrar a tensão máxima, para maior corrente de curto.

$$V_{máx.} = \frac{I_{CC}}{RTC} \times Z_S \quad (17)$$

Após a definição dos transformadores de corrente e de potencial, são realizados os ajustes necessários dos relés de sobrecorrente. Os ajustes podem ser realizados utilizando diversas funções, porém a 50 instantânea e 51 temporizada são as mais comuns. Para realizar o ajuste de tempo do relé 51 pode ser utilizado um tempo definido ou uma das curvas inversas das normas *International Electrotechnical Commission* - IEC, IEEE e  $I^2t$ .

Para realizar o cálculo dos ajustes, faz-se necessário deixar uma margem de segurança para que o relé não atue em determinadas situações, como partida, energização ou variações comuns. Dessa forma, é definida uma equação de ajuste para a corrente de *pick-up*, ou seja, para a menor corrente que fará o relé ser acionado. A equação (18) mostra como deve ser o ajuste.

$$I_{nom.} < I_{ajuste} \ll \frac{I_{falta}}{f} \quad (18)$$

Onde:

$f$ , é o fator de segurança ou sobrecarga;

$I_{nom.}$ , é a corrente nominal;

$I_{falta}$ , é a menor corrente de falta.

Por outro lado, pode-se aplicar um fator de segurança na corrente nominal, para que o relé não seja acionado durante a ocorrência de eventuais oscilações, visto que, desse modo, a corrente de ajuste não fica próximo das condições nominais de operação. A equação (19) mostra como o ajuste pode ser realizado.

$$(I_{nom.}) \times f < I_{ajuste} \ll \frac{I_{falta}}{f} \quad (19)$$

Os fatores de segurança ou sobrecarga variam de acordo com o relé que está sendo utilizado. Para o estudo de caso, será utilizado fator de segurança de 1,1 e fator de sobrecarga de 1,5.

Segundo Blackburn (1997), os relés apresentam diversos valores de *taps*, que representam o valor mínimo de corrente ou tensão, para que o dispositivo atue. Esse valor é denominado corrente mínima de *pick-up*. Outro termo importante é o múltiplo, que pode ser definido como a relação entre a menor corrente de falta que circula no sistema e a corrente ajustada no relé, para que ele atue. As equações (20) e (21) apresentam como são calculados os valores do TAP e múltiplo.

$$TAP_{51} = \frac{I_{ajuste}}{RTC} \quad (20)$$

$$M = \frac{I_{falta}}{I_{ajuste}} \quad (21)$$

Como mencionado anteriormente, o ajuste do relé pode ser realizado através de um tempo definido ou pela curva inversa. No tempo definido, o que importa é o tempo até que o valor especificado seja atingido, a partir do instante em que a corrente ultrapassar o limite definido. Já pela curva inversa são utilizados os parâmetros definidos pela norma e é necessário um indicador para ajuste do tempo. Os cálculos são iniciados utilizando o indicador de 100%, para definição do tempo de atuação, e os demais indicadores são utilizados para ajuste do tempo da curva definida.

Para o ajuste instantâneo recomenda-se utilizar a corrente de *pick-up* da temporizada com fator de ajuste, ou seja, o valor de corrente da proteção instantânea será maior que o *pick-up* da temporizada. O ajuste deve obedecer a alguns limites do sistema como limite térmico do transformador, sobrecarga e corrente máxima. Além disso, deve ser garantido que a proteção instantânea não será acionada antes da proteção temporizada.

### 3.3 Empreendimento

O empreendimento em análise consiste em uma UFV com capacidade instalada de 2,614 MW, possui 3.960 módulos fotovoltaicos, cada um com potência unitária de 660 Wp, montados em uma estrutura fixa, denominada mesa fixa. A área de ocupação da usina será de, aproximadamente, 2 hectares. A conexão da usina com a rede elétrica será por meio de um alimentador em 13,8 kV, construído pela COPEL, que será conectado à subestação existente. Para a interface da usina com a rede, será instalada uma subestação de entrada por meio de um cubículo metálico blindado de média tensão.

Cada *string* de módulos estará conectada a inversores fotovoltaicos, com potência de 250 kVA, que são responsáveis pela conversão da corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Para realizar a conexão com o alimentador, faz-se necessário a inserção de um transformador de 2.500 kVA, trifásico, com tensão

primária de 13,8 kV e secundária compatível com a saída dos inversores. O Quadro 4 apresenta as principais premissas do empreendimento.

**Quadro 4 – Premissas do empreendimento**

Tipo de empreendimento	Usina Solar Fotovoltaica
Potência Instalada [kW]	2.614
Potência máxima injetada [kW]	2.250
Demanda contratada [kW]	2.250
Número de módulos	3.960
Tensão subestação [kV]	13,8
Conexão à rede	Subestação de entrada por cubículo blindado de média tensão

Fonte: elaboração própria (2025)

Os quadros 5, 6, 7 e 8 mostram os dados dos painéis, inversores, transformador e relé de entrada utilizados na UFV. Os dados utilizados nos quadros foram retirados dos *datasheets* de cada equipamento.

**Quadro 5 – Dados dos Painéis**

Painéis		
<b>Fabricante</b>	TW Solar	
<b>Modelo</b>	660 W	
<b>Potência</b>	Wp	660
<b>Tensão operacional ideal (Vmp)</b>	V	37,6
<b>Tensão de curto-circuito (Voc)</b>	V	45,4
<b>Corrente operacional ideal (Imp)</b>	A	17,42
<b>Corrente de curto-circuito (Isc)</b>	A	18,5
<b>Eficiência do módulo</b>	%	21,1
<b>Número de unidades</b>	un.	2130

Fonte: *datasheet* TW Solar (2023)

Quadro 6 – Dados dos Inversores

<b>Inversores</b>		
<b>Fabricante</b>	LIVOLTEK	
<b>Modelo</b>	GT3-250UH	
<b>Intervalo de tensão (MPPT)</b>	V	1080
<b>Máxima tensão CC</b>	V	1500
<b>Máxima corrente CC</b>	A	30
<b>Entradas MPPT</b>	-	12
<b>Entradas por MPPT</b>	-	2
<b>Tensão nominal CA</b>	V	800
<b>Potência CA nominal (temp. 30°)</b>	kVA	250
<b>Potência CA nominal (temp. 50°)</b>	kVA	200
<b>Faixa de ajuste do FP</b>	-	de -0,8 a 0,8
<b>Corrente máxima de saída</b>	A	180,4
<b>Número de fases/configuração</b>	-	3
<b>Eficiência máxima</b>	%	99
<b>Eficiência europeia</b>	%	98,7

Fonte: *datasheet* LIVOLTEK (2023)

**Quadro 7 – Dados do Transformador**

<b>Transformador</b>	
<b>Tipo</b>	Trifásico, 2 enrolamentos
<b>Potência (kVA)</b>	2500
<b>Tensão (primário/secundário)</b>	13,8 kV/800 V
<b>Ligação (primário/secundário)</b>	Delta/Estrela
<b>Tipo de núcleo</b>	Envolvido
<b>Impedância percentual (%)</b>	6,5
<b>TAP (kV)</b>	13,8/13,2/12,6/12,0/11,4
<b>Fabricante</b>	Blutrafos

