



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LAYANNE KÉZIA DA SILVA ARAÚJO

**RETROFIT DE PROTEÇÃO EM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA EM
SUBESTAÇÃO INDUSTRIAL: Estudo de Caso**

Recife
2025

LAYANNE KÉZIA DA SILVA ARAÚJO

**RETROFIT DE PROTEÇÃO EM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA EM
SUBESTAÇÃO INDUSTRIAL: Estudo de Caso**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Otoni Nóbrega Neto

Coorientador: Everton Sérgio do Amor Divino Oliveira

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Araújo, Layanne Kézia da Silva.

Retrofit de proteção em transformador de potência em subestação industrial:
estudo de caso / Layanne Kézia da Silva Araújo. - Recife, 2025.

59 p. : il., tab.

Orientador(a): Otoni Nóbrega Neto

Coorientador(a): Everton Sérgio do Amor Divino Oliveira

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica -
Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. Transformador. 2. Retrofit. 3. Proteção Elétrica. 4. Monitoramento. 5.
Sistema Elétrico de Potência. I. Nóbrega Neto, Otoni. (Orientação). II. Oliveira,
Everton Sérgio do Amor Divino . (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

LAYANNE KÉZIA DA SILVA ARAÚJO

**RETROFIT DE PROTEÇÃO EM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA EM
SUBESTAÇÃO INDUSTRIAL: Estudo de Caso**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Aprovado em: 15/08/2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Otoni Nóbrega Neto (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Alex Ferreira Moreira (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

William Chaves Lima (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado a familiares e amigos que de forma direta ou indireta contribuíram para esta construção.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, quero agradecer a Deus, pela força e sabedoria que sempre me guiou ao longo dessa jornada. Aos meus pais, que com muito amor e apoio, me mantiveram na universidade e acreditaram em meu potencial até o fim. Ao meu irmão, que esteve sempre presente, me incentivando, apoiando e me ajudando em todos os momentos.

Ao meu esposo, que me acompanhou com paciência e dedicação durante essa trajetória, sempre me dando força para que eu nunca desistisse, mesmo diante das dificuldades. À minha filha, que foi minha maior fonte de motivação e que me inspirou a seguir em frente para proporcionar a ela uma vida melhor.

Aos meus amigos de faculdade, que tornaram essa caminhada mais leve, dividindo angústias e alegrias: João Paulo, Mateus, Michelle, Victor e Renê.

Ao meu orientador, que acreditou no meu potencial e no tema do meu TCC, orientando-me com paciência e dedicação em cada detalhe do seu desenvolvimento.

Gostaria de agradecer ao professor Alexander pela ajuda e apoio durante a construção do meu TCC. Sua orientação, especialmente nos aspectos de formatação, foi fundamental para o trabalho.

Aos meus companheiros de estágio, que contribuíram imensamente para o sucesso deste trabalho e para o meu crescimento pessoal e profissional: Davi, Dimailton, Eduardo, Evenilton, Everton Paulo, Everton Sérgio, Ewans, Giovani, João Carlos, Ramases, Silvio, e a todos que, de forma direta ou indireta, me ajudaram ao longo desse processo.

Meu sincero agradecimento a todos que estiveram ao meu lado, cada um de vocês teve um papel fundamental na realização desta conquista.

RESUMO

Os transformadores são ativos críticos na operação do sistema elétrico de potência, sendo empregados nas etapas de geração, transmissão, distribuição e no atendimento a grandes cargas industriais. Considerando sua relevância estratégica, a adoção de medidas que visem aumentar sua vida útil e confiabilidade operacional constitui um campo recorrente de pesquisa, com ênfase na mitigação de falhas e na redução de paradas não programadas. Este trabalho descreve a aplicação prática do *retrofit* dos sistemas de proteção e monitoramento de um transformador de potência em uma subestação de uma industrial siderúrgica do tipo abaixadora. Para tal, é realizado um diagnóstico técnico das condições operacionais dos dispositivos de proteção existentes, identificando suas limitações funcionais e tecnológicas. A partir dessa análise, são planejadas intervenções considerando critérios de segurança, viabilidade econômica, conformidade com normas técnicas vigentes e requisitos operacionais da instalação. As ações implementadas incluíram a substituição de componentes críticos, como a válvula de alívio de pressão, os sensores de temperatura do óleo isolante e dos enrolamentos, bem como a parametrização de novos dispositivos digitais de proteção. Para validação das intervenções realizadas, foram conduzidos ensaios em bancada e testes de campo. A avaliação pós-intervenção evidenciou melhorias no desempenho térmico do equipamento, na confiabilidade dos sistemas de proteção e na resposta dos sistemas auxiliares de ventilação e alarme. Como desdobramento futuro, são recomendadas ações complementares, incluindo a integração dos novos dispositivos ao sistema supervisório, a instalação de analisadores de gases dissolvidos (DGA) e o desenvolvimento de estratégias de manutenção com monitoramento preditivo.

Palavras-chave: Transformador, *Retrofit*, Proteção Elétrica, Monitoramento, Sistema Elétrico de Potência.

ABSTRACT

Transformers are critical assets in the operation of the electrical power system, used in generation, transmission, distribution, and to serve large industrial loads. Given their strategic importance, the adoption of measures to increase their useful life and operational reliability is a recurring field of research, with an emphasis on mitigating failures and reducing unscheduled shutdowns. This paper describes the practical application of retrofitting the protection and monitoring systems of a power transformer in a step-down substation of a steel mill. To this end, a technical diagnosis of the operating conditions of the existing protection devices is performed, identifying their functional and technological limitations. Based on this analysis, interventions are planned considering safety criteria, economic feasibility, compliance with current technical standards, and the operational requirements of the facility. The implemented actions included the replacement of critical components, such as the pressure relief valve, the insulating oil and winding temperature sensors, as well as the parameterization of new digital protection devices. Bench and field tests were conducted to validate the interventions. The post-intervention evaluation demonstrated improvements in the equipment's thermal performance, the reliability of the protection systems, and the response of the auxiliary ventilation and alarm systems. As future developments, additional actions are recommended, including the integration of the new devices into the supervisory system, the installation of dissolved gas analyzers (DGA), and the development of maintenance strategies with predictive monitoring.

Keywords: Transformer, Retrofit, Electrical Protection, Monitoring, Electrical Power System.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Topologia típica de um SEP: geração, transmissão e distribuição.....	18
Figura 2 – Componentes construtivos de um transformador a seco.	20
Figura 3 – Componentes construtivos de um transformador a óleo.	20
Figura 4 – Transformador a Gás.	21
Figura 5 – Vista em corte da parte ativa.....	23
Figura 6– Vista em corte de um transformador de potência.....	24
Figura 7 – (a) Bucha de baixa tensão; (b) vista em corte.....	25
Figura 8 – (a) Bucha de alta tensão; (b) vista em corte.....	26
Figura 9 – Válvula de alívio de pressão.	27
Figura 10 – Relé de súbita pressão.....	28
Figura 11 – Relé Buchholz.	29
Figura 12 – Esquema de imagem térmica.....	30
Figura 13 – Medidor de temperatura de óleo e de enrolamento analógico.	31
Figura 14 – Sensor de temperatura PT100.	32
Figura 15 – Monitor de temperatura de óleo e enrolamento digital.	32
Figura 16 – Sistema analógico de medição de temperatura em enrolamentos.....	33
Figura 17 – Esquema básico da proteção diferencial para transformadores de dois enrolamentos.....	38
Figura 18 – Transformador 230kV.....	40
Figura 19 – Válvula de alívio de pressão com vazamento de óleo.....	43
Figura 20 – Troca da válvula de alívio de pressão.	44
Figura 21 – Nova válvula de alívio de pressão.....	44
Figura 22 – Diagrama de bloco da Topologia dos TM's.	45
Figura 23 – Ligação do TM1 com 1 RTD a 3 fios.....	45
Figura 24 – (a) PT100 utilizado; (b) Mala de injeção de corrente.....	47
Figura 25 – Resultado dos testes em bancada.	47
Figura 26– Dados de Placa do transformador.....	49
Figura 27 – Medidores Analógicos.	50
Figura 28 – Painel de comando do transformador antes da modificação.....	51
Figura 29 – Conexões dos medidores digitais.....	51
Figura 30 – Resultados após as modificações.	52

Figura 31 – Bulbos Capilares.	53
Figura 32 – Bulbos Capilares: a) Conexões dos bulbos capilares, b) Remoção das conexões, c) Abertura do bulbo, e d) Uso de tampões tipo bujão na abertura.....	53
Figura 33 – Parte superior do transformador após as alterações.....	54
Figura 34 – Transformador após retrofit.....	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Vida útil do óleo do transformador.....	30
Tabela 2 – Correntes para parametrização dos medidores.	48
Tabela 3 – Temperaturas para parametrização dos medidores.	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DGA	Dissolved Gas Analysis
EAF	Electric Arc Furnace
PLC	Programmable Logic Controller
RTD	Resistance Temperature Detector
FeSi	Ferro Silício
GVO	Grande Volume de Óleo
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SF6	Hexafluoreto de Enxofre
IA	Inteligência Artificial
TM	Temperature Monitor
TRAFO	Transformador
TC	Transformador de Corrente
TUSA	Transformadores União

LISTA DE SÍMBOLOS

I_1	Corrente no enrolamento primário
I_2	Corrente no enrolamento secundário
I_{TC_P}	Corrente no primário do TC
I_{TC_S}	Corrente no secundário do TC
Y	Ligação estrela
Δ	Ligação triângulo
N_1	Número de espiras no enrolamento primário
N_2	Número de espiras no enrolamento secundário
a	Relação de Transformação
V_1	Tensão no enrolamento primário
V_2	Tensão no enrolamento secundário

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	15
1.1.1	Geral	15
1.1.2	Específicos	16
1.2	METODOLOGIA	16
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	TIPOS DE TRANSFORMADORES	19
2.1.1	Transformador a Seco	19
2.1.2	Transformador a óleo	20
2.1.3	Transformador a Gás	21
2.2	PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM TRANSFORMADOR	21
2.2.1	Núcleo Magnético	21
2.2.2	Enrolamentos	22
2.2.3	Tanque	22
2.2.4	Buchas	24
2.3	PROTEÇÕES INTRÍNSECAS	26
2.3.1	Válvula de alívio de pressão	26
2.3.2	Relé de súbita pressão (63A)	27
2.3.3	Relé detector de gás (63)	28
2.3.4	Medidor de temperatura do óleo (26)	29
2.3.5	Medidor de temperatura do enrolamento (49)	32
2.4	PROTEÇÕES EXTRÍNSECAS	34
2.4.1	Relé de sobrecorrente	34
2.4.1.1	<i>Elementos de sobrecorrente instantânea (50)</i>	35
2.4.1.2	<i>Elementos de sobrecorrente temporizado (51)</i>	35
2.4.1.3	<i>Elementos de sobrecorrente de neutro (50N e 51N)</i>	36
2.4.2	Relé de proteção diferencial (87)	37
3	ANÁLISE TÉCNICA E EXECUÇÃO DO RETROFIT DAS PROTEÇÕES EM UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA	39
3.1	ANÁLISE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO ATUAL	40
3.2	IDENTIFICAÇÃO DE MELHORIAS DAS PROTEÇÕES	40
3.3	VANTAGENS E DESVANTAGENS DAS POSSÍVEIS MELHORIAS	41
3.4	EXECUÇÃO DO <i>RETROFIT</i>	42
3.4.1	Execução do retrofit da válvula de alívio de pressão	42
3.4.2	Execução do retrofit dos medidores de temperatura de óleo e enrolamento	45
3.4.2.1	<i>Topologia e ligações dos medidores de temperaturas digitais</i>	45
3.4.2.2	<i>Teste de bancada</i>	46

3.4.2.3	<i>Parametrização dos medidores digitais</i>	47
3.4.2.4	<i>Local de instalação dos medidores digitais</i>	50
3.4.2.5	<i>Alterações realizadas no transformador</i>	52
3.5	VISÃO GERAL	54
4	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	56
	REFERÊNCIAS	58

1 INTRODUÇÃO

Transformador é um dispositivo de funcionamento estático que transfere energia elétrica de um circuito para outros por meio da indução eletromagnética. O circuito de origem é chamado de primário, enquanto os receptores são denominados secundário, terciário e assim por diante. Apesar da transferência, a frequência permanece constante, embora as tensões e correntes possam variar entre os circuitos [1].

