



INSTITUTO FEDERAL
Goiano

Campus
Trindade

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA GOIANO

CAMPUS TRINDADE

BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANA KAROLINA FREITAS DOMINGUES

ANDRÉ ALVES DO CARMO

**ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DA PROTEÇÃO EM LINHA DE
TRANSMISSÃO DE 230 kV: ESTUDO DO RELÉ DE RELIGAMENTO
AUTOMÁTICO APÓS CURTO CIRCUITO BIFÁSICO**

**TRINDADE - GO
2024**

ANA KAROLINA FREITAS DOMINGUES

ANDRÉ ALVES DO CARMO

**ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DA PROTEÇÃO EM LINHA DE
TRANSMISSÃO DE 230 kV: ESTUDO DO RELÉ DE RELIGAMENTO
AUTOMÁTICO APÓS CURTO CIRCUITO BIFÁSICO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial à
obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica do Instituto Federal
Goiano - Campus Trindade.

Orientadora: Dra. Priscilla Araújo Juá
Stecanella.

TRINDADE - GO

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema Integrado de Bibliotecas (SIBI) – Instituto Federal Goiano

D671a

Domingues, Ana Karolina Freitas.

Análise do funcionamento da proteção em linha de transmissão de 230 kv [manuscrito] : estudo do relé de religamento automático após curto circuito bifásico / Ana Karolina Freitas Domingues, André Alves do Carmo. - 2024. 87 f.: il. tabs.

Orientador: Profa. Priscilla Araújo Juá Stecanella. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal Goiano, Campus Trindade, Engenharia Elétrica, Trindade, 2024. Bibliografia. Inclui siglas, abreviaturas, gráfico, tabelas, lista de figuras, lista de tabelas

1. Sistema de Proteção. 2. Linha de Transmissão. 3. Distúrbios Elétricos. 4. Procedimentos de Rede. 5. Relé de Religamento Automático. I. Carmo, André Alves do . II. Stecanella, Priscilla Araújo Juá , orient. III. Título

CDU 621.3



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA GOIANO

Ata nº 82/2024 - CE-TRI/GE-TRI/CMPTRI/IFGOIANO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CURSO

Aos 06 dias do mês de dezembro de 2024, às 17 horas, reuniu-se a banca examinadora composta pelos docentes: Priscilla Araújo Juá Stecanella (orientadora), Luiz Alberto do Couto (membro) e Robert de Souza Bonuti (membro), para examinar o Trabalho de Curso intitulado “ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DA PROTEÇÃO EM LINHA DE TRANSMISSÃO DE 230 kV: ESTUDO DO RELÉ DE RELIGAMENTO AUTOMÁTICO APÓS CURTO CIRCUITO BIFÁSICO” da estudante Ana Karolina Freitas Domingues, Matrícula nº 2019108202640087 e do estudante André Alves do Carmo, Matrícula nº 2019108202640176 do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do IF Goiano – Campus Trindade. A palavra foi concedida aos estudantes para a apresentação oral do TC, houve arguição dos candidatos pelos membros da banca examinadora. Após tal etapa, a banca examinadora decidiu pela APROVAÇÃO dos estudantes. Ao final da sessão pública de defesa foi lavrada a presente ata que segue assinada pelos membros da Banca Examinadora.

(Assinado Eletronicamente)

Priscilla Araújo Juá Stecanella

Orientadora

(Assinado Eletronicamente)

Luiz Alberto do Couto

Membro

(Assinado Eletronicamente)

Robert de Souza Bonuti

Membro

Documento assinado eletronicamente por:

- **Priscilla Araujo Jua Stecanella, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 06/12/2024 18:05:49.
- **Robert de Souza Bonuti, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 06/12/2024 18:34:33.
- **Luiz Alberto do Couto, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 06/12/2024 19:09:27.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 06/12/2024. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifgoiano.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 659450
Código de Autenticação: f1fc5941eb



INSTITUTO FEDERAL GOIANO
Campus Trindade
Av. Wilton Monteiro da Rocha, S/N, Setor Cristina II, TRINDADE / GO, CEP 75389-269
(62) 3506-8000

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO

PARA DISPONIBILIZAR PRODUÇÕES TÉCNICO-CIENTÍFICAS

NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DO IF GOIANO

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610, de 19 de fevereiro de 1998, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano a disponibilizar gratuitamente o documento em formato digital no Repositório Institucional do IF Goiano (RIIF Goiano), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IF Goiano.

IDENTIFICAÇÃO DA PRODUÇÃO TÉCNICO-CIENTÍFICA

Tese (doutorado)

Dissertação (mestrado)

Monografia (especialização)

TCC (graduação)

Artigo científico

Capítulo de livro

Livro

Trabalho apresentado em evento

Produto técnico e educacional - Tipo:

Nome completo do autor:

Matrícula:

Título do trabalho:

RESTRIÇÕES DE ACESSO AO DOCUMENTO

Documento confidencial: Não Sim, justifique:

Informe a data que poderá ser disponibilizado no RIIF Goiano: / /

O documento está sujeito a registro de patente? Sim Não

O documento pode vir a ser publicado como livro? Sim Não


DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA


O(a) referido(a) autor(a) declara:

- Que o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- Que obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autoria, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- Que cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano.

/ /

Data


Documento assinado digitalmente
 ANA KAROLINA FREITAS DOMINGUES
Data: 11/12/2024 10:40:28-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Documento assinado digitalmente
 ANDRE ALVES DO CARMO
Data: 11/12/2024 10:56:34-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Assinatura do autor e/ou detentor dos direitos autorais

Ciente e de acordo:

Assinatura do(a) orientador(a)

Documento assinado digitalmente
 PRISCILLA ARAUJO JUA STECANELLA
Data: 11/12/2024 15:38:47-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Dedicatória

Dedicamos este trabalho a Deus, que nos ensinou que a jornada para o sucesso é árdua, mas que a recompensa vem àqueles que perseveraram com fé e determinação. Graças a Ele, aprendemos que a verdadeira sabedoria não está apenas nos livros, mas na habilidade de ver a mão divina em cada pequeno sucesso.

Ana Karolina Freitas Domingues

André Alves do Carmo

AGRADECIMENTOS

Ana Karolina

Primeiramente, agradeço a Deus, a minha maior força, por transformar minhas dúvidas em fé, meus erros em lições e por me conceder o mais puro amor, não apenas nesta jornada, mas ao longo de toda a minha vida. Sem sua presença constante, nada disso seria possível.

À minha mãe, Gilsa, e ao meu pai, Antônio (*in memoriam*), dedico o meu mais profundo agradecimento. Vocês são a base de tudo, abrindo mão de tantas coisas para que eu pudesse realizar este sonho. O amor incondicional e os incentivos em meu potencial foram as forças que me sustentaram e motivaram a seguir em frente. Este marco é tanto meu quanto de vocês.

Ao meu companheiro de vida, Matheus Vicente, gratidão por acreditar em mim mesmo nos momentos em que eu duvidei de mim mesma. Sua dedicação, apoio e amor foram essenciais para que eu chegasse até aqui. Você me ensinou a importância de dividir, acreditar e realizar sonhos juntos. Obrigada, de todo o meu coração, por deixar essa jornada mais leve.

Ao meu amigo e parceiro de TCC, André, meu sincero agradecimento por compartilhar não apenas este trabalho, mas anos de amizade e apoio. Tenho certeza de que esta parceria é apenas o início de uma jornada repleta de conquistas pessoais e profissionais.

À minha orientadora, Priscilla, gratidão pela dedicação e pelo apoio ao longo desta jornada. Suas orientações, paciência e incentivo constante foram essenciais para a conclusão deste trabalho. Sua competência e postura são admiráveis, obrigada por nos inspirarmos.

Agradeço à banca examinadora, professores Robert e Luiz, por dedicarem seu tempo e expertise à avaliação do meu trabalho de conclusão de curso. Suas valiosas contribuições, críticas construtivas e orientações enriquecem não apenas este projeto, mas também minha trajetória acadêmica e profissional.

Por fim, agradeço ao Instituto Federal Goiano, que se tornou minha segunda casa durante todos esses anos, e por contribuir de forma significativa para a profissional que me tornei. Aos meus amigos, colegas e professores que fizeram parte desta caminhada, sou grata pela parceria, pelo apoio e pelos momentos compartilhados, que tornaram esta jornada ainda mais especial.

André

Agradeço primeiramente a Deus, por ser minha fonte de força, inspiração e sabedoria ao longo de toda esta caminhada. Sua presença constante iluminou meu caminho nos momentos mais desafiadores, dando-me coragem para seguir em frente. Sem Sua graça, este trabalho não seria possível.

Aos meus pais, que são meu alicerce, porto seguro e maior motivação, meu eterno agradecimento. Obrigado por cada palavra de incentivo, por acreditarem em mim mesmo quando eu duvidei, e por todo o amor, sacrifício e dedicação que sempre demonstraram. Este trabalho é fruto de tudo o que vocês fizeram e continuam a fazer por mim.

À minha amiga e parceira de TCC, Ana Karolina Freitas Domingues, registro minha mais sincera gratidão. Obrigado por compartilhar comigo os desafios e as conquistas desta jornada. Sua dedicação, disposição e companheirismo foram essenciais para que este trabalho se tornasse realidade. Foi uma honra compartilhar esta etapa tão significativa da nossa trajetória acadêmica ao seu lado.

À minha orientadora, Priscilla Araújo Juá Stecanella, expresso minha mais profunda gratidão. Agradeço pela sua disponibilidade, paciência e valiosas contribuições ao longo de todo o processo. Sua experiência e apoio foram indispensáveis para a realização deste trabalho, sendo fundamentais para o meu crescimento acadêmico e pessoal.

Por fim, à banca examinadora, agradeço pelo tempo, respeito, atenção e dedicação dispensados à análise deste trabalho. Meu muito obrigado a todos os membros da banca por sua importante participação neste momento tão significativo da minha trajetória.

RESUMO

A proteção em linhas de transmissão é essencial para assegurar a continuidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, minimizando interrupções e prejuízos econômicos. Por isso, este trabalho tem por objetivo analisar o desempenho das proteções em uma linha de transmissão da Rede Básica de 230 kV pertencente ao Sistema Interligado Nacional, com ênfase no funcionamento do relé de religamento automático em situações de curto-circuito bifásico. A pesquisa, fundamentada nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), aborda o Submódulo 2.11, que estabelece critérios técnicos para garantir a segurança e a eficiência do Sistema Elétrico de Potência (SEP). O estudo analisa dados operacionais coletados antes, durante e após distúrbios em duas subestações, avaliando a conformidade dos sistemas com os requisitos mínimos de proteção e identificando fatores que impactam o desempenho, como tempo de resposta e estabilidade do sistema pós-falha. Os resultados confirmam que as proteções analisadas operam dentro dos parâmetros estabelecidos pelo ONS, e ainda ressalta a necessidade de aprimoramentos no sistema de religamento automático para minimizar o impacto de falhas e maximizar a confiabilidade da rede. Contribuições práticas incluem sugestões de melhorias para otimização do desempenho e continuidade do fornecimento de energia.

Palavras-chave: Sistema de Proteção. Linha de Transmissão. Distúrbios Elétricos. Procedimentos de Rede. ONS. Relé de Religamento Automático.

RESUMO EM LÍNGUA ESTRANGEIRA

The protection of transmission lines is essential to ensure the continuity and reliability of electricity supply, minimizing interruptions and economic losses. Therefore, this study aims to analyze the performance of protections in a 230 kV Basic Grid transmission line, part of the National Interconnected System, with an emphasis on the operation of the automatic reclosing relay under two-phase short-circuit conditions. The research, based on the Network Procedures of the National System Operator (ONS), addresses Submodule 2.11, which establishes technical criteria to ensure the safety and efficiency of the Electric Power System (SEP). The study analyzes operational data collected before, during, and after disturbances at two substations, assessing the compliance of the systems with the minimum protection requirements and identifying factors impacting performance, such as response time and system stability post-failure. The results confirm that the analyzed protections operate within the parameters established by the ONS, while highlighting the need for improvements in the automatic reclosing system to minimize the impact of faults and maximize network reliability. Practical contributions include suggestions for performance optimization and continuity of energy supply.

Keywords: Protection System. Transmission Line. Electrical Disturbances. Network Procedures. ONS. Automatic Reclosing Relay.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema Elétrico de Potência. Fonte: Autoria Própria.....	19
Figura 2: Mapa do Sistema Interligado Nacional. Fonte: ONS, 2024.....	21
Figura 3: Fluxograma das atribuições do ONS. Fonte: Adaptado de (ONS, 2024).....	22
Figura 4: Principais componentes de uma LT. Fonte: Adaptado de (Labegalini, 1992).	26
Figura 5: Perturbações em LTs da Rede Básica. Fonte: Adaptado de (ONS, 2017).	29
Figura 6: Diagrama Fasorial de Sequência Positiva. Fonte: Adaptado de (Kindermann, 1992).	31
Figura 7: Diagrama Fasorial de Sequência Negativa. Fonte: Adaptado de (Kindermann, 1992).	31
Figura 8: Diagrama Fasorial de Sequência Zero. Fonte: Adaptado de (Kindermann, 1992). .	32
Figura 9: Fasores de tensão e corrente em condição normal e em curto-circuito bifásico. Fonte: Adaptado de (SATO; FREITAS, 2015).....	33
Figura 10: Esquema básico de um sistema de proteção. Fonte: Adaptado de (MAMEDE FILHO, 2013).	34
Figura 11: Ligação do Transformador de Corrente. Fonte: KINDERMANN, 2005.....	36
Figura 12: Marcas de Polaridade e Sentido das Correntes. Fonte: KINDERMANN, 2005....	37
Figura 13: Ligação estrela para transformadores de potencial. Fonte: DUARTE, 2018.....	38
Figura 14: Relé digital. Fonte: Autoria Própria.	40
Figura 15: Exemplo de rede com RDP e oscilografia. Fonte: MORETO; ROLIM, 2010.	44
Figura 16: Impedância medida pelo relé de distância. Fonte: DUARTE, 2018.	48
Figura 17: Característica escalonada de tempo das proteções de distância. Fonte: DUARTE, 2018.....	49
Figura 18: Diagrama de blocos simplificado da proteção de distância. Fonte: DUARTE, 2018.....	49
Figura 19: Princípio de atuação dos relés diferenciais. Fonte: DUARTE, 2018.	50
Figura 20: Diagrama unifilar básico de uma LT com dois terminais. Fonte: MAMEDE, 2013.	51
Figura 21: Operação de um esquema de religamento automático com tentativa única em uma falta transitória. Fonte: RUSH, 2011.	56
Figura 22: Diagrama simplificado da metodologia. Fonte: Autoria Própria.	58
Figura 23: Diagrama Unifilar da LT na Subestação 1.	63
Figura 24: Diagrama Unifilar da LT na Subestação 2.	64

Figura 25: Diagrama Unifilar de Proteção da LT na Subestação 1.	66
Figura 26: Diagrama Unifilar de Proteção da LT na Subestação 2.	67
Figura 27: Oscilografia retirada da UPD1 (P545) na Subestação 1.....	70
Figura 28: Oscilografia retirada da UPD2 (P545) na Subestação 1.....	70
Figura 29: Oscilografia retirada da UPD1 (P545) na Subestação 2.....	71
Figura 30: Oscilografia retirada da UPD2 (P545) na Subestação 2.....	71
Figura 31: Diagrama fasorial das tensões.	74
Figura 32: Diagrama fasorial das correntes.	74
Figura 33: Oscilografia das Correntes.	75
Figura 34: Oscilografia das Tensões.....	76
Figura 35: Oscilografia das Proteções atuadas no distúrbio.	77
Figura 36: Oscilografia do Religamento Automático.....	79
Figura 37: Tempo morto ajustado na Unidade de Proteção.....	80
Figura 38: Tempo de Recuperação e Número de Tentativas do Religamento Automático.....	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Extensão das LTs da Rede Básica e projeção para 2028. Fonte ONS,2024.....	26
Tabela 2: Interrupções no SEP. Fonte: Adaptado Mamede Filho, 2013.	27
Tabela 3: Principais funções de proteção utilizadas em LTs. Fonte: Adaptado de (MAMEDE, 2013).	46
Tabela 4: Marca e modelo dos equipamentos da Subestação 1.	63
Tabela 5: Marca e modelo dos equipamentos da Subestação 2.	64
Tabela 6: Dados dos valores coletados antes do distúrbio.....	73
Tabela 7: Dados dos valores coletados durante o distúrbio.....	73
Tabela 8: Comparação dos Resultados com os Critérios e Requisitos do ONS. Fonte: Autoria Própria.....	83

LISTA DE SIGLAS

ADC	<i>Analog-Digital Converter</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
EAT	Extra-Alta Tensão
GE	<i>General Electric</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
HVDC	<i>High-Voltage Direct Current</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
kV	Kilovolts
LED	<i>Light-Emitting Diode</i>
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i>
PCM	<i>Pulse Code Modulation</i>
RDP	Registrador Digital de Perturbações
POTT	<i>Permissive Overreach Trip Transfer</i>
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TDD	Transferência Direta de Disparo
TDF	Transformada Discreta de Fourier
TP	Transformador de Potencial
UPD	Unidade de Proteção Digital
UCD	Unidade de Controle Digital

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	OBJETIVOS	18
2.1	Objetivo Geral	18
2.2	Objetivos Específicos	18
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
3.1	Sistema Elétrico de Potência	19
3.1.1	Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	22
3.2	Linha de Transmissão	24
3.3	Distúrbios no Sistema Elétrico de Potência	27
3.3.1	Distúrbio em Linhas de Transmissão.....	28
3.3.2	Curto-Circuito	30
3.3.3	Análise de Curto-Circuito	31
3.4	Sistemas de Proteção	33
3.4.1	Estrutura básica e Requisitos de um Sistema de Proteção.....	33
3.4.1.1	Transformadores.....	35
3.4.1.2	Transformador de Corrente	35
3.4.1.3	Transformador de Potencial	37
3.4.2	Relés de Proteção	38
3.4.2.1	Relés Digitais	39
3.4.2.2	Relés Digitais Numéricos.....	40
3.4.2.3	Registrador Digital de Perturbação e Oscilografia.....	43
3.5	Proteção de Linhas de Transmissão	44
3.5.1	Proteção de Distância (21).....	46
3.5.1.1	Relés de Impedância.....	47
3.5.1.2	Zonas de Atuação	48
3.5.2	Proteção Diferencial de Linha (87L)	50
3.5.3	Teleproteção (85).....	52
3.5.3.1	Transferência de abertura	53
3.5.4	Fibra Óptica	54
3.6	Religamento Automático (79)	55
3.6.1	Aplicações do Religamento Automático	56
3.6.1.1	Tempo morto	56

3.6.1.2	Tempo de recuperação	57
3.6.1.3	Número de tentativas.....	57
3.7	Considerações Finais.....	57
4	METODOLOGIA.....	58
4.1	Considerações Finais.....	61
5	RESULTADOS.....	62
5.1	Considerações iniciais	62
5.2	Dados da linha de transmissão.....	62
5.3	Análise do distúrbio e verificação do funcionamento das proteções, conforme requisitos mínimos estabelecidos pelo ONS.....	69
5.3.1	Análise dos dados das Subestações 1 e 2 (antes e durante o distúrbio).....	72
5.3.1.1	Análise das proteções atuadas durante o distúrbio.....	76
5.4	Análise da atuação do Religamento Automático.....	77
5.5	Qualidade do Religamento Automático	81
5.6	Investigação de falhas e identificação de melhorias.....	82
5.7	Considerações Finais.....	82
6	CONCLUSÃO.....	84
	REFERÊNCIAS.....	85

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica desempenha um papel fundamental no progresso do Brasil, constituindo um recurso indispensável para o desenvolvimento econômico e social do país. Desde a sua introdução no final do século XIX, o setor elétrico brasileiro evidenciou um crescimento significativo. Atualmente, o Brasil se destaca como o quarto maior produtor de energia elétrica na América Latina (EMBRASUL, 2022), demonstrando sua relevância na região e sua contribuição para a infraestrutura nacional. Essa importância se reflete em sua ampla utilização nos mais diversos segmentos, como indústria, comércio, agricultura e serviços. Essas ações são praticáveis graças ao Sistema Elétrico de Potência (SEP), que leva energia elétrica para quase todos os cantos do país, de forma prática e segura através do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O SEP do Brasil destaca-se por sua singularidade, caracterizada por uma ampla dimensão e complexidade. Trata-se de um sistema hidrotérmico majoritariamente, composto por cerca de 49,2% de usinas hidrelétricas (ONS, 2024). Esse sistema possui uma rede de transmissão com cerca de 200.000 km de extensão. Com aproximadamente oitocentos circuitos operando em tensões superiores a 230 kV, ela interliga as regiões do país, incluindo o Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte.

O SEP pode ser dividido em três principais elementos: geração, distribuição e transmissão. A geração é o início do processo, onde ocorre a produção de energia que é distribuída por todo o país. A distribuição fica a cargo das subestações, que recebe a energia elétrica e a distribui para diferentes locais em vários níveis de tensão. A transmissão é responsável pela interligação entre os elementos do SEP e as unidades consumidoras (BARBIERI, 2020 apud ELGERD, 1976). O órgão responsável por garantir o controle e coordenação da geração e transmissão no país é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Esse órgão além de controlar, também é responsável por planejar a operação em todo o sistema elétrico, a fim de atender as regras de fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A transmissão de energia elétrica garante um funcionamento eficiente e confiável dos sistemas elétricos, sendo responsável por transportar grandes quantidades de energia gerada em usinas até os centros de consumo (ROBBA, 2020). Nesse contexto, a proteção das linhas de transmissão assume um papel crucial para garantir a segurança operacional e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

As linhas de transmissão (LTs) representam uma parte significativa da infraestrutura elétrica. Operando em níveis de tensão superiores a 230 kV, estão sujeitas a condições adversas que podem comprometer seu funcionamento. Um dos eventos mais críticos que podem ocorrer são os curtos-circuitos, que consistem em falhas elétricas que envolvem de um a três condutores de uma linha de transmissão (BARROS, 2014).

Nesse contexto, o estudo do relé de religamento automático após um curto-circuito se apresenta como um tema de extrema relevância para a engenharia elétrica. Segundo Rodrigues (2019) os sistemas de proteção que incluem esquemas de religamento automático se tornam essenciais para garantir a disponibilidade e a segurança do sistema elétrico. Quando uma falta é detectada em uma LT, o sistema de proteção entra em ação para eliminar o problema e, em seguida, religar a linha após um período determinado, especialmente se a falta foi temporária. Isso é fundamental para manter a continuidade do sistema elétrico, pois minimiza o tempo de interrupção de energia e ajuda a evitar impactos significativos no fornecimento elétrico. Além de prevenir cobranças de parcelas variáveis (valores financeiros), o ONS realiza a apuração mensal das receitas devidas às concessionárias de transmissão. Esses valores são calculados com base no desempenho das instalações, considerando sua disponibilidade e capacidade ao longo do mês.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Diante do exposto, este trabalho se propõe a analisar, com base no procedimento de rede – Submódulo 2.11 do ONS, o funcionamento das proteções em uma LT após um curto-circuito.

2.2 Objetivos Específicos

- Analisar o funcionamento das proteções atuadas e do relé de religamento automático após a ocorrência de um curto-circuito bifásico, e verificar se as atuações das proteções atendem os requisitos mínimos estabelecidos pelo ONS;
- Avaliar o tempo de atuação do relé de religamento automático após a detecção do curto-circuito, verificando se está dentro dos limites estabelecidos pelas normas técnicas;
- Analisar a qualidade do religamento automático em termos de estabilidade do sistema elétrico após o restabelecimento da linha de transmissão;
- Investigar eventuais falhas ou atrasos no funcionamento da proteção durante o religamento automático e propor melhorias caso necessário;
- Comparar os resultados obtidos com os critérios e recomendações do ONS, identificando possíveis pontos de otimização no sistema de proteção.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, são abordados os conceitos fundamentais relacionados ao SEP, com destaque para os elementos de transmissão de energia elétrica. Além disso, são apresentados os principais tipos de distúrbios que afetam o SEP, como curtos-circuitos e falhas em LTs, bem como os sistemas de proteção utilizados para garantir a segurança e a estabilidade do sistema. São discutidos os componentes e tecnologias envolvidos nesses sistemas, incluindo transformadores, relés de proteção e sistemas de religamento automático, com ênfase em suas funções e características.

3.1 Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência é essencial para o desenvolvimento econômico e social, pois permite a distribuição eficiente e segura de energia elétrica, vital para diversas atividades humanas e industriais. Conforme mostra a Figura 1, o SEP é composto por três principais componentes: geração, transmissão e distribuição. A geração de energia é realizada por grandes usinas, que utilizam diferentes formas de força motriz, como hidráulica, térmica, atômica, eólica e solar. A energia gerada é então transportada por LTs de alta e extra alta tensão até as subestações, de onde é distribuída para os consumidores finais por meio das redes de distribuição (BICHELS, 2018).

