



UNIVERSIDADE FEDERAL  
DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ELÉTRICA, MECÂNICA E DE  
COMPUTAÇÃO



# **ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DAS FUNÇÕES 51, 27, 59 E 87 EM DIVERSAS CONDIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO DE ALTA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE ATPDRAW**

Discentes: Alex de Almeida Rodrigues de Souza

Laura Ferreira Campos

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida

Goiânia - GO

2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

## TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

### 1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nomes completos dos autores: Alex de Almeida Rodrigues de Souza e Laura Ferreira Campos

Título do trabalho: Análise do Funcionamento das Funções 51, 27, 59 E 87 em Diversas Condições de Curto-Circuito de uma Linha de Transmissão De Alta Tensão Utilizando O *Software* Atpdraw

### 2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento SIM NÃO<sup>1</sup>

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

#### Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

**Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.**



Documento assinado eletronicamente por **Maria Leonor Silva De Almeida, Professora do Magistério Superior**, em 16/12/2024, às 13:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Laura Ferreira Campos, Discente**, em 16/12/2024, às 13:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alex De Almeida Rodrigues De Souza**, **Discente**, em 16/12/2024, às 14:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **5043846** e o código CRC **D2A01DF1**.

---

Referência: Processo nº 23070.046618/2024-73

SEI nº 5043846



UNIVERSIDADE FEDERAL  
DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ELÉTRICA, MECÂNICA E DE  
COMPUTAÇÃO



**ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DAS FUNÇÕES 51, 27, 59 E  
87 EM DIVERSAS CONDIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO DE  
UMA LINHA DE TRANSMISSÃO DE ALTA TENSÃO  
UTILIZANDO O *SOFTWARE* ATPDRAW**

Discentes: Alex de Almeida Rodrigues de Souza  
Laura Ferreira Campos

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado  
para a conclusão do Curso de Bacharelado em  
Engenharia Elétrica na Universidade Federal de  
Goiás, UFG.

Goiânia - GO

2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

DE SOUZA, ALEX DE ALMEIDA RODRIGUES  
ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DAS FUNÇÕES 51, 27, 59 E 87  
EM DIVERSAS CONDIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO DE UMA LINHA  
DE TRANSMISSÃO DE ALTA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE  
ATPDRAW [manuscrito] / ALEX DE ALMEIDA RODRIGUES DE  
SOUZA, LAURA FERREIRA CAMPOS. - 2024.  
CI, 101 f.

Orientador: Profa. Dra. MARIA LEONOR SILVA DE ALMEIDA.  
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade  
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de  
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2024.  
Bibliografia. Apêndice.

Inclui fotografias, gráfico, tabelas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Linha de Transmissão. 2. Função de Proteção. 3. Curto-Circuito. 4.  
ATPDraw. I. CAMPOS, LAURA FERREIRA. II. DE ALMEIDA, MARIA  
LEONOR SILVA, orient. III. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aos doze dias do mês de dezembro do ano de 2024, iniciou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “Análise do funcionamento das funções 51, 27, 59 e 87 em diversas condições de curto-circuito de uma linha de transmissão de alta tensão utilizando o software ATPDRAW”, de autoria de Alex de Almeida Rodrigues de Souza e Laura Ferreira Campos, do curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da UFG. Os trabalhos foram instalados pela orientadora Profa. Maria Leonor Silva de Almeida (EMC/UFG) com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Prof. Igor Kopcak (EMC/UFG) e Prof. Fernando Nunes Belchior (FCT/UFG). Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição dos estudantes. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora atribuiu a nota final de 9,5, tendo sido o TCC considerado APROVADO.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Maria Leonor Silva De Almeida, Professora do Magistério Superior**, em 12/12/2024, às 15:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 12/12/2024, às 15:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Nunes Belchior, Professor do Magistério Superior**, em 12/12/2024, às 15:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **5026098** e o código CRC **4E475A1B**.

---

# Agradecimentos

## **Alex de Almeida Rodrigues de Souza**

Primeiramente, agradeço a Deus, que, com sua infinita graça e misericórdia, me guiou e fortaleceu em cada etapa desta jornada. Sem Ele, nada disso seria possível.

Agradeço ao meu pai, Suelto Rodrigues de Souza, e à minha mãe, Adriana de Almeida Lara Vieira, por todo amor, dedicação e apoio incondicional. Vocês sempre acreditaram em mim e foram a base de tudo o que conquistei até aqui. Também sou grato aos seus companheiros, Oriante e Adriano, por contribuírem com carinho e suporte à nossa família.

À minha namorada e futura esposa, Fabiana Rizo, agradeço profundamente por estar ao meu lado em todos os momentos, oferecendo amor, paciência e incentivo incondicional. Aos meus sogros, Silvia Rizo e Claudinei Humberto Rizo, deixo minha gratidão pelo acolhimento e confiança.

Aos meus irmãos Adryel Almeida, Luiza Rodrigues e Anny Gabriele Almeida, obrigado por cada momento compartilhado, pelo apoio e pela amizade fraternal que me acompanham em cada passo. Vocês são parte essencial da minha vida e inspiração para seguir sempre em frente.

Aos meus amigos de infância e adolescência – Guilherme Alves, Gabriel Bastos, Lucas Leonardo, Gustavo Alves e tantos outros –, que estiveram ao meu lado durante anos, criando memórias e lições que levarei para a vida.

Sou igualmente grato aos amigos que fiz na graduação, em especial Vilmar Filho, pela parceria nos estudos e desafios, e à minha amiga que compartilhou comigo este trabalho, Laura Ferreira Campos, por dividir comigo o cotidiano e as conquistas desta jornada. Também agradeço aos meus colegas de trabalho, André Luís Castro e Luís Felipe Sales, pela ajuda constante, pela troca de conhecimentos e pelo apoio que têm sido indispensáveis ao meu crescimento profissional.

Deixo também um agradecimento especial à minha orientadora, Professora Doutora Maria Leonor, por toda paciência, dedicação e orientação ao longo deste trabalho. Sua expertise, conselhos valiosos e incentivo foram fundamentais para que este TCC se tornasse realidade. Obrigado por acreditar no meu potencial e me guiar em momentos de dúvida e desafio.

Por fim, agradeço a todos os meus familiares, que, de forma direta ou indireta, contribuíram para que eu chegasse até aqui. Este trabalho é dedicado a todos vocês, que são a minha força e meu apoio. Muito obrigado por fazerem parte da minha história!

**Laura Ferreira Campos**

Em primeiro lugar, quero agradecer a minha família, pois seu apoio foi fundamental para minha trajetória e conclusão desta jornada.

Expresso minha gratidão à minha mãe, Adriana Paula, pelo cuidado, amor e incentivo, saiba que sua criação foi essencial para que eu me tornasse a pessoa que sou hoje. Ao meu pai, meu mais sincero agradecimento por toda a dedicação que depositou na minha formação pessoal e acadêmica, fico muito feliz em realizar o sonho que um dia teve de se tornar engenheiro eletricitista. Também sou grata à minha irmã, que sempre esteve comigo em todos os momentos e moldou parte da minha personalidade, obrigada por sempre acreditar em mim e me amar incondicionalmente.

Ao meu namorado, Bruno, agradeço pela parceria e cumplicidade que construímos ao longo dos anos. Sua paciência e apoio durante a construção deste trabalho foram essenciais.

As minhas amigas de infância Letícia Andrade, Isadora de Oliveira e Mariane Sanches, agradeço por estarem ao meu lado em todos esses anos, saibam que a vida não seria tão divertida sem vocês. Aos meus amigos Andressa Nunes e Josué Figueiredo, meu muito obrigada pela amizade e pela companhia nos altos e baixos da vida.

Sou grata também aos amigos que fiz ao longo da graduação e que levo para a vida. Meu colega de trabalho e amigo, Alex de Almeida, meus dias na faculdade foram mais alegres com suas piadas e seu apoio nos momentos de estudo fizeram toda a diferença. A Vilmar Prestes, sua parceria nos estudos e seu jeito divertido me ajudaram a superar as dificuldades da graduação.

Em especial, agradeço minha orientadora Dra. Maria Leonor, pela calma, compreensão e apoio na construção desse trabalho. Também agradeço a todos os professores que, ao longo da graduação, contribuíram com seu conhecimento e experiência para a minha formação acadêmica.

---

# Resumo

O presente trabalho investiga, por meio da implementação no *software* ATPDraw, o comportamento de quatro funções comumente empregadas na proteção de linhas de transmissão de alta tensão: funções de sobrecorrente (51), sobretensão (59), subtensão (27) e diferencial (87). O programa ATPDraw, utilizado para simulação de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia, é usado como ferramenta para estudar o comportamento dessas funções de proteção sob diferentes cenários de falha, em que oferece uma abordagem prática e detalhada, sendo possível modelar o comportamento transitório de sistemas elétricos e avaliar como diferentes estratégias de proteção podem mitigar os riscos de interrupção, contribuindo para um sistema elétrico mais seguro e confiável. Os resultados revelaram que o desempenho das funções de proteção são fortemente influenciados pelas condições de operação, como o tipo de curto-circuito (monofásico ou trifásico), resistência de falta e localização de falha. Enquanto funções como a 87 mostraram-se altamente eficazes e consistentes em todos os cenários empregados, funções baseadas em corrente ou tensão, como 51, 27 e 59, demonstraram alterações em condições específicas, como alta resistência de falta ou localizações de falta. Esses achados reforçam a importância de ajustes precisos e a integração de diversas estratégias de proteção para maximizar a confiabilidade e a segurança do sistema. A pesquisa conclui que o uso de ferramentas de simulação como o ATPDraw são necessárias para validar as configurações de proteção e melhorar o desempenho de sistemas elétricos complexos.

**Palavras-chave:** Linha de Transmissão; Função de Proteção; Curto-Circuito; ATPDraw.

# Abstract

The present study investigates, through the implementation in the ATPDraw *software*, the behavior of four functions commonly used in the protection of high-voltage transmission lines: overcurrent (51), overvoltage (59), undervoltage (27), and differential (87) functions. ATPDraw, a program used for simulating electromagnetic transients in power systems, serves as a tool to study the behavior of these protection functions under different fault scenarios. It offers a practical and detailed approach, enabling the modeling of transient behavior in electrical systems and the evaluation of how different protection strategies can mitigate interruption risks, contributing to a safer and more reliable electrical grid. The results revealed that the performance of protection functions is strongly influenced by operating conditions, such as the type of short circuit (monophase or three-phase), fault resistance, and fault location. While functions like 87 proved to be highly effective and consistent across all tested scenarios, current- or voltage-based functions such as 51, 27, and 59 exhibited variations under specific conditions, such as high fault resistance or fault locations. These findings highlight the importance of precise adjustments and the integration of diverse protection strategies to maximize system reliability and safety. The research concludes that simulation tools like ATPDraw are essential for validating protection settings and enhancing the performance of complex electrical systems. **Keywords:** Transmission Line; Protection Function; Short Circuit; ATPDraw.

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
1.1	Motivação	14
1.2	Objetivo Geral e Específicos	14
1.3	Estrutura do Trabalho	15
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>16</b>
2.1	Componentes de Sequência	16
2.2	Análise de Curto-Circuito Monofásico Utilizando Componentes Simétricas	19
2.3	Análise de Curto-Circuito Trifásico Utilizando Componentes Simétricas	21
2.4	Lógicas de Proteção	23
2.4.1	Função de Sobrecorrente temporizada - 51	23
2.4.2	Função de Sobretensão - 59	26
2.4.3	Função de Subtensão - 27	28
2.5	Função Diferencial - 87	30
<b>3</b>	<b>IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL</b>	<b>34</b>
3.1	Implementação das Funções de Proteção no ATPDraw	35
3.1.1	Função de Sobrecorrente no ATPDraw	35
3.1.2	Funções de Sobretensão no ATPDraw	38
3.1.3	Funções de Subtensão no ATPDraw	41
3.1.4	Função Diferencial no ATPDraw	44
<b>4</b>	<b>APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS</b>	<b>48</b>
4.1	Análise de Resistência de Falta para Curto-Circuito Monofásico	48
4.1.1	Simulação 1	49
4.1.2	Simulação 2	52
4.1.3	Comparação de Resultados	56
4.2	Análise de Localização de Falta para Curto-Circuito Monofásico	59
4.2.1	Comparação de Resultados	60
4.3	Análise de Resistência de Falta para Curto-Circuito Trifásico	63
4.3.1	Comparação de Resultados	63
4.4	Análise de Localização de Falta para Curto-Circuito Trifásico	66
4.4.1	Comparação de Resultados	66
4.5	Análise do Tipo de Curto-Circuito	69

<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> . . . . .	<b>71</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>73</b>

# Lista de Figuras

Figura 1 – Sistema em curto-circuito monofásico . . . . .	19
Figura 2 – Sistema em curto-circuito monofásico . . . . .	20
Figura 3 – Sistema em curto-circuito trifásico . . . . .	21
Figura 4 – Sistema em curto-circuito trifásico . . . . .	22
Figura 5 – Curva de tempo definido . . . . .	24
Figura 6 – Curva de tempo inverso . . . . .	25
Figura 7 – Função 59 de Sobretensão - Tensão ao longo do Tempo . . . . .	27
Figura 8 – Função 27 de Subtensão - Tensão ao longo do Tempo . . . . .	29
Figura 9 – Linha de transmissão em condições normais - função 87 . . . . .	31
Figura 10 – Linha de transmissão em condições de falta interna - função 87 . . . . .	31
Figura 11 – Linha de Transmissão Implementada no ATPDraw . . . . .	34
Figura 12 – Bloco RMS . . . . .	35
Figura 13 – Bloco da Função 51 . . . . .	36
Figura 14 – Parâmetro da função 51 no terminal local . . . . .	37
Figura 15 – Parâmetro da função 51 no terminal remoto . . . . .	37
Figura 16 – Bloco da Função 59 . . . . .	38
Figura 17 – Parâmetro da função 59 no terminal local . . . . .	39
Figura 18 – Parâmetro da função 59 no terminal remoto . . . . .	39
Figura 19 – Bloco da Função 27 . . . . .	41
Figura 20 – Parâmetros da Função 27 no ATPDraw . . . . .	43
Figura 21 – Parâmetro da função 27 no terminal remoto . . . . .	43
Figura 22 – Bloco de Harmônicas . . . . .	45
Figura 23 – Bloco da função 87 . . . . .	45
Figura 24 – Parâmetros da função 87 no ATPDraw . . . . .	46
Figura 25 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal local . . . . .	49
Figura 26 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal remoto . . . . .	49
Figura 27 – Corrente eficaz do terminal local . . . . .	49
Figura 28 – Corrente eficaz do terminal remoto . . . . .	49
Figura 29 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal local . . . . .	50
Figura 30 – <i>Trip</i> função da 59 no terminal remoto . . . . .	50
Figura 31 – Tensão eficaz no terminal local . . . . .	50
Figura 32 – Tensão eficaz no terminal remoto . . . . .	50
Figura 33 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal local . . . . .	51
Figura 34 – <i>Trip</i> função da 27 no terminal remoto . . . . .	51
Figura 35 – <i>Trip</i> da função diferencial . . . . .	51

---

Figura 36 – Corrente do TC lida pelo terminal local . . . . .	52
Figura 37 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto . . . . .	52
Figura 38 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal local . . . . .	53
Figura 39 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal remoto . . . . .	53
Figura 40 – Corrente eficaz no terminal local . . . . .	53
Figura 41 – Corrente eficaz no terminal remoto . . . . .	53
Figura 42 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal local . . . . .	54
Figura 43 – <i>Trip</i> função da 59 no terminal remoto . . . . .	54
Figura 44 – Tensão eficaz no terminal local . . . . .	54
Figura 45 – Tensão eficaz no terminal remoto . . . . .	54
Figura 46 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal local . . . . .	55
Figura 47 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal remoto . . . . .	55
Figura 48 – <i>Trip</i> da função diferencial . . . . .	55
Figura 49 – Corrente do TC lida pelo terminal local . . . . .	56
Figura 50 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto . . . . .	56
Figura 51 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal local . . . . .	76
Figura 52 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal remoto . . . . .	76
Figura 53 – Corrente eficaz no terminal local . . . . .	76
Figura 54 – Corrente eficaz no terminal remoto . . . . .	76
Figura 55 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal local . . . . .	77
Figura 56 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal remoto . . . . .	77
Figura 57 – Tensão eficaz no terminal local . . . . .	77
Figura 58 – Tensão eficaz no terminal remoto . . . . .	77
Figura 59 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal local . . . . .	78
Figura 60 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal remoto . . . . .	78
Figura 61 – <i>Trip</i> da função diferencial . . . . .	78
Figura 62 – Corrente do TC lida pelo terminal local. . . . .	79
Figura 63 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto. . . . .	79
Figura 64 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal local . . . . .	80
Figura 65 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal remoto . . . . .	80
Figura 66 – Corrente eficaz no terminal local . . . . .	80
Figura 67 – Corrente eficaz no terminal remoto . . . . .	80
Figura 68 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal local . . . . .	81
Figura 69 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal remoto . . . . .	81
Figura 70 – Tensão eficaz no terminal local . . . . .	81
Figura 71 – Tensão eficaz no terminal remoto . . . . .	81
Figura 72 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal local . . . . .	82
Figura 73 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal remoto . . . . .	82
Figura 74 – <i>Trip</i> do relé diferencial . . . . .	82

---

Figura 75 – Corrente do TC lida pelo terminal local . . . . .	83
Figura 76 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto . . . . .	83
Figura 77 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal local . . . . .	84
Figura 78 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal remoto . . . . .	84
Figura 79 – Corrente eficaz no terminal local . . . . .	84
Figura 80 – Corrente eficaz no terminal remoto . . . . .	84
Figura 81 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal local . . . . .	85
Figura 82 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal remoto . . . . .	85
Figura 83 – Tensão eficaz no terminal local . . . . .	85
Figura 84 – Tensão eficaz no terminal remoto . . . . .	85
Figura 85 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal local . . . . .	86
Figura 86 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal remoto . . . . .	86
Figura 87 – <i>Trip</i> da função diferencial . . . . .	87
Figura 88 – Corrente do TC lida pelo terminal local . . . . .	87
Figura 89 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto . . . . .	87
Figura 90 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal local . . . . .	89
Figura 91 – <i>Trip</i> da função 51 no terminal remoto . . . . .	89
Figura 92 – Corrente eficaz no terminal local . . . . .	89
Figura 93 – Corrente eficaz no terminal remoto . . . . .	89
Figura 94 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal local . . . . .	90
Figura 95 – <i>Trip</i> da função 59 no terminal remoto . . . . .	90
Figura 96 – Tensão eficaz no terminal local . . . . .	90
Figura 97 – Tensão eficaz no terminal remoto . . . . .	90
Figura 98 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal local . . . . .	91
Figura 99 – <i>Trip</i> da função 27 no terminal remoto . . . . .	91
Figura 100– <i>Trip</i> da função diferencial . . . . .	92
Figura 101–Corrente do TC lida pelo terminal local . . . . .	92
Figura 102–Corrente do TC lida pelo terminal remoto . . . . .	92
Figura 103– <i>Trip</i> da função 51 no terminal local . . . . .	93
Figura 104– <i>Trip</i> da função 51 no terminal remoto . . . . .	93
Figura 105–Corrente eficaz no terminal local . . . . .	93
Figura 106–Corrente eficaz terminal no remoto . . . . .	93
Figura 107– <i>Trip</i> da função 59 no terminal local . . . . .	94
Figura 108– <i>Trip</i> da função 59 no terminal remoto . . . . .	94
Figura 109–Tensão eficaz no terminal local . . . . .	94
Figura 110–Tensão eficaz no terminal remoto . . . . .	94
Figura 111– <i>Trip</i> da função 27 no terminal local . . . . .	95
Figura 112– <i>Trip</i> da função 27 no terminal remoto . . . . .	95
Figura 113– <i>Trip</i> da função diferencial . . . . .	96

---

Figura 114–Corrente do TC lida pelo terminal local . . . . .	96
Figura 115–Corrente do TC lida pelo terminal remoto . . . . .	96
Figura 116– <i>Trip</i> da função 51 no terminal local . . . . .	97
Figura 117– <i>Trip</i> função da 51 no terminal remoto . . . . .	97
Figura 118–Corrente eficaz no terminal local . . . . .	97
Figura 119–Corrente eficaz no terminal remoto . . . . .	97
Figura 120– <i>Trip</i> da função 59 no terminal local . . . . .	98
Figura 121– <i>Trip</i> da função 59 no terminal remoto . . . . .	98
Figura 122–Tensão eficaz no terminal local . . . . .	98
Figura 123–Tensão eficaz no terminal remoto . . . . .	98
Figura 124– <i>Trip</i> da função 27 no terminal local . . . . .	99
Figura 125– <i>Trip</i> da função 27 no terminal remoto . . . . .	99
Figura 126– <i>Trip</i> da função diferencial . . . . .	99
Figura 127–Corrente do TC lida pelo terminal local . . . . .	100
Figura 128–Corrente do TC lida pelo terminal remoto . . . . .	100

# Lista de Tabelas

Tabela 1 – Constantes das curvas de atuação associadas ao padrão ANSI . . . . .	25
Tabela 2 – Valores parametrizados para a função 51 . . . . .	38
Tabela 3 – Valores parametrizados para a função 59 . . . . .	41
Tabela 4 – Valores parametrizados para a função 59 . . . . .	44
Tabela 5 – Simulações de Faltas . . . . .	48
Tabela 6 – Resultados para a simulação 1 . . . . .	56
Tabela 7 – Resultados para a simulação 2 . . . . .	56
Tabela 8 – Resultados para a simulação 1 . . . . .	60
Tabela 9 – Resultados para a simulação 3 . . . . .	60
Tabela 10 – Resultados para a simulação 4 . . . . .	60
Tabela 11 – Resultados para a simulação 5 . . . . .	63
Tabela 12 – Resultados para a simulação 6 . . . . .	63
Tabela 13 – Resultados para a simulação 5 . . . . .	66
Tabela 14 – Resultados para a simulação 7 . . . . .	66
Tabela 15 – Resultados para a simulação 8 . . . . .	67
Tabela 16 – Tempo de Atuação das Proteções para a Simulação 3 . . . . .	69
Tabela 17 – Tempo de Atuação das Proteções para a Simulação 7 . . . . .	69

# 1 Introdução

Conectando todo o Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é um conjunto de equipamentos e instalações eletricamente conectados que viabilizam o suprimento de energia no país, o que garante a interconexão dos sistemas elétricos por meio da rede de transmissão. Assim, o SIN facilita a transferência de energia entre seus subsistemas (Norte, Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste) e garante a integração dos recursos de geração e transmissão, o que possibilita o atendimento ao mercado de energia com segurança e eficiência econômica (ONS, 2024). Nesse sentido, é essencial que se garanta rápida contenção de falhas no sistema, para limitar os danos à rede elétrica e assegurar a continuidade do fornecimento de energia por meio das linhas de transmissão (LTs) (OLIVEIRA, 2020).

Para preservar a integridade do SIN, as LTs são essenciais, pois garantem o transporte eficiente e seguro da energia elétrica da geração até a distribuição, assegurando que essa possa ser transferida entre diferentes regiões do país (COSTA, 2018). Entretanto, devido a seus grandes comprimentos e alta exposição em diferentes cenários geográficos e climáticos, as linhas são suscetíveis à ocorrência de distúrbios, sobretudo provocados por causas naturais e humanas (REIS, 2019). Entre esses fatores, destacam-se os raios, intempéries, vandalismo, queda de árvores e falhas em componentes como disjuntores e transformadores. Além disso, condições como sobrecorrentes e curtos-circuitos podem prejudicar a operação da linha. Essas falhas podem resultar em interrupções temporárias ou permanentes no fornecimento de energia, o que, em situações mais graves, pode danificar equipamentos críticos do sistema (GONEN, 2024).

Para mitigar esses danos, como não é viável projetar um sistema que suporte todas as falhas possíveis, a solução é criar um sistema de proteção capaz de identificar rapidamente condições anormais e adotar as medidas corretivas necessárias. Desse modo, esses sistemas desempenham um papel essencial monitorando as linhas de transmissão e, ao identificar qualquer anomalia, isolam rapidamente as áreas afetadas, evitando danos maiores ao restante da rede (ANDERSON, 2022). A resposta rápida e seletiva dos dispositivos de proteção é fundamental para reduzir perdas econômicas e minimizar riscos à vida e aos equipamentos (OLIVEIRA, 2020).

Em vista disso, este trabalho aborda a análise do comportamento de quatro funções de proteção, amplamente utilizadas para detectar condições anormais de operação, empregadas em linhas de transmissão de alta tensão, quais sejam: a função de sobrecorrente (51), que avalia o fluxo de corrente no componente do sistema que se deseja proteger, ativando-se quando o valor absoluto dessa corrente ultrapassa o limite previamente configurado; a função de sobretensão (59), a qual protege o circuito contra sobretensões, que podem ocorrer tanto em condições operacionais normais quanto durante falhas de fase-terra; a função de subtensão (27), que protege sistemas

elétricos contra tensões inferiores aos níveis mínimos necessários para o funcionamento adequado dos equipamentos e a função diferencial (87), a qual se baseia na comparação das correntes elétricas que circulam por dois pontos distintos de um equipamento ou sistema a ser protegido, detectando discrepâncias que podem apontar falhas (MAMEDE, 2013). Essa implementação é feita por meio de simulações no *software Alternative Transient Program Draw* (ATPDraw).

O ATP é um *software* amplamente utilizado para a simulação de fenômenos transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica. Ele é baseado no EMTP (*Electromagnetic Transients Program*), oferecendo uma solução robusta para a análise de transitórios em redes elétricas complexas. O programa permite modelar elementos como linhas de transmissão, transformadores e chaves, sendo amplamente utilizado para estudos de falhas no sistema elétrico (AMON; PEREIRA, 2001). Por outro lado, o ATPDraw é uma interface gráfica desenvolvida para facilitar o uso do ATP, simplificando a análise de proteção em condições de falha e contribuindo para o entendimento detalhado de cada função de proteção (HOIDALEN; PRIKLER; HALL, 2015). A partir desse *software*, foram analisadas as respostas das funções de proteção, quando aplicadas situações diversas de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos, alterando a localização da falha e a resistência de falta ao longo da linha.

## 1.1 Motivação

Diante da importância das linhas de transmissão e da necessidade de protegê-las, se torna indispensável a análise e o aprimoramento de seus sistemas de proteção, dado que as linhas desempenham um papel crucial na transmissão de energia elétrica entre fonte de geração e carga consumidora. As funções de proteção precisam assegurar um alto nível de continuidade do serviço, além de minimizar danos a equipamentos durante falhas ou condições operacionais anormais (DUARTE, 2018). Portanto, este trabalho é motivado pela necessidade de aprofundar o entendimento sobre a teoria, eficácia e tempo de atuação das funções de proteção 51, 59, 27 e 87 frente a falhas em linhas de transmissão.

## 1.2 Objetivo Geral e Específicos

O objetivo principal deste trabalho é investigar o comportamento das funções de proteção mencionadas, quando aplicadas em uma linha de transmissão de alta tensão, em situações de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos, utilizando o *software* de simulação ATPDraw.

Para alcançar este objetivo, os seguintes objetivos específicos são definidos:

- Simular as condições de curto-circuito em uma linha de transmissão de alta tensão e analisar a resposta de cada função de proteção;

- Avaliar a atuação das funções de proteção considerando os curtos-circuitos aplicados em diferentes localizações da linha, bem como com distintas resistências de falta;
- Verificar a eficiência dos parâmetros configurados para cada função no *software* ATPDraw, identificando as condições ideais de ajuste para uma proteção eficaz;
- Entender a implementação das funções de proteção já existentes no ATPDraw;
- Documentar todos os procedimentos e análises realizadas, discutindo como os resultados influenciam na proteção de linhas de transmissão.

### 1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- **Capítulo 2 - Fundamentação Teórica:** Apresenta os principais conceitos sobre sistemas de proteção, tipos de curto-circuito, e características das funções 51, 27, 59 e 87, incluindo suas aplicações e desempenho.
- **Capítulo 3 - Implementação Computacional:** Descreve os parâmetros e configurações utilizados para simular o comportamento das funções de proteção no ATPDraw, detalhando as metodologias adotadas para cada cenário de curto-circuito.
- **Capítulo 4 - Apresentação e Análise de Resultados:** Apresenta os resultados obtidos nas simulações e analisa a resposta das funções de proteção para cada tipo de falha simulada, comparando os tempos de atuação e eficácia das funções analisadas.
- **Capítulo 5 - Conclusão:** Conclui os principais resultados e considerações, contribuindo para a compreensão das técnicas de proteção de linhas de transmissão.

## 2 Fundamentação Teórica

As linhas de transmissão têm como principal objetivo transmitir a energia elétrica gerada para as concessionárias de distribuição. As falhas nas linhas influenciam na qualidade dessa transmissão, pois representam ocorrências críticas que afetam o equilíbrio do sistema elétrico, ocasionam perdas de potência e afetam a integridade dos equipamentos como transformadores, chaves seccionadoras e barramentos (GONEN, 2024). As perturbações mais frequentes e severas em sistemas elétricos são os curtos-circuitos, que ocorrem devido à falha do isolamento entre fases ou entre fase e terra. A magnitude da corrente de curto-circuito é influenciada por diversos fatores, incluindo o tipo de curto-circuito, a topologia da rede elétrica e o tipo de aterramento do neutro dos equipamentos (SATO; FREITAS, 2015).

São vários os fatores que desencadeiam curtos-circuitos em linhas de transmissão, devido à sua extensão e complexidade, essas estão expostas a eventos de natureza tanto tecnológica quanto natural, além de fatores decorrentes de ações humanas, as quais impactam em seu funcionamento e comprometem seu desempenho (OLIVEIRA, 2020). Com isso, para identificar e minimizar essas faltas, são implementadas funções de proteção nas LTs. Dentre as diferentes funções de proteção empregadas em LTs, as principais a serem analisadas nesse trabalho são:

- Função de Sobrecorrente - 51;
- Função de Sobretensão - 59;
- Função de Subtensão - 27;
- Função Diferencial - 87.

Diante disso, serão explicados neste capítulo com maior detalhamento os curtos-circuitos trifásico e monofásico (fase-terra), visto que considera-se a análise de atuação das funções de proteção empregadas neste trabalho dado a ocorrência desses curtos-circuitos. Além disso, são apresentados os conceitos das funções de proteção listadas, a fim de apresentar sua aplicação e propósito de utilização.

### 2.1 Componentes de Sequência

Os curtos-circuitos representam variações extremas na corrente elétrica que circula pelo sistema. Caso os curtos-circuitos não sejam controlados em intensidade e duração, podem causar danos aos componentes elétricos por meio dos quais essa corrente é conduzida (MAMEDE, 2013).

Para diminuir a ocorrência de faltas, é essencial dimensionar corretamente os dispositivos de proteção, como fusíveis e disjuntores, bem como configurar adequadamente os relés de proteção. Dessa forma, torna-se necessário conhecer, e conseqüentemente calcular, as correntes e tensões presentes no sistema sob condições de operação desequilibradas. Em 1918, Fortescue apresentou um método que permite a resolução de um conjunto desequilibrado de  $n$  fasores em  $n$  conjuntos de fasores equilibrados, denominados componentes simétricas do conjunto original. Os fasores de cada conjunto apresentam a mesma magnitude e são espaçados entre si em ângulos de  $120^\circ$  ou  $0^\circ$  (GONEN, 2024). Os sistemas analisados são trifásicos e podem ser submetidos a curtos-circuitos trifásicos e monofásicos.

A transformação de Fortescue é uma ferramenta matemática que permite decompor sistemas trifásicos em componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero. Essa abordagem simplifica a análise de falhas assimétricas (STEVENSON, 2021).