Os transformadores podem ser classificados segundo diversos critérios. No que se refere ao sistema de refrigeração, são divididos em transformadores a óleo, que utilizam óleo isolante para dissipação térmica, e transformadores a seco, que não empregam líquidos refrigerantes. Quanto à função em relação aos níveis de tensão, podem ser classificados como elevadores, quando aumentam a tensão no enrolamento secundário em relação ao primário, ou como abaixadores, quando realizam a redução dessa tensão. Em relação ao número de fases, podem ser monofásicos ou trifásicos. Já quanto ao tipo de conexão dos enrolamentos, são comumente ligados em estrela (Y), triângulo (Δ) ou zig-zag, conforme as exigências do sistema elétrico [2].

O termo *retrofit*, derivado da junção do prefixo latino *retro* (que remete à ideia de retorno) com o verbo inglês *fit* (ajustar ou adaptar), surgiu nos Estados Unidos e na Europa no final da década de 1990. Esse conceito refere-se ao processo de modernização de sistemas ou equipamentos com tecnologia obsoleta, por meio de sua adaptação aos padrões e exigências tecnológicas atuais. O objetivo principal do *retrofit* é prolongar a vida útil dos ativos, aumentar sua confiabilidade e disponibilidade operacional, além de assegurar o cumprimento das normas técnicas em vigor [3].

Considerando a importância estratégica dos transformadores no sistema elétrico, as concessionárias têm intensificado os investimentos em aprimoramento dos processos de manutenção e nas práticas de monitoramento das condições operacionais desses equipamentos. Essa atenção se estende não apenas aos transformadores presentes em subestações de distribuição, mas também àqueles instalados em subestações consumidoras, como em industriais e grandes centros de carga. Tal abordagem se deve, sobretudo, aos elevados custos associados à aquisição, reparo e substituição desses ativos, que podem atingir cifras milionárias, além da necessidade de garantir a continuidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

ca, em conformidade com os níveis de desempenho exigidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [2].

O presente trabalho foi desenvolvido em uma indústria siderúrgica, onde há uma subestação industrial classificada como do tipo abaixadora, operando com tensão de 230/13,8 kV (quilovolts). Essa subestação é responsável pelo suprimento de energia elétrica necessário às etapas do processo de produção de aço, destacando-se, entre os principais equipamentos, a utilização de um forno elétrico a arco (EAF), um motor de grande porte e diversos outros motores que demandam níveis elevados de tensão para o seu adequado funcionamento. Na subestação em questão, há um transformador fabricado em 1994 que desempenha uma função estratégica no sistema elétrico da planta. Este equipamento opera atualmente em regime de reserva operacional do tipo *hot-standby*, permanecendo energizado, porém em vazio, de modo a possibilitar sua entrada imediata em operação sempre que necessário. Sua função é fundamental para substituir, de forma parcial, qualquer um dos transformadores principais em caso de falhas imprevistas ou manutenções programadas, assegurando a continuidade do fornecimento de energia à unidade industrial. Dada a relevância operacional desse transformador, tornou-se necessário realizar um *retrofit* em seu sistema de proteção, com o objetivo de aumentar a confiabilidade do equipamento e prolongar sua vida útil. Essa modernização também possibilitou a integração de recursos que favorecem um monitoramento mais preciso e eficiente do ativo, contribuindo para a detecção precoce de falhas e a adoção de ações preventivas. A escolha deste transformador para *retrofit* se deve à sua função estratégica como reserva quente e ao estado de obsolescência identificado em seus dispositivos de monitoramento e proteção, especialmente aqueles com sinais de desgaste ou falhas recorrentes.

1.1 Objetivo Geral

Realizar a modernização dos sistemas de proteção e monitoramento de um transformador de potência em subestação industrial, com foco em aumentar a confiabilidade operacional, promover melhorias funcionais alinhadas às normas técnicas e reforçar a prontidão do equipamento para operação imediata.

1.1.1 Objetivos específicos

- Diagnosticar tecnicamente o estado dos dispositivos de proteção e monitoramento do transformador;
- Planejar as intervenções de modernização com base em critérios técnicos e operacionais;
- Substituir a válvula de alívio de pressão por um modelo mais confiável;
- Substituir os medidores de temperatura do óleo e dos enrolamentos por dispositivos digitais;
- Parametrizar os novos dispositivos conforme as características do transformador;
- Realizar testes de bancada e de campo para validação funcional dos sistemas modernizados;
- Verificar o correto funcionamento das melhorias implantadas;
- Sugerir direções futuras para integração com monitoramento avançado.

1.2 Metodologia

A metodologia adotada neste trabalho possui caráter técnico-aplicado, com foco na resolução de um problema real identificado em uma subestação industrial. O desenvolvimento foi conduzido em ambiente operacional, utilizando recursos técnicos e humanos da própria planta, o que permitiu a execução prática das ações de modernização.

As atividades foram organizadas em sete etapas principais: (i) levantamento das condições operacionais dos sistemas de proteção e monitoramento existentes; (ii) análise das limitações técnicas e identificação de obsolescências; (iii) planejamento das intervenções com base em critérios normativos e funcionais; (iv) substituição dos dispositivos críticos; (v) parametrização dos novos componentes; (vi) realização de testes em bancada e em campo; e (vii) validação do correto funcionamento das melhorias implementadas.

Ao final, foram registradas as possibilidades de continuidade do projeto, com foco na expansão da modernização e na adoção de soluções de monitoramento mais avançadas.

- Limitações de Escopo

Algumas ações inicialmente previstas, como a instalação de um analisador de gases dissolvidos (DGA), não foram executadas nesta etapa do projeto, seja por restrições orçamentárias, seja por opção metodológica, com o intuito de concentrar os esforços na substituição e validação dos dispositivos mais críticos. Da mesma forma, a integração dos novos medidores digitais ao sistema supervisor e a adoção de funcionalidades avançadas de diagnóstico permanecem como direções futuras, conforme discutido nas conclusões, e não foram contempladas no escopo técnico deste trabalho.

1.3 Organização do trabalho

Este trabalho está estruturado em quatro capítulos, além desta introdução.

O Capítulo 2 apresenta os fundamentos técnicos relacionados aos transformadores de potência, aos sistemas de proteção e ao conceito de retrofit, fornecendo a base teórica necessária para a compreensão do estudo.

O Capítulo 3 descreve a execução do projeto de modernização, detalhando as etapas de diagnóstico, planejamento, substituição de componentes, parametrização e validação dos sistemas atualizados.

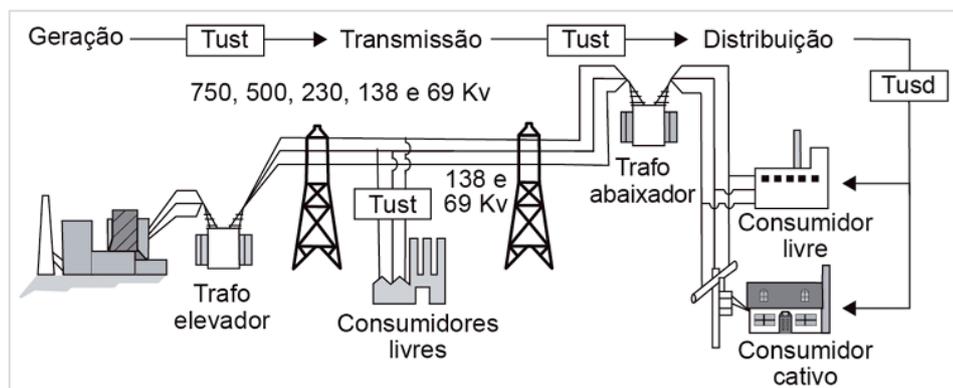
Por fim, o Capítulo 4 reúne as conclusões do trabalho, os resultados alcançados e as direções propostas para continuidade do projeto.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O Sistema Elétrico de Potência (SEP), é o conjunto de instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica incluído até a medição [4]. Tendo como objetivo principal garantir que a energia elétrica gerada nas usinas chegue com qualidade, confiabilidade e segurança aos consumidores finais como indústrias, comércios e residências [5].

Na Figura 1 é possível observar a topologia do SEP, é composta por uma ampla variedade de componentes, incluindo geradores, compensadores síncronos, bancos de capacitores, bancos de indutores, para-raios, transformadores e linhas de transmissão e distribuição [6].

Figura 1 – Topologia típica de um SEP: geração, transmissão e distribuição.



Fonte: retirado de [6].

O transformador é um dos componentes mais importantes para o funcionamento do SEP, sendo responsável tanto pela elevação da tensão elétrica para a transmissão quanto pela sua redução para a distribuição [7].

Este equipamento foi desenvolvido ao longo do século XIX, mas seus princípios fundamentais começaram a ser formulados nas primeiras pesquisas sobre eletricidade e magnetismo. Em 1831, Michael Faraday fez a descoberta fundamental da indução eletromagnética, que é conceito de funcionamento do transformador [6].

Em 1886, George Westinghouse adquiriu os direitos de uso nos Estados Unidos de um sistema de corrente alternada desenvolvido pelos europeus Lucien Gaulard e John Gibbs. Esse sistema utilizava transformadores com os enrolamentos

primários conectados em série, alimentando lâmpadas nos secundários. No entanto, essa configuração apresentava limitações, como variações indesejadas de tensão ao longo da linha de transmissão. Para resolver esse problema, Westinghouse financiou o engenheiro William Stanley, que reprojeteu os transformadores para funcionarem com os primários conectados em paralelo, garantindo maior estabilidade e eficiência. Esse aperfeiçoamento resultou no desenvolvimento do primeiro transformador comercialmente viável, em 1886. A inovação de Stanley, ao lado da adoção da corrente alternada (CA), representou um avanço decisivo na distribuição de energia elétrica, superando as limitações da corrente contínua (CC) e possibilitando a transmissão de eletricidade em longas distâncias com diferentes níveis de tensão [8].

2.1 Tipos de transformadores

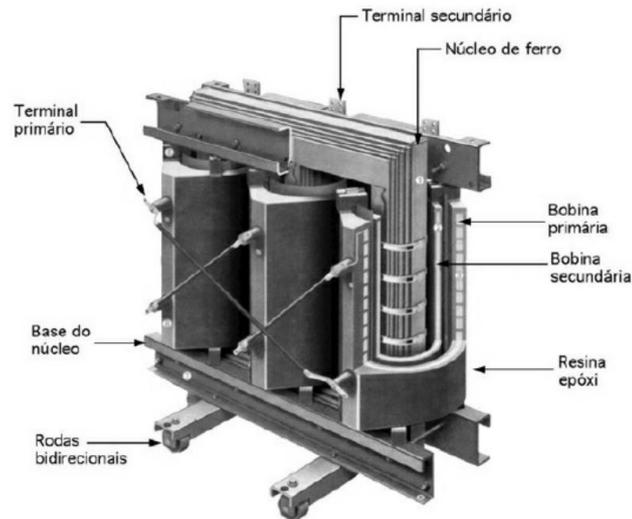
Os transformadores podem ser classificados em três tipos, quanto ao seu resfriamento: a seco, a óleo e a gás. Cada tipo apresenta características específicas que atendem a diferentes necessidades e ambientes operacionais. A escolha do transformador ideal depende das condições operacionais, do ambiente e dos requisitos de segurança de cada instalação, considerando as vantagens e desvantagens de cada sistema de isolamento. A seguir, será apresentado cada um desses tipos com mais detalhes.

