



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANDRÉ FERNANDES OLIVEIRA**

**GUIA PARA ELABORAÇÃO DE UM PLANO DE MANUTENÇÃO  
PARA SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS**

Campina Grande, Paraíba

Maio de 2024

**ANDRÉ FERNANDES OLIVEIRA**

**GUIA PARA ELABORAÇÃO DE UM PLANO DE MANUTENÇÃO  
PARA SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS**

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção do  
grau de Engenheiro Eletricista.*

Orientador: Prof. Pablo Bezerra Vilar

Campina Grande, Paraíba

Maio de 2024

**ANDRÉ FERNANDES OLIVEIRA**

**GUIA PARA ELABORAÇÃO DE UM PLANO DE MANUTENÇÃO  
PARA SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS**

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção do  
grau de Engenheiro Eletricista.*

ORIENTADOR: Prof. Pablo Bezerra Vilar

Aprovado em \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2024

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Pablo Bezerra Vilar

Universidade Federal de Campina Grande

Orientador

---

Roberto Silva de Siqueira

Universidade Federal de Campina Grande

Avaliador

*Dedico este trabalho a minha família, amigos, colegas e todos que contribuíram com meu desenvolvimento de forma direta e indireta, tornando possível essa conquista.*

## AGRADECIMENTOS

Ao longo da minha trajetória, diversas pessoas foram fundamentais para que eu fosse capaz de alcançar meus objetivos. Gostaria de agradecer e dedicar este trabalho as seguintes pessoas:

Aos meus pais Reginaldo e Neide, por todo o amor, encorajamento, apoio incondicional e compreensão que a mim foram dados ao longo de toda a minha vida. Sem vocês nada teria sido possível.

A minha tia Renata, e a Francisco, pelo encorajamento e apoio que sempre me foi dado.

Ao meu avô e avó, Sandoval e Francinete, que sempre me apoiaram durante toda a jornada.

A minha namorada, Thaís, pelo apoio, parceria, amor e amizade que sempre me foi fornecido em todos os momentos.

Agradeço ao meu gestor, Wyll, por ter acreditado em mim, e me dado as oportunidades para me desenvolver profissionalmente e pessoalmente.

Agradeço a todos os amigos e colegas que tive o privilégio de trabalhar na Moura, em especial a toda equipe de Insumos Energéticos e da Diretoria de Metais e Sustentabilidade.

Agradeço também a meus amigos e colegas de curso, que foram verdadeiros parceiros de guerra durante os períodos atribulados.

Agradeço por fim, a meu orientador, Pablo, pela disposição para ajudar, e fornecer esclarecimentos e direcionamento.



*Só existem dois dias do ano que nada pode ser feito.  
Um se chama ontem e o outro se chama amanhã, portanto  
hoje é o dia certo para amar, acreditar, fazer e  
principalmente viver”*

*(Dalai Lama)*

## RESUMO

No cenário da engenharia elétrica, a manutenção de subestações desempenha um papel crucial na garantia da confiabilidade e segurança do sistema elétrico. Diante desse contexto desafiador, profissionais e empresas buscam constantemente aprimorar suas práticas e estratégias de manutenção. Nesse sentido, surge a necessidade de um guia abrangente que oriente de maneira eficaz a elaboração de um plano de manutenção específico para subestações elétricas. Este guia não apenas visa oferecer um roteiro prático, mas também uma visão detalhada das etapas e considerações necessárias para garantir o funcionamento confiável dessas instalações críticas. Aspectos como análise de riscos, definição de atividades preventivas e corretivas, seleção de equipamentos de monitoramento e gestão de recursos tornam-se elementos essenciais a serem explorados. Dessa forma, o guia busca não apenas definir os processos de manutenção, mas também fortalecer a segurança operacional e a confiabilidade do sistema elétrico como um todo, contribuindo significativamente para o avanço e aprimoramento da gestão da manutenção de subestações.

**Palavras-chave:** Manutenção, subestações, plano, confiabilidade, manutenção preventiva, manutenção preditiva.

## **ABSTRACT**

In the electrical engineering scenario, substation maintenance plays a crucial role in ensuring the reliability and safety of the electrical system. Faced with this challenging context, professionals and companies are constantly seeking to improve their maintenance practices and strategies. In this sense, there is a need for a comprehensive guide that effectively guides the development of a specific maintenance plan for electrical substations. This guide not only aims to provide a practical roadmap, but also a detailed look at the steps and considerations necessary to ensure the reliable operation of these critical facilities. Aspects such as risk analysis, definition of preventive and corrective activities, selection of monitoring equipment and resource management become essential elements to be explored. In this way, the guide seeks not only to define maintenance processes, but also to strengthen the operational safety and reliability of the electrical system as a whole, contributing significantly to the advancement and improvement of substation maintenance management.

**Keywords:** Maintenance, substations, plan, reliability, preventive maintenance, predictive maintenance.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	17
2. OBJETIVOS.....	18
3. ESTRUTURA DO TEXTO.....	19
4. MANUTENÇÃO DE SUBESTAÇÕES .....	20
4.1. Conceitos de Manutenção .....	20
4.1.1. Manutenção Corretiva .....	20
4.1.2. Manutenção Preventiva .....	21
4.1.3. Manutenção Preditiva .....	21
4.1.4. Manutenção Detectiva .....	22
4.1.5. Manutenção Proativa .....	22
4.1.6. Manutenção Preventiva em Subestações .....	23
4.1.7. Manutenção Preditiva em Subestações.....	24
4.1.8. Manutenção Proativa em Subestações.....	25
4.1.9. Manutenção Corretiva Planejada em Subestações .....	25
4.1.10. Manutenção Corretiva não Planejada em Subestações.....	26
4.2. Importância e Visão Geral da Manutenção Elétrica .....	27
5. SUBESTAÇÕES NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	29
5.1. Classificação Por Nível de Tensão .....	31
5.1.1. Subestação de média tensão nível I .....	31
5.1.2. Subestação de média tensão nível II.....	32
5.1.3. Subestação de média tensão nível III.....	33
5.1.4. Subestação de média tensão nível IV .....	34
5.1.5. Subestação de média tensão nível V.....	35
5.2. Classificação Por Categoria de Utilização .....	36
5.2.1. Subestação elevadora.....	36
5.2.2. Subestação de distribuição.....	37
5.2.3. Subestações abaixadoras.....	38
5.2.4. Subestações de manobra .....	38
5.2.5. Subestações conversoras.....	38
5.2.6. Subestação industrial .....	39
5.2.7. Subestação móvel .....	39
5.3. Subestações Por Tipos Construtivos.....	40
5.3.1. Subestação de instalação abrigada.....	40

5.3.2. Subestação de instalação ao tempo, em barramentos nus e instalação convencional .....	41
5.3.3. Subestação de instalação ao tempo, em barramentos isolados compactos .....	41
6. EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS DE SUBESTAÇÕES .....	41
6.1. Transformadores .....	42
6.1.1. Transformadores de potencial .....	43
6.1.2. Transformadores de corrente .....	46
6.1.2.1. TCs tipo barra .....	47
6.1.2.2. TCs tipo enrolado .....	48
6.1.2.3. TCs tipo janela .....	48
6.1.2.4. TCs tipo bucha .....	49
6.1.2.5. TCs tipo núcleo dividido .....	50
6.1.3. Transformadores de potência .....	51
6.1.3.1 Transformadores monofásicos .....	52
6.1.3.1 Transformadores bifásicos .....	52
6.1.3.1 Transformadores trifásicos .....	53
6.1.3.1 Transformadores a óleo .....	54
6.1.3.1 Transformadores a seco .....	54
6.1.3.1 Componentes dos transformadores .....	55
6.2. Para-raios .....	58
6.2.1. Para-raios de Carboneto de Silício (SiC) .....	58
6.2.2. Para-raios de Óxido de Zinco (ZnO) .....	59
6.3. Relés de Proteção .....	60
6.4. Disjuntores .....	62
6.4.1. Disjuntores a óleo .....	62
6.4.2. Disjuntores a vácuo .....	64
6.5. Chaves Seccionadoras .....	65
7. ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO EM EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES .....	66
7.1. Transformadores de Potência .....	67
7.1.1. Inspeções visuais .....	67
7.1.2. Ensaio Elétricos .....	68
7.1.2.1. Ensaio de resistência do isolamento .....	68
7.1.2.2. Ensaio de resistência dos enrolamentos .....	72
7.1.2.3. Ensaio do fator de perdas dielétricas .....	74

7.1.2.4. Análises de óleo .....	77
7.1.2.4.1. Ensaio físico-químicos .....	78
7.1.2.4.1. Ensaio de cromatografia gasosa .....	80
7.2. Disjuntores .....	82
7.2.1. Condição Física e Estado de Conservação do Equipamento .....	82
7.2.2. Avaliação das condições operacionais .....	83
7.2.3. Ensaio elétrico .....	83
7.2.3.1. Ensaio de resistência do isolamento .....	84
7.2.3.2. Ensaio de resistência dos contatos .....	91
7.3. Chaves Seccionadoras .....	92
7.3.1. Atividades de manutenção .....	92
7.3.1.1. Inspeção visual periódica .....	92
7.3.1.2. Ensaio elétrico .....	93
7.3.1.2.1. Ensaio de resistência ôhmica dos contatos .....	93
7.3.1.2.2. Ensaio de resistência isolamento .....	94
7.3.3. Atividades de manutenção preventiva .....	95
7.4. Relés de Proteção Eletrônicos .....	95
7.4.1. Inspeções visuais periódicas .....	95
7.4.2. Ensaio de injeção de corrente .....	96
7.5. Para-raios .....	98
7.5.1. Inspeções visuais periódicas .....	98
7.6. Transformadores de Corrente e Transformadores de Potencial .....	99
7.6.1. Inspeção visual periódica .....	99
7.6.2. Ensaio elétrico .....	100
7.6.3. Análises de óleo isolante .....	100
7.6.4. Atividades de manutenção preventiva .....	100
7.7. Retificadores e Bancos de Baterias .....	100
7.7.1. Inspeções visuais periódicas .....	101
7.7.2. Atividades de manutenção preventiva .....	101
8. ELABORAÇÃO DO PLANO DE MANUTENÇÃO .....	101
9. CONCLUSÃO .....	107
10. BIBLIOGRAFIA .....	109

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 01 – Tipos de manutenção .....	23
FIGURA 02 – Extração de um disjuntor para manutenção .....	24
FIGURA 03 – Realização de inspeção termográfica em uma subestação de potência ...	25
FIGURA 04 – Reapertos e limpeza em componentes de uma rede aérea .....	26
FIGURA 05 – Ciclo de geração, transmissão e distribuição de energia .....	29
FIGURA 06 – Subestação do tipo 13,8 kV do tipo abrigada .....	32
FIGURA 07 – Subestação de 34,5 kV ao tempo .....	33
FIGURA 08 – Subestação de 69 kV .....	34
FIGURA 09 – Subestação de 230 kV .....	35
FIGURA 10 – Subestação de 500 kV .....	35
FIGURA 11 – Subestação elevadora .....	37
FIGURA 12 – Subestação de distribuição .....	38
FIGURA 13 – Subestação móvel .....	39
FIGURA 14 – Subestação do tipo GIS .....	40
FIGURA 15 – Transformador de potencial indutivo .....	44
FIGURA 16 – Caixa de conexões de um transformador de potencial .....	45
FIGURA 17 – TC Tipo barra .....	47
FIGURA 18 – Transformadores de corrente do tipo enrolado .....	48
FIGURA 19 – Transformador de corrente do tipo janela .....	49
FIGURA 20 – Transformador de corrente do tipo bucha .....	50
FIGURA 21 – Transformador de corrente tipo núcleo dividido .....	50
FIGURA 22 – Transformador monofásico .....	52
FIGURA 23 – Transformador bifásico .....	53
FIGURA 24 – Transformador trifásico .....	53
FIGURA 25 – Transformador a seco .....	55
FIGURA 26 – Transformador trifásico de alta tensão .....	57
FIGURA 27 – Para-raios de carboneto de silício .....	59
FIGURA 28 – Para-raios de óxido de zinco (ZnO) .....	60
FIGURA 29 – Relé de proteção digital .....	61
FIGURA 30 – Disjuntor a grande volume de óleo .....	63
FIGURA 31 – Disjuntor a pequeno volume de óleo .....	64
FIGURA 32 – Disjuntor a vácuo do tipo extraível .....	65
FIGURA 33 – Chave seccionadora do tipo pantográfica de uso externo .....	66

FIGURA 34 – Tensões de ensaio para resistência do isolamento em transformadores ..	69
FIGURA 35 – Esquema de ligação para ensaios de resistência do isolamento .....	70
FIGURA 36 – Medidor de perdas dielétricas .....	75
FIGURA 37 – Diagrama simplificado do isolamento .....	75
FIGURA 38 – Avaliação do ensaio de fator de perdas dielétricas .....	77
FIGURA 39 – Tabela para avaliação do óleo mineral isolante .....	80
FIGURA 40 – Tensões de ensaio para o teste de resistência do isolamento em disjuntores.....	85
FIGURA 41 – Esquema de ligação para medição de resistência do isolamento entre os contatos.....	86
FIGURA 42 – Ensaio de resistência do isolamento entre o contato e massa .....	87
FIGURA 43 – Esquema de ligação para medição de resistência do isolamento entre o contato da saída da fase B e a carcaça .....	88
FIGURA 44 – Ensaio de resistência do isolamento entre os polos .....	89
FIGURA 45 – Ensaio de resistência do isolamento entre polo e massa.....	90
FIGURA 46 – Esquema de montagem para ensaio de resistência de contato de uma chave seccionadora .....	93
FIGURA 47 – Esquema de montagem para a medição da resistência de isolamento de uma chave seccionadora .....	94
FIGURA 48 – Esquema de ligação para teste para o relé SEL-751A: (a) Conexão da alimentação.....	97
FIGURA 48 – Esquema de ligação para teste para o relé SEL-751A: (b) Conexões das bobinas de corrente.....	97
FIGURA 48 – Esquema de ligação para teste para o relé SEL-751A: (c) Conexões dos canais de corrente .....	98
FIGURA 49 – Plano mínimo de manutenção para subestações da rede básica .....	103

## LISTA DE TABELAS

QUADRO 01 – Avaliação da resistência do isolamento.....	71
QUADRO 02 – Tipos de falhas e os gases associados .....	81
QUADRO 03 – Plano de manutenção da subestação de 69 kV .....	105

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas  
AC – *Alternated Current*  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BM – *Breakdown Maintenance*  
CBM – *Condition Based Maintenance*  
CC – Corrente Contínua  
CELPE – Companhia Energética do Pernambuco  
CEPISA – Companhia Energética do Piauí  
COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia  
EPI – Equipamento de Proteção Individual  
FMEA – *Failure Mode and Effect Analysis*  
GIS – *Gas Insulated Substation*  
GVO – *Grande Volume de Óleo*  
IEEE - *Institute of Electrical and Electronic Engineers*  
MT – Média Tensão  
MTBF – *Mean Time Between Failures*  
MTTR – *Mean Time To Repair*  
NBR – Norma Brasileira  
NR – Norma Regulatória  
ONS – Operador Nacional do Sistema  
PVO – Pequeno Volume de Óleo  
RCM – *Reliability Centered Maintenance*  
SEP – Sistema Elétrico de Potência  
SEL - *Schweitzer Engineering Laboratories*  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
TAF – Testes de Aceitação de Fábrica  
TC – Transformador de Corrente  
TBF – *Time Based Maintenance*  
TP – Transformador de Potencial  
TPI – Transformador de Potencial Indutivo  
TPC – Transformador de Potencial Capacitivo

## 1. INTRODUÇÃO

No cenário industrial do século XXI, a eficiência operacional e a confiabilidade dos sistemas são fatores cruciais para o sucesso das empresas. Em meio a um ambiente cada vez mais tecnológico e interconectado, a manutenção desempenha um papel fundamental na garantia do funcionamento contínuo e seguro das instalações industriais. Nesse contexto, a manutenção elétrica desempenha um papel crucial, uma vez que é responsável pela garantia da continuidade e estabilidade no fornecimento de energia elétrica e funcionamento de equipamentos, por meio da operação e manutenção de sistemas elétricos complexos.

A manutenção, segundo a ABNT NBR-5462/1994 é definida como “A combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida”. Dentre os diferentes tipos de manutenção, destacam-se a preventiva, preditiva e corretiva. A manutenção preventiva é caracterizada por intervenções regulares e planejadas, realizadas antes que ocorram falhas, visando a evitar a degradação do sistema. Já a manutenção preditiva envolve o monitoramento contínuo das condições dos equipamentos, permitindo a detecção antecipada de possíveis problemas. Por fim, a manutenção corretiva age após a ocorrência de uma falha, buscando restabelecer o funcionamento adequado do sistema.

No contexto das subestações elétricas, estruturas que desempenham um papel crucial na distribuição e transmissão de energia elétrica, a importância da manutenção é ainda mais acentuada. As subestações compreendem um conjunto complexo de equipamentos, como transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras e sistemas de controle, que operam em altas tensões e correntes. Qualquer falha nesse sistema pode resultar em interrupções de energia, causando prejuízos econômicos e riscos à segurança.

A necessidade e viabilidade de se possuir uma subestação elétrica própria é função de fatores como nível de tensão na entrega ao consumidor, demanda contratada, potência instalada e tamanho da área a ser atendida. Na grande maioria das indústrias atuais, existe pelo menos uma subestação própria, cuja responsabilidade de manutenção, e garantia de boas condições de operação, recai sobre a própria indústria. Dada a importância das subestações em um sistema elétrico, e conseqüentemente a importância das mesmas para a garantia da continuidade e eficiência operacional das indústrias, fica clara a necessidade

de um sistema de manutenção bem estruturado para as subestações, com planos e periodicidades bem definidos para atuação de forma preventiva em máquinas, baseado nas informações fornecidas pelas manutenções preditivas, tendo como objetivo minimizar a ocorrência de ações corretivas.

Para a elaboração de planos de manutenção eficientes para as subestações, é necessário que a equipe responsável pela elaboração destes, tenham um bom conhecimento dos ativos instalados nas subestações, de forma a se definir quais os testes que devem ser realizados, como eles devem ser realizados, quais os critérios de aceitação e qual a periodicidade de realização dos testes. Com a gestão e realização de forma adequada destes planos de manutenção, a confiabilidade e eficiência no fornecimento de energia elétrica pelas subestações aumenta consideravelmente, dando segurança para os ativos e pessoas, e contribuindo fortemente com a continuidade e eficiência para a indústria e operação atendidas por esta subestação.

## **2. OBJETIVOS**

O Objetivo geral deste trabalho é sintetizar na forma de um guia, as principais atividades, práticas e objetivos da manutenção elétrica para os equipamentos em subestações, considerando as manutenções preditivas e preventivas, no contexto base-tempo e base condição, de forma a se montar um guia abrangente e confiável para a elaboração de um plano de manutenção que possa garantir a confiabilidade operacional e segurança no fornecimento de energia elétrica pela subestação. Como objetivos específicos, tem-se:

- Apresentação dos principais tipos de subestações elétricas;
- Descrição dos principais equipamentos que compõem sistemas de subestações elétricas;
- Explicação dos conceitos de manutenção aplicados a subestações elétricas;
- Listagem das práticas de manutenção recomendadas para os equipamentos de subestações elétricas;
- Análise dos métodos, ferramentas e critérios utilizados na manutenção desses equipamentos;
- Elaborar plano de manutenção, visando a maximização da vida útil, confiabilidade e previsibilidade operacional dos equipamentos de subestações elétricas;

### **3. ESTRUTURA DO TEXTO**

O sequenciamento das ideias descritas no texto, é feito de forma a contextualizar e facilitar a compreensão do leitor com relação aos temas abordados. O trabalho é dividido em 8 capítulos, elaborados com o objetivo de introduzir os temas a serem abordados, e gradualmente se aprofundar em cada um deles.

O terceiro capítulo apresenta a introdução e objetivos do trabalho, contextualizando o tema abordado, e dispondo as proposições do texto.

O quarto capítulo aborda os conceitos e filosofia da manutenção, observando-se a evolução histórica, definições e conceitos sobre os diversos tipos de manutenção e como são utilizados no cenário atual.

O quinto capítulo trata sobre a fundamentação teórica sobre os componentes de um sistema elétrico, englobando os elementos de geração, transmissão e distribuição, e se aprofundando no que diz respeito as subestações elétricas, onde são expostos os tipos de subestações, e seus papéis no sistema elétrico.

No sexto capítulo, serão abordados os principais equipamentos presentes nas mesmas, comentando sobre seu princípio de funcionamento e integração com os demais equipamentos.

O sétimo capítulo tem como objetivo analisar as principais técnicas, ferramentas e métodos das atividades de manutenção preditiva, preventiva e detectiva para os equipamentos elétricos.

O oitavo capítulo sintetiza as atividades descritas no capítulo sete, comentando sobre os critérios para a elaboração do plano de manutenção que contempla a realização das atividades propostas para uma subestação.

O nono capítulo contém as considerações finais sobre o que foi descrito ao longo do texto, sintetizando as informações, e revisitando os objetivos propostos inicialmente.

## **4. MANUTENÇÃO DE SUBESTAÇÕES**

### **4.1. Conceitos de Manutenção**

A manutenção é um processo fundamental em diversas áreas, garantindo o bom funcionamento, a confiabilidade e a durabilidade de equipamentos, máquinas, estruturas e sistemas. Ela envolve atividades planejadas e sistemáticas para prevenir falhas, corrigir problemas, realizar reparos e garantir a disponibilidade operacional dos recursos.

Segundo Fogliatto (2009), em seu livro "Confiabilidade e Manutenção Industrial", a manutenção pode ser entendida como um conjunto de ações necessárias para manter ou restaurar um sistema em um estado onde ele possa desempenhar suas funções requeridas. Essas ações são baseadas em estratégias e métodos específicos, que podem variar de acordo com o tipo de equipamento ou sistema em questão.

