



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL

FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ESTUDO DE PROTEÇÃO, COORDENAÇÃO E
SELETIVIDADE DE UMA INDÚSTRIA TÊXTIL**

Kamilly Evelin Ricas

Campo Grande - MS

06 de maio de 2026



ESTUDO DE PROTEÇÃO, COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE UMA INDÚSTRIA TÊXTIL

KAMILLY EVELIN RICAS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como exigência para obtenção do grau de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS considerado **aprovado**.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flavio Guilherme de Melo Lima (Orientador)

Prof. Dr. Tiago Henrique de Abreu Mateus

Prof. Dr. Frederico Silva Moreira

Campo Grande, 6 de maio de 2026.

NOTA
MÁXIMA
NO MEC

UFMS
É 10!!!



Documento assinado eletronicamente por **Frederico Silva Moreira, Professor do Magisterio Superior**, em 12/05/2026, às 17:23, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

NOTA
MÁXIMA
NO MEC

UFMS
É 10!!!



Documento assinado eletronicamente por **Tiago Henrique de Abreu Mateus, Professor do Magisterio Superior**, em 12/05/2026, às 17:34, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

NOTA
MÁXIMA
NO MEC

UFMS
É 10!!!



Documento assinado eletronicamente por **Flavio Guilherme de Melo Lima, Professor do Magisterio Superior**, em 12/05/2026, às 17:40, conforme horário oficial de Mato Grosso do Sul, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufms.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6408241** e o código CRC **13317F77**.

Fone:

CEP 79070-900 - Campo Grande - MS

Referência: Processo nº 23104.005690/2021-63

SEI nº 6408241

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ESTUDO DE PROTEÇÃO, COORDENAÇÃO E
SELETIVIDADE DE UMA INDÚSTRIA TÊXTIL**

Kamilly Evelin Ricas

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como exigência para obtenção do
grau de Bacharelado em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul –
UFMS.

Orientador: Flávio Guilherme de Melo Lima

Campo Grande - MS

06 de maio de 2026

ESTUDO DE PROTEÇÃO, COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DE UMA INDÚSTRIA TÊXTIL

Monografia apresentada à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, para obtenção da Graduação em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Flávio Guilherme de Melo Lima

Orientador

Prof. Dr. Tiago Henrique de Abreu Mateus

Prof. Dr. Frederico Silva Moreira

Campo Grande – MS

06 de maio de 2026

A Deus!

A meus pais!

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente a Deus, pela saúde, sabedoria e perseverança durante toda a caminhada acadêmica. À minha família, pelo apoio incondicional, incentivo e compreensão em todos os momentos. Aos professores e ao orientador, pela dedicação, paciência e pelo conhecimento transmitido, fundamentais para realização deste trabalho. Aos colegas e amigos, pela parceria, colaboração e incentivo, que tornaram esta jornada mais leve e enriquecedora. À instituição de ensino e a todos que, de forma direta ou indireta, contribuíram para a conclusão deste estudo, deixo aqui minha sincera gratidão.

RESUMO

A proteção de sistemas elétricos é um elemento fundamental para garantir a segurança, a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica, sendo essencial para a integridade dos equipamentos e a operação adequada das instalações industriais. Nesse contexto, este trabalho aborda o estudo de proteção, coordenação e seletividade aplicado a um posto de transformação de uma indústria têxtil, alimentado em média tensão. O estudo contempla a análise da configuração do sistema elétrico, bem como a aplicação de metodologias para avaliação das correntes de curto-circuito, dimensionamento de equipamentos de medição e proteção e definição de ajustes de dispositivos de proteção. Além disso, são considerados critérios técnicos e normativos para a parametrização de relés e verificação da atuação coordenada entre os dispositivos. A análise é complementada pela avaliação das curvas tempo versus corrente, permitindo verificar a seletividade do sistema, bem como sua capacidade de suportar solicitações elétricas transitórias. Dessa forma, o trabalho evidencia a importância da correta aplicação dos princípios de proteção elétrica, contribuindo para o desempenho seguro, eficiente e confiável de instalações industriais.

Palavras-Chave: proteção elétrica; coordenação; seletividade; relés de sobrecorrente.

ABSTRACT

The protection of electrical power systems is a fundamental element to ensure safety, reliability, and continuity of energy supply, being essential for equipment integrity and proper operation of industrial installations. In this context, this work addresses the study of protection, coordination, and selectivity applied to a transformation substation of a textile industry, supplied at medium voltage. The study includes the analysis of the electrical system configuration, as well as the application of methodologies for short-circuit current evaluation, sizing of measurement and protection equipment, and definition of protection device settings. In addition, technical and normative criteria are considered for relay parameterization and verification of coordinated operation among protection devices. The analysis is complemented by the evaluation of time-current curves, allowing the verification of system selectivity, as well as its capability to withstand transient electrical stresses. Thus, this work highlights the importance of the correct application of electrical protection principles, contributing to the safe, efficient, and reliable performance of industrial electrical systems.

Keywords: electrical protection; coordination; selectivity; overcurrent relays.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Zonas de proteção de um sistema de potência.....	23
Figura 2 – Exemplificação de seletividade amperimétrica	25
Figura 3 - Exemplo de seletividade cronométrica.....	27
Figura 4 – Curva de tempo inverso.....	28
Figura 5 – Curva de tempo definido	28
Figura 6 – Seletividade Lógica	29
Figura 7 – Parte interna de um para-raios a resistor não linear	31
Figura 8 – Chave Fusível com Indicador Unipolar	33
Figura 9 – Curvas de fusão mínima e máxima de elos do tipo K	35
Figura 10 – Curvas de fusão mínima e máxima de elos do tipo H	36
Figura 11 – Curvas de fusão mínima e máxima de elos do tipo T.....	37
Figura 12 – Curva de Magnetização do Núcleo do TC.....	42
Figura 13 – TP eletromagnético.....	46
Figura 14 – Curva inversa + tempo definido.....	52
Figura 15 – Curva normalmente inversa	56
Figura 16 – Curva muito inversa	57
Figura 17 – Curva Extremamente Inversa.....	58

Figura 18 – Diagrama Fasorial de Sequencia Positiva.....	62
Figura 19 – Diagrama Fasorial de Sequencia Negativa	63
Figura 20 – Diagrama Fasorial de Sequencia Negativa	63
Figura 21 – Envoltório das Correntes de Curto-Circuito	66
Figura 22 – Circuito equivalente por Fase de Sequência Zero de Transformadores 3 \emptyset de 2 enrolamentos de núcleo envolvido	68
Figura 23 – Modelos de Sequência em Curto	70
Figura 24 – Modelos Conectados em paralelo no Curto-Circuito Bifásico.....	71
Figura 25 – Modelos Ligados em Paralelo no Curto-Circuito Bifásico-terra.....	72
Figura 26 – Circuito Equivalente por Fase de Sequência Ligados em Série.....	74
Figura 27 – Etapas metodológicas do estudo de seletividade e proteção.	76
Figura 28 - Impedância equivalente de Thévenin vista no ponto de entrega.....	82
Figura 29 – Coordenograma de fase e neutro do cliente/concessionária.....	92
Figura 30 – Coordenograma de frequência	94
Figura 31 – Coordenograma do relé de tensão.....	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Magnitude das correntes de falta calculadas	83
Tabela 2 – Especificações dos transformadores	87
Tabela 3 – Pontos dos transformadores	88

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO E IMPORTÂNCIA DA SELETIVIDADE EM SISTEMA ELÉTRICOS INDUSTRIAIS.....	16
1.2	OBJETIVO GERAL	17
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
1.4	PROBLEMAS E MOTIVAÇÃO.....	18
1.5	JUSTIFICATIVA.....	18
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.1	ZONAS E NÍVEIS DE PROTEÇÃO	22
2.1.1	PROTEÇÃO DE PRIMEIRA LINHA (PRIMÁRIA)	22
2.1.2	PROTEÇÃO DE RETAGUARDA (SEGUNDA LINHA)	22
2.2	COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE	24
2.2.1	SELETIVIDADE AMPERIMÉTRICA.....	24
2.2.2	SELETIVIDADE CRONOMÉTRICA.....	26
2.2.3	SELETIVIDADE LÓGICA.....	28
2.5	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	30
2.5.1	PARA RAIOS DE DISTRIBUIÇÃO A RESISTOR NÃO LINEAR	30
2.5.2	CHAVE FUSÍVEL UNIPOLAR	32

2.6	TRANSFORMADOR DE CORRENTE	38
2.6.1	PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE	39
2.6.2	PARÂMETROS TÉCNICOS E NORMATIVOS DOS TC'S PARA MEDIÇÃO	40
2.6.3	DIMENSIONAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE PARA MEDIÇÃO	42
2.6.4	INFLUÊNCIA DO DIMENSIONAMENTO DOS TCS NO ESTUDO DE SELETIVIDADE	43
2.7	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	45
2.7.1	PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO.....	45
2.7.2	TIPOS E APLICAÇÕES.....	46
2.7.3	PARÂMETROS TÉCNICOS RELEVANTES	47
2.7.4	CRITÉRIOS DE DIMENSIONAMENTO	48
2.7.5	INFLUÊNCIA DOS TP'S NA SELETIVIDADE	49
2.8	RÉLES DE PROTEÇÃO	50
2.8.1	CLASSIFICAÇÃO E REQUISITOS DE PARAMETRIZAÇÃO	51
2.8.2	PROTEÇÕES DE TENSÃO.....	51
2.8.3	PROTEÇÕES DE CORRENTE (ANSI 50 E 51).....	53
2.8.4	PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO – ANSI 81R (ROCOF).....	59
2.8.5	PROTEÇÕES ADICIONAIS OBRIGATÓRIAS (ANSI 81 U/O, 47, 78, 25)....	60
3.	ANÁLISE DAS CORRENTES	61
3.1	COMPONENTES SIMÉTRICAS	61

3.1.1	IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA	65
3.1.2	IMPEDÂNCIA DE CONDUTORES	67
3.1.3	IMPEDÂNCIA DE TRANSFORMADORES.....	67
2.8.9	REDES DE SEQUÊNCIA	69
2.8.10	CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	69
2.8.11	CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO (3ϕ).....	70
2.8.12	CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO (2ϕ)	71
2.8.13	CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO TERRA ($2\phi - T$).....	72
2.8.14	CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO TERRA ($1\phi - T$)	73
4	METODOLOGIA	75
4.1	ESTRUTURA GERAL DA METODOLOGIA	75
4.2	ETAPAS DA METODOLOGIA	75
4.2.1	CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA INDÚSTRIA	76
4.2.2	CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	77
4.2.3	DIMENSIONAMENTO E AJUSTE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO..	78
4.2.4	CONSTRUÇÃO DAS CURVAS TCC E ANÁLISE DE SELETIVIDADE.....	79
4.2.5	SÍNTESE DA METODOLOGIA	80
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO - ESTUDO DE SELETIVIDADE.....	81
5.1	DETERMINAÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO	82
5.2	DIMENSIONAMENTO E VALIDAÇÃO DOS TC'S	84
5.3	CARACTERIZAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DO SISTEMA.....	86

5.3.1	CÁLCULO DAS CORRENTES DE SUPORTABILIDADE (ANSI E NANSI)	87
5.3.2	CÁLCULO DA CORRENTE DE ENERGIZAÇÃO (<i>INRUSH</i>)	88
5.4	PARAMETRIZAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE (50/51)	89
5.4.1	UNIDADE DE FASE (50/51)	89
5.4.2	UNIDADE DE NEUTRO (ANSI 50N/51N)	90
5.5	SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO CRONOMÉTRICA	91
5.6	PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO E FUNÇÕES DE TENSÃO/FREQUÊNCIA	93
6	CONCLUSÕES	97
7	REFERÊNCIAS	99
8	ANEXO 01 DIAGRAMA UNIFILAR	102

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos industriais, caracterizam-se por atender grandes cargas, compostas por diversos tipos, sendo ela perturbadora ou não da rede. Nesse âmbito, a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica torna-se essencial para assegurar a qualidade de energia e segurança operacional. Uma falha no sistema pode ocasionar não apenas danos significativos aos equipamentos, mas também riscos à integridade de pessoas e instalações (Kindermann, 1997; Anderson, 1999).

Cabe salientar, que em qualquer tipo de instalação elétrica, é indispensável a existência de proteção e coordenação entre os dispositivos de proteção, pois o sistema está sujeito a perturbações diretas ou indiretas na rede elétrica, muitas vezes capazes de causar danos irreparáveis às unidades consumidoras. Com os avanços tecnológicos, surgiram dispositivos de proteção cada vez mais robusto e eficientes, que contribuem diretamente para segurança dos sistemas elétricos (Mamede Filho, 2023; ABNT, 2019).

Deve-se estabelecer uma estratégia de proteção adequada, garantindo não apenas a atuação correta dos dispositivos, mas também a determinação de parâmetros apropriados para calibração. Nesse sentido, a seletividade projetada deve ser capaz de identificar a parte danificada da rede e isolá-la, sem comprometer os demais circuitos em operação (Mamede Filho, 2023).

A seletividade e coordenação de proteções tem como objetivo principal assegurar que apenas o dispositivo mais próximo do ponto de falha atue, isolando a porção defeituosa da instalação. Isso evita a interrupção de todo o fornecimento de energia, restringindo a atuação apenas à parte afetada. Tal condição é possível graças à interligação do sistema elétricos, que formam redes complexa projetadas para garantir maior qualidade e continuidade no fornecimento (Kindermann, 1997).

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E IMPORTÂNCIA DA SELETIVIDADE EM SISTEMA ELÉTRICOS INDUSTRIAIS

No setor industrial, coexistem diferentes tipos de níveis de tensão (média e baixa tensão) com múltiplos alimentadores interligados. Nesse cenário, a seletividade adquire um papel estratégico, conforme reforçam as normas técnica. A NBR 14039 (ABNT, 2019), que trata de instalações elétricas de média tensão, destaca a necessidade de dispositivos de proteção que garantam seletividade e preservem a integridade das instalações. Além disso, a NR-10 (Ministério do trabalho e emprego, 2004) enfatiza que a proteção adequada dos sistemas elétricos é uma condição indispensável para a segurança em serviços com eletricidade.

Diversos estudos comprovam que a correta coordenação e seletividade é determinante para confiabilidade de sistema industriais e comerciais, reduzindo o risco de desligamento em cascata e aumentando a disponibilidade das instalações.

Ademais a falha mais comum no sistema de baixa tensão ou média tensão é o curto-circuito, caracterizados por correntes de elevada magnitude que percorrem os equipamentos energizados, causando severos danos. Em rede de média tensão, o curto monofásico-terra é o mais recorrente. Para eliminar essas faltas, é fundamental considerar aspectos como:

- Ajuste de tempo do sistema de retaguarda de proteção (relé digital ou religadores);
- Análise dos efeitos das falhas sobre equipamentos como transformadores de potência, transformadores de corrente, cabeamento entre outros;
- Definição das características das malhas de aterramento, de modo a atender aos requisitos técnicos mínimos para a proteção da vida humana.

Dessa forma, torna-se necessário a realização de estudos de proteção, coordenação e seletividade, garantindo a proteção adequada dos equipamentos e a correta atuação entre os dispositivos de proteção. Esse processo contribui para:

- Maior confiabilidade das instalações;
- Redução do tempo de ocorrência das falhas;

- Minimizar os danos aos equipamentos;
- Segurança operacional dos trabalhadores;
- Coordenação efetiva dos dispositivos, abrangendo de forma precisa as zonas de proteção.

1.2 OBJETIVO GERAL

Realizar o estudo de proteção e seletividade do posto de transformação de uma indústria têxtil, avaliando a coordenação entre os dispositivos de proteção existentes, por meio de cálculo de curto-circuito e análise de curvas características tempo *versus* corrente (TCC), com intuito de garantir a segurança, a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Com o objetivo geral especificado acima, a seguir estão os objetivos específicos que devem ser alcançados para garantir o correto estudo do sistema de alimentação da indústria têxtil:

- Levantamento de dados técnicos da instalação elétrica, contemplando os dispositivos de proteção, transformador de corrente (TC's) e transformador de potencial (TP's), transformadores e cargas conectadas.
- Calcular as correntes de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico-terra nos principais pontos do sistema, em conformidade com as normas técnicas aplicáveis.
- Verificar a adequação dos TC's e TP's, avaliando sua classe de exatidão e capacidade de atendimento tanto à medição quanto à proteção.
- Construir as curvas de tempo *versus* correntes (TCC) dos dispositivos de proteção presentes no sistema.
- Analisar a seletividade e coordenação entre fusíveis, disjuntores e relés, determinando condições de seletividade total, parcial ou inexistente.

- Propor ajustes e recomendações técnicas que aprimorem a confiabilidade, a continuidade e a segurança do sistema elétrico da indústria.

1.4 PROBLEMAS E MOTIVAÇÃO

Os sistemas elétricos industriais apresentam uma elevada concentração de cargas críticas (perturbadoras da rede), e processos contínuos que não podem ser interrompidos sem causar prejuízos significativos. Neste contexto, observa-se que muitas instalações e proteções não estão devidamente coordenadas, fazendo com que uma falta localizada em circuito secundário resulte no desligamento de todo o sistema, comprometendo a produção e aumentando o tempo de indisponibilidade. Além disso, falhas de ajuste ou de dimensionamento de dispositivo de proteção, como fusíveis, disjuntores e relés podem levar à perda de seletividade e ao acionamento incorreto de equipamentos a montante.

Nesse cenário, surge a necessidade de desenvolver um estudo detalhado de proteção e seletividade no posto de transformação de uma industrial têxtil, localizada em Campo Grande - MS, composto por entrada em média tensão com elo fusíveis, cabine de medição e proteção, e com uma carga instalada de 412,5 kVA. A motivação central é garantir que, diante de falhas elétricas, apenas a parte defeituosa seja isolada, assegurando a continuidade dos demais processos da indústria.

1.5 JUSTIFICATIVA

A realização de estudos de proteção, coordenação e seletividade em sistemas elétricos industriais é fundamental para garantir a segurança das instalações, a integridade dos equipamentos e a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Em ambientes industriais, como o setor têxtil, interrupções não seletivas podem ocasionar elevados prejuízos econômicos, riscos à segurança operacional e comprometimento dos processos produtivos.

Nesse contexto, a justificativa deste trabalho está relacionada à necessidade de avaliar e aprimorar a coordenação entre os dispositivos de proteção existentes no posto de transformação de uma indústria têxtil, assegurando que, diante de falhas elétricas, apenas a menor porção possível do sistema seja desligada. A correta aplicação dos critérios de seletividade contribui diretamente para a confiabilidade do sistema, redução do tempo de interrupção, minimização de danos aos equipamentos e aumento da segurança dos trabalhadores, atendendo às exigências das

normas técnicas vigentes, como a NBR 14039 e a NDU 002 (Mamede Filho, 2023; ABNT, 2019; Energisa, 2023).

Além disso, a escolha do tema justifica-se pela relevância prática e acadêmica, uma vez que o estudo integra conceitos teóricos de sistemas elétricos de potência, proteção e coordenação, aplicados a um caso real de instalação industrial, proporcionando uma análise técnica consistente e alinhada à realidade do setor elétrico brasileiro.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Quanto à estrutura, o presente trabalho está organizado da seguinte forma:

Capítulo 1 – Introdução: apresenta a contextualização do tema, destacando a importância da seletividade em sistemas elétricos industriais, os problemas identificados, a motivação do estudo, bem como os objetivos geral e específicos que norteiam o desenvolvimento da pesquisa.

Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica: aborda os fundamentos teóricos necessários para a compreensão do estudo, incluindo conceitos de proteção de sistemas elétricos, zonas e níveis de proteção, coordenação e seletividade, dispositivos de proteção, transformadores de corrente e de potencial, além das normas técnicas aplicáveis ao contexto da média tensão.

Capítulo 3 – Análise das Correntes de Curto-Circuito: apresenta os fundamentos das componentes simétricas, impedâncias de sequência e os métodos de cálculo das correntes de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico-terra, aplicados aos principais pontos do sistema elétrico da indústria têxtil.

Capítulo 4 – Metodologia: descreve a estrutura metodológica adotada, detalhando as etapas de levantamento de dados, modelagem do sistema, cálculo das correntes de curto-circuito, dimensionamento e ajuste dos dispositivos de proteção, construção das curvas tempo versus corrente (TCC) e critérios utilizados para análise da seletividade.

Capítulo 5 – Resultados e Discussão: apresenta os resultados obtidos a partir dos cálculos realizados e da parametrização dos dispositivos de proteção, incluindo a análise dos coordenogramas, verificação dos limites de suportabilidade térmica e mecânica dos transformadores, avaliação do desempenho dos TC's e validação da seletividade entre fusíveis e relés, discutindo-se os impactos técnicos e operacionais para a confiabilidade do sistema.

Capítulo 6 – Conclusão: sintetiza os principais resultados do estudo, destacando as contribuições obtidas, as condições de seletividade alcançadas, a importância da correta coordenação dos dispositivos de proteção e as sugestões para trabalhos futuros. Dessa forma, a organização do trabalho permite uma abordagem progressiva, partindo dos conceitos teóricos até a aplicação prática, garantindo clareza, coerência e consistência técnica ao estudo desenvolvido.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O sistema elétrico brasileiro caracteriza-se por sua ampla interligação, o que permite maior confiabilidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica (Kinderman, 1997). Nesse contexto, torna-se fundamental o estudo das principais anormalidades que podem ocorrer em sistemas elétricos de potência, como faltas e falhas. Para essas condições, existem métodos específicos de detecção e eliminação de defeitos, cujo objetivo é isolar a parte afetada e restabelecer, de forma rápida e segura, a operação normal do sistema (Anderson, 1999).