2.1.1 Transformador a Seco

Os transformadores a seco, são refrigerados pelo ar. Ideais para ambientes urbanos e industriais onde a segurança contra incêndios é uma preocupação, porém eles têm um valor mais elevado quando comparados com o transformador a óleo. Esses transformadores requerem menos manutenção e são mais ecológicos, mas sua capacidade de carga pode ser limitada em comparação aos a óleo [1].

A Figura 2 apresenta em detalhes, os principais componentes construtivos de um transformador a seco.

Figura 2 – Componentes construtivos de um transformador a seco.



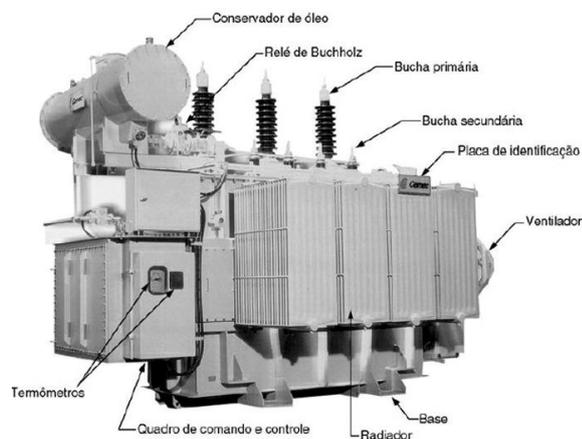
Fonte: retirado de [1].

2.1.2 Transformador a óleo

Os transformadores a óleo são amplamente utilizados em aplicações de alta potência. O óleo serve tanto como meio isolante quanto refrigerante, permitindo que o equipamento opere em altas temperaturas. Esses transformadores são eficazes na dissipação de calor, mas requerem cuidados especiais para evitar vazamentos e contaminação ambiental [1].

A Figura 3 apresenta em detalhes, os principais componentes construtivos de um transformador com isolamento e resfriamento a óleo.

Figura 3 – Componentes construtivos de um transformador a óleo.



Fonte: retirado de [1].

2.1.3 Transformador a Gás

Os transformadores isolados a gás utilizam o hexafluoreto de enxofre (SF₆), que é um gás não inflamável, garantindo maior segurança contra incêndios. Seu tanque pressurizado oferece proteção adicional contra explosões em caso de falhas internas. Além disso, sua estrutura compacta, resultado da integração com aparelhos isolados a gás, o que permite uma instalação em espaços reduzidos. São de fácil instalação, dispensando processos como a purificação de óleo, e exigem apenas o monitoramento da pressão do gás durante manutenções preventivas. Também são ambientalmente mais seguros, pois evitam o risco de vazamentos de óleo [9]. A Figura 4 apresenta um transformador com isolamento a gás.

Figura 4 – Transformador a Gás.



Fonte: retirado de [10].

2.2 Principais Componentes de um transformador

A seguir serão mostrados os principais componentes de um transformador com seus respectivos detalhamentos.

2.2.1 Núcleo Magnético

O núcleo de um transformador é composto por chapas de ferro-silício (FeSi) orientadas, que visam minimizar perdas energéticas, como as causadas por histere-

se e correntes de Foucault. Seu dimensionamento deve equilibrar o número de espiras dos enrolamentos com as dimensões do núcleo, uma vez que bobinas com menos espiras requerem núcleos maiores, enquanto muitas espiras permitem núcleos menores. Nos transformadores grandes, essas chapas são empilhadas para formar canais de refrigeração, dissipando o calor gerado. O núcleo é essencial para a eficiência na conversão e transmissão de energia elétrica, otimizando a condução e o alinhamento dos campos magnéticos [1].

2.2.2 Enrolamentos

Os enrolamentos dos transformadores geralmente são feitos de cobre eletrolítico ou alumínio, materiais de baixa resistividade elétrica. Com seção retangular, eles garantem melhor distribuição de esforços mecânicos. Em casos de grandes seções, são laminados e transpostos para reduzir perdas por correntes de Foucault e efeito pelicular. Na Figura 5 é apresentado uma vista em corte da parte ativa de um transformador, na qual é possível ver a representação dos enrolamentos primário e secundário

Esses condutores são isolados com papel à base de celulose impregnado com óleo mineral, que oferece boas propriedades térmicas, elétricas e mecânicas. Todo o sistema de isolamento do transformador usa materiais celulósicos por essas mesmas qualidades.

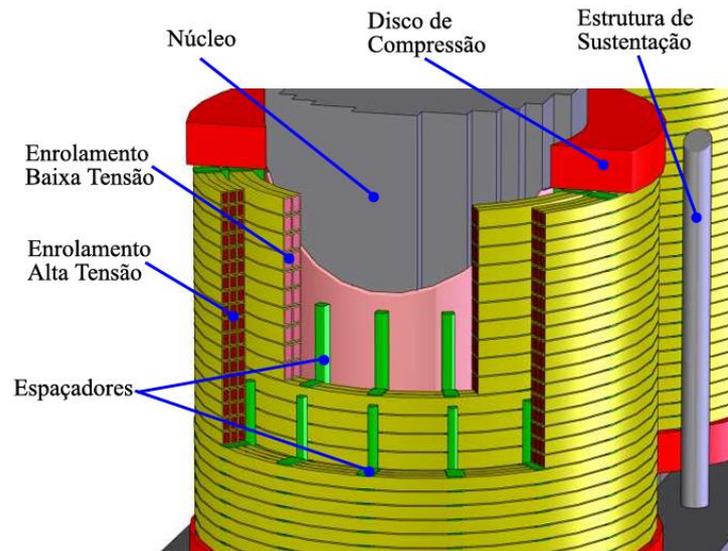
Como o efeito Joule gera aquecimento, o projeto dos enrolamentos inclui canais para circulação do fluido dielétrico, responsável por resfriar o sistema. Espaçadores de papelão prensado ou madeira seca mantêm esses canais abertos e garantem a estabilidade mecânica dos enrolamentos [11].

2.2.3 Tanque

O tanque de um transformador, também conhecido como reservatório, desempenha funções essenciais na operação e segurança do equipamento. Ele fornece isolamento elétrico, ajudando a evitar curtos-circuitos e garantindo que as partes energizadas não entrem em contato com o ambiente externo. Além disso, o tanque

protege os componentes internos do transformador contra impactos, poeira, umidade e outros agentes externos.

Figura 5 – Vista em corte da parte ativa.



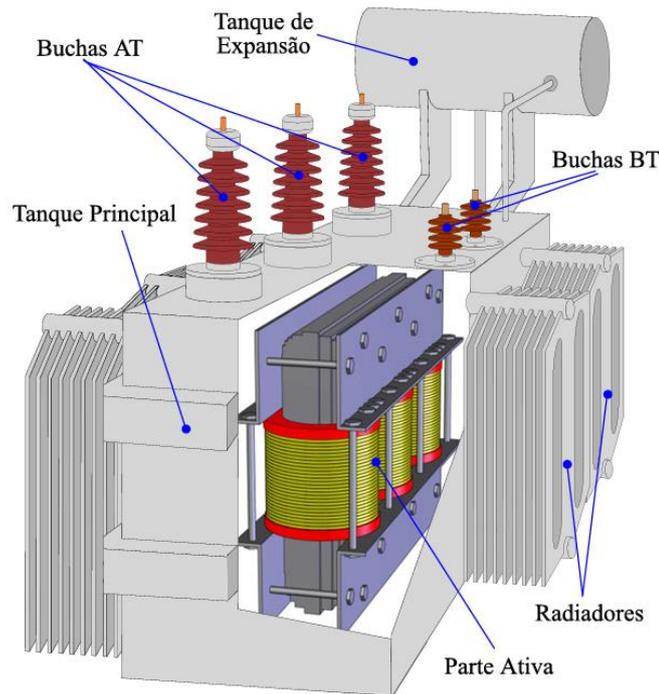
Fonte: retirado de [11].

Ele armazena o fluido isolante, que é crucial para a dissipação do calor gerado durante a operação e para o isolamento elétrico, além de evitar o superaquecimento e contribuir para a eficiência do equipamento [1].

O tanque deve permitir a expansão do fluido isolante com as variações de temperatura, evitando pressões excessivas que poderiam danificar o transformador. Em alguns casos, os tanques são projetados para incluir sistemas de resfriamento, como radiadores ou trocadores de calor, que ajudam a manter a temperatura de operação dentro de limites seguros. Essas funções são fundamentais para garantir que o transformador opere de forma eficiente e segura ao longo de sua vida útil [11].

Na Figura 6, é apresentada a vista em corte de um transformador de potência, nesta imagem é possível ver o tanque principal e o tanque de expansão.

Figura 6– Vista em corte de um transformador de potência.



Fonte: retirado de [11].

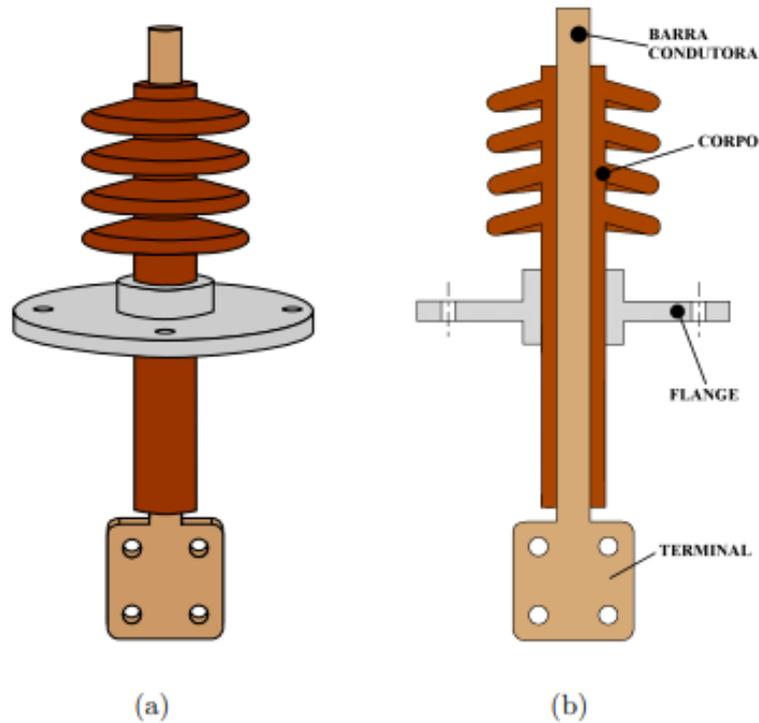
2.2.4 Buchas

As buchas desempenham um papel essencial no funcionamento do transformador. Elas são responsáveis por garantir uma conexão segura entre a rede elétrica e os enrolamentos do equipamento. Além disso, têm a função de isolar eletricamente a rede da carcaça do transformador, prevenindo curtos-circuitos e garantindo a segurança do sistema. A Figura 6 ilustra dois tipos de buchas: as do lado de alta tensão e as do lado de baixa tensão [12].

As buchas com capacidade de até 15 kV são classificadas como de baixa tensão. Conforme ilustrado na Figura 7, esse tipo de bucha possui uma barra condutora cilíndrica com terminais em ambas as extremidades, permitindo a conexão entre os condutores dos enrolamentos internos e as conexões externas.

O corpo da bucha é fabricado com materiais como porcelana, vidro ou polímeros sintéticos, que garantem resistência elétrica e mecânica. Já o flange, que delimita a separação entre o interior do transformador e o ambiente externo, tem a função de sustentar os demais componentes da bucha e garantir a vedação do sistema, preservando sua integridade.

Figura 7 – (a) Bucha de baixa tensão; (b) vista em corte.