Existem diferentes tipos de manutenção, cada um com seus objetivos, abordagens e aplicabilidades específicas:

#### **4.1.1. Manutenção Corretiva**

É realizada após a ocorrência de uma falha ou quebra no equipamento. Seu objetivo é restabelecer o funcionamento normal o mais rápido possível para minimizar os impactos operacionais e financeiros. A manutenção corretiva pode ser planejada ou não planejada (OTANI; MACHADO, 2008). A Manutenção Corretiva Planejada consiste na correção de desempenho abaixo do esperado ou de falhas por decisão gerencial, seja atuando com base no acompanhamento das condições ou optando por operar até a ocorrência da quebra. A manutenção corretiva não planejada é aquela realizada de forma emergencial e imediata em resposta a uma falha ou avaria inesperada em um equipamento, máquina ou sistema. Ela ocorre sem um planejamento prévio e é desencadeada pela necessidade urgente de restabelecer o funcionamento normal do equipamento após a ocorrência da falha. Esse tipo de manutenção é geralmente associado a situações de paradas não programadas, podendo resultar em impactos significativos na produção, custos adicionais e possíveis danos adicionais ao equipamento. A manutenção corretiva não planejada é realizada quando não há indicativos ou previsões de falhas, sendo uma resposta direta a eventos imprevistos que exigem intervenção imediata para evitar maiores prejuízos operacionais.

#### 4.1.2. **Manutenção Preventiva**

Consiste em ações programadas e periódicas realizadas antes que uma falha ocorra, com o intuito de evitar problemas e prolongar a vida útil do equipamento. Essa abordagem é baseada em inspeções, lubrificações, ajustes e substituições de peças de acordo com um plano pré-estabelecido. Essa abordagem de manutenção é fundamentada na ideia de que a prevenção de problemas é mais eficiente e econômica do que os corrigir após a ocorrência de falhas. Ao realizar manutenções preventivas de forma regular, é possível identificar desgastes, ajustar componentes, realizar lubrificações adequadas e realizar substituições de peças desgastadas, contribuindo para a confiabilidade, disponibilidade e desempenho dos equipamentos. A manutenção preventiva é especialmente importante em ambientes industriais e empresariais, onde a parada de máquinas pode resultar em perdas significativas de produção e custos elevados. Ela permite um controle mais eficiente dos ativos, reduzindo a probabilidade de falhas repentinas, aumentando a segurança operacional e contribuindo para a eficiência dos processos produtivos.

#### 4.1.3. **Manutenção Preditiva**

Utiliza técnicas de monitoramento e análise de dados para identificar possíveis falhas e realizar intervenções apenas quando necessário, com base no estado real do equipamento. Isso permite otimizar os recursos e reduzir custos, pois as intervenções são feitas no momento certo, evitando tanto a manutenção desnecessária quanto a falha imprevista. Essa abordagem se baseia na coleta e análise de dados operacionais, como vibrações, temperatura, consumo de energia, entre outros parâmetros, para identificar padrões de funcionamento e detectar anomalias que possam indicar problemas iminentes. Com isso, é possível agendar intervenções de manutenção de forma mais eficiente, realizando reparos ou substituições de componentes apenas quando necessário, evitando paradas não programadas e reduzindo custos. A manutenção preditiva é amplamente utilizada em diversas indústrias, pois permite uma gestão mais proativa dos ativos, maximizando a disponibilidade operacional, prolongando a vida útil dos equipamentos e otimizando os recursos de manutenção. Além disso, contribui para a redução de custos associados a paradas não planejadas, perdas de produção e reparos emergenciais.

#### 4.1.4. **Manutenção Detectiva**

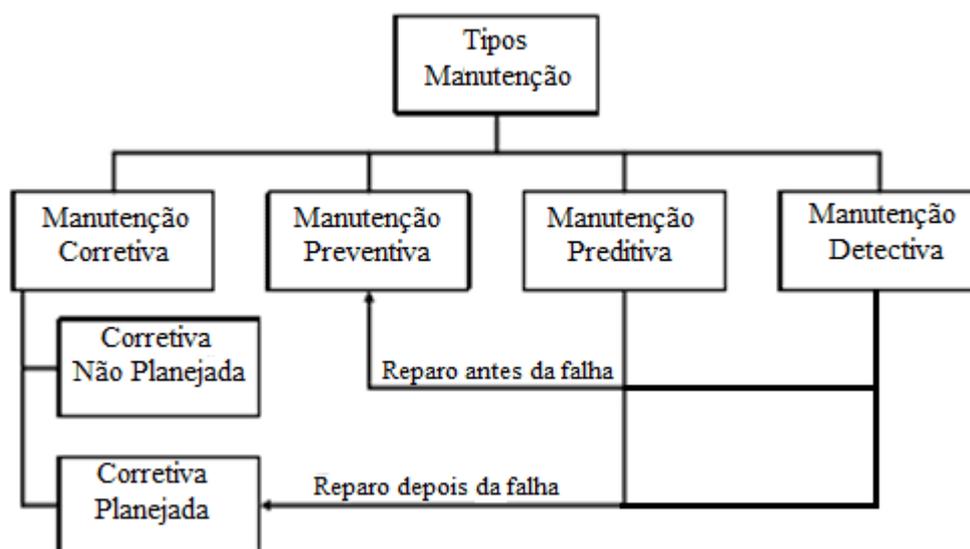
Similar à manutenção preditiva, porém com foco na detecção de falhas incipientes que ainda não causaram problemas operacionais. É realizada por meio de inspeções e testes específicos para identificar sinais precoces de degradação, permitindo a intervenção antes que a falha se manifeste. Nesse tipo de manutenção, as intervenções ocorrem após a detecção de sinais precoces de falha, mas antes que essa falha cause problemas operacionais significativos. É uma abordagem reativa, porém, mais proativa do que a manutenção corretiva, pois busca antecipar-se à ocorrência de falhas graves.

#### 4.1.5. **Manutenção Proativa**

Além das ações de manutenção preventiva e preditiva, a manutenção proativa busca identificar e corrigir as causas raiz de problemas recorrentes, melhorando continuamente a confiabilidade e a eficiência dos equipamentos e processos. Essa estratégia de manutenção é baseada em uma mentalidade preventiva, onde se busca eliminar as fontes de falhas e degradação, otimizando assim a confiabilidade, a disponibilidade e a eficiência dos ativos. Isso é feito através de práticas como a análise de dados históricos para identificar tendências, a implementação de melhorias nos processos operacionais e a manutenção de um ambiente de trabalho seguro e eficiente. Além disso, a manutenção proativa envolve a promoção de uma cultura organizacional que valoriza a prevenção de falhas, a melhoria contínua dos processos e a colaboração entre equipes de operação, manutenção e engenharia. Ao priorizar a identificação e resolução de problemas antes que se tornem críticos, a manutenção proativa contribui significativamente para a redução de custos, o aumento da disponibilidade dos equipamentos e a otimização dos recursos da empresa.

Esses tipos de manutenção podem ser combinados e adaptados de acordo com as necessidades e características de cada sistema, visando sempre a otimização dos recursos, a redução de custos e a maximização da disponibilidade e desempenho operacional. A figura abaixo ilustra os tipos de manutenção:

**Figura 1 - Tipos de manutenção**



Fonte: SANTOS, LUIZ. A Importância da Manutenção Industrial e Seus Indicadores. Núcleo do Conhecimento, 2023. Disponível em: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-de-producao/manutencao-industrial>. Acesso em: 20 mar. 2024.

No contexto de subestações elétricas, a aplicação dos diferentes tipos de manutenção tem um impacto significativo na confiabilidade operacional e na segurança do sistema elétrico. Devido ao alto risco inerente associado à operação dessas subestações e à necessidade crítica de confiabilidade, alguns tipos de manutenção, como a corretiva não planejada, devem ser evitados sempre que possível.

#### 4.1.6. **Manutenção Preventiva em Subestações**

Na manutenção preventiva em subestações elétricas, são realizadas inspeções periódicas, testes e substituições programadas de componentes críticos, como disjuntores, transformadores, isoladores, entre outros. O objetivo é detectar e corrigir potenciais problemas antes que eles causem falhas operacionais, garantindo assim a confiabilidade do sistema. Alguns exemplos são a substituição de bobinas de disjuntores, substituição da sílica gel de secadores de ar de transformadores, limpeza de cadeias de isoladores, lubrificação dos contatos de disjuntores entre outras atividades.

**Figura 2** – Extração de um disjuntor para manutenção



Fonte: CSANIY, EDVARD. Maintenance and Troubleshooting Guidelines for a Typical High Voltage Switchgear. Electrical Engineering Portal, 2019. Disponível em: <https://electrical-engineering-portal.com/maintenance-troubleshooting-high-voltage-switchgear>. Acesso em: 20 mar. 2024.

#### 4.1.7. **Manutenção Preditiva em Subestações**

A manutenção preditiva em subestações elétricas envolve o uso de tecnologias avançadas, como Termografia, análise de gases dissolvidos em óleo, análise de vibrações e monitoramento em tempo real de parâmetros elétricos. Essas técnicas permitem identificar sinais precoces de degradação em equipamentos, possibilitando intervenções corretivas antes que ocorram falhas graves. As atividades de manutenção preventiva mais comuns em subestações de potência, são a realização de inspeções termográficas, e da realização de análises cromatográficas, físico-químicas e de contaminantes no óleo isolante de transformadores.

**Figura 3** – Realização de inspeção termográfica em uma subestação de potência



Fonte: <https://www.reinhausen.com/servicedetail/transformer-services/routine-services>. Acesso em: 20 mar. 2024.

#### 4.1.8. **Manutenção Proativa em Subestações**

A abordagem proativa em subestações elétricas visa não apenas identificar e corrigir problemas, mas também eliminar as causas raiz das falhas, melhorando continuamente a confiabilidade e a eficiência do sistema. Isso pode envolver a implementação de melhorias no projeto, processos de operação e manutenção, além do uso de tecnologias de monitoramento avançadas.

#### 4.1.9. **Manutenção Corretiva Planejada em Subestações**

A manutenção corretiva planejada em subestações elétricas é realizada de forma programada e controlada, geralmente durante períodos de baixa demanda ou em paradas programadas. Isso permite corrigir problemas identificados durante inspeções preventivas ou preditivas, evitando falhas inesperadas durante a operação normal. Alguns exemplos deste tipo de manutenção são o recondicionamento do óleo mineral isolante de transformadores após a detecção de gases dissolvidos do mesmo, da parada programada

para eliminação de pontos quentes em redes elétricas e equipamentos e a substituição de baterias com baixa tensão em bancos de baterias de subestações.

**Figura 4** – Reapertos e limpeza em componentes de uma rede aérea



Fonte: Autoria própria

#### **4.1.10. Manutenção Corretiva Não Planejada em Subestações**

A manutenção corretiva não planejada em subestações elétricas deve ser evitada sempre que possível, devido ao risco elevado de impactos severos na operação e segurança do sistema. Falhas não planejadas podem resultar em interrupções no fornecimento de energia, danos aos equipamentos e até mesmo acidentes graves. Portanto, estratégias eficazes de manutenção preventiva, preditiva e proativa são fundamentais para minimizar a necessidade de intervenções corretivas emergenciais.

## 4.2. Importância e Visão Geral da Manutenção Elétrica

Para equipamentos elétricos, assim como qualquer outro tipo de equipamento que foi instalado e comissionado, a deterioração do bem é algo normal, e esse processo se inicia assim que o equipamento é instalado. Caso o equipamento não seja checado periodicamente, isso pode resultar no mal funcionamento da máquina, e em falhas de natureza elétrica e mecânica. Além disso, em sistemas elétricos, mudanças em cargas ou alterações nos circuitos podem ser feitas sem que necessariamente seja feita a coordenação com o sistema como um todo, o que pode resultar na escolha incorreta de equipamentos, na configuração errônea de dispositivos de proteção e na ocorrência de *trips* indesejados no sistema. O objetivo da manutenção elétrica preventiva é de por meio de seus programas de testes, identificar estes fatores e prover os meios de corrigi-los. Por meio da manutenção preditiva, detectiva, preventiva e proativa, potenciais riscos que poderiam causar falhas em equipamentos elétricos e na interrupção do fornecimento de energia elétrica podem ser descobertos e eliminados. Além disso, um bom programa de manutenção reduz os riscos a integridade física de pessoas que estão expostas ao ambiente em que os ativos estão alocados, garantindo também o funcionamento confiável do sistema. O programa de manutenção deve consistir na realização de inspeções de rotina, testes, consertos, e manutenção de equipamentos e componentes do sistema elétrico como transformadores, cabos, disjuntores, seccionadoras, relés, fusíveis, quadros e afins, praticando estas atividades sistematicamente a fim de maximizar a vida útil e confiabilidade operacional dos ativos. De forma resumida, um sistema bem mantido e com um planejamento eficiente da manutenção garante o aumento do *Mean Time Between Failures* (MTBF) de equipamentos elétricos, e do *Mean Time To Repair* (MTTR).

Em geral, praticamente todos os equipamentos nos sistemas de potência e de controle são suscetíveis a diversos modos de falha e mecanismos de degradação, e o objetivo de um programa de manutenção é evita-los, retarda-los ou mitigar seus efeitos. Dentro dos programas de manutenção elétrica, existem várias abordagens, como a *Breakdown Maintenance* (BM), também conhecida como manutenção reativa, cuja filosofia se baseia na não realização da manutenção preventiva, de modo que os ativos são reparados ou substituídos somente na circunstância em que os efeitos da degradação tornam a performance do ativo inaceitável, ou quando a integridade do mesmo está comprometida. Além disso, nenhuma atividade de inspeção ou ensaios para monitorar a saúde dos equipamentos é realizada, de modo a evitar falhas, assim sendo, os riscos

decorrentes da falha dos ativos sob este programa de manutenção são conhecidos e aceitáveis. Geralmente, em um Sistema Elétrico de Potência (SEP), a aplicação desta filosofia de manutenção resulta em falhas catastróficas nos sistemas. Pequenas empresas e organizações que possuem pouco ou nenhum corpo efetivo dedicado a manutenção geralmente empregam este tipo de filosofia de manutenção por padrão. Já grandes empresas que possuem um corpo de manutenção dedicado, e com programas de manutenção mais refinados, geralmente aplicam esta filosofia de manutenção para ativos e sistemas de baixa criticidade.

Alguns outros tipos de filosofia de manutenção também são empregados, como a *Time Based Maintenance* (TBF), também conhecida como manutenção baseada no tempo. Essa estratégia consiste na realização de atividades de manutenção preventiva em intervalos fixo de tempo, de acordo com o calendário da manutenção, ou ciclos de operação de equipamentos ou ativos. Os programas de manutenção estabelecidos com base nesta filosofia geralmente são elaborados com base nas recomendações de fabricantes de equipamentos ou padrões e boas práticas da indústria. A TBF garante que os ativos recebam atenção periódica, mas não garante a otimização de recursos limitados destinados a manutenção, nem a priorização de ativos de acordo com significância para o sistema ou segurança das pessoas. Além da manutenção baseada no tempo, outra filosofia bastante empregada é a *Condition Based Maintenance* (CBM), também conhecida como manutenção baseada na condição. A ideia da CBM é usar os dados resultantes da manutenção preditiva, por meio da realização de testes não intrusivos para se obter um diagnóstico da condição dos equipamentos. Com isto, é possível de a partir da priorização de ativos críticos nos planos de inspeção, realizar a programação das atividades de manutenção de maneira mais assertiva, maximizando a eficiência do uso dos recursos da manutenção, e se antecipando a ocorrência de falhas operacionais nos equipamentos. Em contrapartida, a realização da CBM se baseia na estruturação de um bom programa de manutenção preditiva e análise de dados, que tende a ser oneroso com o tempo útil do corpo de manutenção. Estes tipos de filosofias de manutenção são geralmente vistos em empresas e organizações que tem um maior foco na produtividade e segurança, além de ter maior disponibilidade de recursos de manutenção, e que possuem equipes com mais maturidade dentro do tema.

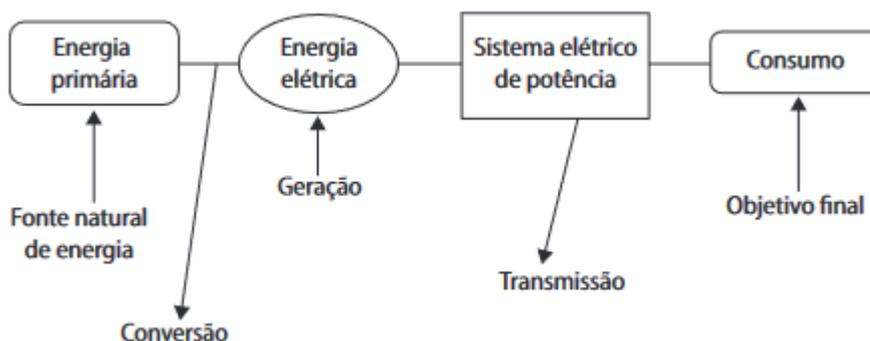
O conjunto de práticas de manutenção que equilibram as melhores práticas das manutenções preditiva, preventiva e reativa é conhecido como *Reliability Centered Maintenance* (RCM), ou, manutenção centrada na confiabilidade. Para a implementação

da RCM, informações como a condição atual dos ativos, criticidade, histórico de falhas, e custo operacional das máquinas são integradas de modo a se desenvolver logicamente os métodos de manutenção mais eficientes para cada sistema, subsistema e componentes, buscando maximizar a confiabilidade e disponibilidade de cada equipamento. A RCM é um processo de melhoria contínua, que se refina a cada ação realizada.

## 5. SUBESTAÇÕES NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Neste capítulo introdutório, serão abordados os conceitos essenciais dos sistemas elétricos de potência (SEP), em especial, as subestações, que fazem parte de sistemas complexos projetados para gerar, transmitir e distribuir energia elétrica em larga escala. Os SEP são fundamentais para a infraestrutura elétrica de uma região, conectando fontes de energia às cargas dos consumidores finais. Os sistemas elétricos de potência consistem em um conjunto de componentes interligados, incluindo usinas geradoras, linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição. Seu principal objetivo é garantir a entrega eficiente e confiável de energia elétrica aos usuários finais, abastecendo desde residências até indústrias e instalações comerciais.

**Figura 5** – Ciclo de geração, transmissão e distribuição de energia



Fonte: Gebran, Amaury Pessoa. Manutenção e operação de equipamentos de subestações. São Paulo: Bookman, 2014. Figura 1.1, p. 11.

A importância dos SEP na sociedade moderna é indiscutível, pois eles são responsáveis por fornecer a energia necessária para impulsionar o desenvolvimento econômico, social e tecnológico de uma região. Sem um sistema elétrico de potência eficiente, atividades diárias como iluminação, transporte, comunicação e produção industrial seriam drasticamente impactadas. As usinas geradoras são o ponto inicial dos

sistemas elétricos de potência, onde a energia é produzida a partir de diferentes fontes, como hidrelétrica, termelétrica, eólica, solar, entre outras. Essas usinas convertem a energia primária em energia elétrica, geralmente em altas tensões para facilitar a transmissão.

Após a geração, a energia elétrica é transmitida por meio de linhas de transmissão em alta tensão. Essas linhas têm a função de transportar grandes quantidades de energia por longas distâncias, minimizando as perdas durante o processo. As subestações são instalações-chave nos SEP, responsáveis pela transformação da tensão elétrica para níveis adequados à transmissão e distribuição. Além disso, elas desempenham funções de controle, proteção e monitoramento do sistema. Por fim, a energia elétrica é distribuída pelas redes de distribuição em média e baixa tensão, chegando aos consumidores finais. Essas redes são projetadas para garantir a entrega segura e confiável de eletricidade nos locais de consumo.

As subestações elétricas são instalações que fazem parte dos sistemas elétricos de potência, sendo responsáveis pela transformação, controle e distribuição da energia elétrica em diferentes níveis de tensão. Elas desempenham um papel fundamental na transmissão eficiente da energia gerada pelas usinas até os locais de consumo. A importância das subestações reside na sua capacidade de ajustar os níveis de tensão da energia elétrica conforme as necessidades do sistema, garantindo que a eletricidade seja distribuída de forma segura e confiável para os consumidores finais.

Com relação a classificação dos diversos tipos de subestações, há diversas maneiras de fazê-la. As subestações podem ser classificadas de acordo com seu nível de tensão, por sua função no sistema, ou por seu tipo construtivo (MAMEDE, 2021). Adiante, serão abordadas as diferentes formas de classificar uma subestação elétrica, descrevendo brevemente os critérios e definições.

## 5.1. Classificação por nível de tensão

O tipo mais frequente de subestação é a que é designada para realizar a redução ou elevação do nível de tensão que é aplicada no barramento de entrada do fluxo de potência. De acordo com Mamede (2021) em seu livro “Subestações de Alta Tensão”, para determinar o nível de tensão que deve ser indicado para uma subestação, pode-se utilizar a seguinte expressão:

$$V_{SE} = 18 * \sqrt{P_C} \quad (1)$$

$V_{SE}$  – Tensão nominal do sistema, em kV;

$P_C$  – Potência da carga, em MW.

A depender da criticidade da subestação em questão, e da confiabilidade que é requerida, as subestações podem ser concebidas de diferentes arranjos físicos, e com diferentes níveis de tensão de operação. Deste modo, é possível classificar as subestações no que se refere a sua tensão de transformação, em diferentes níveis.