Com os avanços tecnológicos os equipamentos que detectam essas falhas foram evoluindo, com sistemas de proteção modernos mais seletivos em sua detecção e operação, porém exigindo um grande esforço analítico em sua aplicação (Anderson, 1999). Neste contexto, é importante salientar que esses equipamentos, tem uma coordenação para isolar o defeito minimizando danos aos equipamentos de alto valor, como transformadores.

Existem dois tipos definidos de proteção:

- Dispositivos reativos: reconhece o risco no ambiente e toma uma ação predefinida para eliminar esse risco;
- Dispositivos de salvaguarda: reconhece um determinado risco no ambiente e toma uma ação predefinida para alterar esse ambiente para uma condição menos perigosa.

No sistema elétrico brasileiro, observa-se que a maior parte dos dispositivos de proteção possui natureza reativa. Isso ocorre porque as falhas mais comuns em sistemas de potência é o curto-circuito, sobrecorrentes e falhas à terra, são eventos imprevisíveis e de ocorrência súbita, exigindo atuação rápida para evitar danos maiores. A filosofia de proteção consolidada nas normas técnicas nacionais, como NDU 002 e a NBR 14039, prioriza o isolamento imediato da parte defeituosa do sistema, de modo a preservar a integridade do restante da rede. Além disso, os dispositivos reativos, como fusíveis, disjuntores e relés de sobrecorrente, apresentam menor custo, maior simplicidade de operação e elevada confiabilidade, características fundamentais em

um país cuja realidade econômica e estrutural ainda impõe restrições à adoção de sistemas preventivos ou adaptativos mais sofisticados. Dessa forma, a predominância de dispositivos reativos representa uma solução prática e eficaz para garantir a continuidade do fornecimento de energia e a segurança das instalações elétricas no Brasil.

2.1 ZONAS E NÍVEIS DE PROTEÇÃO

O sistema de proteção de potência é estruturado em Zonas de Proteção, que são áreas de abrangência bem definidas, delimitadas pela localização dos transformadores de corrente (TC's). A principal característica exigida do sistema é a seletividade, que assegura que, em caso de falha, apenas a porção afetada do circuito seja desenergizada, minimizando a interrupção no fornecimento de energia ao consumidor (Mamede Filho, 2024).

Para garantir a confiabilidade e a seletividade, as proteções são categorizadas em:

2.1.1 PROTEÇÃO DE PRIMEIRA LINHA (PRIMÁRIA)

Corresponde ao elemento de proteção com responsabilidade primária por uma zona de atuação predefinida. Seu papel é atuar no tempo ajustado, desconectando o sistema imediatamente após a ocorrência de um defeito em sua zona. Conforme ilustrado na Figura 1, observa-se que cada trecho do sistema possui sua respectiva zona de atuação primária.

2.1.2 PROTEÇÃO DE RETAGUARDA (SEGUNDA LINHA)

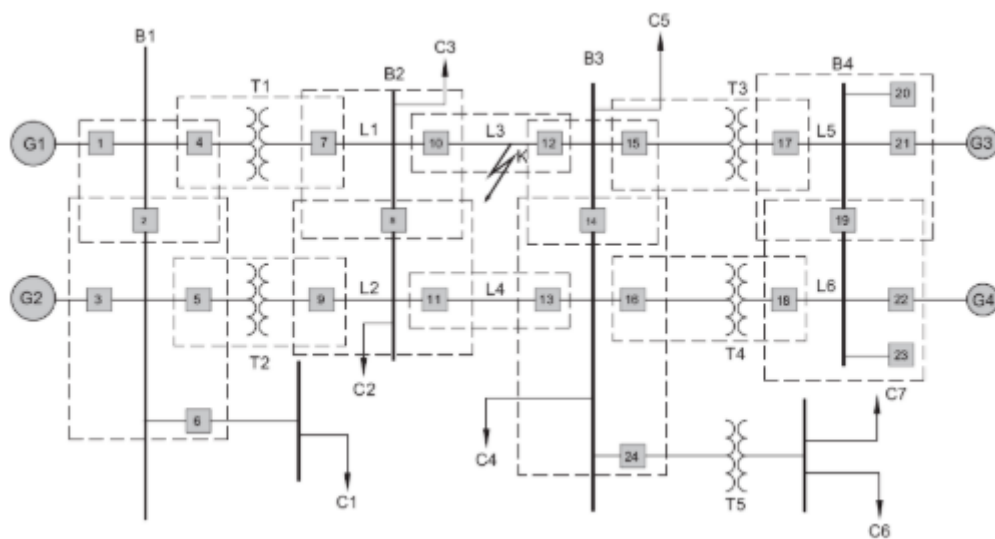
É um elemento responsável por desconectar o sistema caso a proteção de primeira linha falhe na sua operação (falha do relé, falha do disjuntor, etc). A atuação da proteção de retaguarda é propositalmente retardada por um intervalo de tempo definido no projeto de coordenação.

REFERENCIAL TEÓRICO

Como pode ser observado na Figura 1, para uma falta no ponto K, caso o disjuntor 10 falhe, a proteção de retaguarda será realizada pelos disjuntores 7 e 8.

- Tipos de retaguarda:
 - Local: Aplicada em sistema de alta confiabilidade (geralmente acima de 230 kV), onde a lógica de retaguarda é implementada no próprio local da falha da proteção primária.
 - Remota: Utilizada para garantir total independência operacional, sendo acionada por proteções localizadas em subestações adjacentes.

Figura 1 - Zonas de proteção de um sistema de potência



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2024)

O princípio da retaguarda é crucial para segurança do sistema, mas sua operação implica uma remoção maior de elementos do circuito, o que pode levar o sistema remanescente a um estado restritivo, podendo exigir a atuação de esquemas de alívio de carga para evitar o colapso por sobrecarga.

A seletividade é implementada por diferentes métodos, que podem ser empregados isoladamente ou em conjunto: corrente, por tempo e por lógica.

2.2 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Primeiramente, a seletividade em sistemas de proteção refere-se à capacidade de um esquema atuar de forma que apenas o dispositivo mais próximo ao ponto da falha desligue, garantindo que somente a parte defeituosa do circuito seja desenergizada. Em outras palavras, trata-se da discriminação entre dispositivos de proteção consecutivos, definidos qual deles deve atuar primeiro diante de uma condição anormal. Já a coordenação está associada à diferença de tempos de disparo entre esses dispositivos. Quando essa diferença é insuficiente e provoca a atuação simultânea, não há coordenação adequada e, conseqüentemente, a seletividade também não é alcançada. Para assegurar a correta atuação das proteções, a seletividade pode ser estabelecida por diferentes métodos, entre os quais se destacam conforme (Mamede Filho, 2023):

- Seletividade amperimétrica;
- Seletividade cronométrica;
- Seletividade lógica.

2.2.1 SELETIVIDADE AMPERIMÉTRICA

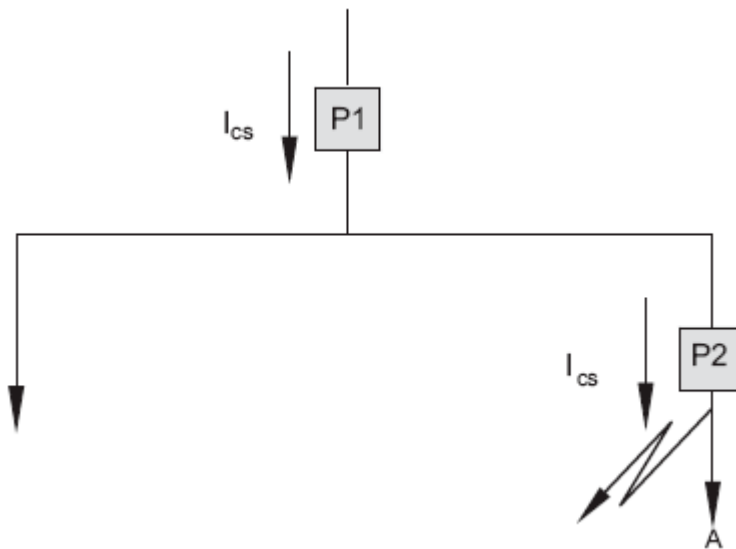
A seletividade desse tipo baseia-se no princípio de que a corrente de curto-circuito aumenta à medida que o ponto da falha se aproxima da fonte de alimentação. Essa metodologia é mais aplicada em sistema de baixa tensão, nos quais a impedância dos condutores exerce influência significativa. Já em sistema de transmissão de curta distância, as correntes de defeito tendem a apresentar pouca variação entre os diferentes tipos de falta. A característica central desse método é a distinção entre as correntes de ajuste de duas proteções consecutivas, de acordo com os níveis de corrente de curto-circuito envolvidos (Mamede Filho, 2023).

REFERENCIAL TEÓRICO

Na Figura 2 é apresentada a aplicação da seletividade amperimétrica. Considerando uma corrente de defeito no ponto A, de um valor igual a I_{cs} , e valores de ajuste das proteções P1 e P2 definidos, respectivamente, como I_{p1} e I_{p2} , a condição de seletividade estará atendida quando a relação entre essas grandezas garantir que apenas a proteção mais próxima ao ponto de falta atue, preservando a coordenação entre os dispositivos.

$$I_{p1} > I_{cs} > I_{p2} \quad (2.1)$$

Figura 2 – Exemplificação de seletividade amperimétrica



Fonte: Mamede Filho, 2023.

Dessa forma, para que a seletividade amperimétrica seja alcançada com êxito, os ajustes das proteções devem ser definidos seguindo os seguintes passos:

- A proteção a montante do ponto de defeito deve ser ajustada a um valor inferior à corrente de curto-circuito dentro da zona de proteção:

$$I_{p2} \leq 0,8 \times I_{cs} \quad (2.2)$$

- Já as proteções situadas fora da zona protegida devem ser ajustadas com valores superior a corrente de curto-circuito:

$$I_{p1} > I_{cs} \quad (2.3)$$

Portanto, a seletividade amperimétrica mostra-se uma técnica eficaz para a coordenação de dispositivo de proteção, sobretudo em sistemas de baixa tensão, nos quais a impedância dos condutores exerce papel relevante na variação das correntes de curto-circuito. A correta definição dos ajustes garante que apenas os dispositivos a jusante, mais próxima da falta, atue, preservando assim a continuidade de serviço no restante da instalação elétrica. Porém, devido às limitações dessa metodologia em sistemas de transmissão e em situações de pequenas diferenças de corrente de defeito, faz-se necessário o estudo de outras formas de seletividade, como a cronométrica e a lógica, que podem complementar ou até substituir a seletividade amperimétrica em determinados contextos.

2.2.2 SELETIVIDADE CRONOMÉTRICA

A seletividade cronométrica baseia-se na aplicação de um atraso intencional no tempo de disparo dos dispositivos de proteção. O princípio consiste em ajustar para que o equipamento mais próximo do ponto de falta atue em menor tempo, enquanto os dispositivos de montante sejam configurados com tempos superiores. Dessa forma, garante-se uma sequência ordenada de atuação, evitando desligamentos desnecessário de grandes blocos do sistema (Mamede Filho, 2023).

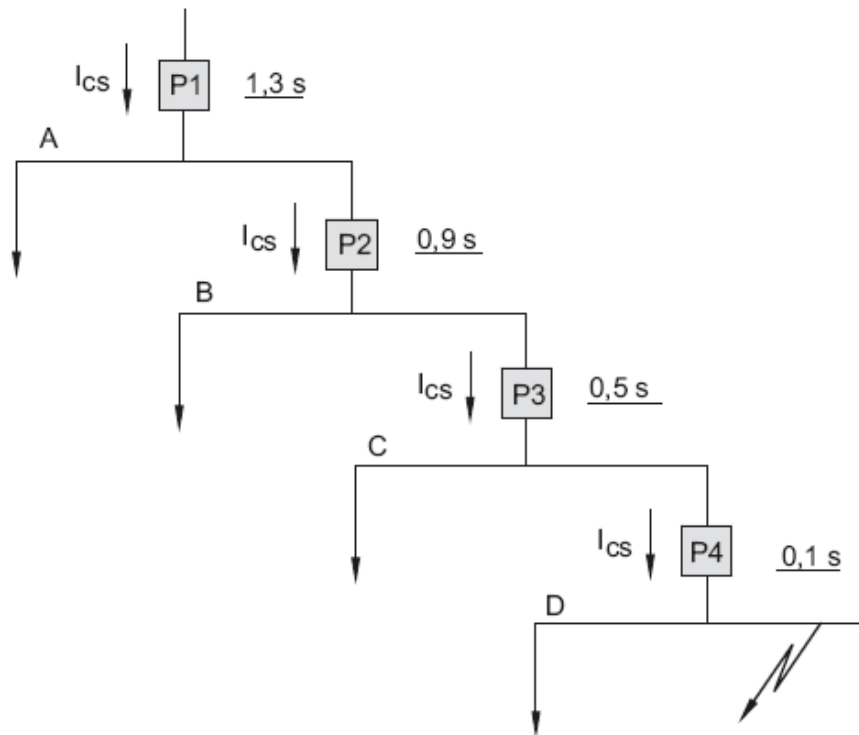
A seletividade cronométrica é um dos métodos mais aplicados em instalações prediais, pois se aplica bem a dispositivos como disjuntores termomagnéticos e fusíveis. No qual, requer a definição de um intervalo de coordenação, normalmente entre 0,3 s e 0,5s, para garantir que apenas a proteção mais próxima do defeito atue. Ademais, apesar de simplicidade, apresenta como desvantagem o aumento do tempo de atuação dos dispositivos a montante, o que pode gerar quedas de tensão e dificuldades de coordenação com as proteções da concessionária (Mamede Filho, 2013).

REFERENCIAL TEÓRICO

Na Figura 3 tem-se um intervalo de coordenação de 0,4 s, um curto-circuito na barra D resulta em uma corrente I_{cs} que atravessa todas as proteções em série do circuito. Já proteção P4 tem um retardo de 0,1 s atuando na unidade instantânea, já P3, P2 e P1 foram ajustados para respectivamente, 0,5 s, 0,9 s e 1,3 s, para mesma corrente I_{cs} .

Assim, cada arranjo deve ser avaliado de forma específica para que o dimensionamento dos dispositivos de proteção seja adequado ao sistema.

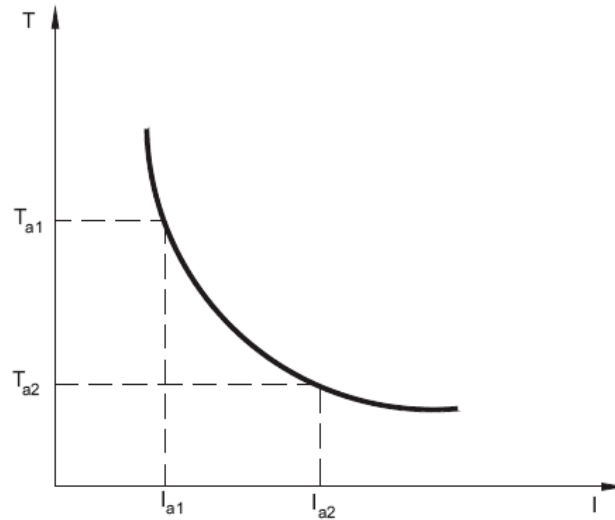
Figura 3 - Exemplo de seletividade cronométrica



Fonte: Mamede Filho, 2023.

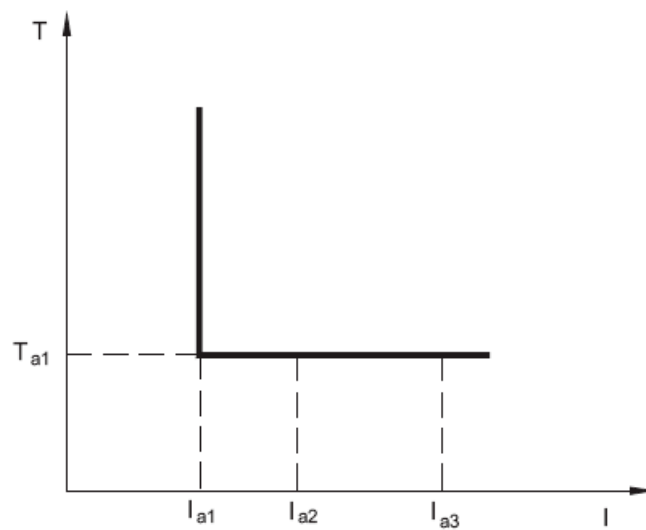
Na Figura 4 é apresentada a atuação da proteção de acordo com a curva tempo x corrente, conhecida como curva do tempo inverso, enquanto a Figura 5 ilustra o funcionamento baseado em tempo definido. Esses dois tipos de seletividade são amplamente aplicados em sistemas elétricos indústrias, especialmente em dispositivos como disjuntores termomagnéticos e fusíveis do tipo NH, os quais possuem comportamento característico de tempo inverso (Mamede Filho, 2023).

Figura 4 – Curva de tempo inverso



Fonte: Mamede Filho, 2023.

Figura 5 – Curva de tempo definido



Fonte: Mamede Filho, 2023.

2.2.3 SELETIVIDADE LÓGICA

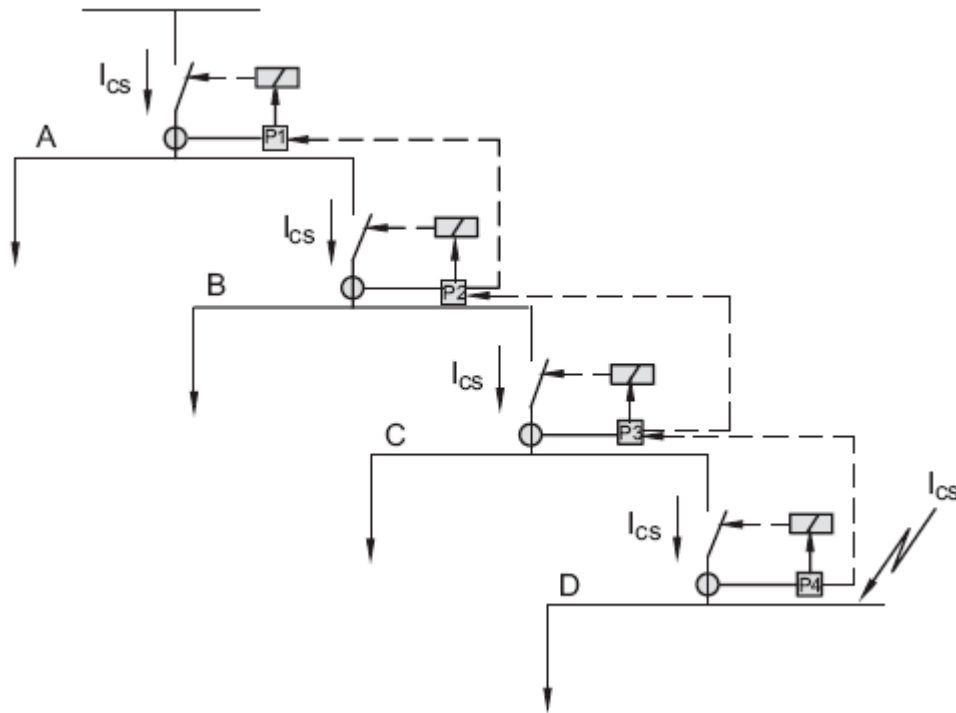
A seletividade lógica pode ser empregada tanto em sistemas radiais quanto em sistema em anel, por meio de relés dotados de funções específicas, como a sobrecorrente diferencial.

REFERENCIAL TEÓRICO

Atualmente, os relés multifuncionais permitem a aplicação desse conceito de forma mais abrangente, possibilitando a utilização da seletividade lógica nas unidades de sobrecorrente de fase, de neutro ou terra, em instalações de média tensão (sistema primários) e de baixa tensão (sistemas secundários) (Mamede Filho, 2023).

Na Figura 6 são utilizadas unidades de sobrecorrente digitais em diferentes níveis de barramento, em cada relé digital se conecta a outro por meio de um fio piloto que tem função de conduzir o sinal lógico de bloqueio.

Figura 6 – Seletividade Lógica



Fonte: Mamede Filho, 2023.

O princípio básico da seletividade lógica consiste no ajuste dos dispositivos de proteção com tempos da ordem de 50 a 100 ms, de modo que seja garantida a correta hierarquia de atuação. Nesse método, as proteções trocam informações por meio de sinais lógicos, geralmente transmitido através do chamado fio piloto, assegurando que apenas o dispositivo mais próximo ao ponto de defeito atue, enquanto os demais permanecem bloqueados.