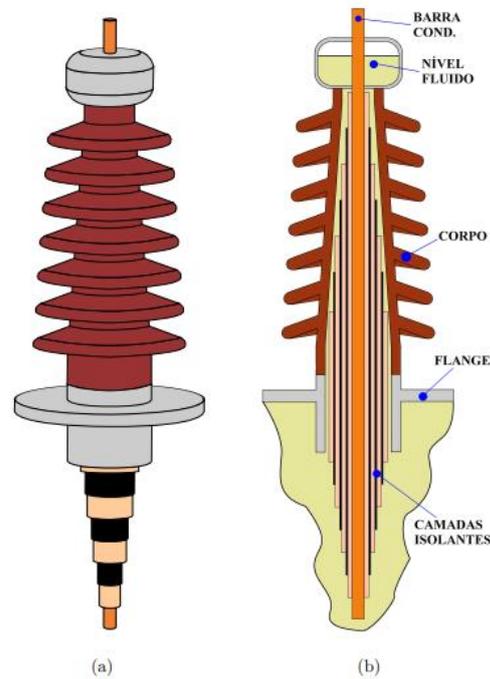


Fonte: retirado de [11].

As buchas utilizadas em tensões superiores a 15 kV são classificadas como buchas de alta tensão. Embora compartilhem os mesmos componentes básicos das buchas de baixa tensão, esses elementos não são suficientes para suportar os altos campos elétricos gerados na transição entre diferentes níveis de tensão através do tanque do transformador.

Para solucionar essa limitação, conforme ilustrado na Figura 8, são incorporadas camadas de papel isolante impregnado com fluido dielétrico. Além disso, são inseridas finas camadas de material condutor entre as folhas de papel isolante, com o objetivo de equalizar os potenciais elétricos e distribuir o campo elétrico de forma linear e uniforme ao longo do isolamento [11].

Figura 8 – (a) Bucha de alta tensão; (b) vista em corte.



Fonte: retirado de [11].

2.3 Proteções Intrínsecas

A proteção intrínseca de transformadores diz respeito a características de segurança integradas diretamente no *design* e na construção do equipamento, com o objetivo de prevenir danos durante situações de operação anormais. Essas proteções são dispositivos que já vêm acoplados ao transformador, garantindo sua segurança e integridade [13].

Entre as principais proteções intrínsecas estão a válvula de alívio de pressão, relé de gás, medidor de temperatura do óleo e medidor de temperatura dos enrolamentos. Essas medidas contribuem para o funcionamento seguro e confiável do transformador. Segue abaixo algumas características e funcionamento dessas proteções.

2.3.1 Válvula de alívio de pressão

A válvula de alívio de pressão é um dispositivo de segurança que protege o equipamento de sobrepressões internas. Ela tem como função liberar o excesso de

pressão que pode ocorrer por superaquecimento ou falhas. A válvula controla a pressão interna do transformador e, se essa pressão atinge um nível crítico, ela se abre automaticamente. Isso permite a liberação de gases ou líquidos, reduzindo a pressão interna. Após a pressão voltar ao normal, a válvula se fecha [13].

Além disso, a válvula deve ter contatos elétricos que permitem desligar o disjuntor de proteção em caso de pressão excessiva. Diferente do relé de súbita pressão, que atua em variações instantâneas, a válvula é acionada quando a pressão ultrapassa um limite estabelecido. As válvulas de fechamento automático, que operam em cerca de 2ms (milissegundos), são especialmente importantes para proteger transformadores imersos em líquidos isolantes, evitando deformações ou rupturas [1]. A Figura 9 mostra a válvula de alívio de pressão.

Figura 9 – Válvula de alívio de pressão.



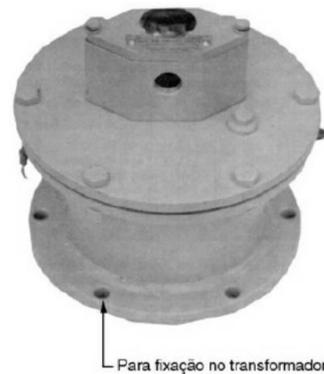
Fonte: retirado de [1].

2.3.2 Relé de súbita pressão

O relé de súbita pressão (função 63A) é um dispositivo de proteção para transformadores do tipo selado ou com tanque de expansão com a principal função de monitorar a pressão interna do equipamento e detectar variações abruptas que podem indicar falhas, como um curto-circuito ou uma falha no isolamento. Quando a pressão interna atinge um nível crítico devido a eventos como a expansão do gás ou a formação de bolhas, o relé aciona um alarme ou interrompe a operação do equipamento, evitando danos maiores. [1,13,14]

Esse dispositivo é essencial para garantir a segurança e a integridade do transformador, ajudando a prevenir acidentes e prolongar a vida útil do equipamento. Além disso, suas vantagens incluem a proteção contra falhas catastróficas. A Figura 10 mostra o formato do relé de súbita pressão.

Figura 10 – Relé de súbita pressão.



Fonte: retirado de [1].

2.3.3 Relé detector de gás

O relé de gás (função 63), também conhecido como relé Buchholz, é uma proteção utilizada para detectar a formação de gases no óleo isolante de transformadores de potência, indicando falhas internas. Ele é instalado entre o tanque principal e o tanque de expansão do transformador. Esse dispositivo funciona com base em uma câmara de detecção de gás que monitora o acúmulo de gases no óleo. Quando a concentração de gás ultrapassa um determinado limite, o relé aciona um alarme ou até um desligamento automático do transformador. Além disso, o relé de gás também é capaz de detectar a movimentação do óleo, que ocorre em casos de falhas, gerando um sinal de alerta.

Esse relé é essencial para proteger o transformador contra danos maiores, pois detecta falhas internas de forma precoce e evita riscos mais graves, como incêndios ou danos estruturais ao equipamento [1,13,14]. A Figura 11 é apresentado o relé Buchholz.

Figura 11 – Relé Buchholz.



Fonte: retirado de [15].

2.3.4 Medidor de temperatura do óleo (26)

Trata-se de um dispositivo indicador de temperatura do óleo (função 26) que consiste em um bulbo ligado ao medidor por meio do tubo capilar, que possui uma escala graduada em graus Celsius [13].

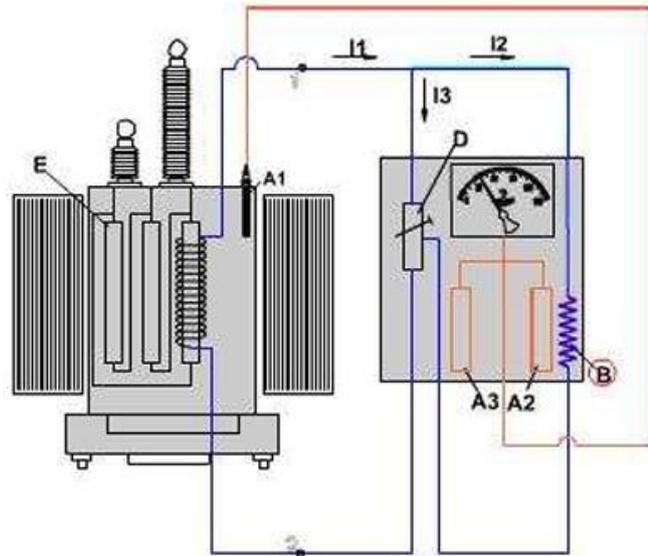
É possível observar, na Figura 12, como é realizada a medição da temperatura do óleo por meio do método de imagem térmica. Para isso, utiliza-se um bulbo capilar (A1), geralmente instalado em uma câmara hermeticamente fechada, localizada na tampa do transformador, em contato direto com o óleo. Quando aquecido, o líquido em seu interior (geralmente mercúrio) se dilata, provocando o movimento do indicador de temperatura conectado à extremidade do capilar. Dessa forma, é possível obter a temperatura no topo do óleo [13,14,16].

Na Figura 13, está sendo apresentado o medidor de temperatura analógico de óleo, onde tem-se a escala de temperatura, o ponteiro de arraste, o ponteiro de máxima temperatura atingida num período escolhido pelo operador e o ajuste dos níveis de temperaturas, sendo esses ajustes respectivamente: ventilação forçada, contato reserva, alarme e desligamento [13].

O medidor de temperatura do óleo é um dispositivo essencial para garantir a segurança e a eficiência dos transformadores de potência. Ele protege o equipamento contra o superaquecimento, evitando danos ao isolamento e assegurando que o transformador opere dentro dos limites térmicos seguros. Esse sistema de proteção

ajuda a preservar a vida útil do transformador e a prevenir falhas que poderiam causar prejuízos significativos [14].

Figura 12 – Esquema de imagem térmica.



Fonte: retirado de [16].

Observe na Tabela 1 a vida útil do transformador de acordo com a temperatura do óleo.

Tabela 1 - Vida útil do óleo do transformador.

Óleo isolante do transformador	
Temperatura do óleo	Vida útil do óleo
60°C	20 anos
70°C	10 anos
80°C	6 anos
90°C	2,5 anos
100°C	1,25 anos
110°C	7 meses

Fonte: retirado de [14]

Figura 13 – Medidor de temperatura analógico de óleo e de enrolamento.



Fonte retirado de [16].

Esse método de medição de temperatura, originalmente analógico, passou por avanços significativos ao longo dos anos, tornando-se mais resistente a condições ambientais severas, como as altas temperaturas presentes no óleo dos transformadores. Atualmente, é possível realizar medições com maior precisão por meio de sensores digitais, como termoresistências, imersos diretamente no óleo isolante do equipamento, como pode ser visto na Figura 14 [17].

Atualmente, esses métodos de medição de temperatura estão sendo substituídos por sistemas que utilizam processamento digital e se integram diretamente à rede de dados da subestação [17]. Na Figura 15 é apresentado o medidor de temperatura de óleo e de enrolamento digital.

Figura 14 – Termoresistência.



Fonte: retirado de [17].

Figura 15 – Monitor de temperatura de óleo e enrolamento digital.



Fonte: retirado de [17]

2.3.5 Medidor de temperatura do enrolamento

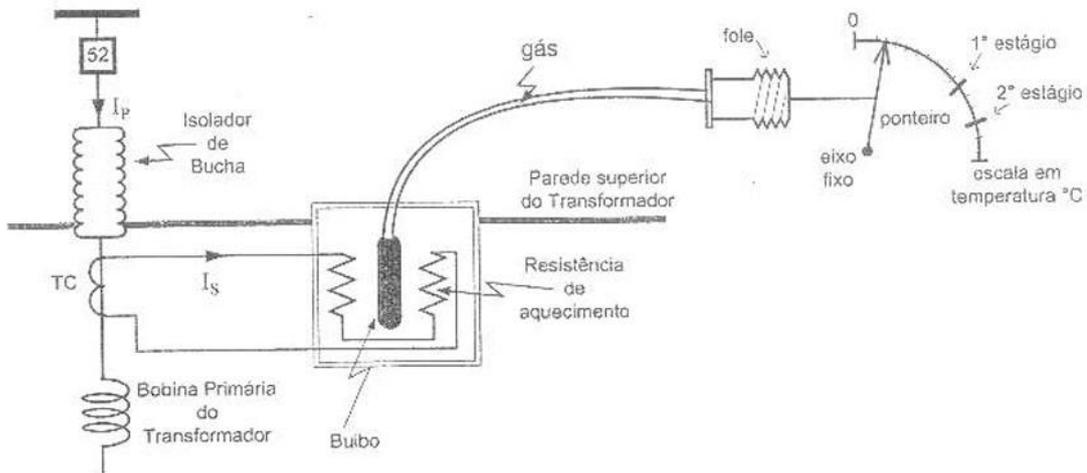
Assim como, o medidor de temperatura de óleo esse medidor de temperatura do enrolamento (função 49) é formado por um bulbo, que se conecta diretamente a um medidor visual de temperatura através de um tubo capilar. Na Figura 12 é apresentado o esquema de imagem térmica, função 49, possui uma sonda térmica instalada diretamente nos enrolamentos (E) do transformador e está conectada a bulbos (A2 e A3), que transmite a informação para o medidor de temperatura [16].

Existem várias formas de realizar a leitura da temperatura de enrolamento, abordaremos apenas a do relé de imagem térmica com bulbo sensor de temperatura que está mostrado na Figura 16. O termômetro de bulbo pode ser de mercúrio ou a gás expansivo.