### 5.1.1. Subestação de média tensão nível I:

Uma subestação de média tensão nível I é aquela cujo nível de tensão está compreendido entre 2,3 kV e 25 kV, onde nesta faixa encontram-se mais comumente as subestações do nível de tensão de 13,8 kV, que são predominantes nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste do Brasil. Além destas, encontram-se subestações no nível de tensão de 13,2 kV, que são utilizadas em algumas áreas da região Nordeste e alguns locais da região Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Normalmente, as subestações neste nível de tensão são empregadas em indústrias de pequeno e médio porte. Também são utilizadas em condomínios residenciais de grande porte e em estabelecimentos comerciais de consumo elevado. Normalmente, nas instalações industriais de pequeno porte, a potência instalada varia na faixa de 300 kVA e 500 kVA. De acordo com a resolução normativa 414/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualizada pela resolução normativa 725/2016, a concessionária de energia do estado tem a obrigação de atender a unidade consumidora até a potência demandada ou contratada de 2500 kW. Para qualquer valor de demanda acima deste, cabe a concessionária de energia tomar a decisão de atender o empreendimento através de seu sistema de distribuição local, na tensão de 13,2 kV ou em

13,8 kV, ou até através do seu sistema de subtransmissão nas tensões de 69 kV, 88 kV ou 138 kV.

**Figura 6** – Subestação de 13,8 kV do tipo abrigada



Fonte: <https://marchi.eng.br/manutencao-em-substacao-ate-138kv/>. Acesso em: 04 abr. 2024.

#### 5.1.2. Subestação de média tensão nível II:

Subestações de Média Tensão (MT) nível II são aquelas cujo nível de tensão está na faixa de 34,5 kV e 46 kV, onde dentro desta faixa, as subestações de 34,5 kV são as mais predominantes. Este nível de tensão é comumente utilizado nas redes coletoras aéreas ou subterrâneas de parques eólicos e fotovoltaicos. Normalmente, estes níveis de tensão não estão disponíveis para os sistemas de distribuição das concessionárias brasileiras, logo, além das utilizações citadas anteriormente, este nível de tensão de subestações pode ser observado também para empreendimentos industriais de grande porte, na função de subestações secundárias, a fim de atender a cargas de tipos específicos.

**Figura 7** – Subestação de 34,5 kV ao tempo



Fonte: <https://www.linkedin.com/pulse/transformações-celpe-se-capitão-poço-diego-erdmann>. Acesso em: 04 abr. 2024.

### 5.1.3. Subestação de alta tensão nível III:

São aquelas subestações utilizadas comumente em todo o território nacional pelas companhias distribuidoras de energia elétrica. Seu nível de tensão está compreendido na faixa de 69 kV até 145 kV. Para este nível de tensão, as subestações de 69 kV são as mais predominantes, já as subestações de 138 kV têm seu uso reservado a poucos estados do país. Alguns exemplos de utilização deste nível de tensão no Nordeste são algumas subestações da Eletrobrás Companhia Energética do Piauí (CEPISA), a Companhia Energética do Pernambuco (CELPE) e a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). Já na região Sudeste, é comum ver subestações na tensão de 88 kV, nível de tensão que um grande número de indústrias está conectado. Em sua maioria, as indústrias brasileiras de médio porte possuem subestações próprias na tensão de 69 kV.

**Figura 8** – Subestação de 69 kV



Fonte: Autoria própria

#### 5.1.4. Subestação de alta tensão nível IV:

As subestações com este nível de tensão são predominantes na rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). O seu nível de tensão está compreendido na faixa de 230 kV e 440 kV, e normalmente, as subestações de 230 kV são utilizadas em todas as áreas das concessionárias do Brasil. As subestações industriais de 230 kV costumam ser operadas por equipes técnicas do próprio empreendimento, porém o arranjo de barramento de 230 kV deve obedecer aos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela operação da rede básica. Já as subestações no nível de tensão de 345 kV pertencem em sua grande maioria a FURNAS Centrais Elétricas e a algumas concessionárias que operam no estado de São Paulo. Algumas das grandes indústrias brasileiras, com grande demanda de energia elétrica, possuem subestações próprias de 230 kV, que é o menor nível de tensão do SIN, que é operado pelo ONS.

**Figura 9** – Subestação de 230 kV



Fonte: <https://12projetos.com.br/2022/04/12/subestacao-itabaianinha-230-69-kv/>. Acesso em: 04 abr. 2024

#### 5.1.5. Subestação de alta tensão nível V:

As subestações neste nível de tensão também são conhecidas como as de Extra Alta tensão, e são utilizadas predominantemente na rede básica do SIN. Seu nível de tensão está compreendido na faixa de 500 kVca e 800 kVcc. No Brasil, o máximo valor de tensão encontrada em uma subestação de corrente alternada é de 765 kV (Furnas). Nas regiões Norte e Nordeste, o nível de tensão predominante é a de 230 kV.

**Figura 10** – Subestação de 500 kV



Fonte: <https://grupovision.com.br/noticias/subestacao-curral-novo-do-piaui-ii-500-kv/>. Acesso em: 04. abr. 2024

## **5.2. Classificação por categoria de utilização**

Além da classificação pelo nível de tensão, as subestações podem ser categorizadas pelo papel que elas foram construídas para desempenhar no sistema elétrico de potência.

### **5.2.1. Subestação elevadora**

Uma subestação elevadora é projetada para receber a energia elétrica gerada nas usinas em níveis de tensão mais baixos, como é comum na geração hidrelétrica, térmica, eólica, solar ou de outras fontes. Essa energia é então transformada por meio de transformadores elevadores, que aumentam a tensão para valores adequados à transmissão em longas distâncias. O aumento da tensão é necessário para reduzir as perdas de energia elétrica durante a transmissão. Isso ocorre porque, conforme a tensão aumenta, a corrente elétrica diminui, reduzindo as perdas por efeito Joule (aquecimento dos condutores) ao longo das linhas de transmissão. Dessa forma, as subestações elevadoras contribuem para a eficiência e economia do sistema elétrico como um todo. Além da elevação da tensão, as subestações elevadoras também desempenham outras funções importantes, como o controle, a proteção e o monitoramento da energia elétrica. Dispositivos como disjuntores, relés de proteção, chaves seccionadoras e sistemas de automação são utilizados para garantir a operação segura e confiável das subestações elevadoras. É importante ressaltar que as subestações elevadoras estão estrategicamente localizadas em pontos-chave da rede de transmissão, geralmente próximas às usinas geradoras, para facilitar o processo de elevação da tensão e a distribuição eficiente da energia elétrica para diferentes regiões.

**Figura 11** – Subestação elevadora



Fonte: <https://caec.coop/electric-service/how-power-is-delivered-to-your-home/>. Acesso em: 06. abr. 2024

### 5.2.2. Subestação de distribuição

As subestações de distribuição desempenham um papel igualmente importante nos sistemas elétricos de potência, sendo responsáveis por reduzir os níveis de tensão da energia elétrica antes de sua distribuição aos consumidores finais. Essas subestações estão localizadas em pontos estratégicos da rede de distribuição, próximas às áreas de consumo, e desempenham funções essenciais para garantir a entrega segura e eficiente da energia elétrica. Uma subestação de distribuição recebe a energia elétrica em níveis de tensão elevados, provenientes das linhas de transmissão ou de outras subestações elevadoras. O principal objetivo desse tipo de subestação é transformar a energia elétrica em tensões adequadas para a distribuição aos consumidores finais, como residências, indústrias e estabelecimentos comerciais. Para realizar essa transformação, as subestações de distribuição utilizam transformadores rebaixadores, que reduzem a tensão da energia elétrica para valores compatíveis com a rede de distribuição em média e baixa tensão. Esse processo é fundamental para garantir a segurança e a eficiência do fornecimento de eletricidade aos consumidores, evitando sobrecargas e danos aos equipamentos elétricos. Além da redução da tensão, as subestações abaixadoras também realizam outras operações importantes, como o controle do fluxo de energia, a proteção contra sobrecorrentes e curtos-circuitos, e o monitoramento do sistema elétrico.

**Figura 12** – Subestação de distribuição



Fonte: <https://frontporch.seattle.gov/2019/03/11/seattle-city-council-approves-ordinance-of-the-broad-street-substation-historic-landmark/>. Acesso em: 06. abr. 2024

#### 5.2.3. Subestações abaixadoras

Semelhantemente as subestações de distribuição, as subestações abaixadoras são responsáveis por reduzir o nível de tensão que entra nelas, de modo a torná-la própria para a distribuição. Geralmente, as subestações abaixadoras são instaladas nas periferias de centros urbanos, de modo a evitar que linhas de transmissão de tensões elevadas sejam construídas dentro do espaço urbano, limitando o uso do solo. Normalmente as subestações abaixadoras são alimentadas por linhas de transmissão de 230 kV até 550 kV, as quais estão conectadas a rede de subtransmissão ou simplesmente de distribuição, com tensões na faixa de 69 kV até 138 kV.

#### 5.2.4. Subestações de manobra

As subestações de manobra tipicamente são destinadas ao chaveamento de linhas de transmissão de 230 kV até 750 kV. Geralmente, essas subestações são pertencentes a rede básica, e existem subestações de manobra que operam em sistemas de tensões de 138 kV, 88 kV ou 69 kV.

#### 5.2.5. Subestações conversoras

São aquelas subestações que pertencem ao sistema de corrente contínua, e pode ser retificadora ou inversora.

### 5.2.6. Subestação industrial

É aquela que é suprida por um ou mais alimentadores de uma rede de distribuição pública, ou por uma ou mais linhas de subtransmissão ou transmissão, de modo a reduzir a tensão de alimentação, tornando-a própria para a utilização da indústria.

### 5.2.7. Subestação móvel

É aquela montada sobre um veículo motorizado, e tem como função atender a situações emergenciais. Comumente elas utilizam equipamentos compactos e são empregados pelas empresas concessionárias de energia elétrica para utilização em suas subestações quando ocorre a perda de um transformador de potência. Entretanto, também podem ser utilizadas para alimentar regiões onde não existem centros de transformação com capacidade para atender a demanda necessitada.

**Figura 13** – Subestação móvel



Fonte: <https://www.neoenergia.com/web/sp/w/neoenergia-elektro-reforca-a-operacao-com-nova-subestacao-movel>. Acesso em: 11. abr. 2024

### 5.3. Subestações por tipos construtivos

#### 5.3.1. Subestações de instalação abrigada

As subestações abrigadas são aquelas em que seus equipamentos estão instalados no interior de uma edificação fechada, comumente construída a partir de concreto armado. Neste tipo de subestação, os equipamentos de alta tensão geralmente se encontram instalados no interior de uma área que pode ser totalmente fechada, possuindo ventilação, ou parcialmente fechada. Estas áreas são referidas comumente como baias. Normalmente, quando se tem uma área com atmosfera agressiva, seja devido a poluição ou devido à alta concentração de contaminantes salinos, as subestações construídas nestas áreas são do tipo abrigado. As subestações abrigadas mais comumente possuem o nível de tensão de 13,8 kV, e são utilizadas para alimentar pequenas indústrias, grandes condomínios, ou comércios de alta demanda. Entretanto, também existem subestações abrigadas nas tensões de 69 kV e 88 kV, porém, raramente são construídas subestações abrigadas na tensão de 230 kV. Geralmente, quando é necessário construir uma subestação deste tipo para este nível de tensão, utiliza-se um tipo de subestação chamada de *Gas Insulation Substation* (GIS), onde todos os equipamentos de alta tensão são construídos dentro de invólucros metálicos preenchidos com o gás Hexafluoreto de Enxofre ( $SF_6$ ), sob pressão.

**Figura 14** – Subestação do tipo GIS



Fonte: <https://discover.hubpages.com/technology/Gas-Insulated-Substation>. Acesso em: 05 abr. 24.

### 5.3.2. Subestação de instalação ao tempo, em barramentos nus e instalação convencional

Estas subestações possuem equipamentos próprios para operação ao tempo, ou seja, com exposição constante a intempéries como sol, chuva, ventos etc. Este é o tipo mais comum de subestação, e que possui o menor custo associado. Nessas subestações, são utilizados equipamentos convencionais de alta tensão, como Transformadores de Corrente (TCs), Transformadores de Potencial (TPs), para-raios, disjuntores, e chaves seccionadoras, todas fabricadas para operação ao tempo, sujeitos a intempéries.

### 5.3.3. Subestação de instalação ao tempo, em barramentos isolados compactos

São aquelas construídas ao tempo utilizando equipamentos convencionais e equipamentos compactos, porém com os barramentos cobertos com material isolante e sem blindagem eletrostática. Deste modo, é possível reduzir a distância em que os barramentos são dispostos entre si, o que é bastante utilizado quando se tem a necessidade de se construir uma subestação em uma área onde se tem mais limitações quanto ao terreno, seja no quesito de disponibilidade, ou seja devido ao preço.

## **6. Equipamentos Elétricos de Subestações**

Uma subestação elétrica é composta por um conjunto de elementos voltados para a distribuição segura e eficiente de energia elétrica. Entre esses equipamentos, há uma gama diversificada de elementos que desempenham funções vitais para o funcionamento e a proteção do sistema elétrico. Um dos principais conjuntos de equipamentos presentes em subestações é voltado para a medição. Esses dispositivos são essenciais para monitorar e controlar o fluxo de energia, garantindo que a medição seja precisa e adequada para o acompanhamento dos consumidores. Além disso, a medição também é fundamental para o faturamento feito pela concessionária, permitindo que a empresa fornecedora de energia calcule o consumo de cada cliente de forma precisa.

Outro grupo de equipamentos importante são os responsáveis por controlar o nível de tensão da energia elétrica. Eles podem realizar tanto a redução quanto o aumento da tensão, de acordo com as necessidades do sistema e das cargas conectadas à subestação. Esse controle é essencial para garantir a estabilidade e a qualidade da energia fornecida aos consumidores.

A proteção contra surtos e faltas é outra função crucial desempenhada pelos equipamentos de uma subestação. Esses dispositivos são projetados para detectar sobretensões ou subtensões, curtos-circuitos e sobrecorrentes, anomalias na frequência ou sobretemperaturas que podem danificar os equipamentos e colocar em risco a integridade do sistema elétrico como um todo. Sua presença é fundamental para mitigar falhas e evitar o comprometimento de equipamentos das subestações, ou até do sistema elétrico como um todo.

Além disso, as subestações também contam com equipamentos de seccionamento, que permitem isolar partes específicas do sistema elétrico em caso de falhas ou necessidade de manutenção. Esses dispositivos garantem a segurança dos operadores e facilitam o reparo e a reconfiguração do sistema quando necessário.

Em resumo, os diversos tipos de equipamentos presentes em uma subestação elétrica são projetados para atender a uma ampla gama de necessidades, desde a medição e o controle da energia até a proteção contra falhas e a manutenção da segurança operacional. Juntos, esses dispositivos garantem o funcionamento confiável e eficiente do sistema elétrico, proporcionando energia elétrica de qualidade aos consumidores. Neste capítulo, serão abordados os principais tipos de equipamentos que compõem uma subestação, falando sobre seus aspectos construtivos, papel desempenhado no sistema, e como interagem com os demais equipamentos do conjunto.

## **6.1. Transformadores**

Os transformadores são dispositivos elétricos fundamentais no funcionamento de sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Eles têm a capacidade de transferir potência de um circuito para outro por meio de enrolamentos magneticamente acoplados a partir de um núcleo de material ferromagnético onde circula um fluxo magnético. De modo simples, um transformador recebe uma tensão no seu lado chamado de primário, que possui um número  $N_1$  de espiras. Ao longo das espiras do primário irá circular uma corrente, de modo que irá ser criado um fluxo magnético  $\phi$  que irá circular ao longo o núcleo do transformador. O fluxo  $\phi$  por sua vez, irá induzir uma tensão nos enrolamentos do lado chamado de secundário do transformador, de tal modo que a seguinte reação é observada:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2)$$

Onde,

$V_1$  - Tensão aplicada no primário;

$V_2$  – Tensão vista no secundário;

$N_1$  – Número de enrolamentos no primário;

$N_2$  – Número de enrolamentos no secundário.

Transformadores de potência são utilizados em larga escala para aumentar (transformadores elevadores) ou diminuir (transformadores abaixadores) a tensão elétrica em sistemas de alta potência. Eles são utilizados em subestações elevadoras, tipicamente com o intuito de elevar a tensão aplicada no primário, de modo a viabilizar a transmissão de blocos de potência ao longo de grandes distâncias. Os transformadores de potência também são utilizados amplamente em subestações abaixadoras, com o intuito de reduzir o nível de tensão que chega em seu primário, visando possibilitar a distribuição de potência para os consumidores de forma segura e confiável.

Já os transformadores de potencial são empregados para medir tensões em sistemas de alta tensão, permitindo que equipamentos de proteção e controle operem de forma precisa e segura. Eles fornecem uma versão reduzida da tensão do sistema para que os dispositivos de medição possam operar em níveis seguros.

Por sua vez, os transformadores de corrente têm a função de reduzir a intensidade da corrente elétrica em sistemas de alta potência, permitindo que dispositivos de proteção, como relés, monitorem o fluxo de corrente com segurança. Eles também fornecem uma corrente proporcional à corrente no circuito principal, facilitando a medição e o controle dos sistemas elétricos.

#### 6.1.1. Transformadores de potencial

O propósito de um Transformador de Potencial (TP) é fornecer uma tensão isolada no secundário que seja uma representação proporcional da tensão aplicada no primário, mantendo-se fiel a natureza da onda. Isso permite a leitura da tensão no primário, sem que os instrumentos de medição e proteção precisem possuir o nível de isolamento para o nível de tensão aplicado no primário do transformador de potencial. Os transformadores de potencial podem possuir diversas configurações, porém na sua forma mais simples,

eles possuem um enrolamento primário com muitas espiras, e um enrolamento secundário através do qual se obtém a tensão desejada, que é normalmente padronizada em 115 V ou  $\frac{115}{\sqrt{3}}$  V. Deste modo, os transformadores de potencial são utilizados para suprir aparelhos que apresentam elevadas impedâncias, como voltímetros, relés de tensão e bobinas de tensão de medidores de energia. Portanto, os transformadores de potencial são empregados em ambos os sistemas de medição e faturamento, e no sistema de proteção.

Os transformadores de potencial são fabricados de acordo com o esquema de ligação que é requisitado, com o nível de tensão primária, secundária e o tipo de instalação necessário. O enrolamento do primário é construído a partir de uma bobina de várias camadas de fio, normalmente submetida a uma esmaltação, e enrolada em um núcleo de material ferromagnético no qual também se envolve os enrolamentos secundários. Já os enrolamentos secundários são comumente construídos a partir de fios de cobre duplamente esmaltados, e são isolados eletricamente dos enrolamentos primários a partir de fitas de papel especial.

Normalmente, os transformadores de potencial possuem seu núcleo e enrolamentos isolados a partir da utilização de óleo mineral isolante. Se o transformador for de construção em óleo, o núcleo e suas bobinas são secos sob vácuo e calor. Ao ser completamente montado, o transformador é então preenchido com óleo isolante.

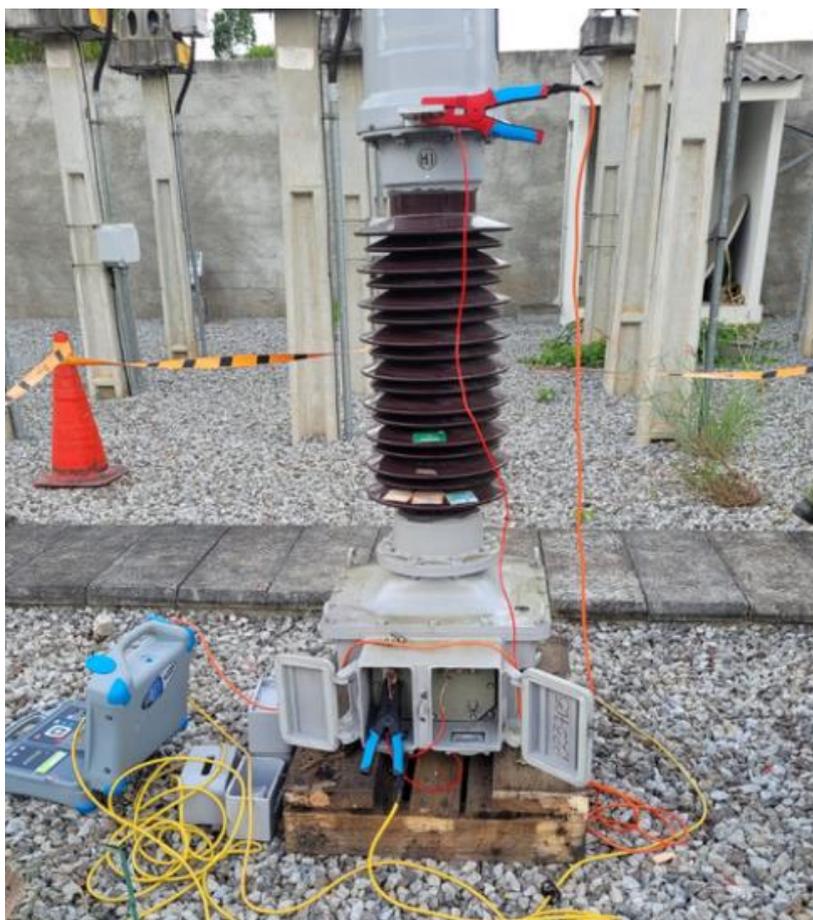
**Figura 15** – Transformador de potencial indutivo



Fonte: <https://www.rescuecursos.com/laudo-de-transformador-de-potencial-indutivo-nbr-6855/>. Acesso em: 14. Abr. 2024.

O tanque dos transformadores de potencial geralmente é construído com chapa de ferro pintada ou galvanizada a fogo. Em sua parte superior, são fixados os isoladores, que são geralmente fabricados em porcelana, e em sua parte inferior, encontram-se os elementos ativos, ou seja, a caixa de ligação dos terminais secundários, além de um terminal de aterramento.