2.5 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

O dimensionamento adequado dos equipamentos e materiais elétricos é fundamental para garantir a continuidade e a confiabilidade do serviço de distribuição prestado pela concessionária. Nesse contexto, a especificação correta desses dispositivos depende da análise de grandezas elétricas fundamentais, as quais determinam suas características construtivas, operacionais e de suportabilidade. Dentre os principais parâmetros considerados, destacam-se:

- Tensão nominal;
- Corrente Nominal;
- Frequência Nominal;
- Potência Nominal;
- Tensão Suportável de impulso;
- Capacidade de corrente simétrica e assimétrica de curto-circuito;

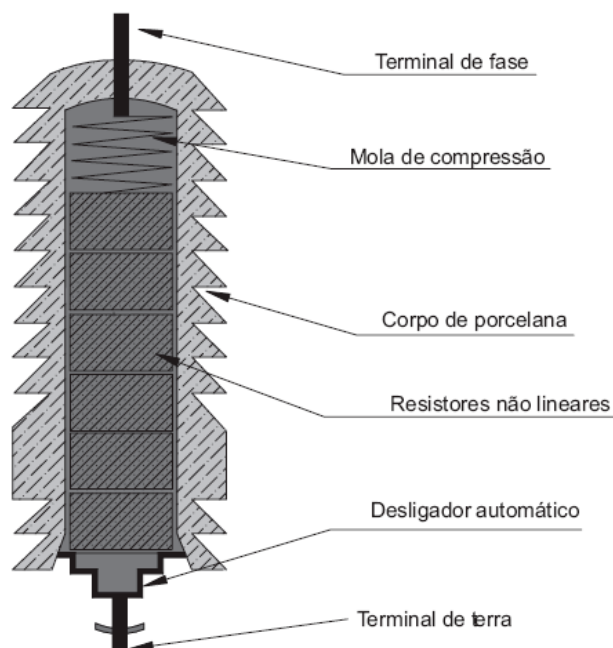
Cabe ressaltar que determinadas grandezas elétricas são específicas para cada tipo de equipamento, devendo sempre atender às características da carga do consumidor e as normas técnicas estabelecidas pela distribuidora de energia do estado, neste caso, a Energisa-MS.

2.5.1 *PARA RAIOS DE DISTRIBUIÇÃO A RESISTOR NÃO LINEAR*

É um equipamento destinado a proteção contra descargas atmosféricas ou chaveamento na rede. Ademais, é um dispositivo contra surto de tensões transitórias, sua característica de funcionamento é ter uma alta resistência quando na tensão nominal do sistema e resistência menor em caso de sobretensão transitória onde o equipamento drena essa corrente para terra, no qual é escoada para malha de aterramento.

Na Figura 7, apresenta um corte do equipamento supracitado, no qual na parte superior passa a fase (entra as sobretensões), e a mola de compressão serve para aumento da área de contato e para manter esse contato firme, contém um corpo de porcelana neste formato para não ter acúmulo de poeira ou líquidos o mesmo garante isolamento elétrico e resistência mecânica, além de ter resistores não lineares responsável por conduzir a corrente somente quando a tensão ultrapassa o limite desviando-a para o terminal de terra. Caso os resistores falhem tem o desligador automático atua isolando o equipamento para evitar curtos permanentes. Assim o equipamento assegura que as sobretensões sejam limitadas e dissipadas para a terra protegendo a rede e os aparelhos conectados.

Figura 7 – Parte interna de um para-raios a resistor não linear



Fonte: Mamede Filho, 2023.

Para elaboração de um projeto de rede elétrica, a escolha do para-raios deve seguir as normas da concessionária local, neste caso NDU 006. Essa norma estabelece as especificações técnicas do equipamento, determinando, por exemplo, que para sistemas de 13,8kV deve ser utilizado para-raios com tensão nominal de 12kV e capacidade de descarga mínima de 10kA,

sendo obrigatório a presença de desligador automático para sinalização de defeitos. Além disso, a norma define os pontos estratégicos para instalações dos para-raios, como em proximidade a transformadores e em situações específicas de proteção da rede, garantindo a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico.

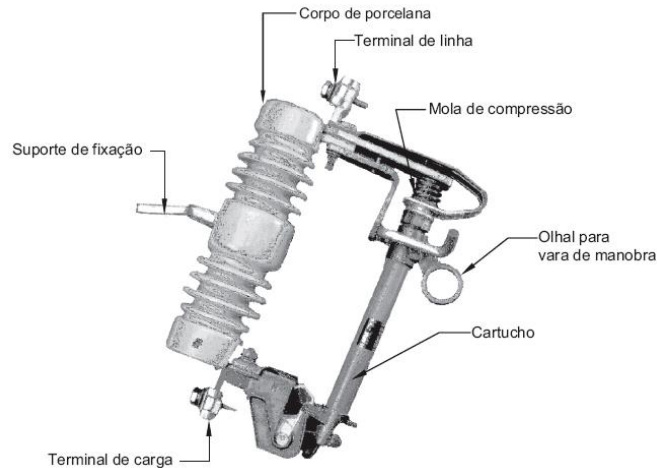
2.5.2 CHAVE FUSÍVEL UNIPOLAR

As chaves fusíveis unipolares, são dispositivos destinados à proteção contra sobrecorrente, compostos por uma parte fusível (o elo fusível) que se rompe quando submetido ao aquecimento provocado pela passagem de corrente acima do limite nominal. Esses equipamentos são amplamente utilizados em sistemas de distribuição elétrica, especialmente em redes de média tensão, sendo projetados para suportar níveis de tensão mais elevados. Quando ocorre uma interrupção provocada por falha no sistema, realiza-se apenas a substituição do elo fusível restaurando a condição operacional do dispositivo (Anderson, 1999).

Na Figura 8 ilustra uma chave fusível de potência, um componente essencial em redes de distribuição de média tensão. O elemento fusível é alocado dentro do cartucho, que é tipicamente fabricado em material isolante, como a fibra, e concebido para uma remoção segura e facilitada em material isolante, como a fibra, e concebido para uma remoção segura e facilidade por meio de uma vara de manobra.

O procedimento operacional envolve a inserção do gancho da vara de manobra no olhal específico para essa finalidade. Ao ser puxado, o cartucho é destravado de seu suporte superior, permitindo que se incline e permaneça suspenso pela articulação inferior. Nessa posição, o operador pode utilizar a vara de manobra para remoção segura do cartucho e substituição do elemento fusível. Este projeto garante a proteção do sistema contra sobrecorrente e curtos-circuitos, além de permitir intervenções de manutenção de forma segura e eficiente.

Figura 8 – Chave Fusível com Indicador Unipolar



Fonte: Mamede Filho, 2023.

Os fusíveis atuam por meio da fusão de um elemento metálico interno, cuja resposta depende da relação entre o tempo e a corrente elétrica aplicada. Esse princípio é representado pelas curvas características tempo x corrente, que indicam o comportamento do dispositivo diante de diferentes níveis de sobrecorrente.

Nos sistemas de distribuição, especialmente nos pontos de derivação das redes das concessionárias, utiliza-se o elo fusível, um componente metálico sensível ao aumento de temperatura causado por correntes elevadas, sendo responsável por interromper o circuito durante uma condição de falha.

A classificação dos elos fusíveis baseia-se na velocidade de atuação, conforme suas curvas características tempo x corrente. Entre os principais tipos destacam-se:

- Tipo H, tem atuação mais lenta sob correntes elevadas, indicado para proteção de transformadores, devido às correntes de magnetização na energização;
- Tipo K, de resposta mais rápida, utilizado em circuitos com menores correntes de *inrush* do transformador;

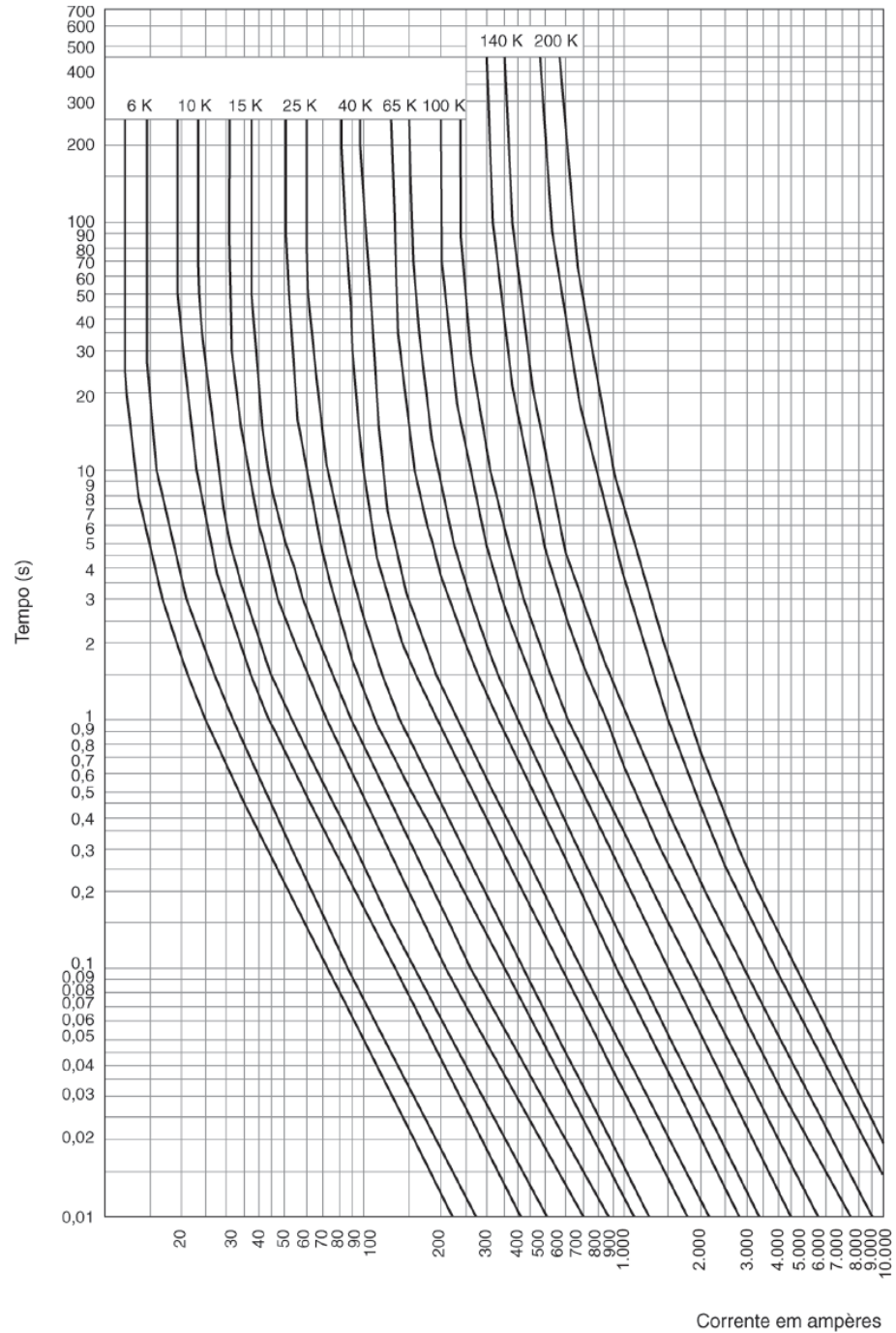
REFERENCIAL TEÓRICO

- Tipo T, também de atuação lenta, empregando principalmente a proteção de ramais primários de derivação em redes de distribuição.

Cada fusível apresenta duas curvas fundamentais de operação: a curva de tempo mínimo de fusão, que indica o início do processo de fusão do elo, e a curva de tempo máximo de fusão, correspondente ao tempo limite para a interrupção completa do corrente elétrica. Essas curvas permitem avaliar o desempenho do fusível e garanti sua adequação coordenação com os demais dispositivos de proteção do sistema, representadas nas Figuras 9, 10 e 11 (Ribeiro, 2019; Ramos 2014; Martelo, 2023).

REFERENCIAL TEÓRICO

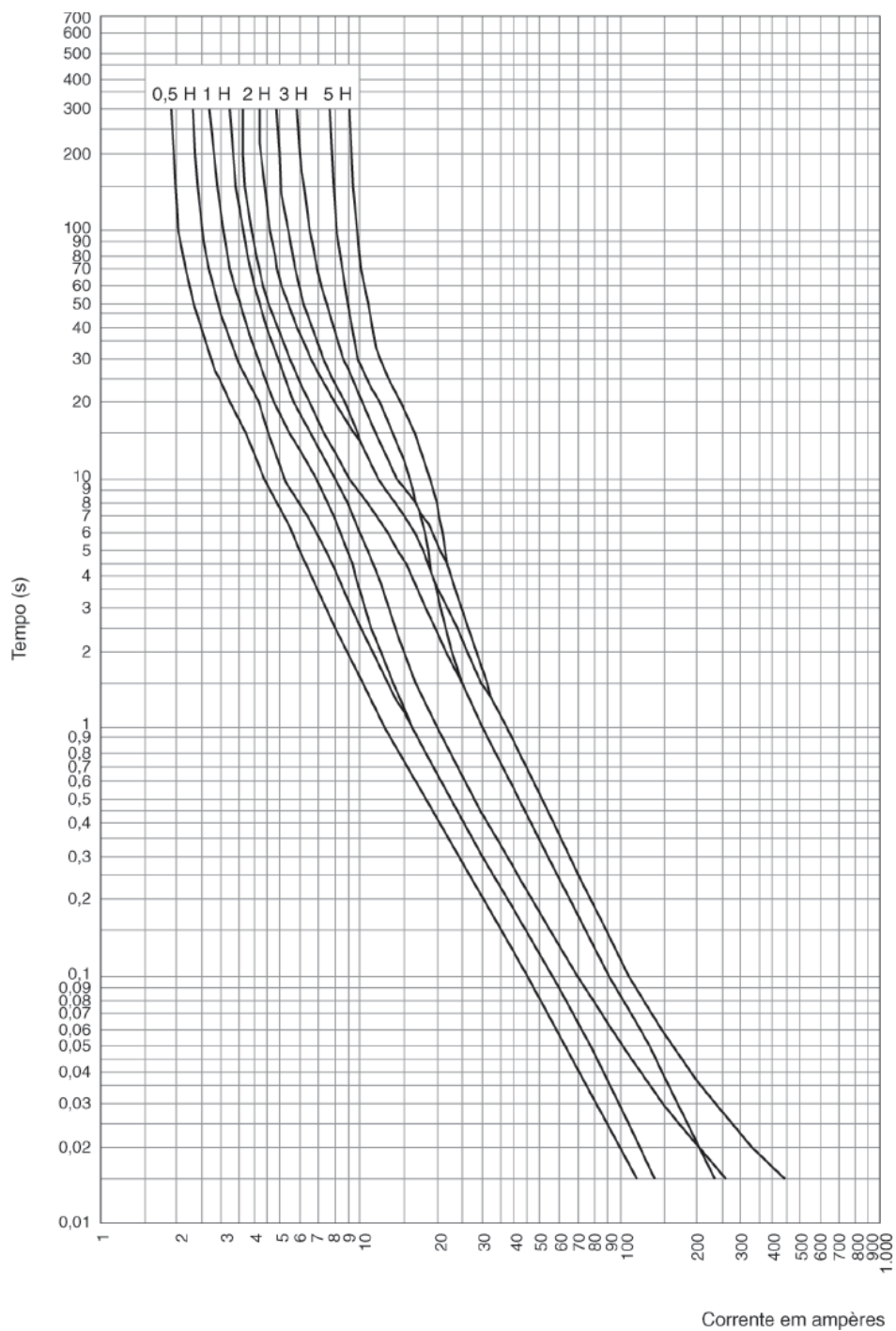
Figura 9 – Curvas de fusão mínima e máxima de elos do tipo K



Fonte: Martelo, 2023.

REFERENCIAL TEÓRICO

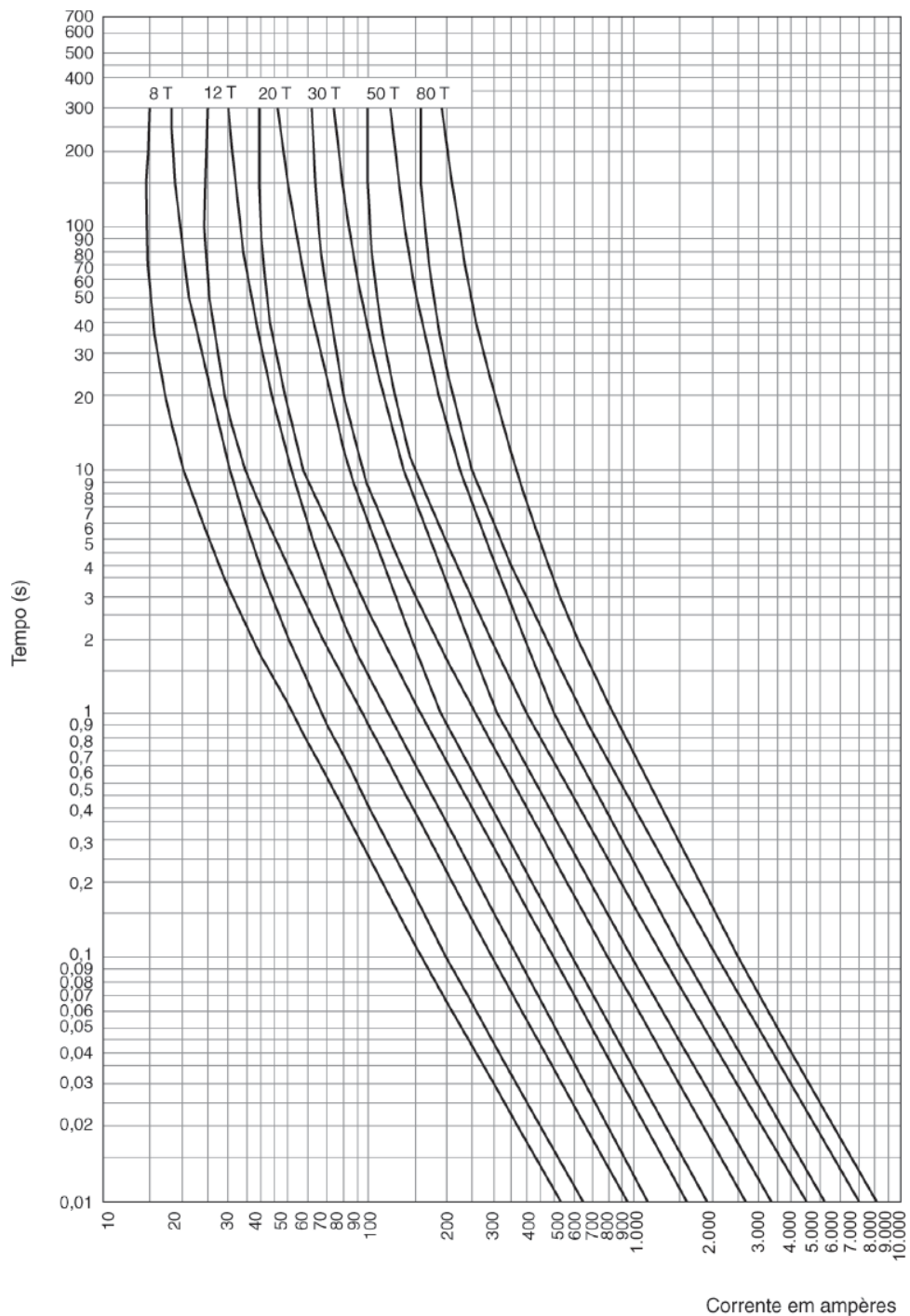
Figura 10 – Curvas de fusão mínima e máxima de elos do tipo H



Fonte: Martelo, 2023.

REFERENCIAL TEÓRICO

Figura 11 – Curvas de fusão mínima e máxima de elos do tipo T



Fonte: Martelo, 2023.

Desse modo, os cálculos da corrente do elo fusível devem satisfazer as seguintes equações 2.4 e 2.5:

$$1. \quad I_{ne} \geq 1,5 * I_{mc} \quad (2.4)$$

$$2. \quad I_{ne} \leq \frac{I_{cc\phi máx-terra}}{4} \quad (2.5)$$

Em que

I_{ne} → Corrente nominal do elo fusível;

I_{mc} → Corrente de carga máxima do alimentador;

$I_{cc\phi máx-terra}$ → Curto circuito monofásico terra.

2.6 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

Os transformadores de corrente (TC's) são equipamentos essenciais nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), atuando como elementos de interface entre o circuito primário de alta corrente e os instrumentos de medição, controle e proteção no circuito secundário (Kindermann, 1997). A principal função de um TC é reduzir a corrente primária a um valor padronizado e seguro, tipicamente 5 A ou 1 A, permitindo que equipamentos secundários de baixa potência e isolamento sejam utilizados (Feitosa, 2023). A importância desses dispositivos transcende a simples redução de corrente, sendo cruciais tanto para a medição precisa da energia elétrica quanto para a proteção eficaz do sistema (Staudt, 2009).

A precisão na medição e a correta atuação dos relés de proteção dependem diretamente do desempenho do TC, especialmente em condições de falta. O correto dimensionamento dos TC's é um fator determinante para a seletividade dos sistemas de proteção, pois a saturação precoce do núcleo pode distorcer a corrente secundária, comprometendo a atuação coordenada dos relés (Energisa, 2023).

Esta subseção tem como objetivo apresentar os fundamentos, os principais parâmetros técnicos e os critérios para o dimensionamento adequado dos Transformadores de Corrente, com foco especial em sua aplicação e influência nos estudos de seletividade e coordenação da proteção (Feitosa, 2023).

2.6.1 PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

O Transformador de Corrente opera sob o princípio do eletromagnetismo, similar a um transformador de potência, mas com características construtivas e operacionais distintas (Staudt, 2009). Sua estrutura básica consiste em um enrolamento primário ligado em série com o circuito de potência, um núcleo ferromagnético e um enrolamento secundário conectado aos instrumentos de medição ou relés (Kindermann, 1997). A corrente primária I_p gera um fluxo magnético no núcleo, que por sua vez induz uma corrente no secundário I_s proporcional à relação de espiras (Feitosa, 2023).