A transformação de tensão, é dada por:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_0 \\ \hat{V}_1 \\ \hat{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_a \\ \hat{V}_b \\ \hat{V}_c \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

sendo que:

- $\hat{V}_0, \hat{V}_1, \hat{V}_2$ : Tensão de sequência zero, positiva e negativa;
- $\hat{V}_a, \hat{V}_b, \hat{V}_c$ : Tensão no domínio das fases para fase A, fase B e fase C;
- $a = e^{j120^\circ}$ : Operador de fase.

Para o caso das correntes, têm-se:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_0 \\ \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_a \\ \hat{I}_b \\ \hat{I}_c \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

- $\hat{I}_0, \hat{I}_1, \hat{I}_2$ : Corrente de sequência zero, positiva e negativa;
- $\hat{I}_a, \hat{I}_b, \hat{I}_c$ : Corrente no domínio das fases para fase A, fase B e fase C.

Como destacado por Stevenson, os componentes de sequência permitem modelar falhas complexas com circuitos equivalentes, facilitando o cálculo de correntes e tensões durante falhas desequilibradas.

As componentes de sequência positiva representam um sistema trifásico equilibrado que gira no mesmo sentido do campo magnético gerado pelo sistema original. As tensões e correntes

têm amplitude igual e estão defasadas em  $120^\circ$ . A Equação 2.3 apresenta como é realizado o cálculo para encontrar a tensão de sequência positiva  $\hat{V}_1$ , usada para modelar o fluxo de potência ativa em condições normais, e foi utilizado a matriz da Equação 2.1. Para encontrar a corrente de sequência positiva basta abrir a matriz da Equação 2.2 e isolar  $\hat{I}_1$ . Esses componentes representam o comportamento normal do sistema sob condições equilibradas.

$$\hat{V}_1 = \frac{1}{3}(\hat{V}_a + a\hat{V}_b + a^2\hat{V}_c) \quad (2.3)$$

As componentes de sequência negativa representam um sistema trifásico equilibrado que gira no sentido oposto ao campo magnético gerado pelo sistema original. As tensões e correntes têm amplitude igual, mas com polaridade invertida, criando um sistema reverso. Essas componentes aparecem principalmente em condições de falha ou desequilíbrio. A Equação 2.4 é utilizada para o cálculo da tensão de sequência negativa  $\hat{V}_2$ . Para encontrar a corrente de sequência negativa basta abrir a matriz da Equação 2.2 e isolar  $\hat{I}_2$ .

$$\hat{V}_2 = \frac{1}{3}(\hat{V}_a + a^2\hat{V}_b + a\hat{V}_c) \quad (2.4)$$

As componentes de sequência zero representam um sistema trifásico desequilibrado em que todas as tensões e correntes estão em fase, ou seja, não há defasagem entre elas. Todas as componentes têm a mesma magnitude e ângulo. A Equação 2.5 a seguir mostra como é realizado o cálculo da tensão de sequência zero que é essencial para a análise de falhas que envolvem o neutro, como curtos-circuitos monofásicos ou bifásicos com o terra. Para encontrar a corrente de sequência zero basta abrir a matriz da Equação 2.2 e isolar  $\hat{I}_0$ .

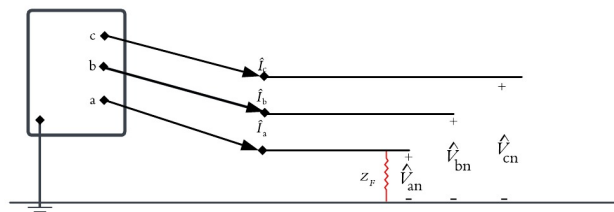
$$\hat{V}_0 = \frac{1}{3}(\hat{V}_a + \hat{V}_b + \hat{V}_c). \quad (2.5)$$

As componentes de sequência são essenciais na análise de falhas em sistemas elétricos, sendo amplamente utilizados para diversas finalidades. Na proteção de sistemas, as funções de proteção empregam essas componentes para identificar condições de falhas simétricas e assimétricas. Além disso, eles possibilitam a modelagem simplificada de falhas desequilibradas, utilizando circuitos monofásicos equivalentes para cada sequência, facilitando a análise e o projeto de sistemas. No contexto de equipamentos, a sequência negativa pode gerar campos reversos que causam aquecimento e danos a motores e geradores. Por fim, a sequência zero é essencial para o monitoramento de neutro, auxiliando na detecção de falhas de aterramento, garantindo maior confiabilidade e segurança operacional.

## 2.2 Análise de Curto-Circuito Monofásico Utilizando Componentes Simétricas

O curto-circuito monofásico é um dos tipos de falhas mais comuns em sistemas de transmissão de energia elétrica. Ele ocorre quando uma única fase entra em curto-circuito com o terra ou com o neutro, conforme Figura 1, o que resulta em um sistema desequilibrado. Apesar de menos severo do que o curto-circuito trifásico, este tipo de falha pode causar impactos significativos na operação do sistema, como sobrecarga de componentes e variações de tensão que afetam a qualidade do fornecimento (KUNDUR, 2022).

Figura 1 – Sistema em curto-circuito monofásico



Fonte: Autoria Própria.

- $\hat{I}_a$ : Corrente que percorre a fase A;
- $\hat{I}_b$ : Corrente que percorre a fase B;
- $\hat{I}_c$ : Corrente que percorre a fase C;
- $\hat{Z}_F$ : Impedância de curto-circuito;
- $\hat{V}_{an}$ : Tensão entre a fase A e o terra;
- $\hat{V}_{bn}$ : Tensão entre a fase B e o terra;
- $\hat{V}_{cn}$ : Tensão entre a fase C e o terra.

Pela Lei de Ohm, representa-se:

$$\hat{V}_{an} = \hat{Z}_F \hat{I}_a \quad (2.6)$$

As correntes  $\hat{I}_c$  e  $\hat{I}_b$ , são nulas pois não estão fazendo parte da falta. Devido ao desequilíbrio introduzido por este tipo de falha, é necessário o uso de componentes simétricas para simplificar a análise, utilizando a matriz de Fortescue da Equação 2.2. Como resultado, se encontra:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_0 \\ \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$\hat{I}_0 = \frac{1}{3}\hat{I}_a \quad (2.8)$$

$$\hat{I}_1 = \frac{1}{3}\hat{I}_a \quad (2.9)$$

$$\hat{I}_2 = \frac{1}{3}\hat{I}_a \quad (2.10)$$

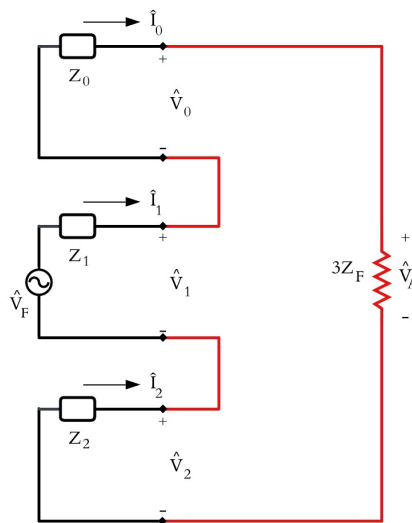
Conclui-se que:

$$\hat{I}_1 = \hat{I}_2 = \hat{I}_0 \quad (2.11)$$

$$\hat{I}_a = 3\hat{I}_0 \quad (2.12)$$

Considerando a igualdade das correntes, têm-se que os circuitos de sequência estão conectados em série, ilustrados na Figura 2.

Figura 2 – Sistema em curto-circuito monofásico



Fonte: Autoria Própria.

Em que:

- $\hat{V}_F$ : representa a tensão de falta;
- $\hat{Z}_F$ : representa a impedância do ponto de falta caso franco = 0;
- $\hat{Z}_0$ : Impedância de sequência zero;
- $\hat{Z}_1$ : Impedância de sequência positiva;
- $\hat{Z}_2$ : Impedância de sequência negativa;
- $\hat{I}_0$ : Corrente de sequência zero;

- $\hat{I}_1$ : Corrente de sequência positiva;
- $\hat{I}_2$ : Corrente de sequência negativa.

Utilizando o circuito da Figura 2, a corrente do circuito é calculada como:

$$\hat{I}_0 = \frac{3\hat{V}_F}{\hat{Z}_0 + \hat{Z}_1 + \hat{Z}_2 + \hat{Z}_3 F} \quad (2.13)$$

Logo, ao substituir a Equação 2.13 na Equação 2.12, tem-se que a corrente de curto-circuito para uma falta monofásica é dada por:

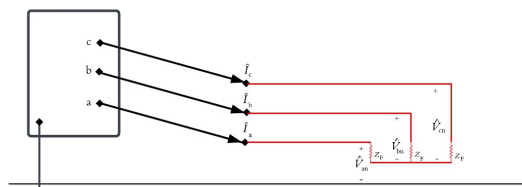
$$\hat{I}_a = 3 \frac{3\hat{V}_F}{\hat{Z}_0 + \hat{Z}_1 + \hat{Z}_2 + \hat{Z}_3 F} \quad (2.14)$$

Com base nas correntes de sequência é possível encontrar as tensões de sequência, utilizando a Lei de Ohm. O curto-circuito monofásico, apesar de ser menos severo que o trifásico, apresenta desafios únicos devido ao desequilíbrio introduzido no sistema. Essa abordagem é essencial para o dimensionamento adequado de equipamentos de proteção e para garantir a operação segura e estável do sistema elétrico (ANDERSON, 2022).

## 2.3 Análise de Curto-Circuito Trifásico Utilizando Componentes Simétricas

O curto-circuito trifásico é uma falha simétrica em sistemas de transmissão de energia elétrica, no qual todas as três fases entram em curto-circuito simultaneamente, conforme indica Figura 3, seja diretamente ou por meio de impedâncias. Este tipo de falha, embora menos frequente, é a mais severa, pois resulta nas maiores correntes de curto-circuito, exigindo equipamentos de proteção robustos e bem dimensionados (KUNDUR, 2022).

Figura 3 – Sistema em curto-circuito trifásico



Fonte: Autoria Própria.

Por ser uma falha simétrica, o curto-circuito trifásico apresenta correntes e tensões iguais nas três fases, defasadas em  $120^\circ$ , facilitando a análise por meio de métodos convencionais. No entanto, a utilização de componentes simétricas permite uma representação matemática mais

direta, especialmente ao considerar sistemas com desequilíbrios residuais ou para comparar com outros tipos de falhas. Dessa forma, têm-se:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_a \\ \hat{I}_b \\ \hat{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} \hat{I}_a \quad (2.15)$$

$$\hat{I}_n = \hat{I}_a + \hat{I}_b + \hat{I}_c = 0 \quad (2.16)$$

Para um curto-circuito trifásico ideal (curto-circuito simétrico), as fases estão igualmente solicitadas, ou seja, estão em equilíbrio. Logo, não há corrente de sequência zero e negativa, ou seja, os circuitos de sequência zero e negativa não contribuem para a corrente de curto-circuito (KINDERMANN, 2005), conforme pode ser analisado por meio das componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_0 \\ \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} \hat{I}_a \quad (2.17)$$

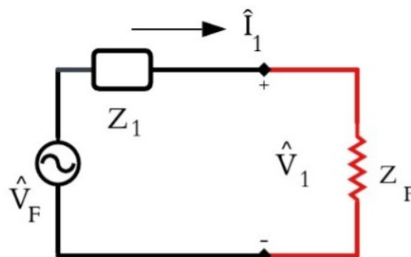
$$\begin{bmatrix} \hat{I}_0 \\ \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \hat{I}_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Logo:

$$\hat{I}_0 = \hat{I}_2 = 0 \quad (2.19)$$

Dessa forma, como em um curto-circuito simétrico só há componentes de sequência positiva, o circuito equivalente para o curto-circuito trifásico em componentes simétricas é mostrado na Figura 4.

Figura 4 – Sistema em curto-circuito trifásico



Fonte: Autoria Própria.

Considera-se um curto-circuito franco, no qual  $Z_F = 0$ . Assim, a corrente de curto-circuito para uma falta trifásica é calculada:

$$\hat{I}_1 = \frac{\hat{V}_F}{Z_1} \quad (2.20)$$

A aplicação de componentes simétricas no estudo de curto-circuitos trifásicos oferece diversas vantagens que tornam a análise mais eficiente. Primeiramente, proporciona simplicidade matemática, permitindo o exame direto da falha por meio de um único circuito equivalente. Além disso, facilita a modelagem ao reduzir o problema trifásico a um problema monofásico em sistemas equilibrados, simplificando os cálculos. Apesar de o curto-circuito trifásico não apresentar desequilíbrios, essa abordagem é consistente com a análise de outros tipos de falhas, como curto-circuitos monofásicos ou bifásicos, permitindo comparações mais diretas e uniformes entre diferentes condições de falha. Logo, mesmo em sistemas equilibrados, a abordagem de componentes simétricas é essencial para a unificação da análise de diferentes tipos de falhas (STEVENSON, 2021).

## 2.4 Lógicas de Proteção

### 2.4.1 Função de Sobrecorrente temporizada - 51

A Função 51 é amplamente utilizada na proteção de sistemas elétricos para detectar condições de sobrecorrente. Ela opera com base em uma relação entre o nível de corrente medida e o tempo de atuação, possibilitando ajustes que permitem coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção. Nesta seção, são abordados os principais aspectos dessa função, no que concerne a causas de sobrecorrente, curvas temporizadas, avanços tecnológicos, aplicações práticas e desempenho.

As condições de sobrecorrente em sistemas elétricos podem ter diversas origens, sendo uma das principais causas o curto-circuito, o qual ocorre devido a falhas no isolamento de cabos, equipamentos ou linhas de transmissão, o que resulta em um aumento súbito e significativo da corrente. Já a sobrecarga surge de uma demanda excessiva por parte das cargas conectadas ao sistema, frequentemente associada à falhas de projeção ou operação inadequada. Além disso, partidas de motores geram um aumento temporário de corrente, que pode ultrapassar os limites normais durante a energização de máquinas de grande porte. Ademais, fenômenos transitórios, como oscilações de corrente causadas por descargas atmosféricas ou eventos de chaveamento, também podem contribuir para condições de sobrecorrente, o que requer atenção especial para a proteção do sistema (KUNDUR, 2022; GLOVER; SARMA, 2016).

Para a parametrização da corrente de ajuste na unidade 51 é preciso que  $I_{\text{ajuste}}$  seja maior

que a máxima corrente de carga vista pelo relé, que para suportar as variações rotineiras de carga é usualmente considerado uma folga de 40% a 50% do valor da corrente nominal. Também é necessário que a função atue em todos os tipos de curtos-circuitos até os que representam o menor risco para o sistema (DUARTE, 2018; ANDERSON, 2022). A parametrização obedece à seguinte equação:

$$1,4 \cdot I_{\text{nominal max carga A}} \leq I_{\text{ajuste}} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} I_{CC3\phi} \quad (2.21)$$

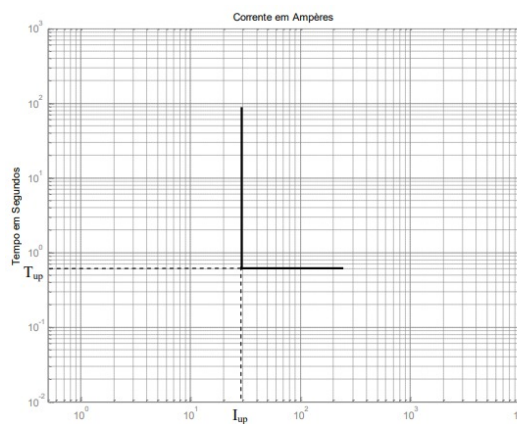
Em que:

- $I_{\text{nominal max carga A}}$ : Corrente nominal do sistema em máxima carga;
- $I_{\text{ajuste}}$ : Corrente de ajuste para atuação da função;
- $I_{CC3\phi}$ : Corrente de curto-circuito trifásico, apresentada na equação 2.20.

Essa função atua com base nas medições das correntes das fases do sistema, em que basta uma fase exceder o valor ajustado para o relé acionar essa função. Esta atuação ocorre de forma temporizada, que pode ser parametrizada com curvas a tempo dependente, curvas de tempo inverso e curvas de tempo definido. Toda essa teoria é normatizada seguindo os padrões ANSI (*American National Standards Institute*).

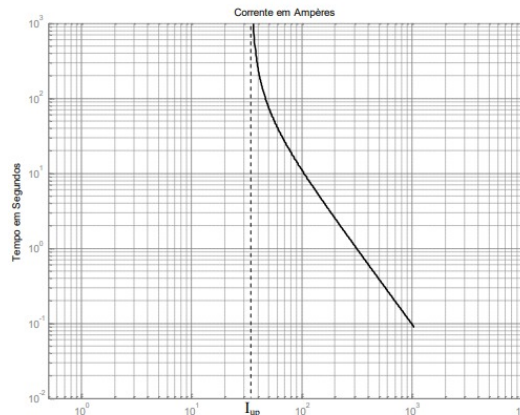
No caso das curvas a tempo definido, o relé envia um disparo para qualquer corrente maior ou igual a corrente de ajuste, que tenha duração superior ao tempo estabelecido na configuração. A Figura 5 representa a curva de atuação para a tempo definido.

Figura 5 – Curva de tempo definido



Para os casos das curvas de atuação a tempo dependente e tempo inverso, o tempo de atuação é inversamente proporcional ao valor de corrente. Logo, a função atuará em tempos decrescentes para valores de correntes maiores ou iguais a corrente de ajuste (DUARTE, 2018). A Figura 6 ilustra um exemplo de curva de atuação de tempo inverso, a qual obedece a equação estabelecida pela ANSI e IEC (*International Electrotechnical commission*).

Figura 6 – Curva de tempo inverso



As curvas são definidas pela norma IEEE C37.112 (1996). O tempo de operação é fornecido pela equação geral:

$$T_{op} = TDS \times \left( K_1 + \frac{K_2}{M^{K_3 - 1}} \right) \quad (2.22)$$

Em que:

- $T_{op}$ : Tempo de operação da função;
- $TDS$ : Multiplicador do ajuste de tempo da função;
- $M$ : Múltiplo da corrente de ajuste;
- $K_1$ ,  $K_2$  e  $K_3$ : Constantes definidas de acordo com o tipo da curva.

A Tabela 1 apresenta os valores de  $K_1$ ,  $K_2$  e  $K_3$  para diferentes tipos de curva padrão ANSI: Moderadamente inversa, inversa e muito inversa.

Tabela 1 – Constantes das curvas de atuação associadas ao padrão ANSI.

Tipo de Curva	$K_1$	$K_2$	$K_3$
Moderadamente Inversa	0,0226	0,0104	0,0200
Inversa	0,1800	5,9500	2,0000
Muito Inversa	0,0963	3,8800	2,0000
Extremamente Inversa	0,0352	5,6700	2,0000
Inversa de Tempo Curto	0,00262	0,00342	0,0200

O desempenho da Função 51 está diretamente relacionado à sua capacidade de garantir a seletividade com outros dispositivos no sistema, assegurando que a proteção seja aplicada de forma adequada apenas ao segmento afetado pela falha, sem impactar negativamente outras áreas. Além disso, a função deve minimizar o tempo de interrupção entre falhas próximas, permitindo que o sistema seja restaurado rapidamente e sem causar grandes interrupções no fornecimento de

energia. Outra característica importante é sua confiabilidade em operar mesmo em condições transitórias, como aquelas geradas por oscilações temporárias de corrente ou distúrbios no sistema, o que contribui para a estabilidade e eficiência operacional do sistema elétrico.

Os ajustes típicos da função de proteção de sobrecorrente envolvem a escolha apropriada do  $TDS$ , que deve ser ajustado de forma a atender às características específicas da rede, garantindo a seletividade e a coordenação com outros dispositivos de proteção. Além disso, o ajuste adequado da  $I_{ajuste}$  é essencial para evitar atuações indevidas em condições normais de carga, garantindo que o dispositivo só opere quando realmente necessário, em casos de sobrecorrente. Outro aspecto importante é a seleção de curvas de tempo baseadas em normas, como as curvas IEC (inversa, muito inversa e extremamente inversa), que determinam a resposta do relé de proteção em função da magnitude da corrente de falha, proporcionando uma proteção eficiente e conforme os padrões internacionais.

## 2.4.2 Função de Sobretensão - 59

A função de sobretensão, designada pela norma *American National Standards Institute* (ANSI) como função 59, é amplamente utilizada em sistemas elétricos para proteger equipamentos contra tensões acima dos limites nominais. Sobretensões podem ser causadas por diversos fatores, como descarga atmosférica, desconexões repentinas de carga ou falhas em sistemas de controle de tensão (KUNDUR, 2022; STEVENSON, 2021).

A função 59 opera no monitoramento a tensão de um sistema em relação a um valor de referência. Quando a tensão medida excede o limite configurado por um tempo predeterminado, a função envia um sinal de alarme ou desarme. Segundo (KINDERMANN, 2005), o relé de sobretensão atua para proteger equipamentos de tensões excessivas, Este valor de ajuste deve ser configurado de acordo com cada sistema estudado, podendo variar entre 110% a 150% da tensão nominal, dependendo da tensão de operação do sistema, seguindo as sugestões da Norma IEC 60255-1.

As sobretensões em sistemas elétricos podem surgir por diversos fatores que comprometem a estabilidade da rede. Descargas atmosféricas, como raios que atingem linhas de transmissão, são uma das principais causas (MAMEDE, 2013), gerando sobretensões transitórias significativas. Problemas de regulação, como falhas em reguladores automáticos de tensão ou em transformadores, também podem resultar em picos de tensão indesejados. Além disso, a energização inadequada de bancos de capacitores usados para correção do fator de potência pode provocar sobretensões que afetam o sistema.

A eficácia da Função 59 depende da configuração precisa dos parâmetros, tais como o nível de ajuste de tensão ( $V_{set}$ ) e o tempo de atraso ( $t_{delay}$ ) e a coordenação com outras funções de proteção é fundamental para evitar atuações desnecessárias (COSTA, 2007).

- Ajuste de tensão ( $V_{set}$ ): Determina corretamente o ponto em que a proteção será acionada;
- Tempo de atraso ( $t_{delay}$ ): Configura o tempo de acionamento para evitar disparos acidentais devido a variações transitórias.

A função 59 é baseada na medição da tensão eficaz ( $V_{RMS}$ ) em sistemas trifásicos, que é descrita:

$$|V_{RMS}| = \left| \sqrt{\frac{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2}{3}} \right| \quad (2.23)$$

Em que:

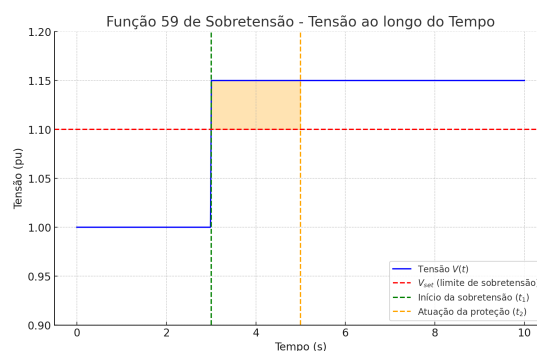
- $\hat{V}_a, \hat{V}_b, \hat{V}_c$  representam os fasores das tensões nas fases A, B e C;
- $V_{RMS}$  é o fasor da tensão eficaz monitorada.

A proteção é configurada para disparar quando a tensão medida  $V(t)$  excede o valor de ajuste  $V_{set}$  por um período de tempo maior do que o atraso configurado  $t_{delay}$ , conforme condições descritas na Equação 2.24:

$$V(t) > V_{set} \quad \text{por} \quad t > t_{delay} \quad (2.24)$$

Veja o funcionamento no gráfico da figura 7, a seguir:

Figura 7 – Função 59 de Sobretensão - Tensão ao longo do Tempo



Fonte: Autoria Própria.

O gráfico ilustrado na Figura 7 representa o comportamento da tensão ( $V$ ) em um sistema elétrico ao longo do tempo e a atuação da Função 59 de Sobretensão. Neste gráfico, a linha horizontal marcada como  $V_{set}$  indica o limite de ajuste de tensão configurado no relé de proteção. A curva mostra a variação da tensão  $V(t)$  ao longo do tempo. A análise do gráfico pode ser dividida em três regiões principais: Operação Normal, Pico de Sobretensão e Atuação da Função.

Inicialmente, na operação normal, a tensão do sistema ( $V(t)$ ) está abaixo do limite de ajuste  $V_{set}$ . Durante esse período, a função 59 permanece inativa, pois a tensão está dentro dos níveis seguros de operação e os equipamentos e cargas conectados ao sistema estão operando normalmente, sem risco de danos.

Em um determinado instante ( $t_1$ ) 3 segundos, ocorre um aumento brusco da tensão, chamado pico de sobretensão, o qual ultrapassa o limite  $V_{set}$ . A proteção não é acionada imediatamente devido ao tempo de atraso ( $t_{delay}$ ) configurado. Portanto, somente se a sobretensão persistir por um período superior a  $t_{delay}$ , a função será acionada.

Se a tensão  $V(t)$  permanecer acima de  $V_{set}$  por um intervalo maior que  $t_{delay}$  (ou seja, até o instante  $t_2$  5 segundos), a proteção é acionada. Nesse momento, a função isola o sistema ou o equipamento protegido, desligando-o para prevenir danos. O intervalo entre  $t_1$  e  $t_2$  corresponde ao tempo de atraso ( $t_{delay}$ ) de 2 segundos.

A correta configuração do limite de tensão ( $V_{set}$ ) e do tempo de atraso ( $t_{delay}$ ) é crucial para garantir que o sistema de proteção opere de forma seletiva e eficaz. Valores de  $V_{set}$  muito baixos podem causar atuações desnecessárias, especialmente em sistemas sujeitos a pequenas variações de tensão. Tempos de atraso muito curtos podem resultar em disparos indevidos durante picos transitórios, como aqueles causados pela energização de grandes cargas ou por eventos atmosféricos. Tempos de atraso muito longos podem comprometer a proteção, permitindo que sobretensões prolongadas danifiquem o sistema. A configuração otimizada da Função 59 reduz significativamente o número de atuações indevidas em linhas, aumentando a confiabilidade e a vida útil dos equipamentos conectados (OLIVEIRA, 2020).

### 2.4.3 Função de Subtensão - 27

A função de subtensão é uma das mais críticas para evitar danos decorrentes de condições de baixa tensão. Essa proteção é abordada na norma internacional ANSI IEEE C37.2, que padroniza as designações numéricas para funções de proteção. A função é vital para proteger geradores, linhas e transformadores contra condições de baixa tensão que podem levar a danos significativos ou falhas operacionais (COSTA, 2007). A proteção 27 opera quando a tensão do sistema decresce abaixo de um determinado valor de ajuste. Segundo a IEEE C37.2, normalmente esse ajuste está entre 80% a 50% da tensão nominal durante um tempo configurado. A tensão de ajuste pode variar conforme a tensão de operação do sistema, para casos mais críticos em que é necessário um maior nível de segurança esse ajuste pode ser feito em 90% da tensão nominal.

Uma das principais causas da subtensão em sistemas é a sobrecarga, que ocorre quando a demanda de carga excede a capacidade de fornecimento, resultando em uma queda significativa da tensão. Condições climáticas adversas, como tempestades, raios e ventos fortes, também podem danificar linhas de transmissão e provocar quedas de tensão. Além disso, problemas em

transformadores, como sobrecarga ou falhas, são uma fonte comum de subtensão em redes de distribuição (MAMEDE, 2013).

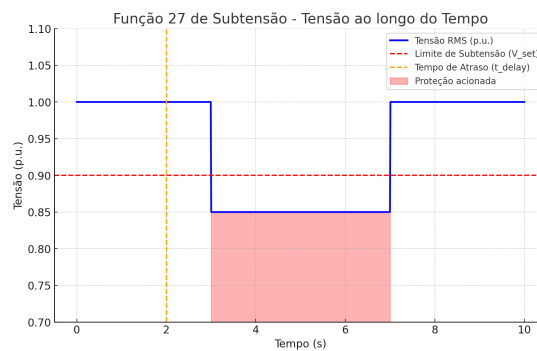
O desempenho da Função 27 depende da configuração precisa dos parâmetros de proteção, tais como o nível de ajuste de tensão ( $V_{set}$ ) e o tempo de atraso ( $t_{delay}$ ), (VICENTE, 2011). A configuração adequada garante que a proteção opere apenas em condições críticas, os principais fatores a serem considerados são:

- Ajuste de tensão ( $V_{set}$ ): Definir corretamente o valor de tensão abaixo do qual a proteção será acionada;
- Tempo de atraso ( $t_{delay}$ ): Configurar o tempo de atraso para evitar disparos acidentais devido a variações temporárias;
- Coordenação de proteção: Ajustar a Função 27 em conjunto com outras proteções para evitar conflitos e garantir a seletividade.

A função 27 é baseada na medição da tensão eficaz ( $V_{RMS}$ ) em sistemas trifásicos discutida e apresentada na Equação 2.23. A proteção é configurada para disparar quando a tensão medida  $V(t)$  cai abaixo do valor de ajuste  $V_{set}$  por um período superior ao tempo de atraso  $t_{delay}$ . A Equação 2.25 descreve as condições para que a função 27 opere:

$$V(t) < V_{set} \quad \text{por} \quad t > t_{delay} \quad (2.25)$$

Figura 8 – Função 27 de Subtensão - Tensão ao longo do Tempo



Fonte: Autória Própria.

O gráfico ilustrado na Figura 8 apresenta o comportamento da tensão em um sistema elétrico ao longo do tempo e a atuação da função 27 de subtensão. Esse gráfico é uma representação fundamental para entender como o sistema responde a variações anormais de tensão e como a proteção é acionada para evitar danos aos equipamentos.

Neste contexto, a linha horizontal marcada como  $V_{set}$  representa o limite de ajuste de tensão configurado no relé de proteção. A curva descreve a variação da tensão  $V(t)$  ao longo do

tempo. A análise do gráfico pode ser dividida em três fases principais: Operação Normal, Queda de Tensão e Atuação da Função.

Na operação normal, a tensão eficaz do sistema ( $V(t)$ ) permanece acima do limite de ajuste  $V_{set}$ , configurado como 0,9 p.u.. Durante esse período, a função 27 não é ativada, indicando que o sistema está operando dentro dos limites seguros de tensão. Equipamentos como motores, transformadores e geradores funcionam normalmente, com eficiência e sem riscos associados a condições de subtensão, como torque insuficiente ou aquecimento excessivo (FERNANDES, 2011). Essa fase destaca a importância de manter a tensão em níveis adequados para garantir a continuidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

A queda de tensão ocorre por volta de  $t = 3$  s e decresce para 0,85 p.u., ficando abaixo do limite de ajuste  $V_{set}$ . Apesar dessa queda, a proteção não é imediatamente acionada devido ao tempo de atraso configurado,  $t_{delay} = 2$  s. O intervalo entre  $t = 3$  s e  $t = 5$  s marca o início da contagem do tempo de atraso, conforme definido nas normas da IEEE C37.2.

Se a tensão  $V(t)$  permanecer abaixo do limite de ajuste  $V_{set}$  por um intervalo superior ao tempo de atraso configurado ( $t_{delay}$ ), a proteção é acionada. No gráfico, isso ocorre em  $t = 5$  s, momento em que a função 27 atua, desligando o sistema ou isolando o equipamento protegido para prevenir danos maiores. Essa atuação garante que o sistema seja protegido contra condições adversas de subtensão, como falhas operacionais ou degradação de componentes críticos.

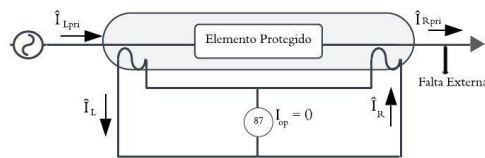
A correta configuração dos parâmetros da proteção — especialmente o limite de tensão ( $V_{set}$ ) e o tempo de atraso ( $t_{delay}$ ) — é essencial para assegurar um equilíbrio entre seletividade e sensibilidade. Limites de tensão ( $V_{set}$ ) muito altos, podem causar atuações desnecessárias em situações normais de operação, especialmente em sistemas com variações usuais de tensão. Tempos de atraso ( $t_{delay}$ ) muito curtos, podem levar a disparos indevidos, como durante a partida de motores ou picos transitórios na rede. Tempos de atraso muito longos, podem comprometer a proteção, permitindo que a subtensão prolongada cause danos severos ao sistema (OLIVEIRA, 2020).