**Figura 16** – Caixa de conexões de um transformador de potencial



Fonte: Autoria própria

Os transformadores de potencial utilizados em subestações são tipicamente de dois tipos: Indutivo (TPI) ou capacitivo (TPC). O TP indutivo é o tipo mais encontrado para tensões de até 138 kV, onde para estes níveis de tensão, apresentam um custo de fabricação menor do que o do tipo capacitivo. Os TPs indutivos são construídos a partir de um enrolamento primário que envolve um núcleo de ferro-silício, que é comum ao enrolamento secundário, e seu princípio de funcionamento baseia-se na conversão eletromagnética entre os enrolamentos primário e secundário, onde para uma tensão aplicada no primário, obtém-se nos terminais secundários uma tensão reduzida dada pelo

valor da relação de transformação de tensão, com proporcionalidade estabelecida na equação (2).

Já os transformadores de potencial do tipo capacitivo, são construídos basicamente a partir de dois conjuntos de capacitores que servem para fornecer um divisor de tensão e permitir a comunicação através de um sistema *carrier*. Normalmente eles são empregados para tensões iguais ou superiores a 138 kV, e construtivamente, o TCP possui seus conjuntos imersos em um invólucro de porcelana, com seu divisor capacitivo ligado entre fase e terra. Uma derivação intermediária alimenta um grupo de medida de média tensão, que é composto basicamente por um TPI, com seu primário conectado a derivação, um reator de compensação ajustável, com finalidade de controlar as quedas de tensão no divisor de tensão capacitivo, e um dispositivo de amortecimento de fenômenos de ferorrressonância.

Os transformadores de potencial são utilizados primariamente para duas funções: medição e proteção. Quando utilizados para medição, geralmente o secundário dos TPs é conectado a um multimedidor de grandezas elétricas, que pode ser da concessionária de energia, ou do cliente. TPs de medição precisam ter um grau de exatidão maior do que os utilizados para proteção, uma vez que é necessário ter uma visão exata da quantidade de energia consumida para que seja possível realizar o faturamento de forma justa. Já os TPs utilizados para proteção, tem seus secundários tipicamente conectados a dispositivos chamados de relés de proteção, que analisam as tensões fornecidas pelo TC a fim de monitorá-la e mandar um sinal de *trip* para o disjuntor quando alguma anomalia de tensão é detectada.

#### 6.1.2. Transformadores de corrente

Os Transformadores de Corrente (TC) são equipamentos similares aos transformadores de potencial quanto a sua aplicação, uma vez que são equipamentos que permitem os instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuírem especificação de corrente nominal de acordo com a corrente de carga do circuito ao qual estão ligados. Na sua forma mais simples, eles possuem um primário, geralmente de poucas espiras, e um secundário, no qual a corrente nominal transformada é, na maioria dos casos, igual a 5 A. Normalmente, os TCs são utilizados para alimentar equipamentos que possuem baixa resistência elétrica, como relés de proteção, multimedidores de energia e amperímetros. Os TCs funcionam baseados no

princípio de conversão eletromagnética, onde as elevadas correntes que percorrem seu primário são convertidas em pequenas relações secundárias, de acordo com a relação de transformação do equipamento. Os TCs operam com tensões variáveis, dependentes da corrente primária e da carga ligada no seu secundário. A relação de transformação das correntes primária e secundária é inversamente proporcional à relação entre o número de espiras dos enrolamentos primário e secundário.

Existem diferentes tipos construtivos de transformadores de corrente, cada um com características específicas que atendem a diversas necessidades de aplicação. Os principais tipos são:

#### 6.1.2.1. TCs tipo barra

Ele consiste em um núcleo de ferro envolvido por um enrolamento primário e um enrolamento secundário. O circuito primário é conectado ao barramento principal, enquanto o circuito secundário é ligado ao instrumento de medição ou dispositivo de proteção. Os TCs tipo barra são convenientes para aplicações em sistemas de barramento onde a instalação direta é preferível.

**Figura 17 – TC tipo barra**



Fonte: <https://www.minulight.com.br/energia-eletrica/transformadores/transformador-de-corrente-tipo-barra-incorporada/>. Acesso em: 14. abr. 2024.

### 6.1.2.2. TC tipo enrolado

Nesse tipo de TC, os enrolamentos primário e secundário são dispostos de forma concêntrica em torno do núcleo de ferro. Eles são enrolados em camadas para otimizar o acoplamento magnético e a eficiência da medição. Os TCs tipo enrolado são comumente utilizados em aplicações industriais e de distribuição de energia, oferecendo boa precisão e confiabilidade.

**Figura 18** – Transformadores de corrente do tipo enrolado



Fonte: <https://www.rehtom.com.br/transformador-corrente-tc-transformadores-correntes-tcs>. Acesso em: 14. abr. 2024.

### 6.1.2.3. TC tipo janela

Os TCs tipo janela possuem uma abertura (janela) no núcleo por onde o condutor que transporta a corrente a ser medida passa. Isso elimina a necessidade de interromper o circuito para instalar o transformador, sendo especialmente útil em situações onde interrupções não são viáveis ou práticas. Eles são amplamente empregados em sistemas de monitoramento de corrente em tempo real.

**Figura 19** – Transformador de corrente do tipo janela



Fonte: <https://www.viewtech.ind.br/transformador-de-corrente-tc-tipo-janela-100-5a>. Acesso em: 14. abr. 2024.

#### 6.1.2.4. TC tipo bucha

Esse tipo de TC é projetado para ser instalado em equipamentos como transformadores de potência e disjuntores. Eles são integrados diretamente na estrutura desses equipamentos, permitindo a medição de corrente de forma precisa e confiável. Os TCs tipo bucha são essenciais para monitoramento e proteção de equipamentos críticos em subestações e sistemas de distribuição de energia.

**Figura 20** – Transformador de corrente tipo bucha



Fonte: [https://www.cic-ltd.com.tw/pt/product/CIC-CT\\_EO1M6\\_20\\_150.html](https://www.cic-ltd.com.tw/pt/product/CIC-CT_EO1M6_20_150.html). Acesso em: 14. abr. 2024.

#### 6.1.2.5. TC tipo núcleo dividido

Os TCs tipo núcleo dividido possuem um núcleo de ferro que pode ser separado para facilitar a instalação em torno de condutores já existentes. Essa característica os torna ideais para aplicações em que a instalação direta não é possível ou prática. Eles são frequentemente utilizados em retrofitting de sistemas elétricos e em ambientes onde a flexibilidade de instalação é essencial.

**Figura 21** – Transformador de corrente tipo núcleo dividido



Fonte: <https://enermox.com.br/produtos/transformadores-de-corrente/tc-bi-partido-linha-compacto-333mv/>. Acesso em: 14. abr. 2024.

Em subestações elétricas, os transformadores de corrente precisam ter isolamento adequado para média e alta tensão. Para os casos de média tensão, os TCs são tipicamente isolados em resinas sintéticas, ou óleo mineral, onde seu núcleo está imerso em um tanque metálico cheio de óleo isolante, e os terminais primários são constituídos por isoladores de porcelana. Já os TCs de alta tensão, que são tipicamente empregados para uso externo, são fabricados com isolamento em porcelana-óleo, e também existem TCs isolados com o gás SF<sub>6</sub>.

### 6.1.3. Transformadores de potência

Os transformadores de potência desempenham um papel essencial na transmissão e distribuição eficiente de energia elétrica em larga escala. São dispositivos que permitem a conversão e o transporte de energia elétrica em diferentes níveis de tensão, viabilizando sua utilização em diversas aplicações industriais, comerciais e residenciais.

Os transformadores de potência funcionam com base nos princípios da indução eletromagnética, onde a variação de corrente em um enrolamento gera um campo magnético que, por sua vez, induz uma corrente em outro enrolamento. Os transformadores de potência são compostos por um núcleo de ferro e dois ou mais enrolamentos de cobre isolados entre si, conhecidos como enrolamento primário e enrolamento secundário. O enrolamento primário é conectado à fonte de energia elétrica, enquanto o enrolamento secundário está ligado ao sistema ou equipamento que receberá a energia transformada. A relação entre o número de espiras nos enrolamentos determina a relação de transformação, ou seja, a diferença de potencial entre a entrada e a saída do transformador. Os transformadores de potência são classificados de acordo com sua aplicação e características construtivas, podendo ser classificados em transformadores monofásicos ou trifásicos, de distribuição ou de transmissão, com refrigeração a óleo, a ar ou a gás, entre outras variações. Cada tipo de transformador é projetado para atender às exigências específicas de tensão, corrente, eficiência e segurança do sistema elétrico em que será utilizado.

Em um sistema elétrico, os transformadores são utilizados desde as usinas de produção, onde são utilizados para elevar o valor da tensão gerada, de modo a viabilizar a transmissão da energia gerada, até os pontos de consumo, onde a tensão é rebaixada ao nível de subtransmissão e de distribuição, alimentando as redes urbanas e rurais.

Os transformadores de potência possuem diversas formas construtivas, que variam de acordo com a aplicação e robustez demandada do equipamento, abaixo, seguem os principais tipos de transformadores:

#### 6.1.3.1. Transformadores monofásicos

Também conhecidos como transformadores monobuchas, são utilizados principalmente em aplicações de distribuição rural, caracterizados por serem monofilares com retorno por terra. Eles possuem uma única entrada de alta tensão (bucha de entrada) e uma única saída de baixa tensão (bucha de saída). Normalmente, esse tipo de transformador apresenta um baixo custo e uma potência nominal não maior que 15 kVA

**Figura 22** – Transformador monofásico



Fonte: <https://embtransformadores.com.br/>. Acesso em: 14. abr. 2024.

#### 6.1.3.2. Transformadores bifásicos

Estes transformadores possuem dois enrolamentos primários e dois enrolamentos secundários, projetados para sistemas de energia elétrica bifásicos, normalmente para operar individualmente em redes de distribuição rural, ou na formação de bancos de transformação. Quando operados em bancos, os transformadores bifásicos podem alimentar cargas monofásicas e trifásicas. Os transformadores bifásicos são menos comuns do que os monofásicos ou trifásicos, mas ainda são utilizados em certas aplicações específicas.

**Figura 23** – Transformador bifásico

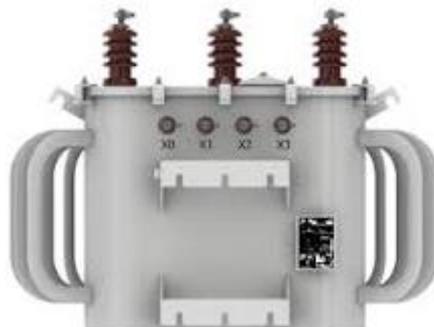


Fonte: <https://judycabos.com.br/produto/transformador-de-distribuicao/>. Acesso em: 14. abr. 2024.

#### 6.1.3.3. Transformadores trifásicos

São os mais amplamente utilizados na transmissão e distribuição de energia elétrica em sistemas trifásicos. Eles possuem três enrolamentos primários e três enrolamentos secundários, cada um correspondente a uma fase (R, S e T). A configuração típica é delta no primário e estrela no secundário, mas outras configurações também são possíveis dependendo das necessidades do sistema elétrico.

**Figura 24** – Transformador trifásico



Fonte: <https://www.eletricabsb.com.br/item/transformador-de-distribuicao-trifasico-a-oleo-1125-kva-138-kv380220-v-nucleo-de-aluminio>. Acesso em: 14. Abr. 2024.

Além desses tipos construtivos básicos, os transformadores de potência podem apresentar variações em relação à refrigeração (óleo, ar, gás), ao tipo de núcleo (núcleo de ferro, núcleo amorfo), à relação de transformação, à potência nominal e outras características específicas de projeto.

#### 6.1.3.4. Transformadores a óleo

Os transformadores a óleo são os mais tradicionais e amplamente utilizados em sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Eles são preenchidos com óleo mineral isolante, que desempenha diversas funções:

- Isolamento elétrico: O óleo proporciona um excelente isolamento elétrico entre as diferentes partes do transformador, prevenindo descargas e arcos elétricos.
- Resfriamento: O óleo também atua como meio de resfriamento, dissipando o calor gerado durante o funcionamento do transformador.
- Proteção contra oxidação: O óleo isolante é projetado para proteger as partes metálicas internas do transformador contra a oxidação e a corrosão.

Os transformadores a óleo são comumente encontrados em subestações, redes de distribuição de energia e sistemas de transmissão de alta potência. No entanto, eles requerem manutenção regular para verificar o nível de óleo, sua pureza e realizar testes de isolamento, além de medidas de segurança adequadas devido ao risco de incêndios e vazamentos.

#### 6.1.3.5. Transformadores a seco

Os transformadores a seco, por outro lado, utilizam materiais sólidos como isolantes, eliminando a necessidade de óleo. Alguns dos isolantes secos mais comuns incluem resinas epóxi, poliéster e ar. as principais vantagens dos transformadores a seco incluem:

- Segurança ambiental: Por não utilizarem óleo, os transformadores a seco são menos danosos ao meio ambiente, reduzindo o risco de vazamentos de substâncias nocivas.
- Menor frequência de manutenção: Geralmente, os transformadores a seco requerem menos manutenção em comparação com os transformadores a óleo, pois

não há necessidade de monitoramento do nível de óleo, troca de óleo e tratamento de resíduos.

- Aplicações internas: Os transformadores a seco são ideais para aplicações internas em edifícios, hospitais, indústrias, entre outros locais onde o uso de óleo pode representar um risco à segurança.

No entanto, os transformadores a seco também apresentam algumas limitações, como menor capacidade de resfriamento em comparação com os transformadores a óleo e custos iniciais mais elevados em alguns casos.

**Figura 25** – Transformador a seco



Fonte: [https://www.weg.net/catalog/weg/RS/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Transformadores-a-Seco/Transformador-a-Seco/p/MKT\\_WTD\\_SMALL\\_DRY\\_TYPE\\_TRANSFORMER\\_UP\\_TO\\_300KVA](https://www.weg.net/catalog/weg/RS/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Transformadores-a-Seco/Transformador-a-Seco/p/MKT_WTD_SMALL_DRY_TYPE_TRANSFORMER_UP_TO_300KVA). Acesso em: 14. abr. 2024.

#### 6.1.3.6. Componentes dos transformadores

Além dos tipos construtivos, os transformadores de potência são equipamentos complexos, que possuem diversas partes construtivas e acessórios. De forma resumida, os componentes de um transformador de potência de uso em subestações são:

- **Tanque:** o tanque é a estrutura externa do transformador que abriga todos os componentes internos. Ele é geralmente feito de aço ou alumínio e projetado para abrigar o núcleo, conter o óleo isolante e transmitir ao meio exterior o calor gerado

na parte ativa. Para este fim, os tanques podem ser fabricados com radiadores em tubo ou em chapa de aço;

- **Conservador de líquido isolante:** o conservador é uma extensão do tanque que armazena o óleo isolante extra do transformador. Ele permite a expansão e contração do óleo devido às variações de temperatura, mantendo o nível correto do líquido dentro do transformador.
- **Secador de ar:** o secador de ar é responsável por manter o ar dentro do transformador seco, prevenindo a formação de condensação e a absorção de umidade pelo óleo isolante. Isso ajuda a prolongar a vida útil do transformador e a evitar danos causados pela presença de água.
- **Núcleo:** o núcleo é uma parte central do transformador composta por lâminas de aço silício empilhadas, projetadas para conduzir o fluxo magnético gerado pela corrente elétrica nos enrolamentos. Ele maximiza o acoplamento magnético e minimiza as perdas por corrente parasita.
- **Enrolamentos:** os enrolamentos são constituídos por fios de cobre ou alumínio isolados entre si e enrolados em torno do núcleo do transformador. Eles são responsáveis por induzir a corrente elétrica no primário e secundário do transformador, realizando a transferência de energia entre os circuitos.
- **Líquidos isolantes:** o óleo isolante é o líquido mais comumente usado em transformadores de potência para fornecer isolamento elétrico e dissipar o calor gerado durante a operação. Ele também ajuda a proteger os componentes internos contra a oxidação e a corrosão.
- **Termômetro e Indicador de nível de óleo:** esses dispositivos monitoram a temperatura do óleo e o nível de líquido dentro do transformador, fornecendo informações importantes para o controle e a manutenção adequada do equipamento.
- **Quadro de comando e controle:** o quadro de comando abriga os dispositivos de controle, proteção e monitoramento do transformador, permitindo a operação segura e eficiente do equipamento.
- **Dispositivo para retirada da amostra de óleo:** esse dispositivo é utilizado para coletar amostras de óleo do transformador para análise laboratorial, permitindo a detecção precoce de possíveis problemas e a tomada de medidas preventivas.

- **Válvula para alívio de pressão:** a válvula de alívio de pressão é projetada para liberar o excesso de pressão interna do transformador em caso de aumento repentino de temperatura ou falha interna, protegendo o equipamento contra danos.
- **Relé de súbita pressão e Relé de Buchholz:** esses relés são dispositivos de proteção que monitoram o transformador em busca de anomalias, como súbitas variações de pressão ou a presença de gás no óleo, indicando possíveis falhas ou defeitos internos.
- **Dispositivo de absorção de umidade:** este dispositivo é utilizado para remover a umidade presente no óleo isolante, garantindo a integridade e a eficiência do sistema isolante.
- **Sistema de ventilação forçada e Sistema de resfriamento:** esses sistemas são responsáveis por controlar a temperatura interna do transformador, garantindo que ele opere dentro dos limites seguros e eficientes de temperatura.

**Figura 26 - Transformador trifásico de alta tensão**



Fonte: <https://www.manutencaoesuprimentos.com.br/seguranca-em-transformadores-de-alta-e-media-tensao/#gsc.tab=0>. Acesso em: 14. abr. 2024.

## 6.2. Para-raios

Os para-raios vistos em subestações elétricas e em linhas e redes de transmissão e distribuição, tem como objetivo proteger o sistema elétrico contra surtos de tensão. Estes surtos são originados de descargas atmosféricas que podem incidir em elementos da rede elétrica, ocasionando sobretensões, conseqüentemente danificando ativos e oferecendo riscos as pessoas. As linhas de transmissão e redes aéreas de distribuição, tanto rurais quanto urbanas, são extremamente vulneráveis as descargas atmosféricas que podem incidir em suas áreas, especialmente pelo fato de serem estruturas elevadas, com geometria propícia para a incidência destas descargas. Então, para que se possa proteger o sistema dos surtos de tensão, são instalados equipamentos que reduzem o nível destas sobretensões a valores compatíveis com a suportabilidade dos sistemas, estes equipamentos são os para-raios.

Funcionalmente, os para-raios são varistores, ou seja, resistores não lineares. O objetivo dos para-raios é se tornar um bom condutor (Baixa resistência) quando submetido a elevadas tensões. De forma análoga, mediante tensões normais de operação, conforme previstas em projeto, os para-raios apresentam uma alta resistência, de modo que pouca corrente circula através dele. Além disso, os para-raios são tipicamente instalados em paralelo com o circuito que eles protegem, e conectados a malha de aterramento da estrutura onde está instalado, de modo a escoar a corrente elétrica de modo eficaz. Construtivamente, os para-raios são fabricados a partir de dois elementos de características não lineares:

### 6.2.1. Para-raios de Carboneto de Silício (SiC)

São aqueles para-raios que utilizam o carboneto de silício como sua principal matéria prima, e são constituídos basicamente por um corpo de porcelana, construído a partir de porcelana vitrificada de alta resistência mecânica e dielétrica, dentro do qual estão instalados os principais elementos ativos dos para-raios. Além disso, os para-raios de carboneto de silício possuem um centelhador em série, que basicamente é um ou mais espaçadores entre os eletrodos, dispostos em série com os resistores não lineares e que tem como objetivo assegurar uma característica de interrupção regular, com uma rápida extinção da corrente subsequente, fornecida pelo sistema. Também são compostos por desligadores automáticos, que são elementos resistivos colocados em série com uma cápsula explosiva que é protegida por um corpo de baquelite. Sua principal função é

desligar o para-raios defeituoso da rede através de sua autoexplosão, servindo também como indicador visual de problemas no para-raios. Além destes, o para-raios possui instalado em seu conjunto um protetor contra sobrepressão, que é um dispositivo destinado a aliviar a pressão interna devido a falhas ocasionais do para-raios e sua ação permite o escape dos gases formados em seu interior antes que eles danifiquem o corpo de porcelana do equipamento. Por último, estes equipamentos possuem uma mola de compressão, que é fabricada em fio de aço de alta resistência mecânica, e possui a função de reduzir a resistência de contato entre os blocos cerâmicos.

**Figura 27** – Para-raios de carboneto de silício



Fonte: <http://www.lssilvamateriaiseletricos.com.br/para-raios.html>. Acesso em: 16. abr. 2024.

#### 6.2.2. Para-raios de Óxido de Zinco (ZnO)

Este tipo de para-raios utiliza como material não linear o Óxido de Zinco (ZnO). A principal diferença entre estes para-raios e os para-raios de Carboneto de Silício (SiC) é o fato de que nos de ZnO não existem centelhadores em série. Além disso, os blocos cerâmicos que contêm os resistores não lineares são compostos por uma mistura de ZnO com outros óxidos metálicos, como antimônio, manganês, bismuto e cobalto. Eles apresentam uma maior capacidade de absorção de energia, possuem um nível de proteção mais bem definido, e suas curvas de atuação do para-raios não apresentam transitórios, por não possuírem centelhadores. Porém de forma semelhante aos para-raios de SiC, os de ZnO são envoltos por uma peça cerâmica, na qual dentro de seu interior estão instalados os varistores de óxido metálico. Também, os para-raios de óxido de zinco podem ser fabricados com sua isolação sendo feita a partir de um isolador polimérico,

fabricados a partir de uma borracha de silicone. Tipicamente, este para-raios vem equipados com contadores de descargas, que tem como objetivo contar o número de operações do dispositivo a partir de um dado valor de corrente e duração

**Figura 28** – Para-raios de Óxido de Zinco (ZnO)



Fonte: <https://balestro.com.br/para-raios-de-subestacao/>. Acesso em: 16. abr. 2024

### **6.3. Relés de proteção**

Os relés de proteção desempenham um papel vital nas subestações elétricas ao monitorar constantemente as condições da rede, recebendo sinais dos transformadores de potencial e de corrente, de modo a monitorar constantemente os sinais enviados por estes equipamentos e responder de forma rápida e precisa a qualquer anomalia que possa representar um risco para o sistema elétrico. Esses dispositivos funcionam como os olhos da subestação, identificando anomalias como sobretensões, sobrecorrentes e isolando áreas com falhas para evitar danos mais graves ou interrupções no fornecimento de energia.