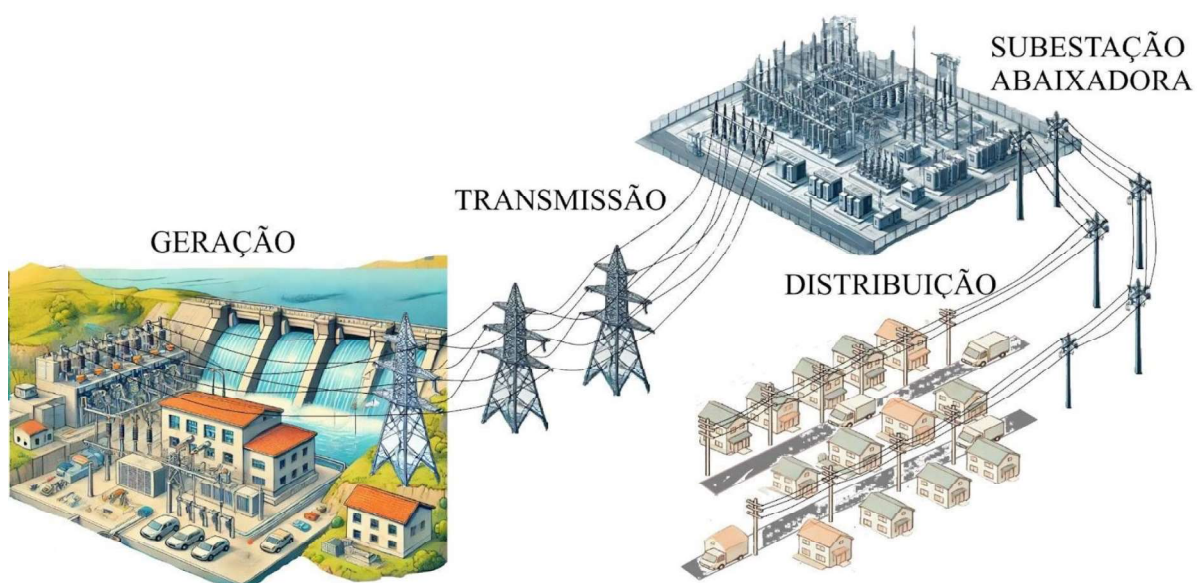


Figura 1: Sistema Elétrico de Potência. Fonte: Autoria Própria.

Para assegurar a transmissão da energia gerada até o consumidor final, são empregadas subestações elevadoras e abaixadoras, que ajustam a tensão para níveis compatíveis com a distância e os equipamentos de consumo. As subestações elevadoras têm a função de aumentar a tensão após a geração para níveis elevados, de 230 kV a 750 kV, o que minimiza as perdas durante o transporte por longas distâncias. Já as subestações abaixadoras reduzem a tensão, para que esteja adequada às redes de distribuição (69 kV e 138 kV) e às demandas dos consumidores. A eficiência do SEP, portanto, depende da operação segura e contínua dessas subestações (MAMEDE FILHO, 2021).

O SEP enfrenta desafios contínuos, especialmente com a integração de novas tecnologias. A incorporação de fontes renováveis, como energia eólica e solar, juntamente com o desenvolvimento de redes inteligentes (*smart grids*) exigem novas abordagens para o planejamento e operação dos sistemas. Essas inovações buscam melhorar a eficiência, segurança e confiabilidade do fornecimento de energia (BICHELS, 2018).

Além da tecnologia, a confiabilidade do SEP é fundamental para a continuidade do serviço. Um planejamento adequado deve considerar não apenas a operação em condições normais, mas também a capacidade de resposta a falhas e eventos de alta demanda. A interligação de todas as áreas de consumo e usinas, formando um grande sistema interligado, permite maior confiabilidade e qualidade no atendimento às cargas. Esse sistema interligado permite, inclusive, a integração de diferentes fontes de geração, otimizando assim o uso dos recursos disponíveis (BICHELS, 2018).

As subestações no SEP são classificadas conforme a tensão e a estrutura, podendo ser de média tensão que operam entre 2,3 kV e 46 kV, alta tensão de 69 kV a 440 kV ou extra alta tensão de 500 kV a 800 kV. Variam ainda pela estrutura construtiva, que pode ser ao tempo, abrigada ou blindada, conforme as necessidades do ambiente e da operação. Essas diferentes configurações asseguram que o SEP atenda aos requisitos específicos de cada região e tipo de consumo, maximizando a eficiência da rede e a segurança operacional. Por exemplo, subestações ao tempo, expostas diretamente às condições climáticas, são amplamente utilizadas em locais onde não há restrições de espaço, enquanto subestações blindadas são preferíveis em áreas com alta concentração urbana, onde o espaço e segurança são determinantes (MAMEDE FILHO, 2013).

A riqueza do SEP, sustentada por uma estrutura diversificada de subestações e sistemas avançados de proteção e controle, está diretamente conectada à robustez do SIN. Enquanto o SEP assegura respostas eficazes a sobrecargas e falhas pontuais, o SIN, operado pelo ONS, potencializa essa riqueza ao integrar diferentes empresas e fontes de geração, transmissão e

distribuição. A capacidade instalada do SIN alcança 228.000 MW, com destaque para a predominância das usinas hidrelétricas, que representam 47,2% do total (107.965 MW), consolidando-se como a principal fonte de geração de energia no Brasil. Assim, o planejamento do SEP e a integração promovida pelo SIN se complementam, formando um sistema elétrico nacional eficiente e resiliente frente a desafios técnicos e socioeconômicos (MAMEDE FILHO, 2021; ONS, 2024).

O SIN é composto por quatro subsistemas regionais: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte, o SIN conforme mostra a Figura 2, é estruturado para possibilitar a transferência de energia entre as regiões, o que permite atender à demanda de forma mais econômica e segura. Essa interligação é fundamental para a otimização dos recursos energéticos do país, especialmente em momentos de variações hidrológicas, facilitando o balanceamento da geração de energia entre usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas (ONS, 2024).

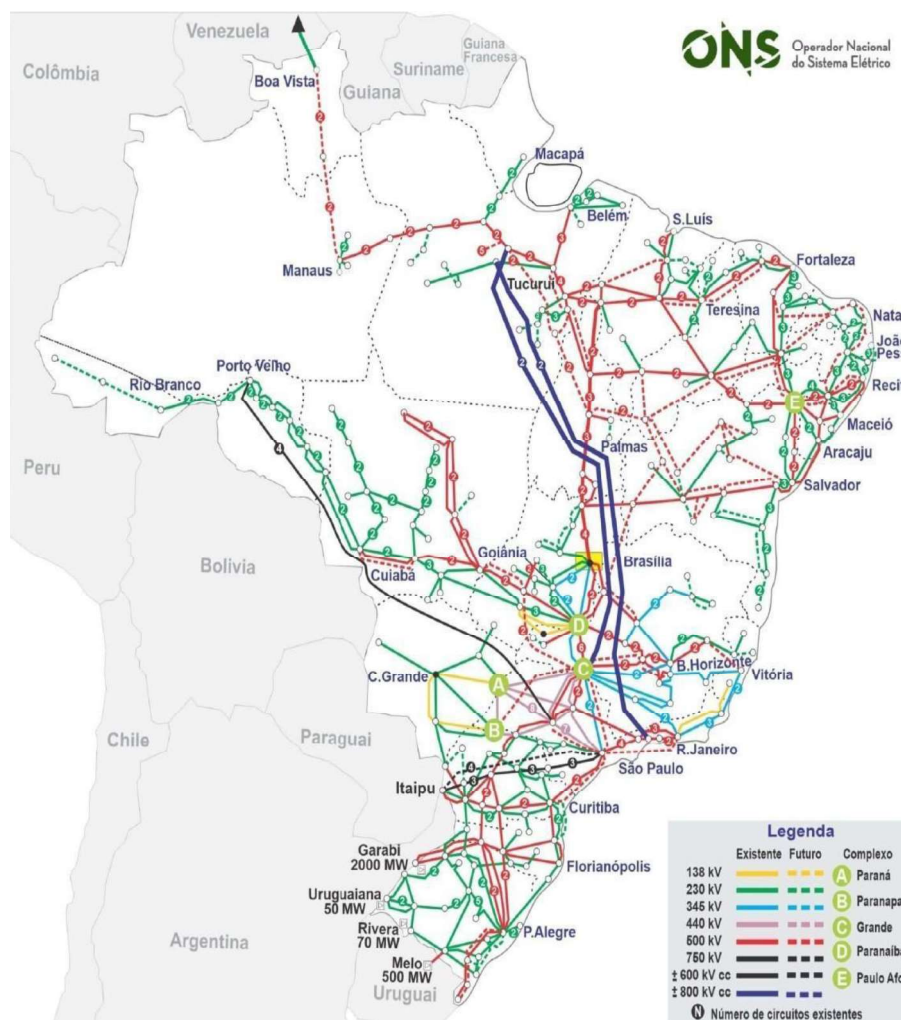


Figura 2: Mapa do Sistema Interligado Nacional. Fonte: ONS, 2024.

3.1.1 Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS desempenha um papel central na gestão e operação do sistema elétrico brasileiro. Composta por empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, além de consumidores independentes, exportadores e importadores de energia, o ONS é responsável por coordenar a produção e o fluxo de energia pelo SIN. Em suas atividades, o ONS supervisiona a operação das usinas e a administração da rede básica de transmissão, garantindo que a energia seja distribuída de forma eficiente e segura para todo o país. O Ministério de Minas e Energia também participa da entidade, com poder de veto assegurando que as políticas e diretrizes governamentais do setor sejam respeitadas. Essa estrutura permite ao ONS monitorar continuamente as condições energéticas do Brasil, ajustando a operação conforme a demanda e as reservas energéticas disponíveis (ANEEL, 2001).

O ONS tem uma série de responsabilidades essenciais para o desenvolvimento e estabilidade do sistema elétrico nacional. A Figura 3 destaca essas obrigações e ilustra como o ONS se posiciona como um agente estratégico no setor elétrico.

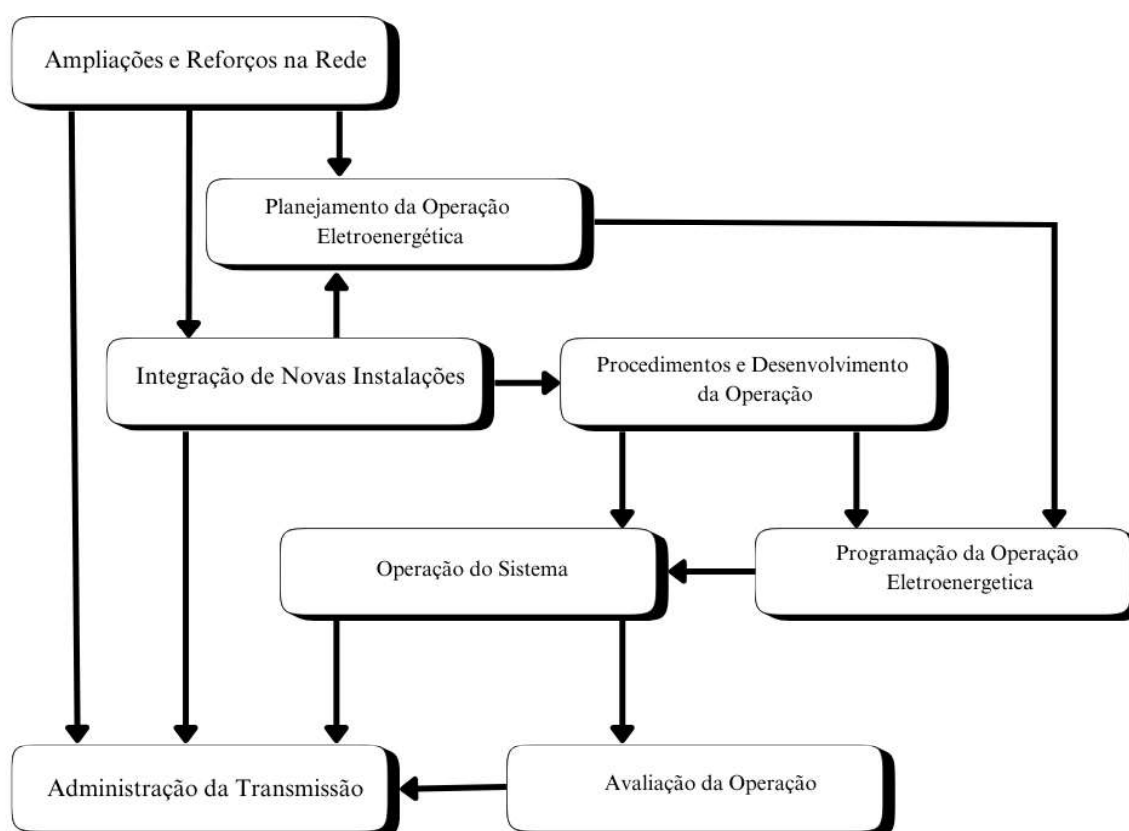


Figura 3: Fluxograma das atribuições do ONS. Fonte: Adaptado de (ONS, 2024).

Entre as responsabilidades do ONS, destaca-se a gestão da operação, que inclui a elaboração e revisão de procedimentos operacionais, o treinamento de operadores e o uso de simuladores para situações de emergência. Essa área também promove a operação remota e a integração de novos empreendimentos ao SIN, garantindo uma operação eficiente e segura. Esses esforços estão diretamente alinhados aos Procedimentos de Rede, que representam um conjunto abrangente de normas e critérios técnicos essenciais para a operação segura e eficiente do SIN. Propostos pelo ONS, esses procedimentos coordenam e controlam as atividades de operação da geração e transmissão de energia elétrica no SIN, conforme atribuído pela Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998 (ONS, 2024).

A estrutura dos Procedimentos de Rede anterior a 2020 era organizada em 25 módulos principais, cada um subdividido em submódulos que tratam de temas específicos, permitindo que as diretrizes e regulamentos contemplem todas as etapas e atividades do setor elétrico. A nova estrutura dos Procedimentos de Rede, aprovada pela ANEEL na Resolução Normativa nº 903, traz uma organização mais eficiente e moderna para a operação do sistema elétrico brasileiro, especialmente o SIN. A ANEEL e o ONS passaram a ter responsabilidades distintas na aprovação dos documentos. A ANEEL aprova aspectos mais regulatórios e normativos, enquanto o ONS se concentra em procedimentos operacionais e metodologias práticas (ONS, 2024).

Os Procedimentos de Rede são revisados periodicamente, permitindo que novas tecnologias e regulamentações sejam integradas ao SIN. A estrutura organizada dos Procedimentos de Rede assegura que todos os agentes e operadores do sistema cumpram os requisitos de qualidade e segurança, promovendo eficiência e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro de maneira coordenada e transparente (ONS, 2009).

Os Procedimentos aprovados entraram em vigência a partir de 1 de janeiro de 2021. Este agora é composto por 9 módulos, sendo eles:

- Módulo 1 – Relacionamento com Agentes;
- Módulo 2 – Critérios e Requisitos;
- Módulo 3 – Planejamento da Operação;
- Módulo 4 – Programação da Operação;
- Módulo 5 – Operação do Sistema;
- Módulo 6 – Avaliação da Operação;
- Módulo 7 – Integração de Instalações;
- Módulo 8 – Administração dos Contratos e Contabilização Financeira;
- Módulo 9 – Indicadores.

Entre os módulos vigentes destaca-se o Módulo 2, nele que o ONS determina os critérios e requisitos para a Rede Básica. Este módulo é composto por 16 submódulos. Um dos principais submódulos do Módulo 2 é o submódulo 2.11, este tem por objetivo definir os requisitos técnicos mínimos e as características funcionais para diferentes sistemas de proteção em redes de transmissão de energia. Os principais sistemas contemplados são:

- Sistema de proteção: Inclui os dispositivos e equipamentos responsáveis por detectar e isolar falhas na rede elétrica para evitar danos maiores;
- Sistema de registro de perturbações: Monitora e grava eventos anormais ou falhas na rede, permitindo análises posteriores para identificar as causas;
- Sistema de teleproteção: Utiliza sinais de comunicação rápida entre diferentes pontos da rede para coordenar o desligamento de circuitos em caso de falhas;
- Redes de comunicação para proteção: Infraestrutura de comunicação que suporta a transmissão de sinais de proteção e controle entre diferentes equipamentos e sistemas;

Esses requisitos técnicos mínimos são aplicáveis a todas as instalações de transmissão que fazem parte da Rede Básica. No caso de instalações já existentes, é necessário realizar adequações sempre que houver ampliações, melhorias de grande porte ou de pequeno porte relacionadas aos sistemas de proteção. Além disso, o ONS pode determinar a necessidade de ajustes (ONS, 2024).

Os requisitos também se aplicam às instalações de transmissão destinadas a interligações internacionais e a outras instalações conectadas diretamente à Rede Básica. Para instalações com tensão nominal inferior a 230 kV, que não estão diretamente conectadas aos barramentos da Rede Básica, os requisitos técnicos são definidos pelo agente responsável, a menos que o ONS tenha estabelecido normas específicas ou em casos de exigências em atos de outorga do empreendimento (ONS, 2024).

3.2 Linha de Transmissão

A geração de eletricidade geralmente ocorre em locais afastados dos centros de consumo, como grandes cidades, o que torna as LTs essenciais para transportar energia elétrica até esses locais. Essas LTs desempenham um papel crucial nos sistemas de energia, garantindo que grandes quantidades de eletricidade sejam transferidas com eficiência e com perdas mínimas, mantendo o sistema estável e os custos controlados (MOHAN, 2016).

Segundo Mohan (2016), atualmente o acesso às LTs representa um desafio importante, especialmente para a integração de fontes renováveis, como a energia eólica. Esse gargalo na infraestrutura de transmissão exige a construção de novas linhas, que enfrentam barreiras técnicas e de planejamento.

A maior parte das transmissões são feitas por linhas aéreas de corrente alternada (CA), que operam em tensões elevadas, entre 115 kV a 765 kV, sendo as menores tensões direcionadas à distribuição local e as mais altas para longas distâncias. Além das linhas CA, sistemas de corrente contínua em alta tensão (HVDC) também são utilizados para transmissões a grandes distâncias, por sua eficiência em transportar grandes quantidades de potência. Esses sistemas HVDC utilizam conversores de eletrônica de potência, abordados de forma específica devido às suas características técnicas distintas (MOHAN, 2016).

As LTs, portanto, desempenham um papel importante na estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico, permitindo a interligação entre diferentes regiões. Essa interconexão facilita a troca de energia e possibilita que uma região auxilie outra em casos de falhas ou picos de demanda, um conceito vital para o SIN do Brasil. Dessa forma, a infraestrutura de transmissão suporta não apenas a transferência de eletricidade, mas também a eficiência econômica e a segurança energética do país (BICHELS, 2018).

Em sistemas modernos de energia elétrica, as LTs são projetadas para operar em altas e extra altas tensões, o que reduz as perdas de energia ao longo da distância, aumentando a eficiência do sistema. Essas linhas, em grande parte, são construídas com suporte aéreo, utilizando estruturas de torres e cabos condutores isolados para suportar as elevadas tensões e manter a segurança operacional (KAGAN, 2005).

Sistemas de HVDC também são implementados em alguns casos para longas distâncias, onde a eficiência e o controle da transmissão são ainda mais críticos. Esses sistemas utilizam tecnologia de conversores para transformar corrente alternada em contínua e vice-versa, sendo particularmente úteis para interligar redes de diferentes frequências ou para regiões geograficamente isoladas que exigem um transporte de energia com menores perdas (KAGAN, 2005).

Segundo dados do ONS (2024), a Rede Básica de transmissão no Brasil totaliza 171.640 km em LTs de diferentes níveis de tensão. A Tabela 1 apresenta a extensão atual dessas linhas em 2023 e projeta um aumento significativo na infraestrutura para 2028, quando a rede deverá alcançar um total de 200.015 km.

Tabela 1: Extensão das LTs da Rede Básica e projeção para 2028. Fonte ONS,2024.

CLASSE DE TENSÃO (kV)	EXTENSÃO EM 2023 (km)	PROJEÇÃO DE EXTENSÃO PARA 2028 (km)
230	64.265	69.070
345	10.597	10.744
440	7.061	7.072
500/525	69.247	91.192
600	9.544	9.544
750	1.722	1.722
*800	9.204	10.671

*Linhas de Transmissão em HVDC

Segundo Labegalini (1992) as LTs são compostas por uma série de elementos com funções específicas, que garantem a condução eficiente da corrente elétrica, a proteção contra descargas atmosféricas e a sustentação mecânica de toda a linha. Os principais componentes incluem:

- Condutores;
- Para-raios e cabos para-raios;
- Isoladores;
- Estruturas de suporte.

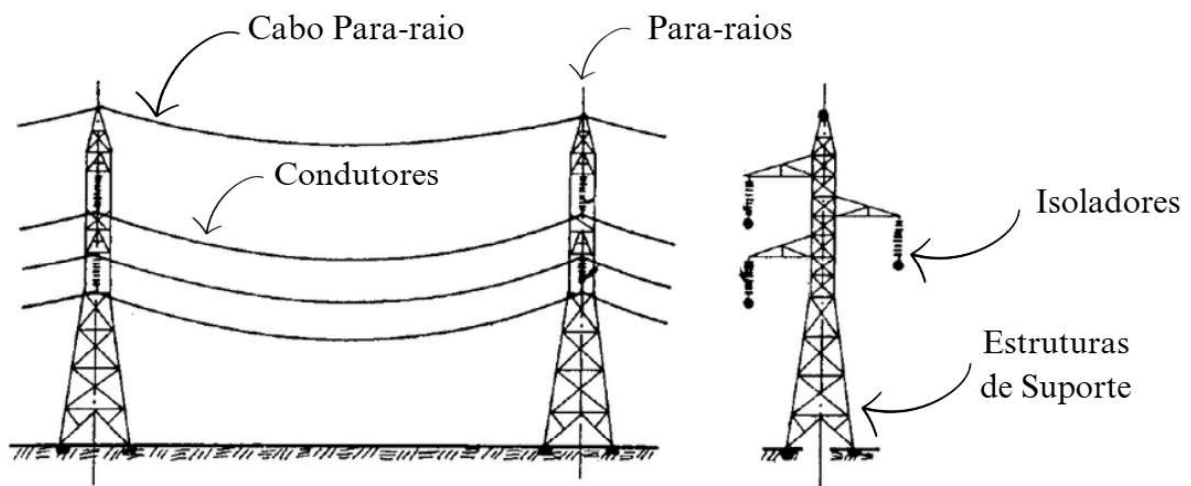


Figura 4: Principais componentes de uma LT. Fonte: Adaptado de (Labegalini, 1992).

Cada um desses elementos é projetado para suportar condições ambientais e operacionais rigorosas, conforme normas técnicas estabelecidas, assegurando a confiabilidade e segurança do sistema de transmissão. O transporte de energia elétrica realizado pelas LTs tem como caráter a prestação de serviço, e esta deve então garantir o transporte confiável e econômico (LABEGALINI, 1992).

3.3 Distúrbios no Sistema Elétrico de Potência

A energia elétrica, desde sua geração até o consumo, percorre longas distâncias através de complexos sistemas de transmissão e distribuição, formando o Sistema Elétrico de Potência. Quando ocorre uma interrupção no fornecimento de eletricidade, o transtorno causado é evidente, pois se tem o hábito de ter o conforto proporcionado pelo fornecimento contínuo de energia (JUNIOR; FURLANETO; PREARO, 2009).

Segundo Mamede Filho (2013) às interrupções no sistema elétrico brasileiro se dão pelas causas descritas na Tabela 2.

Tabela 2: Interrupções no SEP. Fonte: Adaptado Mamede Filho, 2013.

ORIGEM DAS INTERRUPÇÕES	PORCENTAGEM
Fenômenos naturais	68%
Falhas em materiais e equipamentos	12%
Falhas humanas	9%
Falhas diversas	9%
Falhas operacionais	8%
Falhas na proteção e medição	4%
Objetos estranhos sobre a rede	4%
Condições ambientais	6%

As origens destas interrupções no SEP estão em várias partes do sistema, sua maior incidência fica por conta das LTs, cerca de 68%, em seguida a rede de distribuição com 10%, barramento de subestação com 7%, transformador de potência 6%, próprio sistema e consumidor com 4% e apenas 1% no gerador. A duração das interrupções (T em minutos) são:

- $1 < T \leq 3$: 57%;
- $3 < T \leq 15$: 21%;
- $15 < T \leq 30$: 6%;
- $30 < T \leq 60$: 4%;
- $60 < T \leq 120$: 3%;
- $T > 120$: 9%.

Um tipo específico de interrupção, bastante comum em sistemas de distribuição urbanos ou rurais, é o defeito fugitivo. Esse tipo de interrupção é causado por uma falta monopolar à terra de curtíssima duração, como a palha de uma palmeira tocando os condutores de uma rede aérea, devido a uma rajada de vento. Estatísticas indicam que cerca de 80% das interrupções totais são classificadas como fugitivas (MAMEDE FILHO, 2013).

As interrupções de energia elétrica podem gerar impacto financeiro e social. As falhas no fornecimento causam perdas significativas tanto para as concessionárias quanto para os consumidores. Do ponto de vista financeiro, as concessionárias enfrentam perda de receita, devido à energia não comercializada durante o período de interrupção. Além disso, há custos adicionais relacionados aos esforços para restaurar o serviço e à necessidade de investimentos em estratégias de comunicação e marketing para manter a confiança dos clientes, especialmente em um cenário de alta competitividade (MAMEDE FILHO, 2013).

Para os consumidores, os custos sociais das interrupções variam conforme o tipo de usuário afetado. Em setores industriais e comerciais, as falhas no fornecimento de energia podem resultar em perda de produção, danos a equipamentos e impacto negativo nas receitas. Já para os consumidores residenciais, embora o impacto financeiro possa ser menor, há um desconforto significativo e possível perda de alimentos perecíveis, entre outros inconvenientes (MAMEDE FILHO, 2013).

Para entender melhor o impacto das interrupções, algumas concessionárias realizam pesquisas diretas com seus consumidores, considerando fatores como a duração da interrupção, o horário em que ocorre e o tipo de consumidor afetado. Essas variáveis ajudam a estimar os custos associados, permitindo que as empresas planejem e implementem medidas para mitigar os efeitos das falhas e aprimorar a confiabilidade do sistema elétrico (MAMEDE FILHO, 2013).