A principal diferença entre um TC e um transformador de potência reside na sua operação: enquanto o transformador de potência opera com o fluxo magnético constante e a tensão como grandeza de interesse, o TC opera com a corrente primária como grandeza de interesse e o fluxo magnético variando em função da corrente primária e da impedância de carga (burden, que corresponde à impedância total conectada ao secundário do TC, incluindo relés, cabos e instrumentos) (Staudt, 2009). Além disso, o TC idealmente opera em curto-circuito no secundário, ou seja, com baixa impedância de carga, para manter o fluxo magnético e a tensão induzida baixos, evitando a saturação (Kindermann, 1997).

Os TC's são classificados em tipos para medição e para proteção, cada um com requisitos de exatidão e saturação específicos (Energisa, 2023). Os TC's de medição são projetados para manter a exatidão em condições normais de operação, saturando rapidamente em correntes de falta para proteger os instrumentos de medição. Já os TC's de proteção são projetados

para manter a exatidão em uma ampla faixa de correntes de falta, saturando apenas em níveis muito elevados, garantindo a correta atuação dos relés (Feitosa, 2023).

A classe de exatidão é um parâmetro crucial que define o erro máximo permitido na relação de transformação. Para medição, as classes típicas são 0,3, 0,5 e 1,0, indicando o erro percentual máximo em condições nominais (Staudt, 2009). Para proteção, as classes são designadas por 5P ou 10P, onde o número indica o erro percentual máximo no limite de exatidão (por exemplo, 5% para 5P) e o 'P' indica que a exatidão é mantida até um múltiplo da corrente nominal, conhecido como Fator Limite de Exatidão (FLE) (Kindermann, 1997).

A relação de transformação nominal (RTC, equação 2.6) é dada pela razão entre a corrente nominal primária (I_{pn}) e a corrente nominal secundária (I_{sn}), sendo fundamental para o cálculo da corrente real no primário a partir da corrente medida no secundário (Feitosa, 2023). As equações fundamentais que descrevem o desempenho do TC incluem a relação primário-secundário descritas nas equações 2.6 e 2.7 e o erro de relação descrita na equação 2.8 (diferença entre a relação real e a nominal) (Staudt, 2009).

$$RTC = \frac{N_s}{N_p} = \frac{I_{pn}}{I_{sn}} \quad (2.6)$$

$$I_s = \frac{I_p}{RTC} \quad (2.7)$$

$$Erro(\epsilon) = \frac{(I_p - I_s)}{I_p} * 100 (\%) \quad (2.8)$$

2.6.2 PARÂMETROS TÉCNICOS E NORMATIVOS DOS TC's PARA MEDIÇÃO

Os parâmetros técnicos dos TC's são regidos por normas internacionais e nacionais, como a IEC 61869 e a NBR 6856 (que se baseia na IEC - International Electrotechnical

Commission) (Energisa, 2023). Estas normas estabelecem os requisitos para garantir a intercambialidade e o desempenho dos equipamentos. A tensão e a corrente nominais primárias e secundárias são especificadas para o projeto, sendo exemplos comuns 100/5 A ou 600/1 A (Kindermann, 1997).

O Fator de Sobrecorrente (FS), no qual é definido pela equação 2.9, é um parâmetro importante para TC's de medição, indicando o múltiplo da corrente nominal primária que o TC pode suportar sem que seu erro de relação exceda um valor específico (geralmente 10%), protegendo os instrumentos de medição (Feitosa, 2023). A corrente térmica nominal é a corrente máxima que o TC pode suportar continuamente sem exceder os limites de temperatura (Staudt, 2009).

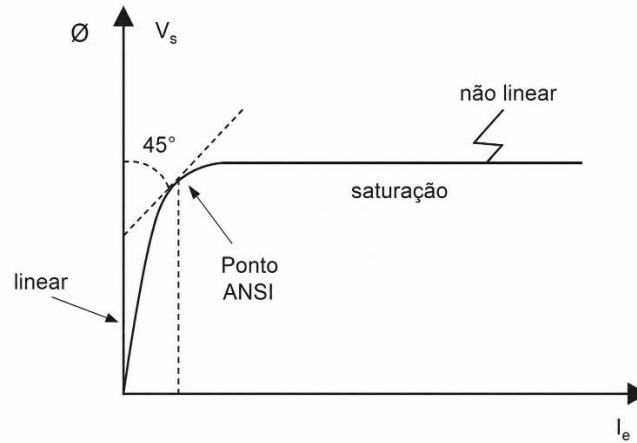
$$FS = \frac{I_{pm\acute{a}ximo\ curto-circuito}}{I_{pn}} \quad (2.9)$$

A impedância de carga (burden), expressa em ohms ou VA, é a impedância total do circuito secundário, incluindo cabos e instrumentos conectados ao TC (Energisa, 2023). O burden é crucial, pois um valor excessivo pode levar o TC à saturação em correntes mais baixas do que o esperado, comprometendo a precisão (Kindermann, 1997). A classe de exatidão, como 0,3 ou 0,5, é garantida apenas se o burden real for igual ou inferior ao burden nominal especificado pelo fabricante, expresso na equação 2.10 (Feitosa, 2023).

$$0,1 * I_{nominal\ do\ TC} \leq I_{cargas} \leq I_{nominal\ do\ TC} \quad (2.10)$$

A saturação do núcleo é um fenômeno que ocorre quando o fluxo magnético atinge um ponto onde o material ferromagnético não consegue mais acompanhar linearmente o aumento da corrente primária, o que ilustra na Figura 12 (Staudt, 2009). Em TC's de medição, a saturação é desejada em condições de falta para proteger os instrumentos, mas em TC's de proteção, a saturação deve ser evitada até o limite de exatidão, conforme estabelecido pelo Fator Limite de Exatidão (FLE) (Kindermann, 1997).

Figura 12 – Curva de Magnetização do Núcleo do TC



Fonte: Acervo do autor.

2.6.3 DIMENSIONAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE PARA MEDIÇÃO

O dimensionamento de um TC para medição envolve a seleção de seus parâmetros nominais para garantir a precisão requerida e a proteção dos equipamentos secundários (Feitosa, 2023). O primeiro critério é a escolha da corrente nominal primária (I_{pn}), que deve ser igual ou superior à corrente máxima de carga do circuito, como indicado na equação 2.11 (Staudt, 2009). A corrente nominal secundária (I_{sn}) é padronizada em 5 A ou 1 A (Energisa, 2023).

$$I_{pn} \geq I_{m\acute{a}xima\ de\ carga} \quad (2.11)$$

A potência de carga (burden) do circuito de medição deve ser calculada com precisão, somando as impedâncias dos cabos de ligação, dos instrumentos e dos relés conectados ao secundário (Kindermann, 1997). A classe de exatidão escolhida (por exemplo, 0,3) deve ser compatível com a aplicação, sendo que classes mais rigorosas são necessárias para faturamento de energia (Feitosa, 2023).

O cálculo do burden total é um procedimento essencial. A impedância dos cabos (Z_{cabos}) é calculada com base no comprimento e na seção transversal do condutor, e a impedância dos instrumentos ($Z_{Relé}$) é fornecida pelo fabricante (Staudt, 2009). O burden total ($Z_{Carga\ do\ TC}$) deve ser menor ou igual ao burden nominal do TC (Z_{TC}) para que a classe de exatidão seja mantida (Energisa, 2023).

$$Z_{cabos} = \rho_{cobre} * \frac{l}{S_{cobre}} \quad (2.12)$$

Em que:

ρ_{cobre} → resistividade do cobre ($\frac{mm^2 * \Omega}{m}$)

l → comprimento total da fiação do cobre (m)

S_{cobre} → seção da fiação do cobre em (mm²)

$$Z_{Carga\ do\ TC} = Z_{cabos} + Z_{Relé} \quad (2.13)$$

A verificação da saturação é feita para garantir que o TC de medição sature rapidamente em caso de curto-circuito, protegendo os instrumentos (Kindermann, 1997). O Fator de Sobrecorrente (FS) deve ser escolhido de forma que, na corrente máxima de curto-circuito, o erro não exceda o limite de 10% (Feitosa, 2023).

2.6.4 INFLUÊNCIA DO DIMENSIONAMENTO DOS TCS NO ESTUDO DE SELETIVIDADE

A correta operação dos relés de proteção depende criticamente da fidelidade com que o TC reproduz a corrente primária no secundário (Staudt, 2009). A saturação do TC é o principal fator que pode comprometer a seletividade, pois distorce a forma de onda da corrente secundária, levando a erros na medição do valor eficaz e, conseqüentemente, a um atraso ou falha na atuação do relé (Kindermann, 1997).

REFERENCIAL TEÓRICO

Um TC mal dimensionado pode saturar prematuramente em correntes de falta, fazendo com que o relé de proteção receba uma corrente secundária menor do que a esperada, o que pode levar a um atraso na atuação ou até mesmo à falha de operação (Feitosa, 2023). Enfatiza que a escolha do TC deve ser feita considerando o limite de exatidão necessário para a proteção, que é muito superior ao da medição (Kindermann, 1997).

A correlação entre classes de precisão e curvas de atuação de relés é direta. Relés de sobrecorrente utilizam a corrente secundária do TC para determinar o tempo de atuação (Staudt, 2009). Se o TC saturar, a corrente secundária será limitada, e o relé pode interpretar a falta como sendo menos severa ou mais distante, resultando em um tempo de atuação maior do que o coordenado, ou seja, perda de seletividade (Feitosa, 2023).

A análise de casos típicos mostra que um TC subdimensionado (com baixo limite de exatidão ou baixo burden nominal) é propenso à saturação, resultando em atraso na atuação do relé a montante e perda de seletividade (Kindermann, 1997). Por outro lado, um TC superdimensionado (com alto limite de exatidão) pode ser mais caro e, embora não comprometa a proteção, pode ter baixa sensibilidade em medições de baixa corrente (Staudt, 2009). As boas práticas recomendam a escolha de TC's de proteção com Fator Limite de Exatidão (FLE) adequado para a corrente máxima de curto-circuito no ponto de instalação (Feitosa, 2023).

Os Transformadores de Corrente são componentes vitais para a medição e proteção de sistemas elétricos, e seu dimensionamento adequado é um pilar para a garantia da seletividade, confiabilidade e segurança operacional (Kindermann, 1997). A análise do burden, a escolha da classe de exatidão e a verificação do ponto de saturação são etapas cruciais no processo de dimensionamento (Staudt, 2009).

As normas IEC 61869 e NBR 6856 fornecem a base normativa para a especificação e teste dos TC's (Energisa, 2023). A correta aplicação dos critérios de dimensionamento, conforme discutido, é fundamental para evitar a saturação prematura do TC, que é a principal causa de falhas na coordenação da proteção (Feitosa, 2023).

Sugere-se como estudos futuros a comparação detalhada do desempenho de TC's de medição e proteção sob condições de saturação, utilizando simulações dinâmicas para quantificar o impacto da distorção da forma de onda na atuação de relés digitais (Staudt, 2009).

2.7 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

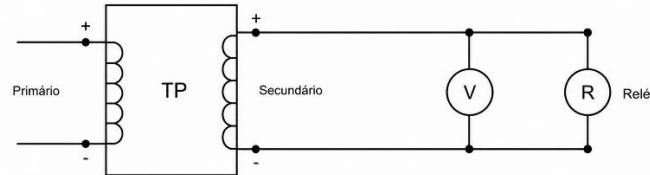
Os Transformadores de Potencial (TP's), também denominados transformadores de tensão (TTs), são dispositivos essenciais em sistemas elétricos de potência (SEP). Sua função principal é reduzir a tensão primária de níveis elevados a valores padronizados e seguros, normalmente 115 V ou 120 V, permitindo a conexão isolada de instrumentos de medição e relés de proteção (Kindermann, 1997; Martelo, 2023).

Em sistemas de média tensão, como os de 13,8 kV, o uso de TP's assegura a medição precisa da tensão, fundamental para a operação, o controle e a proteção do sistema elétrico. Assim, o TP atua como elo entre o circuito de potência e os dispositivos de baixa tensão, garantindo segurança e confiabilidade.

2.7.1 PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO

O funcionamento dos TP's baseia-se no princípio da indução eletromagnética, ilustrado na Figura 13, o mesmo aplicado aos transformadores de corrente (TC's). A diferença fundamental é que, enquanto o TC trabalha com a corrente como grandeza principal, o TP opera com a tensão, mantendo uma relação de transformação linear entre os enrolamentos primário e secundário.

Figura 13 – TP eletromagnético



Fonte: Acervo do autor.

O enrolamento primário é conectado em paralelo ao circuito de alta tensão, enquanto o secundário fornece o sinal de baixa tensão para instrumentos e relés. A relação de transformação nominal é dada pela equação 2.14:

$$RTP = \frac{V_{pn}}{V_{sn}} \quad (2.14)$$

Onde:

V_{pn} → tensão primaria nominal

V_{sn} → tensão secundaria nominal

Para um sistema de 13,8 kV, é comum o uso de TP's com tensão primária de $\frac{13800}{\sqrt{3}} \approx 8,0$ kV e secundária de 115 V, resultando em uma relação de transformação aproximada de 70:1.

2.7.2 TIPOS E APLICAÇÕES

Os TP's podem ser classificados conforme sua finalidade e construção:

- **TP's de Medição:** mantêm alta precisão em regime permanente, destinados a medidores e instrumentos de faturamento;
- **TP's de Proteção:** mantêm a exatidão durante condições transitórias (como faltas), garantindo a atuação correta dos relés;
- **TP's Monofásicos e Trifásicos:** aplicados conforme o tipo de sistema, sendo o monofásico o mais comum em 13,8 kV;
- **TP's de Potencial Capacitivo (TPC):** empregados em tensões acima de 100 kV, utilizando divisores capacitivos; não são típicos de sistemas de 13,8 kV.

2.7.3 PARÂMETROS TÉCNICOS RELEVANTES

O desempenho e a confiabilidade dos TPs dependem de parâmetros técnicos definidos por normas, especialmente NBR 6855 (ABNT) e IEC 61869-3. Os principais são:

- **Classe de Exatidão:** define o erro máximo permitido na relação de transformação. As classes mais comuns são 0,3, 0,5 e 1,0%. Para medição de faturamento em 13,8 kV, adota-se normalmente classe 0,3%;
- **Tensão Suportável Nominal (Nível de Isolação):** indica a capacidade do TP de suportar sobretensões transitórias. Para 13,8 kV, o nível básico de impulso (NBI) típico é 95 kV;
- **Carga (Burden):** potência aparente (em VA) consumida pelos instrumentos, relés e cabos conectados ao secundário. O burden total deve ser inferior à carga nominal do TP para manter a classe de exatidão, dado pela equação 2.15;

$$S_b = S_{cabos} + S_{relés} + S_{medidores} \quad (2.15)$$

- Fator Térmico (FT): indica o múltiplo da potência nominal que o TP pode suportar continuamente sem superaquecimento;
- Fator de Segurança de Instrumento (FS): razão entre a tensão primária em que o erro atinge 10% e a tensão nominal. Para TP's de medição, prefere-se FS baixo (protege instrumentos), e para TP's de proteção, FS alto (mantém linearidade em faltas).

2.7.4 CRITÉRIOS DE DIMENSIONAMENTO

O dimensionamento adequado do transformador de potencial (TP) deve considerar os seguintes critérios:

- Relação de transformação: deve ser compatível com a tensão do sistema, por exemplo, 13,8 kV fase-fase, correspondente a aproximadamente 8,0 kV fase-neutro, para obtenção de 115 V no secundário;
- Classe de exatidão: deve ser definida de acordo com a aplicação, sendo tipicamente 0,3 para medição (erro percentual) e classes 3P ou 6P para proteção, as quais indicam o erro máximo admissível em condições especificadas de operação;
- Tensão de isolamento: deve ser igual ou superior à classe de tensão do sistema, como, por exemplo, 15 kV;
- Burden total: corresponde à soma das cargas conectadas ao secundário do TP (cabos, relés e instrumentos de medição), devendo ser inferior à carga nominal do equipamento;

- Polaridade correta: é essencial para o correto funcionamento de esquemas de proteção que utilizam relações fasoriais entre corrente e tensão, como relés direcionais e de distância.

2.7.5 INFLUÊNCIA DOS TP's NA SELETIVIDADE

A precisão e o correto dimensionamento dos TP's influenciam diretamente a coordenação e a seletividade dos sistemas de proteção. Um TP inadequado pode gerar:

- Erros de medição: afetando os ajustes de subtensão, sobretensão ou distância, dado pela equação 2.16;

$$\epsilon_V = \frac{V_S * R_n - V_p}{V_p} \times 1 \quad (2.16)$$

- Atraso ou falha na atuação dos relés: devido à distorção da tensão secundária em regime de falta;
- Falsas atuações: caso o sinal de tensão fornecido ao relé seja incorreto durante transitórios.

A saturação do núcleo, embora menos comum que em TC's, pode ocorrer em sobretensões severas, alterando a forma de onda e comprometendo a seletividade. Portanto, a escolha correta do TP é fundamental para garantir que os relés recebam um sinal de tensão proporcional e não distorcido durante condições normais e de falha.

Os Transformadores de Potencial são componentes indispensáveis para a medição e proteção de sistemas de 13,8 kV. Seu dimensionamento adequado, conforme as normas NBR 6855 e IEC 61869-3, assegura precisão, segurança e seletividade.

O estudo dos TP's, aliado ao dos Transformadores de Corrente (TC's), garante que os relés de proteção recebam sinais confiáveis de tensão e corrente, permitindo a correta

coordenação entre dispositivos e a atuação seletiva diante de faltas. Assim, a correta especificação dos TP's contribui para a confiabilidade e continuidade operacional dos sistemas elétricos industriais.

2.8 RÉLES DE PROTEÇÃO

As funções de proteção desempenham um papel fundamental na segurança e confiabilidade dos sistemas elétricos, assegurando a integridade dos equipamentos e a continuidade do fornecimento de energia frente a falhas ou condições anormais de operação.

Historicamente, os sistemas de proteção dependiam de relés eletromecânicos: dispositivos robustos, de atuação lenta e com poucas opções de ajuste. Com a evolução tecnológica, estes foram substituídos pelos relés digitais de proteção (RDP's) e, mais recentemente, pelas lógicas de proteção integradas aos inversores inteligentes. Os RDP's atuais são microprocessados, multifuncionais e permitem uma parametrização extremamente precisa e flexível, essencial para garantir a seletividade e a coordenação em redes com múltiplas fontes de energia, como é o caso da Geração Distribuída (GD) fotovoltaica (Mamede Filho; Mamede, 2024).

No estudo de caso em questão, o sistema elétrico analisado com GD fotovoltaica exige a implementação de funções de proteção específicas que garantam a operação segura e coordenada. Conforme estabelecido pelo PRODIST – Módulo 8 da ANEEL (2021) e pela norma NDU-015 (média tensão) do Grupo Energisa, todo sistema de geração conectada à rede deve dispor de proteções elétricas mínimas, devidamente ajustadas e testadas, seja por meio de relés digitais de proteção dedicados ou inversores certificados conforme a ABNT NBR IEC 62116.

2.8.1 CLASSIFICAÇÃO E REQUISITOS DE PARAMETRIZAÇÃO

As proteções aplicadas a sistemas elétricos com geração conectada à rede podem ser divididas em:

- **Proteções Obrigatórias:** Exigidas pela distribuidora para o ponto de conexão, em conformidade com a regulamentação vigente (ANEEL, 2021; Energisa, 2024), e que devem ter seus parâmetros (*settings*) coordenados com a rede da concessionária.
- **Proteções Complementares:** Recomendadas para aprimorar a seletividade e a confiabilidade interna da unidade geradora.

O dimensionamento de uma proteção consiste em calcular o valor de atuação (*pick-up*) e o tempo de atuação (*time delay*) que devem ser programados no relé (parametrização), garantindo a proteção da usina e a coordenação com o sistema da concessionária (Mamede Filho; Mamede, 2024). A seguir, são detalhadas as funções obrigatórias e o processo de dimensionamento e parametrização do relé de proteção.

2.8.2 PROTEÇÕES DE TENSÃO

As funções de tensão garantem a desconexão automática do sistema quando os níveis de tensão ultrapassam os limites operacionais estabelecidos pelo PRODIST Módulo 8 (ANEEL, 2021) e pelas normas da distribuidora (Energisa, 2024). A atuação dessas proteções é crucial para evitar danos aos equipamentos sensíveis e manter a qualidade da energia na rede.

a) Subtensão – ANSI 27

A função de subtensão (ANSI 27) atua quando a tensão eficaz V cai abaixo de um valor mínimo configurado. Fisicamente, uma subtensão prolongada pode indicar uma falha na rede ou uma sobrecarga, levando a uma operação instável do inversor e a possíveis danos:

O ajuste do valor de atuação (*pick-up*) é dado pela Equação (2.17):

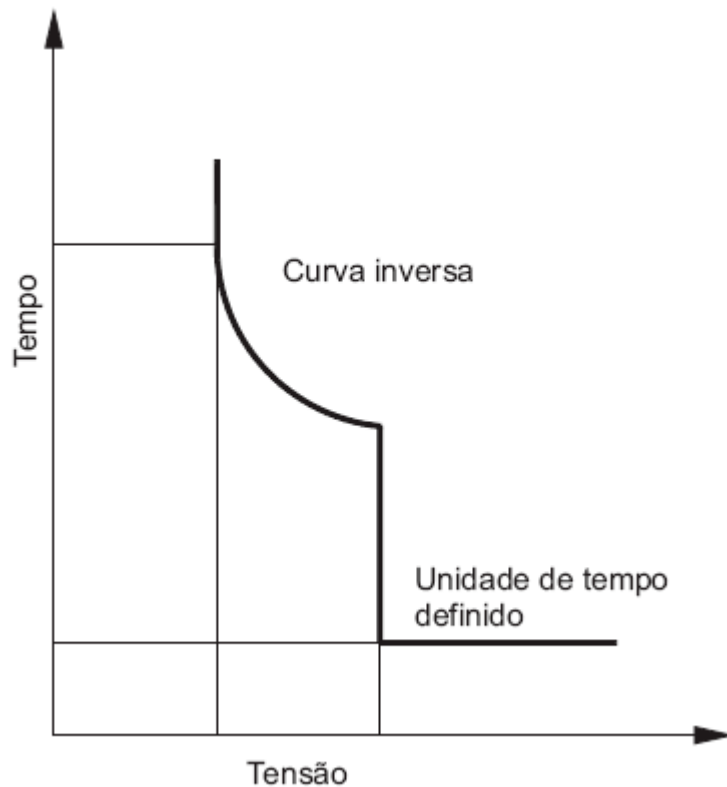
$$V_{ajuste} = k * V_{nom} \quad (2.17)$$

Onde V_{nom} é a tensão nominal da rede e k é o fator de ajuste (geralmente entre 0,85 e 0,9 p.u., conforme norma da distribuidora). O tempo de atuação t_{27} é tipicamente parametrizado como um retardo de tempo fixo, conforme a Equação (2.18):

$$t_{27} = 0,2 \text{ s a } 1,0 \text{ s} \quad (2.18)$$

A representação gráfica desta relação de ajuste é ilustrada na Figura 14.