Fonte: *datasheet* Blutrafos (2023)

**Quadro 8 – Dados do relé de proteção**

<b>Relé de Entrada</b>	
<b>Fabricante/Modelo</b>	Schneider/Easergy P3U30
<b>Corrente (A)</b>	5
<b>Tensão (V)</b>	115
<b>RTC</b>	400:5 A
<b>RTP</b>	13,8/0,115 kV

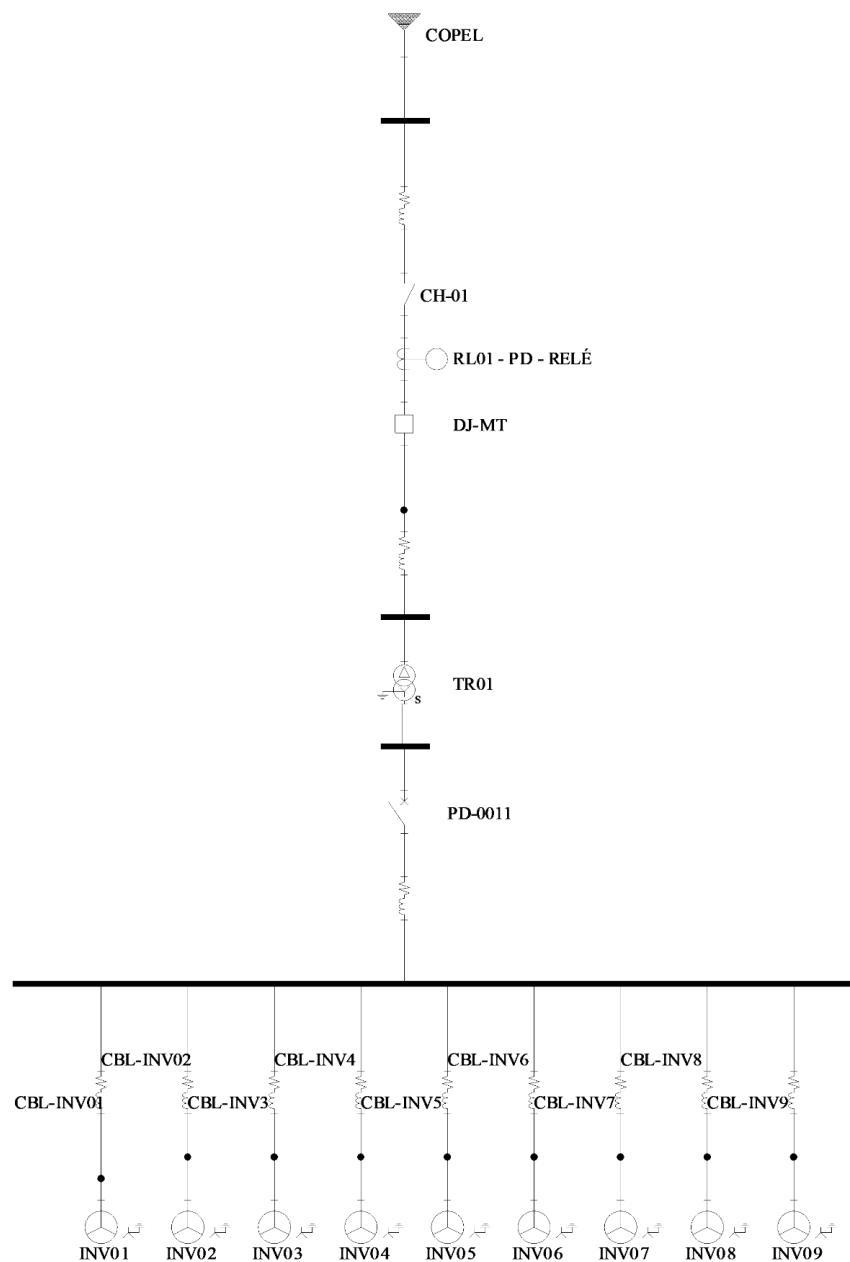
Fonte: *datasheet* Schneider (2023)

Para proteção do sistema, foi utilizado um relé de entrada, com acionamento direto do disjuntor de média tensão. Nesse arranjo, a saída do relé é conectada diretamente a bobina de entrada do disjuntor, sem que haja a necessidade de intermediários, assim tornando possível uma atuação mais rápida em caso de faltas.

### 3.4 Modelagem da usina no OpenDSS

Inicialmente, faz-se necessário modelar os equipamentos presentes na usina, para realizar a análise das correntes de curto-circuito. A Figura 12 mostra o diagrama unifilar da UFV, que será modelada.

Figura 12 – Diagrama Unifilar UFV



Fonte: elaboração própria (2025)

Diferentemente de outros *softwares* com interface gráfica, a criação de circuitos no OpenDSS é realizada por meio de comando textual, ou seja, faz-se necessário desenvolver um código, criando cada elemento presente na usina. Após o desenvolvimento do código, pode-se observar o diagrama pelo OpenDSS-G.

Para que seja iniciada a modelagem do sistema, é necessário criar um novo circuito, utilizando o comando “*New circuit.name*”, onde devem ser inseridos os dados base da alimentação do sistema, como a tensão do alimentador e os dados de impedância da linha. Para facilitar a inserção das impedâncias de cada uma das linhas foram desenvolvidos dois *linecodes* para os cabos de média tensão e baixa tensão, com os valores disponibilizados nos *datasheets*.

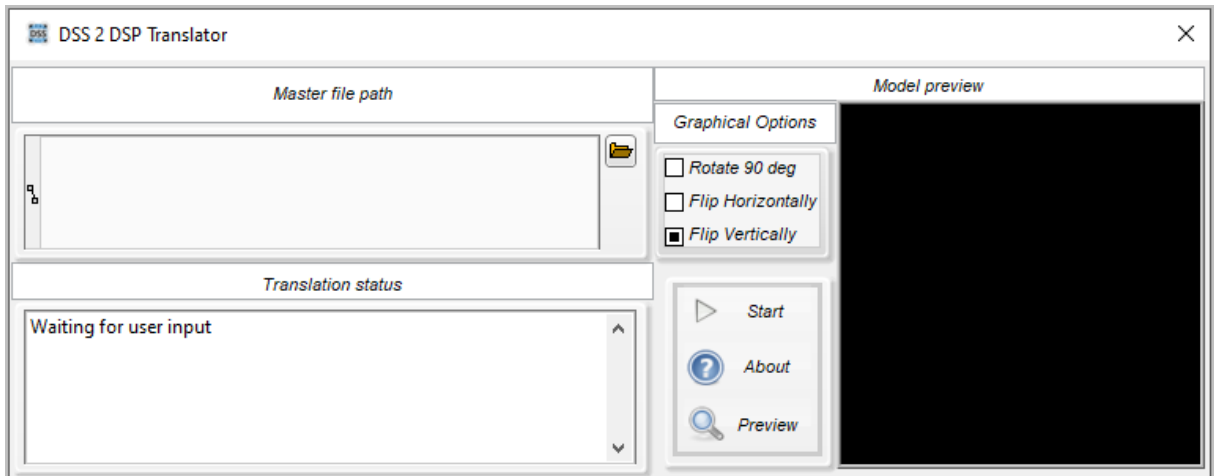
O alimentador da usina é de média tensão e de responsabilidade da COPEL. Dentro do *software*, o mesmo é representado por um barramento, denominado *bus\_copel*. Em seguida, foi posicionado o barramento de entrada, denominado *bus\_entrada*, e foi realizada a conexão entre ambos os barramentos por meio de uma linha. Após a barra de entrada, foi inserida a chave seccionadora por meio de um “*New Line.chave\_sec*” que interliga o *bus\_entrada* com o *bus\_rele*.