3.3.1 Distúrbio em Linhas de Transmissão

Faltas em LTs são interrupções no fornecimento de energia elétrica, que podem ser totais ou parciais, e são causadas por problemas internos ou influências externas ao sistema. Essas faltas são classificadas em dois tipos principais: permanentes e intermitentes (GOMES, 2011, apud COURY, 2002).

As faltas permanentes são aquelas que causam danos irreversíveis ao sistema elétrico. Exemplos incluem o rompimento de cabos, falhas em isoladores ou outros danos físicos em equipamentos. Quando esse tipo de falha ocorre, o disjuntor atua para interromper o fluxo de

corrente elétrica, mas o fornecimento de energia não pode ser restabelecido automaticamente. É necessário realizar reparos físicos para que a continuidade do serviço seja retomada (GOMES, 2011, apud COURY, 2002).

Por outro lado, as faltas intermitentes são temporárias e geralmente não causam danos físicos permanentes aos componentes do sistema. Elas podem ser provocadas por fenômenos como descargas atmosféricas, contato momentâneo com galhos de árvores ou animais tocando nas linhas. Nesses casos, a proteção atua desligando temporariamente a linha, mas, como não há danos estruturais, o sistema pode ser religado automaticamente após o evento, restabelecendo o fornecimento de energia sem a necessidade de intervenções físicas (GOMES, 2011, apud COURY, 2002).

Segundo o ONS (2017) as principais causas de desligamentos nas LTs da rede básica estão relacionadas às condições meteorológicas (descargas atmosféricas, chuva forte, vento forte), seguido de queimadas e vegetação, só em 2016 estas foram responsáveis por 50% dos desligamentos em LTs. A Figura 5 apresenta por completo os desligamentos dos anos de 2012 à 2016.

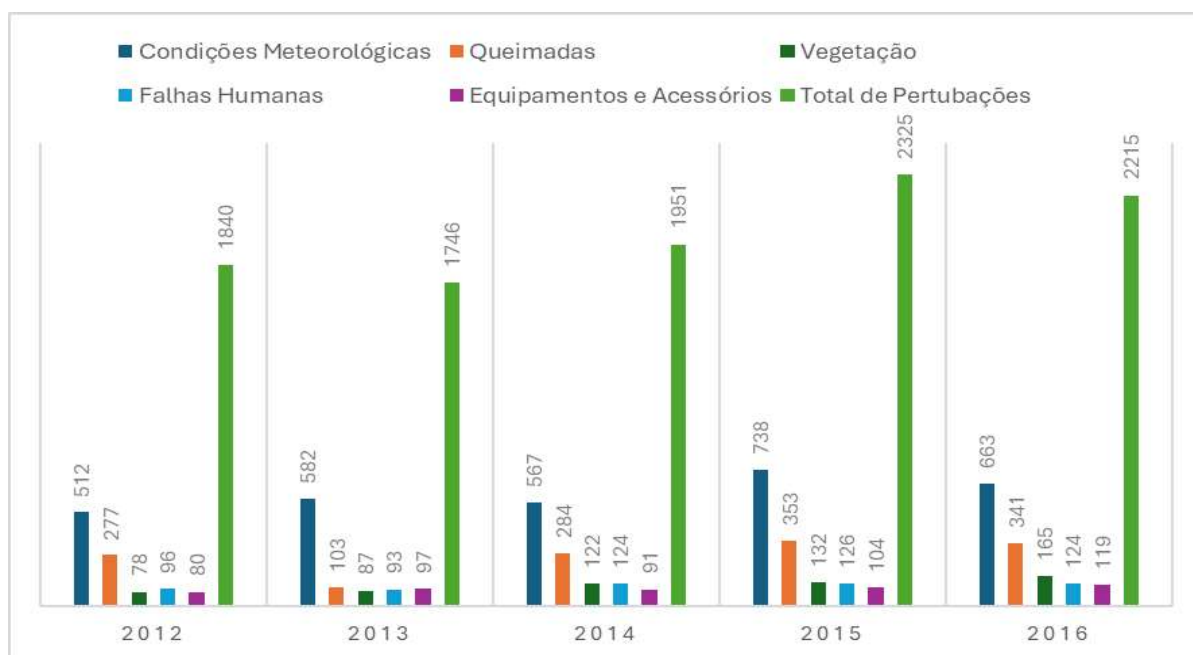


Figura 5: Perturbações em LTs da Rede Básica. Fonte: Adaptado de (ONS, 2017).

Durante a ocorrência de uma falta em uma LT, diversos fatores influenciam de maneira significativa seu comportamento. Aspectos como as características das descargas atmosféricas, o relevo ao longo do trajeto, a resistividade do solo e os parâmetros geométricos da linha

exercem influência direta no desempenho da transmissão. Esses elementos tornam a análise desafiadora, exigindo o uso de metodologias sofisticadas e simulações detalhadas para avaliar o impacto sobre o sistema e prever cenários de desligamentos (CUNHA, 2010).

3.3.2 Curto-Circuito

Um curto-circuito ocorre quando há uma conexão inesperada de baixa resistência entre dois ou mais pontos de um sistema elétrico, resultando em um aumento abrupto da corrente elétrica. As causas comuns incluem falhas de isolamento, contatos inadequados ou interferências externas. Esses eventos representam um dos maiores desafios para a segurança e estabilidade das redes de energia, podendo causar sérios danos a equipamentos, como transformadores e geradores, se não forem devidamente interrompidos por dispositivos de proteção (SATO; FREITAS, 2015; KINDERMANN, 1997).

Os efeitos de um curto-circuito incluem sobrecargas térmicas e forças eletromecânicas intensas que podem levar a falhas catastróficas no sistema elétrico. Dispositivos de proteção, como relés e disjuntores, são essenciais para interromper rapidamente o fluxo de corrente e minimizar danos. Além disso, a análise de curto-circuito é fundamental para o dimensionamento e ajuste de sistemas de proteção, permitindo prever e mitigar impactos potenciais na rede (MAMEDE FILHO, 2013).

Os tipos de curtos-circuitos mais comuns são:

Monofásico: Envolve uma fase e o solo, considerado o mais frequente, representando cerca de 70% das ocorrências. Exige a análise com componentes de sequência positiva, negativa e zero para uma modelagem precisa (SATO; FREITAS, 2015);

- Bifásico: Envolve duas fases sem ligação ao solo. Este tipo de falha é caracterizado pela presença de correntes de sequência positiva e negativa, mas sem componente de sequência zero, pois esta necessita do caminho de retorno para a corrente, ou seja, necessita do envolvimento de neutro ou terra no curto circuito. (KINDERMANN, 1997; BICHELS, 2010);
- Trifásico: Envolve as três fases de forma equilibrada. É a falha mais severa devido à elevada corrente gerada, mas é menos comum. Requer apenas a rede de sequência positiva para modelagem (MAMEDE FILHO, 2013).

3.3.3 Análise de Curto-Circuito

Na análise de curto-circuito, as correntes e tensões no sistema sofrem perturbações que podem ser decompostas em componentes simétricos, conforme a técnica proposta por Fortescue. Essas componentes incluem as seqüências positiva, negativa e zero (KINDERMANN, 1992).

A seqüência positiva representa as condições normais de operação do sistema, com vetores de corrente e tensão de mesma magnitude, defasados de 120 graus e girando no mesmo sentido do sistema. Durante uma falha, parte da seqüência positiva pode persistir, mas seu equilíbrio é comprometido pela presença das outras seqüências (BICHELS, 2010).

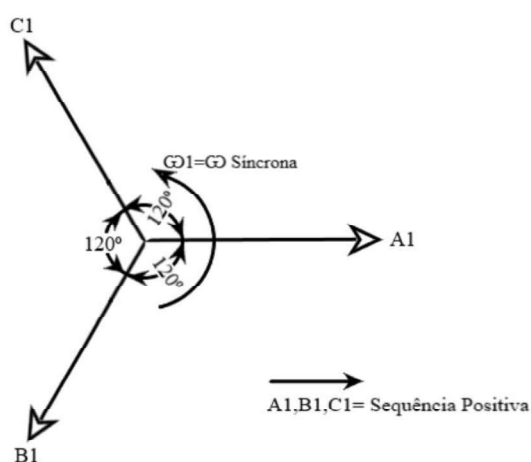


Figura 6: Diagrama Fasorial de Seqüência Positiva. Fonte: Adaptado de (Kindermann, 1992).

A seqüência negativa surge durante desequilíbrios, como falhas assimétricas. Seus vetores também possuem a mesma magnitude e defasagem de 120 graus, mas giram no sentido oposto ao da seqüência positiva. Essa condição pode causar vibrações e superaquecimento em máquinas rotativas, sendo crucial para o ajuste de dispositivos de proteção (MOHAN, 2012).

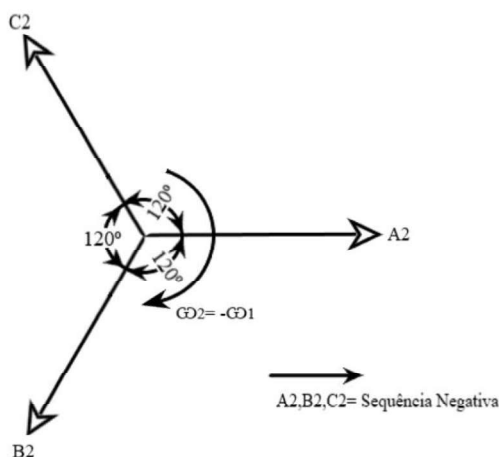


Figura 7: Diagrama Fasorial de Seqüência Negativa. Fonte: Adaptado de (Kindermann, 1992).

A sequência zero, por sua vez, é caracterizada por vetores de mesma magnitude e fase, associados a falhas com neutro ou aterramento, como curtos monofásicos. Ela é relevante em sistemas com neutro acessível, enquanto em sistemas isolados tende a estar ausente, pois não há caminho de retorno para a corrente (BICHELS, 2010; KAGAN, 2005).

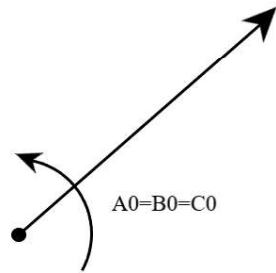


Figura 8: Diagrama Fasorial de Sequência Zero. Fonte: Adaptado de (Kindermann, 1992).

Segundo Mohan (2012) a técnica de componentes simétricas é particularmente útil para simplificar a análise de diferentes tipos de falha:

- Em curtos monofásicos-terra, todas as sequências (positiva, negativa e zero) são consideradas;
- Em curtos bifásicos sem aterramento, apenas as sequências positiva e negativa são necessárias;
- Em curtos trifásicos equilibrados, somente a sequência positiva está presente, devido à simetria.

No caso de um curto-circuito bifásico, por exemplo, as correntes das duas fases envolvidas apresentam módulos iguais, mas sentidos opostos, enquanto a terceira fase mantém-se neutra ou apresenta alterações mínimas. A partir do diagrama fasorial mostrado na Figura 9, é possível observar que os vetores das tensões se deslocam, indicando o desequilíbrio causado pela falta, enquanto as correntes se organizam para refletir a nova condição de falha (MOHAN, 2012; KAGAN, 2005).

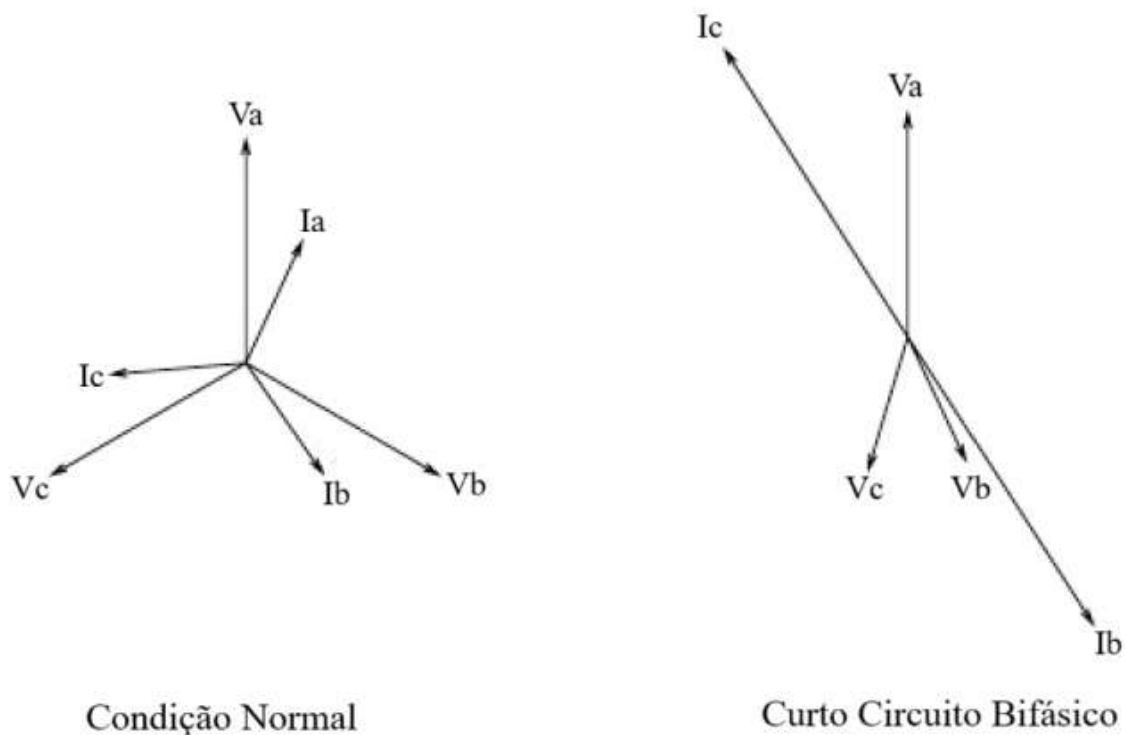


Figura 9: Fasores de tensão e corrente em condição normal e em curto-circuito bifásico. Fonte: Adaptado de (SATO; FREITAS, 2015).

3.4 Sistemas de Proteção

A proteção em sistemas de potência é uma área que garante a segurança e a estabilidade da operação elétrica, especialmente em LTs estratégicas. A principal função dos sistemas de proteção é desconectar rapidamente qualquer parte do sistema que esteja operando fora dos limites aceitáveis, evitando assim danos graves aos equipamentos e minimizando o impacto nas demais partes do sistema. Além disso, esses sistemas fornecem informações essenciais para que os operadores possam identificar rapidamente a origem de falhas e proceder à sua recuperação. Para tanto, a proteção é projetada com dispositivos fundamentais, como fusíveis e relés associados a disjuntores, que realizam a desconexão da área afetada, interrompendo a ligação com a fonte de energia (MAMEDE FILHO, 2013).

3.4.1 Estrutura básica e Requisitos de um Sistema de Proteção

A estrutura de um sistema de proteção em um SEP é fundamental para detectar e isolar rapidamente falhas, preservando a integridade do sistema. Segundo Mamede Filho (2013), um sistema de proteção típico é composto por várias unidades que atuam em conjunto:

- Unidade de entrada: Recebe os sinais de corrente e tensão, isolando eletricamente os dispositivos de proteção do sistema principal;
- Unidade de conversão de sinal: Transforma os sinais provenientes da unidade de entrada em níveis compatíveis com o funcionamento dos relés;
- Unidade de medida: Compara os sinais de corrente e tensão recebidos com valores de referência pré-definidos e decide quando enviar um sinal de desconexão;
- Fonte de tensão auxiliar: Fornece a energia necessária para as unidades internas do relé e possibilita a operação autônoma do sistema de proteção;
- Unidade de saída e de acionamento: Executam a desconexão física do sistema através de um disjuntor ou interruptor, isolando a parte defeituosa.

Esses elementos descritos na Figura 10, quando integrados, formam uma estrutura robusta e autônoma de proteção, que é capaz de operar em condições de sobrecorrente, sobretensão, e outros distúrbios elétricos, aumentando a confiabilidade e segurança do sistema elétrico.

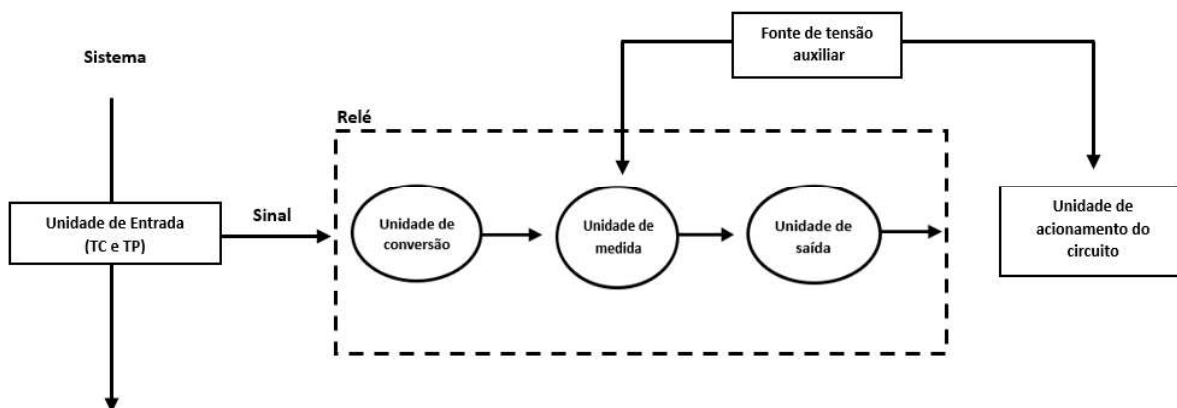


Figura 10: Esquema básico de um sistema de proteção. Fonte: Adaptado de (MAMEDE FILHO, 2013).

Um sistema de proteção bem projetado garante a segurança, confiabilidade e continuidade operacional. Segundo Mamede Filho (2013), para que um projeto de proteção apresente um desempenho satisfatório, ele deve atender a algumas propriedades fundamentais, que incluem seletividade, zonas de atuação, velocidade, sensibilidade, confiabilidade e automação.

3.4.1.1 Transformadores

Um sistema de proteção exige a obtenção de dados através da medição dos parâmetros elétricos dos equipamentos monitorados em campo. Para isso, os relés de proteção são alimentados por sinais de tensão e corrente fornecidos pelos transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs). Esses transformadores desempenham a função de isolar os circuitos de alta tensão do sistema elétrico, além de fornecer, de forma proporcional, às grandezas elétricas necessárias para os circuitos de medição dos relés. O desempenho adequado desses transformadores é essencial para a operação eficaz dos relés e, conseqüentemente, para a eficiência do sistema de proteção (DUARTE, 2018).

3.4.1.2 Transformador de Corrente

Os TCs são utilizados para reduzir as correntes do sistema elétrico a níveis adequados para os valores nominais dos relés e instrumentos de medição, garantindo a proteção dos circuitos secundários. Além disso, os TCs desempenham a função crucial de isolar os circuitos de medição do sistema primário de alta tensão, permitindo a padronização das correntes nominais nos dispositivos conectados (DUARTE, 2018).

O TC é projetado para reproduzir, de forma proporcional, a corrente do circuito primário em seu circuito secundário, mantendo a posição fasorial original. Essa característica é essencial para alimentar instrumentos de medição, controle e proteção que exigem valores precisos e adequados para o seu funcionamento. Em outras palavras, o TC deve gerar em seu secundário uma corrente que seja uma réplica escalonada da corrente do primário do sistema elétrico. Segundo Geraldo Kindermann (2005), as principais funções de um TC são:

- Isolar os equipamentos de medição, controle e proteção dos circuitos de alta tensão, garantindo a segurança dos sistemas;
- Fornecer em seu secundário uma corrente proporcional à corrente do primário, preservando as características elétricas fundamentais;
- Disponibilizar, no circuito secundário, uma corrente em níveis compatíveis com os requisitos operacionais de medidores e relés.

O dimensionamento adequado de um TC é fundamental para minimizar perdas e garantir a precisão do sistema de proteção. Conforme explicado por Geraldo Kindermann (2005), a bobina primária do TC é conectada em série com a carga, conforme ilustrado na Figura 11. Nesse arranjo, a corrente de carga flui integralmente pela bobina primária do TC.

Para evitar quedas de tensão significativas e reduzir o consumo energético do próprio TC, a bobina primária deve ser projetada com características específicas:

- Condutores de grande seção transversal, de modo a minimizar a resistência elétrica;
- Poucas espiras, para reduzir a reatância indutiva.

Como a bobina primária está em série com a carga, a corrente que circula pelo TC varia conforme a demanda do sistema. Assim, o TC deve ser dimensionado para operar de forma eficiente em uma ampla faixa de correntes, desde condições normais de operação até a corrente de curto-circuito máxima no ponto de instalação. Os dispositivos conectados ao circuito secundário do TC, como relés e instrumentos de medição, devem ser dispostos em série. Essa configuração garante que todos os equipamentos recebam a mesma corrente, preservando a precisão das medições e a eficácia das proteções.

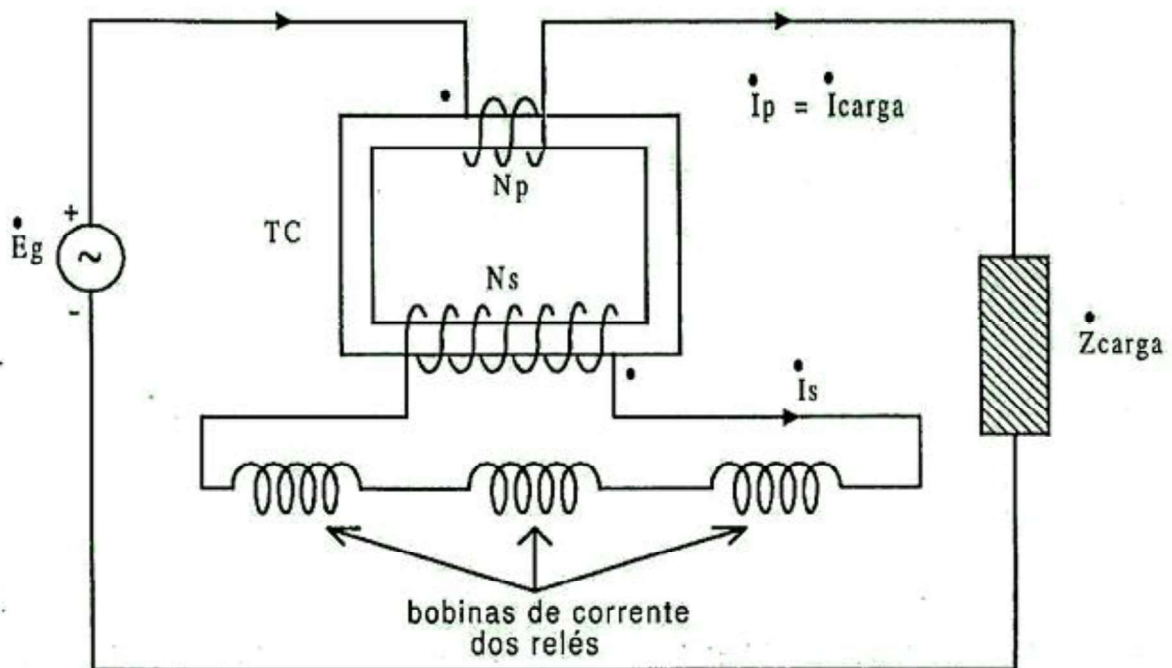


Figura 11: Ligação do Transformador de Corrente. Fonte: KINDERMANN, 2005.

Uma regra fundamental para o correto funcionamento de um TC é a relação de polaridade entre as correntes primária e secundária. Conforme ilustrado na Figura 12, a corrente primária I_1 deve entrar no terminal de polaridade marcado no lado primário do TC, enquanto a corrente secundária I_2 deve sair pelo terminal de polaridade correspondente no lado secundário. Essa configuração assegura que as correntes I_1 e I_2 estejam em fase (KINDERMANN, 2005).

Essa regra garante que as grandezas medidas no circuito secundário sejam uma réplica proporcional e coerente das grandezas do circuito primário, mantendo a integridade das medições e das proteções. Se essa relação de polaridade não for observada, os sinais de corrente poderão ser lidos de forma invertida ou com defasagens, o que pode levar a erros na operação dos relés de proteção e instrumentos de medição.



Figura 12: Marcas de Polaridade e Sentido das Correntes. Fonte: KINDERMANN, 2005.