O conceito operacional dos relés baseia-se na detecção de parâmetros elétricos anormais, como sobrecargas, curtos-circuitos, falhas de isolamento e desequilíbrios de

fase. Eles são projetados para atuar quando essas condições ultrapassam os limites predefinidos, emitindo comandos para desligar seções específicas da rede elétrica ou acionar sistemas de proteção para evitar danos aos equipamentos e garantir a continuidade do fornecimento de energia. Os relés de proteção modernos incorporam tecnologias avançadas, como lógica programável, comunicação digital e algoritmos de detecção de falhas. Isso permite uma resposta mais rápida e adaptável às condições do sistema, contribuindo para a eficiência operacional e a segurança das subestações elétricas.

**Figura 29 - Relé de proteção digital**



Fonte: <https://selinc.com/pt/products/751/>. Acesso em: 17. abr. 2024

Os relés de proteção utilizados atualmente são do tipo microprocessados, também conhecidos como relés digitais. Este tipo de relé é baseado no uso de microprocessadores, e são programáveis, podendo realizar diversas funções, tanto de medição como de proteção. A utilização deste tipo de relé se popularizou pela facilidade em que se encontra para se alterar a lógica de atuação do equipamento, e da variedade de funções que o mesmo consegue desempenhar. Na prática, os relés de proteção são usados em subestações para proteger alimentadores, transformadores, linhas de transmissão, etc. Normalmente, os contatos de *trip* do relé são conectados a bobina de abertura dos disjuntores do circuito em que ele está protegendo, de modo que quando o sinal é enviado, o circuito é seccionado.

## 6.4. Disjuntores

Os disjuntores são equipamentos destinados a realizar a interrupção e o reestabelecimento das correntes elétricas em um determinado ponto do circuito. Em conjunto dos disjuntores, sempre devem ser instalados relés de proteção, equipamentos descritos no tópico anterior que são responsáveis por identificar anomalias na rede elétrica e enviar o sinal para que os disjuntores abram seus contatos, seccionando assim o circuito. A principal função de um disjuntor é interromper as correntes de defeito que passa por um circuito, dentro do menor tempo possível. Os disjuntores são responsáveis por seccionar os circuitos em situação de curto-circuito ou sobrecarga, ou seja, realizar a abertura dos contatos elétricos sob estas condições, o que na maioria das vezes resulta no surgimento de arcos elétricos entre os contatos durante o processo de abertura. Para mitigar esse efeito, os disjuntores são dotados de câmaras de extinção de arco elétrico, cuja fabricação e aspectos construtivos são variados de acordo com o fabricante. Além disso, os disjuntores apresentam diferentes mecanismos de acionamento. É basicamente por meio destes dois aspectos que se pode categorizar os disjuntores de alta tensão.

### 6.4.1. Disjuntores a óleo

Os disjuntores a óleo são mais vistos em sistemas de média tensão e subestações consumidoras de pequeno e médio porte. Eles possuem um custo reduzido de fabricação, e uma grande robustez construtiva, além de baixas exigências de manutenção e são de fácil operação. Normalmente, são observados dois tipos de disjuntores a óleo, o a Grande Volume de Óleo (GVO) e o a Pequeno Volume de Óleo (PVO). Nos GVOs, os contatos dos três polos se localizam dentro de um único recipiente preenchido por uma grande quantidade de óleo mineral isolante. O recipiente geralmente é construído a partir de uma chapa de aço robusta, e na sua parte superior uma tampa metálica, com as vedações sendo feitas a partir de borracha. Além disso, o interior do tanque é revestido por material isolante.

**Figura 30** – Disjuntor a grande volume de óleo



Fonte: <https://www.solostocks.com.br/venda-produtos/disjuntores/disjuntores-sace-c15-3189947>. Acesso em: 18. abr. 2024

Já os PVOs, os contatos são instalados no interior de câmaras de extinção individualmente separadas, e montadas juntamente com a caixa do mecanismo de comando numa estrutura de cantoneiras de ferro galvanizado. O óleo utilizado nestes disjuntores pode ser parafínico ou naftênico, a depender da especificação do disjuntor feita pelo fabricante. Cada polo destes disjuntores é constituído de um cilindro de fibra de vidro e resina epóxi com parede de grande espessura, que é capaz de suportar elevadas pressões internas durante a operação.

**Figura 31** – Disjuntor a pequeno volume de óleo



Fonte: <https://www.radialenergia.com.br/disjuntor>. Acesso em: 18. abr. 2024

#### 6.4.2. Disjuntores a vácuo

Os disjuntores a vácuo são aqueles que utilizam câmaras de vácuo como elemento de extinção do arco elétrico. Eles são constituídos de três polos individualmente instalados através de isoladores de suporte em epóxi na caixa de manobra, que é dotada de todos os mecanismos destinados a operação do equipamento. Cada polo é constituído de uma câmara a vácuo, e os contatos fixos e móveis são montados no interior da câmara a vácuo. Normalmente, os disjuntores a vácuo são montados em uma estrutura metálica, em perfis de aço e são fixados ao solo, quando em operação. Entretanto, eles também são fabricados para funcionar como disjuntores extraíveis, normalmente vistos instalados no interior de cubículos de média tensão.

**Figura 32** – Disjuntor a vácuo do tipo extraível



Fonte: [https://img.directindustry.com/pt/images\\_di/photo-mg/9191-16754062.jpg](https://img.directindustry.com/pt/images_di/photo-mg/9191-16754062.jpg). Acesso em: 18. abr. 2024

### **6.5. Chaves seccionadoras**

As chaves seccionadoras são dispositivos mecânicos de manobra que quando na posição aberta, asseguram uma distância de isolamento entre os contatos, e na posição fechada mantém a continuidade do circuito elétrico. As chaves seccionadoras são utilizadas em subestações para permitir a manobra de circuitos elétricos sem carga, de modo a isolar equipamentos como transformadores, disjuntores, barramentos, TCs e TPs. As chaves seccionadoras podem ser monoplares ou tripolares, e seus aspectos construtivos vão variar de acordo com o propósito de sua utilização e local de instalação. As chaves seccionadoras podem ser de uso interno, quando são utilizadas em subestações abrigadas, geralmente de alvenaria e para tensões de até 34,5 kV, e também podem ser de uso externo, quando utilizadas em subestações ao tempo. As chaves seccionadoras podem possuir diversas formas de operação, a depender de sua fabricação, como por exemplo abertura dos contatos sendo feita de forma horizontal, ou as chaves conhecidas como pantográficas, que possuem a abertura dos contatos sendo feita verticalmente. Além disso, as chaves podem ou não possuir lâminas de terra, que são nada mais do que conexões com a terra do sistema que são feitas quando as chaves seccionadoras são abertas, de modo a dar mais segurança para os operadores e o sistema.

**Figura 33** – Chave seccionadora do tipo pantográfica de uso externo



Fonte: [https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Secionadores/Secionador-Semi-pantogr%C3%A1fica-Horizontal/Secionador-Semi-pantogr%C3%A1fico-Horizontal-%28WSSPH%29/p/MKT\\_WTD\\_HORIZONTAL\\_SEMI-PANTOGRAPH\\_DISCONNECTOR](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Secionadores/Secionador-Semi-pantogr%C3%A1fica-Horizontal/Secionador-Semi-pantogr%C3%A1fico-Horizontal-%28WSSPH%29/p/MKT_WTD_HORIZONTAL_SEMI-PANTOGRAPH_DISCONNECTOR). Acesso em: 18. abr. 2024

## **7. ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO EM EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES**

Garantir a confiabilidade dos equipamentos elétricos em subestações é uma tarefa crítica para manter a operação eficiente e segura do sistema elétrico como um todo. Nesse contexto, a manutenção preditiva e preventiva emerge como um conjunto de atividades fundamentais, desempenhando um papel crucial na identificação precoce de falhas potenciais e na mitigação de possíveis danos. A manutenção preditiva, baseada em monitoramento contínuo e análise de dados, permite antecipar problemas e agir proativamente, evitando paradas não planejadas e reduzindo custos associados à manutenção corretiva. Já a manutenção preventiva, realizada de forma programada e

regular, visa prevenir o desgaste excessivo dos equipamentos e prolongar sua vida útil, contribuindo para a confiabilidade operacional do sistema.

Dentro desse contexto, é fundamental compreender as principais atividades envolvidas nesses tipos de manutenção, desde inspeções visuais e termográficas até análises de óleo e testes elétricos. A integração de tecnologias de monitoramento e sistemas de análise preditiva, também desempenha um papel significativo na otimização dessas práticas, fornecendo dados em tempo real e insights valiosos para a tomada de decisão.

Neste capítulo, serão exploradas as estratégias e metodologias adotadas para a execução eficiente da manutenção preditiva e preventiva em equipamentos elétricos de subestações, destacando sua importância na garantia da confiabilidade operacional e no aumento da disponibilidade dos sistemas elétricos

## **7.1. Transformadores de Potência**

Devido à grande importância dos transformadores de potência nas subestações, desempenhando um papel central no fornecimento de energia, recomenda-se uma série de avaliações que devem ser feitas por meio de inspeções preventivas no equipamento:

### **7.1.1. Inspeções visuais**

Uma parte importante da manutenção dos transformadores de potência é a realização de inspeções visuais periódicas detalhadas do equipamento, tomando nota dos pontos inspecionados, de modo a se construir um histórico, que fornecerá informações importantes para gerar o diagnóstico da saúde do equipamento. Abaixo, seguem os principais pontos que devem ser inspecionados para os transformadores de potência:

- Inspeção do estado geral de conservação do equipamento: Nas inspeções visuais periódicas a serem realizadas nas subestações, deve-se avaliar o estado dos transformadores de potência, se atentando a sinais de corrosão, arranhões ou de pontos amassador na carcaça. Além disso, é importante avaliar o estado das buchas e para-raios, se atentando a possíveis trincas e fissuras nas buchas, além do nível de sujidade acumulada nos isoladores;

- Verificação da existência de vazamentos de óleo: Deve-se avaliar cuidadosamente o estado das flanges e registros de saída de óleo do transformador, além das conexões do tanque de expansão. É importante se atentar para pontos escurecidos, que podem indicar vazamentos de óleo isolante, que pode vaziar por alguma possível perfuração na estrutura metálica, ou pelo desgaste das vedações;
- Verificação do aterramento da carcaça e da fixação das conexões;
- Checar o nível de óleo mostrado pelo indicador magnético de nível de óleo;
- Checar a temperatura do óleo e dos enrolamentos, através de monitor de temperatura, quando o transformador possuir;
- Inspeccionar cor da sílica em gel do secador de ar, avaliando se o material está mudando de cor, indicando a perda das propriedades de secagem do ar. Checar também o nível de óleo isolante no secador;
- Inspeccionar o contador de descargas dos para-raios do transformador, tomar nota do número de descargas apresentado;
- Verificação do nível de ruído, da vibração do tanque e das aletas dos radiadores;
- Checar funcionamento do sistema de ventilação forçada, via acionamento manual.

#### 7.1.2. Ensaio elétrico

Além das análises qualitativas feitas a partir das inspeções visuais dos transformadores, outras atividades de manutenção preditiva são importantes de serem realizadas, como os ensaios elétricos. Estes ensaios são uma forma mais invasiva de diagnosticar a saúde dos transformadores, porém, oferecem dados para a realização de análises quantitativas que permitem a detecção de anomalias no equipamento antes que ele apresente uma falha funcional. Os principais ensaios de rotina em transformadores de potência são os testes de resistência do isolamento, resistência dos enrolamentos, teste de relação de transformação, e o teste do fator de potência ou do fator de perdas dielétricas.

##### 7.1.2.1. Ensaio de resistência do isolamento

O ensaio de resistência do isolamento de um transformador é um dos mais importantes ensaios para a detecção de falhas no equipamento. Ele é realizado a fim de se avaliar as condições da isolação do transformador por meio da aplicação de uma tensão em corrente contínua, utilizando-se tipicamente um megômetro. A medida da resistência

do isolamento é a quantificação da dificuldade oferecida à passagem de corrente pelos materiais isolantes, e seus valores se alteram devido ao efeito da umidade e sujeira, da temperatura do material, e das perdas superficiais. A tensão aplicada no teste varia de 500 V até 10.000 V, que será responsável por gerar a circulação de um pequeno fluxo de corrente, cuja medida será inversamente proporcional a saúde da isolação do equipamento. A medição da resistência de isolação é feita entre os circuitos presentes no transformador, ou seja, deseja-se medir o valor da isolação entre o circuito de alta tensão e o de baixa tensão, a resistência entre o circuito de alta tensão e a carcaça (Potencial zero), e a resistência entre o circuito de baixa tensão e a carcaça. A tensão a ser aplicada pelo megômetro é diretamente proporcional a tensão nominal do transformador que deseja ser ensaiado, conforme pode ser observado na figura abaixo:

**Figura 34** – Tensões de ensaio para a resistência do isolamento em transformadores

Tensão Nominal (V)	Tensão de Ensaio (V)
Até 220	500
221 a 3.999	1.000
4.000 a 68.999	2.500
69.000 a 230.000	5.000

Fonte: WEG: Manual de Instruções Transformador de Força. WEG, 2020

Abaixo, é descrito o passo-a-passo para a realização e análise do ensaio em transformadores de potência:

- Devem ser obedecidos todos os procedimentos de segurança estabelecidos pela empresa ou instalação onde o ensaio será realizado, isso inclui o uso correto de Equipamentos de Proteção Individual (EPIs), e seguimento dos protocolos estabelecidos;
- O transformador deve ser desenergizado, e após o desligamento do equipamento deve-se aguardar alguns minutos para que o fluxo magnético residual no núcleo seja reduzido;
- Os cabos dos circuitos primário e secundário devem ser desconectados, incluindo o cabo de neutro;

- Deve-se curto-circuitar os terminais das buchas de um mesmo circuito, ou seja, curto-circuitar os terminais das buchas do primário, e curto-circuitar os terminais das buchas do secundário. Isso garante uma melhor distribuição do potencial elétrico;
- Deve-se garantir que o tanque do transformador está aterrado;
- Realizar uma limpeza nas buchas do transformador, utilizando flanela ou estopa embebida em álcool isopropílico;
- Realizar a conexão dos cabos do megômetro com os terminais em que se deseja medir a isolamento entre eles. Para se medir a resistência do isolamento entre o lado de alta tensão (A) e o lado de baixa tensão (B) por exemplo, deve-se conectar o cabo de *Line* (+) em um dos terminais do lado de alta tensão, o cabo de *Earth* (-) em um dos terminais do lado de baixa tensão, e o cabo de *guard* do megômetro deve estar conectada à terra (T), ou seja, ao potencial zero. Abaixo, pode-se visualizar uma figura com os esquemas de conexão a serem utilizados para os diferentes cenários de medição de resistência do isolamento:

**Figura 35** – Esquemas de ligação para ensaios de resistência do isolamento

Isolamento Medido	Identificação	Conexões		
		Line	Earth	Guard
R <sub>AB</sub>	Alta contra Baixa com Terra em GUARD	A	B	T
R <sub>AT</sub>	Alta contra Terra com Baixa em GUARD	A	T	B
R <sub>BT</sub>	Baixa contra Terra com Alta em GUARD	B	T	A
R <sub>AT//R<sub>AB</sub></sub>	Alta contra Baixa aterrada	A	B + T	-
R <sub>BT//R<sub>AB</sub></sub>	Baixa contra Alta aterrada	B	A + T	-
R <sub>AT//R<sub>BT</sub></sub>	Alta e Baixa contra Terra	H + B	T	-

Fonte: NEMÉSIO SOUSA, J.: Manutenção de Instalações e Equipamentos Elétricos, 2020.

- Após realizar a conexão dos cabos do megômetro para o arranjo escolhido, se assegurar que os cabos do megômetro não toquem em outras partes do equipamento, nem se toquem, para garantir que o resultado da medição não apresente anomalias;
- Ajustar o megômetro para o nível de tensão do equipamento a ser testado;
- Aplicar o sinal de tensão com o megômetro, e anotar os valores medidos de 15 em 15 segundos, até se passar 1 minuto de teste, e depois disso, a cada minuto, até que tenham se passado 10 minutos;

- Medir a temperatura e a umidade relativa do ar, e registrar os valores;
- Realizar a correção dos valores medidos para a temperatura de 75 °C. De acordo com a NBR 7036, as seguintes equações podem ser utilizadas para este fim:

$$R_{75\text{ }^{\circ}\text{C}} = \frac{R_T}{2^A} \quad (3)$$

Sendo,

$$A = \frac{75-T}{10} \quad (4)$$

Onde,

- $R_T$  é a resistência de isolamento na temperatura T °C;
  - T é a temperatura ambiente medida;
  - $R_{75\text{ }^{\circ}\text{C}}$  é a resistência de isolamento corrigida para a temperatura de 75 °C.
- Deve-se calcular os índices de absorção e de polarização, utilizando os dados de resistência do isolamento medidos, mais especificamente, os medidos em 30 segundos, 1 minuto e 10 minutos. Os índices podem ser calculados da seguinte forma:

$$I_{ab} = \frac{R_{1\text{ min}}}{R_{30\text{ s}}} \quad (5)$$

E,

$$I_{pol} = \frac{R_{10\text{ min}}}{R_{1\text{ min}}} \quad (6)$$

Após calculados os índices, a resistência da isolação pode ser avaliada conforme o quadro abaixo:

**Quadro 1 – Avaliação da resistência do isolamento**

Condição do isolamento	$I_{ab}$	$I_{pol}$
Pobre	< 1,0	< 1,0
Duvidoso	1,0 a 1,4	1,0 a 2,0
Aceitável	1,4 a 1,6	2,0 a 4,0
Bom	> 1,6	> 4,0

Fonte: PAULINO, Marcelo, ENSAIOS DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO E RIGIDEZ DIELÉTRICA, 2012

Outra forma de avaliação dos resultados que pode ser utilizada, é pelo cálculo da resistência mínima do isolamento, conforme especificado pela ABNT NBR 7037:

$$R_M = \frac{k \cdot V}{\sqrt{\frac{S}{f}}} \quad (7)$$

Onde,

$R_M$  é a resistência mínima de isolamento a 75 °C, em MΩ;

$k$  é uma constante, 7,95 para transformadores monofásicos e 2,65 para os trifásicos;

$V$  é a classe de isolamento do enrolamento de maior tensão no momento da medição, em kV;

$S$  é a potência nominal do transformador, em kVA;

$f$  é a frequência nominal, em Hz.

#### 7.1.2.2. Ensaio de resistência dos enrolamentos

O ensaio de resistência dos enrolamentos é realizado para medir a resistência ôhmica dos enrolamentos do transformador, a fim de avaliar o estado dos enrolamentos devido ao fator do envelhecimento natural ou acelerado devido a condições adversas de operação. Além disso, o ensaio é útil para detectar curtos-circuitos nas espiras, sendo um ensaio essencial quando se tem alguma suspeita relativa a integridade do equipamento. O ensaio é realizado fazendo-se uso de um microhmímetro ou uma ponte de Kelvin, dispositivos que tem como função medir resistências ôhmicas muito baixas com precisão. Abaixo, segue a descrição das etapas para se realizar o ensaio de resistência dos enrolamentos utilizando uma ponte de Kelvin:

- O transformador deve estar desenergizado;
- Os cabos das buchas do primário e do secundário devem ser desconectados;
- Os ensaios devem começar pela maior escala do instrumento;
- Realizar a conexão dos terminais de corrente e de potencial as buchas aos terminais onde se deseja medir a resistência dos enrolamentos, por exemplo, caso se deseja medir a resistência dos enrolamentos de alta tensão de um transformador, tipicamente com o fechamento em delta ( $\Delta$ ) no seu lado de alta, deve-se conectar os terminais da ponte de Kelvin nos terminais H1 e H2, depois entre H2 e H3, e por último em H1 e H3;

- Ligar o instrumento de medição, e aguardar a leitura da resistência se estabilizar, ela irá decrescer ao longo do tempo. Recomenda-se esperar um tempo mínimo de 15 minutos e caso o valor medido tenha se estabilizado, anotar o valor medido;
- Desligar o equipamento, e desconectar seus terminais;
- Repetir as etapas iv. e v. para os demais enrolamentos, tanto de alta tensão, como de baixa tensão, anotando-se sempre os valores medidos;
- Realizar a análise dos dados obtidos. Para se obter o valor da resistência de cada enrolamento, deve-se avaliar os valores medidos pelo instrumento, e calcular os valores das resistências individuais por meio das seguintes expressões:

$$R_{H1} = \frac{2 \cdot R_{12} \cdot R_{13}}{R_{12} + R_{13} - R_{23}} - \frac{R_{12} + R_{13} - R_{23}}{2} \quad (8)$$

$$R_{H2} = \frac{2 \cdot R_{12} \cdot R_{13}}{R_{12} + R_{23} - R_{13}} - \frac{R_{12} + R_{23} - R_{13}}{2} \quad (9)$$

$$R_{H3} = \frac{2 \cdot R_{23} \cdot R_{13}}{R_{23} + R_{13} - R_{12}} - \frac{R_{23} - R_{13} - R_{12}}{2} \quad (10)$$

Onde,

$R_{HX}$  é a resistência do enrolamento de alta tensão X;

$R_{XY}$  é a resistência medida entre os terminais X e Y.