O mesmo processo foi realizado para a inserção do disjuntor, então foi colocada uma nova linha, denominada “*New Line.disjuntor*” que conecta a barra “*rele\_oc*” com o “*bus\_mt*”. Dando continuidade ao circuito, representado no diagrama unifilar, foi modelado o relé de sobrecorrente por utilizando o comando “*New Relay.rele\_oc*”, onde foi inserido o tipo de relé, o dispositivo que será monitorado e o dispositivo que será controlado, além disso foi definida a curva do relé.

O transformador foi modelado utilizando o comando “*New Transformer*”, onde foi definido o número de fase, tipo de conexão e tensão do primário e secundário, além da potência. Em sequência foi adicionada outra chave seccionadora, seguindo o mesmo passo a passo mencionado anteriormente, e, por fim, foram modelados os nove inversores, utilizando o comando “*New Generator*”. Para a representação dos inversores foi utilizado o *model 3*, que representa um gerador controlado.

Com a finalização da modelagem do sistema por meio de um código no OpenDSS, foi importado o arquivo .DSS dentro do OpenDSS-G, assim criando o arquivo .DSP do sistema. O método de importação pode ser observado na Figura 13.

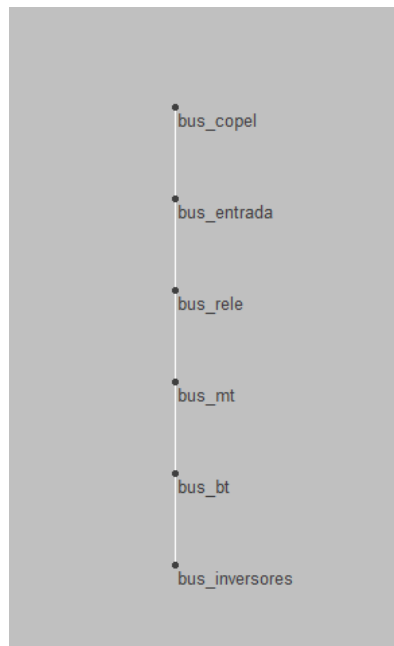
**Figura 13 – DSS to DSP translator**



Fonte: EPRI (2025)

Após importar o arquivo .DSS, é dado o *Start*, assim criando o sistema dentro da interface gráfica. A Figura 14 apresenta o modo como fica a modelagem dentro do OpenDSS-G.

**Figura 14 – Modelagem UFV**



Fonte: EPRI (2025)

Com a modelagem completa do sistema, foram implementadas as faltas no código base, porém sem obter sucesso, visto que o programa não consegue identificar a diferença entre os tipos de faltas e a localização das mesmas, assim resultando em problemas na exportação de dados e valores errôneos. Dessa forma, fez-se

necessário serem desenvolvidos mais nove códigos, que calculam as faltas nos três barramentos distintos. Cada código se inicia com redirecionamento para o código base, realiza sua resolução, aplica a falta correspondente e, por fim, exporta os resultados.

A análise das correntes de curto-circuito foi realizada em três barramentos, sendo eles *bus\_entrada*, *bus\_mt* e *bus\_inversores*, onde foram extraídos os valores dos três tipos de faltas. Os códigos desenvolvidos podem ser observados nos APÊNDICE A – Código base da UFV e APÊNDICE B – Códigos análise de faltas.

### 3.5 Dispositivos de proteção

Com os valores obtidos das faltas e os dados de impedância e curto-circuito disponibilizados pela COPEL, foi dimensionado o transformador de corrente (TC), que será utilizado. Os quadros 9, 10 e 11 mostram os dados de curto-circuito disponibilizados pela COPEL.

**Quadro 9 – Impedâncias de curto-circuito**

Impedâncias		
	PU base 100 MVA	Ohms
$Z_1$	0,1007+j0,5903	0,1917+j1,1241
$Z_2$	0,1007+j0,5904	0,1917+j1,1242
$Z_0$	0,4766+j7,9371	0,9077+j15,1153

Fonte: Elaboração própria (2025)

**Quadro 10 – Correntes de curto-circuito**

Corrente				
	ICC Simétrico	ICC Assimétrico	ICC Pico	Relação X/R
Trifásico	6987,02 L-0,69	6988,64	10031,66	6,01
Fase-Fase	6050,93 L-2,97	6052,08	8675,03	5,86
Fase-Fase Mínimo	4211,89 L-0,23	4211,89	5956,51	0,94
Fase-Fase-Terra	6102,53 L-1,86	6102,53	8630,28	1
Fase-Fase-Terra Mínimo	6168,65 L-0,89	6168,65	8723,79	1
Fase-Terra	1372,79 L-2,69	1372,79	1941,42	1
Fase-Terra Mínimo	534,71 L-0,40	534,71	756,2	1

Fonte: Elaboração própria (2025)

**Quadro 11 – Correntes de sequência**

Correntes de Sequência			
	$I_1$	$I_2$	$I_0$
Trifásico	6987,00 L-80,32	0,02 L154,68	0,00 L175,75
Fase-Fase	3493,51 L-80,32	3493,51 L99,68	0,00 L90,00
Fase-Fase Mínimo	2431,74 L-43,33	2431,74 L16,67	0,00 L-170,54
Fase-Fase-Terra	3619,62 L-80,53	3367,44 L-140,10	253,59 L-26,34
Fase-Fase-Terra Mínimo	3516,89 L-79,68	3470,53 L-20,97	90,94 L-80,97
Fase-Terra	457,60 L-85,75	457,60 L34,25	457,60 L154,25
Fase-Terra Mínimo	178,24 L-22,86	178,24 L-22,86	178,24 L-22,86

Fonte: Elaboração própria (2025)

Para realizar os cálculos, faz-se necessário alguns dados de entrada básicos, que foram retirados das correntes de falta da simulação e dados do parque. O quadro 12 apresenta os parâmetros.