Outro ponto fundamental na operação de um TC é a sua relação de transformação, descritas em (1) e (2), considerando um transformador operando dentro das características ideais, define-se a relação de transformação do TC, como:

$$RTC = N_s/N_p \quad (1)$$

$$I_s = I_p/RTC \quad (2)$$

Onde:

RTC – Relação de transformação

N_p – Número de espiras no primário

N_s – Número de espiras no secundário

I_p ou I_1 – Corrente no primário

I_s ou I_2 – Corrente no secundário

3.4.1.3 Transformador de Potencial

Os TPs são equipamentos destinados à medição e proteção, cuja função é transformar tensões elevadas do sistema elétrico em valores proporcionais e seguros para os dispositivos de medição e controle. O enrolamento primário do TP é conectado em paralelo com o circuito elétrico, enquanto o secundário reproduz uma tensão proporcional à do primário, determinada

pela relação entre o número de espiras de cada enrolamento, descritas em (3) (KINDERMANN, 2005).

$$RTP = \frac{Np}{Ns} = \frac{Vp}{Vs} \quad (3)$$

Onde:

Np – Número de espiras no primário

Ns – Número de espiras no secundário

Vp – Tensão nominal de fase-neutro no primário

Vs – Tensão nominal de fase-neutro no secundário

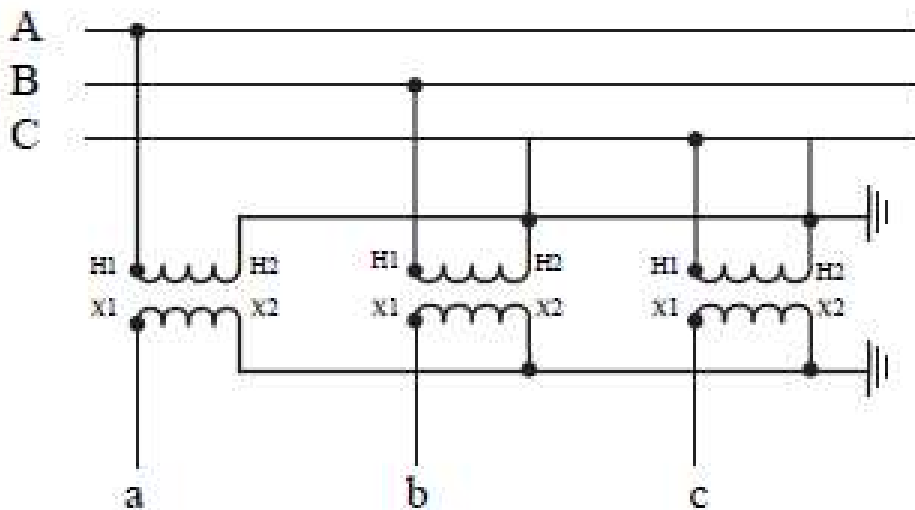


Figura 13: Ligação estrela para transformadores de potencial. Fonte: DUARTE, 2018.

Em termos construtivos, o transformador de potencial é similar ao transformador de força, mas suas aplicações diferem significativamente. Enquanto os transformadores de força são projetados para fornecer energia a cargas secundárias sem exceder limites de elevação de temperatura, os TPs são projetados para garantir que a tensão secundária permaneça dentro de limites específicos de erro de transformação, assegurando a precisão das medições e a confiabilidade dos sistemas de proteção (DUARTE, 2018).

3.4.2 Relés de Proteção

Em um sistema elétrico de potência, além dos principais equipamentos utilizados no sistema, destaca-se a importância dos relés de proteção. Esses dispositivos, embora menores,

são fundamentais para garantir a operação segura e eficiente do sistema, desempenhando um papel tão crucial quanto os principais equipamentos.

Segundo Duarte (2018) o relé de proteção é um dispositivo eletromecânico ou digital projetado para monitorar continuamente as variáveis elétricas do sistema, como corrente, tensão, frequência e impedância, a fim de identificar condições operacionais anômalas ou falhas. Sua função principal é atuar de forma rápida e precisa para minimizar os impactos adversos de curtos-circuitos, sobrecargas e outros distúrbios que possam comprometer a estabilidade do sistema e a integridade dos equipamentos.

Ao projetar e operar sistemas de proteção, três objetivos fundamentais devem ser alcançados (DUARTE, 2018):

- Garantir o funcionamento seguro em condições normais de operação;
- Detectar e isolar falhas antes que causem danos significativos;
- Reduzir as consequências de falhas inevitáveis, limitando sua propagação e mitigando seus impactos.

Para cumprir essas funções, os relés de proteção são conectados ao sistema elétrico por meio de dispositivos de medição de grandezas primárias, como TC e TP. Esses instrumentos convertem sinais de alta potência em níveis seguros e adequados para análise. Quando uma anomalia é detectada, o relé de proteção emite um comando para o disjuntor associado, interrompendo o circuito afetado e protegendo o restante do sistema contra falhas em cascata. Dessa forma, o relé de proteção não apenas contribui para a continuidade do serviço, mas também desempenha uma função fundamental na proteção de equipamentos, na segurança do pessoal e na confiabilidade global do sistema elétrico (DUARTE, 2018).

3.4.2.1 Relés Digitais

Com o avanço da automação nos sistemas elétricos industriais e de potência, os relés digitais consolidaram-se como elementos essenciais nos esquemas de proteção. Esses dispositivos são compostos por circuitos eletrônicos com processadores de alta velocidade, que operam por meio de softwares especializados. Esses programas processam as informações provenientes dos transformadores de medida, e os comandos resultantes são executados por contatos externos, com base na análise microprocessada do relé. Os ajustes podem ser realizados diretamente no painel frontal, por meio de teclas de membrana e instruções específicas, ou via interface serial conectada a um microcomputador (MAMEDE FILHO, 2013).

Uma característica relevante dos relés digitais é a ausência de padronização nas dimensões físicas, dificultando a intercambialidade entre modelos de diferentes fabricantes, ou mesmo entre versões de um mesmo fabricante com distintas tecnologias. Além das funções clássicas de proteção, esses relés incorporam funcionalidades avançadas, como comunicação remota, medição de grandezas elétricas, controle, sinalização e monitoramento à distância (MAMEDE FILHO, 2013).



Figura 14: Relé digital. Fonte: Autoria Própria.

3.4.2.2 Relés Digitais Numéricos

Os relés numéricos representam uma evolução dos relés digitais, incorporando processadores de sinal digital (DSP) especializados em algoritmos matemáticos avançados para processamento em tempo real. A tecnologia DSP permite maior precisão e capacidade de realizar múltiplas funções, consolidando-se em uma solução única (*one-box solution*). Além disso, esses relés utilizam múltiplos processadores para garantir desempenho computacional, possibilitando a integração de diversas funções antes implementadas em dispositivos separados. As funcionalidades de um relé digital incluem (RUSH, 2011):

- Proteção de Distância – várias configurações incluindo a definida pelo usuário;
- Proteção de Sobrecorrente (direcional e não direcional);
- Diversos Grupos de Ajustes para valores da proteção;
- Proteção de Religamento sob Falta;

- Bloqueio por Oscilação de Potência;
- Supervisão de Transformador de Potencial;
- Proteção de Corrente de Sequência Negativa;
- Proteção de Subtensão;
- Proteção de Sobretensão;
- Proteção de Falha de Disjuntor;
- Localização de Falta;
- Supervisão de Transformador de Corrente;
- Supervisão de Transformador de Potencial;
- Verificação de Sincronização;
- Religamento Automático;
- Monitoramento da Condição do Disjuntor;
- Monitoramento do Estado do Disjuntor;
- Lógica Definida pelo Usuário;
- Detecção de Continuidade da Fiação;
- Medição de Grandezas do Sistema Elétrico (correntes, tensões etc.);
- Registrador de Falta/Evento/Distúrbio.

Os relés numéricos consolidaram-se como uma solução centralizada para implementar diversas funções de proteção, como sobrecorrente e falta à terra, que antes exigiam múltiplos dispositivos independentes. Cada função de proteção é configurada como um “elemento de relé”, composto por uma ou mais rotinas de software, permitindo que um único dispositivo físico execute múltiplas tarefas simultaneamente.

Com base em experiências práticas, a maioria das falhas mecânicas em hardware foi antecipada e mitigada durante o desenvolvimento do projeto. Problemas de software são reduzidos por meio de técnicas rigorosas de engenharia, testes extensivos em protótipos e atualizações seguras de firmware, realizadas até mesmo remotamente via canais de comunicação. Estudos demonstram que os relés numéricos alcançam níveis de confiabilidade e disponibilidade iguais ou superiores aos relés eletromecânicos, estáticos e digitais que os precederam (RUSH, 2011).

Segundo Rush (2011) uma arquitetura típica de hardware de relés numéricos é composta por diversos módulos que trabalham em conjunto para garantir a proteção e o monitoramento eficiente do sistema elétrico. Os principais componentes e suas funções são:

- Entrada Analógica: Este módulo é responsável por receber sinais analógicos de grandezas elétricas, como corrente e tensão, diretamente do sistema de potência. Esses sinais são provenientes de TC e TP. A entrada analógica garante que os valores reais do sistema sejam capturados com precisão;
- Conversor Analógico-Digital (ADC): O ADC converte os sinais analógicos recebidos em dados digitais. Essa conversão é essencial para que o processador possa interpretar e trabalhar com as informações. O ADC realiza amostragens periódicas dos sinais analógicos, transformando-os em valores binários que representam as grandezas físicas medidas;
- Processador Digital de Sinais (DSP): Este é o coração do relé numérico. O DSP utiliza algoritmos avançados para analisar os dados digitais recebidos do ADC. Ele é capaz de realizar cálculos complexos, como a Transformada Discreta de Fourier (TDF), que é usada para extrair componentes fundamentais de frequência das formas de onda, identificar distúrbios e calcular os valores eficazes. Com base nessa análise, o DSP decide se uma condição anormal, como um curto-circuito ou sobrecarga, está presente no sistema;
- Algoritmos de Proteção: Os algoritmos de proteção são implementados no software do DSP. Eles definem as funções específicas do relé, como proteção contra sobrecorrente, proteção diferencial ou distância. Cada função de proteção é configurada como um "elemento de relé", que pode operar de forma independente ou combinada com outros elementos;
- Interface de Comunicação: Este módulo permite a integração do relé numérico com sistemas externos, como centros de controle ou outros dispositivos de proteção. A comunicação pode ser realizada por meio de protocolos padrão, como IEC 61850 ou Modbus. Isso facilita o monitoramento remoto, a coleta de dados e a execução de comandos;
- Interface de Controle Local: Além da comunicação remota, os relés numéricos possuem uma interface de controle local, que pode ser acessada diretamente no painel do dispositivo. Esta interface permite ao operador visualizar os dados operacionais, ajustar os parâmetros de proteção e executar testes diretamente no local;
- Saídas de Comando: Com base nas decisões tomadas pelos algoritmos de proteção, o relé envia sinais de comando através de suas saídas para dispositivos de atuação, como disjuntores. Esses comandos podem isolar uma parte do sistema afetada por uma falha, garantindo a segurança e a estabilidade da rede elétrica.

Essa arquitetura integrada permite que os relés numéricos realizem diversas funções de proteção, controle e comunicação de maneira eficiente e precisa. Cada módulo desempenha um papel crucial no ciclo de detecção, análise e resposta a condições anormais no sistema elétrico, oferecendo alta confiabilidade e flexibilidade operacional.

3.4.2.3 Registrador Digital de Perturbação e Oscilografia

O Registrador Digital de Perturbações (RDP) é um dispositivo fundamental para o monitoramento e análise de eventos em sistemas de potência. Ele registra dados operacionais e de oscilografia antes, durante e após perturbações, permitindo a identificação de causas raiz de falhas, localização precisa de pontos de falha e suporte à manutenção preditiva. Esse dispositivo se destaca por sua capacidade de registrar dados em alta resolução e por períodos prolongados, superando as limitações de sistemas tradicionais de proteção e monitoramento (Schweitzer Engineering Laboratories, 2021).

Os RDPs tornaram-se indispensáveis para a análise de eventos nos sistemas elétricos, desempenhando um papel crítico nos processos de geração, transmissão e distribuição de energia. No contexto brasileiro, o ONS exige, através de regulamentações, que todas as instalações do SIN sejam equipadas com RDPs como um dos requisitos mínimos obrigatórios (ONS, 2007).

A principal função dos RDPs é garantir um monitoramento contínuo e preciso das condições operacionais do sistema elétrico, especialmente durante eventos críticos, como faltas elétricas, oscilações de frequência e falhas operativas. Esses dispositivos são ajustados com alta sensibilidade, permitindo o registro de perturbações que, embora não acionem imediatamente os sistemas de proteção, fornecem informações valiosas para análise. Dessa forma, os RDPs são fundamentais não apenas para diagnosticar falhas, mas também para identificar possíveis atuações indevidas dos sistemas de proteção. Os dados registrados podem ser usados para ajustar relés e outros dispositivos, promovendo melhorias na confiabilidade e na eficiência do sistema elétrico (MORETO; ROLIM, 2010).

A oscilografia é a técnica utilizada para registrar as oscilações das grandezas elétricas, como tensões e correntes, em sistemas de potência. Originalmente feita por dispositivos eletromecânicos, a oscilografia evoluiu significativamente com o advento dos Registradores Digitais de Perturbações (RDPs). Esses dispositivos modernos capturam e armazenam registros detalhados de oscilações em alta resolução, possibilitando análises profundas das condições operacionais. Os RDPs não apenas registram dados brutos, mas também realizam medições

fasoriais e de frequência, além de monitorarem estados digitais e variáveis calculadas, como potências e componentes harmônicas. Isso permite uma visão abrangente e precisa das condições do sistema, facilitando a identificação de falhas, a avaliação de desempenho de equipamentos e a análise de qualidade de energia. A sincronização temporal dos registros, muitas vezes por meio de sistemas GPS, garante que os dados capturados possam ser correlacionados com precisão, oferecendo um suporte valioso para decisões operacionais e de manutenção (MORETO; ROLIM, 2010).

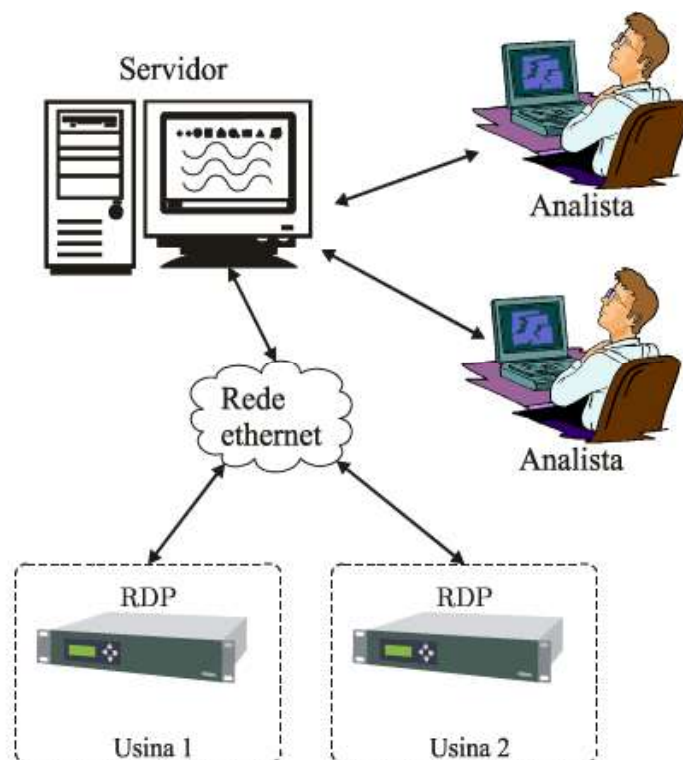


Figura 15: Exemplo de rede com RDP e oscilografia. Fonte: MORETO; ROLIM, 2010.

3.5 Proteção de Linhas de Transmissão

A proteção de uma LT tem como principal objetivo identificar rapidamente a localização de um curto-circuito, permitindo diferenciar falhas internas (dentro do trecho protegido) das falhas externas (fora do trecho protegido) (DUARTE, 2018).

Para isso, existem diferentes tipos de sistemas de proteção, que incluem (ONS, 2020):

- Proteções de Sobrecorrente: Detectam correntes acima do limite esperado;
- Proteções de Sobrecorrente Direcionais: Identificam a direção da corrente de falha;

- Proteções de Distância: Calculam a distância do ponto de falha com base na impedância da linha;
- Proteções Diferenciais: Comparam as correntes nos terminais da linha para identificar discrepâncias que indiquem falhas;
- Esquemas de Teleproteção (Proteções Piloto): Utilizam canais de comunicação entre os terminais para coordenar a proteção.

No SIN, as LT que fazem parte da Rede Básica, seguem requisitos específicos. Segundo os procedimentos de rede, essas LTs devem ser protegidas por sistemas redundantes, ou seja, devem possuir dois esquemas de proteção independentes. Ambos os esquemas devem estar equipados com teleproteção, garantindo maior confiabilidade e rapidez na detecção e isolamento de falhas.

Para compreender os sistemas de proteção, é fundamental abordar a padronização dos nomes e funções dos dispositivos utilizados. Nesse contexto, destaca-se a Tabela ANSI (American National Standards Institute), que estabelece uma nomenclatura padrão para as funções de proteção em sistemas elétricos.

Segundo o Mundo da Elétrica (2023), a Tabela ANSI organiza essas funções por meio de códigos numéricos, cada um associado a uma função específica do dispositivo de proteção. Essa padronização permite uma identificação clara e universal das funções de proteção, facilitando o projeto, a operação e a manutenção dos sistemas elétricos. A adoção desses códigos padronizados é essencial para garantir a uniformidade e a comunicação eficiente entre profissionais e sistemas, especialmente em redes interligadas como o SIN.

Com isso, as principais funções utilizadas nos terminais das LTs (MAMEDE FILHO, 2013):

Tabela 3: Principais funções de proteção utilizadas em LTs. Fonte: Adaptado de (MAMEDE, 2013).

NOMENCLATURA	FUNÇÃO
21	proteção de distância
21N	proteção de distância de neutro
27	proteção contra subtensão
32P	direcional de potência ativa
46	desbalanço de corrente de sequência negativa
50	proteção instantânea de fase
50N	proteção instantânea de neutro
50BF	proteção contra falha de disjuntor
51	proteção temporizada de fase
51N	proteção temporizada de neutro
59	proteção contra sobretensão
67	proteção direcional de fase.
67N	proteção direcional de neutro
79	religamento automático
85	proteção auxiliar de carrie (bloqueio de abertura do disjuntor)
86	bloqueio de segurança
87L	proteção diferencial de linha

3.5.1 Proteção de Distância (21)

Justamente por ser uma das principais proteções utilizadas, a proteção de distância desempenha um papel fundamental na segurança dos sistemas de potência, combinando a rápida eliminação de faltas com a seletividade necessária para diversas atuações. De acordo com Schneider Electric (2011, p. 178), "a proteção de distância oferece consideráveis vantagens técnicas e econômicas", destacando-se em relação à proteção de sobrecorrente de fase e neutro, devido à sua independência em relação às variações da impedância da fonte.

Os sistemas de transmissão eram tradicionalmente protegidos por relés de sobrecorrente temporizados (funções 50/51). No entanto, esses relés apresentam limitações significativas, especialmente em sistemas complexos e interligados. Como respondem apenas à magnitude da corrente, sofrem com variações na configuração do sistema e nos pontos de falta, resultando em tempos de operação elevados para garantir a coordenação com outros dispositivos. Além disso, não diferenciam entre correntes de curto-circuito e sobrecargas, exigindo ajustes frequentes baseados em análises detalhadas. Em contrapartida, os relés de distância, que

operam com base na relação tensão/corrente (V/I), superam essas restrições ao fornecer proteção seletiva e proporcional à localização do defeito. Sua capacidade de medir a impedância aparente permite uma resposta rápida e precisa, essencial para sistemas modernos de transmissão, onde a segurança e a continuidade do serviço são críticas (MAMEDE FILHO, 2013).

Existem diversos tipos de relés de distância, cada um com características específicas que os tornam adequados para diferentes aplicações. Entre eles, destacam-se os seguintes (MAMEDE FILHO, 2013):

- Relés de Impedância: utilizados em LTs de comprimento médio, adequados para sistemas onde a relação entre corrente e tensão fornece uma medida precisa da impedância do circuito;
- Relés de Reatância: indicados para LTs curtas. Esses relés são menos sensíveis às variações de tensão durante faltas, especialmente em casos de arcos elétricos, o que os torna eficazes na mitigação de erros associados ao ponto de balanço durante falhas;
- Relés de Admitância: projetados para LTs longas, onde a relação entre a potência reativa e a tensão (admitância) oferece melhor seletividade e estabilidade, especialmente em sistemas de grande alcance;
- Relés Blinder: utilizados em situações específicas para aumentar a seletividade e a segurança em sistemas complexos.

3.5.1.1 Relés de Impedância

Para expressar a impedância calculada, é possível verificar na Figura 16, o relé de distância de impedância localizado na subestação A para a proteção da linha entre a subestação A e a subestação B, sendo uma falta trifásica, o relé do terminal A irá medir a seguinte impedância, descrita em (4), e as equações descritas em (5), (6), (7) e (8) mostrará o desenvolvimento para a equação final da impedância (9) (DUARTE, 2018):

$$Z_{medido} = \frac{V_r}{I_r} \quad (4)$$

Mas:

$$V_r = \frac{V_p}{RTP} \quad (5)$$

e

$$I_r = \frac{I_p}{RTP} \quad (6)$$

Assim teremos:

$$Z_{medido} = \frac{V_r}{I_r} = \frac{\left(\frac{V_p}{RTP}\right)}{\left(\frac{I_p}{RTC}\right)} = \left(\frac{V_p}{I_p}\right) \times \left(\frac{RTC}{RTP}\right) \quad (7)$$

$$V_p = Z_f \times I_p \quad (8)$$

$$Z_{medido} = Z_f \times \left(\frac{RTC}{RTP}\right) \quad (9)$$

Em (9) indica que o relé medirá a impedância de sequência positiva da linha (Z_f), conforme refletida no secundário dos transformadores de corrente e potencial.

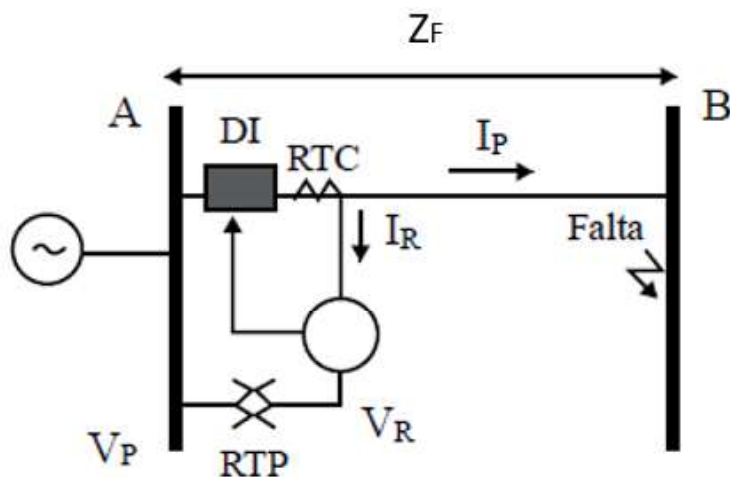


Figura 16: Impedância medida pelo relé de distância. Fonte: DUARTE, 2018.

3.5.1.2 Zonas de Atuação

De acordo com Duarte (2018), é possível demonstrar que a impedância medida pelo relé é proporcional à distância entre o ponto onde ele está instalado e o local da falha, o que explica a origem do nome “relé de distância”. Durante um curto-circuito, a corrente no relé

aumenta enquanto a tensão diminui, resultando em uma redução na relação $ZR=VR/IRZ$. Assim como outras proteções com seletividade relativa, como as de sobrecorrente e direcionais, a proteção de distância ajusta o tempo de operação de acordo com a proximidade da falha. A configuração mais comum é a proteção escalonada de três zonas, cada uma cobrindo diferentes seções da linha com tempos de atuação distintos, conforme mostra a Figura 17.

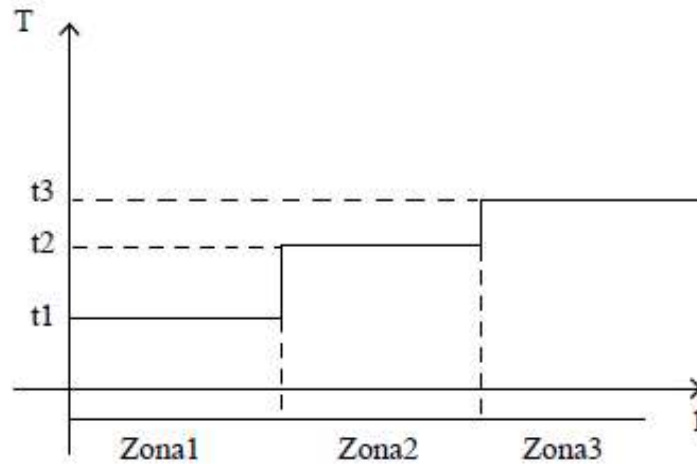


Figura 17: Característica escalonada de tempo das proteções de distância. Fonte: DUARTE, 2018.

A proteção de distância é composta por três relés direcionais e instantâneos (bloco 1), um relé auxiliar intermediário (bloco 2), dois relés temporizadores (bloco 3) e três relés de sinalização (bloco 4). Os blocos 1, 2 e 4 ilustrados na Figura 18 correspondem à primeira zona de proteção, enquanto os blocos temporizadores representam a segunda e terceira zonas, com tempos de atuação t_2 e t_3 . Em alguns casos, o relé da terceira zona também desempenha a função de partida para as zonas anteriores.

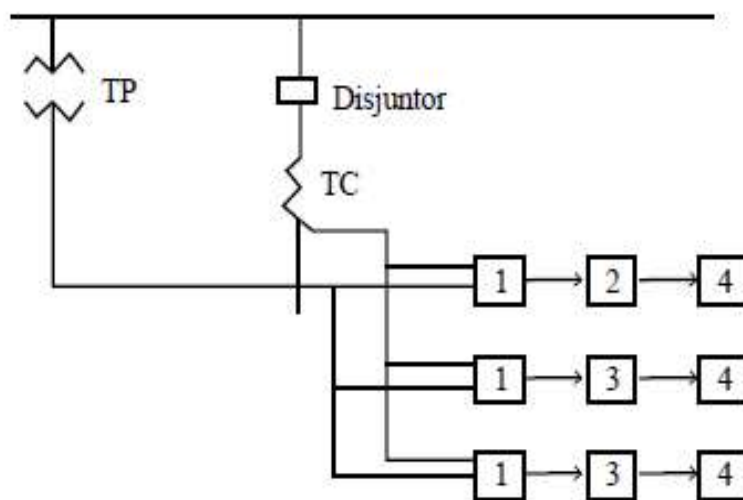


Figura 18: Diagrama de blocos simplificado da proteção de distância. Fonte: DUARTE, 2018.