Figura 14 – Curva inversa + tempo definido



Fonte: Mamede Filho; Mamede, 2024.

b) Sobretensão – ANSI 59

A função de sobretensão (ANSI 59) atua quando a tensão ultrapassa o limite superior admissível. A sobretensão pode ser causada por rejeição de carga ou por falhas de regulação, e sua atuação protege os equipamentos contra o estresse dielétrico.

O ajuste do pick-up é dado pela Equação (2.19):

$$V_{ajuste} = k * V_{nom} \quad (2.19)$$

Com k entre 1,1 a 1,2 p.u. O tempo de atuação t_{59} é parametrizado com um retardo de tempo fixo, conforme a Equação (2.20):

$$t_{59} = 0,1 \text{ s a } 0,5 \text{ s} \quad (2.20)$$

2.8.3 PROTEÇÕES DE CORRENTE (ANSI 50 E 51)

As funções de sobrecorrente (ANSI 50 e 51) constituem os principais elementos de proteção contra faltas de fase em sistemas de média tensão. Conforme (Kindermann, 1997), sua finalidade é limitar os efeitos térmicos e eletrodinâmicos decorrentes de sobrecorrentes e curtos-circuitos, garantindo a integridade dos equipamentos e a seletividade do sistema de proteção.

O dimensionamento adequado dessas funções deve considerar:

- Corrente nominal do circuito protegido;
- Corrente máxima de curto-circuito no ponto de instalação;
- Coordenação com dispositivos a montante e jusante;
- Características do transformador de corrente (TC).

a) Sobrecorrente Instantânea – ANSI 50

REFERENCIAL TEÓRICO

A função ANSI 50 atua sem retardo intencional quando a corrente ultrapassa o valor de pick-up ajustado, sendo destinada à eliminação rápida de faltas francas dentro da zona de proteção.

O dimensionamento da corrente nominal do sistema (I_{nom}) é dado pela Equação (2.21):

$$I_{nom} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} * V_{nom} * 0,92} \quad (2.21)$$

Com base na corrente nominal calculada, o valor de pick-up da função 50 foi definido conforme Equação (2.22):

$$I_{ajuste} = k * I_{nom} \quad (2.22)$$

onde k é o fator de segurança adotado para evitar atuações indevidas em condições de sobrecarga transitória, normalmente compreendido entre 1,2 e 1,5.

Entretanto, além da condição de carga, foi verificado que o ajuste instantâneo deve permanecer inferior à menor corrente de curto-circuito trifásico no ponto protegido, garantindo sensibilidade adequada, e superior à corrente máxima de partida de motores ou correntes transitórias admissíveis, evitando atuações indevidas.

Dessa forma, o valor final adotado para a função 50 foi definido considerando simultaneamente:

- Sensibilidade à falta;
- Imunidade a sobrecargas temporárias;
- Coordenação com a proteção da concessionária.

b) Sobrecorrente Temporizada – ANSI 51

REFERENCIAL TEÓRICO

A função ANSI 51 possui característica inversamente proporcional à magnitude da corrente, permitindo coordenação seletiva com dispositivos a montante e jusante (Mamede Filho; Mamede, 2024).

A relação tempo \times corrente segue o modelo IEC 60255 dada pela Equação (2.23):

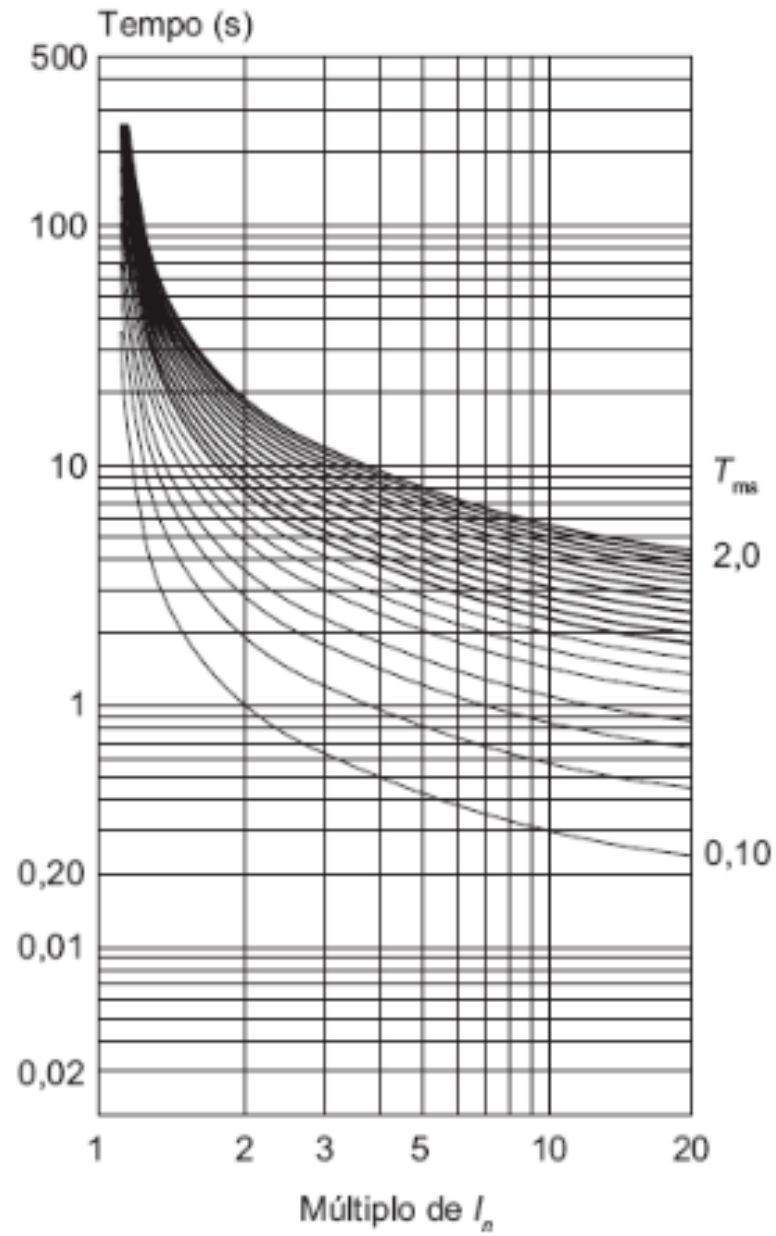
$$t = \frac{K}{\left(\frac{I}{I_{ajuste}}\right)^{\alpha} - 1} * TMS \quad (2.23)$$

Onde I_{ajuste} é o valor de pick-up, K e α são constantes que definem a forma da curva (por exemplo, Normalmente Inversa, Muito Inversa, Extremamente Inversa). O ajuste do Dial de Tempo (TMS) é crucial para a coordenação. As formas típicas dessas curvas, utilizadas na parametrização do relé, são mostradas nas Figuras 15, 16 e 17.

- normalmente inversa: $K = 0,14$ e $\alpha = 0,02$;
- muito inversa: $K = 13,5$ e $\alpha = 1$;
- extremamente inversa: $K = 80$ e $\alpha = 2$;
- inversa longa: $K = 80$ e $\alpha = 1$.

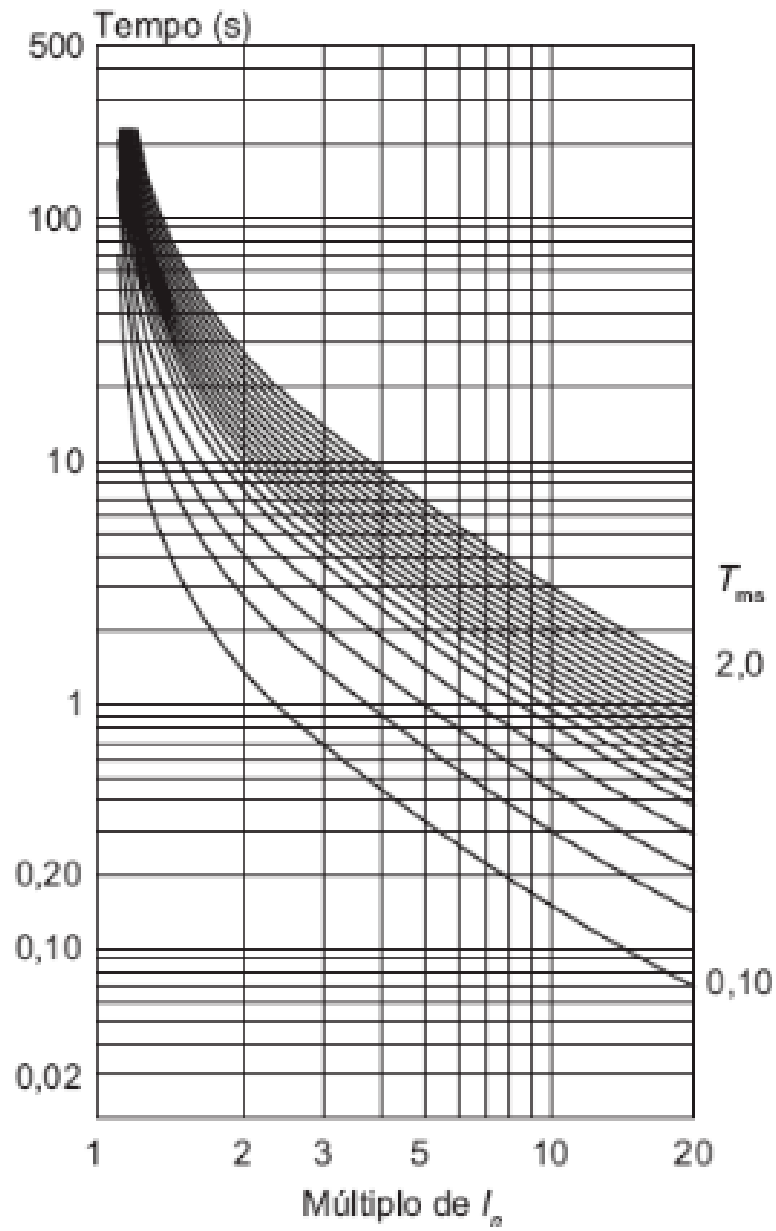
Tms – multiplicador de tempo que pode variar entre 0,10 e 2,0.

Figura 15 – Curva normalmente inversa



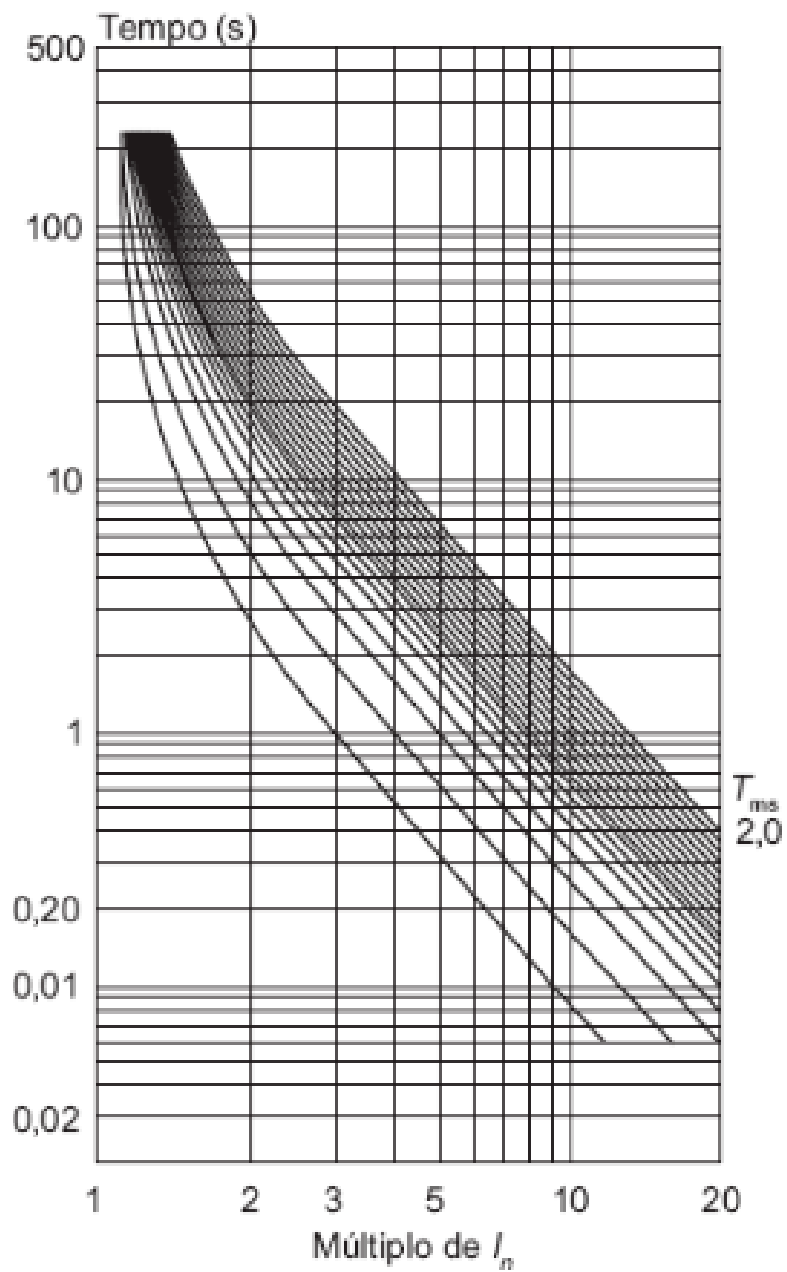
Fonte: Mamede Filho; Mamede, 2024.

Figura 16 – Curva muito inversa



Fonte: Mamede Filho; Mamede, 2024.

Figura 17 – Curva Extremamente Inversa



Fonte: Mamede Filho; Mamede, 2024.

2.8.4 PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO – ANSI 81R (ROCOF)

A proteção anti-ilhamento é a mais crítica em sistemas de GD, pois evita que o sistema continue energizando uma parte da rede que foi desconectada da concessionária (ilhamento não intencional). O ilhamento representa um risco de segurança para os trabalhadores da distribuidora e pode causar danos aos equipamentos.

A implementação desta proteção é obrigatória (Energisa, 2024) e pode ser realizada por meio de:

a) Função de Taxa de Variação de Frequência (ROCOF) – ANSI 81R

A função ROCOF (*Rate of Change of Frequency*) atua com base na taxa de variação de frequência $\frac{df}{dt}$. Em um evento de ilhamento, a perda da carga da concessionária faz com que o balanço entre geração e carga local seja alterado, resultando em uma rápida variação da frequência. O relé 81R detecta essa variação e comanda o desligamento.

O cálculo da taxa de variação é dado pela Equação (2.24):

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_2 - f_1}{t_2 - t_1} \quad (2.24)$$

Onde f_1 e f_2 são as frequências medidas nos instantes t_1 e t_2 . A parametrização típica é dada pela Equação (2.25):

$$\frac{df}{dt_{ajuste}} = 1,0 \text{ a } 2,0 \text{ Hz/S}, \quad t_{81R} < 0,2 \text{ s} \quad (2.25)$$

O ajuste deve ser sensível o suficiente para detectar o ilhamento, mas imune a variações normais de frequência da rede.

b) Lógica Anti-Ilhamento Interna ao Inversor (ABNT NBR IEC 62116)

Alternativamente, inversores fotovoltaicos certificados podem empregar lógica anti-ilhamento interna. A norma ABNT NBR IEC 62116 (ABNT, 2025) estabelece o procedimento de ensaio para avaliar o desempenho dessas medidas de prevenção de ilhamento, sendo a conformidade com esta norma um requisito fundamental para a conexão.

2.8.5 PROTEÇÕES ADICIONAIS OBRIGATÓRIAS (ANSI 81 U/O, 47, 78, 25)

Outras funções de proteção são exigidas para a interconexão segura de GD:

- Subfrequência/Sobrefrequência – ANSI 81U/81O: Atuam de forma instantânea para desvios rápidos de frequência, protegendo o sistema contra colapsos.
- Desequilíbrio de Tensão – ANSI 47: Essencial para proteger inversores trifásicos contra a operação em condições de desequilíbrio de tensão, que pode levar a sobreaquecimento e falha.
- Verificação de Sincronismo (ANSI 25) e Falta de Sincronismo (ANSI 78): Garantem que o religamento ocorra somente quando as condições de tensão, frequência e ângulo de fase estiverem dentro de limites seguros (Energisa, 2024).

O correto dimensionamento e a parametrização das funções de proteção ANSI 27, 59, 50, 51 e 81R em um relé digital são indispensáveis para garantir a operação segura de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Essas funções, quando devidamente ajustadas, asseguram a coordenação, seletividade e a conformidade regulatória, conforme as exigências da ANEEL (2021) e da norma NDU-015 (Energisa, 2024).

3. ANÁLISE DAS CORRENTES

A análise de correntes em sistemas elétricos de potência (SEP) constitui um pilar fundamental para o projeto, a operação e, sobretudo, para a engenharia de proteção. A determinação precisa dos valores de corrente em condições normais e, principalmente, em condições de falta (curto-circuito), é indispensável para o dimensionamento correto dos equipamentos e para a garantia da seletividade e coordenação do sistema de proteção (Kindermann, 1997).

A corrente de curto-circuito, em particular, é a variável crítica que define a capacidade de interrupção de disjuntores, a suportabilidade térmica e eletrodinâmica de condutores e equipamentos, e os ajustes dos relés de proteção. O conhecimento exato dos níveis de falta permite que o sistema de proteção atue de forma rápida e seletiva, isolando a falha com o mínimo de interrupção no fornecimento de energia (Mamede Filho; Mamede, 2020).

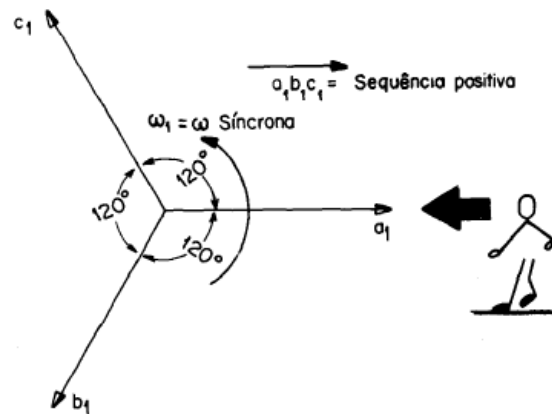
3.1 COMPONENTES SIMÉTRICAS

O método das componentes simétricas, desenvolvido por Charles LeGeyt Fortescue em 1918, é a ferramenta matemática essencial para a análise de sistemas trifásicos desequilibrados, como aqueles que ocorrem durante a maioria dos curtos-circuitos. Este método permite decompor um sistema trifásico desequilibrado de fasores (tensões ou correntes) em três conjuntos de fasores simétricos, que podem ser analisados de forma independente (Anderson, 1973).

A decomposição é feita em três sequências:

1. Sequência Positiva (a_1, b_1, c_1): Um conjunto de três fasores de mesma magnitude, defasados de 120° entre si, e com a mesma sequência de fase do sistema original (sentido horário: a-b-c). Representa as condições de operação normal e equilibrada do sistema, o diagrama fasorial representado na Figura 18.

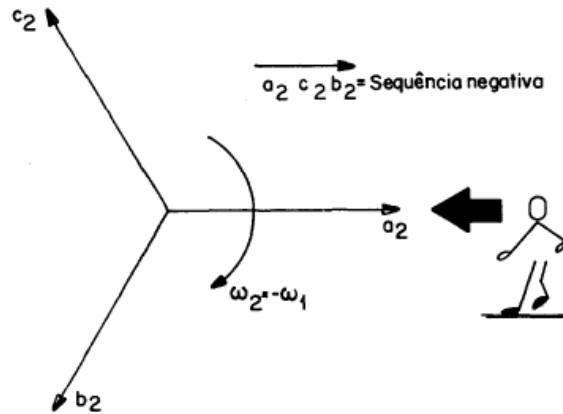
Figura 18 – Diagrama Fasorial de Sequencia Positiva



Fonte: Kindermann, 1997.