Para o seu funcionamento, é utilizado um Transformador de Corrente (TC) de medição, instalado na bucha de entrada do transformador. Em situações de sobrecarga, o TC gera no secundário uma corrente correspondente, o que provoca uma variação na resistência de aquecimento. Esse processo resulta na dissipação de calor, causando um aumento na temperatura ambiente. A elevação da temperatura é detectada pelo termômetro, fazendo com que o ponteiro do marcador de temperatura se desloque, refletindo a condição térmica atual do sistema. Em caso de sobrecarga, o sistema atuará no primeiro ou segundo estágio, conforme o nível de aquecimento detectado [14].

O medidor de temperatura analógico de enrolamento é mostrado na Figura 13, onde tem-se a escala de temperatura, o ponteiro de arraste, o ponteiro de máxima temperatura atingida num período escolhido pelo operador e o ajuste dos níveis de temperaturas, sendo esses ajustes respectivamente: ventilação forçada, contato reserva, alarme e desligamento [13].

Figura 16 – Sistema analógico de medição de temperatura em enrolamentos.



Fonte: retirado de [14]

Uma alternativa moderna ao método tradicional de medição térmica substitui o bulbo capilar e o termômetro mecânico por sensores termoresistivos e medidores com microprocessadores. Essa abordagem permite estimar a temperatura entre o topo do óleo, como citado no tópico anterior, e o enrolamento com base também na corrente elétrica. A principal vantagem é a simulação eletrônica, que dispensa com-

ponentes mecânicos como bulbos compensadores e resistências de aquecimento [16].

Um dos diferenciais deste medidor de temperatura digital é sua capacidade de exibir, em um único dispositivo, as leituras tanto da temperatura do óleo quanto do enrolamento primário. Como ilustrado na Figura 15, a leitura superior corresponde à temperatura do óleo, enquanto a inferior indica a temperatura do enrolamento.

2.4 Proteções Extrínsecas

As proteções extrínsecas de um transformador são sistemas de segurança instalados externamente para proteger o equipamento contra falhas externas, como curtos-circuitos, sobrecargas e defeitos no sistema de alimentação. Entre as principais proteções intrínsecas estão as proteções contra sobrecorrente instantâneo e temporizado, sobrecorrente de neutro instantâneo e temporizado, diferencial e desbalanceamento de corrente.

2.4.1 Relé de sobrecorrente

O uso de relés de sobrecorrente na proteção de transformadores tem como objetivo diferenciar entre falhas externas ou correntes de carga em condições normais e aquelas causadas por falhas internas. Quando falhas externas não são rapidamente identificadas e corrigidas, ou quando há cargas excessivas mesmo em equilíbrio, pode ocorrer superaquecimento dos enrolamentos, comprometendo o isolamento. Isso aumenta o risco de incêndios que podem se propagar rapidamente no transformador [18].

Esses relés têm por objetivo detectar quando a corrente elétrica atinge ou ultrapassa o valor de ajuste previamente definido (corrente de *pick-up*), momento em que é emitido um sinal de disparo (*trip*) ao disjuntor associado, promovendo o seccionamento do circuito sob falha. De acordo com sua característica de atuação, esses relés são classificados em duas categorias: de atuação instantânea e de atuação temporizada [19].

2.4.1.1 *Elemento de sobrecorrente instantânea*

Embora os relés de sobrecorrente instantâneo (função 50) sejam uma solução econômica e frequentemente empregados como proteção principal em transformadores de pequeno porte, eles também podem atuar como proteção de retaguarda em transformadores maiores, operando de forma independente da proteção primária. Nesse contexto, os relés de sobrecorrente instantâneos, associados à função 50, são capazes de proteger parte dos enrolamentos primários, oferecendo resposta imediata e de alta velocidade, diferentemente da atuação mais lenta dos relés temporizados [18].

O relé realiza sua atuação com base nas correntes medidas nas fases A, B e C, sendo suficiente que apenas uma das fases ultrapasse o valor previamente ajustado para que haja sua atuação de forma instantânea. [20]

2.4.1.2 *Elemento de sobrecorrente temporizado*

No que diz respeito às falhas internas, a proteção do transformador pode ser implementada por meio de relés de sobrecorrente com temporização, identificados pela função 51. Quando ocorrem essas falhas dentro do transformador, é comum o surgimento de arcos elétricos, riscos de incêndio e a atuação de forças magnéticas e mecânicas. Esses fenômenos podem causar danos aos componentes estruturais, como enrolamentos, tanque e buchas, colocando em risco não apenas a integridade do próprio transformador de potência, mas também dos equipamentos instalados ao seu redor [18].

Os relés de sobrecorrente temporizado são classificados em duas categorias principais: tempo definido e tempo inverso. A aplicação mais relevante recai sobre os relés de tempo inverso, em virtude de sua capacidade de promover coordenação seletiva em múltiplos níveis de uma zona de proteção.

Nos relés de tempo inverso, a curva de atuação pode ser configurada conforme a necessidade da aplicação, permitindo que, para uma mesma corrente de curto-circuito, diferentes dispositivos atuem com tempos de resposta distintos, assegurando a seletividade e a continuidade do fornecimento. O tempo de atuação desses relés é inversamente proporcional ao valor da corrente de falta, de forma que quanto maior a sobrecorrente, menor será o tempo de disparo.

As curvas de atuação seguem padrões normativos estabelecidos por entidades como a IEC e a ANSI, ou ainda podem ser específicas de fabricantes [19]. De acordo com a norma IEC 60255-3 (1989), as curvas padronizadas são classificadas em três tipos: normalmente inversa, muito inversa e extremamente inversa [21].

A curva de característica normalmente inversa é a mais adequada para operar com a curva de aquecimento do transformador [13].

2.4.1.3 Elementos de sobrecorrente de neutro

A função essencial do relé de sobrecorrente de neutro é garantir a proteção contra falhas à terra, monitorando especificamente a corrente que circula pelo condutor neutro. Seu funcionamento se assemelha ao dos relés de sobrecorrente de fase, porém com ajustes voltados à detecção de componentes de sequência zero, que surgem em situações de desequilíbrio ou curtos-circuitos entre fase e terra [22]. Essa característica o torna especialmente eficaz em sistemas trifásicos com o neutro aterrado, nos quais a simetria entre fases pode ser comprometida por defeitos [19].

O relé é geralmente conectado ao ponto de aterramento do neutro ou por meio de transformadores de corrente montados na saída do transformador ou gerador. Isso permite que o dispositivo identifique de forma rápida correntes residuais que indicam a presença de falhas monofásicas à terra, mesmo quando os níveis de corrente são relativamente baixos — algo que os relés de fase podem não detectar com precisão [22].

O ajuste da corrente de disparo do relé é realizado com base no menor valor de corrente de falta previsto no final da zona de proteção, considerando também os níveis esperados de desequilíbrio do sistema. Na prática, opta-se pelo valor de corrente de desequilíbrio, geralmente inferior, como referência para configuração, garantindo maior sensibilidade. Esse valor pode variar de acordo com a impedância do sistema e a proximidade entre o ponto de falha e a fonte de geração. Quanto mais próxima a fonte, menor o desequilíbrio e, conseqüentemente, menor a corrente no neutro [22].

Segundo a norma IEEE C37.112 e a norma IEC 60255, os relés de sobrecorrente com função 50N (instantânea) ou 51N (temporizada) devem ser ajustados de forma a garantir seletividade e sensibilidade, especialmente em sistemas com alta impedância de aterramento, onde correntes de falta podem ser limitadas. O correto

ajuste e aplicação desses relés contribuem diretamente para a confiabilidade e segurança do sistema elétrico, prevenindo danos a transformadores, condutores e demais equipamentos conectados [23,24].

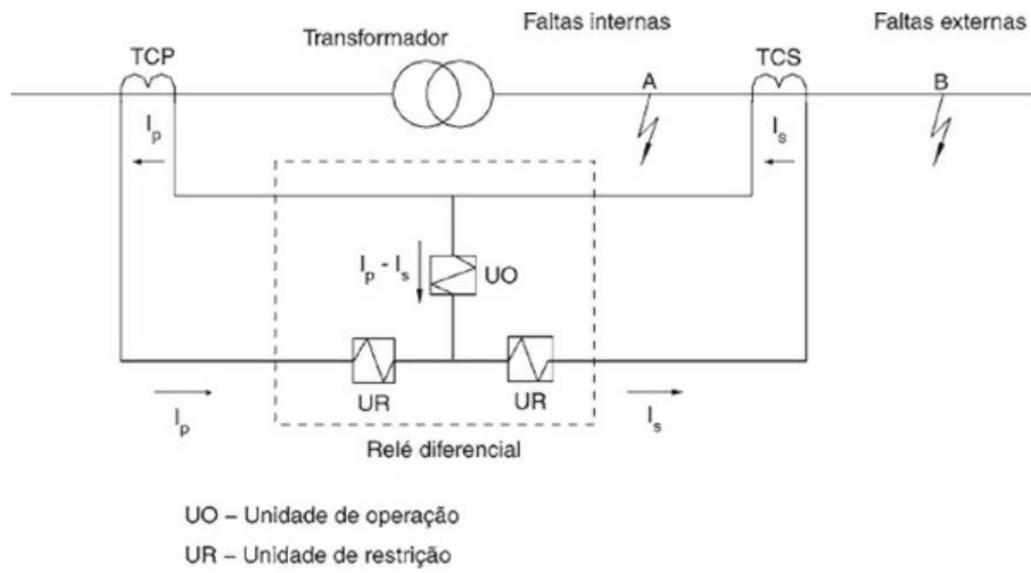
2.4.2 Relé de proteção diferencial

O relé diferencial (função 87) é um dispositivo de proteção utilizado em transformadores para detectar falhas internas, como curtos-circuitos ou falhas de isolamento. Sua principal função é monitorar a diferença entre as correntes de entrada e saída do transformador, comparando essas correntes para verificar se há discrepâncias significativas. Quando ocorre uma falha interna, como um curto-circuito entre as fases ou uma falha no isolamento, a corrente de entrada no transformador será diferente da corrente de saída, o que é identificado pelo relé. Quando essa diferença ultrapassa um valor preestabelecido, o relé aciona o mecanismo de disparo, desconectando o transformador do sistema para evitar danos maiores [25].

Essa proteção é extremamente sensível a falhas internas, sendo capaz de detectar problemas que outras proteções, como as de sobrecorrente, podem não identificar, pois essas estão mais voltadas para falhas externas. A aplicação do relé diferencial 87 em transformadores é crucial para garantir a integridade do equipamento, protegendo-o contra danos graves e mantendo a estabilidade do sistema elétrico.

Na Figura 17, mostrado o esquema elétrico básico desta proteção para transformadores com dois enrolamentos. O diagrama demonstra as condições em que a proteção atua em casos de falhas internas à área protegida (ponto A), e em casos de falhas externas à área de proteção (ponto B) [13].

Figura 17 – Esquema básico da proteção diferencial para transformadores de dois enrolamentos.



Fonte: retirado de [13].

3 ANÁLISE TÉCNICA E EXECUÇÃO DO RETROFIT DAS PROTEÇÕES EM UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

O estudo de caso apresentado neste trabalho refere-se à aplicação real de um transformador de potência de grande porte com Grande Volume de Óleo (GVO). Trata-se de um transformador projetado para atender a necessidades de alta demanda de energia. Este transformador está sendo utilizado como reserva quente de dois transformadores de entrada de subestação que alimenta uma planta de indústria siderúrgica. As ações efetivamente executadas no projeto incluíram: (i) substituição da válvula de alívio de pressão; (ii) substituição dos medidores analógicos por digitais; (iii) parametrização e testes funcionais. A instalação do analisador de gases e integração com o supervisor foram identificadas como possibilidades futuras, mas não realizadas nesta etapa.