## 2.5 Função Diferencial - 87

A função de proteção diferencial é amplamente reconhecida por sua capacidade de detectar falhas internas em equipamentos, como transformadores e linhas de transmissão, com alta precisão e rapidez. A norma ANSI/IEEE C37.2 designa a função 87 para a proteção diferencial, destacando sua importância para sistemas elétricos. O princípio de funcionamento da proteção baseia-se na comparação entre as correntes de entrada e saída de uma zona de proteção. Essa lógica fundamenta-se na Segunda Lei de Kirchhoff, que estabelece que, em qualquer instante, a soma algébrica das correntes que convergem para um ponto deve ser igual a zero (MAMEDE, 2013).

Para implementar a proteção diferencial, transformadores de corrente (TCs) são instalados nas extremidades da linha a ser protegida. Esses TCs monitoram as correntes de entrada e saída e transmitem esses sinais para o relé, que compara suas magnitudes e direções. Quando a corrente diferencial (a soma vetorial das correntes nas extremidades) ultrapassa um valor ajustado de *pickup*, o relé identifica uma condição de falha e envia um sinal de *trip*, isolando o equipamento protegido (KINDERMANN, 2005), o que pode ser observado na Figura 9.

Figura 9 – Linha de transmissão em condições normais - função 87

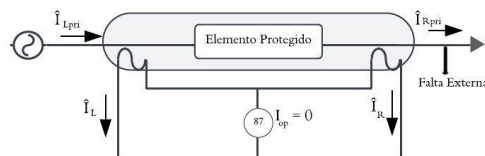


Fonte: Autória Própria.

- $\hat{I}_{Lpri}$ : Corrente na linha do lado primário do TC que entra no elemento protegido;
- $\hat{I}_{Rpri}$ : Corrente na linha do lado primário do TC que sai do elemento protegido;
- *Elemento Protegido*: Representa o equipamento que está sendo protegido, neste trabalho, uma linha de transmissão;
- $\hat{I}_L$ : Corrente do lado secundário do TC, no lado esquerdo (entrada) do elemento protegido;
- $\hat{I}_R$ : Corrente no lado secundário do TC, no lado direito (saída) do elemento protegido;
- $I_{op} = 0$ : Corrente de operação que expressa a condição ideal de operação do sistema.

Quando ocorre uma falha interna, essas grandezas se comportam conforme Figura 10.

Figura 10 – Linha de transmissão em condições de falha interna - função 87



Fonte: Autória Própria.

Essa configuração oferece uma zona de proteção bem definida entre os dois TCs, permitindo a detecção precisa de falhas dentro do trecho monitorado. Em condições normais, as correntes medidas nas extremidades são praticamente iguais em módulo, mas com polaridades opostas, resultando em uma corrente diferencial próxima de zero. No caso de falhas internas, ocorre um desbalanceamento significativo, pois as correntes nas extremidades deixam de se anular, levando o relé a atuar (DUARTE, 2018).

Conforme a Lei de Kirchoff, toda a corrente que entra na zona de proteção deve sair integralmente. Assim, o relé realiza a soma das correntes medidas para verificar se há fuga ou desvio. Esse mecanismo é eficiente para detectar falhas internas enquanto mantém a estabilidade em falhas externas, proporcionando um nível elevado de seletividade. As correntes medidas pelos TCs nas extremidades do equipamento protegido são denotadas como  $\hat{I}_L$  e  $\hat{I}_R$ . O módulo da soma vetorial dessas correntes define a corrente de operação  $I_{op}$  ou diferencial, que é calculada conforme a equação 2.26:

$$I_{op} = |\hat{I}_L + \hat{I}_R| \quad (2.26)$$

Em condições normais ou durante faltas externas (fora da zona protegida), os fasores  $\hat{I}_L$  e  $\hat{I}_R$  possuem o mesmo módulo, mas sentidos opostos, observado na figura 9 . Assim, pode-se escrever:

$$\hat{I}_L = -\hat{I}_R \quad (2.27)$$

Substituindo essa relação na equação 2.26:

$$I_{op} = |\hat{I}_L + (-\hat{I}_L)| = 0 \quad (2.28)$$

Portanto, a corrente operacional ( $I_{op}$ ) é idealmente nula nessas condições.

A corrente de restrição ( $I_{res}$ ) é definida para evitar atuação indevida em condições de operação normal ou falta externa. Geralmente, ela é proporcional ao somatório das correntes absolutas:

$$I_{res} = |\hat{I}_L| + |\hat{I}_R| \quad (2.29)$$

Em situações normais ou de faltas externas,  $I_{res}$  é o dobro do módulo de uma das correntes:

$$I_{res} = 2 \cdot |\hat{I}_L| \quad (2.30)$$

Para evitar a atuação indevida, o relé avalia a relação entre  $I_{op}$  e  $I_{res}$ . Em condições normais, tem-se a equação 2.31:

$$I_{op} < I_{res} \quad (2.31)$$

Em condições onde ocorre uma falta interna do equipamento protegido, os fasores  $\hat{I}_L$  e  $\hat{I}_R$  possuem mesmo módulo mas sentido iguais, visto na figura 10, resultando na equação a seguir:

$$I_{op} = |\hat{I}_L + \hat{I}_R| \quad (2.32)$$

Neste caso,  $I_{op}$  será diferente de zero, pois as correntes fluem no mesmo sentido para suprir a corrente de falta. A corrente de restrição  $I_{res}$  continua sendo calculada como a soma dos módulos das correntes, visto na equação 2.29. Contudo, o valor de  $I_{res}$  não impede a atuação, pois  $I_{op}$  será significativamente maior do que  $I_{res}$  em casos de falta interna. O relé diferencia a falta interna de outras situações ao comparar  $I_{op}$  e  $I_{res}$ . Durante a falta interna, assim tem-se:

$$I_{op} > I_{res} \quad (2.33)$$

Essa condição é suficiente para disparar a atuação do relé diferencial e isolar o trecho da linha com a falta.

Para assegurar a precisão e a seletividade do relé diferencial, vários parâmetros devem ser configurados. A corrente de *pickup*  $I_{pk}$  representa o valor mínimo de corrente diferencial que sensibiliza o relé para uma possível atuação. Esse valor é ajustado considerando as pequenas discrepâncias inerentes aos TCs e ao sistema, comumente situando-se entre 10% e 30% da corrente nominal do equipamento protegido (DUARTE, 2018).

A corrente de restrição  $I_{res}$  desempenha um papel importante na definição da área de proteção e devido à flexibilidade proporcionada pela proteção numérica microprocessada, alguns fabricantes ajustam suas lógicas para aprimorar o desempenho e aumentar a confiabilidade do sistema de proteção, uma das formas comumente aceita para a corrente de restrição pode ser obtida pela equação 2.34, em que  $k_{comp}$  representa um fator de compensação, normalmente ajustado em 0,5 ou 1 (MAGRIN; OLIVEIRA; SOARES, 2017).

$$I_{res} = k_{comp} \times |\hat{I}_1 + \hat{I}_2| \quad (2.34)$$

A função diferencial destaca-se como uma solução indispensável na proteção de linhas, garantindo a identificação precisa de falhas internas em equipamentos críticos. Por meio da comparação rigorosa das correntes de entrada e saída, essa técnica oferece alta seletividade e confiabilidade na atuação do sistema de proteção, minimizando interrupções e prevenindo danos maiores (OLIVEIRA, 2020).

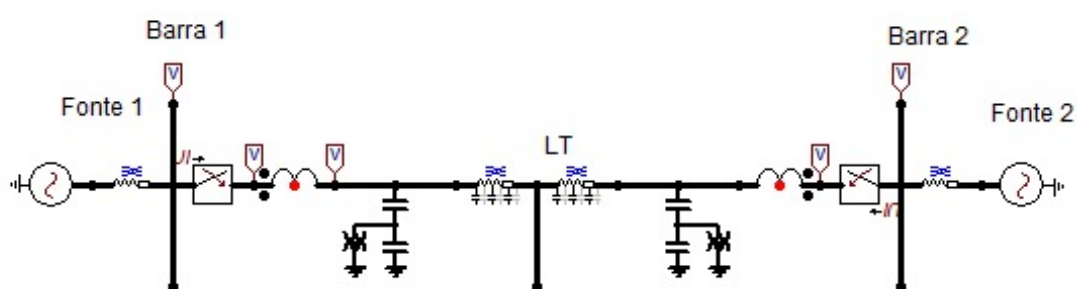
### 3 Implementação Computacional

Nesta seção, são descritos os parâmetros das configurações realizadas para avaliar o desempenho do sistema de proteção. As simulações foram desenvolvidas com o *software* ATPDraw, amplamente utilizado na análise de transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência, devido a sua precisão na representação de condições de curto-circuito, sobrecarga e outras anomalias (HOIDALEN; PRIKLER; HALL, 2015).

Para entendimento do capítulo 4, é necessário definir que os gráficos dos resultados obtidos representam o sinal de comando de desligamento (*trip*), exibido em um eixo lógico, no qual o eixo y indica o estado da função e o eixo x representa o tempo de simulação, que varia de 0 a 0,4 segundos (s). O valor lógico 1 indica que a função está atuando em condições normais, sem ativação do *trip*, enquanto o valor lógico 0 indica a atuação da função, acionando o *trip*. Essa abordagem é útil para visualizar o comportamento temporal das funções em resposta a falhas no sistema, avaliando tanto a sensibilidade da atuação quanto o tempo de resposta.

O sistema avaliado possui uma fonte de alimentação em cada extremidade da linha de transmissão, conforme ilustrado na Figura 11. Esse arranjo é característico em sistemas interligados, nos quais a presença de múltiplas fontes auxilia na manutenção da estabilidade e na continuidade do fornecimento em caso de falhas parciais, além de garantir maior confiabilidade para a operação do sistema de potência (GHOSH; BERA; YADAV, 2021).

Figura 11 – Linha de Transmissão Implementada no ATPDraw



Fonte: Autoria Própria.

Para as condições iniciais de operação, a tensão no terminal local é de 406,57 kV, enquanto o terminal remoto apresenta 406,85 kV. As correntes de carga são de 547,70 A no terminal local e 505,82 A no terminal remoto. Essas condições representam um estado de operação equilibrado, essencial para o ajuste dos parâmetros das funções. Nas simulações, as grandezas de entrada das funções de proteção implementadas foram configuradas em valores eficazes, utilizando o bloco

de conversão em valores eficazes (RMS), o qual calcula os valores eficazes de tensão e corrente para uma interpretação direta pelos relés de proteção.

### 3.1 Implementação das Funções de Proteção no ATPDraw

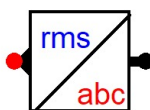
Nesta seção, são discutidos os principais blocos e funções utilizados no *software* ATPDraw para implementar as proteções mencionadas no estudo, detalhando cada um dos blocos e algoritmos empregados. O ATP e ATPDraw oferecem blocos prontos com algoritmos específicos para cada função de proteção, simplificando o processo de configuração e simulação de cenários de falha (WARD; ERWIN, 2005).

Para as funções de sobrecorrente e diferencial, foi utilizado um Transformador de Corrente com uma relação de transformação de 1200:5, que reduz as correntes de linha para um nível compatível com os relés de proteção, proporcionando a precisão necessária para a detecção de falhas (DUARTE, 2018). Em condições normais de operação, o TC do terminal local registra uma corrente de 2,28 A e o terminal remoto apresenta 2,1 A. Convertendo esses números em valores eficazes de corrente, a fim de inseri-los como valores de entrada na simulação, o valor eficaz considerado é de 1,61 A no terminal local e 1,49 A no terminal remoto.

#### 3.1.1 Função de Sobrecorrente no ATPDraw

Para a implementação das funções de sobrecorrente no ATPDraw, utiliza-se o bloco ABC2RMS, conforme indicado na Figura 12. Esse bloco converte os sinais de corrente ou tensão para RMS, sendo adequado para análises de proteção e de falta.

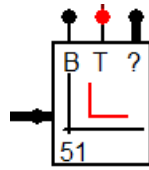
Figura 12 – Bloco RMS



Fonte: Autoria Própria.

O bloco ABC2RMS é eficiente para estudos de proteção, pois calcula o valor eficaz das grandezas monitoradas, permitindo que o relé atue com base em níveis de corrente ou tensão RMS. No caso da função 51, vista na Figura 13, o tempo de atuação é configurado no próprio relé. Quando o valor de corrente ultrapassa o nível de *pickup*, definido pelo ponto de ajuste, o temporizador inicia a contagem do tempo de atuação, disparando o comando de *trip* ao final desse intervalo (JOHNSTON; MASON; GUPTA, 2019).

Figura 13 – Bloco da Função 51



Fonte: Autorial Própria.

Esse bloco é particularmente importante para as proteções de sobrecorrente de tempo definido no ATPDraw, pois permite definir parâmetros de *delay* de forma precisa, ajustando-se ao perfil de carga do sistema e prevenindo disparos por sobrecargas momentâneas ou transitórias rápidas (EL-AMIN; ALABBAS, 2006).

O ajuste da função de sobrecorrente segue as recomendações da norma IEEE C37.112-1996, que estabelece diretrizes para a atuação dessa função em sistemas de potência. O uso de 140% da corrente nominal como limiar de atuação visa proteger o sistema de eventos de sobrecorrente sem comprometer a operação em condições normais. Essa configuração também permite uma resposta eficiente a sobrecargas prolongadas, enquanto mantém a proteção a picos momentâneos que podem ocorrer em condições de carga variada (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

**Zona de operação: Sobrecorrente superior a 40% da corrente nominal**

**Condição:**  $\alpha \geq 1,4$ , com atraso de 0,1 segundos.

$$\alpha = \frac{I_{medida}}{I_{nominal}} \quad \text{e} \quad \alpha \geq 1,4$$

As Figuras 14 e 15 apresentam os parâmetros configurados da função 51 para cada terminal.

Figura 14 – Parâmetro da função 51 no terminal local

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
Is	A	2.26	irms	ABC	IRMSL
td	s	0.1	Block	1	X0003
DownSampl	1..n	10	Trip	1	TriL5
L_init	s	0.02	Zone	ABC	X0004
Idx	1..n	9			

Fonte: Autoria Própria.

Figura 15 – Parâmetro da função 51 no terminal remoto

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
Is	A	2.07	irms	ABC	IRMSR
td	s	0.1	Block	1	X0008
DownSampl	1..n	10	Trip	1	TriR5
L_init	s	0.02	Zone	ABC	X0009
Idx	1..n	12			

Fonte: Autoria Própria.

- $I_{base}$  = Corrente de *pickup*;
- $t_d$  = Tempo de *delay* para acionamento da função.

Os demais parâmetros do bloco não foram alterados e seguem a configuração padrão do ATP.

Para que a função 51 opere, é necessário parametrizar as correntes de *pickup* (valores de ajuste) considerando o valor eficaz da corrente nominal — a corrente nominal que será utilizada para a realização do ajuste será a corrente que passou pelo TC — ( $I_{nominal, RMS}$ ). Este valor é obtido dividindo-se a corrente nominal ( $I_{nominal}$ ) pelo fator  $\sqrt{2}$ , conforme a Equação 3.1.

$$I_{nominal, RMS} = \frac{I_{nominal}}{\sqrt{2}} \quad (3.1)$$

Para o terminal local, a corrente nominal é  $I_{nominal} = 2,28 \text{ A}$ .

$$I_{nominal, RMS} = \frac{2,28}{\sqrt{2}} \approx 1,61 \text{ A}$$

Para o terminal remoto, a corrente nominal é  $I_{nominal} = 2,10 \text{ A}$ .

$$I_{nominal, RMS} = \frac{2,10}{\sqrt{2}} \approx 1,48 \text{ A}$$

Com base neste valor, as tensões de *pickup* para a zona de operação são:

- **Zona de operação terminal local:** Sobrecorrente de 40% ( $\alpha = 1,4$ ):

$$I_{pickup, Zona de operação} = \alpha \cdot I_{nominal, RMS} = 1,4 \cdot 1,61 \approx 2,26 \text{ A}$$

- **Zona de operação terminal remoto:** Sobrecorrente de 40% ( $\alpha = 1,4$ ):

$$I_{pickup, \text{ Zona de operação}} = \alpha \cdot I_{\text{nominal, RMS}} = 1,4 \cdot 1,48 \approx 2,07 \text{ A}$$

Esse ajuste é comum em redes de alta complexidade, na qual a seletividade e a estabilidade são fundamentais para evitar desarmes incorretos.

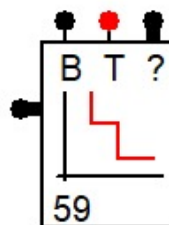
Tabela 2 – Valores parametrizados para a função 51

Terminal	Zona 1 ( $\alpha = 1,4$ )
Local	2,26 A
Remoto	2,07 A

### 3.1.2 Funções de Sobretensão no ATPDraw

O bloco da função 59, evidenciada na Figura 16, utiliza o valor da tensão eficaz como parâmetro de entrada. O bloco ABC2RMS compara o valor da tensão de entrada com os limites configurados. No caso da função de sobretensão, a proteção é acionada se a tensão ultrapassar o valor configurado. Essa função é essencial para proteger o sistema contra variações de tensão que possam comprometer a integridade dos equipamentos e a qualidade da energia fornecida (MAGRIN; OLIVEIRA; SOARES, 2017).

Figura 16 – Bloco da Função 59



Fonte: Autoria Própria.

Os ajustes foram feitos conforme norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) 60255-1, que estabelece margens de atuação específicas para condições de sobretensão. O uso de algoritmos de comparação direta no ATPDraw assegura uma resposta rápida e confiável em situações de desvio de tensão.

Para a função de sobretensão, são utilizados valores eficazes de tensão diretamente nas unidades de entrada. Em condições normais, conforme Figuras 17, as tensões nominais eficazes são de 289,44 kV no terminal local e 289,61 kV no terminal remoto. A correta parametrização das funções é essencial para evitar atuações indevidas, especialmente em sistemas sujeitos a transitórios e variações momentâneas de carga (ALTUVE; IZYKOWSKI, 2015).

A tensão nominal ( $U_{\text{nominal}}$ ) é a referência para os ajustes das proteções, representando a condição ideal de operação do sistema. Para a função 59, foram configuradas duas zonas de atuação, considerando diferentes níveis de sobretensão e suas consequências.

### Zona 1: Sobretensão de até 10% da Tensão Nominal

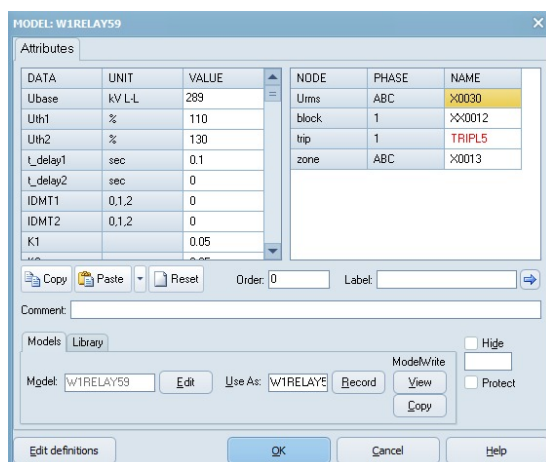
Nesta zona, o relé é ajustado para atuar quando a tensão medida ( $U_{\text{medida}}$ ) atingir 110% da tensão nominal ( $\alpha = \frac{U_{\text{medida}}}{U_{\text{nominal}}} \geq 1,1$ ). Para evitar acionamentos indevidos causados por variações transitórias, foi configurado um atraso de 0,1 segundos. Este ajuste segue as diretrizes da IEC 60255, que estabelece limites seguros para sobretensões transitórias em sistemas de potência (GOMES, 2018).

### Zona 2: Sobretensão Superior a 30% da Tensão Nominal

A segunda zona cobre situações mais críticas, configurada para atuar instantaneamente quando a tensão ultrapassa 130% da tensão nominal ( $\alpha \geq 1,3$ ). Sobretensões dessa magnitude representam riscos graves para a integridade dos equipamentos, demandando uma resposta imediata. Normas como a IEC 60255 e publicações técnicas (DUARTE, 2018), destacam que sobretensões acima de 30% podem comprometer seriamente transformadores, disjuntores e linhas, justificando a ação rápida.

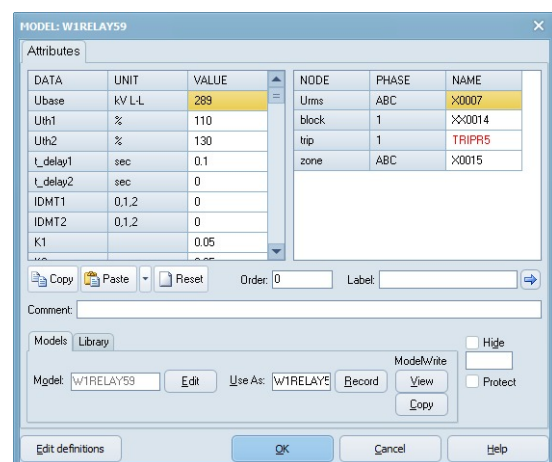
As Figuras 17 e 18 apresentam os parâmetros configurados da função 51 para cada terminal.

Figura 17 – Parâmetro da função 59 no terminal local



Fonte: Aatoria Própria.

Figura 18 – Parâmetro da função 59 no terminal remoto



Fonte: Aatoria Própria.

- $U_{\text{base}}$ : Tensão nominal em valor eficaz;
- $U_{\text{th1}}$ : Porcentagem para atuação da primeira zona;

- $U_{th_2}$ : Porcentagem para atuação da segunda zona;
- $T_{delay_1}$ : Tempo de *delay* para atuação em primeira zona;
- $T_{delay_2}$ : Tempo de *delay* para atuação em segunda zona.

Os demais parâmetros do bloco não foram alterados e seguem a configuração padrão do ATP.

Os ajustes baseiam-se na relação entre a tensão medida e a tensão nominal ( $\alpha = \frac{U_{medida}}{U_{nominal}}$ ), conforme detalhado posteriormente.

### Zona 1: Sobretensão de até 10% da Tensão Nominal

**Condição:**  $\alpha \geq 1,1$ , com atraso de 0,1 segundos.

$$\alpha = \frac{U_{medida}}{U_{nominal}} \quad e \quad \alpha \geq 1,1$$

### Zona 2: Sobretensão Superior a 30% da Tensão Nominal

**Condição:**  $\alpha \geq 1,3$ , com atuação instantânea.

$$\alpha = \frac{U_{medida}}{U_{nominal}} \quad e \quad \alpha \geq 1,3$$

Para que a função 59 opere corretamente, é necessário parametrizar as tensões de *pickup* considerando o valor eficaz da tensão nominal ( $U_{nominal, RMS}$ ). Esse valor é obtido pela Equação 3.1.

Para o terminal local, a tensão nominal é  $U_{nominal} = 406,57 \text{ kV}$ . O valor eficaz correspondente é calculado como:

$$U_{nominal, RMS} = \frac{406,57}{\sqrt{2}} \approx 289,44 \text{ kV}$$

Com base nesse resultado, as tensões de *pickup* para cada zona são:

- **Zona 1:** Sobretensão de 10% ( $\alpha = 1,1$ ):

$$U_{pickup, Zona 1} = \alpha \cdot U_{nominal, RMS} = 1,1 \cdot 289,44 \approx 316,19 \text{ kV}$$

- **Zona 2:** Sobretensão superior a 30% ( $\alpha = 1,3$ ):

$$U_{pickup, Zona 2} = \alpha \cdot U_{nominal, RMS} = 1,3 \cdot 289,44 \approx 373,68 \text{ kV}$$

Para o terminal remoto, a tensão nominal é  $U_{\text{nominal}} = 406,85 \text{ kV}$ . O valor eficaz correspondente é calculado como:

$$U_{\text{nominal, RMS}} = \frac{406,85}{\sqrt{2}} \approx 289,61 \text{ kV}$$

As tensões de *pickup* para esse terminal são:

- **Zona 1:** Sobretensão de 10% ( $\alpha = 1,1$ ):

$$U_{\text{pickup, Zona 1}} = \alpha \cdot U_{\text{nominal, RMS}} = 1,1 \cdot 289,61 \approx 316,37 \text{ kV}$$

- **Zona 2:** Sobretensão superior a 30% ( $\alpha = 1,3$ ):

$$U_{\text{pickup, Zona 2}} = \alpha \cdot U_{\text{nominal, RMS}} = 1,3 \cdot 289,61 \approx 373,89 \text{ kV}$$

Os valores parametrizados para os relés de proteção da função 59, considerando as duas zonas de atuação e a necessidade de operar com valores eficazes, são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores parametrizados para a função 59

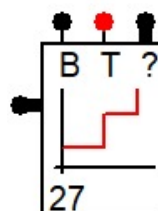
Terminal	Zona 1 ( $\alpha = 1,1$ )	Zona 2 ( $\alpha = 1,3$ )
Local	316,19 kV	373,68 kV
Remoto	316,37 kV	373,89 kV

Esses ajustes garantem que a função de sobretensão opere de forma adequada para detectar anomalias nas tensões medidas nos terminais local e remoto, respeitando os limites especificados para cada zona e minimizando o risco de falhas operacionais. A entrada desses valores como tensões eficazes no relé é essencial para assegurar a confiabilidade do sistema de proteção.

### 3.1.3 Funções de Subtensão no ATPDraw

O bloco da função 27, evidenciada na Figura 19, utiliza o valor da tensão eficaz como parâmetro de entrada. O bloco ABC2RMS compara o valor da tensão de entrada com os limites configurados: no caso da função de subtensão, a proteção é acionada se a tensão sofre um decréscimo referente ao valor configurado.

Figura 19 – Bloco da Função 27



Fonte: Autoria Própria.

Os ajustes foram realizados com base nos critérios estabelecidos pela norma IEC 60255-1, que define margens específicas para a atuação de funções de proteção em casos de subtensão. Essa norma proporciona diretrizes claras para a configuração de níveis de tensão de atuação, assegurando uma resposta eficiente e alinhada às necessidades operacionais do sistema.

A implementação de algoritmos de comparação direta, como os utilizados no ATPDraw, permitem uma análise rápida e precisa das condições de subtensão. Isso garante que o relé de proteção possa responder de maneira confiável e seletiva às alterações na tensão, evitando falhas na detecção ou respostas inadequadas.

Esses ajustes consideraram os valores eficazes das tensões nominais, que são essenciais para a parametrização correta das funções de proteção. Em condições normais de operação, como apresentado nas Figuras 20 e 21, as tensões eficazes nos terminais foram medidas em 289,44 kV para o terminal local e 289,61 kV para o terminal remoto. Esses valores foram utilizados diretamente como base para os ajustes. A parametrização cuidadosa das funções de proteção é indispensável, sobretudo em sistemas sujeitos a fenômenos transitórios ou variações temporárias de carga (ALTUVE; IZYKOWSKI, 2015).

A tensão nominal ( $U_{\text{nominal}}$ ) atua como parâmetro fundamental para o ajuste das proteções, refletindo o estado ideal de funcionamento do sistema elétrico. No caso da função de subtensão, foram seguidas as definições da norma IEC 60255-1 que estabelece duas zonas de atuação, cada uma projetada para abordar níveis distintos de redução de tensão e seus respectivos impactos.

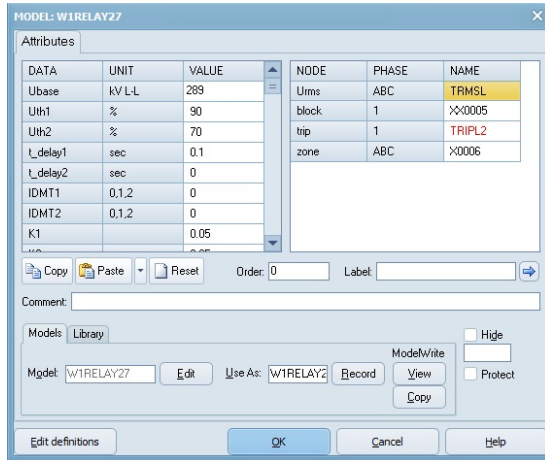
### Zona 1: Subtensão de até 10% da Tensão Nominal

Nessa zona, a função é ajustada para atuar quando a tensão medida ( $U_{\text{medida}}$ ) atingir 90% da tensão nominal ( $\alpha = \frac{U_{\text{medida}}}{U_{\text{nominal}}} \geq 0,9$ ). Para evitar acionamentos indevidos causados por variações transitórias, foi configurado um atraso de 0,1 segundos.

### Zona 2: Subtensão Superior a 30% da Tensão Nominal

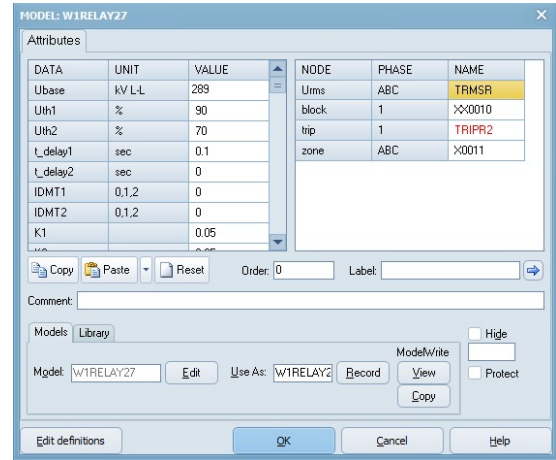
A segunda zona cobre situações mais críticas, configurada para atuar instantaneamente quando a tensão decresce a 70% da tensão nominal ( $\alpha \geq 0,70$ ). Subtensões dessa magnitude representam riscos graves para a integridade dos equipamentos, demandando uma resposta imediata.

Figura 20 – Parâmetros da Função 27 no ATPDraw



Fonte: Autoria Própria.

Figura 21 – Parâmetro da função 27 no terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

Os ajustes baseiam-se na relação entre a tensão medida e a tensão nominal ( $\alpha = \frac{U_{medida}}{U_{nominal}}$ ), conforme detalhado abaixo:

### Zona 1: Subtensão de 10% da Tensão Nominal

**Condição:**  $\alpha \geq 0,9$ , com atraso de 0,1 segundos.

$$\alpha = \frac{U_{medida}}{U_{nominal}} \quad \text{e} \quad \alpha \geq 0,9$$

### Zona 2: Subtensão Superior a 30% da Tensão Nominal

**Condição:**  $\alpha \geq 0,7$ , com atuação instantânea.

$$\alpha = \frac{U_{medida}}{U_{nominal}} \quad \text{e} \quad \alpha \geq 0,7$$

Para que a função 27 opere de maneira eficaz, é imprescindível ajustar as tensões de *pickup* com base no valor eficaz da tensão nominal ( $U_{nominal, RMS}$ ). Esse valor é obtido por meio da Equação 3.1.