**Quadro 12 – Dados de entrada**

Parâmetro	Valor	Unidade
Tensão Nominal	13800	V
Potência máxima	2250	kW
Correntes de falta – <i>bus_entrada</i>		
$I_{CC3\phi}$	6442	A
$I_{CC2\phi}$	5135	A
$I_{CC1\phi}$	1304	A
Correntes de falta – <i>bus_MT</i>		
$I_{CC3\phi}$	4628	A
$I_{CC2\phi}$	3718	A
$I_{CC1\phi}$	1138	A
Correntes de falta – <i>bus_inversores</i>		
$I_{CC3\phi}$	24.231	A
$I_{CC2\phi}$	25.856	A
$I_{CC1\phi}$	9825,5	A

Fonte: Elaboração própria (2025)

Para dimensionar o TC, é utilizada a equação (10). Além do TC, foram calculados os valores de capacidade de curto-circuito e a máxima tensão de saturação utilizando, respectivamente, as equações (11) e (17). Para melhor compreensão serão demonstrados os cálculos para o barramento de entrada – *bus\_entrada*.

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_N} \quad (22)$$

$$I_N = \frac{2250k}{\sqrt{3} \times 13,8k} = 94,13 A$$

O TC foi dimensionado com classe de exatidão 5P20. Isso significa que, para escolher o transformador, deve-se verificar se a corrente nominal, que passa pelo primário, é suficiente para que o equipamento suporte uma sobrecorrente 20 vezes maior que esse valor.

$$I_{TC} = 94,13 \times 20 = 1882,6 A$$

Percebe-se que o valor calculado do  $I_{TC}$  é menor que a corrente de curto-circuito trifásica, ou seja, um TC que possui 100 A de corrente nominal, não suportaria uma ocorrência de falta. Por esse motivo, deve-se calcular a capacidade curto-circuito e definir o TC utilizando esse valor. A capacidade de curto do sistema é calculada utilizando a equação (11).

$$I_C = \frac{I_{CC3\phi}}{20} \tag{23}$$

$$I_C = \frac{6442}{20} = 322,10 A$$

Com a corrente de capacidade de curto-circuito, é escolhido um TC utilizando os valores de corrente apresentados no quadro 2. O valor de corrente primária que mais se aproxima da corrente calculada é 400 A.

Após a definição do TC, é calculada a relação de transformação (RTC), utilizando a equação (12).

$$RTC = \frac{I_{TC}}{5} \tag{24}$$

$$RTC = \frac{400}{5} = 80$$

Após calcular o valor da RTC, foi realizado o cálculo da impedância do transformador utilizando a equação (14).

$$Z_{TC} = (0,00234 \times RTC) + 0,0262 \tag{25}$$

$$Z_{TC} = 0,2134 \Omega$$

Com o valor da impedância é calculado a máxima tensão de saturação, utilizando a equação (17).

$$V_{m\acute{a}x.} = \frac{I_{CC}}{RTC} \times Z_S \quad (26)$$

$$V_{m\acute{a}x.} = 17,2 V$$

Com os valores obtidos torna-se possível realizar os ajustes da proteção. Primeiramente, deve-se calcular o TAP, múltiplo e tempo de atuação dos relés 51 e 51N. Após o cálculo do tempo de atuação, é definida a melhor curva para ser utilizada, assim podendo realizar o cálculo do TAP para os relés 50 e 50N. Para esses cálculos são utilizadas as equações (8), (19), (20) e (21).

$$(I_{nom.}) \times f < I_{ajuste} \ll \frac{I_{falta}}{f} \quad (27)$$

$$94,13 \times 1,5 < I_{ajuste} \ll \frac{3718}{1,1}$$

$$(141,20 < I_{ajuste} \ll 3379,8)A$$

Para calcular o TAP e o múltiplo foi utilizada a corrente de ajuste igual a 180 A, como é mostrado a seguir.

$$TAP_{51} = \frac{I_{ajuste}}{RTC} \quad (28)$$

$$TAP_{51} = \frac{180}{80} = 2,25 A$$

Além do TAP é calculado o valor do múltiplo que será utilizado para definir o tempo de atuação do relé com as curvas inversas.

$$M = \frac{I_{falta}}{I_{ajuste}} \quad (29)$$

$$M = \frac{3718}{180} = 20,65 = 21$$

Para calcular o tempo de atuação do relé com uma das curvas inversas, é utilizada a equação (8). Para cada uma das curvas, os parâmetros têm valores distintos, assim alterando o tempo de atuação.

$$t = \text{indicador}_{pu} \times \left( \frac{K}{\text{Múltiplo}^\alpha - \beta} + L \right) \quad (30)$$

Na sequência são calculados os tempos de atuação para as curvas moderadamente inversa, muito inversa e extremamente inversa.

$$t = 100\% \times \left( \frac{0,0515}{21^{0,02} - 1} + 0,114 \right) = 0,9343 \text{ s}$$

$$t = 100\% \times \left( \frac{19061}{21^2 - 1} + 0,491 \right) = 0,5356 \text{ s}$$

$$t = 100\% \times \left( \frac{28,2}{21^2 - 1} + 0,1217 \right) = 0,1858 \text{ s}$$

Seguindo os mesmos passos foram realizados os cálculos para o relé temporizado 51N, além dos cálculos para os relés instantâneos 50 e 50N. Todos os resultados obtidos serão apresentados no próximo tópico. Para os relés instantâneos foi utilizado um fator de 20 vezes a corrente de *pick-up* definida.

## 4 RESULTADOS OBTIDOS

Este tópico tem como finalidade apresentar todos os resultados alcançados após a conclusão da modelagem e dos estudos realizados no *software* OpenDSS. Além de apresentar os resultados obtidos durante o ajuste dos dispositivos de proteção.

### 4.1 Resultado da análise de faltas

A seguir serão apresentados os valores de corrente das correntes por fase para as faltas trifásica, bifásica e monofásica nos barramentos de entrada, MT e inversores. O quadro 13 mostra os resultados obtidos.

**Quadro 13 – Correntes OpenDSS**

Barra	Tipo de falta	$I_A$ [A]	$I_B$ [A]	$I_C$ [A]
Entrada	Trifásica	6441,98	6441,98	6441,98
	Bifásica	4895,83	5135,17	0
	Monofásica	1304,25	0	0
MT	Trifásica	4628,28	4628,28	4628,28
	Bifásica	3413,91	3717,8	0
	Monofásica	1138,01	0	0
Inversores	Trifásica	24231,4	24231,4	24231,4
	Bifásica	21176,8	25856	0
	Monofásica	9825,46	0	0

Fonte: Elaboração própria (2025)

Como esperado as correntes de sequência da falta trifásica apresentam simetria, ou seja, as correntes  $I_A$ ,  $I_B$  e  $I_C$  apresentam os mesmos valores. Para as faltas bifásicas, observa-se duas fases com valores de corrente elevadas enquanto a terceira é nula. Por fim, nas faltas monofásicas, a corrente está concentrada em somente uma fase, enquanto as outras duas permanecem nulas, apresentam alta assimetria.