3.5.2 Proteção Diferencial de Linha (87L)

A proteção diferencial de linha baseia-se na comparação das correntes que circulam nos terminais de uma seção específica do sistema, conhecida como zona protegida. TCs instalados em ambos os terminais medem as correntes e as enviam ao relé diferencial. Em condições normais, as correntes medidas são iguais, mas, em caso de defeito dentro da zona protegida, surge uma diferença significativa entre elas. Quando essa diferença ultrapassa o limite configurado, o relé aciona o disjuntor, isolando rapidamente a área com falha para proteger o sistema e minimizar os danos (MAMEDE FILHO, 2013). A Figura 19 ilustra como o método dos nós é aplicado nessa função, comparando os valores das correntes que entram e saem (DUARTE, 2018):

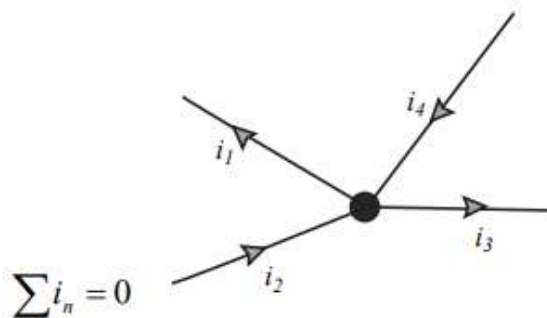


Figura 19: Princípio de atuação dos relés diferenciais. Fonte: DUARTE, 2018.

Os relés que operam na função 87L são instalados nas extremidades da LT e interligados por meios de comunicação, como fibra óptica ou rádio, o que permite a troca de informações entre os relés. Esse tipo de proteção funciona com base na comparação das correntes que entram e saem da LT.

Segundo Mamede Filho (2013), a proteção diferencial compara as medidas de corrente nos dois terminais da linha, chamadas de corrente local (no ponto onde o relé está instalado) e corrente remota (no terminal oposto), conforme ilustrado na Figura 20. Em condições normais, essas correntes são praticamente iguais, pois o fluxo de energia que entra em um terminal sai pelo outro. No entanto, se ocorrer uma falha dentro da linha (zona protegida), há uma diferença significativa entre essas correntes. Quando essa diferença excede um valor predefinido, o relé interpreta como um defeito e envia um comando para desligar o disjuntor, interrompendo o fluxo de energia no equipamento.

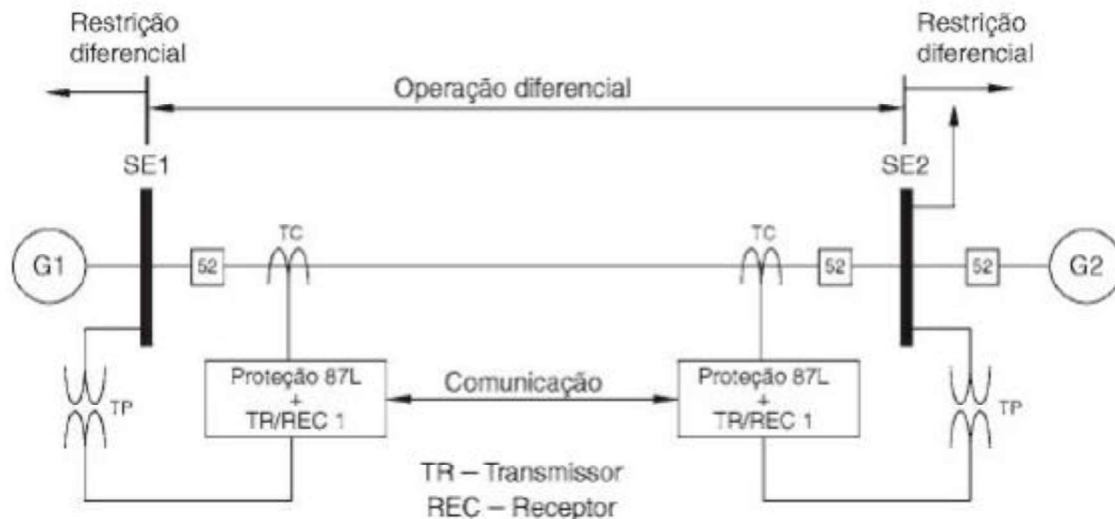


Figura 20: Diagrama unifilar básico de uma LT com dois terminais. Fonte: MAMEDE, 2013.

De acordo com Duarte (2018), em condições normais de operação ou durante falhas externas, as correntes secundárias dos TCs nas extremidades do equipamento são praticamente iguais. Nessa situação, a diferença entre essas correntes é nula, e não há fluxo de corrente no circuito de operação do relé, indicando que o sistema está funcionando corretamente e, portanto, o relé não atua. Por outro lado, em caso de falhas internas, as correntes medidas pelos TCs diferem significativamente, fluindo ambas em direção ao equipamento protegido. Esse desbalanceamento gera uma corrente diferencial que percorre o circuito de operação do relé. Quando essa corrente diferencial ultrapassa o valor predefinido o relé interpreta a situação como uma falha interna e envia um comando para desconectar o equipamento do sistema.

Assim, a proteção diferencial utiliza o princípio da 1ª Lei de Kirchhoff, que afirma que a soma das correntes que entram e saem de uma zona protegida deve ser igual. Conforme descrito em (10) e (11) (KINDERMANN, 2012):

$$I_e = I_s + I_r \quad (10)$$

$$I_r = I_e - I_s \quad (11)$$

I_e – Corrente que entra na LT.

I_s – Corrente que sai da LT.

I_r – Valor de corrente ajustada no relé para atuação.

A partir desses valores é possível verificar em quais as condições que o referido equipamento irá atuar, dependendo assim exclusivamente dos valores que serão calculados para atender os critérios de atuação do relé, sendo eles três casos:

- Caso 1:

$I_e = I_s$ e $I_r = 0$: Não há atuação do relé, pois o sistema está equilibrado.

- Caso 2:

$I_e - I_s \leq I_r$: Não há atuação do relé, pois a diferença entre a corrente de entrada e saída é menor que o valor ajustado no relé.

- Caso 3:

$I_e - I_s > I_r$: Há atuação do relé, pois a diferença entre a corrente de entrada e saída é maior que o valor ajustado no relé.

3.5.3 Teleproteção (85)

A teleproteção é um conceito que combina sistemas de proteção convencionais com tecnologias avançadas de comunicação, formando uma abordagem integrada para aumentar a eficiência e a seletividade na proteção de linhas de transmissão. De acordo com Pronext Engenharia (2024), essa técnica utiliza relés de proteção interligados por um sistema de comunicação bidirecional entre os terminais da LT, permitindo a troca contínua de informações.

O principal objetivo da teleproteção é coordenar as ações dos relés nos terminais opostos de uma LT, otimizando a tomada de decisão em situações de falha. Esse sistema opera com duas funções principais:

- Sinal de Bloqueio: Utilizado para prevenir operações indevidas, o relé em um terminal pode enviar um sinal ao outro terminal para bloquear a atuação da proteção. Isso é essencial em casos onde a falha detectada está fora da zona protegida ou onde condições temporárias não justificam uma ação imediata;
- Comando de Permissão: O sistema também pode transmitir um sinal de permissão, que, combinado com as informações locais de falha, autoriza a atuação rápida da proteção, como a abertura de um disjuntor para isolar a falha;

A técnica de transferência de abertura pode ser utilizada para implementar a comunicação entre relés de proteção. Essa técnica pode ser dividida em três principais tipos, sendo eles: abertura direta, abertura permissiva e esquema de bloqueio (RUSH, 2011).

3.5.3.1 Transferência de abertura

A transferência de abertura é um esquema de proteção que coordena a atuação de disjuntores para isolar completamente um circuito ou parte do sistema elétrico, garantindo que todos os disjuntores necessários sejam acionados de forma sincronizada. Esse método é fundamental para assegurar que a proteção nos dois terminais de uma linha com falha opere de maneira eficiente, isolando rapidamente o equipamento defeituoso.

Esse esquema utiliza sinais de comunicação para enviar comandos de atuação a disjuntores remotos, permitindo que isolem os circuitos afetados de maneira coordenada. Em sistemas de extra-alta-tensão (EAT), onde a confiabilidade é crucial, a transferência de abertura desempenha um papel importante como proteção de retaguarda, tanto para apoiar as proteções primárias quanto para garantir a atuação em caso de falha de um disjuntor (RUSH, 2011).

- Abertura direta:

Em aplicações de abertura direta, os sinais de atuação são enviados diretamente ao relé mestre, e qualquer comando recebido resulta na operação do disjuntor. Por isso, é crucial que o sistema de comunicação seja altamente confiável e protegido contra interferências, para evitar atuações indevidas que possam desconectar o sistema primário desnecessariamente (RUSH, 2011).

- Abertura permissiva:

Em esquemas de abertura permissiva, o disjuntor é acionado somente quando o comando recebido coincide com a detecção de uma falha pelo relé de proteção no terminal receptor, tornando o sistema menos exigente em relação à confiabilidade da comunicação. O objetivo é acelerar a abertura do circuito em caso de falhas dentro da zona de proteção (RUSH, 2011).

- Esquema de bloqueio:

Em esquemas de bloqueio, comandos são enviados para impedir a atuação da proteção em caso de falhas externas à zona protegida. O sinal de bloqueio transmitido pela extremidade local evita que a proteção remota opere indevidamente. Embora a perda de comunicação não comprometa a abertura, aumenta o risco de atuações espúrias.

Para assegurar a eficiência da teleproteção, é essencial implementar tanto a proteção principal quanto uma proteção redundante. Garantindo a confiabilidade do sistema mesmo em caso de falha de um dos relés e seguindo as exigências do ONS. A transmissão dos sinais de teleproteção pode ser realizada por diversos meios de comunicação, incluindo fio piloto, onda portadora, micro-ondas e fibra óptica (cabo OPGW), cada um com características específicas que podem ser escolhidas conforme a necessidade da aplicação (KINDERMANN, 2012).

3.5.4 Fibra Óptica

Segundo Schneider Eletric (2011), a fibra óptica é amplamente utilizada como meio de transmissão de dados na teleproteção, devido à sua alta eficiência e imunidade à interferência eletromagnética. Esses filamentos finos de vidro funcionam como guias de ondas para luz, permitindo a transmissão de grandes volumes de informações por longas distâncias. Estruturalmente, uma fibra óptica é composta por um núcleo central revestido por uma camada de sílica (*cladding*), protegida por camadas plásticas e, em alguns casos, por blindagem adicional.

A transmissão de dados ocorre por meio da modulação de um feixe de luz, que é ajustado conforme o sinal a ser enviado. A modulação preferida é a liga/desliga (on/off), que minimiza distorções causadas por não linearidades nas fontes de luz e variações na potência recebida. As fontes de luz mais comuns são lasers e LEDs, que operam em frequências específicas, como 850 nm, 1.300 nm e 1.550 nm, escolhidas por sua baixa atenuação.

Fibras ópticas podem ser classificadas como multimodo ou monomodo, sendo as últimas preferidas para longas distâncias, pois suportam apenas um modo de propagação, reduzindo dispersão e alargamento de pulsos. Em termos práticos, fibras ópticas são frequentemente integradas em cabos para-raios OPGW (*Optical Ground Wire*) em linhas aéreas ou combinadas com condutores de fase e neutro, aumentando sua versatilidade.

Além disso, a fibra óptica suporta multiplexação de sinais, permitindo que uma única conexão transporte dados de diferentes fontes, como voz, telecontrole e sinais de proteção. A técnica PCM (Modulação de Código de Pulso) é amplamente utilizada para dividir a largura de banda em canais menores, otimizando a capacidade de comunicação. Isso garante que os sistemas de proteção tenham canais dedicados e seguros para o envio de sinais críticos, tornando a fibra óptica o meio preferido em redes elétricas modernas, devido à sua confiabilidade e desempenho superior (SCHNEIDER ELECTRIC, 2011).

3.6 Religamento Automático (79)

De acordo com Mamede Filho (2013) os relés de religamento são dispositivos fundamentais em sistemas elétricos, pois são utilizados em religadores para restaurar automaticamente o fornecimento de energia após a atuação da proteção de sobrecorrente, devido a um curto-circuito. Esses relés enviam um comando para que o religador feche novamente o circuito após um tempo predeterminado, permitindo até três tentativas automáticas de religamento. Cada uma dessas tentativas pode ter seu tempo ajustado de forma independente, proporcionando maior flexibilidade na operação.

Uma das funcionalidades importantes do relé de religamento é a possibilidade de inibir a função de sobrecorrente instantânea após a primeira, segunda ou terceira abertura do circuito, mantendo apenas a operação temporizada. Essa estratégia é útil para evitar disparos indevidos em situações onde o defeito persiste temporariamente. Caso o defeito não seja eliminado após a quarta tentativa, o relé entra em modo de autobloqueio, deixando o circuito desenergizado. Nesse estado, o religamento só pode ser realizado manualmente, após uma inspeção detalhada nas instalações (MAMEDE FILHO, 2013).

Conforme descrito por Rush (2011), as falhas em LTs aéreas podem ser classificadas em três tipos principais: transitórias, semipermanentes e permanentes. Aproximadamente 80% a 90% dessas falhas são transitórias, enquanto os 10% a 20% restantes correspondem a falhas semipermanentes ou permanentes. Falhas transitórias geralmente ocorrem devido a descargas atmosféricas ou contatos momentâneos com objetos externos. Nessas situações, a abertura imediata de um ou mais disjuntores elimina o problema, permitindo que a LT seja reenergizada com sucesso logo em seguida.

Sem o uso de relés de religamento, seria necessário mobilizar equipes de manutenção para percorrer o alimentador em busca de anomalias que, em situações transitórias, dificilmente seriam encontradas. Isso aumentaria o tempo de indisponibilidade do sistema e os custos operacionais. Assim, os relés de religamento não só melhoram a eficiência da rede elétrica como também garantem maior continuidade no fornecimento de energia (MAMEDE FILHO, 2013).

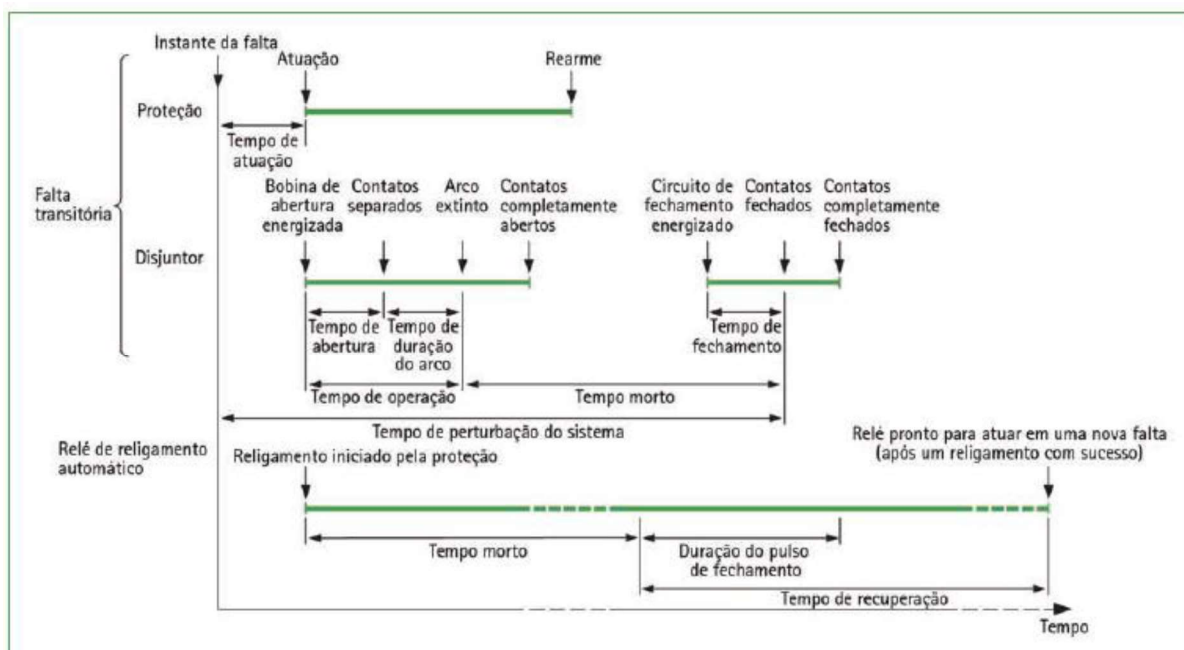


Figura 21: Operação de um esquema de religamento automático com tentativa única em uma falta transitória. Fonte: RUSH, 2011.

3.6.1 Aplicações do Religamento Automático

Segundo Rush (2011), os principais parâmetros de um esquema com religamento automático incluem o tempo morto, o tempo de recuperação e o número de tentativas, que pode ser único ou múltiplo. Esses parâmetros são influenciados por diversos fatores, como o tipo de proteção empregada, as características dos equipamentos de manobra, possíveis problemas de estabilidade do sistema e os impactos nos diferentes tipos de consumidores conectados à rede.

3.6.1.1 Tempo morto

O tempo morto é o intervalo entre a abertura de um disjuntor e o início do religamento automático. Sua configuração é influenciada por vários fatores, como a estabilidade e sincronismo do sistema, tipo de carga e características do disjuntor. Esse tempo deve ser suficiente para a deionização do arco voltaico e o rearme da proteção, garantindo um religamento seguro. Em sistemas modernos, o tempo morto varia entre 0,3 s e 0,6 s, mas pode ser ajustado dependendo das condições específicas do sistema e das cargas atendidas (por exemplo, industriais ou residenciais) para evitar danos e garantir um religamento eficiente (RUSH, 2011).

3.6.1.2 Tempo de recuperação

O tempo de recuperação é o intervalo necessário para que os dispositivos de proteção estejam prontos para atuar novamente após uma tentativa de religamento. Ele deve ser suficientemente longo para permitir a atuação dos relés de proteção em caso de falhas permanentes. Geralmente, é ajustado entre 15 s e 30 s em esquemas de alta tensão, embora tempos menores possam ser usados com proteções rápidas. Fatores como condições climáticas e a sensibilidade da proteção de falta à terra também influenciam esse ajuste. Um tempo de recuperação adequado minimiza riscos e evita que falhas subsequentes sejam tratadas como continuidade da primeira, garantindo maior sucesso no religamento (RUSH, 2011).

3.6.1.3 Número de tentativas

O número de tentativas de religamento não segue uma regra fixa, mas deve considerar limitações do disjuntor e condições do sistema. Disjuntores modernos, equipados com monitoramento numérico, podem sinalizar a necessidade de manutenção, evitando religamentos excessivos. Em sistemas com alta incidência de falhas semipermanentes, como áreas florestais, múltiplas tentativas são justificadas, pois podem resolver o problema sem intervenção manual. Esquemas com duas ou três tentativas são comuns, otimizando o tempo de resposta e minimizando o impacto no sistema (RUSH, 2011).

3.7 Considerações Finais

Neste capítulo, foi apresentada uma visão abrangente sobre o SEP, abordando seus elementos estruturais, os tipos de distúrbios que podem afetar sua operação e o sistema de proteção empregado para garantir sua segurança e estabilidade. A transmissão de energia elétrica, foi discutida com foco nos desafios técnicos, como os curtos-circuitos e as condições adversas enfrentadas pelas LTs.

Também foram explorados os equipamentos, como transformadores e relés, que desempenham um papel fundamental na identificação e mitigação de falhas, além do sistema de religamento automático, cuja eficiência impacta diretamente a continuidade do fornecimento de energia. A relevância de padrões técnicos e regulamentações, como os Procedimentos de Rede do ONS, foi destacada como essencial para a operação segura e coordenada do sistema.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentados os principais procedimentos adotados para a análise do funcionamento das proteções em uma LT de 230 kV, com foco no desempenho do relé de religamento automático após a ocorrência de um curto-circuito bifásico. São descritas as etapas de coleta e processamento dos dados operacionais da LT, bem como a comparação dos resultados com as normas estabelecidas pelo ONS. A metodologia adotada segue as diretrizes do ONS, especificamente o Submódulo 2.11, que define os requisitos técnicos e funcionais para os sistemas de proteção. Nesse contexto, a Figura 22 exibe um diagrama simplificado da metodologia utilizada para analisar o sistema de proteção de uma LT.

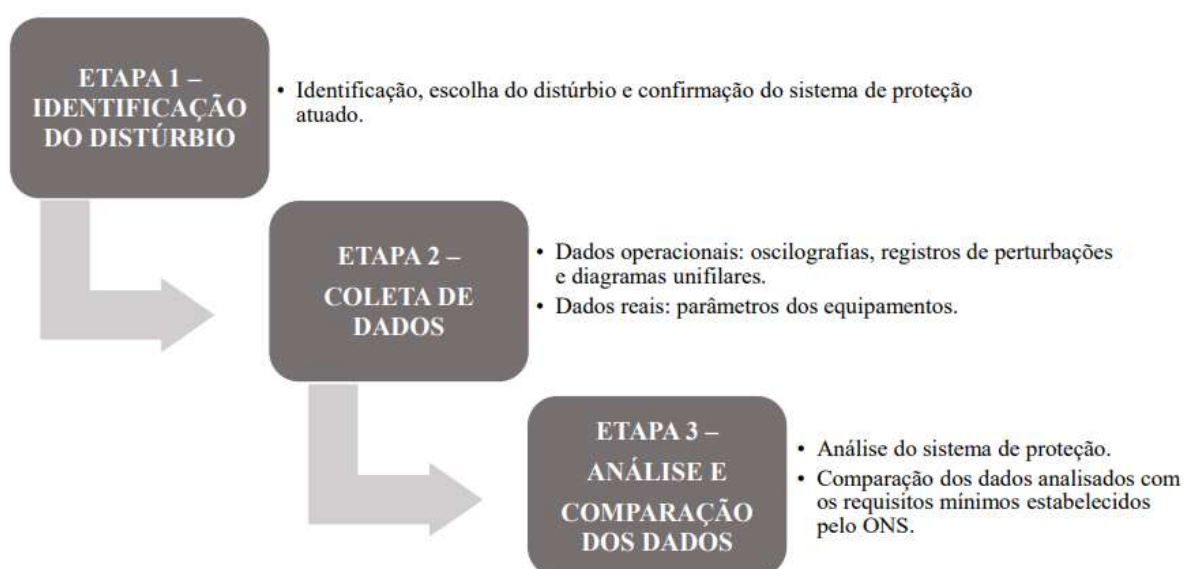


Figura 22: Diagrama simplificado da metodologia. Fonte: Autoria Própria.

Para atingir os objetivos propostos, a Figura 22 mostra os procedimentos que devem ser seguidos para a escolha do distúrbio, a coleta de dados reais da LT, o processamento das informações e a comparação com as normas e padrões estabelecidos pelo ONS.

Com o objetivo de selecionar o evento adequado para validar o funcionamento dos sistemas de proteção envolvidos, na primeira etapa é realizada uma busca pelos distúrbios ocorridos no banco de dados da empresa responsável pela operação e manutenção de LTs e subestações. Para a seleção do caso a ser analisado, é necessário que o distúrbio atenda os seguintes critérios:

- A LT deve pertencer a Rede Básica do SIN;

- O sistema de proteção deve estar devidamente parametrizado de acordo com as normas técnicas e os requisitos mínimos estabelecidos pelo ONS.

Para validar a inclusão da LT como parte integrante da Rede Básica do SIN, são adotados critérios baseados nos requisitos técnicos estabelecidos pelo ONS. Especificamente, uma LT é considerada parte integrante da Rede Básica quando atende às seguintes condições:

Nível de Tensão: Uma LT deve operar em níveis de tensão iguais ou superiores a 230 kV, conforme os critérios de classificação do ONS, o que indica sua importância para a estabilidade e a transmissão de grandes blocos de energia no sistema;

Conectividade no SIN: A LT deve estar integrada às outras linhas e subestações de alta tensão do SIN, fornecendo conectividade confiável entre regiões de carga e centros de geração. Essa conectividade é essencial para garantir a continuidade e a segurança da operação, além de permitir a transmissão de energia entre áreas geográficas estratégicas.

As normas e padrões estabelecidos pelo ONS (Submódulo 2.11) também definem os parâmetros técnicos mínimos e características funcionais dos sistemas de proteção, registro de perturbações, teleproteção e redes de comunicação utilizadas para sistemas de proteção. No item 4.2.1 do Submódulo 2.11 é definido que cada terminal da LT deve possuir dois sistemas de proteção redundantes e independentes, sendo um sistema principal e um alternado. Ambos os sistemas devem incluir esquemas de teleproteção e devem ser compatíveis com os sistemas de proteção do terminal remoto. Além disso, os sistemas de proteção devem conter funções e lógicas específicas, como:

- Função de distância (21/21N): para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, com temporizadores independentes por zona;
- Função de sobrecorrente direcional residual (67N) e/ou função de sequência negativa (67Q): com unidades instantâneas e temporizadas;
- Lógica de detecção de perda de potencial: para bloqueio de operação e alarme das funções de proteção dependentes de potencial;
- Lógica de detecção de falta durante energização da LT (switch onto fault);
- Função de sobretensão (59): com elementos instantâneos e temporizados independentes nas três fases;
- Função de bloqueio por oscilação de potência (68 OSB);
- Função de disparo por oscilação de potência (68 OST);
- Função de perda de sincronismo (78 OST).

Caso a função diferencial (87L) seja utilizada, ela deve incluir as funções mencionadas acima e sincronização de tempo adequada para garantir a proteção diferencial.