Para o terminal local, a tensão nominal é  $U_{nominal} = 406,57 \text{ kV}$ . O valor eficaz correspondente é calculado como:

$$U_{nominal, RMS} = \frac{406,57}{\sqrt{2}} \approx 289,44 \text{ kV}$$

Com base neste valor, as tensões de *pickup* para cada zona são:

- **Zona 1:** Subtensão de 10% ( $\alpha = 0,9$ ):

$$U_{pickup, Zona 1} = \alpha \cdot U_{nominal, RMS} = 0,9 \cdot 289,44 \approx 260,49 \text{ kV}$$

- **Zona 2:** Subtensão superior a 30% ( $\alpha = 1,3$ ):

$$U_{pickup, Zona 2} = \alpha \cdot U_{nominal, RMS} = 0,7 \cdot 289,44 \approx 202,60 \text{ kV}$$

Para o terminal remoto, a tensão nominal é  $U_{nominal} = 406,85 \text{ kV}$ . O valor eficaz correspondente é calculado como:

$$U_{nominal, RMS} = \frac{406,85}{\sqrt{2}} \approx 289,61 \text{ kV}$$

As tensões de *pickup* para este terminal são:

- **Zona 1:** Sobretensão de até 10% ( $\alpha = 0,9$ ):

$$U_{pickup, Zona 1} = \alpha \cdot U_{nominal, RMS} = 0,9 \cdot 289,61 \approx 260,64 \text{ kV}$$

- **Zona 2:** Sobretensão superior a 30% ( $\alpha = 0,7$ ):

$$U_{pickup, Zona 2} = \alpha \cdot U_{nominal, RMS} = 0,7 \cdot 289,61 \approx 202,74 \text{ kV}$$

Os valores parametrizados para as funções de proteção da função 27, considerando as duas zonas de atuação e a necessidade de operar com valores eficazes, são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores parametrizados para a função 59

Terminal	Zona 1 ( $\alpha = 0,90$ )	Zona 2 ( $\alpha = 0,70$ )
Local	260,49 kV	202,60 kV
Remoto	260,64 kV	202,74 kV

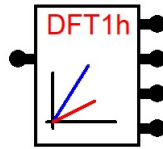
Esses ajustes garantem que a função de subtensão opere de forma adequada para detectar anomalias nas tensões medidas nos terminais local e remoto, respeitando os limites especificados para cada zona e minimizando o risco de falhas operacionais.

### 3.1.4 Função Diferencial no ATPDraw

Para implementar a proteção diferencial no ATPDraw, utiliza-se o bloco ABC2PHRH2, apresentado na Figura 22. Esse bloco permite a entrada de sinais de corrente na frequência fundamental e na segunda harmônica, necessárias para a operação do relé diferencial. O cálculo

dessas correntes é realizado por meio da Transformada Rápida de Fourier, que converte os sinais do domínio do tempo para o domínio da frequência, extraindo os fasores de cada componente (DUARTE, 2018).

Figura 22 – Bloco de Harmônicas



Fonte: Autoria Própria.

Com isso, é recomendado que a frequência de amostragem seja superior a 8 vezes a da rede, permitindo uma análise detalhada das correntes de fase (PRIKLER; HOIDALEN, 1998). Neste trabalho, adotou-se uma frequência de amostragem de 480 Hz para maior precisão. O bloco representado na Figura 22 fornece quatro dados, calculados por meio das Equações 3.2 e 3.3.

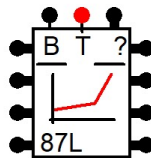
$$\hat{I}_1 = I_{Re1} + jI_{Im1} \quad (3.2)$$

$$\hat{I}_h = I_{Reh} + jI_{Imh} \quad (3.3)$$

Em que  $I_{Re1}$  e  $I_{Im1}$  representam as partes real e imaginária da corrente fundamental, enquanto  $I_{Reh}$  e  $I_{Imh}$  correspondem às partes real e imaginária das componentes harmônicas. Esse procedimento permite calcular a corrente diferencial e identificar variações que possam indicar uma falha interna.

Para uma proteção diferencial eficaz, o ATPDraw utiliza o bloco WIRELAY87L, visto na Figura 23, projetado para monitorar linhas de transmissão. O algoritmo deste bloco integra uma série de parâmetros avançados, garantindo precisão e seletividade na atuação do relé diferencial.

Figura 23 – Bloco da função 87



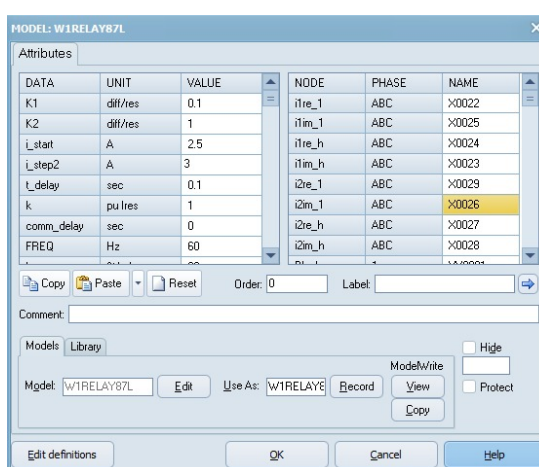
Fonte: Autoria Própria.

Para proteger linhas de transmissão e outros equipamentos críticos, o ATPDraw permite modelar e ajustar as proteções de forma avançada, com variáveis e parâmetros configuráveis que asseguram um nível elevado de precisão. Destaca-se a importância da utilização de simulações com blocos de alta resolução, como o ABC2PHRH2, que permitem validar a sensibilidade dos relés e ajustar as zonas de atuação conforme as características do sistema (EL-AMIN; ALABBAS, 2006).

Dessa forma, os ajustes avançados apresentados na Figura 24 são fundamentais para garantir a eficácia da proteção em sistemas de alta complexidade e sujeitos a fenômenos transitórios intensos. Ao definir corretamente os parâmetros de *pickup*, inclinação de zona e bloqueio harmônico, a função diferencial pode responder rapidamente às falhas, enquanto evita disparos indevidos causados por saturação dos TCs ou por transitórios externos à zona de proteção.

Para a configuração da função diferencial, foram adotados parâmetros que garantem uma atuação seletiva e precisa, minimizando o risco de disparos acidentais. A função foi configurada para atuar apenas em caso de corrente diferencial significativa.

Figura 24 – Parâmetros da função 87 no ATPDraw



Fonte: Autoria Própria.

Definição de cada variável do bloco 87L apresentado pelo ATP:

- $K_1$ : Representa a inclinação da primeira zona de restrição, definida como a razão entre a corrente diferencial e a corrente de restrição;
- $K_2$ : Corresponde à inclinação da segunda zona de restrição em características de dupla inclinação;
- $i_{start}$ : Corrente mínima para iniciar a atuação da primeira zona;
- $i_{step2}$ : Corrente de ajuste que define o ponto de início da segunda inclinação do limiar de atuação;
- $t_{delay}$ : Tempo de atraso necessário antes do envio do sinal de disparo. Para a visualização desta função será utilizado um tempo de 0,1 s;
- $k$ : Fator de compensação aplicado ao cálculo da corrente de restrição;
- $h_{res}$ : Percentual máximo de harmônica em relação à componente fundamental para bloqueio harmônico;

- Demais variáveis: Seguem as configurações padrão definidas no MODELS.

O bloco de proteção diferencial aplicado a linhas de transmissão recebe como entradas os fasores calculados pelo módulo ABC2PHRH2, que representam as correntes medidas nos terminais de entrada e saída da linha, expressas em sua forma retangular. A lógica implementada no MODEL baseia-se no trabalho de (WARD; ERWIN, 2005).

O ajuste da função é essencial para evitar disparos indesejados em casos de pequenas discrepâncias nas medições dos TCs, que podem ocorrer devido a fenômenos transitórios ou condições de saturação (OLIVEIRA; PERES, 2021). Dessa forma, esse valor parametrizado no bloco da função 87 disponível no ATP oferece uma resposta balanceada entre sensibilidade e robustez, garantindo que o *trip* só seja acionado em condições de falha real e significativa, mantendo os parâmetros expressos na Figura 24.

Para facilitar o entendimento, convencionou-se que a corrente medida no terminal de entrada será indicada como  $\hat{I}_{\text{Entrada}}$  e, no terminal de saída, como  $\hat{I}_{\text{Saída}}$ . Ressalta-se que essas correntes incluem tanto a componente fundamental quanto a harmônica de segunda ordem. A lógica de proteção utiliza as equações para calcular, respectivamente, a corrente diferencial e a corrente de restrição. A corrente diferencial é determinada conforme a Equação 3.4.

$$I_{\text{diff}} = \hat{I}_{\text{Entrada}} + \hat{I}_{\text{Saída}} \quad (3.4)$$

Já a corrente de restrição é definida pela equação:

$$I_{\text{res}} = k \cdot (|\hat{I}_{\text{Entrada}}| + |\hat{I}_{\text{Saída}}|) \quad (3.5)$$

Essas equações são fundamentais para a lógica de atuação da proteção diferencial. E para a atuação da proteção diferencial, deve-se atender o critério da Equação 3.6.

$$I_{\text{diff}} > I_{\text{start}} + K_1 \cdot I_{\text{res}} \quad (3.6)$$

De acordo com os critérios estabelecidos, foram analisados os requisitos necessários para a implementação da proteção diferencial. A corrente de *pickup* do bloco 87L foi ajustada para 10% da corrente nominal, equivalente a 0,1 pu, um valor frequentemente adotado (DUARTE, 2018). Para a inclinação SLP1 da primeira zona de restrição, foi considerado um ajuste de 0,1, que cobre os erros discutidos na fundamentação teórica. Esse valor é normalmente utilizado para assegurar a precisão na proteção diferencial, garantindo que os erros relacionados ao transformador e aos transformadores de corrente sejam devidamente considerados.

## 4 Apresentação e Análise de Resultados

Com o objetivo de avaliar o desempenho das funções de proteção em uma linha de transmissão, foram realizadas simulações no *software* ATPDraw, utilizando os valores de referência e as configurações previamente descritas no capítulo 3.

Neste capítulo, serão analisadas as influências da resistência de falta, da localização da falha ao longo da linha de transmissão e do tipo de falta, considerando os cenários de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos. Desse modo, as simulações realizadas, juntamente com as condições de falta avaliadas, estão detalhadas na Tabela 5.

<b>Simulações</b>	<b>Tipo de Falta</b>	<b>Resistência de Falta</b>	<b>Localização da Falta</b>
Simulação 1	MONOFÁSICO	0,0001 $\Omega$	5%
Simulação 2	MONOFÁSICO	1000 $\Omega$	5%
Simulação 3	MONOFÁSICO	0,0001 $\Omega$	50%
Simulação 4	MONOFÁSICO	0,0001 $\Omega$	95%
Simulação 5	TRIFÁSICO	0,0001 $\Omega$	5%
Simulação 6	TRIFÁSICO	1000 $\Omega$	5%
Simulação 7	TRIFÁSICO	0,0001 $\Omega$	50%
Simulação 8	TRIFÁSICO	0,0001 $\Omega$	95%

Tabela 5 – Simulações de Faltas

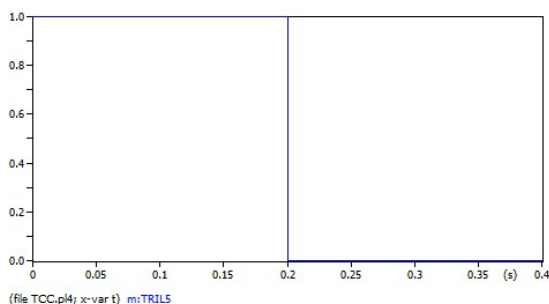
### 4.1 Análise de Resistência de Falta para Curto-Circuito Monofásico

Esta seção avaliará a atuação das funções de proteção 51, 27, 59 e 87, variando a resistência de falta no sistema para investigar como essa condição afeta o desempenho das funções. A análise foi realizada por meio de simulações em que o parâmetro de resistência de falta foi modificado sistemicamente, observando as respostas e os tempos de atuação de cada função. As duas simulações a seguir se tratam de falhas monofásicas que ocorreram em 5% da linha de transmissão.

### 4.1.1 Simulação 1

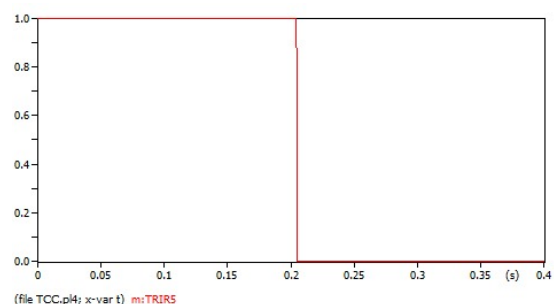
As figuras 25 e 26 apresentam a atuação da função 51 na condição de impedância de falta igual a  $0,001 \Omega$ . Além disso, as figuras 27 e 28 exibem as correntes observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito.

Figura 25 – *Trip* da função 51 no terminal local



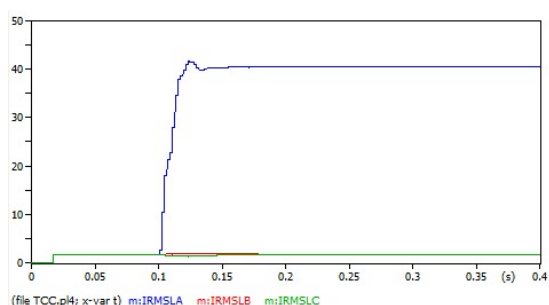
Fonte: Autoria Própria.

Figura 26 – *Trip* da função 51 no terminal remoto



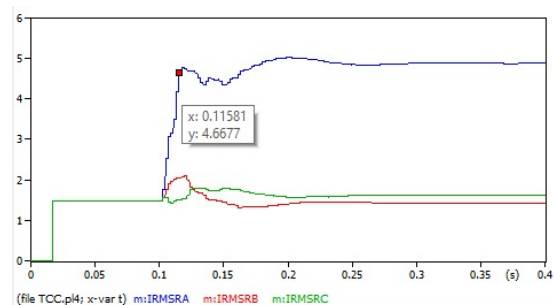
Fonte: Autoria Própria.

Figura 27 – Corrente eficaz do terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 28 – Corrente eficaz do terminal remoto

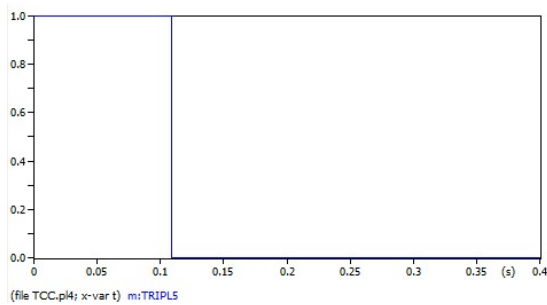


Fonte: Autoria Própria.

No gráfico da Figura 25 é possível observar que o eixo Y sofre uma mudança de nível lógico em aproximadamente 0,201 s, indicando que o *trip* foi acionado. Na Figura 26, essa mudança de nível lógico ocorre próximo a 0,205 s. Ademais, as Figuras 27 e 28 mostram a defasagem no módulo das correntes lidas por cada terminal. Para a leitura do terminal local, o módulo da fase em falta sofre um aumento muito maior quando comparado às leituras que o terminal remoto fez para a corrente da fase em falta, justificando uma atuação mais veloz da função 51 no terminal local. Essa reação de atraso é atribuída pela configuração dos parâmetros, que estabelece um atraso de 0,1 s para a atuação do relé em caso de uma sobrecorrente de 140% da corrente nominal, assim, quando a corrente excede o valor de 2,25 ampere (A) para o terminal local e 2,07 A para o terminal remoto, o relé responde ativando o *trip*.

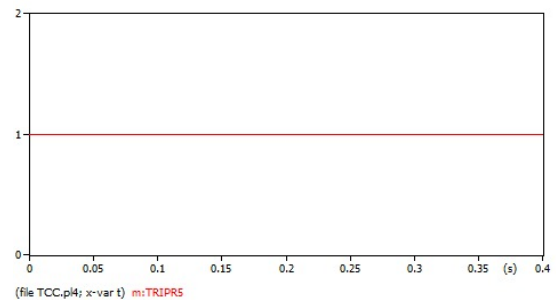
Em seguida, as Figuras 29 e 30 ilustram a atuação da função 59 na condição de impedância de falta igual a  $0,001 \Omega$ . Além do mais, as Figuras 31 e 32 exibem as tensões observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito.

Figura 29 – *Trip* da função 59 no terminal local



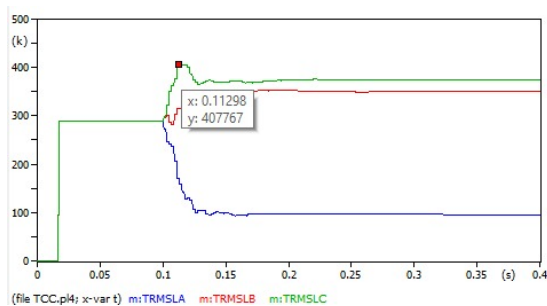
Fonte: Autoria Própria.

Figura 30 – *Trip* função da 59 no terminal remoto



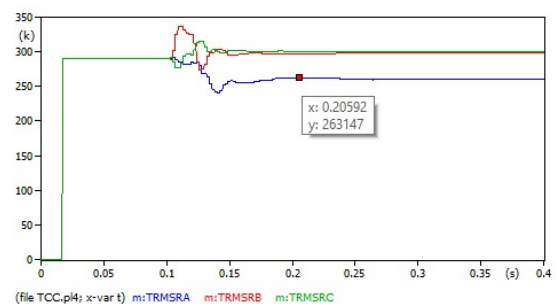
Fonte: Autoria Própria.

Figura 31 – Tensão eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 32 – Tensão eficaz no terminal remoto



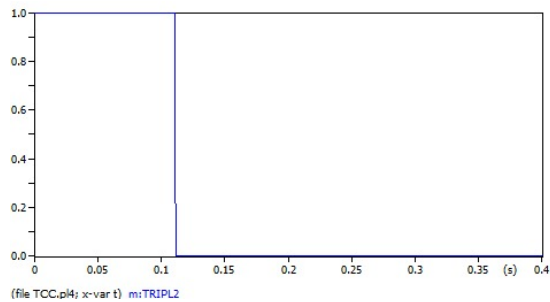
Fonte: Autoria Própria.

Observa-se, no gráfico apresentado na Figura 29, uma rápida transição de nível lógico no eixo Y logo após a ocorrência da falha que acontece em 0,1 s, indicando que o *trip* foi acionado de forma instantânea. Por outro lado, na Figura 30, essa transição de nível lógico não ocorre em nenhum momento.

O comportamento das funções de proteção pode ser explicado pelas informações contidas nas Figuras 31 e 32, que mostram as variações de tensão nos terminais. No terminal local, conforme Figura 31, é observada uma elevação tão pronunciada das tensões das fases B e C (fases sãs) que ultrapassa o valor de tensão de *pickup* para o elemento instantâneo, com valor de 373,68 kV, que aciona imediatamente a função 59, disparando o *trip* de forma instantânea. Em contraste, na Figura 32, no terminal remoto é registrado um pico de tensão em 0.1 segundos nas fases sãs, suficiente para acionar o tempo *delay* da função 59 de forma temporizada. No entanto, a tensão se estabiliza abaixo do limite de acionamento antes que o tempo de *delay* seja concluído, o que impede o disparo do *trip* nesse terminal sob as condições observadas.

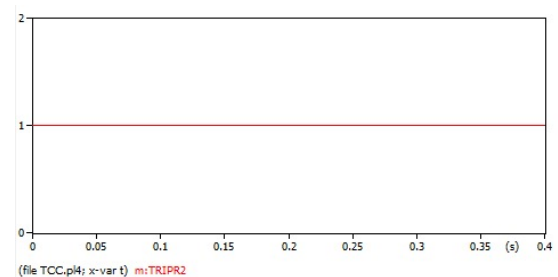
As Figuras 33 e 34 mostram a atuação da função 27 na condição de impedância de falta igual a 0,001  $\Omega$ . As tensões analisadas para o entendimento da atuação das funções são representadas nas Figuras 31 e 32.

Figura 33 – *Trip* da função 27 no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 34 – *Trip* função da 27 no terminal remoto

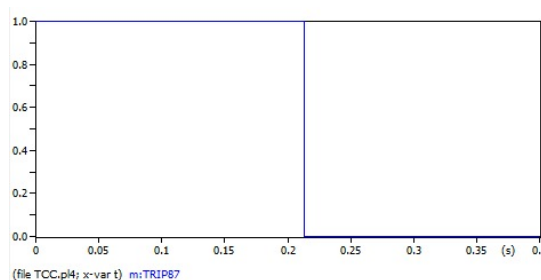


Fonte: Autoria Própria.

O nível lógico do *trip*, como visto na figura 33 que representa a atuação da função 27 do terminal local, é alterado de 1 para 0, praticamente ao mesmo tempo à ocorrência do curto-circuito, atuando em 0,109 segundos. Explica-se esse comportamento pela configuração parametrizada, que estabelece a atuação instantânea da função para uma subtensão de 30% da tensão nominal em valor eficaz. Assim, avaliando o gráfico da Figura 31, quando a tensão da fase em falta ( fase A) atinge cerca de 202,65 kV, o *trip* é acionado imediatamente, já no terminal remoto, por ter um atraso de 0,1 s, o *trip* não é ativado. Após a proteção detectar uma subtensão de 90% da tensão nominal eficaz na fase A em 0,1 s de simulação, o tempo de *delay* começa a ser contado para enviar o *trip*, mas antes de 0,1 s de *delay*, a tensão se estabelece em aproximadamente 263 kV, sendo superior a 90%.

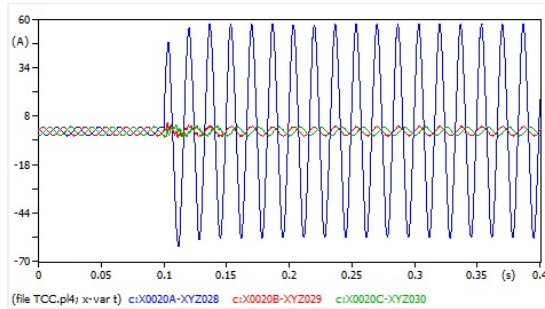
A Figura 35 ilustra a atuação da função 87 na condição de impedância de falta igual a 0,001  $\Omega$ . As correntes analisadas para o entendimento da ação das proteções são as mesmas das Figuras 36 e 37.

Figura 35 – *Trip* da função diferencial



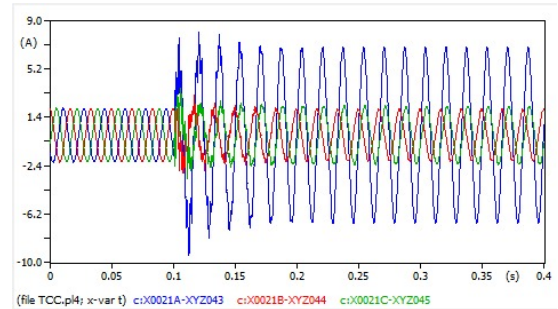
Fonte: Autoria Própria.

Figura 36 – Corrente do TC lida pelo terminal local



Fonte: Aatoria Própria.

Figura 37 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto



Fonte: Aatoria Própria.

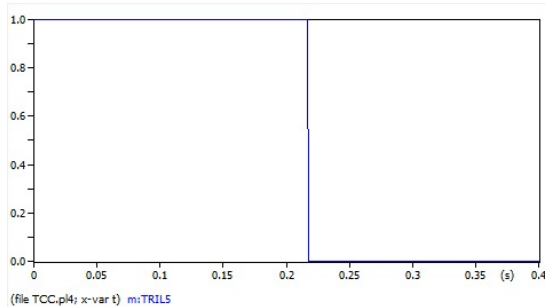
Para a situação de curto-circuito na qual a impedância de falta é muito baixa, a função diferencial detecta rapidamente a diferença de corrente entre os terminais. O disparo da função ocorre em 0,213 s após a detecção do curto-circuito, que ocorre em 0,1 s. Essa função apresenta um *delay* programado de 0,1 s para qualquer detecção de corrente diferencial, para evitar disparos indevidos por transientes ou outras condições temporárias que não sejam falhas reais. Portanto, a proteção leva 0,1 s para confirmar o curto-circuito e mais 0,012 s para completar o processo de disparo.

#### 4.1.2 Simulação 2

Para a simulação 2, aplica-se um curto-circuito monofásico em 5% da linha de transmissão, considerando uma impedância de falta de 1000  $\Omega$ .

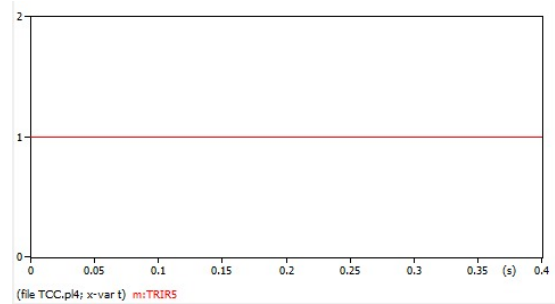
As Figuras 38 e 39 ilustram a atuação da função 51 na condição de impedância de falta igual a 1000  $\Omega$ . Em soma, as Figuras 40 e 41 exibem as correntes observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito.

Figura 38 – *Trip* da função 51 no terminal local



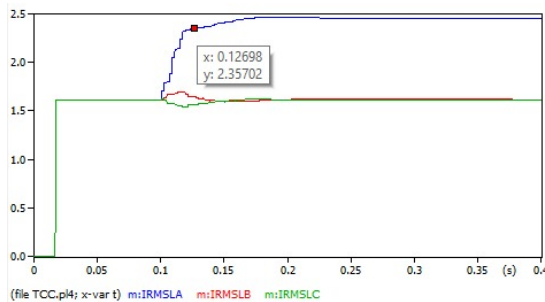
Fonte: Autoria Própria.

Figura 39 – *Trip* da função 51 no terminal remoto



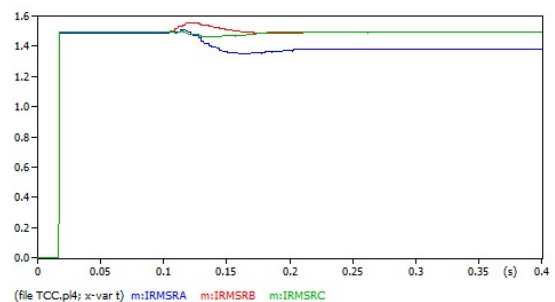
Fonte: Autoria Própria.

Figura 40 – Corrente eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 41 – Corrente eficaz no terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

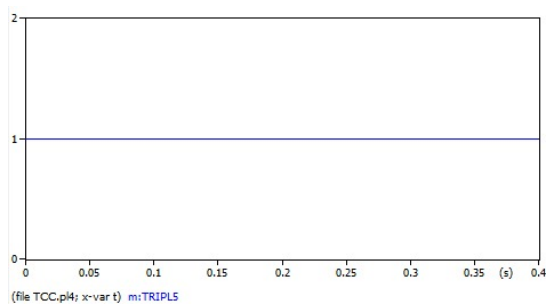
Observa-se, a partir da análise do gráfico da Figura 38, que o disparo é acionado aproximadamente 0,1 s após a ocorrência do curto-circuito.

A avaliação se torna mais clara ao se analisar o gráfico da Figura 40, que representa a corrente em valor eficaz vista pelo terminal local. Nesse gráfico é possível perceber que, mesmo com a limitação imposta pela resistência de 1000  $\Omega$ , a corrente ainda supera 2,25 A.

A função 51 do terminal remoto, conforme observado no gráfico da Figura 39, não foi ativada, indicando que a corrente de curto-circuito não se mostrou suficiente para acionar o relé. Além disso, ilustrada no gráfico da Figura 41, a corrente eficaz observada pelo terminal remoto durante o curto-circuito foi inferior a 140% da corrente nominal desse terminal. Portanto, a resistência de 1000  $\Omega$  foi efetiva em limitar a corrente de curto-circuito, impedindo que ultrapassasse o valor de 1,6 A e, conseqüentemente, não acionando o *trip* da função de sobrecorrente do terminal.

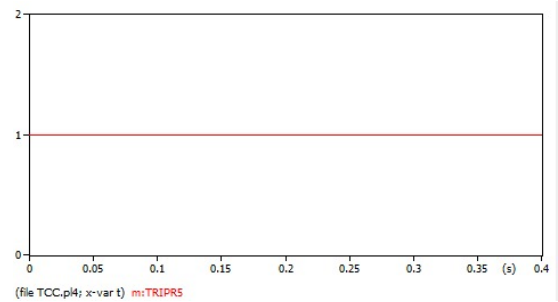
A atuação da função 59, vista nas Figuras 42 e 43 ilustram a atuação do *trip* para a condição de impedância de falta igual a 1000  $\Omega$ . Além disso, as Figuras 44 e 45 exibem as tensões observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito.

Figura 42 – *Trip* da função 59 no terminal local



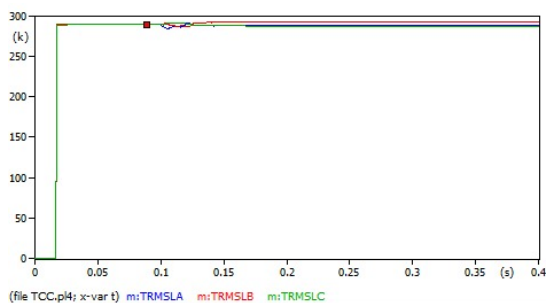
Fonte: Autoria Própria.

Figura 43 – *Trip* função da 59 no terminal remoto



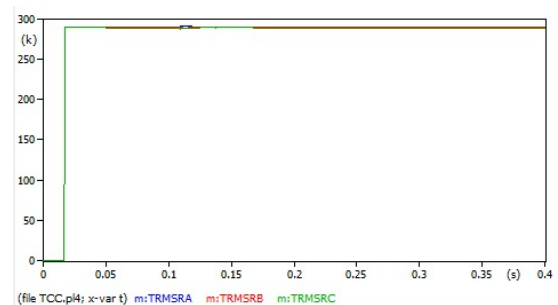
Fonte: Autoria Própria.

Figura 44 – Tensão eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

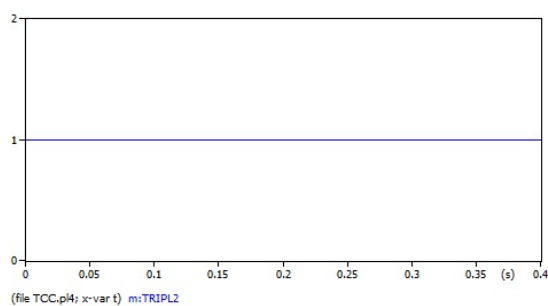
Figura 45 – Tensão eficaz no terminal remoto



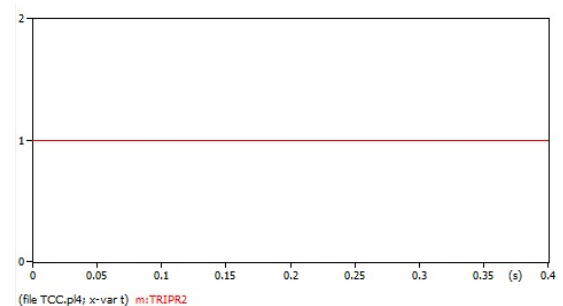
Fonte: Autoria Própria.

A função de sobretensão de ambos os terminais não foi acionada, como observado nos gráficos das Figuras 42 e 43, mantendo o nível lógico em 1 durante todo o período de simulação. Nos gráficos das Figuras 44 e 45, verifica-se que a tensão vista por ambos os terminais praticamente não variou, resultando na não ativação do disparo em nenhuma das funções, dado que para que ele ocorra é necessária a existência de uma sobretensão de 10% da tensão nominal e que esta se mantenha acima desse valor pelo período de 0,1 s. A ausência de variação é dada devido a alta resistência de falta, que limita a corrente de curto-circuito. Dessa forma, como a corrente não tem um aumento significativo, a queda de tensão nas fases não apresenta uma variação expressiva o suficiente para ativar o disparo da função.

As figuras 46 e 47 mostram a atuação da função 27 na condição de impedância de falta igual a 1000  $\Omega$ . As tensões analisadas para o entendimento da atuação dos relés serão as mesmas apresentadas nas Figuras 44 e 45.

Figura 46 – *Trip* da função 27 no terminal local

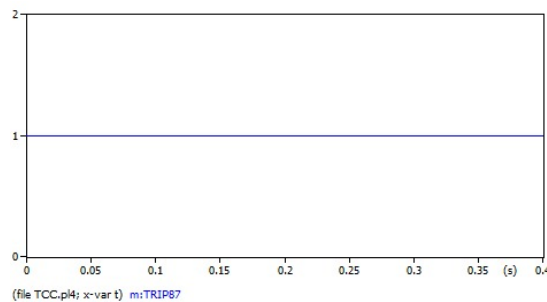
Fonte: Autoria Própria.