### 4.2 Resultado do ajuste dos dispositivos de proteção

Como apresentado no Quadro 13 foram realizadas as simulações de faltas em três barramentos distintos. Por esse motivo, serão demonstrados os ajustes dos

dispositivos de proteção em dois dos barramentos onde foram simuladas as faltas, visando demonstrar os cálculos e diferença entre os ajustes que podem ser realizados.

#### 4.2.1 Barra de entrada

Como mencionado anteriormente, primeiramente foi realizado o dimensionamento do TC. A Tabela 3 apresenta os valores obtidos.

**Tabela 3 – Resultado dimensionamento do TC**

Dado	Valor obtido
Corrente	94,13 A
Capacidade de curto	322,10 A
TC escolhido	400 A
Relação de transformação	80
Impedância total	0,2134 $\Omega$
Máxima tensão	17,2 V

Fonte: Elaboração própria (2025)

O valor do TC escolhido está dentro dos valores de correntes nominais primárias, da norma ABNT NBR 6856, que podem ser observados no quadro 3.

Após o dimensionamento do TC, foi realizado o ajuste do relé 51 para o primeiro barramento analisado, ou seja, para o barramento de entrada. Além do relé 51, será realizado o ajuste do relé 50. A Tabela 4 apresenta o resultado do relé de 51.

**Tabela 4 – Ajuste relé 51: indicador de 100%**

Parâmetro	Valor obtido
Corrente de ajuste	$(141,2 < I_{ajuste} << 3379,8) \text{ A}$
$I_{ajuste}$	180 A
TAP	2,25 A
Múltiplo	21
Moderadamente Inversa	0,9343 s
Tempo de atuação Muito Inversa	0,5356 s
Extremamente Inversa	0,1858 s

Fonte: Elaboração própria (2025)

Para encontrar o TAP foi utilizada menor corrente de ajuste corrente calculado. Além disso, foram utilizados os parâmetros das curvas inversas da norma IEEE, com indicador PU de 100%. Para o ajuste do relé foi escolhida a curva inversa e tempo de atuação de até 0,5s. Como o tempo de atuação ultrapassa o valor limite, faz-se necessário recalcular o tempo de atuação com um indicador menor. A Tabela 5 apresenta os valores dos tempos de atuação com um indicador de 80%.

**Tabela 5 – Ajuste relé 51: indicador de 80%**

Parâmetro	Valor obtido
Corrente de ajuste	$(141,2 < I_{ajuste} << 3379,8) \text{ A}$
$I_{ajuste}$	180 A
TAP	2,25 A
Múltiplo	21
Moderadamente Inversa	0,7474 s
Tempo de atuação	Muito Inversa
	0,4285 s
	Extremamente Inversa
	0,1486 s

Fonte: Elaboração própria (2025)

Com o indicador de 80%, o tempo de atuação fica abaixo do limite. Em seguida foi realizado do relé temporizado de neutro (51N), a Tabela 6 apresenta os resultados obtidos.

**Tabela 6 – Ajuste relé 51N: indicador de 100%**

Parâmetro	Valor obtido
Corrente de ajuste	$(14,12 < I_{ajuste} << 1034,6) \text{ A}$
$I_{ajuste}$	20 A
TAP	0,25 A
Múltiplo	57
Moderadamente Inversa	0,7255 s
Tempo de atuação	Muito Inversa
	0,4970 s
	Extremamente Inversa
	0,1304 s

Fonte: Elaboração própria (2025)

Assim como o relé temporizado 51, os parâmetros utilizados foram das curvas inversas da norma IEEE, com indicador PU de 100%. Observando os resultados obtidos foi escolhida a curva muito inversa. Optando por um tempo de atuação de até 0,5s, não é necessário realizar um novo cálculo, visto que o tempo de atuação é menor que o limite. Com a definição do relé temporizado, é definido o relé instantâneo, que deve apresentar um valor de corrente 20 vezes maior que a corrente de *pick-up* previamente definida. A Tabela 7 e Tabela 8 apresentam os valores do relé instantâneo 50 e 50N.

**Tabela 7 – Ajuste relé 50**

Parâmetro	Valor obtido
$I_{cc}$	3600 A
$TAP_{50}$	45 A

Fonte: Elaboração própria (2025)

**Tabela 8 – Ajuste relé 50N**

Parâmetro	Valor obtido
$I_{cc}$	400 A
$TAP_{50N}$	5 A

Fonte: Elaboração própria (2025)

#### 4.2.2 Barra de MT

Seguindo os mesmos passos, foram realizados os cálculos dos ajustes considerando uma falta no segundo barramento, ou seja, a barra de MT. A Tabela 9, Tabela 10 e Tabela 11 mostram os resultados obtidos.

**Tabela 9 – Resultado dimensionamento do TC**

Dado	Valor obtido
Corrente	94,13 A
Capacidade de curto	231,41 A
TC escolhido	300 A
Relação de transformação	60
Impedância total	0,1666 $\Omega$
Máxima tensão	12,9 V

Fonte: Elaboração própria (2025)

O valor do TC escolhido está dentro dos valores de correntes nominais primárias, da norma ABNT NBR 6856, que podem ser observados no quadro 3.

**Tabela 10 – Ajuste relé 51: indicador de 100%**

Parâmetro	Valor obtido
Corrente de ajuste	$(141,2 < I_{ajuste} << 3379,8) \text{ A}$
$I_{ajuste}$	150 A
TAP	2,50 A
Múltiplo	62
Moderadamente Inversa	0,7125 s
Tempo de atuação Muito Inversa	0,4961 s
Extremamente Inversa	0,1290 s

Fonte: Elaboração própria (2025)

**Tabela 11 – Ajuste relé 51N: indicador de 100%**

Parâmetro	Valor obtido
Corrente de ajuste	$(14,12 < I_{ajuste} \ll 1034,6) \text{ A}$
$I_{ajuste}$	25 A
TAP	0,42 A
Múltiplo	20
Moderadamente Inversa	0,9481 s
Tempo de atuação	Muito Inversa
	0,5401 s
	Extremamente Inversa
	0,1924 s

Fonte: Elaboração própria (2025)

Novamente foi escolhida a curva muito inversa com um tempo de atuação de até 0,5s, o relé temporizado (51) atende as exigências do tempo limite de atuação, porém o relé temporizado neutro (51N) precisa ser recalculado com menor valor do indicador. A Tabela 12 mostra o valor do relé temporizado neutro com indicador de 80%.

**Tabela 12 – Ajuste relé 51N: indicador de 80%**

Parâmetro	Valor obtido
Corrente de ajuste	$(14,12 < I_{ajuste} < 1034,6) \text{ A}$
$I_{ajuste}$	25 A
TAP	0,42 A
Múltiplo	20
Moderadamente Inversa	0,7585 s
Tempo de atuação	Muito Inversa
	Extremamente Inversa
	0,4321 s
	0,1539 s

Fonte: Elaboração própria (2025)

Com os valores do relé temporizado, é possível calcular os parâmetros dos relés instantâneos 50 e 50N. Os valores obtidos podem ser visualizados na Tabela 13 e Tabela 14.