Para os terminais de baixa tensão, tipicamente conectados em estrela (Y), os terminais do instrumento de medição devem ser conectados aos terminais do secundário, e de forma análoga realizar as medições e alternar as conexões, até se obter a medição da resistência entre todas elas. As resistências individuais dos enrolamentos para uma conexão em Y podem ser calculadas pelas equações abaixo:

$$R_{X1} = \frac{R_{12} + R_{13} - R_{23}}{2} \quad (11)$$

$$R_{X2} = \frac{R_{23} + R_{12} - R_{31}}{2} \quad (12)$$

$$R_{X3} = \frac{R_{31} + R_{23} - R_{21}}{2} \quad (13)$$

Para fins de análise, é importante se comparar com os valores de resistência especificados pelo fabricante no manual do equipamento ou catálogo. Uma diferença maior que 2% indica a existência de alguma anomalia no equipamento, como desgaste das espiras, curto-circuito entre as espiras ou dimensões incorretas do condutor. Além disso, é importante se analisar o histórico de ensaios e de manutenção do equipamento, de modo a verificar se já foi feita alguma atividade que possa ter afetado os enrolamentos.

#### 7.1.2.3. Ensaio do fator de perdas dielétricas

O ensaio de fator de perdas dielétricas, também conhecido como ensaio do fator de potência,  $\tan \delta$  ou resistência do isolamento AC, é um teste realizado para determinar o estado do isolamento do transformador, observando-se a variação das características do material isolante por meio da aplicação de tensão AC. Conforme a isolação do transformador se degrada devido ao tempo, condições adversas, ionização dos isolantes, e sujidades que se depositam em sua superfície, as perdas dielétricas aumentam, devido ao fato da sua rigidez dielétrica diminuir. A rigidez dielétrica é o limite superior da intensidade de campo elétrico que um determinado isolante é capaz de suportar sem que ele se torne um condutor. O ensaio do fator de perdas dielétricas é realizado com um equipamento chamado de medidor de perdas dielétricas, que é responsável por aplicar altas tensões em corrente alternada, entre 2 e 12 kV, e realizar a medição da corrente de carga e das perdas dielétricas.

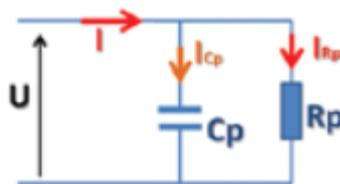
**Figura 36** – Medidor de perdas dielétricas



Fonte: Autoria própria

Considerando o diagrama simplificado do isolamento, que pode ser visualizado na figura abaixo,  $C_p$  representa a capacitância e  $R_p$  as perdas.

**Figura 37** – Diagrama simplificado do isolamento



Fonte: Fonte: PAULINO, Marcelo, AVALIAÇÃO DO ISOLAMENTO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA, 2012

Pode-se definir o fator de dissipação, ou  $\tan \delta$  como:

$$\tan \delta = \frac{|I_{RP}|}{|I_{CP}|} = \frac{1}{R_p \cdot \omega \cdot C_p} \quad (14)$$

O fator de dissipação está diretamente relacionado com o fator de potência ( $\cos \varphi$ ), que é basicamente o cosseno do ângulo entre a corrente total e a tensão aplicada. A relação entre as duas grandezas pode ser expressa da seguinte forma:

$$\tan \delta = \frac{\cos(\varphi)}{\sqrt{1 - [\cos(\varphi)]^2}} \quad (15)$$

E

$$\cos(\varphi) = \frac{\tan(\delta)}{\sqrt{1 + [\tan(\delta)]^2}} \quad (16)$$

Para a realização do ensaio de fator de perdas dielétricas, deve-se seguir os seguintes passos:

- O transformador de potência deve estar desenergizado, preferencialmente após ter passado tempo o suficiente para o campo magnético residual ter se dispersado, e o equipamento deve estar completamente isolado do sistema de potência;
- Deve ser checado o aterramento da carcaça do transformador, de modo a se garantir o sólido aterramento;
- Os terminais das buchas de alta tensão devem estar isolados das conexões da linha;
- Deve-se curto-circuitar todos os terminais de um mesmo circuito, ou seja, todos os terminais do circuito primário e os terminais do circuito do secundário;
- Para o caso de um dos circuitos (primário ou secundário) ter sua conexão em Y com o neutro aterrado, deve-se desconectar o neutro do terminal de terra (tanque);
- Para transformadores com comutador (tap), o mesmo deve ser colocado na posição de neutro (zero);
- O terminal de alta tensão do medidor de perdas dielétricas deve ser conectado ao enrolamento de alta tensão do transformador. É importante garantir que a conexão está bem-feita, e que nenhuma parte do cabo de testes esteja tocando em outras partes do transformador;

- O cabo de medida do medidor deve ser conectado então no enrolamento de baixa tensão do transformador, e o cabo guarda deve ser conectado ao terminal de terra (Carcaça);
- A partir da conexão feita seguindo os passos anteriores, é possível realizar a medida do fator de perdas dielétricas do circuito de alta tensão para o de baixa tensão, guardando a carcaça;
- O próximo passo é realizar a medição da medida do fator de perdas dielétricas do circuito de alta tensão para o terminal de terra (carcaça), guardando o terminal de baixa tensão. Para isso, deve-se inverter a conexão anterior, de modo que o cabo de medida se conectará ao circuito de alta tensão, e o terminal de alta tensão do medidor deve ser conectar ao circuito de baixa tensão do transformador;
- Por fim, para realizar a medição do fator de perdas dielétricas do circuito de baixa tensão para a carcaça guardando o circuito de alta tensão, isso pode ser realizado conectando o cabo de medida no enrolamento de alta tensão, o cabo de alta tensão do medidor no enrolamento de baixa tensão, e o cabo de guarda deve continuar conectado a carcaça.

Por fim, para se avaliar o resultado dos ensaios, é possível utilizar como referência os valores estabelecidos no padrão IEEE 62-1995:

**Figura 38** – Avaliação do ensaio de fator de perdas dielétricas

<i>Transformador</i>	<i>Condições do isolamento</i>		
	<i>Bom</i>	<i>Aceitável</i>	<i>Deve ser investigado</i>
Novo	DF < 0.5%	-	-
Antigo sob serviço	DF < 0.5%	0.5% < DF < 1%	DF > 1%

Todos os valores medidos a 20 °C

Fonte: Fonte: PAULINO, Marcelo, AVALIAÇÃO DO ISOLAMENTO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA, 2012

#### 7.1.2.4. Análises de óleo

Para transformadores cujo método de isolamento seja a partir do óleo mineral isolante, uma das melhores formas de se avaliar a saúde do equipamento é por meio das análises de óleo. O óleo isolante presente nos transformadores é um fluido estável a altas

temperaturas, e possui ótimas características isolantes. Além do papel de dielétrico, o óleo também realiza a função de resfriar o transformador, promovendo a troca de calor entre o interior do equipamento e suas paredes. O calor gerado pelo transformador é correspondente as perdas pelo efeito Joule das correntes circulantes nas espiras do equipamento, e das correntes parasitas que circulam no núcleo. Esse calor pode gerar uma degradação no material isolante, contribuindo para a perda de suas propriedades dielétricas. Neste tópico, serão discutidas as principais análises que são realizadas para o óleo mineral isolante de transformadores.

#### 7.1.2.4.1. Ensaio físico-químico

Os ensaios físico-químicos são padronizados de acordo com a ABNT NBR 10576:2017, e tem como objetivo analisar diversas grandezas de interesse observando-se as características físico-químicas de uma amostra do óleo isolante retirada do equipamento. Os principais parâmetros que são avaliados através de ensaios físico-químicos incluem a rigidez dielétrica, o fator de potência, o índice de neutralização, o teor de água e a tensão interfacial. Um fluido isolante com propriedades físico-químicas deficientes comprometerá a resistência dielétrica do sistema isolante, podendo, em casos extremos, levar a uma falha catastrófica da parte ativa do transformador devido a perturbações dielétricas internas. Para evitar esse tipo de falha, é aconselhável realizar a análise físico-química do óleo de transformadores de potência pelo menos a cada 12 meses, ou sempre que ocorrer alguma intervenção invasiva que envolva a manipulação do óleo, conforme estipulado pela norma ABNT NBR 5356-9:2016.

A capacidade dielétrica representa a tensão necessária para causar uma ruptura dielétrica quando aplicada entre dois pontos separados por eletrodos de forma e tamanho conhecidos. É natural esperar altos valores de capacidade dielétrica em um óleo isolante em boas condições, pois valores baixos tornam o sistema isolante mais suscetível a descargas internas.

O coeficiente de perdas é matematicamente definido como a relação entre a potência ativa e a potência reativa observada em um óleo isolante quando uma voltagem é aplicada em um circuito de testes. Portanto, valores reduzidos de coeficiente de perdas são desejados para óleos isolantes em bom estado, indicando a ausência de materiais

contaminantes polarizados em suspensão e baixas perdas dielétricas por efeito Joule quando submetidos às condições de operação.

O índice de neutralização está inversamente ligado ao pH do óleo, o qual, se muito baixo (ácido), acelera a deterioração da isolação de celulose, reduzindo drasticamente sua vida útil em comparação com um óleo de baixo índice de acidez (pH mais elevado). O aumento do índice de acidez reflete um aumento na oxidação do óleo, acelerando assim a deterioração da isolação de celulose. Isso diminui a resistência mecânica e compromete a capacidade dielétrica geral do sistema isolante, reduzindo sua capacidade de suportar tensões, especialmente durante fenômenos transitórios.

O teor de água, por sua vez, indica a quantidade de água presente no óleo, sendo a água um contaminante prejudicial. Portanto, quanto menor o valor dessa medida, melhor. A água, assim como o contato com um óleo altamente ácido e a pirólise (reação química devido à temperatura), acelera a deterioração da isolação de celulose por meio do fenômeno químico da hidrólise. Além disso, ela reduz a capacidade dielétrica do fluido, comprometendo sua resistência dielétrica.

Para realizar a avaliação dos dados resultantes da análise em laboratório do óleo isolante, pode-se consultar a tabela abaixo:

**Figura 39** – Tabela para avaliação do óleo mineral isolante

Valores Limites para Classificação de Óleo Isolante Mineral em Serviço										
Ensaio	Métodos de Ensaio		Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3	Grupo 4	Após Tratamento	
			Satisfatório		Recondicionar				Regenerar	Descartar
			< 230 kV	≥ 230 kV	< 230 kV	≥ 230 kV				
Rigidez Dielétrica - kV	NBR - 6869		≥ 30	≥ 35	< 30	< 35	-	-	≥ 40	
	IEC 156 VDE 370		≥ 50	≥ 60	< 50	< 60	-	-	≥ 80	
	ASTM 1816 0,04"		≥ 20	≥ 25	< 20	< 25	-	-	≥ 32	
	ASTM 1816 0,08"		≥ 40	≥ 50	< 40	< 50	-	-	≥ 64	
Teor de Água - ppm	NBR - 10710		≤ 35	≤ 25	> 35	> 25	-	-	≤ 15	
Acidez - mg KOH/g	NBR - 14248		< 0,2		-		≥ 0,2	≥ 0,65	-	≤ 0,03
Tensão Interfacial - d/cm	NBR - 6234		> 20		-		≤ 20	≤ 15	-	≥ 38
Cor	ABNT MB - 351		< 4		-		≥ 5	-	-	≤ 1,5
Fator de Dissipação - %	IEC 247	25°C	< 0,5		-		≥ 0,5	Anotar	-	≤ 0,05
	NBR12133	90°C	< 15		-		≥ 15	Anotar	-	≤ 0,4
Observação: Os valores limites indicados devem ser seguidos com maior ou menor rigor, analisando as tendências apresentadas pelos valores dos ensaios periódicos, a responsabilidade operacional e o nível de tensão do equipamento.										

Fonte: NEMÉSIO SOUSA, J.: Manutenção de Instalações e Equipamentos Elétricos. Material Didático da Disciplina Manutenção e Operação de Equipamentos Elétricos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

#### 7.1.2.4.2. Ensaio de cromatografia gasosa

O ensaio de cromatografia gasosa, também conhecido como análise de gases dissolvidos, é um ensaio realizado para se obter as concentrações de gases dissolvidos no óleo isolante, idealmente construindo-se um histórico para o equipamento com base nestes ensaios, onde se possibilita realizar a análise da evolução histórica do teor destes gases dissolvidos no óleo. Os gases que podem surgir dissolvidos no óleo, seja de maneira isolada ou em conjunto com outros gases, assim como um aumento gradual no teor de gases dissolvidos, dados importantes para a realização de diagnósticos que podem apontar possíveis falhas funcionais com uma grande precisão. O teste é capaz de identificar a presença de hidrogênio e diferentes compostos de hidrocarbonetos, incluindo Nitrogênio (N<sub>2</sub>), Oxigênio (O<sub>2</sub>), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Butano (C<sub>2</sub>H<sub>10</sub>), Etano (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) e Metano (CH<sub>4</sub>). A presença de cada tipo de gás descrito anteriormente, pode ser relacionada a algum tipo de falha no transformador. No quadro abaixo, é possível observar os principais tipos de gases associados a falhas em transformadores de potência. Porém, é importante ressaltar que todas as análises realizadas a partir de uma análise cromatográfica de um equipamento devem levar em

consideração os valores históricos de ensaios anteriores, e as decisões devem ser balizadas por estes dados.

**Quadro 2** – Tipos de falhas e os gases associados

<b>Tipos de falhas e os gases associados</b>	
<b>Arcos elétricos</b>	Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )
<b>Efeito corona no óleo</b>	Hidrogênio (H <sub>2</sub> ) e Metano (CH <sub>4</sub> )
<b>Eletrólise da água</b>	Hidrogênio (H <sub>2</sub> )
<b>Efeito corona no papel-óleo</b>	Hidrogênio (H <sub>2</sub> ) e Monóxido de Carbono (CO)
<b>Deterioração acelerada do isolamento</b>	Monóxido de Carbono (CO) e Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )
<b>Superaquecimento do óleo</b>	Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )

Fonte: NEMÉSIO SOUSA, J.: Manutenção de Instalações e Equipamentos Elétricos. Material Didático da Disciplina Manutenção e Operação de Equipamentos Elétricos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

Além disso, um dos indicadores mais importantes de serem avaliados nas análises de cromatografia gasosa em transformadores é o coeficiente de formação de gases, onde se observa por meio dele a quantidade de gases combustíveis dissolvidos no óleo isolante, além do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). O objetivo deste indicador, é realizar uma análise histórica do teor de gases dissolvidos no equipamento, de modo a possibilitar a análise da proporcionalidade de formação desses gases e do tempo em que as amostras foram coletadas. O coeficiente de gases dissolvidos pode ser calculado da seguinte forma:

$$TG = 30 \cdot \frac{TG_0 - TG_A}{d - TG_A} \cdot 100 \quad (17)$$

Onde,

$TG$  é a taxa de formação de gases ao mês em percentual (%);

$TG_0$  é o total de gases da amostra atual (ppm);

$TG_A$  é o total de gases da amostra anterior (ppm);

$d$  é o número de dias entre as duas amostras.

Baseado no coeficiente de formação de gases, um aumento de 10% do TG com relação a uma amostra do mês anterior já pode ser considerado uma anomalia, e deve ser investigado.

## **7.2. Disjuntores**

A abordagem da manutenção para disjuntores em subestações irá depender do nível de tensão e das características de cada disjuntor. Conforme abordado no capítulo 6 deste trabalho, os disjuntores podem apresentar diversos mecanismos de isolação, como o uso de óleo isolante, vácuo, e podem fazer uso de gases com altas propriedades dielétricas como o Hexafluoreto de Enxofre (SF<sub>6</sub>). Para cada tipo de disjuntor, devem ser empregados métodos de testes e suas inspeções visuais possuem nuances que dependem do aspecto construtivo de cada equipamento. Primeiramente, em um bom plano de manutenção, é essencial que seja feita uma inspeção visual periódica, que deve ser realizada tanto em um intervalo de tempo fixo, como sempre que o disjuntor atuar devido a uma falta ou no caso de sobrecorrentes. Além disso, é importante que seja elaborado um plano para a realização de ensaios elétricos e operacionais, assim como atividades de manutenção preventiva. Abaixo, seguem os principais itens que se devem ser incorporados no plano de manutenção preditiva para disjuntores de subestações:

### **7.2.1. Condição Física e Estado de Conservação do Equipamento**

É de grande importância que inspeções visuais detalhadas sejam incorporadas no plano de manutenção preditiva dos disjuntores, recomenda-se inserir os seguintes itens no roteiro de inspeção:

- Avaliar se existe a presença de trincas, rachaduras ou perfurações em partes mecânicas do corpo do disjuntor e isoladores;
- Verificar se não existem indícios de carbonização;
- Verificar o estado geral dos cabos de comando;
- Através de inspeção termográfica, avaliar se existe a presença de pontos quentes nas conexões de entrada e saída dos disjuntores, assim como nos contatos auxiliares;
- Inspeccionar fixação do disjuntor e alinhamento na estrutura na qual ele está instalado;
- Verificar estado de lubrificação das partes móveis e articulações;

- Verificar estado da conexão do aterramento;
- Para disjuntores instalados ao tempo, avaliar nível da sujidade depositada nos isoladores do disjuntor;
- Verificar e anotar o número de operações de acordo com o contador presente no disjuntor;
- Quando o disjuntor apresentar quadro para conexões auxiliares, inspecionar a presença de umidade no quadro, presença de objetos estranhos e estado de vedação do quadro;
- Para disjuntores com isolamento feita a partir de gases isolantes comprimidos, avaliar nível de pressão do gás inspecionando o manômetro normalmente instalado no disjuntor, e para disjuntores a óleo, verificar nível de óleo de acordo com o indicador de nível.

#### 7.2.2. Avaliação das Condições Operacionais

Disjuntores são equipamentos que em condições normais de operação, idealmente não operam com frequência. Entretanto, quando solicitado, é necessário que eles operem com um alto grau de confiabilidade. Para garantir que o equipamento esteja operando de acordo com o esperado, é importante que sejam realizados testes operacionais conforme descrito abaixo:

- Avaliar simultaneidade de fechamento/abertura dos contatos quando solicitada a operação do disjuntor;
- Avaliar tempo de abertura do disjuntor, por meio da análise de oscilografias;
- Realizar teste de abertura manual do disjuntor, tanto por comando direto no equipamento, quando por comando via relé de proteção;
- Verificar funcionamento do carregamento manual e motorizado da mola.

#### 7.2.3. Ensaio elétrico

Os ensaios elétricos estão dentre as principais atividades de manutenção preditiva que devem ser realizadas para disjuntores. Por meio deles, é possível identificar o estado da isolamento do equipamento e da resistência dos contatos, fatores de grande importância para o funcionamento seguro e confiável do disjuntor. Abaixo, seguem os principais

ensaios que devem ser incorporados no plano de manutenção de disjuntores de média e alta tensão:

#### 7.2.3.1. Ensaio de resistência do isolamento

Este ensaio tem como objetivo avaliar o estado da isolação do disjuntor, aplicando-se níveis de tensão em corrente contínua (CC) que variam de 500 – 15.000 V de acordo com a classe de isolação do disjuntor. O ensaio deve ser realizado fazendo-se uso de um megôhmetro, e todos os polos devem ser testados, de modo a avaliar o estado da isolação que separa cada polo do disjuntor das partes metálicas dos mecanismos de operação, e da isolação da câmara de extinção de arco quando o disjuntor estiver com seus contatos abertos. Para a realização do ensaio de resistência do isolamento, os seguintes passos devem ser seguidos:

- Verificar o equipamento de teste: O megôhmetro a ser utilizado para o ensaio deve estar devidamente calibrado, com sua calibração realizada e certificada por laboratório válido. Além disso, o estado físico do equipamento e dos cabos de teste devem estar em boas condições, e ser conferido antes da realização do ensaio;
- Deve ser verificado o nível de umidade relativa no ar. Não se recomenda realizar ensaios elétricos quando a umidade relativa esteja acima de 70%;
- Realizar o saque do disjuntor do painel, ou desconectar todos os cabos e/ou barramentos de entrada do disjuntor, se atentando para a configuração das conexões, de modo a facilitar a reconexão no fim do ensaio;
- Realizar uma limpeza geral no equipamento, a fim de remover sujidades depositadas no corpo do equipamento, que podem interferir no resultado medido. A limpeza deve ser feita com álcool isopropílico, flanelas e/ou estopa;
- Realizar a abertura dos contatos do disjuntor através de comando direto ou via relé;
- Verificar o nível de tensão que deve ser aplicado com o megôhmetro, o valor deve variar de acordo com a classe de isolação do disjuntor, e a tensão de teste a ser utilizada pode ser escolhida de acordo com a figura abaixo:

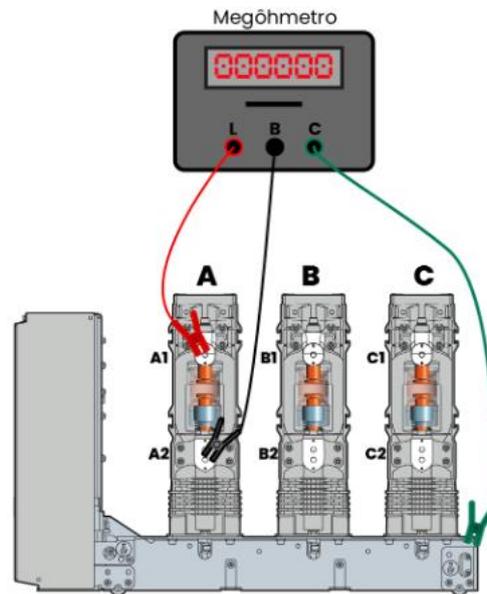
**Figura 40** – Tensões de ensaio para o teste de resistência do isolamento em disjuntores

Tensão do Disjuntor	Tensão de Teste (Vcc)
Até 220 V	500
220 a 4160 V	1000
4,16 a 69 kV	2500
Acima de 69 kV	5000

Fonte: DÉR CARRIÃO, Fábio. TESTES EM CAMPO EM DISJUNTORES, 2014

- Realizar o ensaio de resistência do isolamento com os contatos abertos: Para estes ensaios, se avalia o estado da isolação entre os contatos do disjuntor quando estes estão abertos, avaliando-se o estado da isolação na câmara de extinção de arco. Além disso, deve ser avaliado o estado da isolação entre a entrada dos contatos e a massa do equipamento;
- Resistência do isolamento entre os contatos: Conectar o cabo *Line* (+) do megôhmetro ao contato de entrada do polo A do disjuntor, após isso, conectar o cabo *Earth* (-) ao contato de saída do polo A, e o cabo *Guard* a carcaça (terra) do equipamento. Uma ilustração do esquema de montagem pode ser observada na figura abaixo:

**Figura 41** – Esquema de ligação para medição da resistência do isolamento entre os contatos

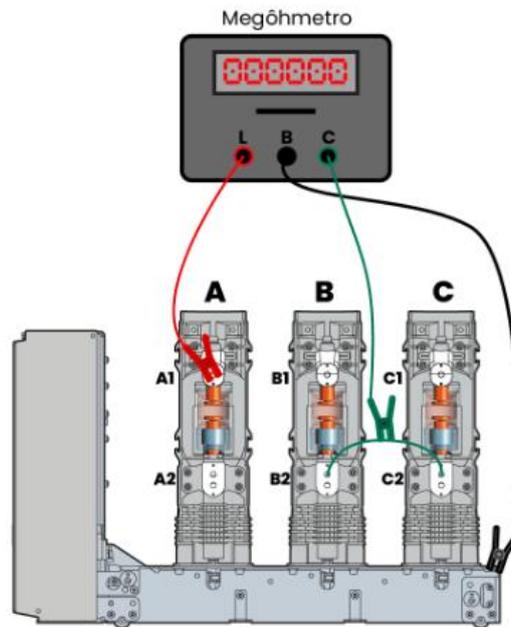


Fonte: <https://pt.linkedin.com/pulse/ensaio-de-resist%C3%A2ncia-isolamento-mesh-engenharia>. Acesso em: 03. mai. 2024.