Figura 47 – *Trip* da função 27 no terminal remoto

Fonte: Autoria Própria.

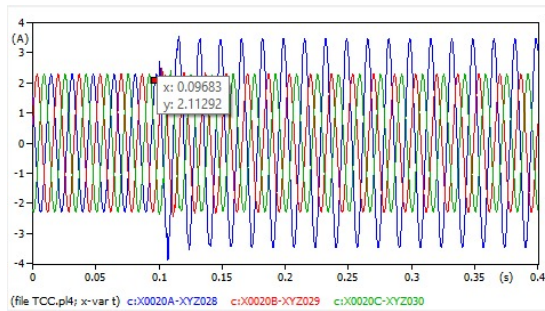
Ao analisar os gráficos das Figuras 46 e 47, verifica-se que as proteções se mantiveram inativas, com nível lógico em 1 durante toda a simulação. Nos gráficos das Figuras 44 e 45, nota-se que a medida de tensão em ambos os terminais apresentou variação insignificante, resultando na não ativação do disparo, o qual requer uma subtensão de 10% da tensão nominal, mantida abaixo desse limite por um período de 0,1 s. A ausência de variação de tensão se deve a uma elevada resistência de falta, que restringe a corrente de curto-circuito, limitando o aumento da corrente a um nível insuficiente para provocar uma queda de tensão significativa nas fases, o que impede a ativação da função.

A atuação da função 87, vista na Figura 48, evidencia a condição de impedância de falta igual a 1000  $\Omega$ . O gráfico das correntes utilizado para o entendimento de sua atuação é o mesmo das Figuras 49 e 50.

Figura 48 – *Trip* da função diferencial

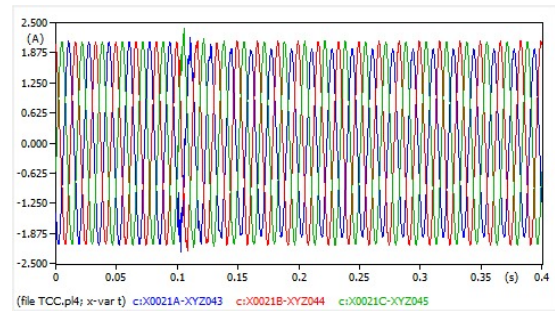
Fonte: Autoria Própria.

Figura 49 – Corrente do TC lida pelo terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 50 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

A partir do gráfico referente a Figura 48, nota-se que a função diferencial não detecta a diferença de corrente entre os terminais local e remoto. Logo, essa não varia o suficiente para o seu acionamento, fazendo com que o nível lógico permaneça em 1 durante todo período da simulação, o que é explicado pela alta resistência de falta.

#### 4.1.3 Comparação de Resultados

Com os resultados apresentados das simulações, é possível avaliar e entender o funcionamento dos sistemas quando existe a variação na resistência de falta. Nas tabelas a seguir apresenta-se o tempo de atuação de cada uma das funções para cada simulação e o símbolo  $\infty$  indica que a função não atua em nenhum momento da simulação. As tabelas 6 e 7 apresentam os resultados das simulações 1 e 2.

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,201 s	0,112 s	0,109 s	
Terminal remoto	0,205 s	$\infty$	$\infty$	
				0,213 s

Tabela 6 – Resultados para a simulação 1

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,217 s	$\infty$	$\infty$	
Terminal remoto	$\infty$	$\infty$	$\infty$	
				$\infty$

Tabela 7 – Resultados para a simulação 2

Nesta análise, foram realizadas simulações de curto-circuito monofásico a 5% do comprimento da linha a partir do terminal local, em uma linha de transmissão de 300 quilômetros (km). O objetivo foi avaliar o impacto da variação da resistência de falta sobre o desempenho das funções de proteção, incluindo sobrecorrente, sobretensão, subtensão e diferencial. Os resultados

demonstram como o aumento na resistência de falta impacta o comportamento das funções de proteção, em termos de tempo de atuação.

### **Função de Sobrecorrente - 51**

Na simulação 1, a proteção de sobrecorrente no terminal local foi parametrizada para atuar quando a corrente atingisse 140% da corrente nominal, correspondente a um valor de *pickup* de aproximadamente 2,26 A. Nesse cenário, a resistência de falta foi praticamente nula, resultando em um aumento significativo da corrente na fase A, alcançando cerca de 40 A, como ilustrado na Figura 28. Esse comportamento permitiu uma atuação rápida, com tempo de resposta de 0,201 s. Já na simulação 2, o aumento da resistência de falta para 1000  $\Omega$  reduziu significativamente a corrente de curto-circuito, limitando o incremento na fase A e prolongando o tempo de atuação para 0,217 s, evidenciando a influência direta da resistência sobre o desempenho da função de sobrecorrente.

No terminal remoto, durante a simulação 1, a proteção 51 enviou o comando de *trip* em 0,205 s, conforme mostrado na Figura 28. Nesse caso, a corrente da fase A excedeu 4,5 A e permaneceu acima do valor de *pickup* parametrizado, de 2,07 A, durante todo o período de atraso, justificando a atuação da proteção. Por outro lado, na simulação 2, a elevação da resistência de falta para 1000  $\Omega$  impediu que a corrente em qualquer fase superasse o valor de 2,07 A, como apresentado na Figura 41, o que explica a ausência de atuação no terminal remoto.

Com isso, é possível concluir que a resistência de falta afeta diretamente no funcionamento desta função, pois quando a resistência é muito baixa a limitação da corrente de falta não é muito significativa, facilitando a leitura de correntes mais elevadas pelas funções e, quando a resistência de falta é um valor alto, existe uma limitação na corrente de curto-circuito dificultando a leitura das funções. A função de sobrecorrente é projetada para ser sensível à magnitude da corrente de falta, sendo particularmente eficaz na detecção de faltas de baixa impedância (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

### **Função de Sobretensão - 59**

A proteção de sobretensão é projetada para detectar aumentos anormais de tensão, sendo sua atuação dependente de uma elevação significativa de tensão causada pela falta (HOROWITZ; PHADKE, 2008). Na simulação 1, a baixa resistência de falta provoca um aumento suficiente nas tensões das fases sãs para acionar a proteção no terminal local de forma instantânea, visto que após o curto-circuito em 0,1 s o terminal local registra um aumento nas fases sãs superior a 373,68 kV, o que representa 150% da tensão nominal deste terminal, logo, em 0,112 s a função é acionada.

Verifica-se a atuação desta função no terminal local no caso de resistência de falta igual a 1000 $\Omega$  para a simulação 2. Vê-se, na Figura 44, que em momento algum as tensões vistas por esse terminal superam o valor da tensão de *pickup*, assim, o sinal de *trip* não é enviado. Para o sinal do terminal remoto, mesmo a resistência sendo 0,0001 $\Omega$ , a função de sobretensão não é

acionada em nenhum momento da simulação e as tensões das fases sãs não sofrem um aumento significativo e se mantém dentro do intervalo de *delay* de 0,1 s parametrizados, mostrados na Figura 32.

No gráfico da Figura 45, observa-se que a tensão vista pelo terminal remoto praticamente não variou, o que resulta na não ativação do disparo em nenhuma das funções, dado que para que ele ocorra é necessária a existência de uma sobretensão de 10% da tensão nominal e que esta se mantenha acima desse valor pelo período de 0,1 s. Com isso, conclui-se que a resistência de falta afeta diretamente o funcionamento desta função, quando essa é muito baixa, a limitação da corrente de falta aumenta significativamente. Assim, as tensões nas fases sãs também aumentam significativamente, resultando em operações mais rápidas. Da mesma forma, quando a resistência de falta é um valor alto, existe uma limitação na corrente de falta, fazendo com que as tensões nas fases sãs também não variem muito.

### **Função de Subtensão - 27**

Na simulação 1, a baixa resistência de falta provoca uma queda de tensão suficiente na tensão da fase em falta para acionar a proteção no terminal local de forma instantânea, visto que após o curto-circuito em 0,1 s o terminal local registra uma queda de tensão superior à tensão de *pickup* de 202,60 kV, a qual representa 50% da tensão nominal deste terminal, logo, em 0,109 s a função é acionada.

Ao verificar a atuação desta função no terminal local quando a resistência de falta é de 1000 $\Omega$  na simulação 2, nota-se na Figura 44 que em momento algum as tensões vistas por esse terminal decaem para o valor da tensão de *pickup*, dessa forma, o sinal de *trip* não é enviado.

Para o sinal do terminal remoto, mesmo a resistência sendo 0,0001 $\Omega$ , a função de subtensão não é acionada em nenhum momento da simulação, por ter um atraso de 0,1 s. Após a proteção detectar uma subtensão de 90% da tensão nominal eficaz na fase A em 0,1 s, o tempo de *delay* começa a ser contado para enviar o *trip*, mas antes de 0,1 s, a tensão se estabelece em aproximadamente 263 kV, sendo superior a 90%, conforme Figura 32.

No gráfico da Figura 45, verifica-se que a tensão vista pelo terminal remoto praticamente não variou, resultando na não ativação do disparo em nenhuma das funções, dado que para que ele ocorra é necessária a existência de uma tensão de 90% da tensão nominal lida por esse terminal e que esta se mantenha acima desse valor pelo período de 0,1 s. Dessa maneira, se avalia que a resistência de falta afeta diretamente o funcionamento desta função, quando muito baixa a resistência, a limitação da corrente de falta cai significativamente, com isso, os valores das tensões na fase em falta também decaem, resultando em operações mais rápidas para as funções de subtensão. Entretanto, quando a resistência de falta é um valor alto, existe uma limitação na corrente de falta, fazendo com que as tensões da fase em falta não sofram uma variação significativa.

### **Função Diferencial - 87**

A função de proteção diferencial compara a corrente que entra e sai de uma zona protegida, sendo independente da localização dos terminais. Dessa forma, a função é projetada para detectar diferenças significativas de corrente, o que ocorre em faltas de baixa impedância. Contudo, em situações de alta resistência, como na simulação 2, a corrente diferencial é muito baixa para superar o limiar da proteção, resultando em sua não atuação. Esse comportamento é explicado pela redução da corrente de falta devido à maior impedância (ANDERSON, 2022). Para a situação de curto-circuito na qual a impedância de falta é muito baixa, a função diferencial detecta rapidamente a diferença de corrente entre os terminais. O disparo da função ocorre em 0,213 s após a detecção do curto-circuito, que ocorre em 0,1 s. Essa função apresenta um *delay* programado de 0,1 s para qualquer detecção de corrente diferencial.

A resistência de falta tem um impacto significativo na atuação dos relés de proteção, com efeitos específicos em cada terminal. Os aumentos na resistência de falta comprometem a proteção de sobrecorrente e a função diferencial de corrente em terminais distantes, reduzindo a sensibilidade dos relés devido à menor corrente de falta. A proteção de sobretensão e subtensão também é afetada, uma vez que a alta resistência impede os níveis de tensão necessários para acionar essas proteções (GLOVER; SARMA, 2016). Essa análise confirma a importância de considerar falhas de alta resistência ao configurar sistemas de proteção, especialmente em linhas de transmissão de longas distâncias, nas quais o efeito resistivo pode impactar a resposta das funções.

## 4.2 Análise de Localização de Falta para Curto-Circuito Monofásico

Para avaliar a influência da localização de uma falta em um curto-circuito monofásico em uma linha de transmissão, três cenários distintos serão considerados. O primeiro analisa uma falta situada a 5% do comprimento total da linha, com resistência de falta igual a  $0,0001 \Omega$ , cujos resultados foram previamente apresentados nas figuras da seção anterior. No segundo cenário, a falta ocorre na posição intermediária, correspondente a 50% do comprimento da linha, mantendo a mesma resistência. Por fim, o terceiro cenário examina uma falta localizada próxima à extremidade da linha, a 95% de seu comprimento, também caracterizada por baixa resistência.

Os gráficos que sustentam as conclusões discutidas a seguir, bem como os comentários detalhados de cada simulação realizada, estão disponíveis no documento em apêndice, todos os gráficos para comparação da influência da localização da falta seguem o padrão adotado na seção anterior.

Após a exposição dos resultados obtidos em cada caso, será realizada uma análise comparativa para uma compreensão mais profunda dos efeitos da localização da falta sobre o comportamento da linha de transmissão.

### 4.2.1 Comparação de Resultados

Após as simulações 1, 3 e 4, que se encontram em apêndice, avalia-se o que as variações da localidade da falta podem afetar no funcionamento de cada uma das funções. A seguir, têm-se as tabelas 8, 9 e 10, as quais apresentam os tempos de atuação das funções analisadas em cada uma das simulações.

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,201 s	0,112 s	0,109 s	
Terminal remoto	0,205 s	$\infty$	$\infty$	
				0,213 s

Tabela 8 – Resultados para a simulação 1

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,203 s	$\infty$	0,225 s	
Terminal remoto	0,203 s	$\infty$	0,225 s	
				0,211 s

Tabela 9 – Resultados para a simulação 3

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,205 s	$\infty$	$\infty$	
Terminal remoto	0,201 s	0,112 s	0,109 s	
				0,213 s

Tabela 10 – Resultados para a simulação 4

Cada cenário de curto-circuito foi analisado em detalhes, destacando a influência da proximidade ou distância da falta na atuação das proteções. No cenário de curto-circuito monofásico, os resultados das simulações mostram como os terminais local e remoto respondem à localização da falta em três posições distintas da linha de transmissão (5%, 50% e 95%). Abaixo, será apresentada uma análise para cada função de proteção, com os tempos de atuação observados e interpretações sobre o comportamento das proteções.

#### **Função de Sobrecorrente - 51**

Observa-se que o terminal local apresenta uma variação nos tempos de atuação com o deslocamento da localização da falta. Para faltas próximas ao terminal local (5%), o tempo de atuação é menor, em 0,201 s, refletindo a proximidade da falta e a maior sensibilidade da proteção nesse ponto. À medida que a falta se desloca para a posição intermediária (50%), o tempo aumenta ligeiramente, para 0,203 s, e, ao se aproximar do terminal remoto (95%), o tempo para a atuação é de 0,205 s.

No terminal remoto, os tempos de atuação seguem um comportamento inverso ao do terminal local. Para faltas próximas ao terminal remoto, o tempo de atuação é mais baixo, 0,201 s, indicando a maior proximidade e sensibilidade do terminal para essas condições. Para faltas próximas ao terminal local, o tempo de atuação aumenta para 0,205 s, pois o terminal remoto está mais distante da falta, reduzindo sua sensibilidade. Quando a falta ocorre no meio da linha, os tempos de resposta são idênticos em ambos (0,203 s). Isso ocorre porque a corrente de falta é distribuída de forma mais equilibrada entre os terminais (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

Para realizar uma análise completa, tem-se que a impedância total de uma linha de transmissão é composta por uma parte resistiva ( $R$ ) e uma parte reativa ( $X$ ). Essa impedância aumenta proporcionalmente à distância da falta em relação à fonte de alimentação (STEVENSON, 2021). Em termos matemáticos, a impedância total  $\hat{Z}$  é dada pela Equação 4.1.

$$\hat{Z} = R \cdot d + jX \cdot d \quad (4.1)$$

em que:

- $Z$ : Impedância total da linha de transmissão;
- $R$ : Resistência por unidade de comprimento da linha;
- $X$ : Reatância por unidade de comprimento da linha;
- $d$ : Distância do ponto de curto-circuito até a fonte de tensão;
- $j$ : Unidade imaginária ( $j^2 = -1$ ).

Desta forma, conforme a falta foi se distanciando dos terminais, maior foi a impedância vista por cada um deles. Segundo a Lei de Ohm, a corrente de curto-circuito é inversamente proporcional à impedância do sistema (MAMEDE, 2013), conforme Equação 4.2.

$$I_{cc} = \frac{E}{Z} \quad (4.2)$$

em que:

- $I_{cc}$ : Corrente de curto-circuito;
- $E$ : Tensão no ponto de curto-circuito;
- $Z$ : Impedância total do sistema entre a fonte e o ponto da falta.

Logo, justificando o atraso de processamento dessa função conforme a falta se distancia do terminal analisado.

### **Função de Sobretensão - 59**

A proteção de sobretensão é sensível a elevações de tensão significativas próximas ao ponto de falta. Na falta em 5%, apenas o terminal local detectou a sobretensão devido à

proximidade. Na falta em 95%, a situação é inversa, com o terminal remoto sendo o único a detectar a sobretensão. Em ambas as situações, o tempo de atuação da função de cada um dos terminais foi de 0,112 s.

Além disso, quando a falta ocorre no meio da linha (50%), não há elevação de tensão suficiente em nenhum dos terminais para acionar a proteção, isto porque a impedância da linha aumenta, limitando a corrente de curto-circuito e assim evitando com que as fases sãs sofram um grande aumento de tensão. (HOROWITZ; PHADKE, 2008) destacam a dependência da função 59 em relação à proximidade da fonte da perturbação.

### **Função de Subtensão - 27**

A função de subtensão é sensível a quedas de tensão significativas causadas por faltas próximas. Quando a falta ocorre em 5%, apenas o terminal local detecta a queda de tensão, enquanto em 95%, apenas o terminal remoto é sensível o suficiente para detectar a falta, ambos atuando em 0,109 s, evidenciando uma queda de tensão agressiva na fase em falta suficiente para ativar o elemento instantâneo da função. Para os terminais que estão na extremidade da falta, a função não é acionada, pois a impedância vista por ambos os terminais distantes da falta percebe um aumento suficiente para limitar a corrente de curto-circuito, não deixando a queda de tensão da fase em falta ser suficiente para ultrapassar a tensão de *pickup*. No entanto, quando a falta ocorre no meio da linha, ambos os terminais detectam a queda de tensão, embora com um tempo de resposta mais elevado de 0,225 s, os dois terminais conseguem enxergar uma tensão alta para acionar o *delay*. Logo, esse comportamento reflete a importância da proximidade da fonte da queda para o disparo da proteção (GLOVER; SARMA, 2016).

### **Função Diferencial - 87**

A proteção diferencial é projetada para comparar a corrente que entra e sai da linha, sendo independente da localização da falta. Os tempos de atuação foram bastante consistentes em todas as simulações, variando de 0,211 s a 0,213 s. Isso indica que, para baixas resistências de falta, a função diferencial é eficaz independentemente da posição da falta ao longo da linha (ANDERSON, 2022). No entanto, essa função é mais robusta para detecção de faltas de baixa impedância e menos afetada pela distância do ponto de falta.

No caso do curto-circuito monofásico, as respostas dos terminais local e remoto diferem conforme a proximidade com a falta, refletindo o ajuste de cada função de proteção para um cenário de menor corrente e oscilações de tensão específicas. Em resumo:

- **Função 51:** Responde com tempos ligeiramente diferentes entre os terminais, com o terminal mais próximo da falta respondendo de forma mais rápida, conforme a impedância varia com a distância;
- **Função 59:** Apresenta ativação apenas nos terminais mais próximos da falta, indicando que responde seletivamente a pequenas elevações de tensão nas fases não afetadas diretamente

pelo curto;

- **Função 27:** Responde de acordo com a queda de tensão local, ativando-se no terminal mais próximo ao ponto de falta, demonstrando seletividade e precisão na detecção de quedas de tensão perigosas;
- **Função 87:** Mantém tempos de resposta consistentes para todas as localizações de falta, confirmando sua eficácia na detecção de desequilíbrios causados por faltas internas, independentemente da posição da falha.

### 4.3 Análise de Resistência de Falta para Curto-Circuito Trifásico

Nesta seção, serão expostos os resultados das atuações das funções de proteção 51, 27, 59 e 87, considerando a variação da resistência de falta no sistema para investigar o impacto dessa condição no desempenho das funções em uma falta trifásica. A análise foi realizada por meio das simulações 5 e 6 em que o parâmetro de resistência de falta foi ajustado, permitindo observar as respostas e tempos de atuação de cada função de proteção. As simulações apresentadas referem-se a falhas trifásicas localizadas a 5% do comprimento da linha de transmissão. Os gráficos de estudos e a avaliação dos resultados estão no documento em apêndice ao trabalho.

#### 4.3.1 Comparação de Resultados

Com os resultados das simulações anexadas, pode-se avaliar e buscar entender o funcionamento das funções quando há variação na resistência de falta. As tabelas 11 e 12 mostram os tempos de atuações das funções.

	<b>Função 51</b>	<b>Função 59</b>	<b>Função 27</b>	<b>Função 87</b>
Terminal local	0,201 s	$\infty$	0,111 s	
Terminal remoto	0,203 s	$\infty$	$\infty$	
				0,210 s

Tabela 11 – Resultados para a simulação 5

	<b>Função 51</b>	<b>Função 59</b>	<b>Função 27</b>	<b>Função 87</b>
Terminal local	0,201 s	$\infty$	0,111 s	
Terminal remoto	0,203 s	$\infty$	$\infty$	
				0,211 s

Tabela 12 – Resultados para a simulação 6

A partir dos dados fornecidos, será realizada uma análise sobre como a resistência de falta influencia os tempos de atuação das funções de proteção nos terminais local e remoto, considerando as funções 51, 59, 27 e 87.

### **Função de Sobrecorrente - 51**

A função 51 tem como objetivo detectar correntes excessivas e temporizadas, ou seja, correntes que excedem um determinado limiar de forma prolongada, acionando a proteção apenas após o tempo de atraso configurado. A resistência de falta pode impactar diretamente a magnitude da corrente de curto, alterando os tempos de atuação das funções de sobrecorrente.

Em condições de baixa resistência de falta, a corrente de curto-circuito é suficientemente alta para que a função de sobrecorrente atue rapidamente em ambos os terminais, local em 0,201 s e remoto em 0,203 s. A atuação sofre um atraso de 0,1 s parametrizados, o que confirma que a alta corrente gerada pelo curto-circuito trifásico permite uma resposta rápida da proteção, refletindo a boa sensibilidade da função de sobrecorrente em falhas com baixa impedância. Essa sensibilidade é crítica para detectar falhas de curta duração e alta intensidade, como as falhas em linhas com baixa resistência de falta, nas quais a corrente de curto é substancial.

Com uma resistência de falta elevada, a corrente de curto-circuito é reduzida em ambos terminais, observado nas Figuras 79 e 80 presentes no documento apêndice. Assim, quando comparada a simulação em que a resistência de falta é baixa, resulta em tempos de atuação ligeiramente maiores na função de proteção de ambos os terminais. Embora o aumento da resistência limite a magnitude da corrente de falta, a função ainda consegue detectar o curto-circuito, apesar de apresentar uma resposta mais lenta devido à menor intensidade da corrente limitada pela impedância presente. Em faltas de alta resistência, a impedância da linha eleva-se ao ponto de reduzir a corrente de curto-circuito, tornando a proteção de sobrecorrente menos sensível. Isso se reflete no aumento do tempo de atuação, que indica uma perda de sensibilidade da função para falhas em locais distantes ou de maior resistência (APARICIO; JIMENEZ; HERNANDEZ, 2017).

### **Função de Sobretensão - 59**

Conforme visto nas tabelas 11 e 12, a função de sobretensão não é ativada em nenhum dos terminais para ambas as resistências de falta, sugerindo que o aumento de corrente gerado pelo curto-circuito não foi suficiente para causar um aumento de tensão em nenhuma das fases, pois neste tipo de falha todas as 3 fases se encontram em curto-circuito, fazendo com que as três fases experimentem uma queda de tensão. Essa queda ocorre pois a corrente de falta é distribuída simetricamente entre as fases, o que impede a atuação da proteção de sobretensão.

A proteção de sobretensão depende de um aumento significativo de tensão, o qual normalmente ocorre em condições de carga ou quando há surtos transitórios. No entanto, em um curto-circuito trifásico simétrico, no qual a tensão nas fases tende a cair, a função 59 não responde, pois a natureza da falha não gera os picos de tensão necessários para ativá-la. Esse

comportamento reflete a limitação dessa função em cenários de curto-circuito trifásico (ZHAO; CHEN; ZHANG, 2015).

### **Função de Subtensão - 27**

De acordo com os resultados apresentados nas Tabelas 11 e 12, a proteção de subtensão no terminal local responde rapidamente, com atuação em 0,111 s em ambas as situações. Isso evidencia que a queda de tensão é significativa em faltas trifásicas, independentemente da resistência de curto-circuito avaliada para terminais próximos às falhas. Conforme ilustrado nas Figuras 83 e 96, a tensão ultrapassa o limiar de *pickup* de aproximadamente 202 kV em 0,01 s após o início da falta. Mesmo em condições de maior resistência de curto-circuito, como na simulação 6, o nível da corrente de curto-circuito é suficientemente alto para provocar uma queda de tensão expressiva nas três fases.

Por outro lado, no terminal remoto da simulação 5, situado mais distante da falha, não foi observada uma redução de tensão que ultrapassasse o limiar de ativação da função 27 por tempo suficiente, resultando em sua inatividade. Em cenários de alta resistência de curto-circuito, o aumento da resistência reduz ainda mais a corrente de curto, atenuando a queda de tensão e impedindo, assim, a atuação da proteção de subtensão.

A proteção de subtensão é projetada para detectar quedas de tensão que possam comprometer a estabilidade do sistema, sendo particularmente sensível a faltas de baixa impedância, nas quais a queda de tensão é mais pronunciada (MENDOZA; CHANG; TORRES, 2020). Em situações de alta resistência de falta, a corrente diminui a ponto da queda de tensão se tornar insuficiente para acionar a função 27, especialmente em terminais distantes. Logo, uma alta resistência de falta limita a eficácia da proteção de subtensão, uma vez que minimiza as quedas de tensão na linha.

### **Função Diferencial - 87**

A proteção diferencial permanece eficaz em ambas as condições de resistência de falta, com uma diferença mínima no tempo, 0,210 s para simulação 5 e 0,211 s para a simulação 6, como observado nas tabelas 11 e 12. A função 87 compara as correntes entre os terminais e responde com base no desbalanceamento, sendo menos afetada pela magnitude absoluta da corrente e mais pela diferença entre os valores medidos. Ademais, essa função é reconhecida por sua alta precisão na detecção de faltas internas a uma zona protegida. Com isso, a proteção consegue manter sua eficácia em condições de alta resistência, evidenciando sua robustez e confiabilidade, mesmo em falhas de alta resistência, em que outras proteções podem ser inibidas.

Os resultados demonstram que a resistência de falta afeta de maneira distinta cada função de proteção. Proteções de sobrecorrente e diferencial mostram-se robustas em condições de alta resistência de falta. A proteção diferencial é especialmente eficaz, mantendo tempos de resposta consistentes, enquanto a proteção de sobrecorrente apresenta uma leve perda de sensibilidade. Entretanto, as proteções de sobretensão e subtensão tornam-se ineficazes em cenários de alta

resistência. A proteção de sobretensão falha em atuar por não encontrar um aumento de tensão significativo em condições de curto-circuito trifásico, enquanto a proteção de subtensão não detecta uma queda de tensão suficiente para ativação devido à corrente reduzida em cenários de alta resistência.

Essas observações confirmam a importância de considerar cenários de alta resistência de falta no ajuste das funções de proteção, para garantir a atuação adequada mesmo em condições críticas e evitar falhas de proteção em pontos distantes da linha.

## 4.4 Análise de Localização de Falta para Curto-Circuito Trifásico

Para avaliar a influência da localização de uma falta trifásica em curto-circuito ao longo de uma linha de transmissão, foram investigados três cenários distintos. O primeiro cenário considera a ocorrência da falta a 5% do comprimento total da linha, próximo ao terminal inicial. No segundo, a falta está posicionada na região intermediária, correspondente a 50% do comprimento da linha. Por fim, o terceiro cenário analisa a ocorrência da falta próxima ao terminal final, em 95% do comprimento total. Com base nos resultados apresentados em apêndice, foram conduzidas análises comparativas visando compreender os efeitos da localização da falta sobre o desempenho e o comportamento das funções de proteção.

### 4.4.1 Comparação de Resultados

Os resultados das simulações 5, 7 e 8 pretendem esclarecer o funcionamento dos sistemas quando existe a variação na localização da falta. Utilizando esses resultados, é possível realizar algumas comparações, avaliando as variações da localidade da falta.

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,201 s	$\infty$	0,111 s	
Terminal remoto	0,204 s	$\infty$	$\infty$	
				0,210 s

Tabela 13 – Resultados para a simulação 5

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,203 s	$\infty$	0,213 s	
Terminal remoto	0,203 s	$\infty$	0,213 s	
				0,210 s

Tabela 14 – Resultados para a simulação 7

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,204 s	$\infty$	$\infty$	
Terminal remoto	0,201 s	$\infty$	0,111 s	
				0,210 s

Tabela 15 – Resultados para a simulação 8

Nos resultados das simulações de curto-circuito trifásico, se observa as respostas dos terminais local e remoto da linha de transmissão às variações na localização da falta. Cada função de proteção foi projetada para monitorar condições específicas, como sobrecorrente e subtensão, com tempos de resposta ajustados conforme a posição do terminal em relação ao ponto de falha. Posteriormente, é apresentada uma análise das funções 51, 59, 27 e 87.

#### **Função de Sobrecorrente - 51**

A função de sobrecorrente apresentou tempos de resposta ligeiramente menores para faltas mais próximas ao terminal local (5%), com atuação em 0,201 s. Esse comportamento ocorre porque, quanto menor a distância da falha ao terminal, maior é a intensidade da corrente de falta, conforme descrito pela Equação 4.1, na qual a impedância vista por cada terminal depende diretamente da localização da falha ao longo da linha de transmissão. Dessa forma, a menor impedância observada pelo relé resulta em tempos de resposta mais rápidos.

No terminal remoto, a maior distância até a falha aumenta a impedância vista, reduzindo a sensibilidade da função e resultando em um tempo de resposta ligeiramente mais longo, de 0,204 s. Para faltas distantes (95%), o terminal remoto responde mais rapidamente (0,201 s) devido à menor impedância vista, enquanto o terminal local apresenta um pequeno atraso na resposta, com 0,204 s. Quando a falta ocorre na região central da linha (50%), ambos os terminais observam uma impedância equivalente, resultando em tempos de ativação idênticos de 0,203 s. Esse comportamento evidencia a seletividade da proteção de sobrecorrente, que ajusta seus tempos de resposta conforme a localização da falha (APARICIO; JIMENEZ; HERNANDEZ, 2017).

#### **Função de Sobretensão - 59**

A função de sobretensão não foi ativada nas simulações de curto-circuito trifásico, pois, nesse tipo de falha, a tensão geralmente sofre uma queda ao invés de um aumento. Portanto, a proteção de sobretensão permaneceu inativa, já que não foram detectadas elevações de tensão além dos limites predefinidos. A proteção de sobretensão é mais eficaz em cenários nos quais ocorrem surtos de tensão devido a falhas de desconexão ou cargas excessivas. Em curtos-circuitos trifásicos, a alta corrente de falta tende a reduzir a tensão, explicando a inatividade dessa função (ZHAO; CHEN; ZHANG, 2015).

#### **Função de Subtensão - 27**

A função de subtensão apresentou respostas distintas conforme a localização da falha. Para

faltas próximas ao terminal local (5%), este detectou rapidamente a queda acentuada de tensão, com atuação em 0,111 s, enquanto o terminal remoto não registrou uma redução suficiente na tensão para acionar a proteção. Esse comportamento é explicado pelo aumento da distância em relação à falha, que eleva a impedância vista pelo terminal remoto, resultando em correntes mais baixas e conseqüentemente menor queda de tensão nas fases em curto-circuito.

Para faltas distantes (95%), o terminal remoto respondeu em 0,111 s devido à maior intensidade da queda de tensão observada nessa posição, enquanto o terminal local não apresentou tempo de resposta. Em casos intermediários (50%), ambos os terminais demonstraram uma resposta mais gradual, com tempos de atuação iguais a 0,213 s. Esses resultados confirmam que a função 27 é mais sensível a quedas de tensão em proximidade à falha, apresentando um comportamento mais gradual à medida que a distância aumenta (MENDOZA; CHANG; TORRES, 2020).