2. Sequência Negativa (a_2, b_2, c_2): Um conjunto de três fasores de mesma magnitude, defasados de 120° entre si, mas com a sequência de fase inversa à do sistema original (sentido anti-horário: a-c-b). Surge apenas em condições de desequilíbrio e é crucial para o cálculo de correntes de falta assimétricas, o diagrama fasorial representado na Figura 19.

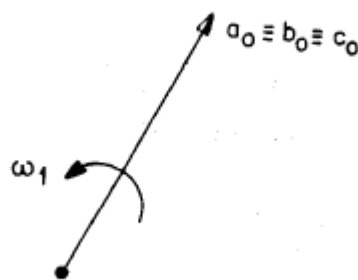
Figura 19 – Diagrama Fasorial de Sequencia Negativa



Fonte: Kindermann, 1997.

3. Sequência Zero (a_0, b_0, c_0): Um conjunto de três fasores de mesma magnitude e em fase entre si. Está associada à circulação de corrente pelo neutro ou terra é fundamental para a análise de faltas envolvendo o terra, representado abaixo o diagrama fasorial de sequência zero na Figura 20:

Figura 20 – Diagrama Fasorial de Sequencia Negativa



Fonte: Kindermann, 1997.

Representação Fasorial e Operador "a"

A transformação entre o sistema de fases (V_a, V_b, V_c) e o sistema de seqüências (V_0, V_1, V_2) é facilitada pelo uso do operador a , definido como um fasor de módulo unitário e ângulo de 120° :

$$\dot{a} = 1\angle 120^\circ = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3.1)$$

As propriedades do operador a são: $a^2 = 1\angle 240^\circ$, $a^3 = 1\angle 0 = 1$, e a relação fundamental $1 + a + a^2 = 0$.

Equações Matriciais de Transformação

A transformação das grandezas de fase para as grandezas de seqüência (transformação direta) e vice-versa (transformação inversa) é dada pelas seguintes equações matriciais 3.2 e 3.3:

Transformação Direta (Fases para Sequências):

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{b1} \\ V_{c1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Transformação Inversa (Sequências para Fases):

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

O mesmo conjunto de equações é válido para a transformação das correntes de fase (I_{a1}, I_{b1}, I_{c1}) para as correntes de seqüência (I_0, I_1, I_2), demonstradas na Equações 3.4 e 3.5.

Transformação Direta (Fases para Sequências):

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Transformação Inversa (Sequências para Fases):

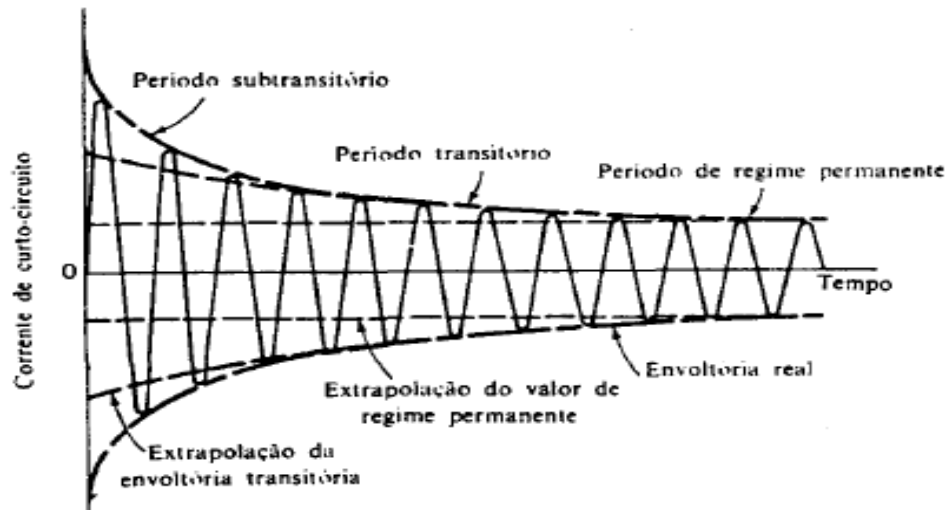
$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

3.1.1 IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA

A grande vantagem do método das componentes simétricas reside no fato de que, para máquinas e equipamentos rotativos (geradores e motores) e linhas de transmissão, as impedâncias de sequência são desacopladas. Isso significa que a impedância que se opõe à circulação de uma corrente de sequência positiva é diferente daquela que se opõe à corrente de sequência negativa ou zero.

Durante a ocorrência de um curto-circuito nos terminais de um gerador síncrono, a corrente apresenta valores de pico muito elevados nos primeiros ciclos, decaindo gradativamente até atingir o regime permanente. Esse comportamento é representado pela curva da envoltória da corrente de curto-circuito (Kindermann, 1997). A envoltória corresponde à linha que une os valores máximos instantâneos (cristas) das correntes alternadas de curto-circuito ao longo do tempo, permitindo visualizar a evolução da amplitude da corrente durante todo o fenômeno, como mostra a Figura 21.

Figura 21 – Envoltório das Correntes de Curto-Circuito



Fonte: Kindermann, 1997.

O gráfico evidencia três regiões distintas: o período subtransitório, o período transitório e o período de regime permanente. No período subtransitório, a corrente atinge seu valor máximo, devido à intensa contribuição das correntes induzidas nos enrolamentos amortecedores do rotor, que se comportam de maneira semelhante à gaiola de um motor de indução. Em seguida, durante o período transitório, a corrente decresce de forma exponencial, sendo influenciada principalmente pela ação do campo magnético do enrolamento de excitação do gerador. Finalmente, no regime permanente, o valor da corrente estabiliza-se em torno do limite imposto pela reatância síncrona da máquina.

De forma geral, o gráfico da envoltória da corrente de curto-circuito é uma ferramenta essencial para o estudo e o dimensionamento de sistemas elétricos, pois ilustra de maneira clara o comportamento dinâmico das correntes de falta. Ele permite compreender o impacto inicial das correntes elevadas e o tempo necessário para o amortecimento do fenômeno, sendo amplamente utilizado na definição dos parâmetros de disjuntores, relés e outros dispositivos de proteção.

3.1.2 IMPEDÂNCIA DE CONDUTORES

A impedância de um condutor é uma grandeza complexa $Z = R + jX$, onde R é a resistência e X é a reatância. Para uma linha de transmissão, a impedância de sequência positiva (Z_1) e negativa (Z_2) são consideradas iguais, pois a geometria do campo magnético é a mesma para ambas as sequências. A impedância de sequência zero (Z_0), no entanto, é significativamente diferente, pois envolve o caminho de retorno pelo terra ou pelo fio de guarda, sendo geralmente maior que Z_1 e Z_2 .

A impedância total de um trecho de linha é dada por:

$$Z_{Linha} = \frac{(Z + jX)L}{L} \quad (3.6)$$

Onde R e X são os parâmetros por unidade de comprimento e L é o comprimento da linha.

3.1.3 IMPEDÂNCIA DE TRANSFORMADORES

A impedância de um transformador é determinada principalmente pelo ensaio de curto-circuito, que fornece a impedância de dispersão.

- Sequência Positiva (Z_{T1}): É a impedância de dispersão do transformador, medida no ensaio de curto-circuito.

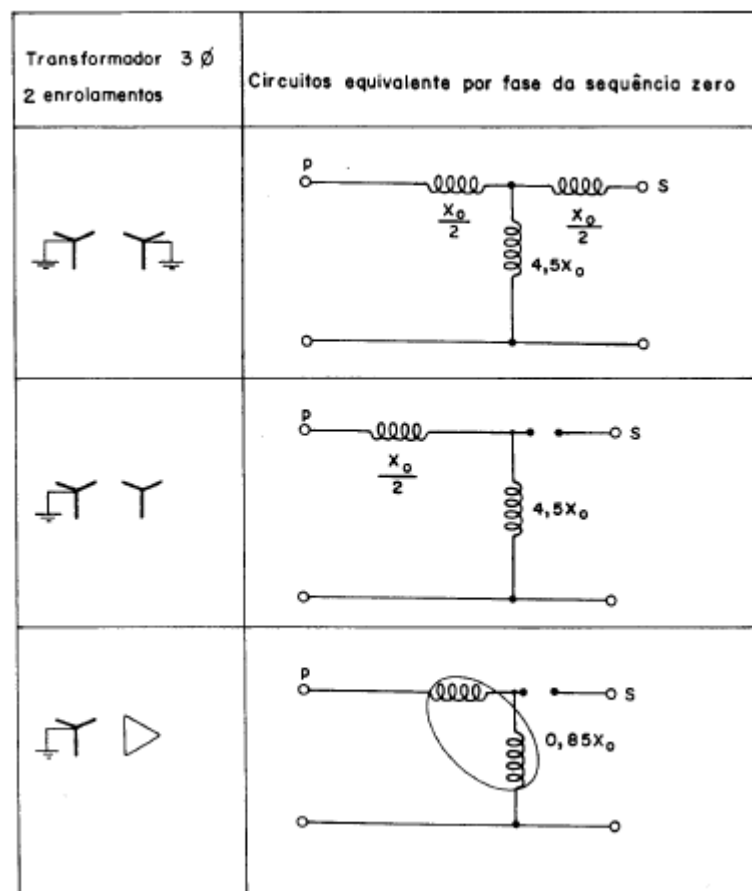
- Sequência Negativa (Z_{T2}): É considerada igual à impedância de sequência positiva, $Z_{T2} = Z_{T1}$.

- Sequência Zero (Z_{T0}): Depende crucialmente do tipo de ligação dos enrolamentos ($\Delta - \Delta$, $\Delta - Y$) e do aterramento do neutro. A impedância de sequência zero só existe e permite a

ANÁLISE DAS CORRENTES

circulação de corrente se houver um caminho para o retorno da corrente de sequência zero, segue as ligações da Figura 22.

Figura 22 – Circuito equivalente por Fase de Sequência Zero de Transformadores 3Ø de 2 enrolamentos de núcleo envolvido



Fonte: Kindermann, 1997.

A influência das ligações é determinante para a rede de sequência zero. Por exemplo, em uma ligação Δ , a corrente de sequência zero fica confinada no triângulo, não se propagando para o lado Δ . Em uma ligação Y aterrada, a corrente de sequência zero pode fluir para o sistema.

2.8.9 REDES DE SEQUÊNCIA

Para o cálculo das correntes de curto-circuito, o sistema trifásico é representado por três redes monofásicas equivalentes, uma para cada sequência:

1. Rede de Sequência Positiva: Contém todas as fontes de tensão (força eletromotriz) e as impedâncias de sequência positiva (Z_1) de todos os componentes.
2. Rede de Sequência Negativa: Contém apenas as impedâncias de sequência negativa (Z_2) dos componentes. Não possui fontes de tensão, pois as tensões de sequência negativa são nulas em condições normais.
3. Rede de Sequência Zero: Contém as impedâncias de sequência zero (Z_0) e as impedâncias de aterramento ($3Z_n$). Também não possui fontes de tensão.

O equivalente de Thévenin é aplicado no ponto de falta para simplificar o cálculo. A tensão de Thévenin (V_{Th}) é a tensão pré-falta no ponto de falta, e a impedância de Thévenin (Z_{Th}) é a impedância vista do ponto de falta, calculada para cada rede de sequência.

2.8.10 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

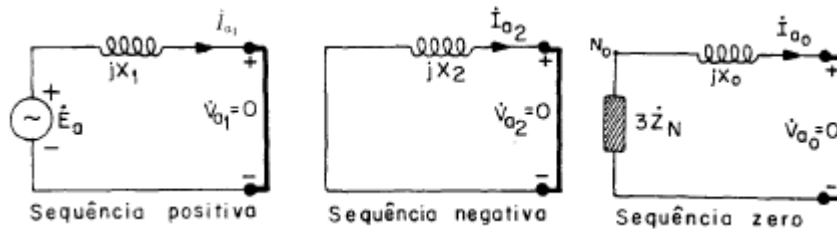
O cálculo das correntes de curto-circuito é vital para a proteção, pois fornece os valores máximos e mínimos de corrente que o sistema de proteção deve ser capaz de detectar e interromper. A utilização das redes de sequência permite a análise de faltas assimétricas, que são as mais comuns no SEP.

2.8.11 CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO (3 ϕ)

O curto-circuito trifásico é a falta mais severa em termos de magnitude de corrente, mas é uma falta simétrica.

Modelo Elétrico: No ponto de falta, as tensões de fase são nulas ($V_a = V_b = V_c = 0$), mostrado no circuito elétrico abaixo na Figura 23.

Figura 23 – Modelos de Sequência em Curto



Fonte: Kindermann, 1997.

Equações: A condição de simetria implica que as componentes de sequência negativa e zero são nulas: $V_{a0} = V_{a2}$. Assim, a corrente de sequência positiva é a única a circular, sendo dada pela equação 3.7:

$$I_{a1} = \frac{V_{Th}}{Z_1} \quad (3.7)$$

Onde V_{Th} é a tensão pré-falta no ponto de falta e Z_1 é a impedância de sequência positiva de Thévenin vista do ponto de falta.

Expressão Final da Corrente: A corrente de falta na fase ($I_{F-3\phi}$) é igual à corrente de sequência positiva:

$$I_{F-3\phi} = I_{a1} = \frac{V_{Th}}{Z_1} \quad (3.8)$$

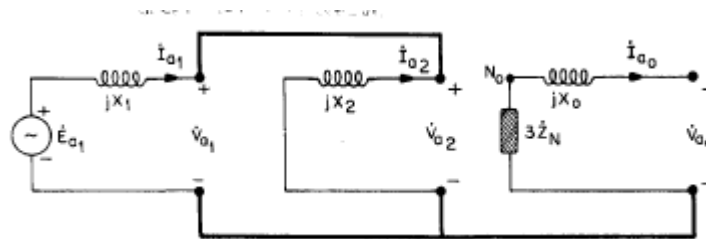
As correntes nas fases b e c são dadas por $I_b = a^2 I_{a1}$ e $I_c = a I_{a1}$.

2.8.12 CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO (2 ϕ)

O curto-circuito bifásico (entre duas fases, por exemplo, b e c) é uma falta assimétrica.

Modelo Elétrico: As condições de falta são: $I_a = 0$ (fase a aberta), $V_b = V_c$ e $I_b = -I_c$, mostrado no circuito da Figura 24.

Figura 24 – Modelos Conectados em paralelo no Curto-Circuito Bifásico



Fonte: Kindermann, 1997.

Relação com o Curto Trifásico: A análise por componentes simétricas mostra que as redes de seqüência positiva e negativa são conectadas em paralelo no ponto de falta. A rede de seqüência zero não participa, pois, a soma das correntes de fase é nula ($I_a + I_b + I_c = 0 \rightarrow 3I_0 = 0$).

A corrente de seqüência positiva é dada por:

$$I_1 = \frac{V_{Th}}{Z_1 + Z_2} \quad (3.9)$$

A corrente de falta na fase b ($I_{F-2\phi}$) é dada por:

$$I_{F-2\phi} = I_b = -I_c = j\sqrt{3} \rightarrow I_1 = \frac{V_{Th}}{Z_1 + Z_2} \quad (3.10)$$

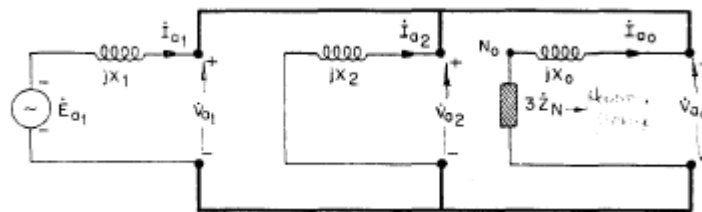
A magnitude da corrente de falta bifásica é tipicamente menor que a trifásica, sendo aproximadamente 86,6% da corrente trifásica, assumindo $Z_1 \cong Z_2$.

2.8.13 CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO TERRA ($2\phi - T$)

O curto-circuito bifásico à terra (por exemplo, fases b e c para o terra) é o segundo tipo de falta mais comum e, dependendo do aterramento do neutro, pode resultar em correntes de falta maiores que o curto-circuito trifásico.

Modelo Elétrico: As condições de falta são: $I_a = 0$ (fase a aberta), $V_b = V_c = 0$ (tensão de falta nula nas fases b e c), demonstrado como o circuito elétrico após um curto $2\phi - T$ na Figura 25.

Figura 25 – Modelos Ligados em Paralelo no Curto-Circuito Bifásico-terra



Fonte: Kindermann, 1997.

Equação Completa: A análise por componentes simétricas mostra que as três redes de seqüência (positiva, negativa e zero) são conectadas em paralelo-série no ponto de falta. A rede de seqüência positiva está em série com o paralelo das redes de seqüência negativa e zero.

A corrente de seqüência positiva é dada por:

$$I_1 = \frac{V_{Th}}{Z_1 + \left(\frac{Z_2 * Z_0}{Z_2 + Z_0} \right)} \quad (3.11)$$

A corrente de falta total para o terra ($I_{F-2\phi-T}$) é a soma das correntes de seqüência zero, negativa e positiva, e é dada por:

$$I_{F-2\phi-T} = I_b + I_c = 3I_1 * \frac{Z_2}{Z_2 + Z_0} \quad (3.12)$$

A corrente de sequência zero (I_0) é dada por:

$$I_0 = -I_1 * \frac{Z_2}{Z_2 + Z_0} \quad (3.13)$$

A corrente de sequência negativa (I_2) é dada por:

$$I_2 = -I_1 * \frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} \quad (3.14)$$

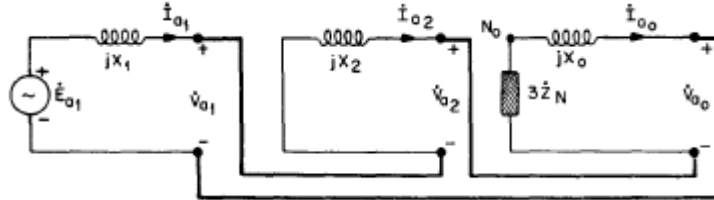
A corrente de falta na fase b (I_b) e na fase c (I_c) são calculadas a partir das componentes de sequência usando a matriz de transformação inversa (Equação 3.5).

2.8.14 CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO TERRA ($1\phi - T$)

O curto-circuito monofásico à terra (por exemplo, fase a para o terra) é o tipo de falta mais comum e envolve a participação das três sequências.

Modelo Elétrico: As condições de falta são: $V_a = 0$ (tensão de falta nula) e $I_b = I_c = 0$ (fases b e c abertas), na Figura 26 mostra como fica o circuito equivalente no curto monofásico terra.

Figura 26 – Circuito Equivalente por Fase de Sequência Ligados em Série



Fonte: Kindermann, 1997.

Equação Completa: A análise por componentes simétricas mostra que as três redes de sequência (positiva, negativa e zero) são conectadas em série no ponto de falta.

A corrente de sequência positiva é dada por:

$$I_1 = \frac{V_{Th}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (3.15)$$

Como as três correntes de sequência são iguais ($I_0 = I_1 = I_2$), a corrente de falta na fase a ($I_{F-1\phi-T}$) é dada pela soma das três componentes:

$$I_{F-1\phi-T} = I_a = I_0 + I_1 + I_2 = 3I_1 = 3 * \frac{V_{Th}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (3.16)$$

4 METODOLOGIA

4.1 ESTRUTURA GERAL DA METODOLOGIA

A metodologia adotada neste estudo foi estruturada de forma a permitir a análise completa das condições de proteção e seletividade do posto de transformação da indústria têxtil estudada, localizada em Campo Grande – MS. O processo metodológico foi desenvolvido em etapas sequenciais, envolvendo o levantamento de dados da instalação, o cálculo das correntes de curto-circuito, o dimensionamento e ajuste dos dispositivos de proteção e, por fim, a análise das curvas características tempo versus corrente (TCC) para avaliação da seletividade.

Todas as etapas foram realizadas com base em referências técnicas consolidadas na literatura especializada, como Kindermann (1997), Mamede Filho (2023) e Anderson (1999), além das normas da concessionária Energisa (NDU 002 e NDU 006) e das normas da ABNT (NBR 5410 e NBR 14039).

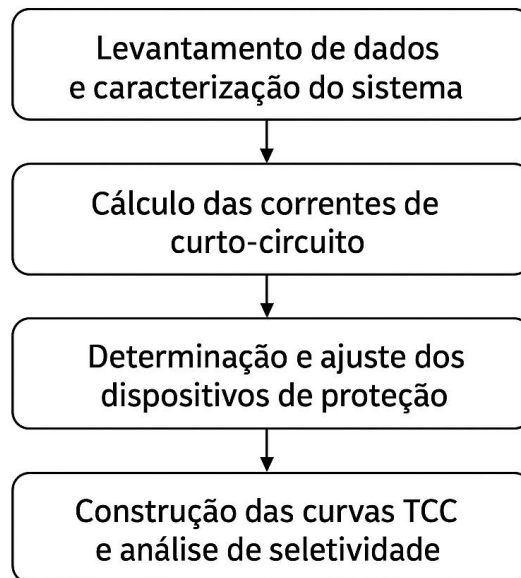
Para a execução dos cálculos e geração das curvas, foi utilizado o software Microsoft Excel e o Python, o qual permitiu a automatização das equações, a organização dos dados e a plotagem das curvas de coordenação, garantindo maior precisão, rastreabilidade e flexibilidade na análise dos resultados.

4.2 ETAPAS DA METODOLOGIA

O desenvolvimento metodológico foi dividido em quatro etapas principais, conforme o fluxograma da Figura 27:

Figura 27 – Etapas metodológicas do estudo de seletividade e proteção.