Deve-se então aplicar o sinal de tensão utilizando o megômetro, durante um período mínimo de 1 minuto, ou até que o valor de resistência medido se estabilize. Para a medição da resistência entre os demais contatos, deve-se alternar o esquema de ligação, mantendo-se o cabo *Guard* na carcaça, e realizando a mesma conexão dos demais cabos para os polos B e C do disjuntor. Este ensaio tem como objetivo medir a isolação entre os contatos de um mesmo polo, avaliando o estado da isolação na câmara de extinção de arco do disjuntor;

- Resistência do isolamento entre contatos e carcaça: Para a realização deste ensaio, deve-se utilizar o seguinte esquema de conexão: O cabo de *Line* (+) do megômetro deve ser conectado ao contato de entrada do polo A do disjuntor, e o cabo *Earth* (-) à carcaça (terra). O cabo *Guard* deve ser conectado aos contatos de saída dos polos B e C, conforme indicado na figura abaixo:

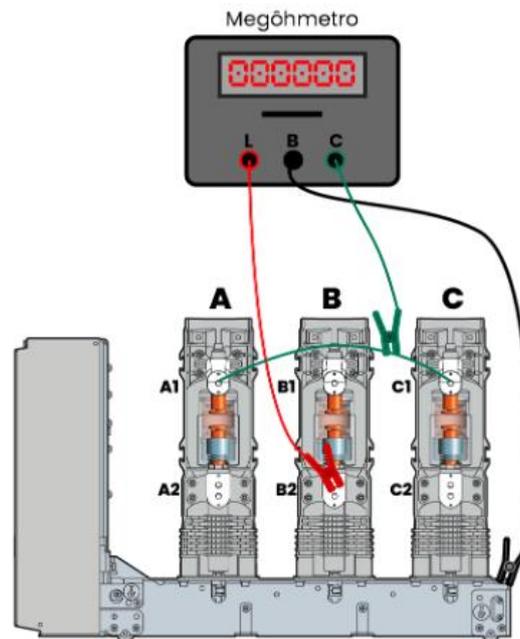
**Figura 42** – Ensaio de resistência do isolamento entre contato e massa



Fonte: <https://pt.linkedin.com/pulse/ensaio-de-resist%C3%A2ncia-isolamento-mesh-engenharia>. Acesso em: 03. mai. 2024.

De forma similar ao ensaio anterior, deve-se realizar a aplicação do sinal de tensão CC por um mínimo de 1 minuto ou até o valor de resistência se estabilizar. Para realizar o ensaio da resistência entre os demais contatos e a carcaça, deve-se alternar a conexão do cabo *Line* para os contatos de entrada dos polos B e C, o cabo *Earth* deve permanecer conectado a carcaça, e o cabo *Guard* será conectado aos contatos opostos dos polos que o cabo *Line* não estiver conectado. Por exemplo, se o *Line* estiver conectado ao contato de saída do polo B, o cabo *Earth* deve ser conectado a carcaça, e o cabo *Guard* deve estar conectado nos contatos de entrada dos polos A e C, conforme indicado na figura abaixo:

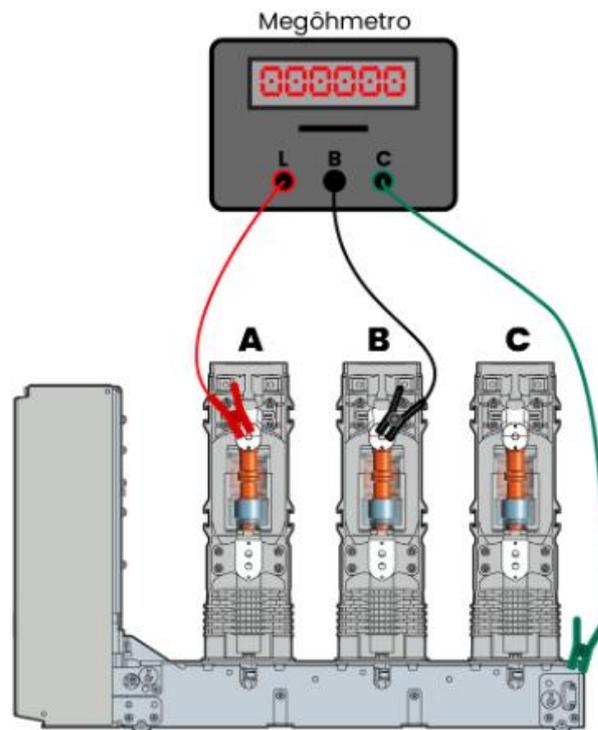
**Figura 43** – Esquema de ligação para a medição da resistência do isolamento entre o contato de saída da fase B e a carcaça



Fonte: <https://pt.linkedin.com/pulse/ensaio-de-resist%C3%Aancia-isolamento-mesh-engenharia>.  
Acesso em: 03. mai. 2024.

- Dar o comando de fechamento dos contatos do disjuntor;
- Realizar os ensaios de resistência do isolamento com os contatos fechados: Nestes ensaios, avalia-se o estado da isolação entre os polos do disjuntor, além da isolação entre os contatos fechados para a carcaça.
- Resistência do isolamento entre polos: para a realização deste ensaio, deve-se conectar o cabo *Line* (+) do megôhmetro ao contato de entrada do polo A do disjuntor, e o cabo *Earth* (-) ao contato de entrada do polo B. O cabo *Guard* deve estar conectado a carcaça (terra) do equipamento. O procedimento de aplicação do sinal de tensão CC é o mesmo dos ensaios descritos anteriormente. O esquema de ligação deste ensaio pode ser visualizado na figura abaixo:

**Figura 44** – Ensaio de resistência do isolamento entre os polos



Fonte: <https://pt.linkedin.com/pulse/ensaio-de-resist%C3%Aancia-isolamento-mesh-engenharia>. Acesso em: 03. mai. 2024.

Para a realização deste ensaio para os demais polos, deve-se alternar a conexão dos cabos *Line* e *Earth*. As conexões devem ser alternadas de modo que se teste a isolação entre os polos A-C, B - C e A - B. O cabo *Guard* deve permanecer conectado a carcaça.

- Resistência do isolamento entre polo e carcaça: este ensaio realiza a medição da resistência do isolamento entre o conjunto de contatos de um polo e a massa. O modelo de esquema de conexão é conectar o cabo *Line* do megômetro ao contato de entrada do polo A do disjuntor, o cabo *Earth* deve ser conectado a carcaça (terra), e o cabo *Guard* deve ser conectado aos contatos de saída dos polos B e C. Uma ilustração do esquema de teste pode ser observada abaixo:



### 7.2.3.2. Ensaio de resistência dos contatos

O ensaio de resistência dos contatos é realizado para se avaliar se os contatos do disjuntor apresentam uma alta resistividade, gerando pontos quentes no interior do equipamento. Idealmente, os contatos de um disjuntor devem possuir uma resistência ôhmica muito baixa, reduzindo assim as perdas por efeito Joule. Para a realização deste ensaio, é utilizado um microhmímetro. Os passos para a realização do ensaio seguem abaixo:

- Verificar se o disjuntor encontra-se completamente desenergizado, e sem possibilidade de ser reenergizado acidentalmente;
- Realizar a conferência do equipamento de teste. O microhmímetro deve estar devidamente calibrado e em boas condições;
- Realizar a desconexão de todos os cabos e barramentos de entrada do disjuntor, exceto os cabos de aterramento;
- Realizar a devida conexão do instrumento de medição ao disjuntor;
  - Para a medição da resistência dos contatos do polo A por exemplo, deve-se conectar os cabos de medição de corrente positivo (C+) e de tensão positivo (P+) nos contatos de entrada do disjuntor. Após isso, deve-se conectar os cabos de medição de corrente negativo (C-) e de tensão negativo (P-) nos contatos de saída do disjuntor;
  - Para medir a resistência dos demais contatos, realizar o mesmo esquema de conexão descrito anteriormente para os demais polos.
- Iniciar o ensaio com o valor de corrente injetada no zero, e gradualmente ir aumentando o valor, de modo a que ele se aproxime de 90% do valor máximo da escala do equipamento de medição;
- Aguardar o valor de resistência se estabilizar, e anotar o resultado medido para o esquema de ligação;
- Comparar o resultado medido com os valores recomendados pelo fabricante do equipamento. Os valores normais de resistência podem ser obtidos de acordo com o manual do equipamento, relatórios de Testes de Aceitação de Fábrica (TAF) ou até do histórico de ensaios prévios. Caso não se disponha de nenhum destes relatórios, é possível também comparar o resultado medido para um equipamento com medições de disjuntores similares;

- Reconectar os cabos ou barramentos do disjuntor, deixando-o no mesmo estado do pré-teste.

### **7.3. Chaves Seccionadoras**

As chaves seccionadoras possuem a mesma função dos disjuntores, ou seja, são dispositivos de seccionamento. Entretanto, as chaves seccionadoras não são dispositivos de seccionamento sob carga, tendo sua operação realizada normalmente quando o circuito a qual ela irá seccionar está com pouca ou nenhuma carga. As chaves seccionadoras em subestações podem apresentar diversos aspectos construtivos, podendo ser instaladas ao tempo, em um pátio de equipamentos, fixadas em paredes em subestações abrigadas, ou até no interior de painéis isolados e/ou blindados. Assim como os disjuntores, as chaves seccionadoras precisam ser monitoradas e trabalhadas dentro do plano de manutenção elaborado para a subestação, de modo que seja implementada uma rotina de inspeções visuais, ensaios elétricos, e de intervenções para ações de manutenção preventiva. Com relação as atividades de manutenção preditiva e preventiva, recomenda-se incorporar as seguintes atividades no plano de manutenção:

#### **7.3.1. Atividades de manutenção:**

Os itens de manutenção preditiva a serem incorporados no plano devem abranger as seguintes atividades:

##### **7.3.1.1. Inspeção visual periódica:**

- Para chaves seccionadoras instaladas ao tempo, ou montadas em parede com contatos visíveis, avaliar via inspeção termográfica a temperatura dos contatos, das conexões de entrada e das conexões de saída;
- Avaliar o estado dos isoladores e o nível de sujidade depositada neles;
- Avaliar a estrutura física da chave seccionadora, buscar sinais de corrosão, desgaste, e danos na integridade física do equipamento;
- Avaliar estrutura na qual a chave está montada, se atentar para a mal fixação do equipamento, desgastes na base ou estrutura;
- Avaliar as conexões de entrada e saída da chave, se atentar para pontos de oxidação nas conexões, indícios de folga, cabos muito tensionados;

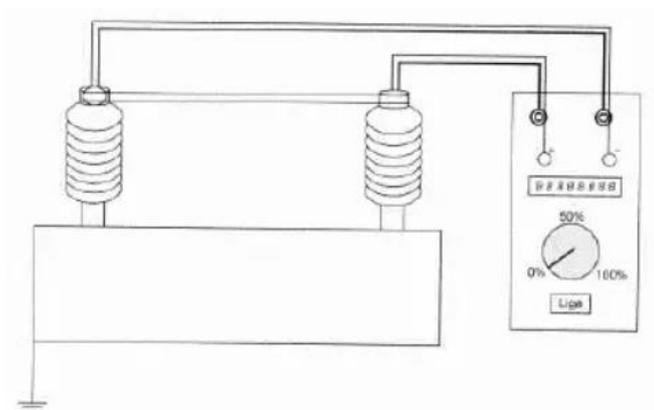
- Avaliar contatos auxiliares da chave seccionadora, observar a boa fixação das conexões, estado de vedação da caixa de contatos.

### 7.3.1.2. Ensaio elétrico:

#### 7.3.1.2.1. Ensaio de resistência ôhmica dos contatos:

Do mesmo modo do ensaio descrito para os disjuntores, o ensaio de resistência ôhmica dos contatos deve ser realizado para as chaves seccionadoras, a fim de se avaliar se a resistência dos contatos está em um valor baixo o suficiente para que o contato não se torne um ponto quente quando sob carga. Além disso, também é usado o microohmímetro para a realização do ensaio. Com relação ao esquema de conexões para o teste, pode-se seguir a mesma filosofia de conexões usada para os disjuntores, por exemplo, para se medir a resistência de contato dos contatos do polo A, deve-se fechar a chave seccionadora, conectar os cabos do microohmímetro na entrada e saída dos contatos da chave, aplicar o sinal de corrente, esperar o resultado da medição se estabilizar e anotar o resultado medido. Um exemplo da conexão para este teste pode ser visualizado na figura abaixo:

**Figura 46** – Esquema de montagem para ensaio de resistência de contato em uma chave seccionadora



Fonte: MANUTENÇÃO E ENSAIOS DE SUBESTAÇÕES DE MÉDIA TENSÃO

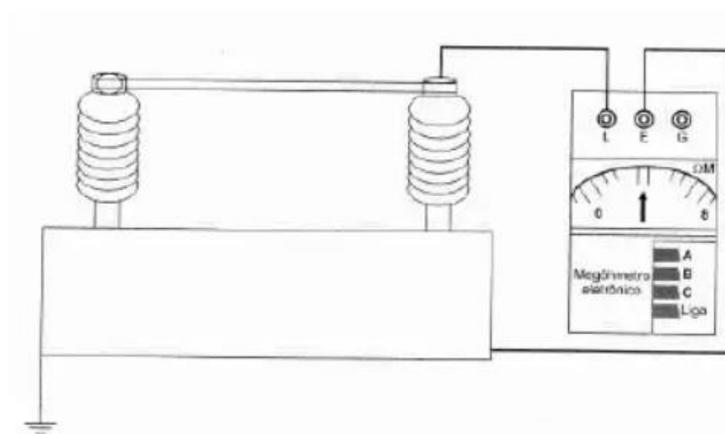
O ensaio deve então ser realizado para as demais fases da chave seccionadora, e os valores obtidos devem ser analisados comparando-os com os dados fornecidos pelo

fabricante no manual do equipamento. No caso da ausência de informações acerca do equipamento, pode se considerar um valor na faixa de 100 a 200  $\mu\Omega$  como aceitável. No caso de um valor elevado de resistência ser detectado nas medições, deve-se avaliar qual dos pontos da seccionadora está causando o aumento na resistividade, e realizar os ajustes e correções necessários.

#### 7.3.1.2.2. Resistência do isolamento

De forma similar ao ensaio de resistência do isolamento para transformadores e disjuntores, este ensaio tem como objetivo avaliar o estado do isolamento do equipamento. Para a realização deste ensaio, é necessário realizar a desconexão dos cabos ou barramentos da chave seccionadora. Além disso, deve-se fazer a limpeza dos isoladores da chave fazendo uso de álcool isopropílico. Para este ensaio, a chave seccionadora deve estar na posição de fechada, e de forma similar ao procedimento descrito para os disjuntores, deve-se avaliar a resistência do isolamento entre polos, entre os contatos, e entre os contatos e massa. Um exemplo do esquema de conexão para a medição da resistência da isolação entre um dos polos e a massa pode ser observada abaixo:

**Figura 47** – Esquema de montagem para a medição da resistência de isolamento de uma chave seccionadora



Fonte: MANUTENÇÃO E ENSAIOS DE SUBESTAÇÕES DE MÉDIA TENSÃO

### 7.3.1.3. Atividades de manutenção preventiva

Durante paradas para a realização de manutenção e ensaios elétricos na chave seccionadora, recomenda-se realizar as seguintes atividades de caráter preventivo:

- Limpeza geral do equipamento;
- Lubrificação dos pontos de articulação;
- Reaperto das conexões elétricas;
- Ajuste e limpeza dos contatos fixos e móveis, com ênfase na verificação de desgastes;
- Inspeção, limpeza e verificação do sistema de bloqueio;
- Limpeza e reaperto das conexões dos contatos auxiliares;

## 7.4. Relés de proteção eletrônicos

Os relés de proteção de subestações são equipamentos de extrema importância para a função de proteção do sistema elétrico. Durante a operação normal da subestação, os relés de proteção precisam estar em constante funcionamento, sempre monitorando as grandezas elétricas de corrente, tensão, temperatura e frequência, cujos sinais são enviados pelos Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial (TPs) e monitores de temperatura. Devido a criticidade deste equipamento para o funcionamento seguro do sistema elétrico, é necessário incorporar alguns itens de verificação e manutenção no plano de manutenção do equipamento.

### 7.4.1. Inspeções visuais periódicas:

- Avaliar estado das conexões do relé;
- Avaliar estado da estrutura física do relé;
- Inspecionar estado da vedação do painel;
- Checar a presença de alarmes;
- Avaliar as medições de tensão e corrente apontadas pelo relé, avaliar se os dados apontados estão coerentes.

#### 7.4.2. Ensaios de injeção de corrente

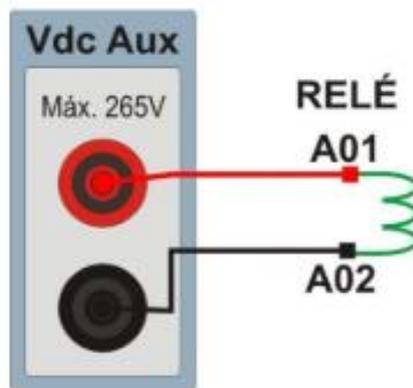
Os ensaios elétricos para relés de proteção são essenciais para garantir que eles irão mandar o sinal de abertura para o disjuntor (Sinal de *trip*) quando em condições de falta. Para isso, são utilizadas maletas de teste monofásicas, trifásicas ou hexafásica, que são basicamente fontes de corrente e de tensão, com um sistema de contagem e registro do tempo de atuação dos relés sob teste. Geralmente também se faz uso de um *notebook* com o *software* adequado para a comunicação com o relé, e leitura/escrita de dados nele. Os testes de injeção de corrente nos relés têm como objetivo simular condições de *trip*, simulando condições de sobrecorrente instantânea ou temporizada, sobre ou subtensão, com o intuito de verificar o tempo de atuação do relé para estas condições, e a coordenação da seletividade com os demais relés a montante e a jusante. Para a realização do ensaio, deve-se seguir os seguintes passos:

- Comparar os dados escritos na memória do relé com a ficha de ajustes fornecida no estudo de proteção e seletividade para a subestação;
- Checar a relação de transformação dos TCs e TPs no relé e comparar com a relação indicada na placa dos equipamentos;
- Checar a configuração das entradas e saídas digitais do equipamento, conforme projeto elétrico do painel;
- Verificar a configuração da lógica interna de operação dos relés, conforme projeto lógico da subestação. Deve-se garantir que os elementos de proteção estão associados a variáveis digitais que irão enviar o sinal de *trip* para a bobina de abertura do disjuntor associado;
- Caso exista, remover a tampa de proteção para acesso ao display frontal do relé;
- Curto-circuitar os terminais dos TCs e abrir os terminais dos TPs, isso geralmente pode ser feito a partir de blocos de aferição presentes nos painéis;
- Extrair os relés de seus painéis, abrir todos os circuitos de *trip*, e desconectar todos os cabos de entrada, fazendo registro fotográfico do esquema de ligação para facilitar o processo de reconectar os cabos posteriormente;
- Realizar a limpeza de particulado de poeira ou materiais estranhos que possam estar depositados nas conexões do relé;

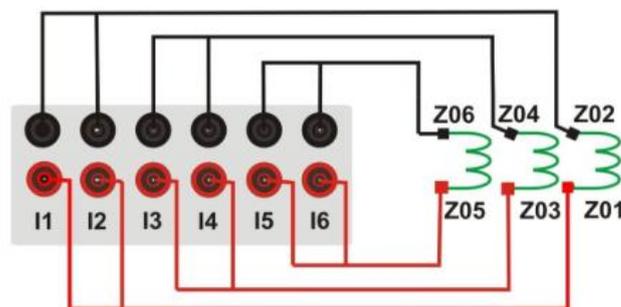
- A depender do tipo de maleta de testes que está sendo utilizada, o esquema de conexão dos seus terminais com o relé pode variar, porém para exemplificar, será utilizado o esquema de ligação proposto pelo manual da maleta de testes Conprove CE-6006 para o teste da função de proteção contra sobrecorrente (50-51) em um relé SEL modelo 751A. Resumidamente, deve-se conectar os cabos da fonte auxiliar da maleta aos pinos de alimentação positivo e negativo do relé, após isso, os terminais de corrente I1, I2, I3, I4, I5 e I6 devem ser conectados as conexões das bobinas de corrente do relé, denominadas de Z01, Z03 e Z05. Posteriormente, os comuns dos canais de corrente da maleta devem ser conectados aos terminais Z02, Z04 e Z06 do relé. Por fim, as entradas binárias da maleta devem ser conectadas as saídas binárias do relé. O esquema de ligação pode ser visualizado na figura abaixo:

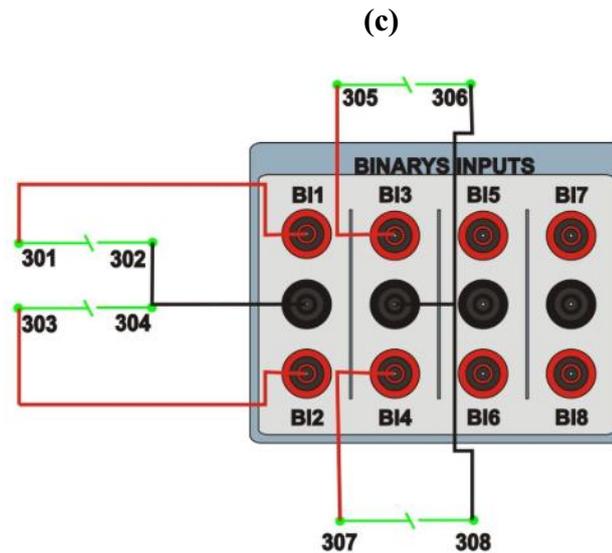
**Figura 48** - Esquema de ligação para teste para o relé SEL-751A: **(a)** Conexão da alimentação; **(b)** Conexões das bobinas de corrente; **(c)** Conexões dos canais de corrente

(a)



(b)





Fonte: [https://conprove.com/tutorias/tutorial\\_teste\\_rele\\_sel\\_751a\\_sobrecorrente\\_ctc/](https://conprove.com/tutorias/tutorial_teste_rele_sel_751a_sobrecorrente_ctc/).