Na segunda etapa é realizada a coleta de dados que incluem oscilografias, diagramas unifilares e registros de proteção, extraídos das UPDs localizadas nas subestações envolvidas. As oscilografias permitem identificar a atuação dos relés de proteção que são essenciais para isolar o problema. A partir desses dados operacionais fornecidos pela empresa responsável pela LT, são realizadas as análises dos funcionamentos das proteções e do relé de religamento automático após o curto-circuito bifásico, conforme previsto na terceira etapa.

Na terceira etapa, a análise do tempo de atuação do relé de religamento automático é feita a partir das oscilografias dos eventos, que registra o momento exato da abertura dos disjuntores e do posterior religamento da LT, permitindo analisar o intervalo de tempo conhecido como "tempo morto". O tempo morto é configurado conforme a necessidade do sistema de proteção. Sendo este valor comparado com o valor coletado na LT durante o distúrbio.

O item 4.2.2 do Submódulo 2.11 estabelece os requisitos para os esquemas de religamento automático de uma LT. Cada LT deve possuir dois esquemas de religamento automático redundantes e independentes, tanto em *hardware* quanto em *software*, para suportar o religamento tripolar, monopolar e mono/tripolar, podendo estar integrados aos dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) de proteção. Apenas as atuações das proteções de linha de alta velocidade (zonas 1 e esquemas de teleproteção) e a recepção de sinal de transferência direta de disparo (TDD) devem iniciar os esquemas de religamento automático.

No entanto, proteções como a falha de disjuntor e proteções de reatores de linha não manobráveis devem bloquear o religamento automático. Os esquemas de religamento devem permitir a ativação ou desativação do religamento automático, bem como a modificação do tipo de religamento. Eles também devem prever ajustes independentes para o tempo morto de religamentos monopolares e tripolares. Após o início de um ciclo de religamento, um tempo mínimo ajustável deve ser respeitado antes de permitir um novo ciclo. O esquema deve ser configurável para qualquer tipo de falha interna e permitir a seleção do terminal líder para realizar o primeiro religamento. O terminal seguidor só deve religar após a verificação de sincronismo, quando as condições de tensão forem adequadas. Com essa análise é possível verificar se o tempo de religamento está dentro dos parâmetros aceitáveis, assegurando a rápida recuperação do sistema após o curto-circuito.

Para analisar o sistema de proteção e a qualidade do religamento automático, são observadas as condições das variáveis elétricas, como correntes e tensões, tanto antes quanto após o religamento. Com os dados da oscilografia é possível verificar o exato momento do

religamento e analisar a estabilidade das correntes e tensões. O estado da estabilidade também é confirmado pela análise fasorial, que mostra o sistema após o religamento.

Além disso, é realizada uma investigação de possíveis falhas ou atrasos no funcionamento das proteções durante o religamento automático. Os registros de proteção e as oscilografias são revisados para identificar eventuais problemas, como falhas de disjuntor ou atrasos na atuação dos relés.

4.1 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou a metodologia adotada para a análise do funcionamento das proteções em uma LT de 230 kV. O próximo capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da investigação do distúrbio selecionado. Discute o desempenho do sistema de proteção, tanto em termos de tempo de resposta e eficiência do religamento, como os parâmetros adequados para garantir a estabilidade e a rápida recuperação da LT após a ocorrência de falha. A análise segue os procedimentos de rede estabelecidos pelo ONS.

5 RESULTADOS

5.1 Considerações iniciais

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da análise da operação do sistema de proteção de uma LT de 230 kV, conforme descrito no Capítulo 4. Primeiramente, são fornecidos detalhes técnicos sobre a LT em estudo, incluindo suas características físicas, técnicas e de operação. Em seguida, são apresentadas análises dos eventos registrados, destacando o desempenho dos relés de proteção e do religamento automático após um curto-circuito na LT. Os resultados são comparados com os critérios estabelecidos pelo ONS, com o objetivo de avaliar se o sistema de proteção está em conformidade com os requisitos normativos. Por fim, são discutidas as implicações desses resultados para a confiabilidade e segurança da rede elétrica. Essas informações ajudam a identificar possíveis vulnerabilidades no sistema de proteção, permitindo ajustes preventivos para evitar falhas severas ou prolongadas no fornecimento de energia. Além disso, o estudo do desempenho dos dispositivos de proteção em situações reais de falha contribui para o planejamento e desenvolvimento de estratégias de melhoria contínua, essenciais para garantir a estabilidade e a robustez das redes de transmissão.

5.2 Dados da linha de transmissão

A LT em análise desempenha um papel crucial no SIN, conectando duas regiões estratégicas do estado de Goiás. A Subestação 1 está localizada na região metropolitana da capital, e a Subestação 2, situada na região de Anicuns. Ela opera a uma tensão de 230 kV pertencente à Rede Básica e possui uma extensão de 83,2 km. Assim, a escolha desse distúrbio baseou-se no fato de a LT pertencer à Rede Básica e ter conectividade com o SIN, o que constitui os requisitos primordiais para a análise, conforme definido na etapa inicial do Capítulo 4.

Esta LT possui um circuito simples utilizando cabos de 795 kcmil do tipo TERN, com um cabo por fase. Sua infraestrutura é sustentada por 195 estruturas metálicas, combinando modelos autoportantes e estaiados, que garantem a estabilidade e a segurança ao longo do trajeto. Além disso, a LT é equipada com cabos OPGW (*Optical Ground Wire*), que desempenham uma função dupla, atuando tanto como cabo de proteção contra descargas

atmosféricas quanto como meio de comunicação por fibra óptica entre as subestações, essencial para o monitoramento e controle em tempo real do sistema.

O diagrama unifilar da Subestação 1 na Figura 23 apresenta a linha com arranjo de barras duplas, identificadas como barra A e barra B, ambas operando a 230 kV. As chaves numeradas 7151, 7153, 7157, 7159, 7150T, juntamente com o disjuntor 7156, desempenham papéis essenciais na proteção e manutenção da linha, permitindo a isolação de segmentos em casos de falha ou durante operações de manutenção. Para garantir a monitorização precisa das variáveis elétricas, como corrente e tensão, o sistema é equipado com um transformador de corrente (TC-L4) e um transformador de potencial capacitivo (TPCL4). Além disso, um para-raios (PRL4) foi instalado para proteger o sistema contra surtos de tensão causados por descargas atmosféricas, contribuindo para a segurança e a continuidade operacional da linha.

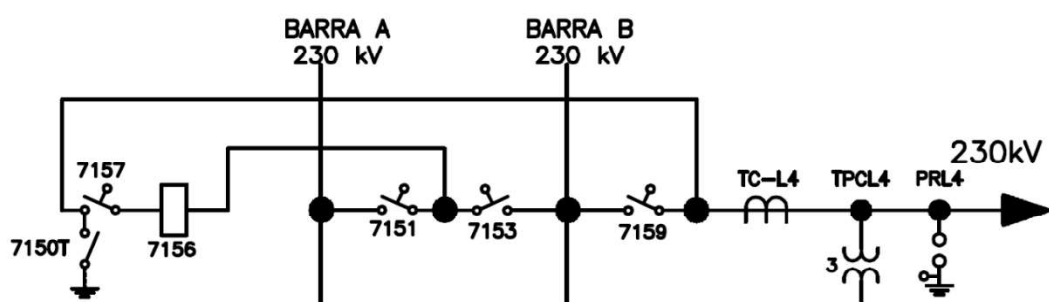


Figura 23: Diagrama Unifilar da LT na Subestação 1.

A Tabela 4 apresenta os equipamentos da Subestação 1, com suas respectivas marcas e modelos.

Tabela 4: Marca e modelo dos equipamentos da Subestação 1.

EQUIPAMENTO	MARCA	MODELO
Disjuntor 7156	General Eletric	FK3-1
Chaves seccionadoras 7150T, 7157, 7151, 7153 e 7159	Siemens	EVL
TC-L4	General Eletric	OSKF-245
TPC-L4	General Eletric	OTCF-245
Para-raios L4	Siemens	3EL3198-4PK52-4XT1-Z

Semelhante ao diagrama unifilar da Subestação 1, o diagrama da Subestação 2 ilustrado na Figura 24 revela também um arranjo de barras duplas com quatro chaves e lâmina terra, estas numeradas 733, 735, 737, 739 e 73T além de um disjuntor 734, fundamental para a proteção e manutenção do sistema, permitindo o corte de corrente em caso de falhas. Para garantir a integridade da operação, a LT está equipada com um transformador de corrente (TC 137) e um transformador de potencial (TP 137), responsáveis por monitorar as variáveis elétricas.

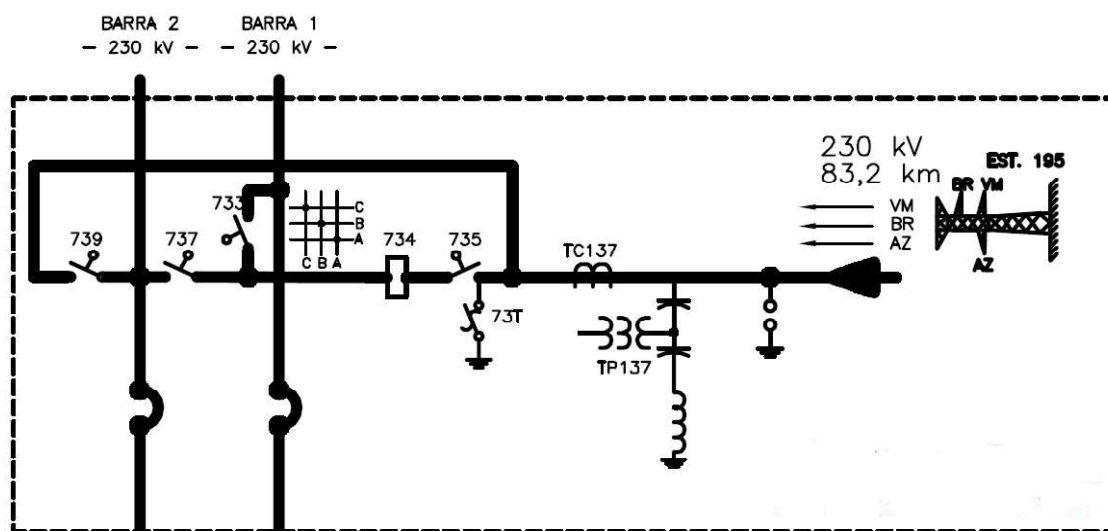


Figura 24: Diagrama Unifilar da LT na Subestação 2.

A Tabela 5 apresenta os equipamentos da Subestação 2, com suas respectivas marcas e modelos.

Tabela 5: Marca e modelo dos equipamentos da Subestação 2.

EQUIPAMENTO	MARCA	MODELO
Disjuntor 734	General Eletric	GL314P
Chaves seccionadoras 73T, 735, 737 e 739	Siemens	RDA
Chave seccionadora 733	General Eletric	SPV
TC 137	General Eletric	OSKF-245
TPC 137	General Eletric	OTCF-245
Para-raios	Siemens	3EL3198-4PKJ2-4X7L-2

A LT entre as Subestações 1 e 2 nas Figuras 23 e 24 possui um esquema de proteção idêntico em ambos os lados, pois desta forma assegura a confiabilidade e a segurança operacional do sistema. O sistema de proteção é composto por equipamentos elétricos essenciais, incluindo as unidades de proteção principais e de retaguarda, que monitoram e atuam em casos de falhas.

As unidades de proteção utilizadas na LT, conforme mostra as Figuras 25 e 26 são relés multifuncionais, reconhecidos por sua alta confiabilidade e desempenho em ambientes críticos de transmissão. Essa também conta com uma unidade de controle e um RDP também da GE, modelo Reason RPV311 - (RA333). As unidades de proteção na LT são denominadas:

- UPD1: Unidade de Proteção Digital Principal, responsável pela proteção primária da linha, atuando de forma rápida e eficiente para isolar falhas e proteger os equipamentos.
- UPD2: Unidade de Proteção Digital de Retaguarda, que oferece uma segunda camada de proteção, garantindo a segurança do sistema mesmo em caso de falha na unidade principal.

Além dessas, a LT conta com outras unidades essenciais para o controle e monitoramento, como:

- UCD1: Unidade de Controle Digital, que integra e coordena as diversas funções de proteção e controle da linha, assegurando que as ações de proteção sejam executadas de maneira coordenada e eficaz.
- RDP: Registrador Digital de Perturbações, que é responsável por registrar e armazenar dados de eventos e distúrbios ocorridos na linha, permitindo a análise posterior das condições que levaram a falhas ou anomalias no sistema.

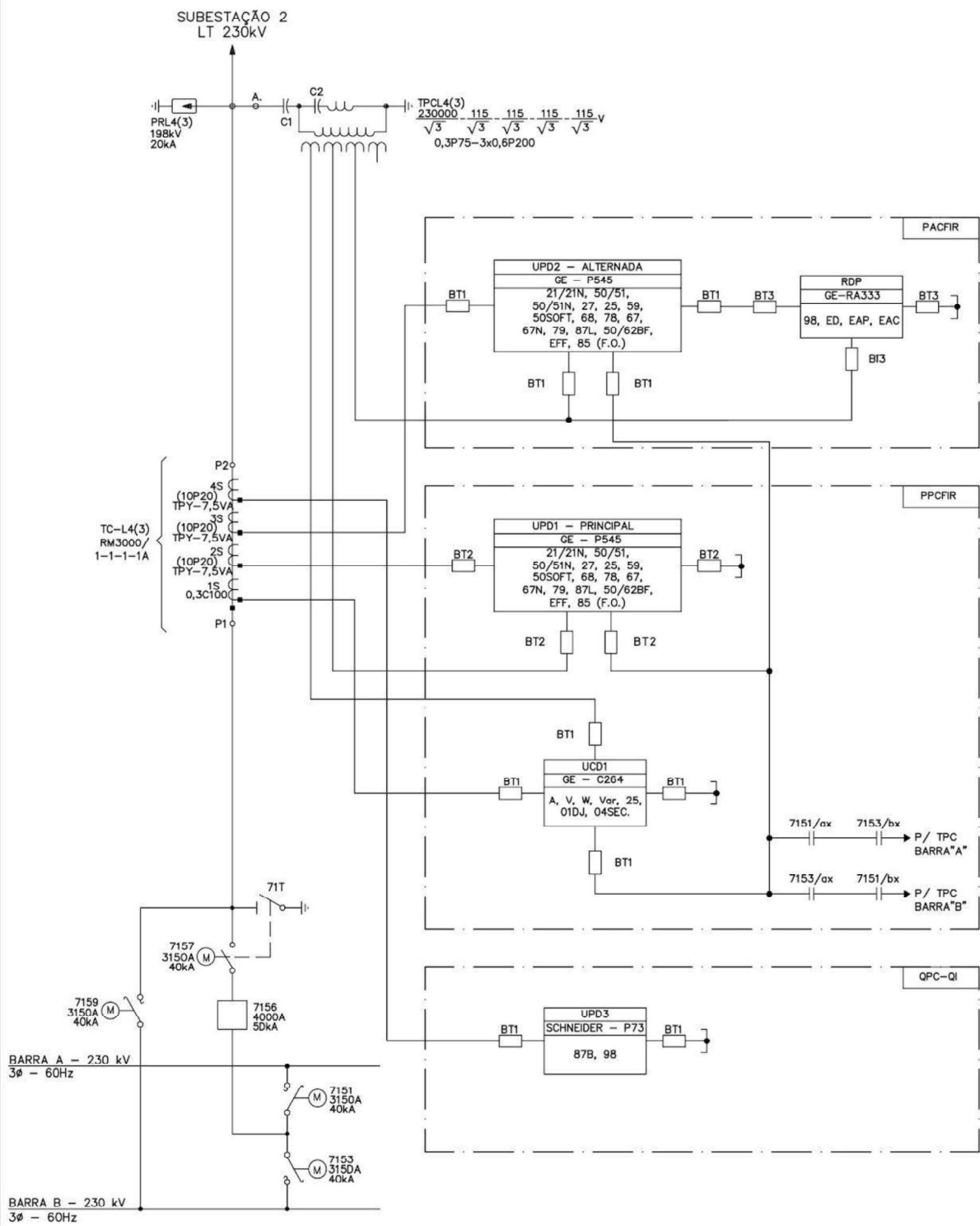


Figura 25: Diagrama Unifilar de Proteção da LT na Subestação 1.

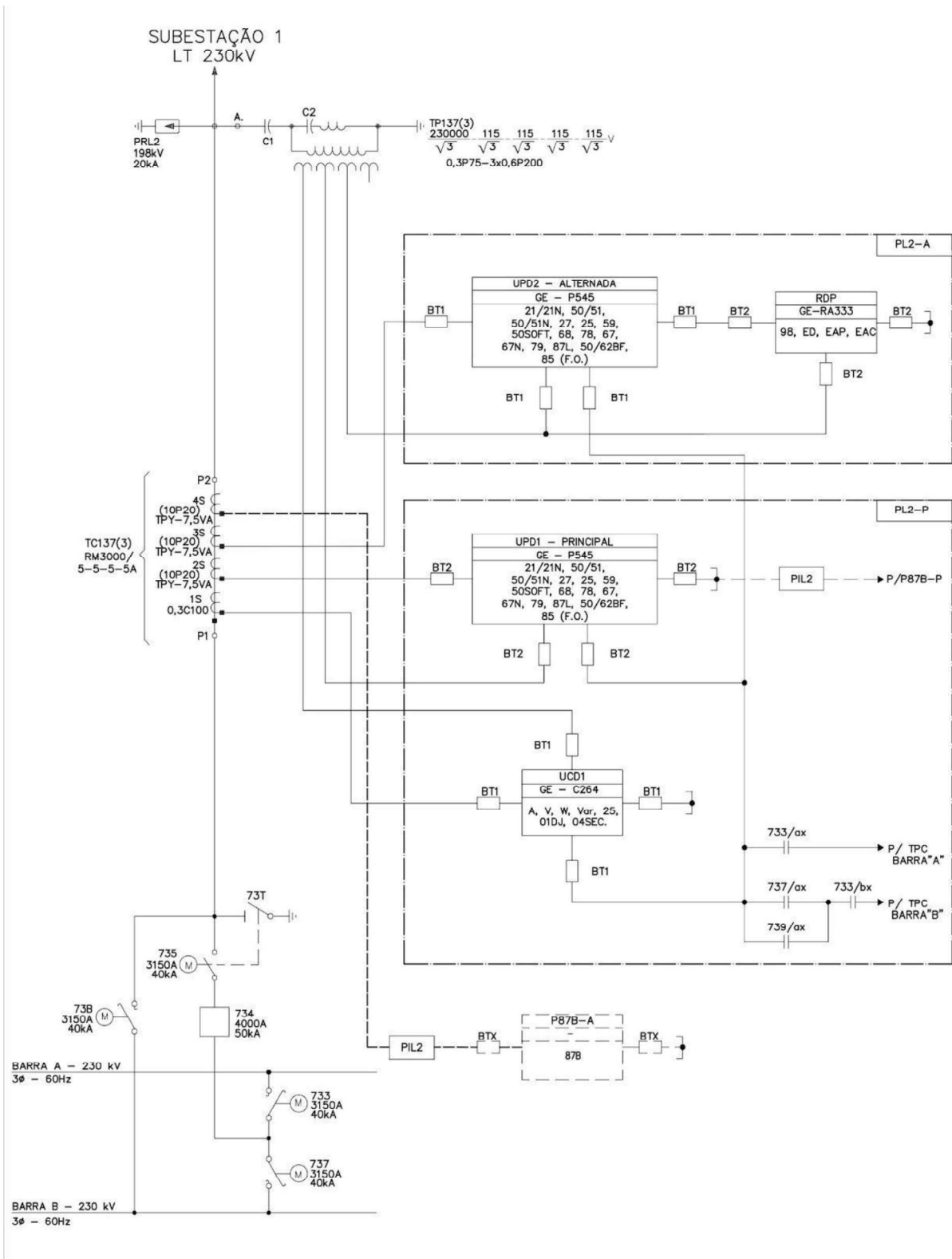


Figura 26: Diagrama Unifilar de Proteção da LT na Subestação 2.

As UPD1 e UPD2 são relés multifuncionais avançados que oferecem uma ampla gama de funções para a proteção de diferentes componentes do sistema elétrico, incluindo vãos de linha, vãos de transformadores e vãos de acoplamento. No contexto específico desta LT, as funções habilitadas para proteção de acordo com a Tabela ANSI, são conforme mostram as Figuras 25 e 26:

- 21/21N: Relé de distância e Relé de distância com neutro – Essenciais para detectar faltas baseadas na impedância da linha, com proteção específica para faltas à terra.
- 50/51: Relé de sobrecorrente instantânea e temporizada – Monitora e atua em casos de sobrecorrente, com resposta imediata (50) e temporizada (51).
- 50/51N: Relé de sobrecorrente de neutro instantânea e temporizada – Oferece proteção adicional para correntes de falha à terra com respostas instantâneas e temporizadas.
- 27: Relé de subtensão – Atua quando a tensão cai abaixo de um valor predeterminado, protegendo contra condições operacionais inseguras.
- 25: Relé de verificação de sincronismo – Garante a sincronização adequada antes de fechar um disjuntor, prevenindo operações incorretas.
- 59: Relé de sobretensão – Aciona quando a tensão ultrapassa níveis seguros, evitando danos ao sistema.
- 67/67N: Relé de sobrecorrente direcional e Relé de sobrecorrente direcional de neutro – Protege contra falhas com direção específica, incluindo falhas à terra.
- 68: Relé de detecção de potência direcional – Utilizado para identificar a direção do fluxo de potência em situações de falta, assegurando que a proteção atue de forma seletiva.
- 78: Relé de oscilação de potência – Detecta oscilações de potência que podem indicar uma instabilidade no sistema, ativando as proteções necessárias.
- 79: Relé de religamento automático – Permite a reenergização automática da linha após a abertura do disjuntor, aumentando a confiabilidade do sistema.
- 85: Relé de transferência ou de comunicação entre proteções de terminais diferentes – Facilita a coordenação entre diferentes terminais de proteção, essencial para a operação eficiente do sistema.
- 87L: Relé diferencial de linha – Detecta discrepâncias entre as correntes de entrada e saída na linha, sinalizando possíveis falhas internas.

Na comparação entre as funções obrigatórias previstas no Capítulo 4 e as funções configuradas na LT, nota-se que algumas outras foram configuradas para aprimorar a proteção e a operação do sistema. As funções adicionais configuradas incluem: relé de subtensão (27),

relé de verificação de sincronismo (25) e relé de transferência ou comunicação (85). Essas funções configuradas apesar de não serem obrigatórias são importantes para melhorar a resiliência do sistema, aprimorar a segurança operacional e aumentar a seleção e coordenação de proteções.

Essas unidades de proteção são fundamentais para isolar rapidamente qualquer anomalia na LT, minimizando danos aos equipamentos e garantindo a estabilidade do sistema elétrico. A configuração redundante, com proteções principais e de retaguarda (UPD1 e UPD2), proporciona uma camada adicional de segurança, garantindo que a LT permaneça protegida mesmo em caso de falha de um dos sistemas de proteção.

Os dados coletados utilizados nos resultados desta pesquisa, conforme previsto na segunda etapa da metodologia, tais como, diagramas elétricos funcionais, unifilares e oscilografias, foram fornecidos pela empresa responsável pela operação e manutenção da LT. As subestações e a LT foram referenciadas de maneira genérica ao longo do texto, para assim manter a confidencialidade.

5.3 Análise do distúrbio e verificação do funcionamento das proteções, conforme requisitos mínimos estabelecidos pelo ONS

O distúrbio analisado ocorreu na LT entre a Subestação 1 e a Subestação 2, às 05h13min do dia 29 de janeiro de 2023, durante condições climáticas adversas. As oscilografias nas Figuras 27, 28, 29 e 30 revelaram que, no momento do distúrbio, a LT operava dentro das condições normais, com valores de corrente (IA, IB, IC e IN) e tensão (VA, VB e VC) dentro dos limites operacionais.

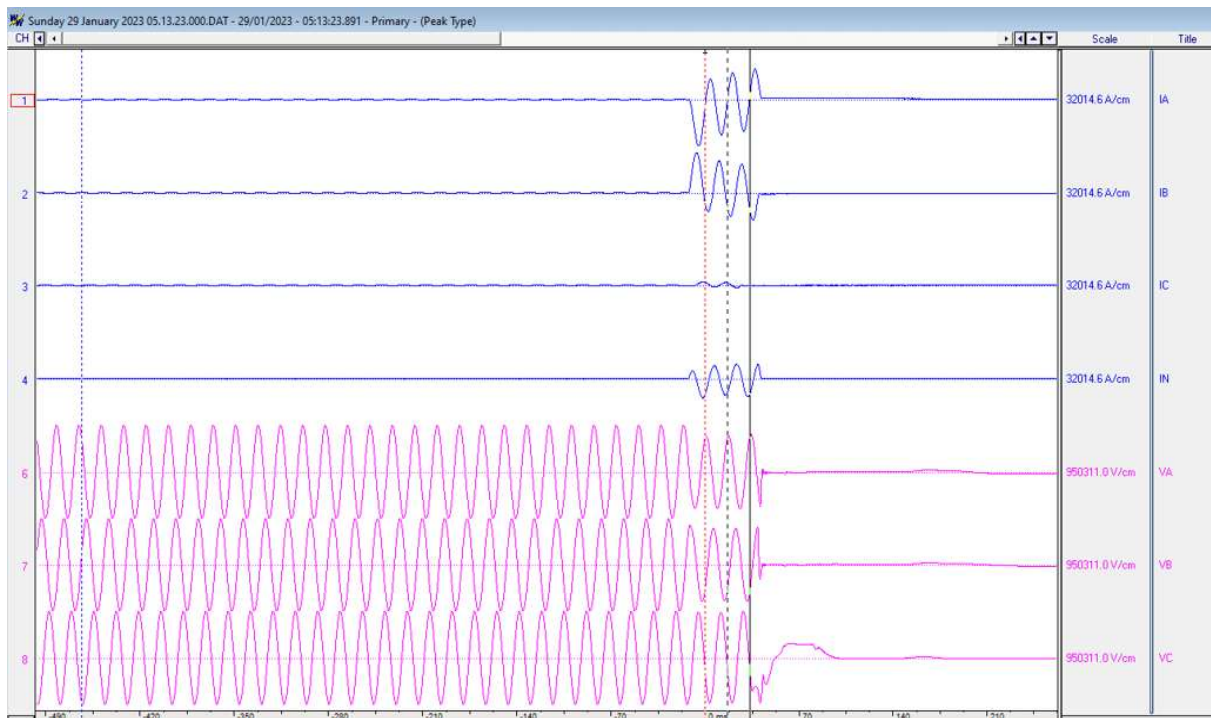


Figura 27: Oscilografia retirada da UPD1 (P545) na Subestação 1.