O transformador de potência em questão, foi fabricado em 1994 pelos Transformadores União (TUSA), uma fabricante bem-conceituada no Brasil. Com uma potência nominal de 40/54 MVA (Mega Volt-Ampere), operando com tensão nominal primária de 230 kV (quilovolt), tensão nominal secundária e terciária ambas de 13,8 kV. A frequência de operação é de 60 Hz, e o transformador utiliza óleo mineral como meio isolante e refrigerante com um volume de 28.350 litros. O transformador possui uma ligação em estrela no lado primário (alta tensão), estrela aterrado por resistência no lado secundário (média tensão) e delta no terciário (baixa tensão). Atualmente o terciário desse transformador está conectado em um reator de aterramento o qual possui uma ligação zig-zag.

Este transformador, como mostrado na Figura 18, desempenha um papel importante para esta subestação pois se qualquer um dos outros dois transformadores de entrada pararem, seja de forma planejada ou de emergência, esse transformador precisa estar em perfeitas condições para operar, independente de qual dos dois transformadores precisar substituir. Atualmente, ele está sendo usado como reserva *hot-standby*, ou seja, energizado, mas operando em vazio para que a qualquer momento possa atender parcialmente a planta em substituição de um dos demais.

3.1 Análise do sistema de proteção atual

Realizou-se uma análise nas proteções do transformador anteriormente citado, sendo verificadas as seguintes proteções intrínsecas: relé de imagem térmica (49), termômetro (26), onde os mesmos enviam sinal para os medidores de temperatura de enrolamento e óleo (medição analógica), válvula de súbita pressão e o relé de gás.

As proteções extrínsecas identificadas foram as seguintes: relé de sobrecorrente instantâneo (50) e o neutro instantâneo (50N), relé de sobrecorrente temporizado (51) e o neutro temporizado (51N), relé de proteção diferencial (87), e o relé de reversão ou desbalanceamento de corrente (46).

Figura 18 – Transformador 230kV.



Fonte: Próprio Autor.

3.2 Levantamento de Melhorias nas Proteções do Transformador

Para garantir uma maior confiabilidade e segurança do transformador, são essenciais algumas melhorias estratégicas. O Medidor de Temperatura do óleo e enrolamentos, com mais de 30 anos, precisa ser substituído por um medidor digital de

alta precisão. Isso proporcionará leituras precisas, monitoramento remoto e redução de erros.

Outra tecnologia necessária é um analisador de gases dissolvidos em óleo (DGA) para monitorar a qualidade do óleo isolante. Ele realiza análises programadas, reduzindo análises manuais e detectará gases prejudiciais, permitindo intervenção controlada.

Além disso, foi identificado vazamento de óleo na válvula de alívio de pressão original, a qual deve ser substituída por uma válvula moderna e segura, prevenindo acidentes e reduzindo riscos ambientais.

Tais melhorias mostram-se cruciais em função da relevância do transformador para a subestação, assegurando: maior confiabilidade e disponibilidade; redução dos riscos de falhas; aprimoramento da manutenção preventiva; e conformidade com as normas de segurança.

3.3 Análise das Vantagens e Desvantagens das Melhorias Propostas

A instalação de uma válvula de alívio de pressão em um transformador de 230kV com 30 anos de operação oferece diversas vantagens, como aumento da segurança, prevenção de danos graves, proteção do óleo isolante e maior confiabilidade operacional. Além disso, pode garantir conformidade com normas de segurança. No entanto, também apresenta desvantagens, como a possibilidade de não contribuir significativamente para a vida útil do transformador, custos adicionais com a compra e instalação do componente, risco de mau funcionamento em equipamentos mais antigos e necessidade de manutenção constante.

Da mesma forma, a instalação de um analisador de óleo no transformador em questão pode oferecer várias vantagens, como monitoramento contínuo da condição do óleo, detecção precoce de falhas, além do aumento da confiabilidade e vida útil do transformador. No entanto, também apresenta desvantagens, como custo elevado de aquisição, instalação e manutenção, possíveis problemas de compatibilidade com um equipamento antigo e necessidade de manutenção do analisador.

Por fim, a instalação de um medidor digital de temperatura de óleo e enrolamento em um transformador com 30 anos oferece vantagens como ser comunicável com o sistema supervisor, proporcionando monitoramento preciso e contínuo, de-

tecção precoce de superaquecimento, aumento da vida útil do transformador, melhoria no desempenho do sistema de protecção e maior eficiência na gestão da manutenção. No entanto, também apresenta desvantagens, como o custo adicional de aquisição e instalação e risco de incompatibilidade com o transformador antigo, fazendo-se necessário realizar algumas adaptações.

3.4 Execução do *retrofit*

Antes da adoção de qualquer medida, procedeu-se a uma análise minuciosa das vantagens e desvantagens apresentadas no tópico anterior. Durante a realização de uma manutenção preventiva, foi detectado um vazamento de óleo na válvula de alívio, o que evidenciou de forma clara a necessidade de execução do *retrofit* desse componente, tornando a sua não realização uma alternativa tecnicamente inviável. Além disso, o custo de aquisição da válvula de alívio (aproximadamente US\$ 2.456,14), mais os custos da execução da instalação, estava dentro do orçamento previsto.

Em relação ao analisador de óleo, embora sua aquisição apresentasse vantagens significativas, o custo elevado ultrapassava o orçamento disponível no momento, o que levou à decisão de postergar esse *retrofit*, sem, contudo, excluí-lo do planeamento. Considerando os benefícios potenciais associados ao equipamento, sua aquisição permanece como uma opção promissora para futuras implementações.

Quanto ao *retrofit* dos medidores de temperatura de óleo e de enrolamento, após a devida avaliação, optou-se por sua execução, considerando que o custo de aquisição dos equipamentos (aproximadamente US\$ 3.508,77) estava compatível com o orçamento previsto. A instalação foi realizada com mão de obra interna, o que possibilitou a restrição dos custos apenas à aquisição dos medidores.

A seguir, apresenta-se o detalhamento das ações de *retrofit* realizadas.

3.4.1 Execução do *retrofit* da válvula de alívio de pressão

Conforme mencionado anteriormente, identificou-se um possível vazamento de óleo proveniente da válvula, conforme ilustrado na Figura 19. Diante disso, iniciou-se

o processo de *retrofit* por essa proteção, especialmente por se tratar de uma proteção com 30 anos de uso, o que compromete sua confiabilidade.

Figura 19 – Válvula de alívio de pressão com vazamento de óleo.



Fonte: Próprio Autor.

Por se tratar de uma proteção do transformador, é fundamental que sejam adotados cuidados específicos durante a realização da atividade. Inicialmente, deve-se desligar o transformador, realizar a retirada do disjuntor conectado ao seu secundário e, em seguida, abrir a seccionadora que o conecta ao barramento, garantindo que o transformador permaneça devidamente isolado.

Para evitar o desligamento indevido da planta, todos os sinais de *trip* das proteções do transformador foram desativados, de modo a impedir o envio de comandos de desligamento não intencionais ao disjuntor localizado a montante do transformador. Como medida preventiva, foi instalado um *bypass* no sistema supervisorio, o qual pode ser acionado em situações como esta, evitando, assim, a interrupção indesejada da operação da planta.

Adicionalmente, todos os procedimentos de bloqueio foram seguidos conforme a Norma Regulamentadora nº 10, especificamente o item 10.5.1. O item estabelece que “somente serão consideradas desenergizadas as instalações elétricas liberadas para trabalho, mediante os procedimentos apropriados, obedecida a sequência abaixo: a) seccionamento; b) impedimento de reenergização; c) constatação da ausência de tensão; d) instalação de aterramento temporário com equipotencialização dos condutores dos circuitos; e) proteção dos elementos energizados existentes na zona controlada (Anexo II); f) instalação da sinalização de impedimento de reenergização” (Alterada pela Portaria MTPS nº 508, de 29 de abril de 2016) [4].

Após a adoção de todos os cuidados necessários, procedeu-se ao fechamento da válvula que interliga o tanque de expansão ao tanque de óleo. Em seguida, o nível de óleo do transformador foi reduzido para viabilizar a remoção da válvula antiga. Posteriormente, a nova válvula foi instalada no transformador. A Figura 20 apresenta imagens do processo de substituição da válvula de alívio de pressão.

Figura 20 – Troca da válvula de alívio de pressão.



Fonte: Próprio Autor.

Após a montagem, procede-se a uma vedação reforçada utilizando silicone de cura neutra, a fim de proporcionar maior resistência às intempéries e evitar a entrada de umidade no transformador, conforme demonstrado na Figura 21.

Figura 21 – Nova válvula de alívio de pressão.



Fonte: Próprio Autor.

3.4.2 Execução do retrofit dos medidores de temperatura de óleo e enrolamento

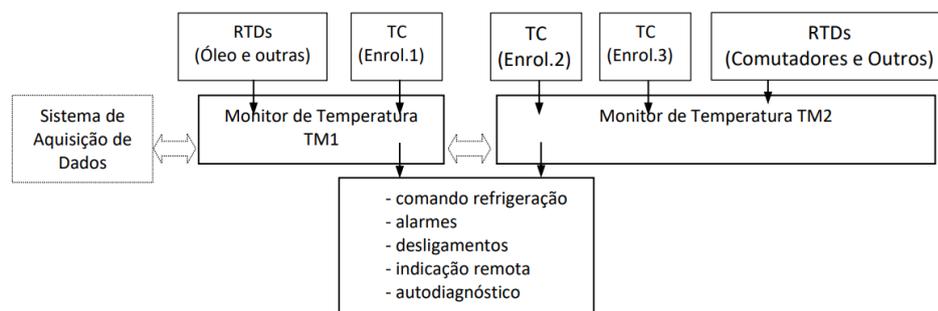
A execução do *retrofit* apresentou diversos desafios, considerando-se a substituição de uma proteção analógica por uma digital, além de ser realizada com recursos próprios de mão de obra.

Os mesmos cuidados de desligamento do transformador e do *bypass* no sistema supervisão citados no tópico 3.4.1 devem ser aplicados nessa atividade.

3.4.2.1 Topologia e ligações dos medidores de temperaturas digitais

O medidor adota a topologia de sistema apresentada na Figura 22. O monitor de temperatura 1 (TM1) recebe sinais de um detector de temperatura por resistência (RTD) para medição da temperatura do óleo, bem como de um transformador de corrente (TC) para medição da temperatura do enrolamento primário. O monitor de temperatura 2 (TM2), por sua vez, recebe sinais de dois TCs destinados à medição das temperaturas dos enrolamentos secundário e terciário. Com base nos sinais processados pelos monitores de temperatura, é possível executar diversas funções, tais como acionamento da ventilação forçada, geração de alarmes, desligamentos automáticos, envio de medições para o sistema supervisão e realização de autodiagnósticos.

Figura 22 – Diagrama de bloco da Topologia dos TM's.

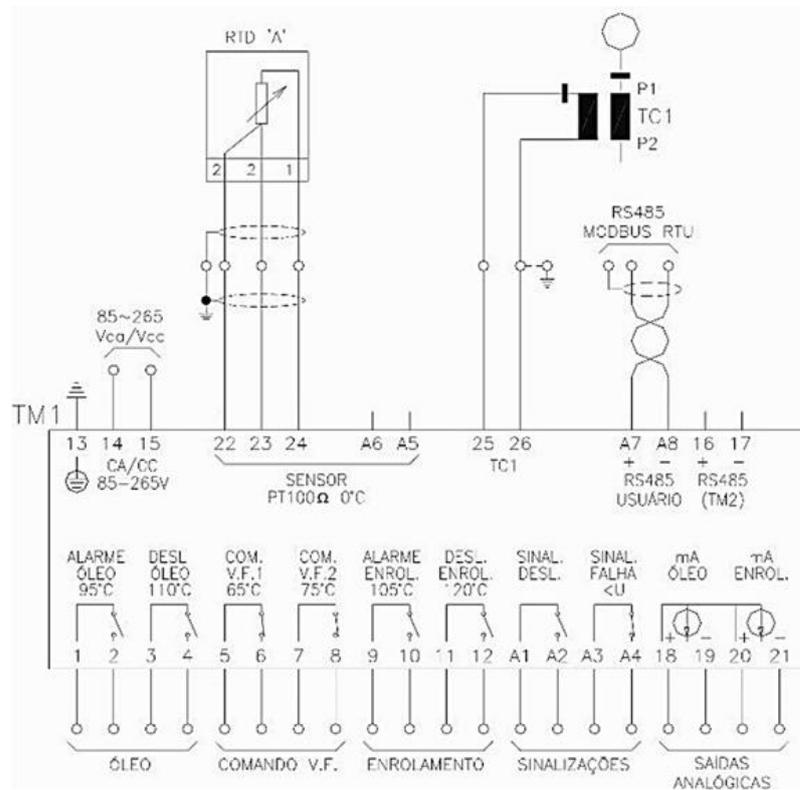


Fonte: retirado de [26] .