### **Função Diferencial - 87**

A proteção diferencial de corrente apresentou tempos de atuação consistentes, independentemente da localização da falta, com uma resposta de 0,210 s para todas as simulações. Essa proteção detecta discrepâncias entre as correntes de entrada e saída nos terminais, indicando uma falha interna na zona protegida. A função demonstrou alta confiabilidade e robustez, pois não depende da posição da falta para ativar a proteção, sendo amplamente utilizada para proteger linhas de transmissão contra curtos-circuitos trifásicos severos.

A análise dos resultados das simulações de curto-circuito trifásico revela as respostas individuais dos terminais local e remoto para cada função de proteção.

- **Função 51:** Os tempos de resposta foram ajustados para diferentes locais de falha, com o terminal mais próximo à falta respondendo mais rapidamente. Isso reflete um importante ajuste de seletividade, minimizando a interrupção do sistema;
- **Função 59:** Não houve resposta nos dois terminais, devido natureza do curto-circuito trifásico, que resulta em quedas de tensão;
- **Função 27:** A atuação foi diferenciada conforme a distância da falta. O terminal próximo à falha reagiu mais rapidamente, devido à maior queda de tensão;
- **Função 87:** Demonstrou consistência nos tempos de resposta, independentemente da localização da falta, reforçando sua eficácia na detecção de falhas internas.

Essas observações destacam como cada função de proteção foi configurada para garantir uma resposta seletiva e eficiente em curtos-circuitos trifásicos, assegurando a proteção precisa do sistema de transmissão.

## 4.5 Análise do Tipo de Curto-Circuito

Nesta seção, será avaliado como as funções de proteção já existentes no ATP e ATPDraw se comportam quando existe um curto-circuito monofásico e quando existe um curto-circuito trifásico. Portanto, para essa avaliação, utiliza-se as simulações 3 e 7, conforme resultados apresentados nas Tabelas 16 e 17.

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,203 s	$\infty$	0,225 s	
Terminal remoto	0,203 s	$\infty$	0,225 s	
				0,211 s

Tabela 16 – Tempo de Atuação das Proteções para a Simulação 3

	Função 51	Função 59	Função 27	Função 87
Terminal local	0,203 s	$\infty$	0,213 s	
Terminal remoto	0,203 s	$\infty$	0,213 s	
				0,210 s

Tabela 17 – Tempo de Atuação das Proteções para a Simulação 7

Em ambas as simulações, foi considerada uma resistência de falta extremamente baixa ( $0,0001 \Omega$ ), característica de faltas severas. Esse parâmetro influencia diretamente os valores de corrente e tensão, impactando o desempenho das funções de proteção. A avaliação considera os tempos de atuação registrados nos terminais locais e remotos, destacando as diferenças e justificando os resultados obtidos.

### Função de Sobrecorrente - 51

A função de sobrecorrente apresentou tempos de atuação idênticos para ambos os tipos de curto-circuito e para os dois terminais em 0,203 s. Desse modo, o resultado indica que a proteção de sobrecorrente é eficaz em detectar falhas severas, independentemente do curto-circuito ser monofásico ou trifásico. Nos dois casos, a corrente gerada pela falta é suficientemente alta para ultrapassar o limiar de atuação da função, o que explica a atuação rápida dessa proteção. A função 51 é eficaz para falhas severas, independentemente da configuração do curto-circuito, desde que a corrente de falta seja elevada (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

### Função de Sobretensão - 59

Em ambas as simulações, a função de sobretensão não foi acionada, o que indica que não houve uma elevação de tensão significativa capaz de ativar esta proteção. A principal consequência dos curtos-circuitos monofásicos e trifásicos com resistência de falta tão baixa é uma grande queda de tensão, e não uma elevação, o que limita a atuação da função 59. Desse

modo, vê-se que a função de sobretensão é mais sensível a elevações de tensão causadas por falhas em sistemas mal configurados ou fenômenos como ressonâncias.

### **Função de Subtensão - 27**

A função de subtensão apresentou um tempo de atuação mais rápido para o curto-circuito trifásico em 0,213 s quando é feita a comparação ao monofásico que atuou em 0,225 s. Esse resultado pode ser explicado pelo fato de que, em um curto-circuito trifásico, a queda de tensão é mais acentuada em todas as fases, o que acelera a detecção da anomalia. Já no curto monofásico, a queda de tensão é menos severa, resultando em um tempo de atuação ligeiramente maior. Assim, a função 27 é mais eficaz em faltas envolvendo múltiplas fases, em que a redução de tensão é mais perceptível e generalizada em todo o sistema (GLOVER; SARMA, 2016).

### **Função Diferencial - 87**

A função diferencial apresentou tempos de atuação muito próximos nos dois tipos de curto-circuito, com uma resposta ligeiramente mais rápida para o curto-circuito trifásico, 0,210 s, em comparação com o monofásico, 0,211 s. Isso ocorre porque a função diferencial depende do desbalanceamento de corrente entre os terminais, e não da magnitude absoluta da corrente. Em um curto-circuito trifásico, o desbalanceamento é mais acentuado, o que justifica a atuação mais rápida. A proteção diferencial é altamente eficaz em detectar curtos-circuitos de diferentes configurações, desde que haja um desbalanceamento significativo, o que a torna menos sensível à variação da resistência de falta, localização e até mesmo ao tipo de falta (ANDERSON, 2022).

O tipo de curto-circuito tem impacto direto no desempenho das funções de proteção, influenciando tanto os tempos de resposta quanto a sensibilidade das proteções. Desse modo, curtos trifásicos tendem a ser mais severos, causando quedas de tensão mais pronunciadas e desbalanceamentos de corrente mais acentuados (GLOVER; SARMA, 2016). Isso explica por que as funções de subtensão e diferencial apresentaram tempos de atuação mais rápidos para faltas trifásicas.

A função de sobrecorrente, por sua vez, demonstrou ser eficaz em ambos os cenários, devido à alta magnitude de corrente associada a faltas severas, independente do número de fases envolvidas. Já as funções de sobretensão não atuaram, refletindo a ausência de elevações de tensão críticas nas condições simuladas. Portanto, os resultados obtidos ressaltam a importância de ajustar as configurações das proteções de acordo com o tipo de curto-circuito predominante no sistema, garantindo assim a confiabilidade necessária para a proteção eficaz das linhas de transmissão.

## 5 Conclusão

O presente trabalho analisou o desempenho das funções de proteção 51, 59, 27 e 87 em linhas de transmissão, sob diferentes condições de operação, como o tipo de falta, a resistência de falta e a localização destas ao longo da linha de transmissão, em cenários de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos.

No que se refere ao impacto do tipo de falta, a função 51 atuou de forma consistente em ambas as situações, com tempos similares e demonstrou maior sensibilidade a correntes elevadas, independente do tipo de curto-circuito. Nesse sentido, a função 27 respondeu mais rapidamente em faltas trifásicas devido a quedas de tensão mais acentuadas, enquanto, em faltas monofásicas, sua atuação dependeu da proximidade da falta em relação ao terminal avaliado. Já a função 59 não foi acionada em nenhuma condição de falta, o que reflete sua limitação frente a cenários com reduções de tensão ou equilíbrio trifásico característico de curtos-circuitos trifásicos. Por fim, a função 87 manteve-se eficiente e robusta nos curtos-circuitos monofásico e trifásico, com tempos de atuação consistentes, se destacando como a função mais confiável para detecção de falhas internas.

Em relação a influência da resistência de falta, seu aumento impactou significativamente as funções que dependem de grandes correntes de curto, como a de sobrecorrente, ou de variações acentuadas de tensão, como as de subtensão e sobretensão. Dessa forma, a função 87 foi menos sensível à resistência de falta, mantendo tempos de resposta consistentes mesmo em condições de alta resistência. Além disso, a proteção de subtensão mostrou maior vulnerabilidade em cenários de alta resistência, nos quais as quedas de tensão não foram suficientes para acionar os relés.

Acerca dos efeitos da localização da falta, a proximidade desta em relação aos terminais influenciou diretamente o desempenho das funções de proteção. Com isso, faltas próximas ao terminal local resultaram em atuações mais rápidas neste terminal. Em faltas centrais, como em 50% da linha, as respostas foram mais equilibradas entre os terminais, evidenciando boa coordenação do sistema. Nesse sentido, a função diferencial destacou-se por ser independente da localização da falta, atuando com consistência em todos os cenários.

Logo, este trabalho colabora para o entendimento da atuação e desempenho das funções de proteção, além da compreensão das funções presentes no ATPDraw, como programa que apoia a avaliação da ação das proteções em condições de falha.

Como recomendação, para trabalhos futuros, os resultados exibidos reforçam a necessidade de:

- Implementar ajustes mais precisos, com configurações específicas para cada função e cenário de operação;

- Integrar os tipos de proteção, de forma a utilizar múltiplas funções para maximizar a cobertura e a eficiência do sistema;
- Validar as simulações, ao realizar avaliações mais detalhadas no ATPDraw para prever e mitigar limitações operacionais;
- Explorar outras funções disponíveis no ATPDraw.

# Referências

- ALTUVE, H. J.; IZYKOWSKI, J. V. *Modern Solutions for Protection, Control and Monitoring of Electric Power Systems*. 3. ed. [S.l.]: Schweitzer Engineering Laboratories, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 42.
- AMON, J. F.; PEREIRA, M. P. Novos desenvolvimentos dos programas atp/emtp e atpdraw. *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2001. Citado na página 14.
- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. 2. ed. [S.l.]: IEEE Press, 2022. Citado 8 vezes nas páginas 13, 21, 24, 59, 62, 70, 95 e 96.
- APARICIO, A.; JIMENEZ, A.; HERNANDEZ, S. Overcurrent relay coordination in power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 67.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. . : CRC Press, 2014. ISBN . Citado 5 vezes nas páginas 36, 57, 61, 69 e 95.
- COSTA, N. S. *Proteção de sistemas elétricos considerando aspectos de segurança da rede de comunicação*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 28.
- COSTA, R. M. A. *Caracterização dos desligamentos por queimadas nas linhas de transmissão da interligação Norte-Sudeste do Sistema Interligado Nacional*. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza, 2018. Citado na página 13.
- DORF, R. C.; SVOBODA, J. A. *Introduction to Electric Circuits*. 9. ed. [S.l.]: John Wiley Sons, 2014. Citado na página 90.
- DUARTE, A. C. d. R. *Equipamentos de Geração e Transmissão: Conceitos e Critérios*. 1. ed. [S.l.]: Artliber, 2018. Citado 9 vezes nas páginas 14, 24, 31, 33, 35, 39, 45, 47 e 97.
- EL-AMIN, I.; ALABBAS, N. Saturation of current transformers and its impact on digital overcurrent relays. In: . [S.l.: s.n.], 2006. p. 1 – 6. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 45.
- FERNANDES, L. A. P. *Inclusão de proteção contra colapso de tensão de sistemas de potência em relés de subtensão*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, 2011. Citado na página 30.
- GHOSH, S.; BERA, S.; YADAV, M. "enhanced protection schemes in power systems using modern relaying and monitoring technologies". *IEEE Access*, , n. , p. 9234–9245, 2021. Citado na página 34.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S. *Power System Analysis and Design*. 1. ed. [S.l.]: Cengage Learning, 2016. Citado 6 vezes nas páginas 23, 59, 62, 70, 85 e 86.
- GOMES, P. L. Iec 60255 - measuring relays and protection equipment. *International Electrotechnical Commission*, 2018. Citado na página 39.

- GONEN, T. *Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design*. 4. ed. [S.l.]: CRC Press, 2024. Citado 3 vezes nas páginas 13, 16 e 17.
- HOIDALEN, H. K.; PRIKLER, L.; HALL, J. L. *Atpdraw - graphical preprocessor to atp. windows version*. 2015. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 34.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power System Relaying*. [S.l.]: Wiley, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 62.
- HUGHES, A. *Power System Protection*. 1. ed. [S.l.]: Elsevier, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 87 e 88.
- JOHNSTON, A.; MASON, D.; GUPTA, R. "overcurrent relay protection in interconnected power networks: A comprehensive review.". *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, p. 489–500, 2019. Citado na página 35.
- KINDERMANN, G. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 2. ed. [S.l.: s.n.], 2005. Citado 3 vezes nas páginas 22, 26 e 31.
- KOSHAKI, M.; MODARRES, M.; AHMADI, J. "dual slope differential protection with harmonic restraint for improved security in power transformers.". *IEEE Transactions on Power Delivery*, p. 2030–2038, 2020. Citado na página 91.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. 2. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 2022. Citado 4 vezes nas páginas 19, 21, 23 e 26.
- MAGRIN, C.; OLIVEIRA, D. L. D.; SOARES, M. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Teoria e Aplicações*. : Editora Érica, 2017. ISBN . Citado 2 vezes nas páginas 33 e 38.
- MAMEDE, J. F. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. Reimpr. Rio de Janeiro: LTC., 2013. Citado 7 vezes nas páginas 14, 16, 26, 29, 30, 61 e 95.
- MENDOZA, M.; CHANG, C.; TORRES, P. Voltage collapse prevention through under-voltage protection schemes. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 68.
- MEYER, M. *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*. 1. ed. [S.l.]: Wiley, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 85, 86 e 88.
- OLIVEIRA, D. B. *Aspectos de Segurança Relacionados à Operação do Sistema Interligado Nacional: Sistemas Especiais de Proteção e Proteções de Caráter Sistêmico*. 1. ed. [S.l.]: Artliber, 2020. Citado 5 vezes nas páginas 13, 16, 28, 30 e 33.
- OLIVEIRA, F.; PERES, L. "adaptive protection in smart grids using differential relay adjustments.". *Energy Systems*, p. 543–560, 2021. Citado na página 47.
- ONS, O. N. d. S. E. *O Sistema Interligado Nacional*. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Citado na página 13.
- PRIKLER, L.; HOIDALEN, H. *ATPDraw User's Manual*. [S.l.: s.n.], 1998. Citado na página 45.
- REIS, R. L. d. A. *Aprimoramento de Soluções de Localização de Curtos-Circuitos em Linhas de Transmissão*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2019. Citado na página 13.

---

SATO, F.; FREITAS, W. *Análise de Curto-Circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia Elétrica*. 1. ed. [S.l.]: Elsevier, 2015. Citado na página 16.

SCHNEIDER, M. *Power System Analysis and Stability*. 1. ed. [S.l.]: Wiley, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 87 e 92.

STAMATIS, G. *Power System Protection and Switchgear*. 2. ed. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2015. Citado na página 99.

STEVENSON, W. D. *Power System Analysis*. 2. ed. [S.l.]: McGraw Hill, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 17, 23, 26 e 61.

VICENTE, D. T. d. *Aplicação dos padrões da norma IEC 61850 a subestações compartilhadas de transmissão/distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, 2011. Citado na página 29.

WARD, J.; ERWIN, M. *Simulação de Sistemas Elétricos de Potência com ATP e ATPDraw*. 2. ed. : Editora LTC., 2005. ISBN . Citado 2 vezes nas páginas 35 e 47.

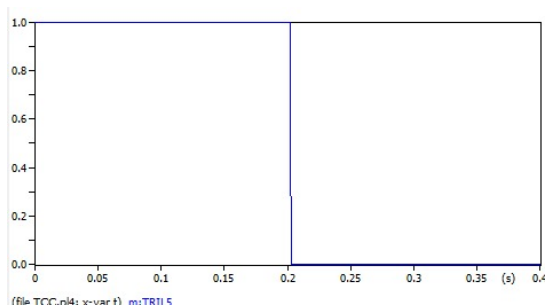
ZHAO, Y.; CHEN, R.; ZHANG, L. *Voltage Protection Relays and Overvoltage Protection in Power Systems*. [S.l.]: Wiley Sons, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 67.

# Apêndice

## Simulação 3

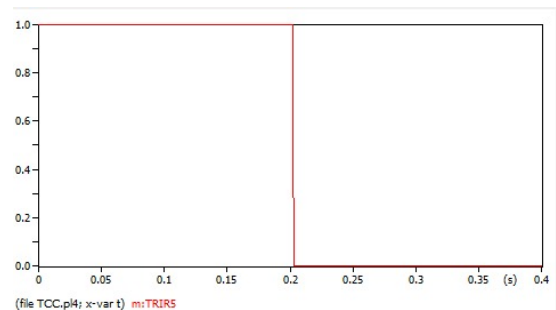
A atuação da função 51, apresentada nas Figuras 51 e 52, ilustra a condição na qual a localização da falta se encontra em 50% da linha de transmissão. Além disso, as Figuras 53 e 54 exibem as correntes observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito, os tempos de atuação estão destacados na tabela 9 .

Figura 51 – *Trip* da função 51 no terminal local



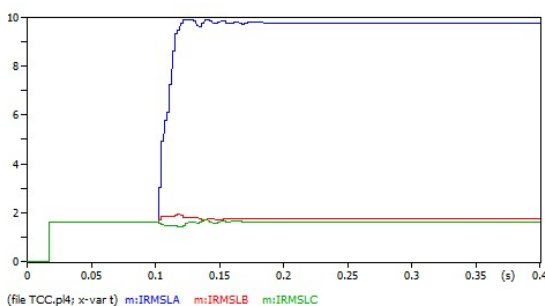
Fonte: Autoria Própria.

Figura 52 – *Trip* da função 51 no terminal remoto



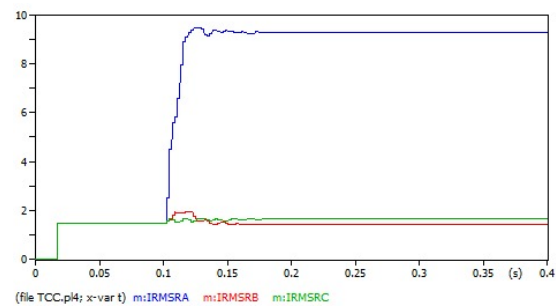
Fonte: Autoria Própria.

Figura 53 – Corrente eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 54 – Corrente eficaz no terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

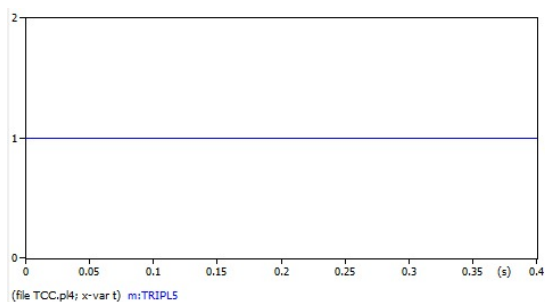
Verifica-se, nos gráficos das figuras 51 e 52, que as funções de sobrecorrente de ambos os terminais mantiveram o tempo de atuação em 0,204 s, o que indica que as funções detectaram uma falha e responderam de maneira rápida após o atraso configurado de 0,1 s. Esse efeito sugere que o sistema de proteção está adequadamente ajustado para reagir prontamente a falhas de sobrecorrente, minimizando o tempo de exposição ao curto-circuito.

A atuação simultânea das proteções nos terminais locais e remotos, ambos em 0,204 s, demonstra uma boa cooperação entre os dispositivos, essencial para garantir o isolamento eficaz de falhas e evitar danos mais graves ao sistema. A localização do curto-circuito, a 50% da extensão da linha de transmissão, pode influenciar a magnitude das correntes de falha observadas

pelos terminais. Nas Figuras 53 e 54, observa-se uma elevação específica das correntes da fase de falha, que são semelhantes entre si. Como o curto-circuito ocorre no meio da linha, entre os dois terminais, o funcionamento simultâneo das proteções é totalmente consistente com a situação.

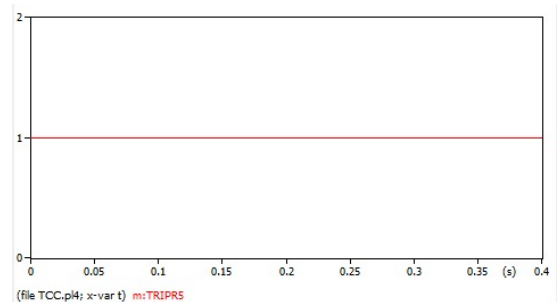
Ilustrando a atuação da função 59 na condição da localização de falta em 50% da linha de transmissão, são analisadas as Figuras 55 e 56. Além disso, as Figuras 57 e 58 exibem as tensões observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito, os tempos de atuação estão destacados na tabela 9.

Figura 55 – *Trip* da função 59 no terminal local



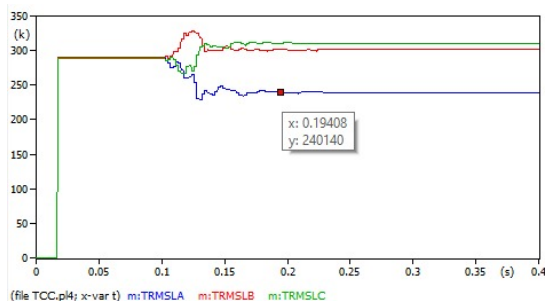
Fonte: Autoria Própria.

Figura 56 – *Trip* da função 59 no terminal remoto



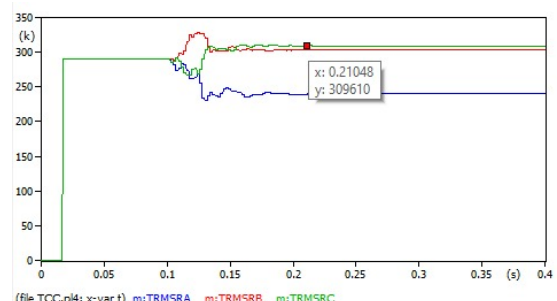
Fonte: Autoria Própria.

Figura 57 – Tensão eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 58 – Tensão eficaz no terminal remoto

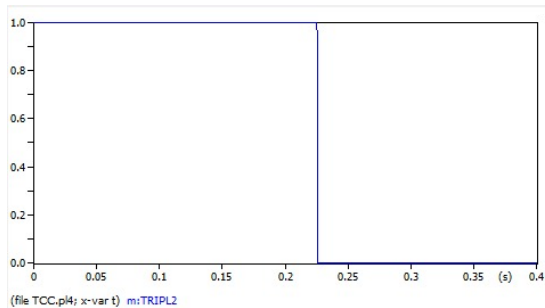


Fonte: Autoria Própria.

Ao avaliar o funcionamento da função de sobretensão nos terminais local e remoto, pelos gráficos das Figuras 55 e 56, pode-se notar que o acionamento do *trip* não foi realizado. Assim, se elucida-se essa atuação por meio da análise dos gráficos das figuras 57 e 58, em que é possível perceber a ocorrência de um pico de sobretensão em uma das fases, em ambos os terminais, sendo esse superior a 110% da tensão nominal. Contudo, essa sobretensão não se mantém e, antes de 0,1 s de *delay* pré-definidos, a tensão se estabiliza abaixo do valor referencial, evitando o acionamento do *trip* em ambos terminais.

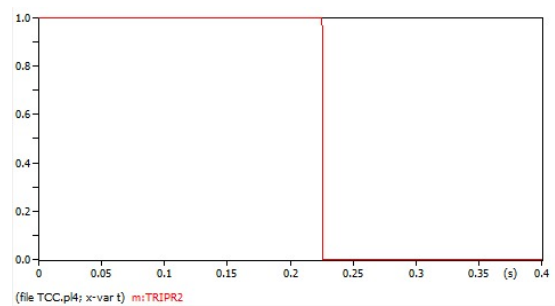
Ademais, é possível analisar a função 27, em que sua atuação é ilustrada nas Figuras 59 e 60, na condição da localização da falta em 50% da linha de transmissão. As tensões analisadas para o entendimento de seu funcionamento serão as mesmas das Figuras 57 e 58 e os tempos de atuação estão destacados na tabela 9.

Figura 59 – *Trip* da função 27 no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 60 – *Trip* da função 27 no terminal remoto

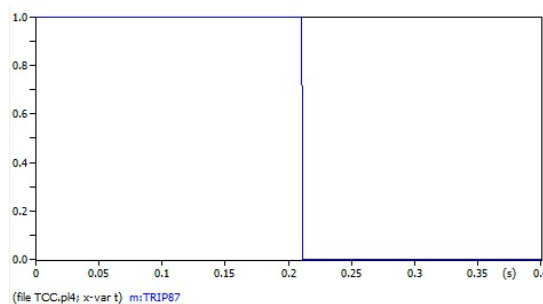


Fonte: Autoria Própria.

Vê-se, em ambos os terminais, que o comando de desligamento foi acionado, fazendo o nível lógico do eixo Y sair de 1 para 0 em aproximadamente 0,225 s. Diante disso, a atuação pode ser explicada por meio da avaliação dos gráficos das Figuras 57 e 58, que evidenciam a tensão de fase em falha sofrendo uma alteração, ficando abaixo de 90% da tensão nominal, o que tornou necessária a atuação das proteções. Quando as tensões estão entre 70% e 90% da tensão nominal, há um tempo de atraso de 0,1 s após a detecção da falha para a atuação do *trip*, dessa forma, ambos os comandos de desligamento foram enviados aproximadamente em 0,225 s.

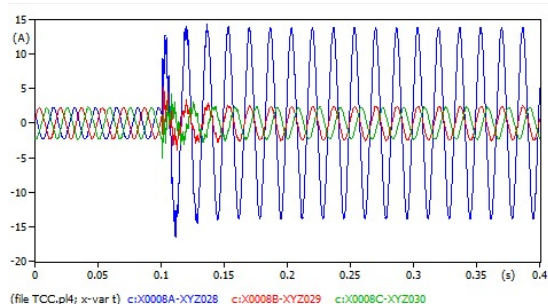
A figura 61 demonstra a atuação da função 87 na condição em que a falta ocorre em 50% da linha de transmissão. As correntes analisadas para o entendimento da ação das proteções são as mesmas das Figuras 62 e 63 e o tempo de atuação são exibidos na tabela 9.

Figura 61 – *Trip* da função diferencial



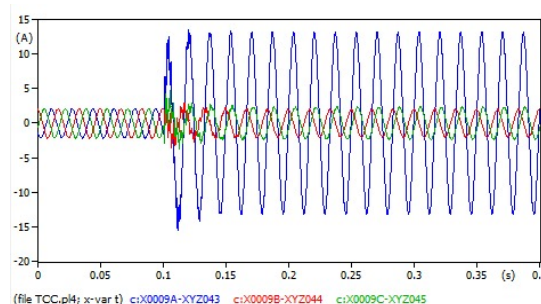
Fonte: Autoria Própria.

Figura 62 – Corrente do TC lida pelo terminal local.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 63 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto.



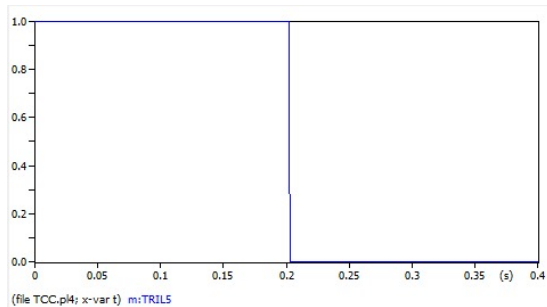
Fonte: Autoria Própria.

Nota-se nos gráficos de correntes das Figuras 62 e 63, uma variação significativa no módulo da corrente em ambos os terminais, facilitando uma avaliação sobre o acionamento do *trip* para esta função. Em 0,1 s, o curto-circuito foi detectado pela função diferencial, conforme mostra a Figura 61. A corrente diferencial, resultante da diferença entre as correntes de entrada e saída, excede o valor de ajuste da função, indicando uma falha. Após a detecção da falha, a proteção inicia o tempo de atraso configurado de 0,1 s, o qual é essencial para evitar atuações indevidas devido a transitórios ou flutuações momentâneas. Em 0,211 s, a função diferencial completa o tempo de atraso e envia o comando de desligamento para isolar a falha, tempo esse que inclui o atraso programado e o de processamento da função. Dessa forma, a configuração adequada dos parâmetros de atraso e a rápida resposta da função são essenciais para a proteção confiável e eficiente do sistema elétrico.

#### Simulação 4

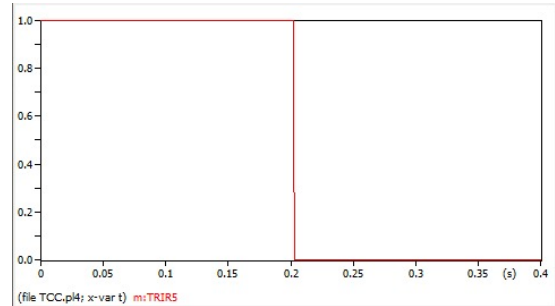
As Figuras 64 e 65 demonstram a resposta da função de proteção 51, em um cenário em que a falta ocorre a 95% da extensão da linha de transmissão, evidenciando o comportamento da função diante de uma localização de falta próxima ao final da linha. Complementarmente, as Figuras 66 e 67 ilustram as correntes registradas em cada terminal ao longo do evento de curto-circuito, permitindo uma análise comparativa da dinâmica das correntes em resposta à localização da falha. Os tempos de atuação dessa função são mostrados na tabela 10.

Figura 64 – *Trip* da função 51 no terminal local



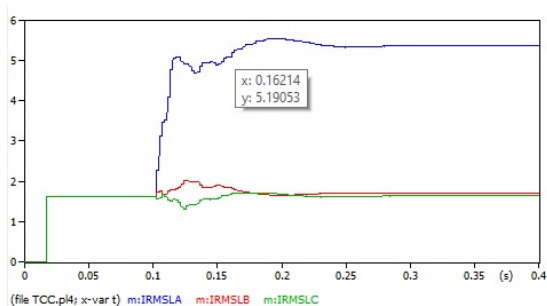
Fonte: Autoria Própria.

Figura 65 – *Trip* da função 51 no terminal remoto



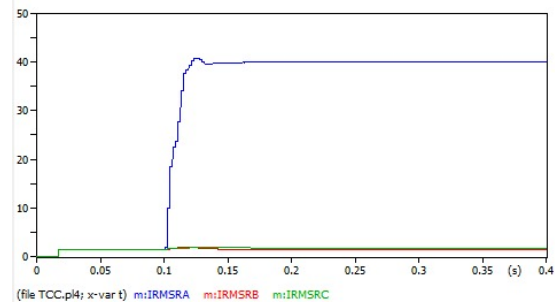
Fonte: Autoria Própria.

Figura 66 – Corrente eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 67 – Corrente eficaz no terminal remoto

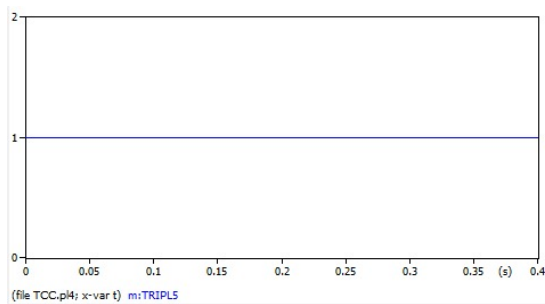


Fonte: Autoria Própria.

Após a verificação dos sinais de *trip*, constata-se que, apesar dos tempos de atuação das proteções serem próximos, foi a função de sobrecorrente do terminal remoto que o acionou primeiro. Essa reação é evidenciada pela transição do sinal lógico no eixo Y de 1 para 0 aos 0,201 s, como mostrado na Figura 65. No terminal local, a proteção sensibilizou o *trip* com um tempo de 0,205 s, conforme indicado na Figura 64, desconsiderando o atraso parametrizado de 0,1 s para o *delay*. A diferença nos tempos de atuação é esclarecida pela localização do curto-circuito, ocorrido a 95% da extensão total da linha, ou seja, muito próximo ao terminal remoto e distante do terminal local. Como resultado, a corrente de falta ultrapassa os 140% da corrente nominal de forma mais rápida no terminal remoto em comparação ao terminal local.