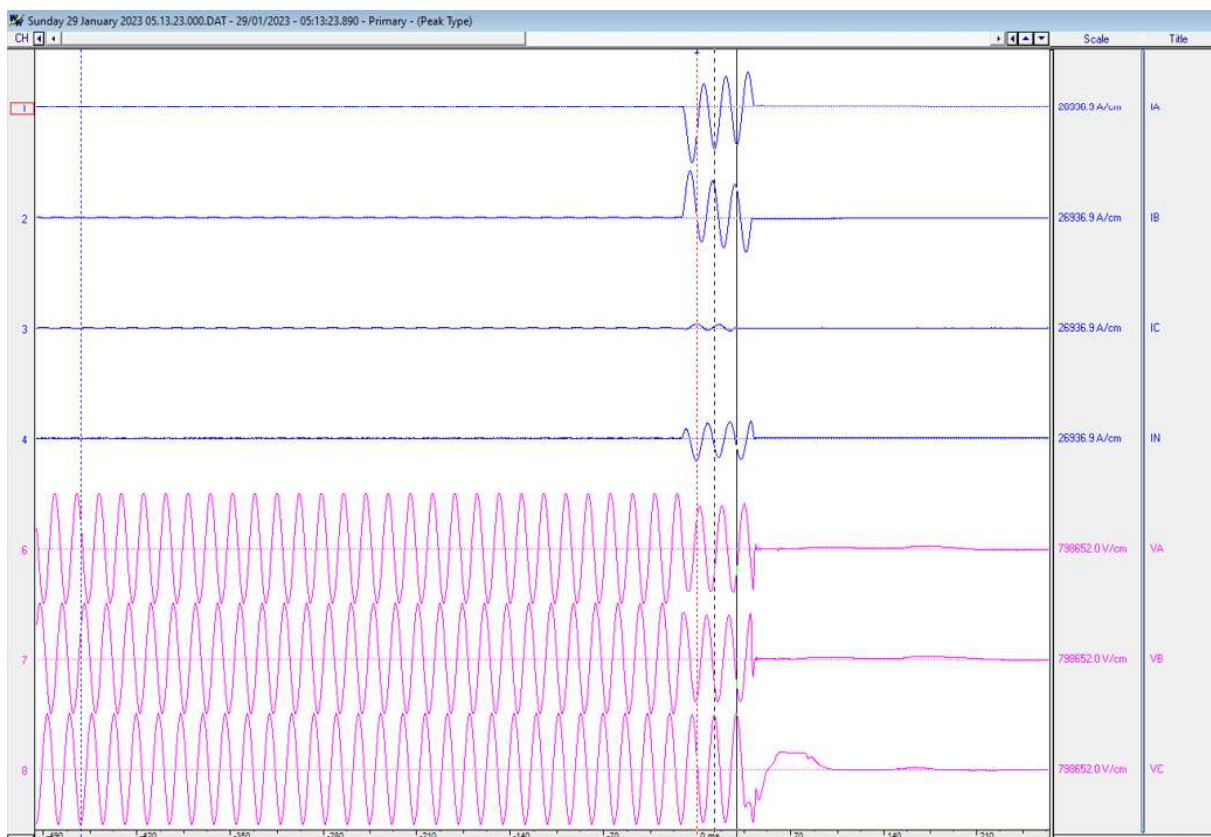


Figura 28: Oscilografia retirada da UPD2 (P545) na Subestação 1.

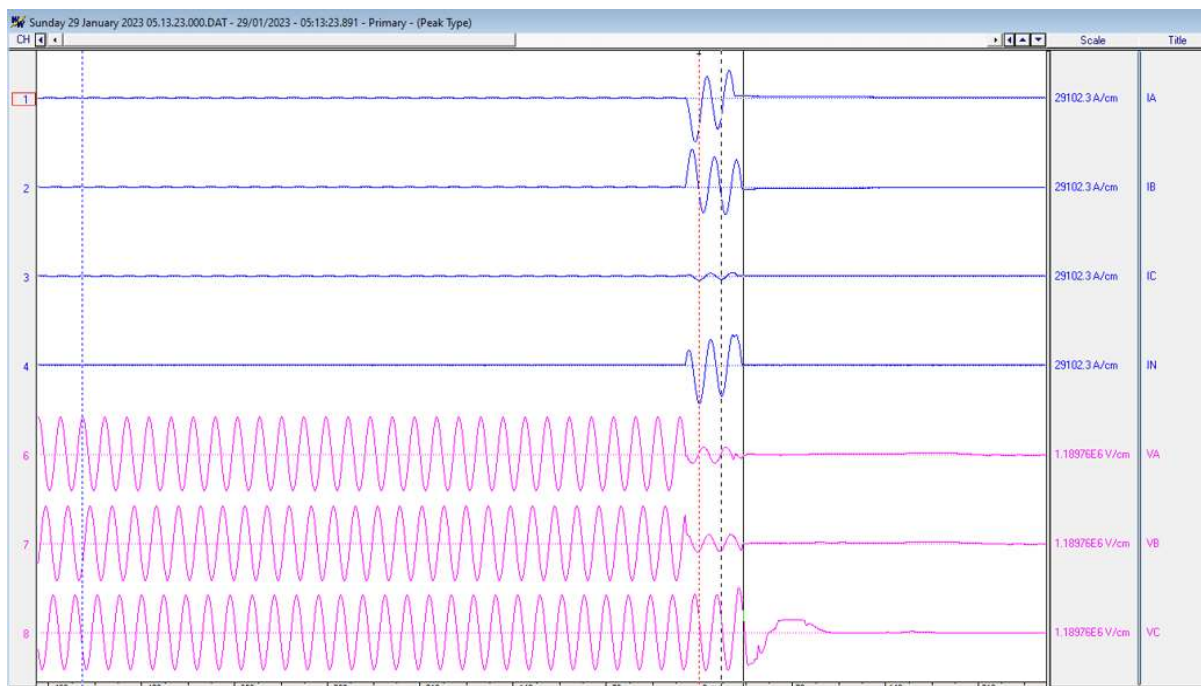


Figura 29: Oscilografia retirada da UPD1 (P545) na Subestação 2.

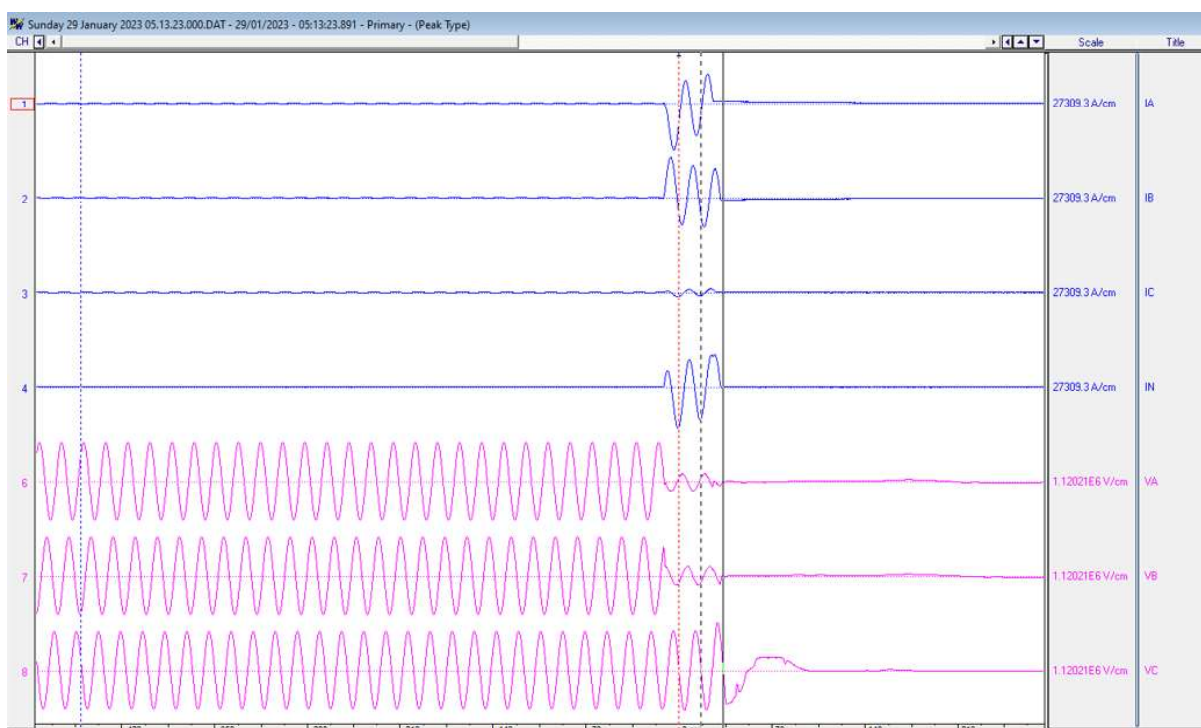


Figura 30: Oscilografia retirada da UPD2 (P545) na Subestação 2.

A partir das coletas de oscilografias das unidades de proteção digital e do registrador de perturbação, foi possível analisar o comportamento do sistema após a ocorrência de um curto-circuito bifásico. Percebe-se que as correntes IA e IB sofreram um aumento expressivo

na sua forma de onda e as tensões VA e VB sofreram uma diminuição expressiva, enquanto a IC e VC sofreram uma leve alteração. Isso comprova que o curto circuito bifásico ocorrido foi entre as fases “A” e “B”. Isso porque as alterações desses parâmetros justificam a sua condição fora do operacional.

As atuações foram realizadas pelos relés de proteção principal e alternado, com ativação das proteções Diferencial de Linha (87L) e de Distância (21) na Zona 1. Essas proteções atuaram em conjunto com a Teleproteção (85), que incluiu a recepção e transmissão do sinal de Transferência de Disparo Permissivo por Sobrealcançe (POTT) em ambos os terminais da LT (Subestação 1 e Subestação 2), sinalizando as fases “A” e “B”. Os disjuntores 7156 e 734 de cada terminal foram religados corretamente, energizando a LT após o tempo de 5 segundos, através do relé de religamento automático (79).

Após verificação e análise de todos os dados coletados do distúrbio ocorrido, foram constatadas as atuações das proteções necessárias para eliminar a falta ocorrida na LT. Com isso, foi verificada e confirmada a ocorrência de um curto-circuito bifásico entre as fases “A” e “B”, conseqüentemente, reduzindo a tensão e elevando drasticamente a corrente, deixando assim o sistema em desequilíbrio.

Conforme o item 4.2.1 dos requisitos gerais para LTs, é possível confirmar que o sistema analisado possui dispositivos instalados em seus terminais, necessários e suficientes para detecção e eliminação de todos os tipos de faltas. Neste caso, foi analisado um caso específico, mas utilizando os mesmos equipamentos é possível detectar e eliminar todas as falhas necessárias para um bom funcionamento da LT.

Os dois terminais da LT devem ser compostos de unidades de proteção principal e alternada. Assim como visto no decorrer deste trabalho, o sistema analisado é composto por duas UPDs em cada terminal, garantindo assim a redundância necessária para a proteção do sistema. Também seguindo os procedimentos, o sistema de proteção deve garantir que a teleproteção ocorra de forma efetiva, necessitando assim que os relés sejam iguais nos dois terminais e caso não seja, devem possuir características de operação idênticas. No caso visto, os sistemas de proteção são exatamente iguais nos dois terminais e possui um sistema de teleproteção adequado.

5.3.1 Análise dos dados das Subestações 1 e 2 (antes e durante o distúrbio)

A partir dos dados coletados, pelas unidades de proteção digital foram encontrados valores de tensão e corrente antes da falta, conforme descrito na Tabela 6, sendo elas:

Tabela 6: Dados dos valores coletados antes do distúrbio.

VALORES COLETADOS ANTES DO DISTÚRPIO	TENSÃO	DEFASAGEM ANGULAR (TENSÃO)	CORRENTE	DEFASAGEM ANGULAR (CORRENTE)
FASE "A"	138,3 kV	39°	23,1A	-149°
FASE "B"	138,6 kV	- 81°	19,7 A	112°
FASE "C"	138,5 kV	159°	25,2 A	-9°
NEUTRO	-	-	3 A	133°

Com esses dados antes do distúrbio é possível verificar que o sistema estava em perfeito funcionamento, equilibrado e com todos os valores de tensão, corrente e defasagem angular dentro do esperado. Também foram coletados os dados durante a falta, para que pudesse realizar a comparação dos valores, sendo eles:

Tabela 7: Dados dos valores coletados durante o distúrbio.

VALORES COLETADOS DURANTE O DISTÚRPIO	TENSÃO	DEFASAGEM ANGULAR (TENSÃO)	CORRENTE	DEFASAGEM ANGULAR (CORRENTE)
FASE "A"	79,9 kV	31°	2,2 kA	-12°
FASE "B"	61 kV	- 74°	1.9 kA	149°
FASE "C"	141.3 kV	163°	177.4 A	-59°
NEUTRO	-	-	1.77 kA	-68°

Com esses dados durante o distúrbio é possível verificar o desequilíbrio do sistema e confirmar que realmente houve um curto-circuito bifásico entre as fases "A" e "B", fazendo assim com que os valores de tensão, corrente e defasagem angular fossem todos alterados. Os tempos de abertura dos disjuntores foram de 69 ms para a Subestação 1 e 60 ms para a Subestação 2. As distâncias de falta calculadas pelos relés de proteção foram de 67,53 km da Subestação 1 e 17,5 km da Subestação 2.

Os diagramas fasoriais das Figuras 31 e 32 comprovam cada um desses dados antes e durante o distúrbio:

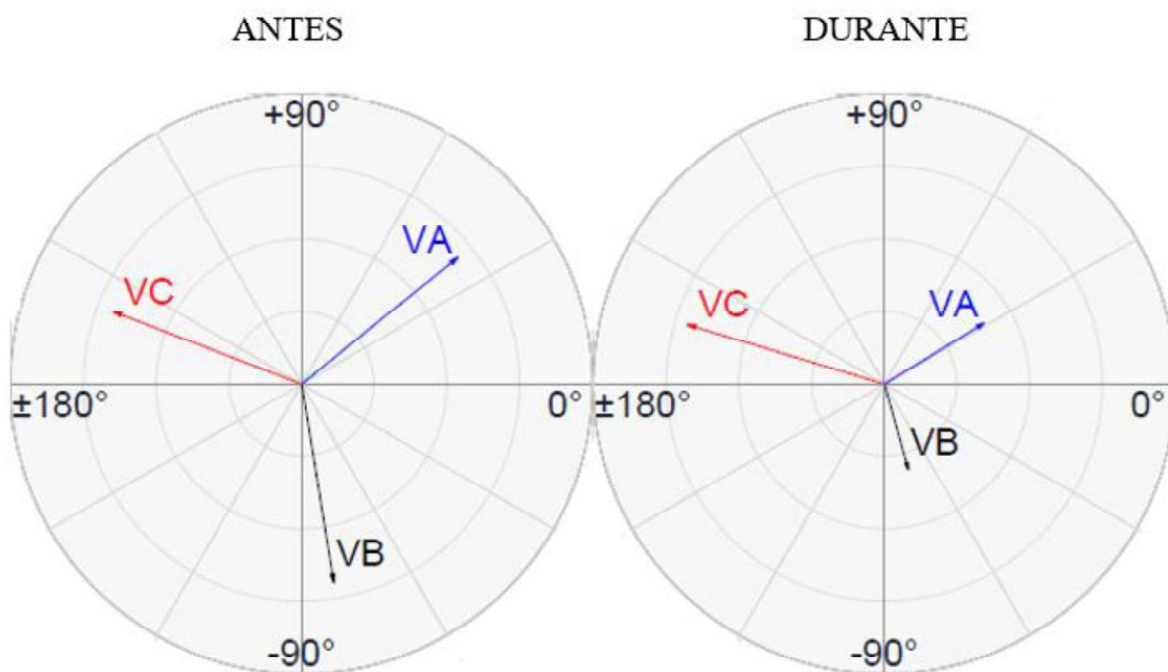


Figura 31: Diagrama fasorial das tensões.

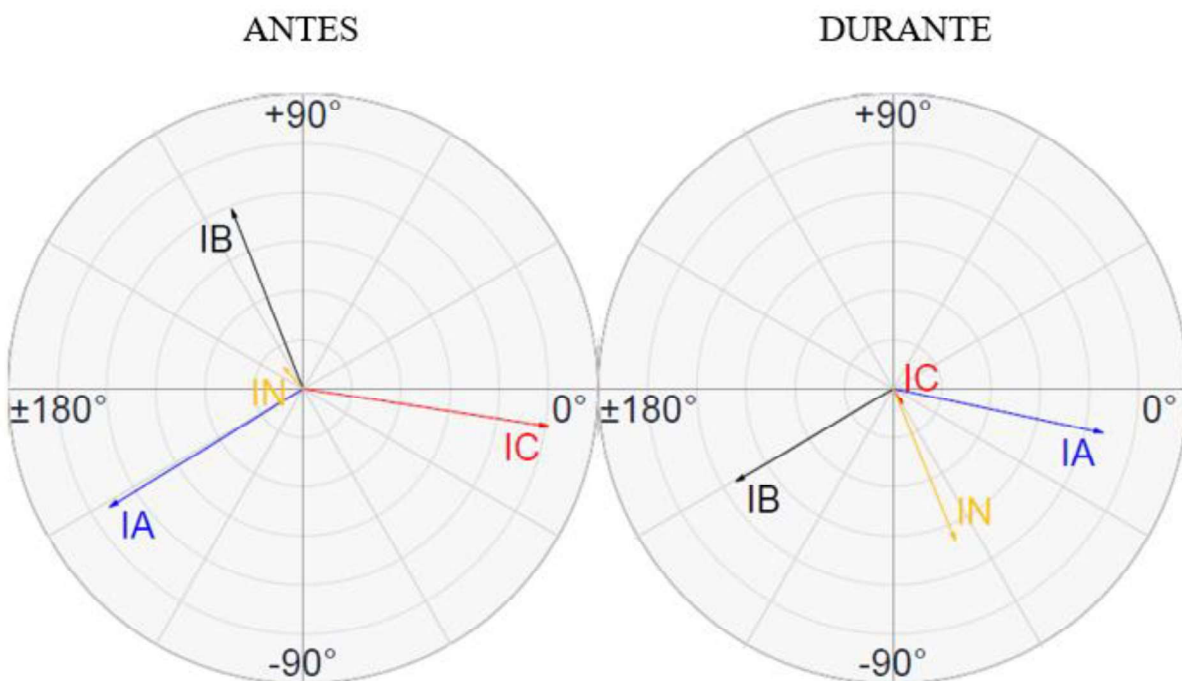


Figura 32: Diagrama fasorial das correntes.

Já os gráficos das Figuras 33 e 34 comprovam de fato como a tensão e a corrente se comportaram antes, durante e depois do distúrbio, fazendo assim que seja possível ter um parâmetro geral de como tudo ocorreu.

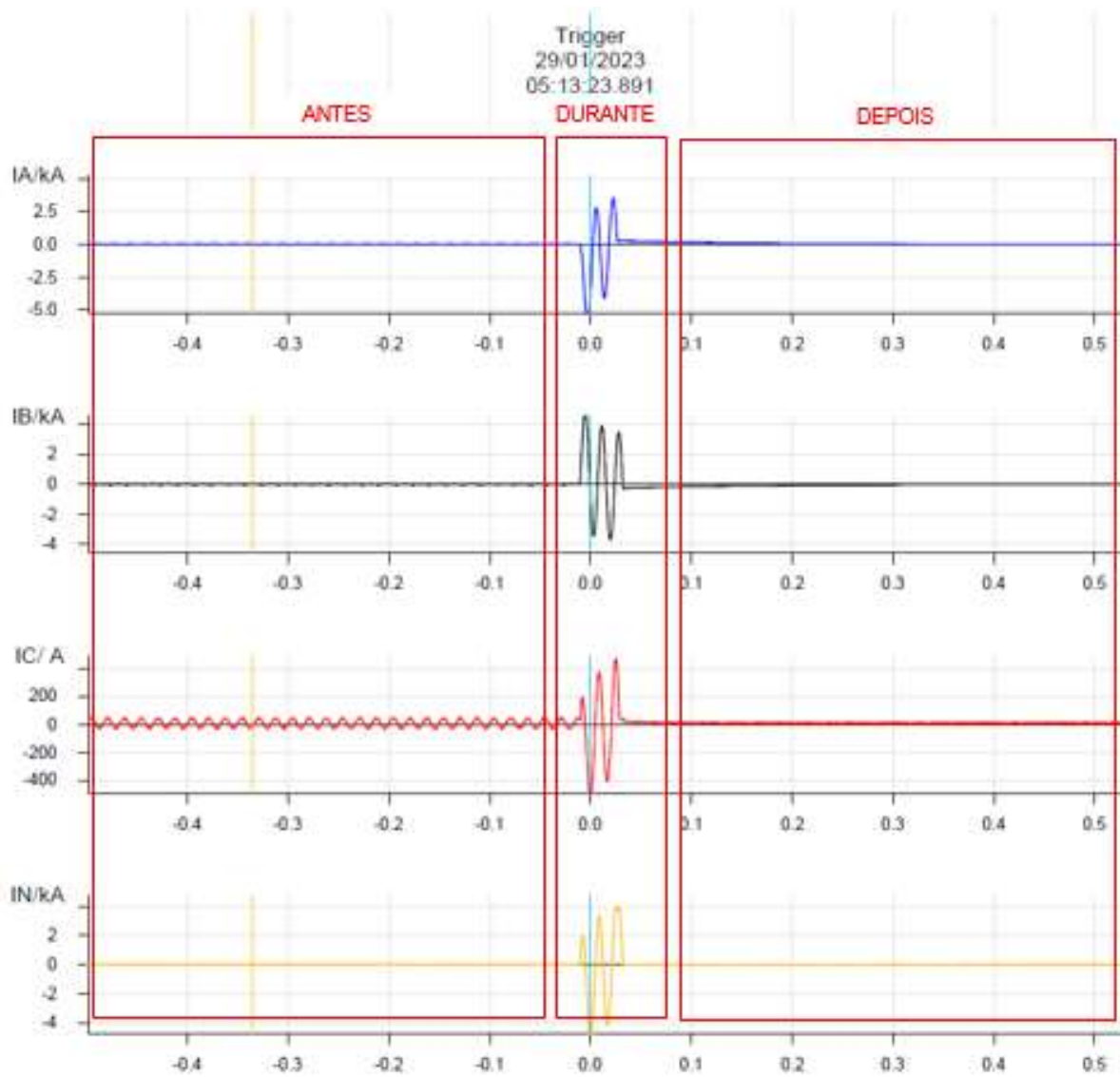


Figura 33: Oscilografia das Correntes.

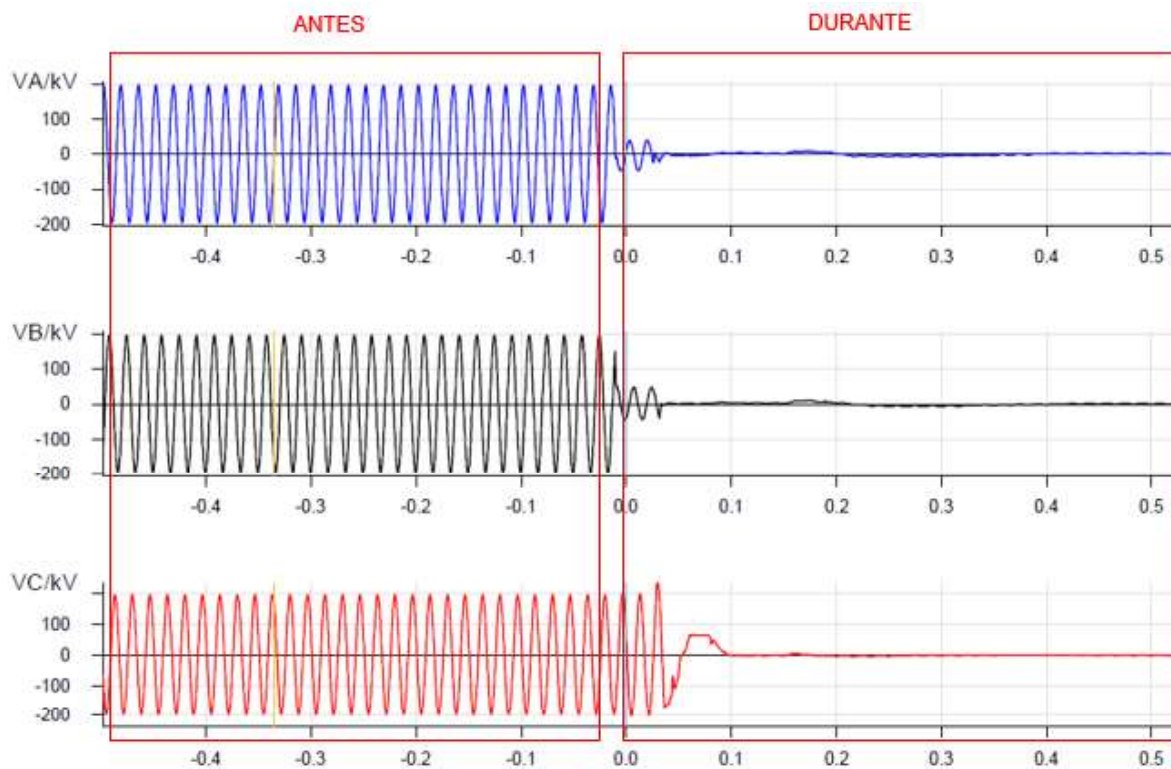


Figura 34: Oscilografia das Tensões.