Acesso em: 07. mai. 2024.

- Por fim, deve-se injetar valores de corrente abaixo e acima do valor de *pick-up* parametrizado atualmente, no relé, verificando se ele atua ou não conforme previsto no estudo. As funções de proteções a serem testadas e o esquema de ligação variam conforme o papel do relé de proteção no sistema, e o equipamento que está sendo utilizado para realizar os testes, por isso, recomenda-se sempre avaliar o manual deles.

## 7.5. Para-raios

As atividades de manutenção em para-raios são bastante similares as realizadas para os equipamentos anteriores, visto que os principais ensaios a serem realizados são os de fator de perdas dielétricas e resistência do isolamento. Além disso, algumas atividades de manutenção preditiva e preventiva devem ser incorporadas ao plano. Na descrição dos ensaios que devem ser realizados, não será detalhado o procedimento de teste, uma vez que o procedimento é semelhante ao já descrito nos itens anteriores.

### 7.5.1. Inspeções visuais periódicas

- Via inspeção termográfica, avaliar temperatura das conexões dos para-raios;
- Checar integridade estrutural dos para-raios;
- Avaliar nível de sujidade depositado nos isoladores;

- Checar contador de descargas geralmente instalado em associação com o para-raios e tomar nota do número registrado.
- Ensaio elétrico
- Medição da resistência do isolamento;
- Medição do fator de perdas dielétricas.
- Manutenção preventiva
- Limpeza geral dos isoladores com álcool isopropílico;
- Reaperto das conexões elétricas;
- Limpeza das caixas de contadores de descarga, e reaperto das conexões;
- Limpeza das áreas de contato das conexões elétricas.

## **7.6. Transformadores de Corrente e Transformadores de Potencial**

As atividades de manutenção para os TCs e TPs consistem basicamente em uma inspeção visual periódica, e a realização de ensaios elétricos já descritos neste trabalho.

### **7.6.1. Inspeção visual periódica**

- Verificar integridade do equipamento, avaliar sinais de corrosão, desgaste na pintura, e fragilidades na estrutura;
- Verificar estado das borrachas de vedação do tanque, se atentar para indícios de vazamento ou ressecamento nas borrachas;
- Avaliar nível de óleo no indicador do equipamento, caso não exista, avaliar o corpo do equipamento em busca de possíveis vazamentos de óleo;
- Verificar estado da base de fixação do equipamento, se atentando para o alinhamento e firmeza da fixação;
- Via inspeção termográfica, avaliar a temperatura das conexões do equipamento, e temperatura no tanque de óleo;
- Verificar estado da conexão de aterramento da carcaça;
- Verificar nível de sujeira depositada nos isoladores dos equipamentos;

### 7.6.2. Ensaio elétrico

Os ensaios elétricos a serem realizados para TCs e TPs seguem os mesmos procedimentos descritos nos itens de ensaios para transformadores de potência, portanto, serão somente listados os testes que devem ser realizados para estes equipamentos.

- Resistência do isolamento;
- Resistência dos enrolamentos;
- Fator de perdas dielétricas;

### 7.6.3. Análises de óleo isolante

- Análise cromatográfica;
- Análise físico-química.

### 7.6.4. Atividades de manutenção preventiva

- Reaperto das conexões elétricas;
- Limpeza dos isoladores;
- Limpeza das áreas de contato das conexões elétricas;
- Checagem da membrana de expansão, e ajuste dela caso necessário.

## 7.7. Retificadores e bancos de baterias

Para subestações que possuem sistemas de proteção que utilizam relés microprocessados para monitoramento dos sinais elétricos e comando dos disjuntores, é comum se encontrar sistemas de redundância da alimentação auxiliar para estes equipamentos, normalmente compostos por um banco de baterias conectadas em séries, e ligadas a um retificador. Além da utilização deste conjunto para garantir o fornecimento de energia auxiliar para equipamentos como relés de proteção, ele é utilizado para fornecer energia para o sistema de comando nos painéis elétricos e para o motor de carregamento da mola dos disjuntores. Dada a necessidade de garantir a proteção do sistema elétrico mesmo em casos de falta de energia, no caso de uma reenergização de uma subestação, por exemplo, é necessário garantir a devida operação e estado de conservação do conjunto de retificador e banco de baterias. Abaixo, seguem os principais itens de manutenção que devem ser inseridos no plano:

#### 7.7.1. Inspeções visuais periódicas

- Avaliar estado físico do banco de baterias, se atentar para o estado de conservação da caixa, tampa e polos;
- Avaliar se existe a presença de vazamento de solução ácida através dos polos;
- Avaliar se existe a presença de Zinabre nas conexões dos polos;
- Checar o estado das conexões dos terminais nas baterias, e a integridade dos cabos;
- Checar se a sala de baterias possui um ponto de entrada um de saída de ar, de modo a evitar o acúmulo de gás hidrogênio, emitido durante o processo de carga e descarga das baterias;
- No retificador, verificar a carga percentual do banco de baterias;
- No retificador, verificar o nível de tensão do conjunto de baterias;
- No retificador, verificar a medição de tensão no módulo retificador, na entrada da rede de alimentação auxiliar, e na carga;
- De posse de um multímetro, aferir a tensão individual de cada bateria no banco, e conflitar os dados medidos com o apresentado no display do retificador.

#### 7.7.2. Atividades de manutenção preventiva

- Realizar o reaperto das conexões dos polos das baterias;
- Realizar a limpeza do conjunto de baterias;
- Realizar a limpeza do retificador, garantindo que o sistema de ventilação esteja limpo e desobstruído;
- Realizar o reaperto das conexões elétricas do retificador;
- A cada 2 anos, substituir as baterias do banco por novas baterias.

## 8. ELABORAÇÃO DO PLANO DE MANUTENÇÃO

Um plano de manutenção baseado na confiabilidade para subestações é fundamental para garantir o funcionamento eficiente e seguro desses sistemas elétricos críticos. Seja para uma fábrica, empresa ou concessionária, a elaboração desse plano requer uma abordagem cuidadosa e abrangente. O primeiro passo na criação de um plano de manutenção baseado na confiabilidade é realizar uma análise detalhada da subestação em questão. Isso envolve avaliar a idade, o histórico de manutenção, os equipamentos

instalados, as condições ambientais, as cargas elétricas e outros fatores que possam influenciar a confiabilidade do sistema. Com base nessa análise, é possível identificar os componentes críticos da subestação que exigem atenção especial. Isso pode incluir transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, para-raios, sistemas de controle e proteção, entre outros. Cada componente deve ser avaliado quanto à sua condição atual, vida útil esperada, histórico de falhas e tolerâncias de operação.

Uma vez identificados os componentes críticos, o próximo passo é desenvolver um plano de manutenção preventiva e preditiva. A manutenção preventiva envolve a realização de inspeções periódicas, testes e substituição de peças de acordo com um cronograma pré-estabelecido. Isso ajuda a evitar falhas inesperadas e a manter o desempenho do sistema dentro dos padrões aceitáveis. Já a manutenção preditiva utiliza técnicas como análise de vibração, termografia, análise de óleo, e ensaios elétricos para detectar sinais precoces de problemas nos equipamentos. Essa abordagem permite intervenções proativas antes que ocorram falhas graves, reduzindo os custos e o tempo de inatividade associados à manutenção corretiva. Além disso, um plano de manutenção baseado na confiabilidade deve incluir procedimentos de gerenciamento de mudanças, treinamento de pessoal, estoque de peças sobressalentes e um sistema de registro e análise de dados de manutenção. Isso ajuda a garantir a eficácia do plano ao longo do tempo e a otimizar os recursos disponíveis.

Entretanto, baseado no tipo de empreendimento no qual a subestação está inserida, as premissas adotadas para a elaboração de um plano de manutenção devem ser diferentes. Por exemplo, no caso de uma indústria que possui subestações com pouca a nenhuma redundância de equipamentos, porém possui uma alta necessidade de confiabilidade, esse fator deve ser considerado no plano de manutenção, aplicando-se periodicidades mais curtas para a realização das atividades de manutenção preditiva e preventiva, além de manter um estoque de peças sobressalentes maior. Já para as subestações de uma concessionária de energia por exemplo, para subestações que não compõem a rede básica, tipicamente o plano de manutenção utilizado adotará a filosofia de manutenção da empresa, muitas vezes considerando subestações que possuem uma redundância de pelo menos N-1 quanto a seus equipamentos. Porém, quando se considera uma subestação que compõe a rede básica do SIN, a ANEEL delibera um plano mínimo de manutenção, onde são estabelecidas as periodicidades e atividades mínimas de manutenção que devem ser

realizadas em uma subestação que compõe a rede básica. Na figura abaixo é possível observar as atividades mínimas e periodicidades exigidas pela ANEEL.

**Figura 49** – Plano mínimo de manutenção para subestações da rede básica

Equipamento	Atividade	Periodicidades máximas (meses)
Equipamentos de Subestações	Inspeções Termográficas	6
Transformadores/Autotransformadores	Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
	Ensaio físico-químico do óleo isolante	12
	Manutenção preventiva periódica	72
Reatores	Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
	Ensaio físico-químico do óleo isolante	12
	Manutenção preventiva periódica	72
Capacitores	Inspeção Periódica	24
Disjuntores – GVO/PVO	Manutenção Preventiva Periódica	36
Disjuntores – Ar Comprimido/SF6	Manutenção Preventiva Periódica	72
Linha de Transmissão	Inspeção Terrestre	12
	Inspeção Aérea	12
Chave Seccionadora	Manutenção Preventiva Periódica	*
Transformadores para Instrumento	Manutenção Preventiva Periódica	*
Para-raios	Manutenção Preventiva Periódica	*

\* Periodicidade da manutenção preventiva periódica do equipamento principal da Função Transmissão.

Fonte: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/regras-de-transmissao>. Acesso em: 07. Mai. 2024.

Entretanto, para subestações onde o gestor da manutenção possui a liberdade de criar o plano de manutenção da instalação e seus equipamentos tendo em vista as necessidades do empreendimento, é de grande importância considerar os seguintes aspectos:

- i. Impacto na segurança das possíveis falhas em equipamentos;
- ii. Impacto da produtividade e lucro causado por falhas em equipamentos;
- iii. Custo da manutenção corretiva;
- iv. Taxa de falhas ou expectativa de vida dos equipamentos instalados;
- v. Previsibilidade das falhas;
- vi. Probabilidade de danificar equipamentos ou induzi-los a falhas durante intervenções;
- vii. Conhecimento técnico dos mantenedores;
- viii. Disponibilidade de dados de equipamentos para análise;
- ix. Consideração dos procedimentos de segurança estabelecidos pela empresa.

Tendo levado estes fatores em consideração, as etapas para elaborar o plano de manutenção são as seguintes:

- i.** Determinar os objetivos a curto, médio e longo-prazo do programa de manutenção;
- ii.** Coletar e analisar todos os dados existentes relativos a quebra de equipamentos das subestações;
- iii.** Determinar a criticidade de cada equipamento;
- iv.** Determinar a tolerância a riscos aceitável pela organização/empreendimento;
- v.** Estabelecer métricas e indicadores para avaliar continuamente a performance do plano de manutenção;
- vi.** Estabelecer as técnicas de manutenção adotadas e as periodicidades, todas as atividades realizadas devem possuir o procedimento detalhado;
- vii.** Programar e implementar o programa de manutenção, começando com os equipamentos mais críticos, e aqueles cuja intervenção for mais rápida e resultar nos maiores ganhos primeiro;
- viii.** Analisar os indicadores, ajustar as periodicidades e atividades baseado nos dados e métricas estabelecidos, documentar os resultados e padronizar as boas práticas.

Além disso, práticas como as de análise de falhas como o FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*), estudos detalhados dos manuais dos equipamentos da subestação, implementação de metodologias de gestão como o PDCA (*Plan, Do, Check, Act*), e a busca pela implementação de tecnologias de inspeção preditiva automáticas devem ser adotadas para aumentar a robustez do plano de manutenção e confiabilidade do sistema.

Então, considerando-se como exemplo uma subestação de 69/13,8 kV que alimenta uma indústria com várias plantas, cujas cargas são alimentadas por subestações de 13.800/380 V, é esperado um alto grau de confiabilidade e robustez da subestação de alta tensão, uma vez que esta é responsável pelo fornecimento de energia das demais. Além disso, toda a indústria é alimentada a partir de somente uma subestação de alta tensão, e seus processos tendem a funcionar durante todos os horários do dia. Tendo em mente os fatores anteriormente mencionados neste capítulo, e as atividades de manutenção já descritas neste trabalho, propõe-se o seguinte plano de manutenção base para esta subestação, a fim de exemplificar os conceitos abordados neste capítulo:

**Quadro 3 – Plano de manutenção da subestação de 69 kV**

<b>Equipamento</b>	<b>Periodicidade e mensal</b>	<b>Periodicidade e trimestral</b>	<b>Periodicidade e semestral</b>	<b>Periodicidade e anual</b>
<b>Transformadores de potência</b>	Inspeção visual;	Inspeção termográfica	Análise cromatográfica do óleo	Ensaio de resistência do isolamento  Ensaio de resistência dos enrolamentos  Ensaio de fator de perdas dielétricas  Análise físico-química do óleo  Atividades de manutenção preventiva
<b>Transformadores de potencial e corrente</b>	Inspeção visual	Inspeção termográfica		Ensaio de resistência do isolamento  Ensaio de resistência dos enrolamentos  Ensaio de fator de perdas dielétricas  Atividades de manutenção preventiva
<b>Disjuntores de alta tensão</b>	Inspeção visual	Inspeção termográfica		Ensaio de resistência do isolamento  Ensaio de resistência dos contatos  Ensaio de fator de perdas dielétricas  Ensaio operacionais  Atividades de manutenção preventiva

<b>Disjuntores de média tensão</b>	Inspeção visual	Inspeção termográfica		Ensaio de resistência do isolamento  Ensaio de resistência dos contatos  Ensaio operacionais  Atividades de manutenção preventiva
<b>Chaves seccionadoras</b>	Inspeção visual	Inspeção termográfica		Ensaio de resistência do isolamento  Ensaio de resistência dos contatos  Atividades de manutenção preventiva
<b>Relés de proteção</b>	Inspeção visual			Ensaio de injeção de corrente  Atividades de manutenção preventiva
Retificadores e bancos de baterias	Inspeção visual		Inspeção termográfica	Atividades de manutenção preventiva
Para-raios	Inspeção visual	Inspeção termográfica		Ensaio de fator de perdas dielétricas  Ensaio de resistência do isolamento  Atividades de manutenção preventiva
Sala de controle e comando e pátio	Inspeção visual		Limpeza da área	

Fonte: Autoria própria

Este é um exemplo de plano base que pode ser elaborado considerando os fatores de criticidade da subestação no sistema, necessidade de confiabilidade e realização de atividades de monitoramento da condição dos ativos, e minimização de intervenções em equipamentos, buscando reduzir a quantidade de paradas e atividades invasivas. Entretanto, conforme mencionado anteriormente, o plano de manutenção deve ser sempre reavaliado e criticado a partir dos dados e indicadores criados, dados oriundos das análises de falhas dos equipamentos, e dados provenientes da manutenção preditiva periódica. Deste modo, insere-se o plano de manutenção em um processo de melhoria contínua, onde se busca aumentar cada vez mais a confiabilidade do sistema.

## **9. CONCLUSÃO**

A presente tese teve como objetivo principal aprofundar o conhecimento acerca da elaboração de planos de manutenção para subestações elétricas, considerando diversas variáveis e aspectos que impactam diretamente na confiabilidade e eficiência desses sistemas fundamentais para a distribuição de energia elétrica. Ao longo dos capítulos anteriores, foram explorados conceitos fundamentais de filosofias de manutenção, tipos de subestações, equipamentos presentes nestas instalações, técnicas e métodos de manutenção, bem como os fatores cruciais a serem considerados para a elaboração de um plano de manutenção eficaz e personalizado para cada subestação. A filosofia de manutenção adotada desempenha um papel central na gestão da confiabilidade operacional das subestações. Compreender os diferentes modelos, como a manutenção corretiva, preventiva, preditiva e proativa, permitiu-nos analisar a abordagem mais adequada para cada equipamento e contexto específico. Ao considerar a criticidade dos equipamentos, a disponibilidade de recursos e a relação custo-benefício, torna-se possível otimizar os processos de manutenção, minimizando paradas não programadas e maximizando a vida útil dos ativos. A diversidade de tipos de subestações também foi abordada, desde subestações de distribuição até subestações de transmissão, cada uma com características e demandas particulares. A compreensão detalhada dos equipamentos presentes em cada tipo de subestação, como transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, entre outros, permitiu-nos identificar as melhores práticas de manutenção para cada componente, levando em conta aspectos como a frequência de inspeção, testes de desempenho e substituição de peças desgastadas.

As técnicas e métodos de manutenção apresentados nesta tese compreendem desde a inspeção visual e termográfica até análises de óleo e testes elétricos. Cada técnica desempenha um papel crucial na detecção precoce de falhas e na garantia da operacionalidade dos equipamentos. Por fim, os fatores considerados para a elaboração do plano de manutenção, como o ambiente operacional, as normas e regulamentações vigentes, o histórico de falhas, a disponibilidade de mão de obra qualificada e a gestão de estoques de peças de reposição, destacam a importância de uma abordagem holística e integrada na gestão da manutenção de subestações elétricas. A busca pela excelência operacional e pela maximização da confiabilidade deve ser um processo contínuo, pautado pela análise de dados, pela capacitação técnica dos colaboradores e pela adoção de tecnologias inovadoras.

Por fim, esta tese busca contribuir para o entendimento dos desafios e das melhores práticas na elaboração de planos de manutenção para subestações elétricas. Ao integrar conhecimentos teóricos e práticos, ela oferece um guia inicial para profissionais e gestores do setor elétrico, visando à melhoria contínua da confiabilidade, disponibilidade e eficiência das subestações, em benefício da sociedade como um todo.

## **BIBLIOGRAFIA**

FILHO, Mamede. J. Manual de Equipamentos Elétricos. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

FILHO, Mamede. J. Subestações de Alta Tensão. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

GILL, Paul. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Boca Raton: CRC Press, 2009.

GEBRAN, Amaury Pessoa. Manutenção e Operação de Equipamentos de Subestações. Porto Alegre: Bookman, 2014.

SOUSA, Jorge Nemésio. Manutenção de Instalações e Equipamentos Elétricos. Rio de Janeiro: Engeman, 2017.

SOUZA, Mykaelle. A IMPORTÂNCIA DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA DE SUBESTAÇÕES NA PREVISÃO E ELIMINAÇÃO DE PROBLEMAS FUTUROS: UM ESTUDO DE CASO. Tese (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2017.

JÚNIOR, David. MANUTENÇÃO EM SUBESTAÇÕES DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA EM CONFORMIDADE COM A NR10. Tese (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília. Brasília, 2016.

SILVINO, Davi. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS EM SUBESTAÇÕES DISTRIBUIDORAS. Tese (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2018.

CARRUSCA, Gabriel. ENSAIOS DE MANUTENÇÃO PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA A ÓLEO COM TENSÃO SUPERIOR A 69 kV. Tese (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2021.