**Tabela 13 – Ajuste relé 50**

Parâmetro	Valor obtido
$I_{cc85\%}$	3000 A
$TAP_{50}$	50 A

Fonte: Elaboração própria (2025)

**Tabela 14 – Ajuste relé 50N**

Parâmetro	Valor obtido
$I_{cc85\%}$	500 A
$TAP_{50N}$	8,33 A

Fonte: Elaboração própria (2025)

Observando os ajustes realizados para os barramentos de entrada e MT, pode-se perceber que os valores dos parâmetros são semelhantes. Porém o curto-circuito no barramento de entrada gerou correntes de falta com maior amplitude, tornando-o o ponto mais adequado para a realização do ajuste da proteção, visto que se considera o pior cenário de corrente de curto-circuito.

Os resultados obtidos a partir da simulação do sistema, apresentam os valores das faltas no barramento dos inversores – *bus\_inversores*, somente para demonstrar o impacto das faltas nos equipamentos. Visto que uma falta em um dos equipamentos pode ocasionar diversos problemas, como queima dos componentes, diminuição da vida útil, entre outros.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo proposto é de um caso prático com objetivos didáticos. Alguns requisitos não foram avaliados, como a coordenação dos dispositivos de proteção com a concessionária local. Além disso, na análise não foram considerados os cabos de baixa tensão, o que resultou em elevadas magnitudes das faltas totais.

A simulação e análise das correntes de curto-circuito permitiu observar diversas vantagens associadas ao uso de ferramentas computacionais. O uso do *software* OpenDSS facilitou os cálculos das correntes de faltas, além de possibilitar as análises da atuação do dispositivo de proteção. A modelagem proposta no OpenDSS evidenciou a eficiência e flexibilidade da ferramenta para estudos em Sistemas Elétricos de Potência. Os resultados de correntes de curto-circuito obtidos estão próximos dos apresentados pela Copel, indicando o funcionamento adequado da UFV modelada. Dentre as vantagens observadas, destacam-se:

- Visualização centralizada: como o OpenDSS utiliza um código base para simular o circuito, torna-se fácil a visualização das componentes do sistema e os dados de cada equipamento modelado em uma única página;
- Detecção de inconsistências: a execução dos scripts, realiza a verificação automática dos parâmetros modelados, apresentando indicação de erros de sintaxe ou configuração;
- Análise comparativa dos cenários: para cada cenário desenvolvido, foram extraídos os dados das barras e linhas envolvidas, permitindo a avaliação do impacto dos eventos;
- Versatilidade nas simulações: o *software* oferece suporte para modelagem dos diversos tipos de faltas, assim possibilitando análise abrangente do sistema.

Inicialmente, para o estudo, seria utilizado o programa de análise de curto-circuito e proteção PTW, da SKM Systems Analysis, Inc., porém este programa exige uma licença paga a qual, por motivos profissionais, não estava mais disponível. Sendo necessário buscar uma alternativa de livre acesso com função similar, optando-se pelo uso do OpenDSS, o qual traz a vantagem do livre acesso, um grande número de

usuários e documentação, além de capacidade de realizar as simulações necessárias. A alteração do *software* exigiu um estudo e familiarização, visto que são utilizados *scripts* para modelagem do sistema. A modelagem propôs a inserção de todos os equipamentos presentes na UFV, com os dados dos *datasheets*, porém o *software* apresentou algumas limitações para o dispositivo de proteção. No OpenDSS, o relé pode ser incluído na modelagem e pode-se incluir no código a atuação do dispositivo dentro do tempo definido, porém sem os parâmetros exatos da curva de atuação do equipamento. O que pode resultar em valores elevados das correntes de falta.

A análise dos diversos cenários evidenciou a importância da localização do ponto com maior magnitude de corrente de curto-circuito, considerando que se define os ajustes a partir das condições mais críticas do sistema. Os resultados obtidos reforçam a necessidade de realizar a simulação em diferentes barramentos, possibilitando um dimensionamento e ajuste mais eficaz dos dispositivos de proteção. A abordagem apresentada contribui para sensibilidade, seletividade, velocidade e confiabilidade do sistema, com atuação adequada dos equipamentos em caso de faltas.

O código modelado pode ser aplicado em diferentes cenários e tipos de empreendimento, permitindo alterações como a inserção de mais barramentos, substituição de inversores para outro tipo de carga, entre outras modificações. Sua estrutura base é simples, de fácil manuseio e interpretação. Dessa forma, possibilitando extrair dados das correntes de faltas, mais precisos e representativos, tornando o estudo mais abrangente, confiável e aplicável em diversos cenários de operação.

Por fim, o estudo apresentado abre caminho para novos trabalhos. Como continuação é sugerida a inclusão de relés com curvas características reais, coordenação com dispositivos da concessionária, consideração dos cabos de baixa tensão, avaliação dos impactos de falhas internas nos inversores, inclusão da plotagem dos gráficos das curvas inversas e análise de outros sistemas com diferentes parâmetros.

## REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR IEC 62271-102:2022** – Manobra e comando de alta tensão – Parte 102: Seccionadoras e seccionadoras de aterramento em corrente alternada. 2 ed. Rio de Janeiro, 2022.

ABNT. **NBR 6856** - Transformador de corrente com isolamento sólida para tensão máxima igual ou inferior a 52 kV — Especificação e ensaios. Rio de Janeiro, 2021.

ABNT. **NBR 14039** – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. Rio de Janeiro, 2021.

ACÁCIO, Luciana Carvalho. **Estudos sobre metodologias para análise de falhas utilizando componentes simétricas e coordenadas de fase**. 2014. 100 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, 2014.

BICHELS, Arlei. **Sistemas elétricos de potência: métodos de análise e solução**. Curitiba, PR: Editora da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.

BLACKBURN, J. Lewis. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 2.ed. New York: Marcel Dekker, 1997.

BRASIL. **Decreto nº 73.080, de 5 de novembro de 1973, que regulamenta os serviços de energia elétrica**. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/1970-1979/D73080.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1970-1979/D73080.htm). Acesso em: 03 jun. 2025.

BRASIL. **Decreto – Lei nº 852, de 11 de novembro de 1938**. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto-lei/1937-1946/del0852.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del0852.htm). Acesso em: 04 ago. 2025.

CARVALHO FILHO, M. J.; APARECIDO, C. R. **Proteção de sistemas industriais: nota técnica proteção contra arcos elétricos**. Instituto de Sistemas Elétricos e Energia – ISEE; Grupo de Estudo em Qualidade de Energia Elétrica – GQEE. Universidade Federal de Itajubá, MG, 2011.

COELHO, Poliane M. C. **Estudo do Sistema de Proteção e Seletividade em uma Instalação Industrial**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, MG, 2025.

COMELLI, Julia L. **Modelagem BIM de uma subestação com arranjo de barramento duplo com disjuntor e meio**: visualização da montagem eletromecânica em realidade virtual. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2023.