Etapas metodológicas do estudo de seletividade e proteção



Fonte: Acervo do autor

4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA INDÚSTRIA

Inicialmente, foi realizado o levantamento de dados técnicos da instalação industrial, abrangendo os principais elementos do sistema elétrico e seus dispositivos de proteção.

Foram coletadas informações referentes ao posto de transformação, composto por dois transformadores de potência, sendo um de 112,5 kVA e outro de 300 kVA, responsáveis pela alimentação das cargas industriais da planta. O sistema também conta com uma unidade de microgeração fotovoltaica de 60 kW, conectada em paralelo à rede interna, contribuindo para o suprimento energético e reduzindo o consumo proveniente da concessionária.

A alimentação principal é realizada em média tensão, com entrada protegida por chaves fusíveis unipolares, que garantem a proteção primária contra curtos-circuitos e sobrecorrentes. A

cabine de medição e proteção contém transformadores de corrente (TC's) e transformadores de potencial (TP's), responsáveis pela medição e pela alimentação dos circuitos de proteção e supervisão.

Os dispositivos de proteção do sistema incluem elos fusíveis tipo K e H, disjuntores termomagnéticos e relés de sobrecorrente, configurados de forma a assegurar a proteção seletiva e a coordenação entre os níveis de média e baixa tensão.

As informações técnicas foram obtidas a partir dos diagramas elétricos da instalação, das placas de identificação dos equipamentos e das normas técnicas da concessionária local. A partir desses dados, foi elaborado o diagrama unifilar simplificado da instalação, permitindo identificar as zonas de proteção, os pontos de análise de falta e os dispositivos associados a cada trecho do sistema.

4.2.2 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A segunda etapa consistiu na determinação das correntes de curto-circuito para os principais pontos da instalação, considerando os diferentes tipos de faltas:

- Trifásica (3ϕ) – condição simétrica de maior severidade;
- Bifásica (2ϕ) – falta entre duas fases;
- Monofásica-terra ($1\phi-T$) – falta mais comum em sistemas de média tensão;
- Bifásica-terra ($2\phi-T$) – falta envolvendo duas fases e o solo.

Os cálculos foram baseados no método das componentes simétricas, conforme descrito no capítulo 3, utilizando as expressões das correntes de sequência positiva, negativa e zero.

O Microsoft Excel foi utilizado como ferramenta principal para esses cálculos. As planilhas foram configuradas para realizar automaticamente o dimensionamento das impedâncias equivalentes e das correntes de falta em kA, a partir dos seguintes parâmetros:

- Tensão nominal e potência dos transformadores;
- Impedâncias de sequência Z_1 , Z_2 e Z_0 ;
- Distâncias e seções dos condutores;
- Relações de transformação dos TC's e TP's.

Cada planilha foi interligada, permitindo que qualquer alteração de parâmetros atualizasse instantaneamente os resultados. Essa estrutura facilitou o processo iterativo de análise e validação dos cálculos.

4.2.3 DIMENSIONAMENTO E AJUSTE DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Com os valores de corrente de curto-circuito obtidos, foram definidos e ajustados os dispositivos de proteção presentes na instalação. As principais proteções consideradas foram:

- Elo fusível tipo K e H (proteção primária dos transformadores);
- Relés de sobrecorrente temporizados (ANSI 51) e instantâneos (ANSI 50);
- Proteções de subtensão (27) e sobretensão (59), associadas aos TP's.

Para cada dispositivo, foram aplicadas as curvas características tempo \times corrente (TCC) conforme os catálogos dos fabricantes e as normas NDU 002. Os ajustes de tempo e corrente foram calculados com base nas correntes de falta e de carga, seguindo as condições de coordenação recomendadas:

- Margem mínima de seletividade: 0,3 s entre proteções consecutivas;

- Ajuste de sobrecorrente temporizada: curva muito inversa (MI);
- Ajuste de sobrecorrente instantânea: 10 vezes a corrente nominal do circuito.

Os parâmetros de ajuste dos dispositivos de proteção foram calculados com o auxílio do software Microsoft Excel, possibilitando a determinação das correntes e tempos de atuação. Posteriormente, por meio de um código desenvolvido em Python, foram gerados os coordenogramas (curvas tempo \times corrente), permitindo a análise da coordenação e da seletividade entre os dispositivos.

4.2.4 CONSTRUÇÃO DAS CURVAS TCC E ANÁLISE DE SELETIVIDADE

A última etapa consistiu na plotagem das curvas TCC (*Time-Current Characteristic*), que representam graficamente o tempo de atuação dos dispositivos de proteção em função da corrente de falta. Essas curvas foram construídas no Python, utilizando os dados obtidos nas etapas anteriores, com os seguintes objetivos:

- Verificar a seletividade total, parcial ou inexistente entre fusíveis, disjuntores e relés;
- Avaliar a coordenação entre proteção primária e secundária;
- Propor ajustes otimizados para reduzir sobreposições e melhorar a confiabilidade do sistema.

Cada curva foi plotada em escala logarítmica de corrente (eixo X) e escala linear de tempo (eixo Y), seguindo o formato padrão das curvas IEC. Foram gerados gráficos específicos para cada zona de proteção, possibilitando uma análise visual da coordenação entre os dispositivos.

4.2.5 SÍNTESE DA METODOLOGIA

A metodologia adotada neste estudo permite uma **avaliação detalhada da coordenação das proteções elétricas** em uma instalação industrial real. O uso do Excel e Python como ferramenta central possibilitou a integração entre os cálculos analíticos e a representação gráfica, oferecendo uma abordagem prática e precisa para o estudo da seletividade.

O processo metodológico proposto pode ser reproduzido em outras instalações com características semelhantes, bastando adaptar os dados de entrada (potência, tensão, impedância e tipo de proteção). Assim, garante-se uma base sólida para a análise e o aprimoramento dos sistemas de proteção e para futuras simulações de otimização com ferramentas mais avançadas, como MATLAB/Simulink ou ETAP.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO - ESTUDO DE SELETIVIDADE

Com base na fundamentação teórica apresentada nos capítulos anteriores, este capítulo apresenta os resultados obtidos no estudo de coordenação e seletividade da indústria têxtil, os quais foram desenvolvidos a partir dos cálculos de curto-circuito e da parametrização dos dispositivos de proteção.

A alimentação da unidade industrial em média tensão (13,8 kV) foi projetada em conformidade com os critérios estabelecidos pela concessionária Energisa, conforme a norma NDU 002. Em virtude da demanda elevada da instalação, tornou-se necessária a adoção de um sistema de proteção baseado em relés de sobrecorrente (ANSI 50/51), complementado por funções adicionais de proteção devido à presença de sistema de geração fotovoltaica conectado à rede interna.

A metodologia de análise adotada seguiu critérios clássicos de coordenação e seletividade, bem como equações características das curvas tempo \times corrente, utilizadas para validação dos ajustes parametrizados (Mamede Filho; Mamede, 2024).

Neste capítulo são apresentados dois coordenogramas principais:

- Coordenograma de sobrecorrente (funções 50/51);
- Coordenograma de proteção de tensão (27/59) e frequência/anti-ilhamento (81).

Para melhor compreensão da estrutura analisada, apresenta-se o diagrama unifilar completo da instalação elétrica da indústria têxtil. Ao longo deste capítulo, são detalhados os cálculos realizados e as análises efetuadas para validação técnica dos ajustes adotados e verificação da correta coordenação do sistema de proteção.

5.1 DETERMINAÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

Para a realização do estudo de proteção e seletividade, foi necessário solicitar à concessionária Energisa a impedância equivalente de Thévenin vista a partir do ponto de entrega em 13,8 kV. Esse parâmetro é fundamental para a determinação precisa dos níveis de curto-circuito na interface entre o sistema da concessionária e a instalação da indústria, como demonstrado na figura 28.

Figura 28 - Impedância equivalente de Thévenin vista no ponto de entrega

Impedância Equivalente						
Sequência Positiva			Sequência Zero			Grandeza
0,6452	+j	1,3642	1,1541	+j	6,1539	pu
1,229	+j	2,598	2,198	+j	11,719	Ohm
Valores na base de 100 MVA • 13,8 kV •						

Fonte: Acervo do autor.

Além disso, foi realizado o dimensionamento completo do sistema elétrico interno, conforme apresentado nos capítulos anteriores, considerando transformadores, cabos, barramentos e dispositivos de proteção.

Os cálculos dos níveis de curto-circuito foram desenvolvidos por meio de planilhas computacionais elaboradas no software Microsoft Excel, utilizando as equações clássicas de análise de faltas em sistemas trifásicos.

Os níveis de curto-circuito foram inicialmente determinados no ponto de entrega em 13,8 kV e, posteriormente, refletidos para o barramento interno da instalação por meio da consideração das impedâncias dos transformadores e dos elementos de conexão.

RESULTADOS E DISCUSSÃO-ESTUDO DESELETIVIDADE

A Tabela 1 apresenta o resumo das magnitudes das correntes de falta calculadas, as quais serviram como base para a parametrização dos dispositivos de proteção e para a plotagem dos coordenogramas tempo \times corrente.

Tabela 1 – Magnitude das correntes de falta calculadas

Curto-Circuito	$I_{cc-3\phi}$	$I_{cc-2\phi}$	$I_{cc-1\phi máx}$	$I_{cc-1\phi mín}$
Ponto de entrega/Energisa	2772,35	2400,93	1362,0	-

Fonte: Acervo do autor.

Correntes de Curto-Circuito Assimétrica

Para a análise de seletividade e verificação da suportabilidade eletrodinâmica dos equipamentos, considerou-se também a corrente de curto-circuito assimétrica, que representa a componente contínua associada ao regime transitório da falta.

A corrente assimétrica foi determinada conforme:

$$I_{casp} = I_{cc3\phi} \times F_{as} \quad (5.1)$$

onde:

- $I_{cc3\phi}$ corresponde à corrente de curto-circuito trifásico simétrica;
- F_{as} é o fator de assimetria.

Adotando-se $F_{as} = 1,21$, obteve-se corrente de pico de 3.354,54 A.

A consideração da corrente de curto-circuito assimétrica é fundamental no estudo de proteção, pois representa a condição mais severa à qual os equipamentos podem estar submetidos durante os instantes iniciais da falta. Esse valor é determinante para a verificação da suportabilidade térmica e eletrodinâmica de condutores, barramentos, transformadores e dispositivos de manobra, uma vez que os esforços mecânicos e os efeitos térmicos são

proporcionais ao pico de corrente. Além disso, a corrente assimétrica influencia diretamente o dimensionamento dos dispositivos de interrupção, garantindo que a capacidade de interrupção seja compatível com o esforço transitório imposto pela falta. Do ponto de vista da proteção, sua análise é igualmente importante para a correta parametrização das funções instantâneas (ANSI 50), assegurando que o relé atue de forma rápida e segura em faltas severas, sem risco de subdimensionamento ou atuação indevida.

5.2 DIMENSIONAMENTO E VALIDAÇÃO DOS TC's

Para o dimensionamento do TC, considerou-se a demanda da instalação de **412,5 kVA**, alimentada em **13,8 kV** no ponto de entrega. Assim, a corrente nominal do sistema foi determinada por:

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V \cdot fp} \quad (5.2)$$

Substituindo $S = 412,5 \text{ kVA}$, $V = 13,8 \text{ kV}$ e $fp = 0,92$:

$$I_{nom} = \frac{412,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 0,92} = 18,76 \text{ A} \quad (5.3)$$

Em seguida, com base na corrente de curto-circuito trifásica calculada no ponto de conexão ($I_{cc3\phi} = 2772,35 \text{ A}$), obteve-se a potência de curto-circuito:

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_{cc3\phi} \quad (5.4)$$

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ kV} \cdot 2772,35 \text{ A} = 66,27 \text{ MVA} \quad (5.5)$$

Escolha da relação de transformação (RTC)

Foram avaliadas duas relações de TC:

- **20:5 A** com uma relação de transformação de $RTC = 4$

- **150:5 A** com uma relação de transformação de $RTC = 30$

Como o valor de curto-circuito no primário é elevado, a relação **20:5 A** não é adequada para proteção, pois o curto-circuito corresponderia a de acordo com a equação 5.6:

$$FS = \frac{I_{cc3\phi}}{I_{pn}} \rightarrow I_{pn} = \frac{2772,35}{20} \rightarrow I_{pn} = 138,6A \quad (5.6)$$

Esse nível excede muito o fator limite típico de exatidão (ex.: $ALF = 20$), levando à saturação precoce e comprometendo a atuação do relé.

Assim, adotou-se o TC **150:5 A** com uma relação de transformação igual à $RTC = 30$, no qual o curto-circuito corresponde a:

$$FS = \frac{I_{cc3\phi}}{I_{pn}} \rightarrow I_{pn} = \frac{2772,35}{150} \rightarrow I_{pn} = 18,48 A \quad (5.7)$$

Ou seja, **fica abaixo de 20×**, compatível com um TC de proteção **classe 10P20**.

Cálculo do burden e verificação de saturação

O burden total do circuito secundário (cabos + relé) foi estimado em **12,5 VA**. Para secundário de 5 A, a impedância equivalente da carga é:

$$Z_c = \frac{VA}{I_s^2} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \Omega \quad (5.8)$$

Para verificar a não saturação sob falta máxima, calcula-se a tensão induzida no secundário. Considerando:

- $I_{cc3\phi} = 2772,35 A$
- $RTC = 30 \Rightarrow I_{s,falta} = \frac{2772,35}{30} = 92,41 A$

- Resistência/impedância interna do TC $Z_{tc} = 0,5 \Omega$
- Impedância externa (burden/cabos/relé) $Z_c = 0,7 \Omega$

A tensão requerida é:

$$E_s = I_{s,falta} \cdot (Z_{tc} + Z_c) \quad (5.9)$$

$$E_s = 92,41 \cdot (0,5 + 0,7) = 110,89 \text{ V} \quad (5.10)$$

Para um TC com **ALF = 20** e capacidade de desenvolver aproximadamente **200 V** na condição de 20× (referência equivalente à classe **ANSI C200**), tem-se:

$$V_s \approx 200 \text{ V} \quad (5.10)$$

Como:

$$E_s < V_s \Rightarrow 110,89 \text{ V} < 200 \text{ V}$$

Conclui-se que o critério de não saturação é atendido, garantindo que o TC reproduza adequadamente a corrente durante a falta e permitindo a atuação correta das funções 50/51 e 50N/51N.

5.3 CARACTERIZAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DO SISTEMA

Para a realização do estudo de curto-circuito e coordenação das proteções, foram considerados os dados técnicos do transformador de entrada da unidade consumidora, conforme planilha de dimensionamento elaborada no Excel. Os parâmetros utilizados estão apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 2 – Especificações dos transformadores

Designação	Potência (kVA)	Tensão Primária kV	Tensão Secundária kVA	Corrente primária (A)	Tipo de Isolamento	Ligação	Impedância Percentual (%)
TR 01	112,5	13,8	0,38/0,22	4,71	Á óleo	Dyn1	3,5
TR 02	300	13,8	0,38/0,22	12,55	Á óleo	Dyn1	4,5

Fonte: Acervo do autor.

Os transformadores apresentados na Tabela 2 realizam o acoplamento entre a rede da concessionária e a instalação industrial. Seus parâmetros elétricos são fundamentais para a correta modelagem do sistema e para a definição dos ajustes de proteção. Dentre esses parâmetros, destacam-se os valores de corrente nominal (I_{nom}), corrente de suportabilidade térmica (I_{ANSI}), corrente de suportabilidade mecânica (I_{NANSI}) e a corrente de energização (I_{Inrush}), calculados conforme o critério da NDU-002 da Energisa.

5.3.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE SUPORTABILIDADE (ANSI E NANSI)

As correntes de suportabilidade térmica e mecânica definem os limites de operação segura dos transformadores sob condições de falta. A corrente I_{ANSI} representa a suportabilidade térmica para faltas trifásicas, enquanto a I_{NANSI} representa a suportabilidade mecânica para faltas monofásicas, sendo calculadas pelas Equações (5.11) e (5.12), respectivamente:

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} * I_n \quad (5.11)$$

$$I_{NANSI} = \frac{1}{\sqrt{3}} * \frac{100}{Z\%} * I_n \quad (5.12)$$

Para o transformador de 300 kVA ($I_n = 12,55 A$ e $Z(\%) = 4,5\%$), e para o transformador de 112,5 kVA ($I_n = 4,71 A$ e $Z(\%) = 3,5\%$) os valores calculados são dados na Tabela 3:

Tabela 3 – Pontos dos transformadores

Transformador (kVA)	I_{ANSI}	I_{NANSI}
112,5	134,48	77,64
300	248,91	161,03

Fonte: Acervo do autor.

5.3.2 CÁLCULO DA CORRENTE DE ENERGIZAÇÃO (INRUSH)

A corrente de *inrush* é o fenômeno transitório de magnetização que ocorre no instante da energização do transformador. Para evitar atuações indevidas da proteção instantânea (ANSI 50), a corrente de ajuste deve ser superior ao valor de *inrush* total do sistema. Segundo a norma da concessionária, a corrente de *inrush* parcial de fase é calculada pela Equação (5.13):

$$I_{inrush(parcial\ de\ fase)} = 10 * I_{n(maior\ traf)} + \sum I_{n(demais\ trafos)} \quad (5.13)$$

Considerando a magnetização simultânea para esse estudo de caso, $I_{inrush(parcial)} = 142,77A$

Adicionalmente, para a parametrização da proteção de neutro (ANSI 50N/51N), deve-se considerar a componente residual da corrente de *inrush*, estimada como 20% da corrente de fase, conforme a Equação (5.14):

$$I_{inrush(residual)} = 0,2 * I_{inrush(parcial\ de\ fase)} \quad (5.14)$$

$$I_{inrush(residual)} = 0,2 * 142,77 = 28,55A \quad (5.15)$$

Esses dados são essenciais para garantir que a curva de atuação do relé de proteção e dos elos fusíveis permaneça entre os pontos de magnetização e os limites de suportabilidade térmica/mecânica, assegurando a integridade dos equipamentos e a seletividade do sistema.

5.4 PARAMETRIZAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE (50/51)

A parametrização das funções de sobrecorrente de fase e neutro do relé de entrada foi realizada com o objetivo de garantir a proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos, mantendo a seletividade com os dispositivos a jusante e a imunidade a eventos transitórios de energização.

5.4.1 UNIDADE DE FASE (50/51)

Para a determinação da corrente de partida (Pick-Up) da unidade temporizada 51, considerou-se a demanda máxima da indústria têxtil e a potência total instalada de 412,5 kVA, utilizando apenas 67% da mesma. Segundo a norma NDU-002 da Energisa, este valor deve ser ajustado para permitir a operação contínua sob carga nominal, acrescido de uma margem de segurança. A corrente de partida teórica foi calculada pela Equação (5.16):

$$I_{partida} = 1,25 * 18,76 * 0,67 = 15,7A \quad (5.16)$$

Com $I_{nom} = 18,76$ A, obteve-se $I_{partida\ teórica} = 23,45$ A. No entanto, para assegurar uma coordenação precisa com os elos fusíveis 25K dos transformadores de 112,5 kVA e 300 kVA, o ajuste final de Pick-Up no primário foi definido em 15,7 A. Considerando a relação de transformação de corrente (RTC = 30), o ajuste no secundário do relé é de 0,523 A.

A curva de atuação selecionada foi a Muito Inversa (MI), conforme a norma IEC 60255, devido à sua característica de tempo-corrente que se adequa bem à proteção de transformadores e à coordenação com fusíveis. A equação característica de tempo de atuação (t) é expressa pela Equação (5.17):

$$t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_{cc3\phi}}\right)^1 - 1} * TMS \rightarrow TMS = \frac{\left[\left(\frac{I_{cc3\phi}}{I}\right) - 1\right] * t}{13,5} \quad (5.17)$$

 RESULTADOS E DISCUSSÃO-ESTUDO DESELETIVIDADE

Para garantir que a proteção atue de forma rápida em faltas severas, mas sem comprometer a seletividade, o Dial de Tempo (TMS) foi ajustado para 0,065 s. Este valor foi validado para que, na corrente de curto-circuito trifásica máxima, o tempo de atuação seja extremamente reduzido, conforme a Equação (5.18):

$$TMS = \frac{\left[\left(\frac{2772,35}{15,7}\right)^{-1}\right] * 0,005}{13,5} \rightarrow TMS = 0,065s \quad (5.18)$$

A unidade instantânea 50 foi parametrizada em 142,7 A no primário (4,76A no secundário). Este valor foi criteriosamente escolhido para ser superior à corrente de *inrush* total calculada (135,78 A), evitando disparos indesejados durante a energização simultânea dos transformadores, conforme a recomendação de que $I_{50} \geq 1,2 * I_{inrush}$.

5.4.2 UNIDADE DE NEUTRO (ANSI 50N/51N)

A proteção de neutro exige maior sensibilidade para detectar faltas monofásicas à terra, que podem apresentar magnitudes inferiores às de fase. Adotou-se o critério de sensibilidade de 20% em relação à unidade de fase para a corrente de partida temporizada 51N, resultando em $I_{partida-50N} = 3,14A$. No entanto, para garantir a imunidade a desequilíbrios inerentes ao sistema e à componente residual de energização, o ajuste final foi de 3,77 A (primário).

O ajuste do Dial de Tempo de neutro foi fixado em 0,134 s, utilizando a mesma curva Muito Inversa (MI). Este valor assegura que a curva de atuação de neutro permaneça acima da corrente de *inrush* residual calculada pela Equação (5.15).