As conexões desse tipo de medidor podem ser realizadas de diferentes maneiras. Contudo, foi adotada a configuração que melhor se adequou às condições do

projeto construtivo do transformador, conforme ilustrado na Figura 23. Nessa configuração, foi utilizado um sensor PT1000 de três fios, conectado aos bornes 22, 23 e 24. Os bornes 14 e 15 recebem alimentação de 125 Vcc, enquanto os bornes 25 e 26 são utilizados para a conexão do transformador de corrente (TC) do primeiro enrolamento. A comunicação entre os monitores de temperatura (TM's) é realizada por meio dos bornes 16 e 17. As conexões no TM2 seguem a mesma lógica, com a diferença de que este recebe sinais provenientes de dois TCs.

Figura 23 – Ligação do TM1 com 1 RTD a 3 fios.



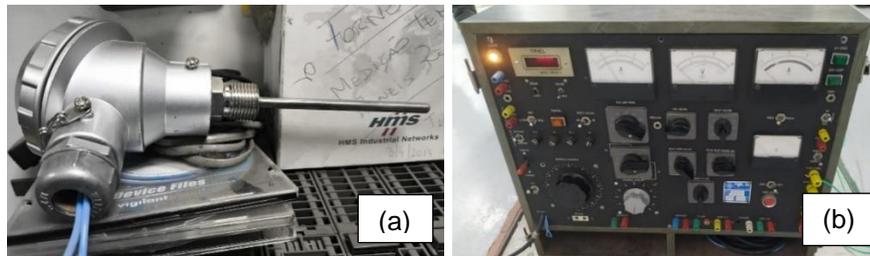
Fonte: retirado de [26].

3.4.2.2 Teste de bancada

Inicialmente, foi realizado um teste de bancada com o objetivo de verificar o funcionamento dos medidores digitais. Para isso, um sensor PT100, apresentado na Figura 24 (a), foi conectado ao TM1 e, com o auxílio de uma mala de injeção de corrente, conforme ilustrado na Figura 24 (b), foi aplicada corrente nos bornes dos transformadores de corrente (TCs) dos monitores de temperatura (TMs).

Após a execução dos testes, os TMs apresentaram os resultados mostrados na Figura 25.

Figura 24 – (a) PT100 utilizado; (b) Mala de injeção de corrente.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 25 – Resultado dos testes em bancada.



Fonte: Próprio Autor.

3.4.2.3 Parametrização dos medidores digitais

Um dos principais diferenciais da proteção digital em relação à analógica é a possibilidade de parametrização. Com base nos dados fornecidos, o equipamento realiza cálculos e processa informações, como os valores de corrente, convertendo-os em grandezas como a temperatura.

A parametrização está condicionada às especificações da placa do equipamento. A Figura 26 apresenta os dados da placa do transformador utilizado no estudo de caso. Inicialmente, foram identificados os transformadores de corrente (TCs) de proteção T92, T102 e T112. Em seguida, foram verificadas as respectivas relações de transformação, conforme mostrado na Tabela 2. Posteriormente, analisaram-se as tensões nominais dos enrolamentos e as correntes nominais correspondentes, sem-

pre considerando o pior cenário operacional, ou seja, com ventilação forçada, também descrito na Tabela 2.

Adicionalmente, a equação (3.1) foi utilizada para o cálculo da corrente no secundário de cada transformador de corrente (TC), em que 'a' representa a relação de transformação. Dessa forma, foram identificados os parâmetros de corrente solicitados no medidor: corrente no primário do TC (I_{TC_P}) e corrente no secundário do TC (I_{TC_S}).

$$I_{TC_S} = \frac{I_{TC_P}}{a} \quad (3.1)$$

Tabela 2 – Correntes para parametrização dos medidores.

TC	Relação de transformação	I_{TC_P} (A)	I_{TC_S} (A)
T92	300 - 5	169,4	2,82
T102	4400 - 5	2259	2,56
T112	1500 - 5	753,1	2,51

Fonte: Próprio Autor.

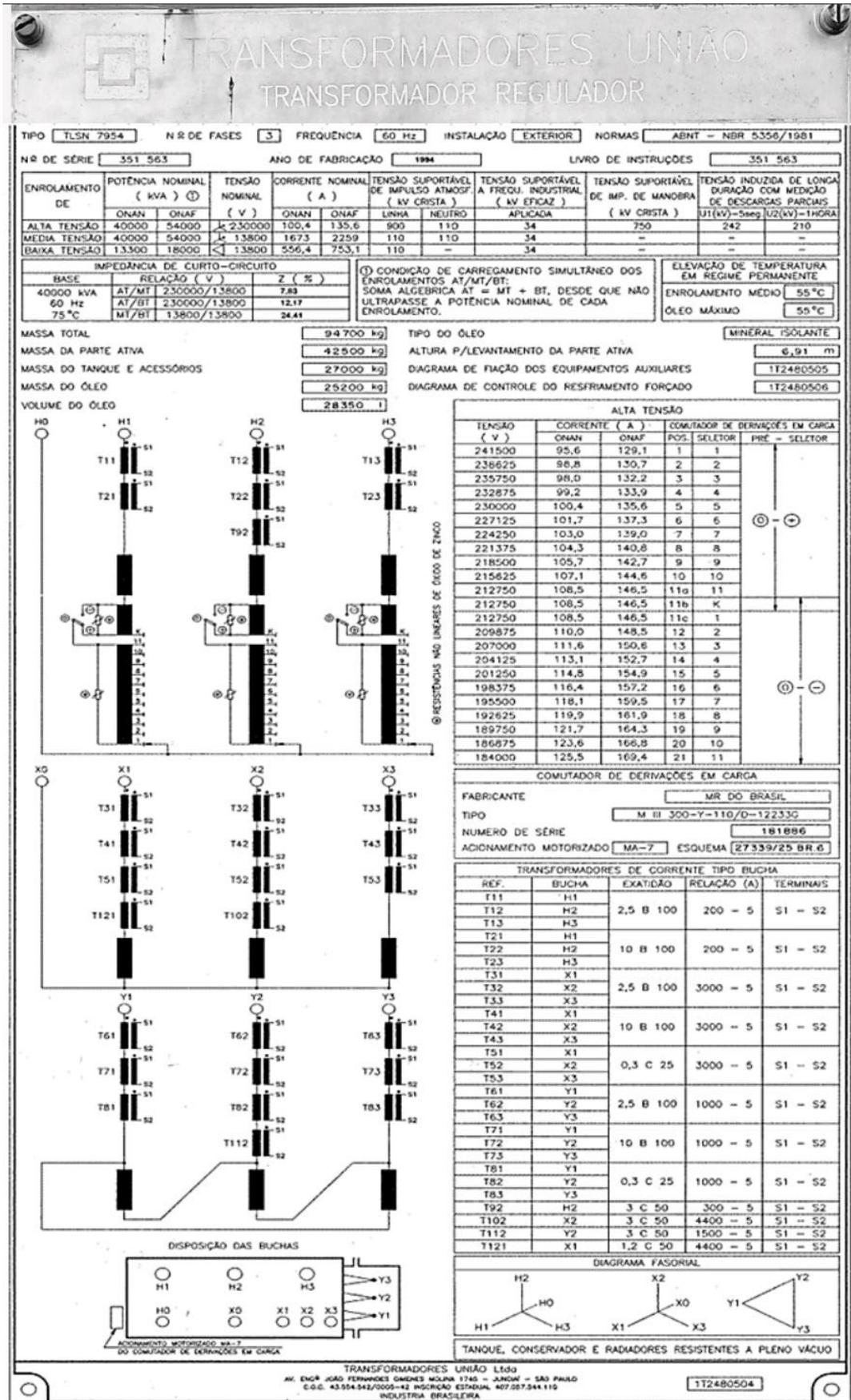
Foi necessário estabelecer valores de referência de temperatura para o acionamento da ventilação forçada, do alarme e do desligamento do transformador. Para essa definição, foram novamente considerados os dados da placa do transformador apresentados na Figura 26, os quais indicam uma elevação de temperatura em regime permanente de 55 °C, tanto para o óleo quanto para os enrolamentos. Considerando a temperatura ambiente média da cidade do Recife, em torno de 30 °C, e com base na norma NBR 5356, foram determinados os valores apresentados na Tabela 3, mantendo a coerência com a parametrização adotada nos medidores analógicos.

Tabela 3 – Temperaturas para parametrização dos medidores.

Temperatura	Ventilação forçada (°C)	Alarme (°C)	Desligamento (°C)
Óleo	-	85	95
Enr. Primário	75	100	110
Enr. Secundário	75	100	110
Enr. Terciário	75	100	110

Fonte: Próprio Autor.

Figura 26- Dados de Placa do transformador.



3.4.2.4 Local de instalação dos medidores digitais

Um dos desafios identificados foi a definição do local mais adequado para a instalação do medidor digital, considerando que o medidor analógico se encontrava exposto às intempéries, conforme ilustrado na Figura 27. Diferentemente do analógico, o medidor digital requer instalação em ambiente protegido, preferencialmente dentro de um painel. Após análises técnicas, verificou-se a viabilidade de instalação no painel de comando do transformador, que, conforme mostrado na Figura 28, possui espaço físico adequado para acomodação do equipamento.

Figura 27 – Medidores Analógicos.



Fonte: Próprio Autor.

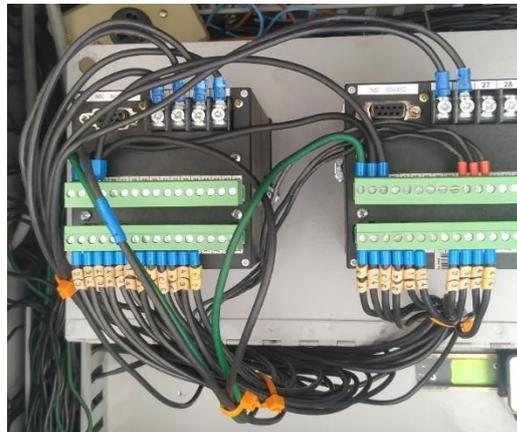
Com o local de instalação definido, foram efetuadas as conexões dos sistemas de ventilação forçada, alarme e desligamento (trip) anteriormente ligados aos medidores analógicos, agora integrando-os aos respectivos medidores digitais, conforme ilustrado na Figura 29. Na sequência, os medidores analógicos foram removidos do transformador, sendo o resultado dessa substituição apresentado na Figura 30.

Figura 28 – Painel de comando do transformador antes da modificação.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 29 – Conexões dos medidores digitais.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 30 – Resultados após as modificações.



Fonte: Próprio Autor.

3.4.2.5 Alterações realizadas no transformador

Conforme descrito nos tópicos 2.3.4 e 2.3.5, as medições de temperatura eram realizadas por meio de termômetros de bulbo capilar, conectados a indicadores visuais por tubos capilares. A Figura 31 ilustra a posição dos bulbos instalados no topo dos transformadores, os quais utilizam mercúrio como fluido de medição. Com a adoção do sistema de medição digital, o uso desses bulbos contendo mercúrio torna-se desnecessário.