CNI. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Geração distribuída: os desafios para a sustentabilidade**. Brasília: CNI, 2021. 75 p. Disponível em: [https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer\\_public/fc/9f/fc9f3567-68c5-49aa-9066-193ffc9e46d5/id\\_237520\\_geracao\\_distribuida\\_web.pdf](https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/fc/9f/fc9f3567-68c5-49aa-9066-193ffc9e46d5/id_237520_geracao_distribuida_web.pdf). Acesso em: 18 ago. 2025.

DUALIBE, Paulo. **Subestações: Tipos, Equipamentos e Proteção**. Centro Federal de Educação Tecnológico Celso Suckow da Fonseca. Novembro: 1999.

ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, EPRI. OpenDSS. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>. Acesso em: 2 de ago. 2025.

EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. Empresa de Pesquisa Energética, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 07 abr. 2025.

FERREIRA, Hélciner Vitor. **Metodologia e análise de tensões de restabelecimento transitórias**. 2016. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG) e Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ), Belo Horizonte, 2016.

FARIAS, Leonel M.; SELLITTO, Miguel A. **Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras**. 2011. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/327431613\\_Uso\\_da\\_energia\\_ao\\_longo\\_da\\_historia\\_evolucao\\_e\\_perspectivas\\_futuras](https://www.researchgate.net/publication/327431613_Uso_da_energia_ao_longo_da_historia_evolucao_e_perspectivas_futuras). Acesso em: 31 mar. 2025.

FRONTIN, Sergio O. **Equipamentos de alta tensão**: prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas. Brasília: Goya Editora LTDA, 2013.

HIRT, Wilson Eduardo Dreissig. **Análise de curto-circuito e afundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência**: um estudo aplicado à expansão da geração no Rio Grande do Sul. 2015. Projeto de Diplomação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

IEEE. **IEEE Std C37.112™-2018**: IEEE Standard for Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays. New York: IEEE Power and Energy Society, 2019. 26 p. (Revision of IEEE Std C37.112-1996).

IEEE. **IEEE Std C57.13-1993**: Standard requirements for instrument transformers. New York: IEEE, 1993.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60255-151:2009** – Measuring relays and protection equipment – Part 151: Functional requirements for over/under current protection. 1. ed. Geneva: IEC, Aug. 2009. 34 p. ISBN 978-2-88910-078-1.

KINDERMANN, Geraldo. **Fundamentos de proteção de sistemas elétricos**. Florianópolis: UFSC, 1997.

MARTINS, Daniella de Barcellos. **Análise de curto-circuito probabilístico em sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída**. 2021. Tese (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2021.

MOHAN, Ned. **Sistemas elétricos de potência**: curso introdutório. Tradução de Walter Denis Cruz Sanchez. Rio de Janeiro: LTC, 2016. Tradução de: Electric power systems: a first course.

MONTEIRO, Paulo Roberto Duailibe. **Introdução à subestação e seus principais equipamentos**. São José dos Pinhais, PR: Seven Editora, 2023.

MONTICELLI, Alcir; GARCIA, Arioaldo. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2011.

MUZY, Gustavo Luiz Castro de Oliveira. **Subestações elétricas**. Dissertação de Graduação (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

NEGRÃO, Danilo L. A. **METODOLOGIA AUTOMÁTICA PARA A REALIZAÇÃO DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE EM SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2012.

OLIVEIRA, Lincoln T. S. **Modelagem e implementação de um relé de sobrecorrente em ambiente Matlab-Simulink para simulações de sistemas elétricos de domínio do tempo**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, MG, 2019.

ONS. **SINMAPS – SISTEMA DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS CADASTRAIS DO SIN**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 22 ago. 2025.

O SETOR ELÉTRICO. **Capítulo I: Transformadores de corrente, potencial e bobinas de Rogowski para fins de proteção – Parte1**. O Setor Elétrico, 2010. Disponível em: [https://www.osetoelettrico.com.br/wp-content/uploads/2010/04/Ed48\\_janeiro\\_protecao\\_seletividade\\_capl.pdf?\\_\\_cf\\_chl\\_tk=.zybAloan\\_uhwCxAWW758wVF8kq7Eui8OQC32IbTjxU-1752870020-1.0.1.1-KDvNSpinKKrO4b56m79J71OnfJ4x8uev8CFo.yCkVa4](https://www.osetoelettrico.com.br/wp-content/uploads/2010/04/Ed48_janeiro_protecao_seletividade_capl.pdf?__cf_chl_tk=.zybAloan_uhwCxAWW758wVF8kq7Eui8OQC32IbTjxU-1752870020-1.0.1.1-KDvNSpinKKrO4b56m79J71OnfJ4x8uev8CFo.yCkVa4). Acesso em: 19 jul. 2025

PRIMO, Paulo V. S. **A UTILIZAÇÃO DE PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA AJUSTE E COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2009.

ROSSONI, Aquiles. **ANÁLISE DE SISTEMA DE PROTEÇÃO INDUSTRIAL: ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO, COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE**. Projeto de Diplomação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2011.

SANTOS, Vanessa Malaco dos. **Estudo de caso de curto-circuito em um sistema elétrico industrial**. 2009. 131 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

SATO, F. **Análise de curto-circuito em sistemas elétricos de potência**. Dissertação de Mestrado (Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 1979.

SILVA, Rafael Schincariol. **Sistemas elétricos de potência I**. Londrina, PR: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019.

SOARES, Lucas Lima. **Manutenção de subestações classe 15 kV: procedimentos e ensaios segundo normas aplicáveis da ABNT e MTE**. Dissertação de Graduação (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, CE, 2013.

## APÊNDICES

## APÊNDICE A – Código base da UFV

Clear

New Circuit.UFV basekv=13.8 pu=1.00 phases=3 bus1=bus\_copel

~ mvasc3=100

~ r1=0.1917 x1=1.1241

~ r0=0.9071 x0=15.1153

// === LINECODES DOS CABOS - foram desenvolvidos dois linecodes que definem as impedâncias dos cabos para MT e BT ===

// MT - Cabo Prysmian VOLTALENE GRID 95 mm<sup>2</sup> (20/35 kV)

New LineCode.cabo\_mt\_95mm nphases=3 basefreq=60

~ r1=0.320 x1=0.13 // valor de r1 retirado do *datasheet* e para x1 foi considerado um valor entre 0,13 e 0,15

~ r0=0.96 x0=0.39 // tanto r0 quanto x0 são 3x o valor do r1 e x1

~ units=km

// BT - Cabo Prysmian Prysun™ 70 mm<sup>2</sup> (0,6/1 kV)

New LineCode.bt\_70mm nphases=3 basefreq=60

~ r1=0.277 x1=0.08

~ r0=0.831 x0=0.24

~ units=km

// === ALIMENTADOR DA COPEL (1 km) ===

New Line.linha\_copel phases=3 bus1=bus\_copel bus2=bus\_entrada

~ linecode=cabo\_mt\_95mm length=1 units=km

// === CHAVE SECCIONADORA (1 km) ===

New Line.chave\_sec phases=3 bus1=bus\_entrada bus2=bus\_rele

~ linecode=cabo\_mt\_95mm length=1 units=km

// === DISJUNTOR (1 km) ===

New Line.disjuntor phases=3 bus1=rele\_oc bus2=bus\_mt

~ linecode=cabo\_mt\_95mm length=1 units=km

// === CURVA DO RELÉ DE SOBRECORRENTE ===

New TCC\_Curve.curva\_oc npts=2 c\_array=(800, 1200) t\_array=(0.1, 0.02)