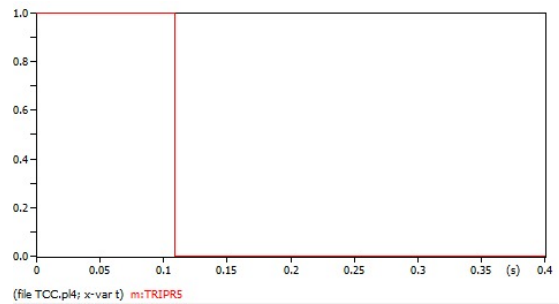
A seguir, as Figuras 68 e 69 exemplificam a atuação da função 59 na condição da localização da falta em 95% da linha de transmissão. Além disso, as Figuras 70 e 71 exibem as tensões observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito e a tabela 10 apresenta os tempos de atuação.

Figura 68 – *Trip* da função 59 no terminal local



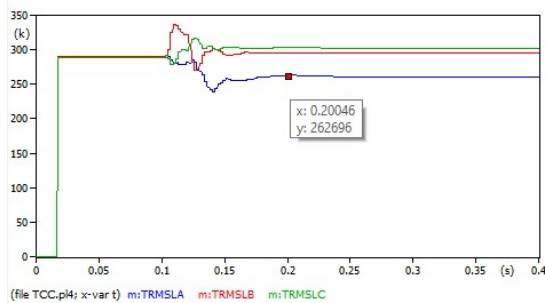
Fonte: Autoria Própria.

Figura 69 – *Trip* da função 59 no terminal remoto



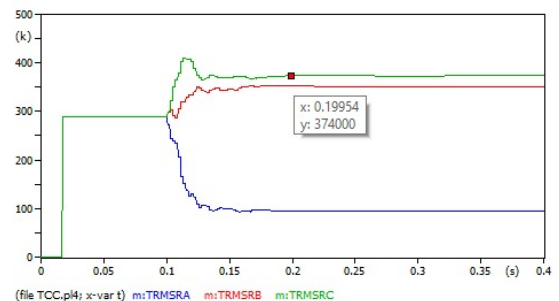
Fonte: Autoria Própria.

Figura 70 – Tensão eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 71 – Tensão eficaz no terminal remoto



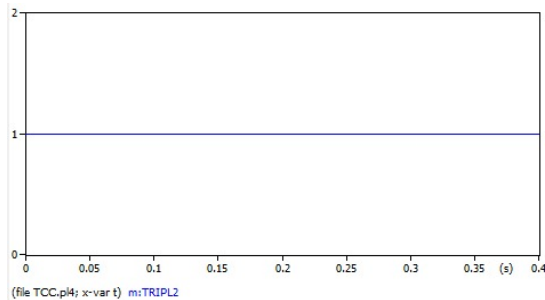
Fonte: Autoria Própria.

No gráfico da Figura 68, nota-se que o eixo Y não sofre uma mudança de nível lógico após a ocorrência da falta, o qual evidencia que o *trip* não foi acionado. Em contraste, na Figura 69, essa mudança de nível lógico ocorre rapidamente após uma falha. O funcionamento das funções de proteção pode ser melhor compreendido com o auxílio das Figuras 70 e 71, que mostram a variação de tensão nos terminais.

No terminal local, é possível notar que a tensão sofre um pico suficientemente alto para acionar o *trip* com ajuste de tempo. Contudo, dentro do intervalo de *delay*, a tensão se estabiliza abaixo de 10% da tensão nominal, impedindo o acionamento do *trip* neste terminal. Por outro lado, na Figura 71, observa-se que o terminal remoto detecta um pico de tensão elevado, o que aciona a função 59 de forma instantânea. Dessa maneira, é evidenciado que o pico de tensão visto por esse terminal foi superior a 30% da tensão nominal. Quando ocorre um aumento tão elevado da tensão, o *trip* é acionado imediatamente, sem necessidade de estabilização.

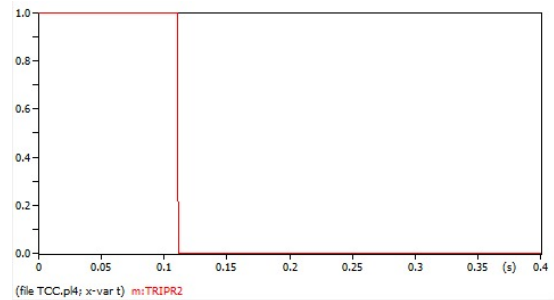
Avalia-se, a partir das Figuras 72 e 73, a atuação da função 27 na condição em que a falta ocorre em 95% da linha. As tensões analisadas para o entendimento da atuação dos relés serão as mesmas das Figuras 70 e 71.

Figura 72 – *Trip* da função 27 no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 73 – *Trip* da função 27 no terminal remoto

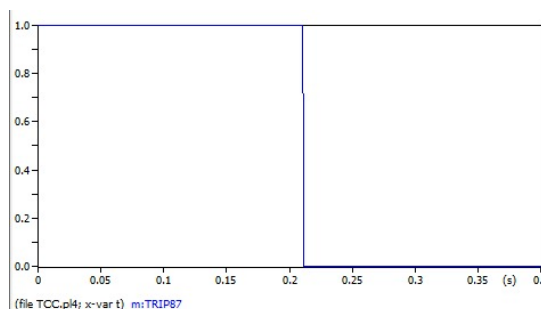


Fonte: Autoria Própria.

Observa-se, na Figura 72, que o nível lógico do *trip* não é alterado de 1 para 0 durante a ocorrência da falta. Após a avaliação da Figura 73, pode-se notar que ocorre uma queda de tensão suficiente para ativação da função 27 no terminal local, sendo superior a 10% da tensão nominal, porém, dentro do intervalo de *delay*, a tensão se estabilizou e não foi necessário o acionamento do *trip*. Com isso, o gráfico da Figura 73 indica o funcionamento da função 27 do terminal remoto, sendo possível observar que o acionamento ocorreu de forma instantânea. Explica-se essa atuação pela configuração dessa função, a qual indica, quando a tensão de alguma das fases atinge cerca de 202,65kV, correspondente a uma queda de 30% da tensão nominal, que o *trip* é acionado imediatamente.

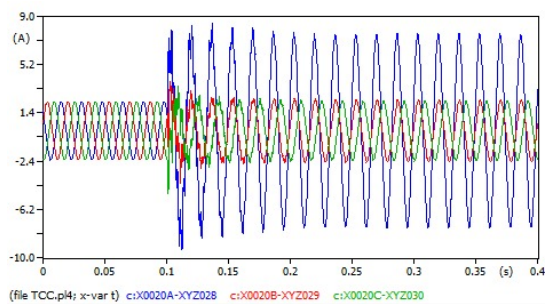
A figura 74 apresentada ilustra a atuação da função 87 na condição em que a falta se encontra em 95% da linha de transmissão. As correntes analisadas para o entendimento da ação das proteções são as mesmas das Figuras 75 e 76 e o tempo de atuação estão presente na tabela 10.

Figura 74 – *Trip* do relé diferencial



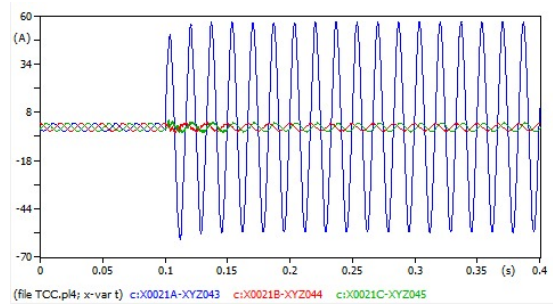
Fonte: Autoria Própria.

Figura 75 – Corrente do TC lida pelo terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 76 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto



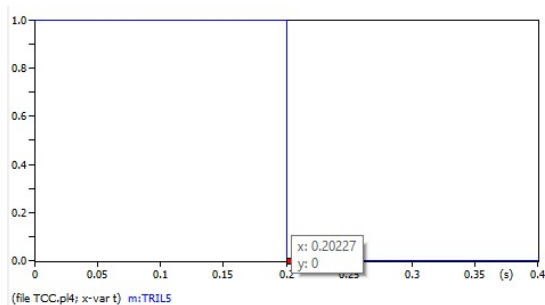
Fonte: Autoria Própria.

Para o curto-circuito monofásico, a função diferencial detecta rapidamente a diferença de corrente entre os terminais. O disparo da função ocorre em 0,213 s após a detecção do curto, que ocorre em 0,1 s, logo, apresenta um *delay* programado de 0,1 s, usado para evitar disparos indevidos por transientes ou outras condições temporárias que não sejam falhas reais. Portanto, a função leva 0,1 s para confirmar o curto-circuito e mais 0,013 s para completar o processo de disparo e isolar a seção afetada da linha de transmissão, interrompendo assim o fluxo de corrente para prevenir danos ao sistema.

### Simulação 5

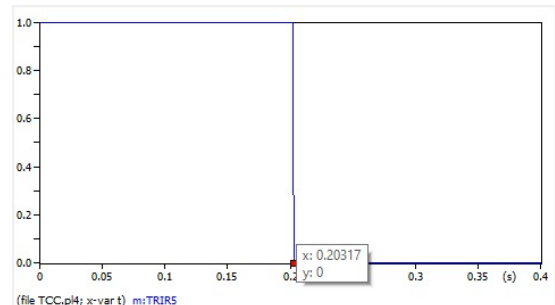
A atuação da função 51 na condição de impedância de falta igual a  $0,001\Omega$  é apresentada nas Figuras 77 e 78. Adicionalmente, as Figuras 79 e 80 exibem as correntes observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito. Os tempos de atuação dessa função são apresentados na tabela 11.

Figura 77 – *Trip* da função 51 no terminal local



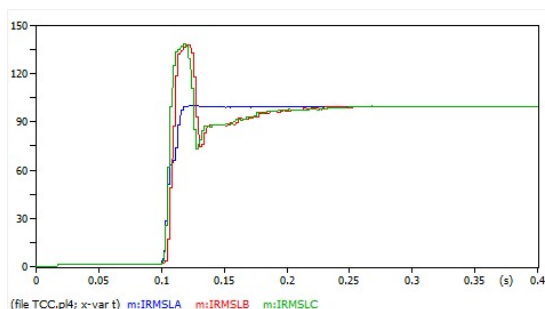
Fonte: Autoria Própria.

Figura 78 – *Trip* da função 51 no terminal remoto



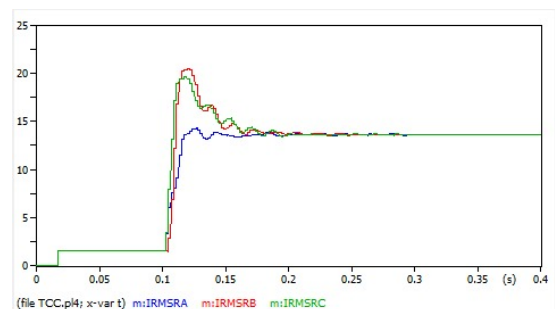
Fonte: Autoria Própria.

Figura 79 – Corrente eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 80 – Corrente eficaz no terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

A análise do gráfico da Figura 77 revela que o eixo Y sofre uma mudança de nível lógico em torno de 0,201 s, indicando que o acionamento do *trip* ocorreu nesse momento. De forma similar, na Figura 78, observa-se que essa alteração no nível lógico ocorre por cerca de 0,203 s, apresentando uma diferença temporal de aproximadamente 2 milissegundos. Essa variação pode ser atribuída à localização da falta, um fator que será analisado com mais detalhamento em seções subsequentes deste trabalho.

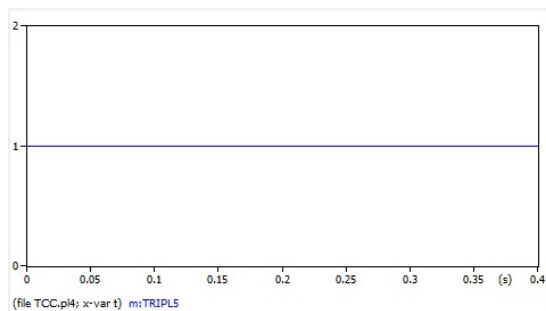
As Figuras 79 e 80 exemplificam a defasagem no módulo das correntes lidas por cada terminal, evidenciando que a corrente na fase afetada pelo curto-circuito experimentou um aumento substancial em ambos os terminais. Em um curto-circuito, a corrente medida após o transformador de corrente, que já está em seu valor eficaz, apresentou uma intensidade extremamente alta, passando de aproximadamente 2 A para mais de 130 A no terminal local e mais de 50 A no terminal remoto. Este aumento de corrente é característico de um curto-circuito,

especialmente em condições de baixa impedância, e implica uma alteração significativa no comportamento do sistema de proteção (GLOVER; SARMA, 2016).

A rápida atuação do sistema de proteção é crucial, uma vez que a presença de uma corrente de tão alta intensidade, como a observada, pode gerar danos significativos ao sistema de distribuição, comprometendo a segurança da infraestrutura elétrica (MEYER, 2017). A detecção e a interrupção quase imediata da falha são fundamentais para reduzir as consequências de um curto-circuito de alta intensidade, como o que foi observado.

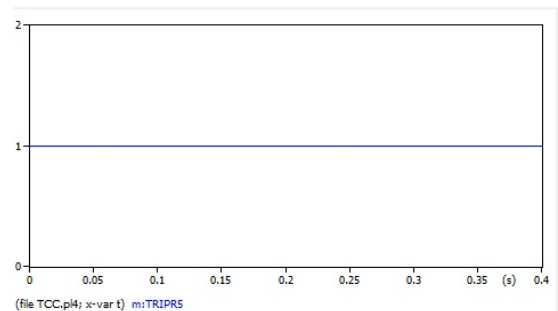
Constata-se, conforme exemplificam as Figuras 81 e 82, a atuação da função 59 na condição de impedância de falta igual a  $0,001 \Omega$ . Além disso, as figuras 83 e 84 exibem as tensões observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito e os tempos de atuação dessa função se mostram na tabela 11.

Figura 81 – *Trip* da função 59 no terminal local



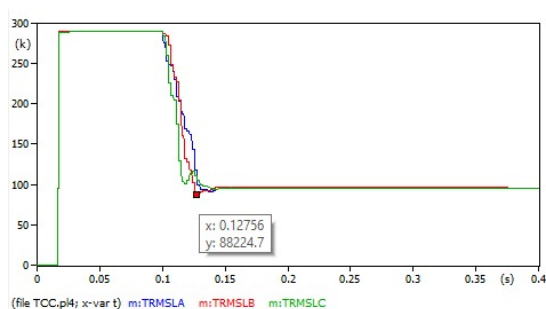
Fonte: Autoria Própria.

Figura 82 – *Trip* da função 59 no terminal remoto



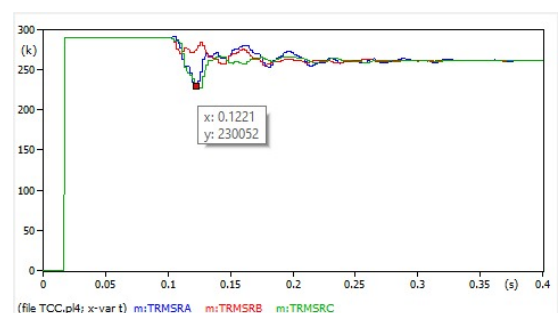
Fonte: Autoria Própria.

Figura 83 – Tensão eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 84 – Tensão eficaz no terminal remoto



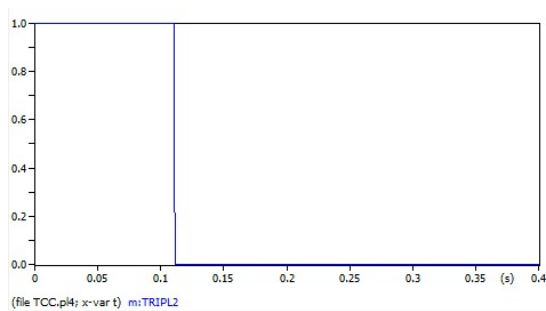
Fonte: Autoria Própria.

Ao realizar uma análise detalhada dos gráficos apresentados nas Figuras 81 e 82, observa-se que as funções de sobretensão nos terminais local e remoto não são acionadas. Essa constatação pode ser explicada a partir das Figuras 83 e 84, que explicitam as tensões registradas por cada terminal. A partir desses gráficos, fica evidente que em nenhum dos terminais ocorre um aumento significativo de tensão, o que impede a atuação da função de sobretensão, responsável pela detecção e proteção contra essa anomalia.

O comportamento das tensões pode ser atribuído a natureza do curto-circuito, que é trifásico simétrico e de baixa impedância. Nesse caso, todas as três fases são afetadas simultaneamente de forma balanceada, evidenciando que as fases não apresentam variações de tensão significativas entre si. A conexão direta entre as fases, característica deste tipo de curto-circuito, cria um caminho de baixa impedância, o que resulta em um aumento substancial da corrente de falha (GLOVER; SARMA, 2016). Em consequência, como não há um aumento de tensão em nenhuma das fases afetadas pelo curto-circuito, a função de sobretensão, projetada para detectar picos de tensão que indicam falhas, não é ativada. Isso impede que o sistema de proteção realize a intervenção necessária para isolar a falha e proteger a linha.

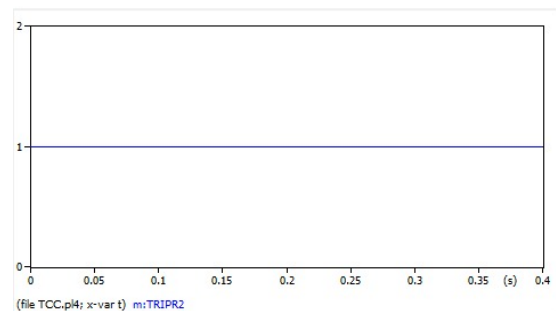
Conforme as Figuras 85 e 86, vê-se a atuação da função 27 na condição de impedância de falta igual a  $0,001 \Omega$ . As tensões analisadas para o entendimento da atuação da função serão as mesmas apresentadas nas Figuras 83 e 84. Na tabela 11, observam-se os tempos de atuação.

Figura 85 – *Trip* da função 27 no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 86 – *Trip* da função 27 no terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

Diante do exposto, com a realização da análise do gráfico apresentado na Figura 85, constata-se que a função de subtensão do terminal local foi acionada de forma praticamente instantânea. Dessa forma, essa ação é justificada pela configuração específica da função de subtensão, que foi programada para acionar o *trip* imediatamente quando a tensão atingisse valor abaixo de 30% da tensão nominal. Essa configuração é comumente adotada em sistemas de proteção para garantir uma resposta rápida a quedas de tensão significativas, evitando danos aos equipamentos conectados ao sistema (GLOVER; SARMA, 2016).

A explicação para o acionamento imediato no terminal local é corroborada pela análise do gráfico na Figura 83, que revela uma queda acentuada de tensão nas três fases no momento da falha. No terminal local, essa queda de tensão foi particularmente pronunciada, superando o limite de 30% da tensão nominal, o que ativou a função de proteção de forma imediata, conforme esperado de acordo com a configuração do sistema (MEYER, 2017).

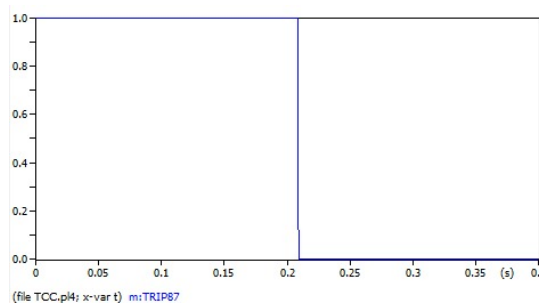
Por outro lado, a função de subtensão do terminal remoto não foi acionada, apesar de ser possível observar uma queda de tensão no gráfico da Figura 84. A razão para a não ativação no terminal remoto se dá pelos parâmetros configurados para essa função. Especificamente, foi

definido um *delay* de 0,1 s para situações em que a queda de tensão esteja situada entre 10% e 30% da tensão nominal. Durante esse intervalo de tempo, se a tensão se recuperar, o *trip* não é acionado. Dessa forma, vê-se que o *delay* é utilizado para evitar disparos desnecessários de proteção quando a queda de tensão é temporária ou dentro de limites toleráveis para o sistema (HUGHES, 2014).

No caso específico observado, a queda de tensão no terminal remoto foi de aproximadamente 10% a 30%, mas não se manteve por tempo suficiente para acionar o *trip*. Assim, dentro do intervalo de 0,1 s configurado, a tensão foi restaurada, logo, não houve a necessidade de ativação da função de proteção de subtensão, conforme previsto nas configurações do sistema (SCHNEIDER, 2011).

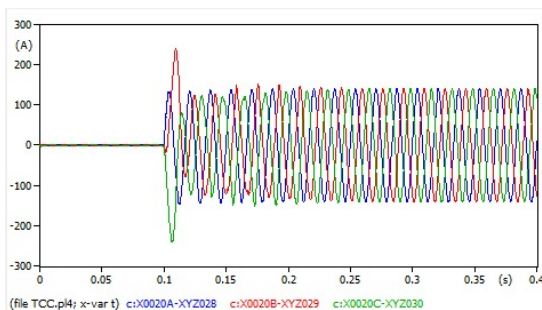
Em seguida, a Figura 87 exemplifica a atuação da função 87 na condição de impedância de falta igual a 0,001  $\Omega$ . Também é possível observar os gráficos das correntes que foram utilizados para o entendimento de sua atuação nas Figuras 88 e 89, bem como os tempos de atuação da função, conforme tabela 11.

Figura 87 – *Trip* da função diferencial



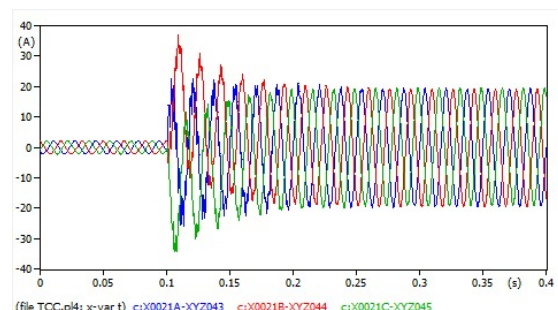
Fonte: Autoria Própria.

Figura 88 – Corrente do TC lida pelo terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 89 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

Ao avaliar o funcionamento da função 87, nas condições previamente descritas e com base no gráfico apresentado na Figura 87, percebe-se que o acionamento do *trip* ocorreu em 0,210 s. Essa reação é observada pelo nível lógico no eixo Y, que muda de 1 para 0 durante o tempo

de atuação, indicando a desativação do circuito devido à detecção de falha. Para compreender detalhadamente esse funcionamento, são utilizados os gráficos das Figuras 88 e 89, que explicitam as correntes dos transformadores de corrente de cada terminal, fornecendo uma visão clara do processo de detecção da falha.

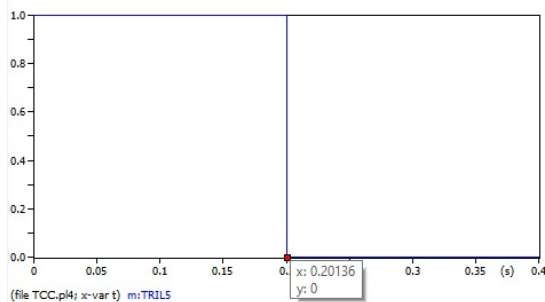
A verificação dos gráficos revela um acionamento rápido e uma diferença nítida nas correntes lidas por cada terminal. Esse comportamento está relacionado à natureza do curto-circuito trifásico simétrico de baixa impedância, que resulta em um aumento substancial da corrente de falha e a capacidade da proteção diferencial em detectar rapidamente essas diferenças de corrente entre os terminais. Diante do exposto, essa função é projetada para identificar discrepâncias nas correntes de linha, o que a torna uma das funções de proteção mais rápidas e confiáveis, especialmente em sistemas com curtos-circuitos de baixa impedância, como o caso em questão (HUGHES, 2014).

Em sistemas de curto-circuito trifásico simétrico de baixa impedância, a função diferencial oferece uma resposta eficaz e rápida, não apenas por detectar a diferença nas correntes, mas também por realizar o processamento em tempo real de forma a reduzir o risco de falhas no sistema. Logo, esse alto desempenho é um fator essencial para garantir a segurança e a estabilidade do sistema elétrico, especialmente em condições de falhas críticas (MEYER, 2017).

## Simulação 6

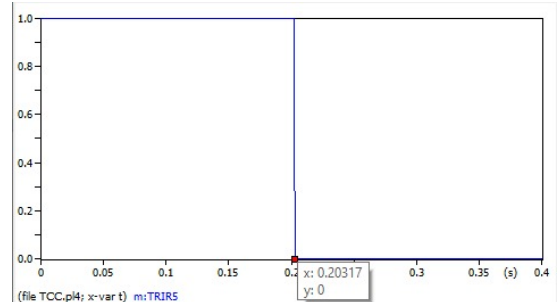
As Figuras 90 e 91 exemplificam a atuação da função 51 na condição de impedância de falta igual a  $1000 \Omega$ . Conjuntamente, as correntes observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito podem ser vistas nas Figuras 92 e 93. Os tempos de atuação dessa função se encontram na tabela 12.

Figura 90 – *Trip* da função 51 no terminal local



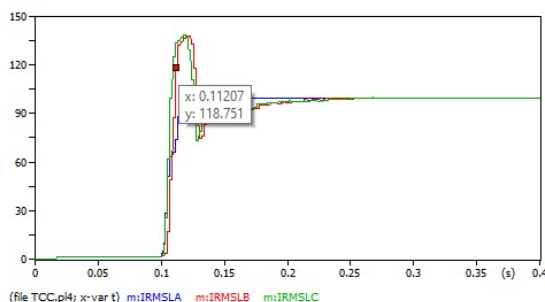
Fonte: Autoria Própria.

Figura 91 – *Trip* da função 51 no terminal remoto



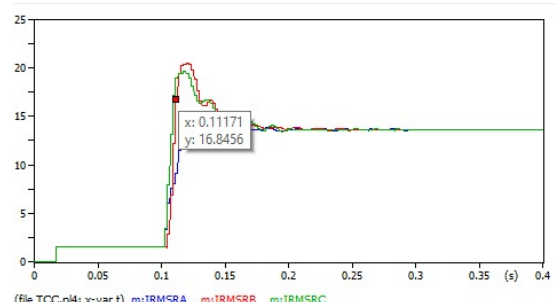
Fonte: Autoria Própria.

Figura 92 – Corrente eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 93 – Corrente eficaz no terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

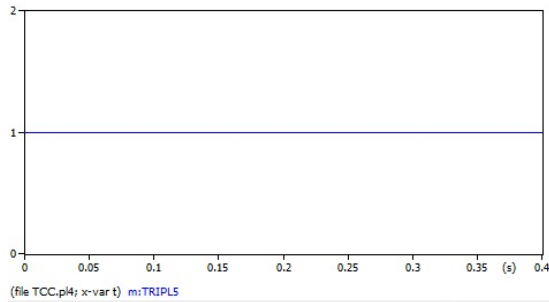
A observação do gráfico apresentado na Figura 90 revela que o eixo Y sofre uma mudança de nível lógico em torno de 0,201 s, indicando que o acionamento do *trip* ocorreu nesse momento. De forma similar, na Figura 91, verifica-se que essa alteração no nível lógico ocorre em cerca de 0,203 s, apresentando uma diferença temporal de aproximadamente 3 milissegundos. Essa variação pode ser atribuída à localização da falta.

A defasagem no módulo das correntes lidas por cada terminal, ilustrada pelas Figuras 92 e 93, evidencia que a corrente nas fases afetadas pelo curto-circuito experimentou um aumento substancial em ambos os terminais, com isso, sabe-se que o aumento de corrente é característico de um curto-circuito. Logo, mesmo com uma alta impedância de falta, a corrente após o curto se mostrou muito alta, sendo suficiente para acionar o *trip* da função 51 de ambos os terminais, demonstrando a confiabilidade da função.

Torna-se possível averiguar a atuação da função 59 na condição de impedância de falta

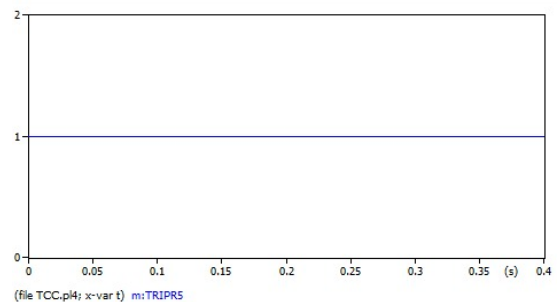
igual a  $1000 \Omega$ , a partir das Figuras 94 e 95. Para mais, as Figuras 96 e 97 exibem as tensões observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito e a tabela 12 apresenta os tempos de atuação.

Figura 94 – *Trip* da função 59 no terminal local



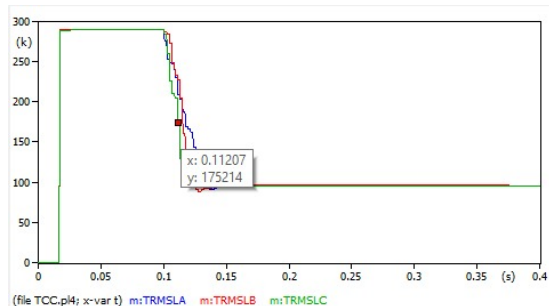
Fonte: Autoria Própria.

Figura 95 – *Trip* da função 59 no terminal remoto



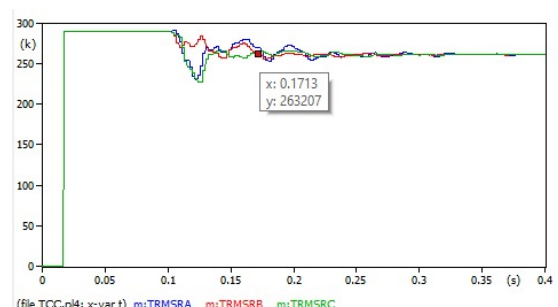
Fonte: Autoria Própria.

Figura 96 – Tensão eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 97 – Tensão eficaz no terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

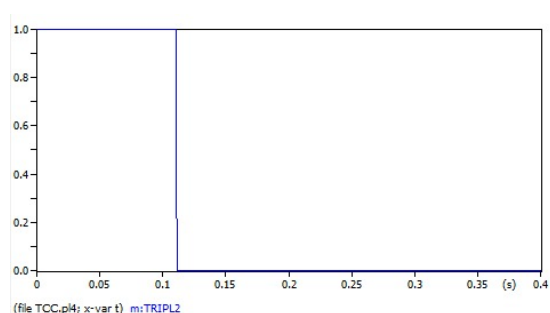
Ao analisar os gráficos apresentados nas Figuras 94 e 95, vê-se que as funções de sobretensão nos terminais local e remoto não são acionadas, fato este que pode ser explicado com base na observação das Figuras 96 e 97, que demonstram as tensões registradas por cada terminal. Portanto, apoiado nesses gráficos, se percebe a falta de aumento significativo de tensão nos terminais, o que impede a ativação da função de sobretensão, a qual é responsável por detectar e proteger a linha contra esse tipo de anomalia.

O comportamento das tensões pode ser atribuído à natureza do curto-circuito trifásico simétrico, visto que todas as três fases são afetadas simultaneamente de forma balanceada, o que resulta em uma distribuição uniforme de tensão entre as fases. Embora o curto-circuito tenha gerado um aumento elevado de corrente, o comportamento observado pode ser explicado pela Lei de Ohm, a qual indica que, devido à alta corrente de falha, ocorre uma grande queda de tensão (DORF; SVOBODA, 2014). Diante disso, esse fenômeno é observado nas Figuras 96 e 97, as quais mostram as tensões vistas tanto pelo terminal local quanto pelo terminal remoto, em que não há uma sobretensão suficiente para acionar as funções de proteção de ambos os terminais.

Dessa maneira, como não há aumento de tensão em nenhuma das fases afetadas pelo curto-circuito, a função de sobretensão, projetada para detectar picos de tensão que indicam falhas, não é ativada. Isso impede que o sistema de proteção realize a intervenção necessária para isolar a falha e proteger a linha.