A unidade instantânea de neutro 50N foi ajustada em 41,2 A (primário), garantindo a eliminação instantânea de faltas fase-terra de alta intensidade no barramento principal.

5.5 SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO CRONOMÉTRICA

A seletividade entre o relé de entrada e os elos fusíveis 25K foi validada através da análise do coordenograma e do critério de intervalo de coordenação (Δt). Para garantir a seletividade cronométrica, o tempo de atuação do dispositivo de retaguarda (relé) deve ser superior ao do dispositivo principal (fusível) por uma margem de segurança que compense erros de medição, inércia de mecanismos e tempos de extinção de arco. O critério é dado pela Equação (5.19):

$$t_{relé} \geq t_{fusível} + \Delta t \quad (5.19)$$

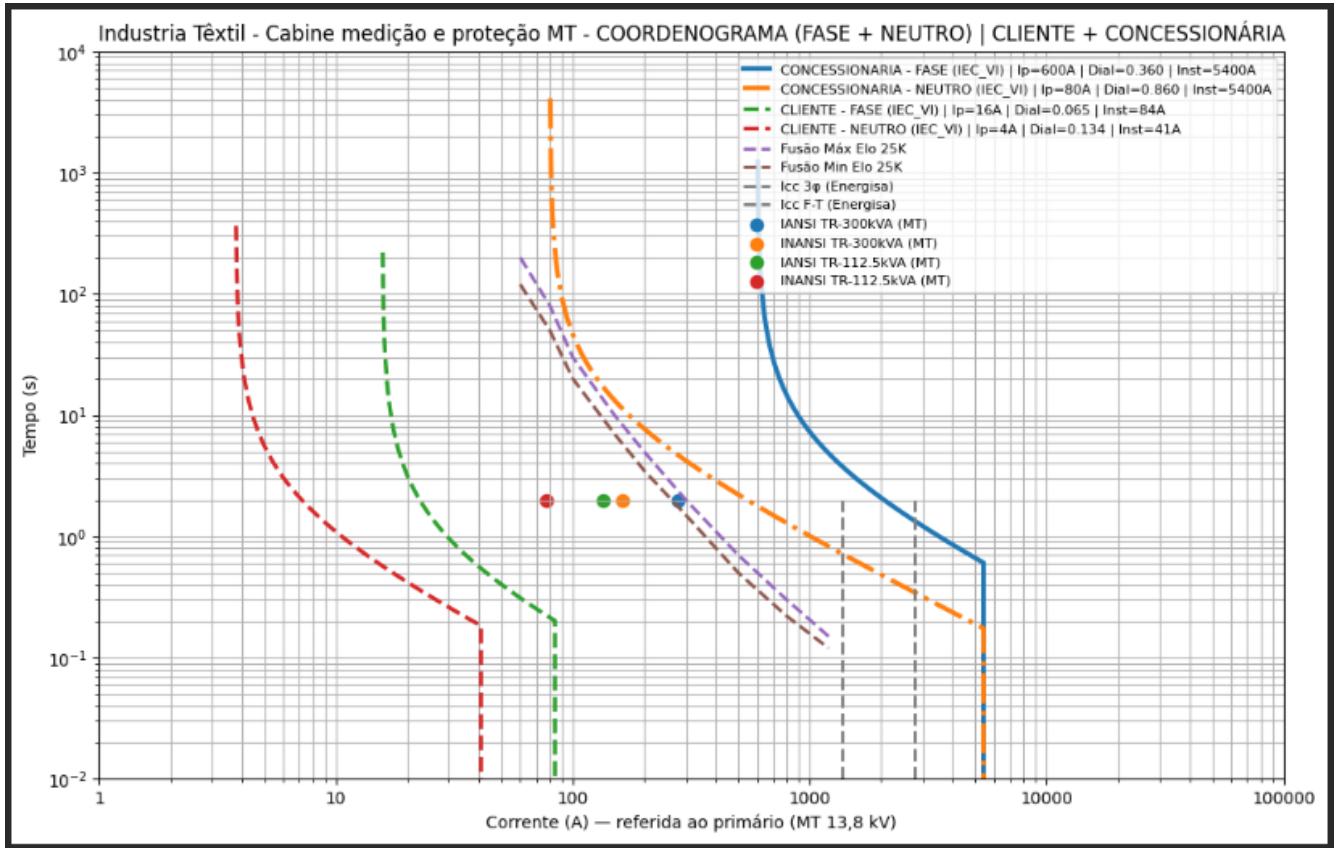
Adotou-se um Δt de 200 ms, valor padrão recomendado por (MAMEDE FILHO, 2013) para coordenação entre relés digitais e fusíveis. A análise gráfica demonstrou que, para o nível de curto-circuito bifásico mínimo nos terminais secundários dos transformadores, o elo fusível 25K funde em um tempo significativamente inferior ao tempo de trip do relé de entrada, garantindo que apenas o transformador defeituoso seja isolado.

Embora o critério conservador $I_F \geq 1,5 \cdot I_n$ indicasse um elo 30K, a definição final foi baseada no critério de seletividade. A análise por tabelas e coordenograma demonstrou que o elo 25K coordena corretamente com os elos 5H e 12K dos transformadores, enquanto um elo 30K comprometeria essa coordenação.

Assim, o elo 25K foi adotado por ser o maior valor que mantém a seletividade do sistema, garantindo proteção adequada sem prejuízo à coordenação entre os dispositivos, como observado no coordenograma da Figura 29.

RESULTADOS E DISCUSSÃO-ESTUDO DESELETIVIDADE

Figura 29 – Coordenograma de fase e neutro do cliente/concessionária



Fonte: Acervo do autor.

O coordenograma da função 50/51 e 50N/51N apresentado na Figura 29 representa a coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção da concessionária e da instalação industrial, considerando as proteções de fase e neutro em média tensão (13,8 kV). As curvas temporizadas indicam o comportamento dos relés diante de diferentes níveis de corrente de falta, relacionando o tempo de atuação em função da corrente elétrica. Observa-se que as curvas da proteção do cliente encontram-se posicionadas à esquerda e abaixo das curvas da concessionária, garantindo que faltas internas à instalação sejam eliminadas primeiramente pelos dispositivos do consumidor, preservando a continuidade do fornecimento para os demais usuários do sistema elétrico.

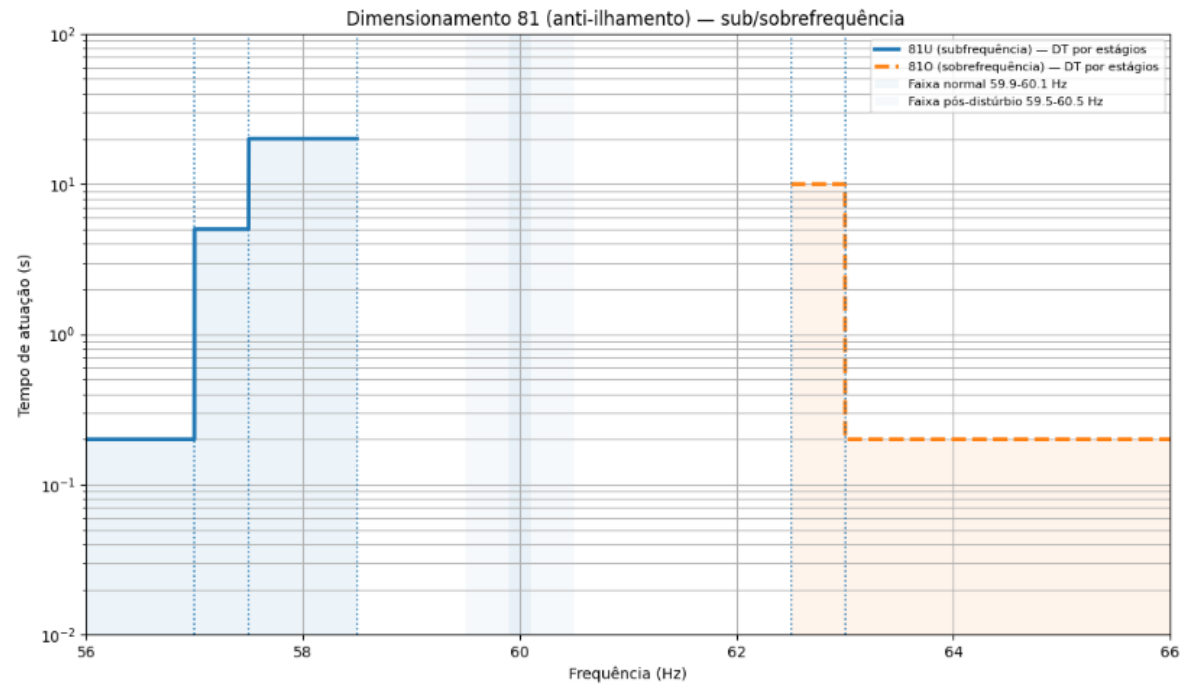
Além das curvas dos relés, o gráfico apresenta os limites térmicos e mecânicos dos transformadores, representados pelos pontos de suportabilidade ANSI e NANSI, bem como as curvas características dos elos fusíveis de 25 kV e os níveis de curto-circuito disponibilizados pela concessionária. A coordenação observada demonstra que os ajustes adotados asseguram seletividade adequada entre os dispositivos de proteção, evitando atuações indevidas e reduzindo riscos de danos aos equipamentos, interrupções prolongadas e desligamentos desnecessários da instalação industrial.

5.6 PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO E FUNÇÕES DE TENSÃO/FREQUÊNCIA

Devido à integração da microgeração fotovoltaica de 60 kW na indústria têxtil, a proteção anti-ilhamento torna-se mandatória para atender aos requisitos de segurança da NDU-015. A função principal utilizada é a ROCOF (ANSI 81R), que monitora a taxa de variação da frequência ($\frac{df}{dt}$). O ajuste foi definido conforme a Equação (5.20) e mostrado no coordenograma da Figura 30:

$$\frac{df}{dt} = 1,5 \text{ Hz/s} \quad (5.20)$$

Figura 30 – Coordenograma de frequência



Fonte: Acervo do autor.

O coordenograma apresentado na Figura 30 ilustra os ajustes da função 81 de proteção anti-ilhamento, responsável pela supervisão de subfrequência (81U) e sobrefrequência (81O) do sistema elétrico. As curvas em degraus representam os tempos de atuação configurados em diferentes estágios de frequência, evidenciando que, à medida que a frequência se afasta da faixa nominal de operação, o tempo de atuação do relé torna-se progressivamente menor. Essa característica permite distinguir pequenas variações transitórias de frequência de condições anormais mais severas, garantindo maior estabilidade operacional ao sistema.

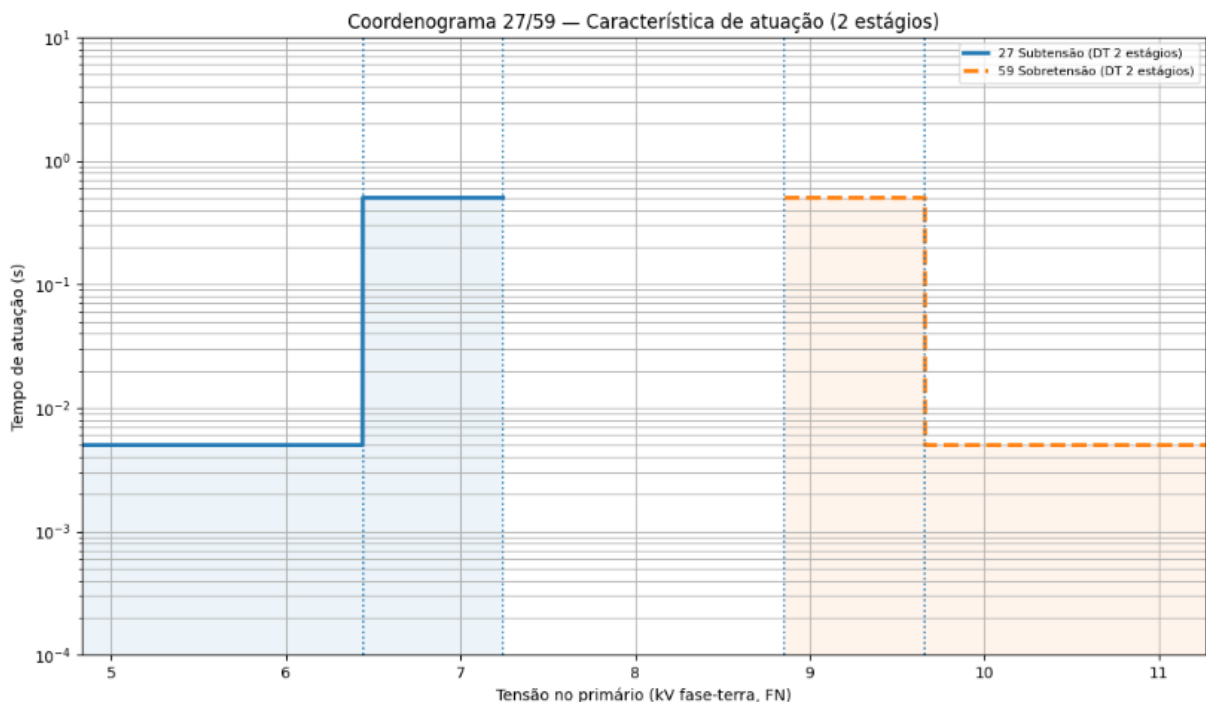
Observa-se ainda a definição da faixa normal de operação entre 59,9 Hz e 60,1 Hz, bem como da faixa pós-distúrbio entre 59,5 Hz e 60,5 Hz, utilizadas como referência para os ajustes de proteção. Em condições de subfrequência, o relé atua em múltiplos estágios temporizados para frequências inferiores aos limites estabelecidos, enquanto na condição de sobrefrequência a atuação ocorre para valores superiores ao limite configurado. Os ajustes adotados atendem aos critérios de proteção anti-ilhamento, assegurando o desligamento adequado da instalação em situações anormais de frequência e contribuindo para a segurança operacional, proteção dos

RESULTADOS E DISCUSSÃO-ESTUDO DESELETIVIDADE

equipamentos e conformidade com os requisitos técnicos da concessionária e das normas aplicáveis.

Este ajuste, aliado a um tempo de atuação instantâneo, garante que os inversores sejam desconectados da rede em menos de 200 ms após a perda do suprimento da concessionária. Complementarmente, as funções de subtensão (ANSI 27) e sobretensão (ANSI 59) foram parametrizadas em dois estágios, com ajustes de 0,80 p.u. e 0,90 p.u. para subtensão, e 1,10 p.u. e 1,12 p.u. para sobretensão. Os respectivos tempos de retardo foram definidos de modo a evitar atuações indevidas durante afundamentos momentâneos de tensão (SAGs), garantindo, ao mesmo tempo, o desligamento adequado do sistema em condições de falta sustentada. A Figura 31 apresenta o coordenograma correspondente às funções de proteção 27/59.

Figura 31 – Coordenograma do relé de tensão



Fonte: Acervo do autor.

O coordenograma apresentado na Figura 31 demonstra a característica de atuação das funções 27 e 59 de subtensão e sobretensão, configuradas em dois estágios temporizados. As

RESULTADOS E DISCUSSÃO-ESTUDO DESELETIVIDADE

curvas representam os tempos de atuação do relé em função da tensão medida no primário do sistema, evidenciando que, para desvios moderados de tensão, a proteção atua com maior temporização, enquanto condições mais severas resultam em tempos reduzidos de desligamento. A função 27 atua para valores inferiores ao limite mínimo estabelecido, sendo ajustada em 7245 V no primeiro estágio e 6440 V no segundo estágio, protegendo o sistema contra condições de subtensão que possam comprometer a estabilidade operacional e o funcionamento adequado dos equipamentos. Já a função 59 supervisiona condições de sobretensão, evitando esforços excessivos na isolação dos componentes elétricos, com ajustes definidos em 8855 V no primeiro estágio e 9660 V no segundo estágio. Dessa forma, os ajustes adotados asseguram proteção adequada ao sistema elétrico da instalação industrial, contribuindo para a confiabilidade, segurança operacional e conformidade com os critérios técnicos da concessionária e das normas aplicáveis.

6 CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo principal realizar o estudo de proteção, coordenação e seletividade do posto de transformação de uma indústria têxtil alimentada em 13,8 kV, avaliando a interação entre fusíveis, transformadores de corrente, relés de sobrecorrente e transformadores de potência.

A partir do levantamento técnico da instalação e da aplicação dos fundamentos teóricos apresentados na revisão bibliográfica, foram determinados os níveis de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico-terra, permitindo a correta definição das correntes de ajuste das proteções. A análise das componentes simétricas possibilitou uma modelagem adequada do sistema, garantindo maior precisão nos resultados obtidos.

O dimensionamento dos transformadores de corrente mostrou-se fundamental para a fidelidade das medições e para a atuação correta dos relés, sendo verificada a não saturação sob condições de falta máxima, assegurando a confiabilidade do sistema de proteção. A validação do burden e da classe de exatidão reforçou a adequação técnica dos equipamentos selecionados.

A parametrização das funções ANSI 50/51 e 50N/51N foi realizada considerando a corrente nominal da instalação, o regime operacional de carga, os limites de suportabilidade térmica e mecânica dos transformadores (I_{ANSI} e I_{NANSI}), bem como os efeitos da corrente de energização (*inrush*). A construção dos coordenogramas tempo \times corrente confirmou que os ajustes adotados garantem seletividade entre os dispositivos a jusante e a montante, respeitando os intervalos mínimos de coordenação e evitando atuações indevidas.

Os resultados obtidos demonstram que o sistema apresenta condições satisfatórias de seletividade, garantindo que, diante de uma falha elétrica, apenas a menor porção possível da instalação seja desligada. Tal característica contribui diretamente para:

CONCLUSÕES

- A continuidade do processo produtivo da indústria;
- A redução de danos aos equipamentos;
- O aumento da confiabilidade do sistema elétrico;
- A segurança operacional dos trabalhadores.

Conclui-se, portanto, que a correta aplicação dos critérios de coordenação e seletividade, associada ao dimensionamento adequado dos dispositivos de proteção, é essencial para o desempenho seguro e eficiente de sistemas elétricos industriais. O estudo desenvolvido reforça a importância da análise técnica detalhada como ferramenta indispensável para projetos de proteção em média tensão.

7 REFERÊNCIAS

ANDERSON, Paul M. *Analysis of faulted power systems*. Ames: Iowa State University Press, 1973.

ANDERSON, Paul M. *Power system protection*. New York: McGraw-Hill, 1999.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 14039: instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV*. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 6855: transformadores de potencial — especificação*. Rio de Janeiro: ABNT, 2009.

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. *NR 10: segurança em instalações e serviços em eletricidade*. Brasília: MTE, 2004.

ENERGISA. *NDU 002: fornecimento de energia elétrica em tensão primária*. João Pessoa: Grupo Energisa, 2025.

ENERGISA. *NDU 006: critérios para elaboração de projetos elétricos de redes de distribuição em tensão secundária e primária*. João Pessoa: Energisa Paraíba, 2023.

ENERGISA. *NDU 013: critérios para a conexão em baixa tensão de acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição*. João Pessoa: Grupo Energisa, [s.d.].

ENERGISA. *NDU 015: critérios para a conexão em média tensão de acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição*. Versão 7.0. João Pessoa: Grupo Energisa, 2024.

ENERGISA S.A. *ETU-127: elo-fusível de distribuição*. Grupo Energisa, [s.d.].

REFERÊNCIAS

ENERGISA S.A. *ETU-164: transformador de potencial indutivo (TPI) para sistema de medição*. Cataguases: Grupo Energisa, 2021.

ENERGISA S.A. *ETU-166: transformador de corrente (TC) para sistema de medição e faturamento até 36,2 kV*. Versão 1.1. Cataguases: Grupo Energisa, 2023.

FEITOSA, E. J. M. M. C. *Estudo de seletividade e proteção de sobrecorrente na subestação de um complexo eólico*. 2023. 117 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2023.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60255: measuring relays and protection equipment*. Geneva: IEC, 2010.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 61869-3: instrument transformers — part 3: additional requirements for inductive voltage transformers*. Geneva: IEC, 2011.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 62116: test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters*. Geneva: IEC, 2014.

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

KINDERMANN, Geraldo. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. Florianópolis: Edição do Autor, 1997.

KINDERMANN, Geraldo; CAMPAGNOLO, Jorge Mário. *Aterramento elétrico*. 3. ed. Porto Alegre: Sagra-DC Luzzatto, 1995.

MAMEDE FILHO, João. *Instalações elétricas industriais*. 10. ed. Rio de Janeiro: LTC/Grupo GEN, 2023.

REFERÊNCIAS

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel R. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2024. E-book. Disponível em: Minha Biblioteca. Acesso em: 24 fev. 2026.

MARTELO, Lucas Victor. *Estudo de proteção, coordenação e seletividade das subestações de uma indústria mineradora*. Campo Grande: Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, 2023.

PEXTRON. *URPE 7104: manual de operação — tecnologia em proteção elétrica e automação industrial*. Rev. 14. São Paulo: Pextron, 2018.

RAMOS, S. J. Maicon. *Metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção durante reconfigurações de rede de distribuição*. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

RIBEIRO, Fernandes Guilherme. *Estudo da seletividade da proteção de uma subestação de 13,8 kV/380 V*. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso — Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019.

STAUDT, T. *Estudo de transformadores de corrente utilizados em instrumentação*. 2009. 138 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

ANEXOS

8 ANEXO 01 DIAGRAMA UNIFILAR