// === RELÉ DE SOBRECORRENTE ===

New Relay.rele\_oc MonitoredObj=Line.chave\_sec MonitoredTerm=1

~ Type=Overcurrent

~ SwitchedObj=Line.disjuntor

~ SwitchedTerm=1

~ PhaseCurve=curva\_oc

~ GroundCurve=curva\_oc

~ 46%pickup=300

~ Delay=0.1

New Line.rele phases=3 bus1=bus\_rele bus2=rele\_oc

~ linecode=cabo\_mt\_95mm length=0.03 units=km

// === TRANSFORMADOR (MT-BT) ===

New Transformer.T1 phases=3 windings=2 Xhl=6.5

~ wdg=1 bus=bus\_mt conn=delta kv=13.8 kva=2500 %r=1

~ wdg=2 bus=bus\_bt conn=wye kv=0.8 kva=2500 %r=1.5

// === CHAVE SECCIONADORA BT (500 m) ===

New Line.chave\_sec2 phases=3 bus1=bus\_bt bus2=bus\_inversores

~ linecode=bt\_70mm length=0.5 units=km

// === INVERSORES (9 x 250 kVA) ===

New Generator.INV01 phases=3 bus1=bus\_inversores kv=0.8 kva=250 model=3  
vmaxpu=1.1 vminpu=0.9

New Generator.INV02 phases=3 bus1=bus\_inversores kv=0.8 kva=250 model=3  
vmaxpu=1.1 vminpu=0.9

New Generator.INV03 phases=3 bus1=bus\_inversores kv=0.8 kva=250 model=3  
vmaxpu=1.1 vminpu=0.9

New Generator.INV04 phases=3 bus1=bus\_inversores kv=0.8 kva=250 model=3  
vmaxpu=1.1 vminpu=0.9

New Generator.INV05 phases=3 bus1=bus\_inversores kv=0.8 kva=250 model=3  
vmaxpu=1.1 vminpu=0.9

New Generator.INV06 phases=3 bus1=bus\_inversores kv=0.8 kva=250 model=3  
vmaxpu=1.1 vminpu=0.9

New Generator.INV07 phases=3 bus1=bus\_inversores kv=0.8 kva=250 model=3  
vmaxpu=1.1 vminpu=0.9

New Generator.INV08 phases=3 bus1=bus\_inversores kv=0.8 kva=250 model=3  
vmaxpu=1.1 vminpu=0.9

New Generator.INV09 phases=3 bus1=bus\_inversores kv=0.8 kva=250 model=3  
vmaxpu=1.1 vminpu=0.9

// === BASE DE TENSÃO E CONFIGURAÇÕES ===

Set voltagebases=[13.8, 0.8]

CalcVoltageBases

Set MaxControllter=100

Set ControlMode=Time

Set EventLog=Yes

## APÊNDICE B – Códigos análise de faltas

## 1. Faltas no barramento de entrada

```
Clear
Redirect UFV_base.dss

// === FALTA TRIFÁSICA EM BUS_ENTRADA ===
New Fault.falta_tri_entrada phases=3 bus1=bus_entrada r=0.001

Solve

// === EXPORTAÇÃO DE RESULTADOS ===
Show Currents
Show Powers
Export Currents
Export SeqCurrents
Export Voltages
Export Powers

Clear
Redirect UFV_base.dss

// === FALTA BIFÁSICA EM BUS_ENTRADA ===
New Fault.falta_bif_entrada phases=2 bus1=bus_entrada.1.2 r=0.001

Solve

// === EXPORTAÇÃO DE RESULTADOS ===
Show Currents
Show Powers
Export Currents
Export SeqCurrents
Export Voltages
Export Powers

Clear
Redirect UFV_base.dss

// === FALTA MONOFÁSICA EM BUS_ENTRADA ===
New Fault.falta_mono_entrada phases=1 bus1=bus_entrada.1.0 r=0.001

Solve

// === EXPORTAÇÃO DE RESULTADOS ===
Show Currents
```

```
Show Powers
Export Currents
Export SeqCurrents
Export Voltages
Export Powers
```

## 2. Falhas no barramento de média tensão

```
Clear
Redirect UFV_base.dss
```

```
// === FALTA TRIFÁSICA EM BUS_MT ===
New Fault.falta_tri_mt phases=3 bus1=bus_mt r=0.001
```

```
Solve
```

```
// === EXPORTAÇÃO DE RESULTADOS ===
Show Currents
Show Powers
Export Currents
Export SeqCurrents
Export Voltages
Export Powers
```

```
Clear
Redirect UFV_base.dss
```

```
// === FALTA BIFÁSICA EM BUS_MT ===
New Fault.falta_bif_mt phases=2 bus1=bus_mt.1.2 r=0.001
```

```
Solve
```

```
// === EXPORTAÇÃO DE RESULTADOS ===
Show Currents
Show Powers
Export Currents
Export SeqCurrents
Export Voltages
Export Powers
```

```
Clear
Redirect UFV_base.dss
```

```
// === FALTA MONOFÁSICA EM BUS_MT ===
New Fault.falta_mono_mt phases=1 bus1=bus_mt.1.0 r=0.001
```

```
Solve
```

```
// === EXPORTAÇÃO DE RESULTADOS ===
Show Currents
Show Powers
Export Currents
Export SeqCurrents
Export Voltages
Export Powers
```

### 3. Falhas no barramento dos inversores

```
Clear
Redirect UFV_base.dss
```

```
// === FALTA TRIFÁSICA EM BUS_INVERSORES ===
New Fault.falta_tri_inv phases=3 bus1=bus_inversores r=0.001
```

```
Solve
```

```
// === EXPORTAÇÃO DE RESULTADOS ===
Show Currents
Show Powers
Export Currents
Export SeqCurrents
Export Voltages
Export Powers
```

```
Clear
Redirect UFV_base.dss
```

```
// === FALTA BIFÁSICA EM BUS_INVERSORES ===
New Fault.falta_bif_inv phases=2 bus1=bus_inversores.1.2 r=0.001
```

```
Solve
```

```
// === EXPORTAÇÃO DE RESULTADOS ===
Show Currents
Show Powers
Export Currents
Export SeqCurrents
Export Voltages
Export Powers
```

```
Clear
Redirect UFV_base.dss
```

```
// === FALTA MONOFÁSICA EM BUS_INVERSORES ===
```

New Fault.falta\_mono\_inv phases=1 bus1=bus\_inversores.1.0 r=0.001

Solve

// === EXPORTAÇÃO DE RESULTADOS ===

Show Currents

Show Powers

Export Currents

Export SeqCurrents

Export Voltages

Export Powers