5.3.1.1 Análise das proteções atuadas durante o distúrbio

Foram verificadas que as funções de distância (21/21N), proteção diferencial de sobrecorrente de neutro (67N), diferencial de linha (87L), sobretensão (59), bloqueio por oscilação de potência (68), falha de disjuntor (50/62BF), teleproteção (85) e religamento (79) estão configuradas em todas as unidades de proteção analisadas. Porém não houve atuação de todas as proteções configuradas durante o distúrbio. Neste caso, durante o distúrbio ocorrido na LT entre a Subestação 1 e a Subestação 2 foram verificadas as atuações das proteções sensibilizadas: distância (21/21N), diferencial de linha (87L), teleproteção (85) e religamento (79).

- Proteção de Diferencial de Linha (87L)

A proteção diferencial de linha é uma das primeiras a atuar em casos de falhas internas à linha de transmissão. Nesse caso, a proteção funcionou comparando os valores das correntes nas extremidades da linha. Em condições normais, as correntes de entrada e saída da linha são praticamente iguais. No entanto, durante o distúrbio, a diferença entre essas correntes indicou a presença de uma falha interna, resultando no envio de um sinal do relé para o disjuntor, atuando assim de forma imediata a proteção diferencial.

- Proteção de Distância (21) em Zona 1

A proteção de distância foi ativada durante o distúrbio utilizando o cálculo de impedância da linha. Essa proteção opera com base no cálculo da impedância entre o ponto de instalação do relé e o local da falha. A Zona 1 cobre a parte mais próxima da linha e opera sem atraso de tempo, garantindo uma resposta rápida.

- Teleproteção (85)

A teleproteção foi responsável pela comunicação entre a linha de transmissão com os relés de proteção dos dois terminais. Garantindo assim, que o sistema foi desligado de forma rápida. Após essa grande falta no sistema, as unidades de proteção de distância e diferencial de linha foram ativadas. Elas enviaram um sinal de *trip* através de uma porta lógica e de um cabo OPGW, ordenando a abertura dos disjuntores em ambos os terminais. Essa ação desligou imediatamente a linha, isolando a falha e protegendo o sistema elétrico.

A Figura 35 ilustra as atuações das proteções 87L, 21 e 85 durante o distúrbio:

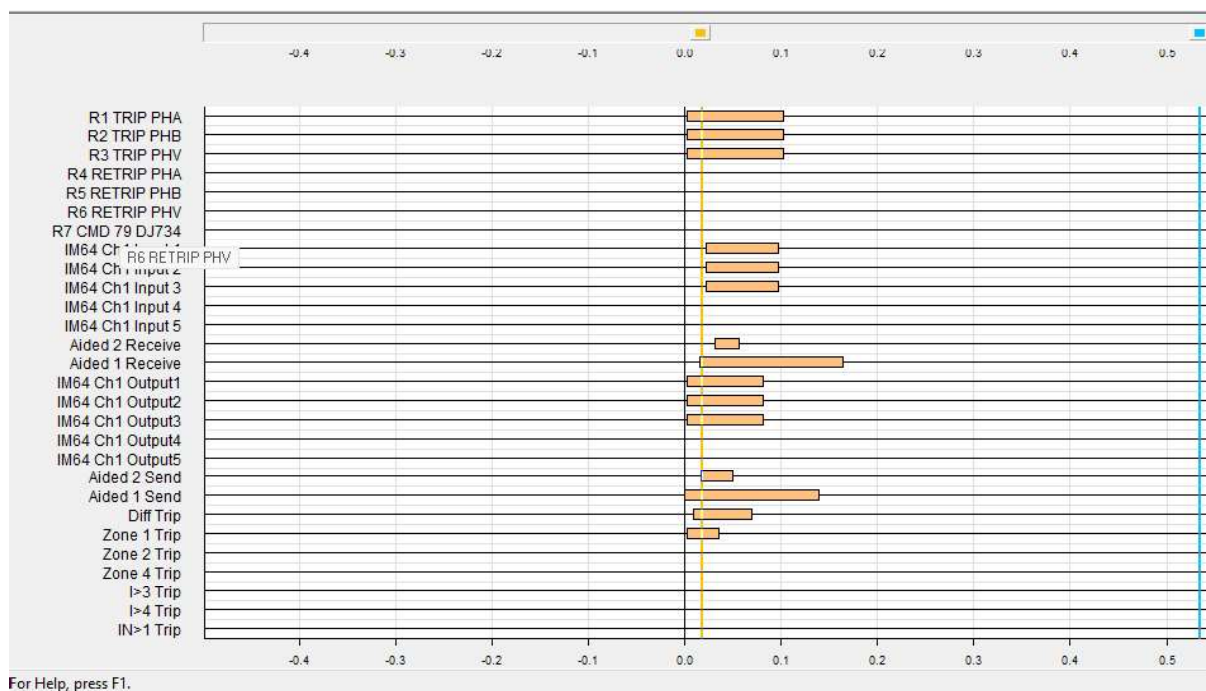


Figura 35: Oscilografia das Proteções atuadas no distúrbio.

5.4 Análise da atuação do Religamento Automático

A unidade de proteção está configurada para religamento tripolar, com um tempo morto de 5 segundos para o fechamento automático do disjuntor. A verificação de sincronismo estava habilitada, mas como a linha estava desligada o fechamento automático do disjuntor foi

realizado de forma facilitada. O disjuntor abriu às 05h13min23s891ms (Figura 33) e fechou às 05h13min29s165ms (Figura 36), operando conforme a configuração estabelecida. A partir da oscilografia do religamento automático é possível verificar o exato momento em que a linha é restabelecida.

O esquema de religamento automático ajustado nessa LT possui sistema de controle para retirada ou colocação do serviço do religamento através do SAGE, de forma simples e prática. O tempo morto ajustado é independente, ou seja, foi ajustado conforme a necessidade do sistema, no caso, 5 segundos. Após iniciado o ciclo de religamento, o mesmo só poderá iniciar novamente se respeitar o tempo mínimo ajustado, que se inicia mediante a abertura do disjuntor. Neste caso, não houve outro ciclo de religamento iniciado, mas o tempo mínimo ajustado é de 180 segundos, caso precise iniciar outro ciclo.

O esquema de religamento também é ajustado para que qualquer um dos terminais seja religado primeiro, obedecendo o tempo morto ajustado e a verificação de sincronismo realizada. É estabelecido um dos terminais como líder e o outro como terminal seguidor, o terminal líder só será ligado caso não haja tensão na LT, e o terminal seguidor, só será ligado depois da verificação de sincronismo, ou seja, havendo tensão na LT, com o terminal líder fechado. No caso da LT analisada, o terminal líder refere-se à Subestação 1 e o terminal seguidor a Subestação 2. A partir dos horários coletados pelas oscilografias é possível verificar o esquema de religamento atuado de forma correta e conforme o configurado.

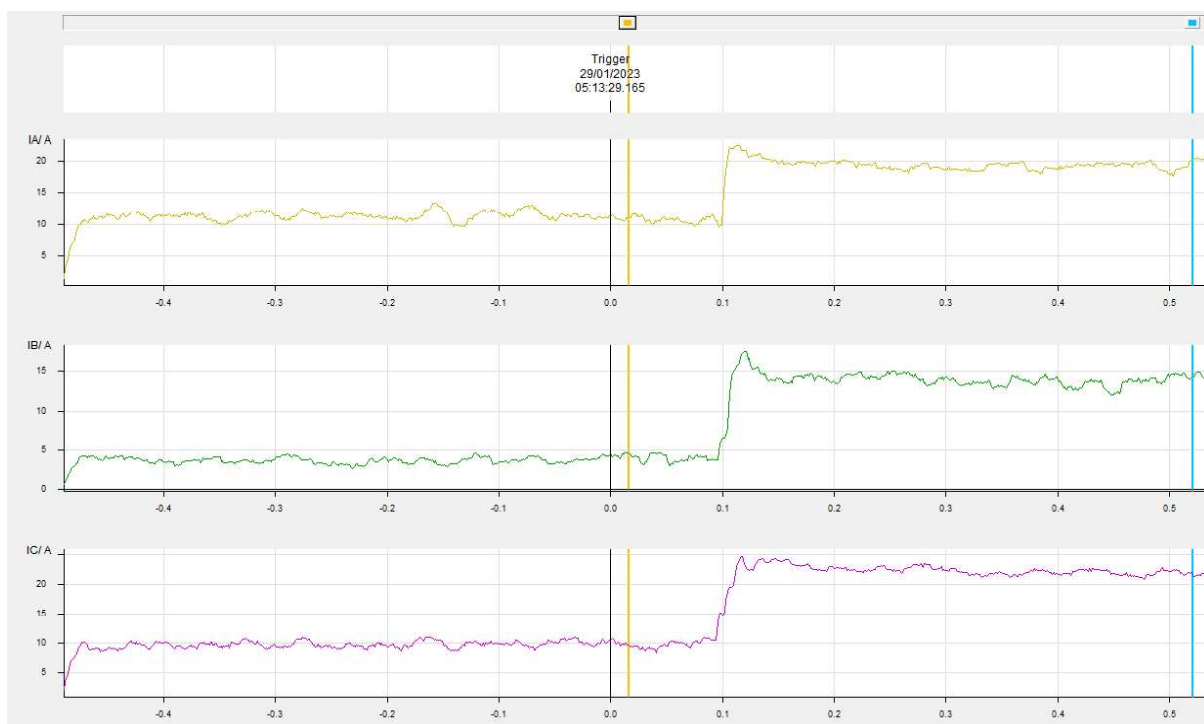


Figura 36: Oscilografia do Religamento Automático.

A partir das validações de todos os itens constantes no submódulo do ONS e verificando que houve a abertura dos disjuntores e eliminação da falta antes dos 100ms. Depois do tempo morto configurado (5 segundos), o religamento tripolar foi realizado, restabelecendo o sistema e atendendo assim aos requisitos mínimos de proteção estabelecidos pelo ONS.

S1 MiCOM S1 Agile V3.0.1

Quick Connect... File View Print Tools Options Help

Start Page SE-FIR-FIR.UPD1.001 2023-01-30 12.41.10

View ▾ File comments Save Save as Copy

Name	Value	Address (C.R)
GROUP 1 VOLT PROTEC...		
GROUP 1 CB FAIL & P...		
GROUP 1 SUPERVISION		
GROUP 1 SYSTEM CHECKS		
GROUP 1 AUTORECLOCE		
Single Pole Shot	1	49.05
Three Pole Shot	1	49.06
1 Pole Dead Time	1.000 c	49.07
Dead Time 1	5.000 c	49.08
Dead Time 2	60.00 c	49.09
Dead Time 3	60.00 c	49.0A
Dead Time 4	60.00 c	49.0B
AR CBHealthyTime	5.000 c	49.0C
Reclaim Time	5.000 c	49.0F
AR Inhibit Time	5.000 c	49.10
AR CheckSyncTime	1.000 c	49.25
Z2T AR	Block AR	49.27
ZPT AR	Block AR	49.29
Z4T AR	Block AR	49.2A
DEF Aided AR	Initiate AR	49.2B
Dir Aided AR	Block AR	49.2C
TOR AR	Block AR	49.2D
I>3 AR	No Action	49.31
I>4 AR	No Action	49.32
IN>1 AR	No Action	49.33
IN>3 AR	No Action	49.35
Mult Phase AR	Allow Autoclose	49.39
Dead Time Start	Protection Reset	49.3A
Discrim Timer	100.0 ms	49.3B
SYSTEM CHECKS		49.40
CS1 Close Enable	Enabled	49.41
CS2 Close Enable	Disabled	49.42
LiveLine/DeadBus	Disabled	49.43
DeadLine/LiveBus	Disabled	49.44
DeadLine/DeadBus	Disabled	49.45
C/S AR Immediate	Disabled	49.46
SysChk on Shot 1	Enabled	49.47
GROUP 1 INPUT LABELS		
GROUP 1 OUTPUT LABELS		

Figura 37: Tempo morto ajustado na Unidade de Proteção.

Name	Value	Address (C.R)
GROUP 1 VOLT PROTECTION		
GROUP 1 CB FAIL & P.DEAD		
GROUP 1 SUPERVISION		
GROUP 1 SYSTEM CHECKS		
GROUP 1 AUTORECLOSE		
Num CBs	Both CB1&CB2	49.50
Lead/Foll ARMode	L 1/3P, F 1/3P	49.53
Leader Select By	Leader By Menu	49.55
Select Leader	Sel Leader CB1	49.56
BF if LFail Clc	Disabled	49.57
Dynamic F/L	Enabled	49.58
AR Shots	1	49.59
Multi Phase AR	Allow Autoclose	49.5C
Discrim Time	100.0 ms	49.5D
CB IS Time	5.000 s	49.60
CB IS MemoryTime	50.00 ms	49.61
DT Start by Prot	Protection Op	49.62
DTStart by CB Op	Disabled	49.64
SP AR Dead Time	500.0 ms	49.67
3P AR DT Shot 1	5.500 s	49.68
3P AR DT Shot 2	60.00 s	49.69
3P AR DT Shot 3	60.00 s	49.6A
3P AR DT Shot 4	60.00 s	49.6B
Follower Time	100.0 ms	49.6C
SPAR ReclaimTime	180.0 s	49.6D
3PAR ReclaimTime	180.0 s	49.6E
AR CBHealthyTime	5.000 s	49.6F

Figura 38: Tempo de Recuperação e Número de Tentativas do Religamento Automático.

5.5 Qualidade do Religamento Automático

O tempo entre a abertura e o fechamento do disjuntor foi de aproximadamente 5,27 segundos, o que está de acordo com o tempo morto configurado de 5 segundos. Esse resultado demonstra que o relé de religamento automático atuou dentro do tempo ajustado, operando conforme os requisitos técnicos e as configurações da unidade de proteção.

O tempo morto ajustado foi considerado adequado para garantir a estabilidade e a segurança do sistema. O fato de o ciclo de religamento ter sido completado sem a necessidade de um novo ciclo confirma que o tempo de atuação do relé foi eficiente e apropriado.

Após o fechamento do disjuntor, a linha foi restabelecida sem novos distúrbios, indicando que o religamento automático foi bem-sucedido e que o sistema permaneceu estável. A verificação de sincronismo, embora tenha sido habilitada, não foi necessária, já que a linha estava desligada e o religamento ocorreu de forma facilitada.

O religamento foi realizado na primeira tentativa, sem a necessidade de iniciar outro ciclo de religamento. Isso demonstra que o sistema de religamento automático garantiu a continuidade do fornecimento de energia de forma eficiente e rápida, contribuindo para a estabilidade do sistema após o restabelecimento da LT, conforme mostra a Figura 36.

5.6 Investigação de falhas e identificação de melhorias

Não houve falhas ou atrasos no funcionamento do sistema de proteção durante o processo de religamento. Os disjuntores atuaram corretamente, e o tempo de religamento foi cumprido conforme o tempo ajustado.

Embora o sistema tenha operado conforme o esperado, uma possível melhoria poderia envolver a análise de cenários futuros em que múltiplos ciclos de religamento possam ser necessários. Por exemplo, a configuração atual prevê um ciclo a cada três minutos, mas em situações de falhas persistentes ou distúrbios complexos, a repetição desses ciclos pode causar desgaste nos equipamentos e aumentar a instabilidade do sistema.

Uma melhoria possível seria a otimização dos critérios de interrupção do ciclo de religamento, ajustando o número de ciclos ou o tempo de espera entre os ciclos, com base em simulações que consideram diferentes tipos de falhas e suas frequências. Além disso, tecnologias de diagnóstico em tempo real poderiam ser integradas ao sistema de proteção para detectar rapidamente a origem das falhas e determinar se o religamento automático é a melhor opção ou se uma intervenção manual seria mais eficaz.

5.7 Considerações Finais

Neste capítulo, foram analisados o desempenho das proteções e do sistema de religamento automático em uma LT de 230 kV. Os resultados confirmaram a conformidade com os requisitos técnicos do ONS, e a importância do tempo de religamento e na coordenação entre os dispositivos de proteção para assegurar maior estabilidade do sistema após falhas. Essas conclusões reforçam a importância de ações contínuas de aprimoramento para garantir a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico. A Tabela 8 apresenta um resumo dos resultados obtidos, detalhando os itens atendidos de acordo com os critérios e requisitos estabelecidos pelo ONS.

Tabela 8: Comparação dos Resultados com os Critérios e Requisitos do ONS. Fonte: Autoria Própria.

Requisitos do Submódulo 2.11	Linha de Transmissão Analisada	Conformidade
Proteção Principal e Retaguarda	Contém duas UPDs por terminal (UPD1 e UPD2).	Atendido
Funções de Proteção Mínimas	Todas as funções listadas estão configuradas, mas nem todas atuaram.	Atendido
Esquemas de Teleproteção	Teleproteção (85) implementada com sinal POTT e operação correta.	Atendido
Deteção e Eliminação de Falhas	Curto-circuito eliminado antes de 100 ms.	Atendido
Religamento Automático Configurável	Religamento com tempo morto de 5 segundos e ciclo ajustável.	Atendido
Início e Bloqueio do Religamento	Religamento ativado por zona 1 e teleproteção; sem bloqueios.	Atendido
Configuração do Terminal Líder	Terminal líder (Subestação 1) e seguidor (Subestação 2) corretamente configurados.	Atendido
Tempo Mínimo Entre Ciclos	Tempo ajustado para 180 segundos; nenhum novo ciclo foi necessário.	Atendido
Supervisão e Registro de Perturbações	Oscilografias coletadas para análise detalhada dos distúrbios.	Atendido

6 CONCLUSÃO

O estudo realizado destacou a importância dos sistemas de proteção em linhas de transmissão de 230 kV, com especial atenção à atuação do relé de religamento automático após a ocorrência de curtos-circuitos bifásicos. A análise dos resultados confirmou a adequação das proteções implementadas às exigências técnicas descritas no Submódulo 2.11 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Esse alinhamento garante não apenas a conformidade regulatória, mas também a segurança operacional e a continuidade do fornecimento de energia.

Um dos aspectos mais relevantes observados foi o desempenho eficiente do sistema de religamento automático. O tempo de atuação do relé esteve dentro dos limites estabelecidos pelas normas técnicas, assegurando uma resposta rápida e eficaz às falhas transitórias. Esse fator minimiza interrupções prolongadas, mantendo a disponibilidade do sistema elétrico e reduzindo os impactos para consumidores e operadores.

Além disso, a análise dos dados de oscilografia e de distúrbios demonstraram que as proteções atuaram de forma precisa tanto na detecção quanto no isolamento da falha. As oscilações de corrente e tensão, monitoradas antes, durante e após os eventos, evidenciaram a qualidade das respostas obtidas. Após a atuação do religamento automático, verificou-se que o sistema retornou à estabilidade operacional, confirmando a eficiência dos ajustes realizados e a robustez da estratégia de proteção empregada.

Por fim, foram identificadas oportunidades de melhoria que podem ser incorporadas futuramente para potencializar o desempenho do sistema. Entre elas, destaca-se a necessidade de atualizar as configurações das proteções para cenários de maior ou menor demanda e o uso de tecnologias avançadas de teleproteção, que podem elevar o nível de segurança e confiabilidade da rede de transmissão.

Os resultados deste trabalho reforçam a relevância de uma proteção bem ajustada e alinhada aos Procedimentos de Rede. Isso não apenas assegura a continuidade do fornecimento de energia com qualidade e segurança, mas também contribui para a eficiência operacional do sistema de transmissão no Brasil.

Uma sugestão para trabalhos futuros seria analisar um cenário em que o religamento automático de uma linha de transmissão não atuou corretamente, investigando as possíveis causas do distúrbio e seus impactos operacionais. Além disso, seria relevante calcular os valores das parcelas variáveis associadas à indisponibilidade da linha, considerando o impacto financeiro para os agentes envolvidos no sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

ANEEL. *A Aneel na reestruturação do setor elétrico brasileiro*. [S.l.]: ANEEL, 2001. 1 v., il. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/9116>. Acesso em: 5 nov. 2024.

BARBIERI, Gustavo. *Análise da Viabilidade da Construção de uma Subestação*. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2020.

BARROS, Benjamin Ferreira de; BORELLI, Reinaldo; GEDRA, Ricardo Luis. *Geração, Transmissão, Distribuição e Consumo de Energia Elétrica*. São Paulo: Érica, 2014.

BICHELS, Arlei. *Sistemas elétricos de potência: métodos de análise e solução*. Arlei Bichels. 1ª. ed. Curitiba: EDUTFPR, 2018.

CUNHA, Leandro Veloso. *Desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas: influência do efeito corona na ruptura a meio de vão*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2010.

DUARTE, Antônio Carlos da Rocha. *Equipamentos de geração e transmissão: conceitos e critérios*. Antônio Carlos da Rocha Duarte. 1ª. ed. São Paulo: Artliber Editora, 2018.

EMBRASUL. *Energia elétrica no Brasil*. Disponível em: <<https://embrasul.com.br/>>. Acesso em: 10 abr. 2024.

GOMES, André de Souza. *Deteção e classificação de faltas em linhas de transmissão utilizando análise funcional e inteligência computacional*. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2011.

JUNIOR, C. M.; FURLANETO, C. J.; PREARO, L. C. *A energia elétrica e as fontes alternativas de energia na gestão das empresas*. EnANPAD, 2009. n. 2, 2009.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 1ª. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.

KINDERMANN, Geraldo. *Curto-circuito*. 2ª. ed. Geraldo Kindermann. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

KINDERMANN, Geraldo. *Proteção de sistema elétrico de potência*. 2ª. ed. Geraldo Kindermann. Florianópolis: UFSC, 2005.

KINDERMANN, Geraldo. *Proteção de sistema elétrico de potência*. 2ª. ed. Geraldo Kindermann. Florianópolis: UFSC, 2012.

LABEGALINI, Paulo Roberto. *Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão*. Paulo Roberto Labegalini. 2ª. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 1992.

MAMEDE FILHO, João. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. João Mamede Filho, Daniel Ribeiro Mamede. 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MAMEDE FILHO, João. *Subestações de alta tensão*. João Mamede Filho. 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

MOHAN, Ned. *Sistemas elétricos de potência: curso introdutório*. Ned Mohan; tradução Walter Denis Cruz Sanchez. 1ª. ed. Rio de Janeiro : LTC, 2016.

MORETO, Miguel; ROLIM, Jacqueline G.. *Análise automática de oscilografias em sistemas elétricos de potência*. Revista Controle & Automação, Universidade Federal de Santa Catarina, Vol. 21, no.4, p.347 a 362, julho e agosto, 2010.

MUNDO DA ELÉTRICA. *O que é Tabela ANSI? Para que serve?* Disponível em: <https://www.mundodaeletrica.com.br/o-que-e-tabela-ansi-para-o-que-serve/>. Acesso em: 14 nov. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Submódulo 1.1 - O operador nacional do sistema e os procedimentos de rede: visão geral*. Procedimentos de Rede, 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Submódulo 2.1 - Definição das redes do Sistema Interligado Nacional*. Procedimentos de Rede, 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Submódulo 2.11 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção*. Procedimentos de Rede, 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Submódulo 11.6 – Registro de perturbações*. Procedimentos de Rede, 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Sobre o ONS*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/atuacao>. Acesso em: 2 nov. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Sobre o SIN*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 1 nov. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Relatório de indicadores de desempenho do SIN - Outubro/2017*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes>.

Acesso em: 10 nov. 2024.

PRONEXT ENGENHARIA. *Teleproteção*. Disponível em: <https://pronextengenharia.com.br/teleprotecao/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

ROBBA, Ernesto João. et al. *Análise de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica*. Ernesto João Robba; Hernán Prieto Schmidt; José Antonio Jardini; Carlos Márcio Vieira Tahan. 1ª. ed. São Paulo: Blucher, 2020.

RODRIGUES, Marcio A. O. *Modelagem da Proteção de Distância de Linhas de Transmissão Considerando o Religamento Automático*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2019.

RUSH, Peter. *Proteção e Automação de Redes: Conceito e Aplicação*. Peter Rush; tradução José Antonio Jardini. São Paulo: Edgard Blucher, 2011.

SATO, Fujio; FREITAS, Walmir. *Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica*. Fujio Sato; Walmir Freitas. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *Capture dados vitais da subestação usando o sistema registrador digital de perturbações (RDP)*. Nota de aplicação AN2021-04, 2021.

SCHNEIDER ELECTRIC. *Proteção e automação de redes: conceito e aplicação*.