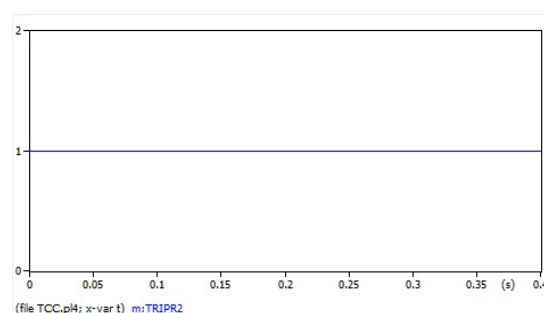
As Figuras 98 e 99, apresentadas a seguir, mostram a atuação da função 27 na condição de impedância de falta igual a  $1000 \Omega$ . As tensões analisadas para o entendimento da atuação das funções serão as mesmas das Figuras 96 e 97, os tempos de atuação dessa função estão destacados na tabela 12.

Figura 98 – *Trip* da função 27 no terminal local



Fonte: A autoria Própria.

Figura 99 – *Trip* da função 27 no terminal remoto



Fonte: A autoria Própria.

Posteriormente à análise do gráfico apresentado na Figura 98, foi observado que a função de subtensão do terminal local é acionada de forma quase imediata em 0,111 s. Explica-se esse funcionamento por meio da configuração específica da função de subtensão, que foi programada para acionar o *trip* assim que a tensão decrescesse para um valor abaixo de 30% da tensão nominal. Essa configuração é amplamente adotada em sistemas de proteção, pois permite uma resposta rápida a quedas de tensão significativas, o que é crucial para evitar danos aos equipamentos conectados ao sistema e garantir a integridade operacional da rede (KOSHAKI; MODARRES; AHMADI, 2020).

O acionamento imediato da função de proteção no terminal local é justificado por meio da análise do gráfico apresentado na Figura 96, que demonstra uma queda acentuada de tensão nas três fases no instante da falha. No terminal local, essa queda foi muito alta, superando o limite de 30% da tensão nominal, o que acionou imediatamente a função de proteção de subtensão.

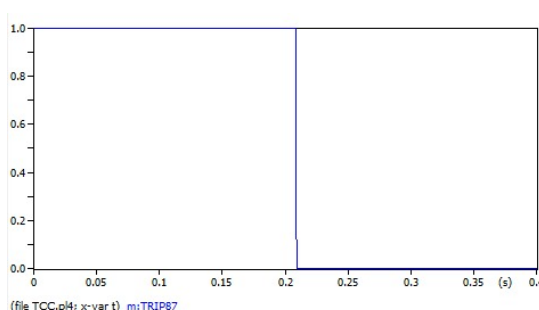
Por outro lado, a função de subtensão do terminal remoto não foi acionada, observado na figura 99, embora também tenha sido observada uma queda de tensão no gráfico da Figura 97. A razão para a não ativação da função de proteção é fornecida pelos parâmetros configurados para essa função. Especificamente, foi definido um *delay* de 0,1 s para situações em que a queda de tensão se situe entre 10% e 30% da tensão nominal. Durante esse intervalo, se a tensão se recuperar, o *trip* não é acionado. A utilização do *delay* tem como objetivo evitar disparos desnecessários de proteção em casos de quedas de tensão temporárias ou dentro de limites

toleráveis para o sistema (SCHNEIDER, 2011).

No caso específico analisado, a queda de tensão no terminal remoto variou entre 10% e 30% da tensão nominal, mas não permaneceu por tempo suficiente para acionar o *trip*. Com isso, dentro do intervalo de 0,1 s configurado, a tensão foi restaurada, o que impediu a ativação da função de proteção de subtensão. Dessa forma, a função não foi acionada, conforme esperado devido à configuração do sistema implementado.

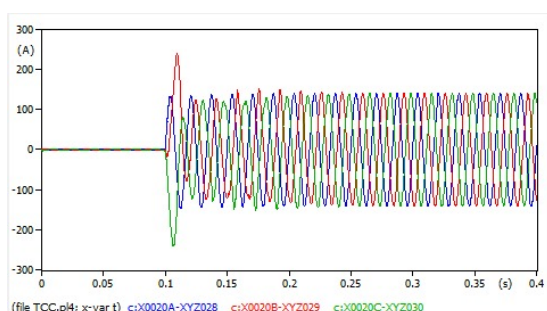
Em sequência, a Figura 100 expressa a atuação da função 87 na condição de impedância de falta igual a  $1000 \Omega$ . As correntes verificadas para o entendimento da atuação da função serão as mesmas das Figuras 101 e 102 e o tempo de atuação dessa função está indicado na tabela 12.

Figura 100 – *Trip* da função diferencial



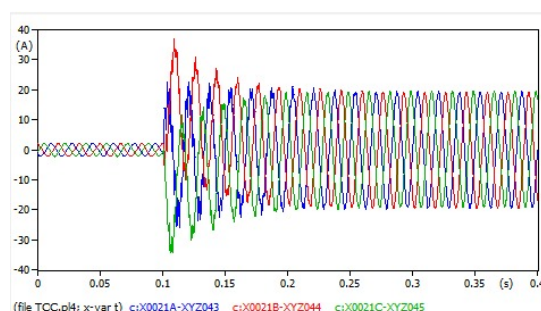
Fonte: Autoria Própria.

Figura 101 – Corrente do TC lida pelo terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 102 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

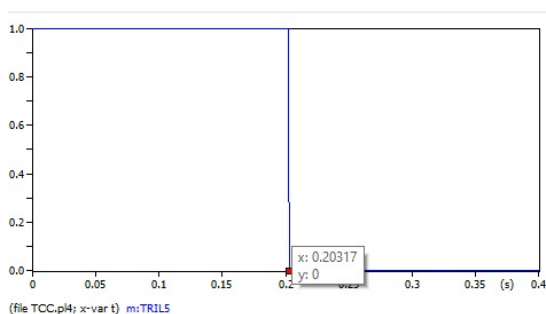
Ao avaliar o desempenho da função 87, nas condições previamente descritas e com base no gráfico apresentado na Figura 100, observa-se que o *trip* foi acionado em 0,211 s. A reação é evidenciada pela mudança do nível lógico no eixo Y de 1 para 0, indicando a desativação do circuito devido à detecção de falha. Para uma análise desse processo, são utilizados os gráficos das Figuras 101 e 102, que mostram as correntes dos transformadores de corrente de cada terminal, proporcionando uma visão clara do mecanismo de detecção da falha e da atuação do sistema de proteção.

Em casos de curto-circuito trifásico simétrico, a função diferencial proporciona uma resposta eficiente e rápida, o que minimiza o risco de falhas no sistema.

### Simulação 7

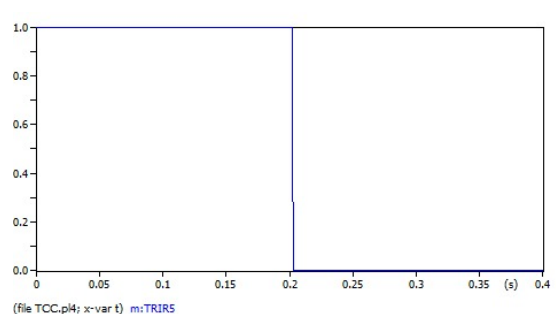
A atuação da função 51, na condição de localização da falta em 50% da linha de transmissão, podem ser vistas nas Figuras 103 e 104. Além disso, as Figuras 109 e 110 mostram as correntes observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito, bem como os tempos de atuação dessa função estão exibidos na tabela 14.

Figura 103 – *Trip* da função 51 no terminal local



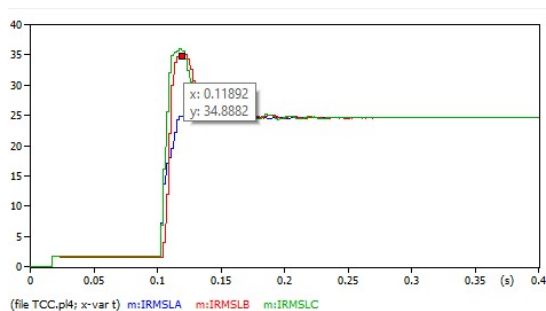
Fonte: Autoria Própria.

Figura 104 – *Trip* da função 51 no terminal remoto



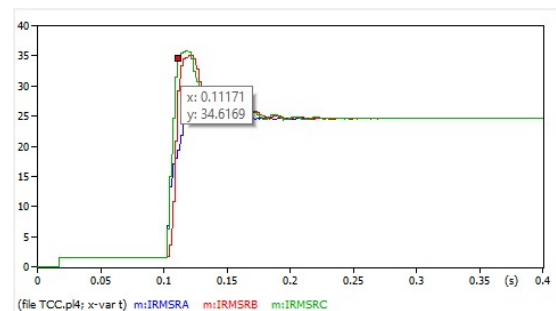
Fonte: Autoria Própria.

Figura 105 – Corrente eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 106 – Corrente eficaz terminal no remoto



Fonte: Autoria Própria.

A análise dos gráficos apresentados nas Figuras 103 e 104 revelam que o eixo Y de ambos os gráficos de acionamento de *trip* sofrem uma mudança de nível lógico em torno de 0,203 s.

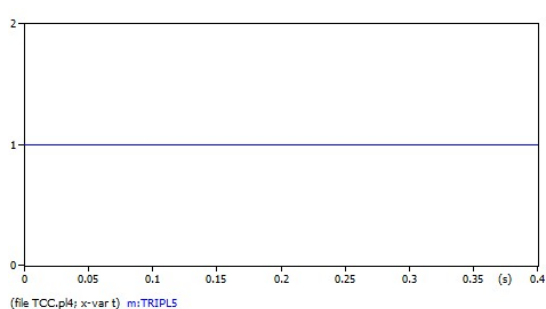
Demonstra-se, nas Figuras 109 e 110, o comportamento das correntes registradas pelos terminais locais e remotos durante o acionamento da função de proteção 51, que ocorre em 0,203 s. Esse acionamento é resultado da detecção de um curto-circuito trifásico de baixa impedância, ocorrido em 50% da extensão da linha. Uma baixa impedância no ponto de falha contribui para uma elevação significativa nas correntes das fases envolvidas, evidenciando a gravidade da falha

e exigindo uma resposta rápida e eficaz do sistema de proteção. Essa corrente é bloqueada de forma semelhante pelos terminais locais e remotos, uma vez que ambos estão sintonizados para identificar rapidamente desvios significativos na corrente elétrica que indiquem uma falha.

No gráfico das correntes lidas, observa-se uma concordância no perfil da elevação de corrente entre os dois terminais, demonstrando a confiabilidade das leituras e a eficiência entre os pontos de monitoramento já que a falta ocorre exatamente em 50% da linha de transmissão.

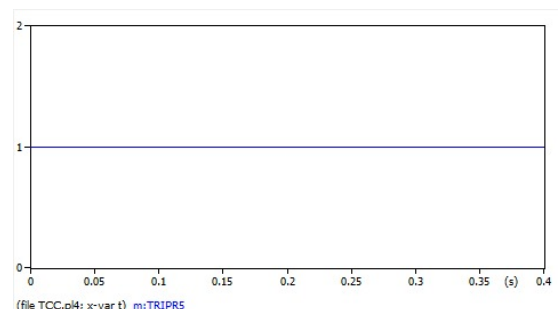
É possível observar, a partir das Figuras 107 e 108, a atuação da função 59 na condição de localização da falta em 50% da linha de transmissão. Em acréscimo, as Figuras 109 e 110 exibem as tensões observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito. Na tabela 14, avalia-se os tempos de atuação da função.

Figura 107 – *Trip* da função 59 no terminal local



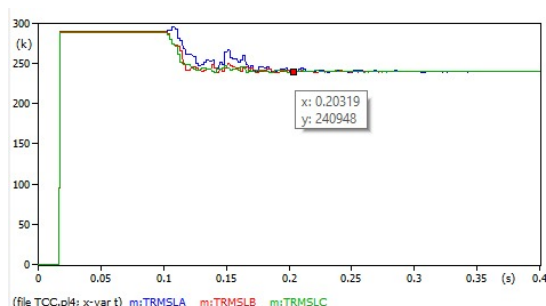
Fonte: Autoria Própria.

Figura 108 – *Trip* da função 59 no terminal remoto



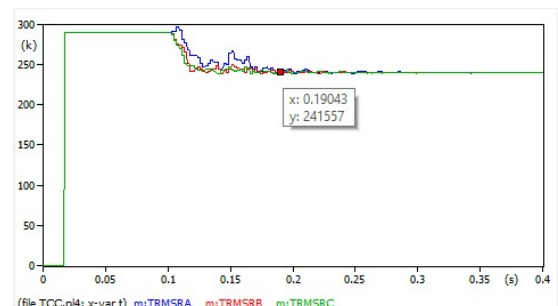
Fonte: Autoria Própria.

Figura 109 – Tensão eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 110 – Tensão eficaz no terminal remoto



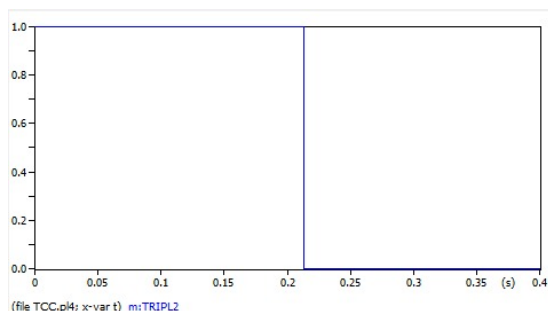
Fonte: Autoria Própria.

Ao analisar o desempenho da função de sobretensão, visto nas Figuras 107 e 108, observa-se que a proteção não ativou o comando de *trip*. Esse resultado é consistente com o comportamento esperado para falhas centrais em linhas simetricamente monitoradas, nas quais a redução na amplitude de tensão ocorre de forma equilibrada nos terminais. Dessa maneira, a simetria na resposta do sistema, com a presença de subtensão mas sem um nível crítico de sobretensão, explica por que a função 59 não se manifesta com um comando de *trip*.

Verifica-se por meio da observação das Figuras 111 e 112, o desempenho da função 27

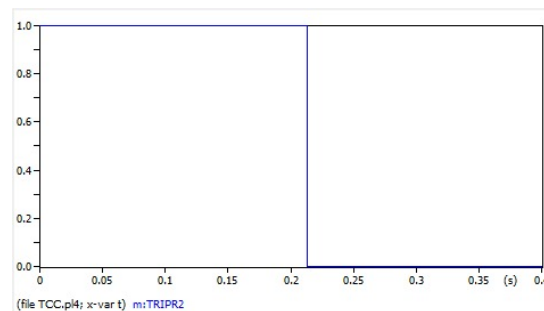
na condição de localização da falta em 50% da linha de transmissão. As tensões analisadas para o entendimento da atuação das funções serão as mesmas das Figuras 109 e 110 e os tempos de atuação dessa função estão presentes na tabela 14.

Figura 111 – *Trip* da função 27 no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 112 – *Trip* da função 27 no terminal remoto



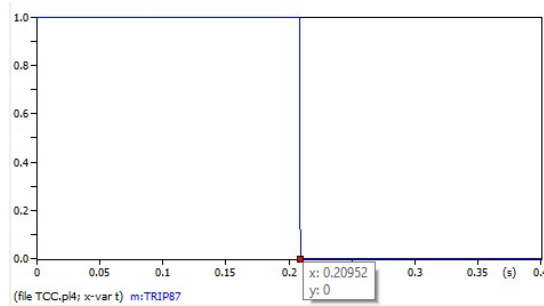
Fonte: Autoria Própria.

Nos terminais local e remoto, verifica-se que o comando de desligamento foi acionado, indicado pela transição do nível lógico do eixo Y de 1 para 0, aproximadamente em 0,213 s. A atuação é justificada por meio das Figuras 109 e 110, que mostram a queda de tensão nas fases afetadas pelo curto-circuito, com a tensão de fase diminuindo para valores inferiores a 90% da tensão nominal. Dessa forma, essa condição desencadeia a atuação da função de proteção, que definem critérios de atuação para situações de subtensão em sistemas de potência (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

Em sistemas trifásicos simétricos, a queda de tensão nas fases implica na presença predominante de componentes de sequência positiva, enquanto os componentes de sequência negativa e zero permanecem insignificantes, o que explica a coerência nas leituras de tensão entre os terminais (ANDERSON, 2022). O tempo de resposta das funções de proteção é ajustado para operar de acordo com um limiar de tensão (MAMEDE, 2013). No caso em estudo, a tensão de fase está entre 70% e 90% do valor nominal, o que configura um atraso programado de 0,1 s após a detecção inicial da falha antes da emissão do comando de *trip*.

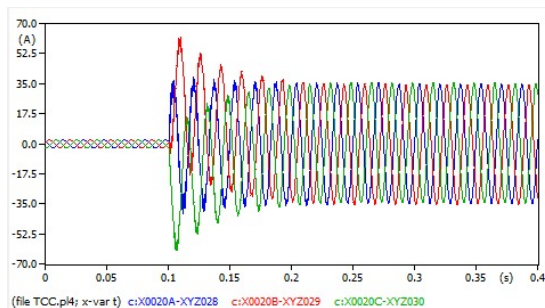
Pode-se averiguar, conforme Figura 113, a atuação da função 87 na condição em que a falta ocorre em 50% da linha de transmissão. As correntes analisadas para o entendimento da atuação da serão as das Figuras 114 e 115, em que o tempo de atuação dessa função está destacado na tabela 14.

Figura 113 – Trip da função diferencial



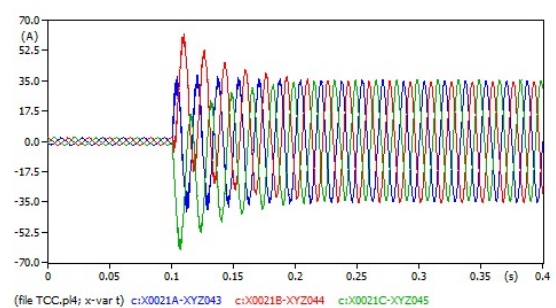
Fonte: Autoria Própria.

Figura 114 – Corrente do TC lida pelo terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 115 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

As Figuras 114 e 115 elucidam as medidas de corrente pelos terminais local e remoto, revelando uma variação significativa nos módulos das correntes, aspecto que facilita a análise do acionamento do comando de desligamento (desarme) da proteção.

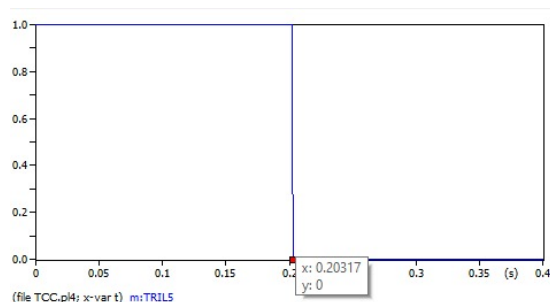
Ao detectar uma falha, a proteção diferencial inicia um tempo de atraso configurado de 0,1 s, o que evita atuações indevidas decorrentes de transitórios ou flutuações momentâneas, que poderiam provocar disparos falsos. A função depende da precisão no ajuste do tempo de resposta para garantir seletividade e estabilidade em cenários de falha. Esse atraso, essencial em sistemas de proteção, permite que o sistema ignore desvios transitórios e reaja apenas a falhas sustentadas.

Ao atingir tempo de atuação de 0,209 s, a função 87 conclui o tempo de atraso e executa o comando de desligamento, isolando a falha e protegendo o sistema de possíveis danos adicionais. O tempo total inclui tanto o atraso configurado quanto o tempo de processamento interno da proteção. Uma configuração precisa de interrupções de atraso e sensibilidade na função diferencial é crítica para a proteção confiável de sistemas elétricos, pois garante uma resposta rápida e eficaz sem comprometer a segurança do sistema (ANDERSON, 2022). A rápida atuação da proteção, nesse caso, reflete a eficácia da configuração e do desempenho necessário para mitigar danos e manter a estabilidade do sistema de potência.

## Simulação 8

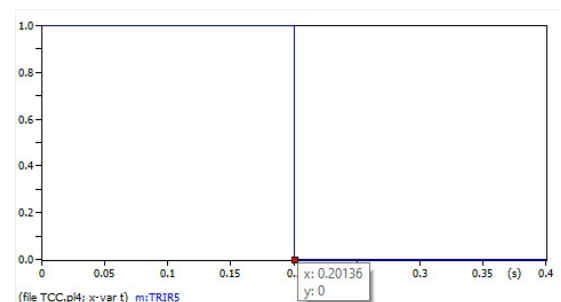
As Figuras 116 e 117 demonstram a resposta da função de proteção 51, em um cenário em que a falta ocorre a 95% da extensão da linha de transmissão, evidenciando o comportamento da função diante de uma localização de falta próxima ao final da linha. Complementarmente, as Figuras 118 e 119 apresentam as correntes registradas em cada terminal ao longo do evento de curto-circuito, permitindo uma análise comparativa da dinâmica das correntes em resposta a localização da falha. Os tempos de atuação dessa função estão na tabela 15.

Figura 116 – *Trip* da função 51 no terminal local



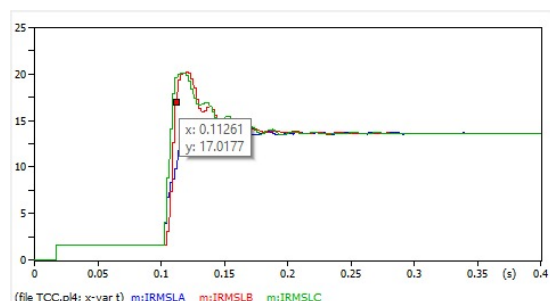
Fonte: Autoria Própria.

Figura 117 – *Trip* função da 51 no terminal remoto



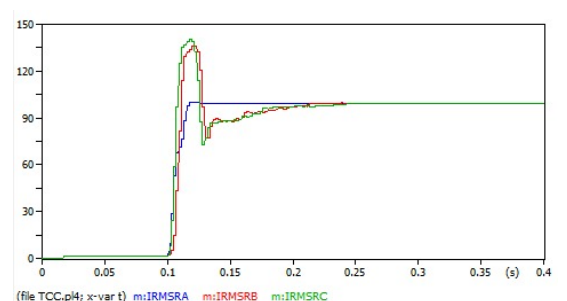
Fonte: Autoria Própria.

Figura 118 – Corrente eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 119 – Corrente eficaz no terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

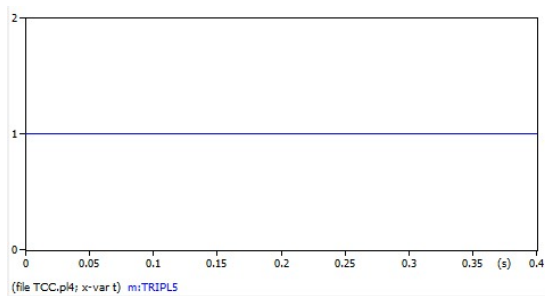
A análise do gráfico apresentado na Figura 116 revela que o eixo Y sofre uma mudança de nível lógico em torno de 0,201 s, indicando que o acionamento do *trip* ocorreu nesse momento. De forma similar, na Figura 117, observa-se que essa alteração no nível lógico ocorre cerca de 0,203 s, apresentando uma diferença temporal de aproximadamente 2 milissegundos. Essa variação pode ser atribuída à localização da falta.

A atuação do sistema de proteção em linhas de transmissão é fortemente influenciada pelas características da corrente de curto-circuito e pela configuração dos intervalos de temporização nos relés, especialmente em situações de falhas localizadas próximas a um dos terminais (DUARTE, 2018). Dessa forma, o comportamento observado está em conformidade com as diretrizes de parametrização para relés de sobrecorrente em sistemas de transmissão de alta

tensão, garantindo que o terminal com maior corrente de curto-circuito tenha prioridade na resposta.

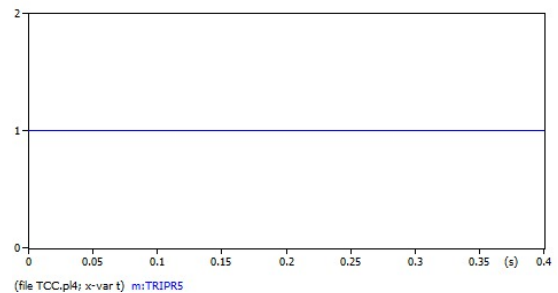
A execução da função 59 na condição em que a localização da falta se encontra em 95% da linha de transmissão, pode ser vista nas Figuras 120 e 121. Adicionalmente, as Figuras 122 e 123 exibem as tensões observadas em cada terminal durante o evento de curto-circuito e a tabela 15 explicita os tempos de atuação.

Figura 120 – *Trip* da função 59 no terminal local



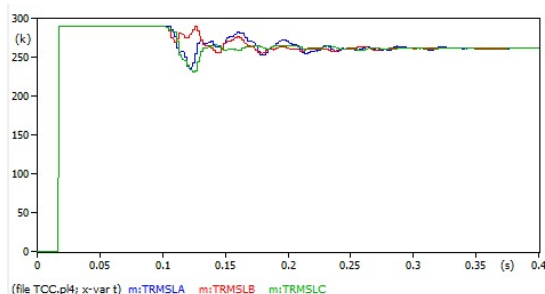
Fonte: Autoria Própria.

Figura 121 – *Trip* da função 59 no terminal remoto



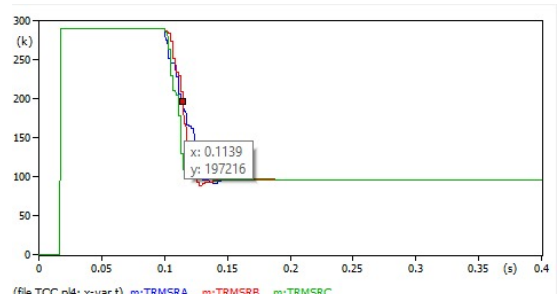
Fonte: Autoria Própria.

Figura 122 – Tensão eficaz no terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 123 – Tensão eficaz no terminal remoto

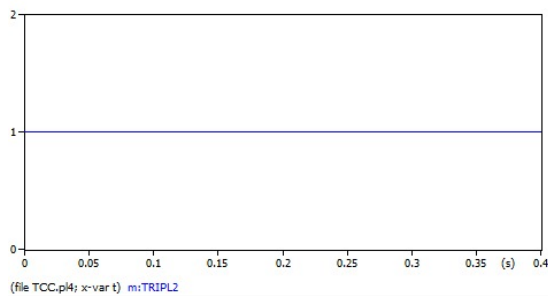


Fonte: Autoria Própria.

Ao analisar o desempenho da função de sobretensão nas Figuras 120 e 121, observa-se que a proteção não ativa o comando de *trip*. Esse resultado está alinhado com o comportamento esperado para falhas centrais em linhas de transmissão simetricamente monitoradas, nas quais a redução da amplitude de tensão ocorre de maneira equilibrada em ambos os terminais. A simetria na resposta do sistema, especificamente pela presença de subtensão sem que ocasiona uma sobretensão em níveis críticos, justifica a ausência de atuação da função 59, que, portanto, não emite um comando de *trip*.

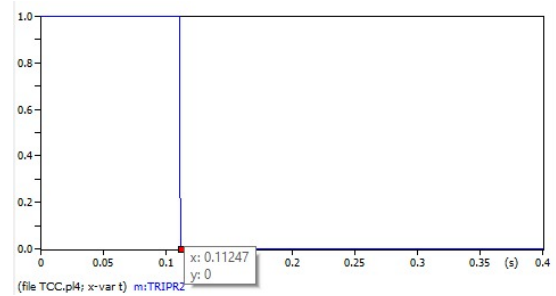
As figuras 124 e 125 demonstram a atuação da função 27 na condição em a falta ocorre em 95% da linha. As tensões analisadas para o entendimento da atuação da proteção serão as mesmas vistas nas Figuras 122 e 123. Os tempos de atuação dessa função estão de acordo com a tabela 15.

Figura 124 – *Trip* da função 27 no terminal local



Fonte: Aatoria Própria.

Figura 125 – *Trip* da função 27 no terminal remoto



Fonte: Aatoria Própria.

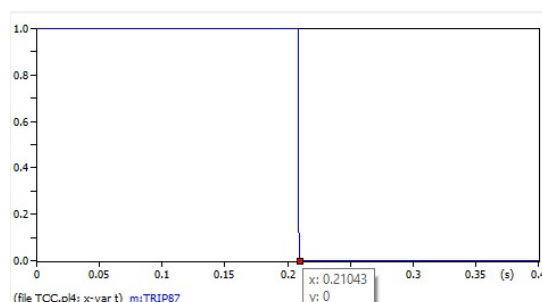
A função de subtensão no terminal local não foi acionada, embora o gráfico da Figura 122 também mostre uma redução na tensão. Essa reação é definida pelas configurações para a função de subtensão no terminal local, que inclui um atraso de 0,1 s para quedas de tensão entre 10% e 30% da tensão nominal. Nesse intervalo, há recuperação da tensão, e o *trip* não é acionado, conforme esperado pela configuração do sistema. Com isso, o uso de atraso evita disparos desnecessários em caso de quedas transitórias ou toleráveis para o sistema (STAMATIS, 2015).

Na análise do gráfico apresentado na Figura 125, observa-se que a função de subtensão do terminal remoto foi acionada rapidamente, aos 0,111 s. A atuação é esclarecida pela configuração específica da função de subtensão, programada para ativar o *trip* assim que a tensão atingir níveis menores a 30% da tensão nominal.

A justificativa para o acionamento imediato da função de proteção no terminal remoto é corroborada pela análise do gráfico da Figura 123, que exhibe uma queda abrupta de tensão nas três fases no momento da falha. Nesse terminal, a queda foi intensa, ultrapassando o limite de 30% da tensão nominal, o que ativou a função de proteção de subtensão de forma imediata.

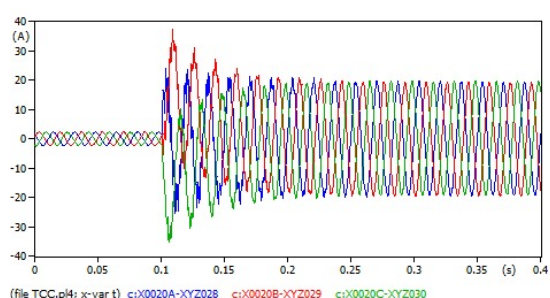
A figura 126 ilustra a atuação da função 87 na condição de impedância de falta igual a 0,001  $\Omega$ . As correntes analisadas para o entendimento da ação das proteções são as das Figuras 127 e 128 e os tempos de atuação dessa função são indicados na tabela 15.

Figura 126 – *Trip* da função diferencial



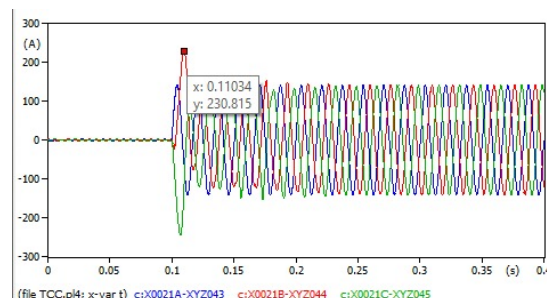
Fonte: Aatoria Própria.

Figura 127 – Corrente do TC lida pelo terminal local



Fonte: Autoria Própria.

Figura 128 – Corrente do TC lida pelo terminal remoto



Fonte: Autoria Própria.

Para a situação do curto-circuito em questão, a função diferencial detecta rapidamente a diferença de corrente entre os terminais. O disparo da função ocorre 0,210 s após a detecção do curto-circuito, que ocorre em 0,1 s. Essa proteção possui um atraso programado de 0,1 s para evitar disparos indevidos em virtude de transientes ou outras condições temporárias que não representam falhas reais. Assim, a função leva 0,1 s para confirmar o curto-circuito e, em seguida, mais 0,01 s para completar o processo de disparo e isolar a seção afetada da linha de transmissão, interrompendo o fluxo de corrente e prevenindo danos ao sistema.

Com essas simulações, torna-se possível realizar a análise e obter conclusões sobre cada uma das funções utilizadas para esse trabalho, além de realizar a operação de cada uma em diversos tipos de condições.