Para proceder com a substituição, foi necessário remover o termômetro de bulbo de mercúrio do transformador, incluindo a infraestrutura do tubo capilar. Inicialmente, realizou a remoção da tampa superior do bulbo, como mostrado na Figura 32(a). Em seguida, as conexões foram retiradas cuidadosamente para evitar qualquer contato com o mercúrio, conforme ilustrado na Figura 32(b). Após a remoção do termômetro, deve-se assegurar que a vedação e as condições operacionais do transformador permaneçam intactas.

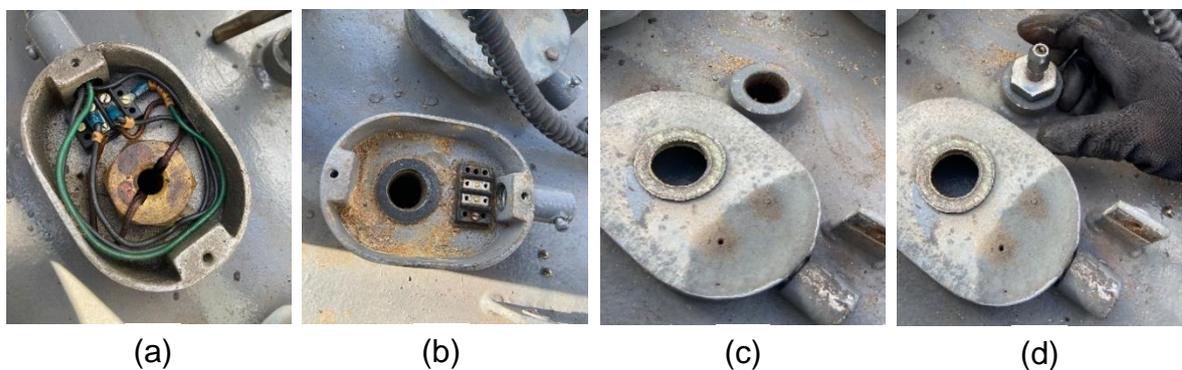
Figura 31 – Bulbos Capilares.



Fonte: Próprio Autor.

Por fim, conforme ilustrado na Figura 32(c), a remoção do termômetro resultou em uma abertura na parte superior do transformador. Essa abertura foi devidamente selada com o uso de tampões tipo bujão, conforme mostrado na Figura 32(d), de modo a garantir a estanqueidade do equipamento e prevenir a entrada de água ou outros agentes externos.

Figura 32 – Bulbos Capilares: a) Conexões dos bulbos capilares, b) Remoção das conexões, c) Abertura do bulbo, e d) Uso de tampões tipo bujão na abertura.



Fonte: Próprio Autor.

A conexão do sensor PT100 foi realizada no local anteriormente ocupado pelo bulbo capilar responsável pela medição da temperatura do óleo, sendo o sensor di-

retamente ligado ao equipamento TM1. Com essa modificação, a abertura existente foi devidamente selada pela própria instalação do novo dispositivo. A Figura 33 apresenta o resultado final da parte superior do transformador após a conclusão das alterações.

Figura 33 – Parte superior do transformador após as alterações.



Fonte: Próprio Autor.

3.5 Visão geral

Após a realização de estudos sobre o sistema de proteção do transformador, foram identificadas algumas oportunidades de melhoria, incluindo a substituição da válvula de alívio de pressão, a adição de um analisador de óleo e a modernização da medição de temperatura, passando do formato analógico para digital. Com base nessa análise, foram selecionadas as melhorias a serem implementadas e, posteriormente, as atualizações foram executadas.

Após a conclusão do *retrofit*, o transformador foi energizado e iniciou-se um período de monitoramento. Durante a operação, observou-se que o equipamento apresentou um desempenho adequado, depois de todas as modificações realizadas.

A nova válvula de alívio de pressão funcionou conforme o esperado, garantindo a estabilidade operacional do transformador e eliminando riscos de vazamento. Além disso, os novos medidores de temperatura, de óleo e enrolamento, demonstraram

eficiência no monitoramento térmico, e a parametrização realizada revelou-se precisa e eficaz.

Além das melhorias técnicas implementadas no sistema de monitoramento e proteção, também foi realizada a repintura da carcaça do transformador, com o objetivo de preservar a integridade estrutural do equipamento. Esse procedimento contribui para a proteção contra corrosão, especialmente em ambientes com alta umidade e exposição a intempéries. A Figura 34 ilustra o estado do transformador após a aplicação da nova pintura.

Figura 34 – Transformador após retrofit.



Fonte: Próprio Autor.

4 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Considerando o longo tempo de operação e a crescente obsolescência dos dispositivos instalados, surge a necessidade de realizar *retrofit* nas proteções de transformadores antigos e de grande porte, com o intuito de garantir maior confiabilidade em sua operação. Nesse cenário, este trabalho teve como objetivo realizar a modernização dos sistemas de proteção e monitoramento de um transformador de potência em subestação industrial, documentando sua execução técnica e validando, por meio de testes e observação operacional, o correto funcionamento das melhorias implementadas. Dentre os aspectos positivos alcançados, destacam-se resultados efetivos e verificáveis. A substituição da válvula de alívio de pressão eliminou um vazamento de óleo previamente identificado, restaurando a integridade do tanque principal e reduzindo riscos operacionais e ambientais. A instalação dos novos medidores digitais de temperatura permitiu ganhos significativos na precisão das leituras, com parametrização alinhada às condições reais de operação e às especificações de placa do transformador. Além disso, as funcionalidades de alarme, ventilação forçada e desligamento foram devidamente testadas e validadas, elevando o nível de confiabilidade do sistema. Outro ponto de destaque foi a abordagem adotada para a execução do projeto. A decisão de realizar o *retrofit* com mão de obra interna demonstrou não apenas a viabilidade técnica da solução, mas também sua eficiência econômica e seu potencial formativo. A equipe técnica envolvida foi diretamente beneficiada com a aquisição de conhecimentos práticos em atividades de manutenção especializada, o que fortalece a autonomia operacional e estimula a aplicação de soluções similares em outras unidades da planta industrial.

Diante das ações executadas e dos resultados observados, conclui-se que o *retrofit* realizado promoveu a atualização tecnológica dos sistemas de proteção e monitoramento do transformador, adequando-os às exigências operacionais da planta e às diretrizes normativas. A substituição dos dispositivos obsoletos por equipamentos mais modernos representa um avanço técnico importante e estabelece as bases para ganhos futuros em confiabilidade, segurança e monitoramento contínuo, mesmo que tais benefícios ainda não tenham sido mensurados neste trabalho.

Com relação à continuidade do projeto, são indicadas as seguintes direções para desenvolvimentos futuros:

- Estabelecimento de comunicação entre os transformadores monitorados (TM's) e o PLC (Controlador Lógico Programável), viabilizando a integração dos dados coletados pelos sensores ao sistema de controle;
- Integração dos medidores digitais ao sistema supervisão, com visualização em tempo real e registro do histórico operacional;
- Migração para plataforma de monitoramento mais robusta, com suporte a análise de desempenho detalhada e armazenamento em longo prazo;
- Instalação de analisador de óleo para monitoramento da qualidade do meio isolante e detecção precoce de falhas internas.

Essas etapas representam a continuidade do *retrofit*, com foco na modernização dos sistemas de monitoramento, na análise preditiva e no aumento da confiabilidade dos equipamentos. O objetivo é otimizar a performance, reduzir os custos de manutenção e garantir uma operação mais segura.

REFERÊNCIAS

1. FILHO, J. M. **Manual de Equipamentos Elétricos**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
2. ARAÚJO, I. N. P. D. **Desenvolvimento de sistema auxiliar de resfriamento evaporativo, para arrefecimento de transformadores de força**. 2016. 69 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal da Paraíba, Centro de Tecnologia, João Pessoa, 2016.
3. VALENTIM, M. N. **Retrofit do sistema de proteção de uma subestação de 69 kV**. 2023. 88 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Campus Sobral, Sobral, 2023.
4. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO BRASIL. **Norma Regulamentadora n. 10: Segurança em instalações e serviços em eletricidade**. Portaria n. 598, de 7 de dezembro de 2004. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília - DF, 08 dez 2004.
5. SANTOS, A. F. C. R. **Sistemas de medição fasorial sincronizada: aplicações na recomposição do sistema elétrico de potência**. 2010. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte , 2010.
6. VASCONCELOS, F. M. D. **Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2017.
7. SILVA, C. A. D. **Experiências do desenvolvimento de transformador para alta temperatura baseado em isolamento semi-híbrida e óleo vegetal isolante**. 2015. 75 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.
8. SANTOS, M. F. D. **Análise de desempenho de uma rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão alternada e contínua**. 2014.145 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.
9. JESUS, M. B. D.; YOKOGAWA, R.; OLIVEIRA., T. D. **Análise do desempenho de uma subestação isolada a gás em comparação a uma subestação convencional**. 2017. 127 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.
10. BAODING TIANWEI BAOBIAN ELECTRIC CO., LTD. **75MVA 220kV 3ph Gas Insulated Transformer**. 2017. Disponível em: <<https://www.btwelectric.com/product/product-37-42.html>>. Acesso em: 14 janeiro 2025.
11. AGUIAR, E. R. D. **Análise de resposta em frequência aplicada em transformadores de potência**. 2007. 114 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte, 2007.
12. ANTONELLI, G. A. **Análise de métodos de secagem de transformadores de potência**. 2013. 60 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.
13. FILHO, J. M. **Proteção de Sistemas elétricos de potência**. Rio de janeiro: LTC, 2013.
14. KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Santa Catarina: EEL.

15. BERTENE, L. **Revelando o papel do relé Buchholz na proteção do transformador.** COMPRACO Soluções e Tecnologias, 27 jun. 2024. Disponível em: <<https://compraco.com.br/blogs/tecnologia-e-desenvolvimento/revelando-o-papel-do-rele-buchholz-na-protecao-do-transformador>>. Acesso em: 15 janeiro 2025.
16. SILVA, J. R. D. **Modelagem para monitoramento térmico de transformadores em operação e avaliação do envelhecimento em função do perfil de carregamento.** 2022. 122 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005. 122.
17. PALOMBO, L. A. A. **Atuação do sistema de proteção em transformadores de extra-alta tensão.** 2018. 66 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Uniderp, Campo Grande, 2018.
18. ALMEIDA, D. F. D. S.; MING, L. Y.; DE, P. H. **Sistema de proteção através do uso de relés microprocessados para subestações elétricas de alta tensão padrão COPEL.** 2014. 156 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Industrial Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014.
19. FERREIRA, R. A. **Proteção de sistema de distribuição utilizando o software ANAFAS.** 2021. 57 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Tocantins, Palmas, 2021.
20. SOARES, A. H. M. **Metodologia computacional para coordenação automática de dispositivos de proteção contra sobrecorrentes em sistemas elétricos industriais.** 2009. 237 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.
21. COMMISSION, I. E. **EC 60255-3: Electrical relays – Part 3: Performance requirements for electrical relays.**, 1989.
22. SOUZA, M. P. D. M. G. D. **Coordenação da proteção de um sistema elétrico de potência interligado utilizando relés de sobrecorrente e de distância.** 2010. 153 f. Projeto de Graduação (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2010.
23. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE C37.112-1996: IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays.**, 1996.
24. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60255: Electrical relays**, 2009.
25. MARCELINO, G. V. **Análise e medições das sobrecorrentes de energização de um transformador monofásico.** 2011. 89 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
26. TREETECH. **Manual Técnico Monitor de Temperatura TM1/TM2**, 2019. 101 f.
27. JÚNIOR, S. R. **Aula 10 – Sistema Elétrico de Potência (SEP).** 2011. Disponível em: <[https://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te160%20aula%2010%20-%20sep_\(1\).pdf](https://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te160%20aula%2010%20-%20sep_(1).pdf)>. Acesso em: 07 abril 2025.