

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
CAMPUS DE CURITIBA  
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA  
ÊNFASE ELETROTÉCNICA**

**REINALDO CAVALHEIRO DE LIMA JÚNIOR**

**ANÁLISE DE FALHAS E DEFEITOS NOS TRANSFORMADORES DE  
POTÊNCIA E SEUS DISPOSITIVOS**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CURITIBA  
2014**

**REINALDO CAVALHEIRO DE LIMA JÚNIOR**

**ANÁLISE DE FALHAS E DEFEITOS NOS TRANSFORMADORES DE  
POTÊNCIA E SEUS DISPOSITIVOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Industrial Elétrica - Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Profa. Dra. Andrea Lucia Costa

**CURITIBA  
2014**

Reinaldo Cavalheiro de Lima Júnior

## Análise de Falhas e Defeitos nos Transformadores de Potência e seus Dispositivos

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica ênfase Eletrotécnica, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 25 de Julho de 2014.

---

Prof. Emerson Rigoni, Dr.  
Coordenador de Curso  
Engenharia Elétrica

---

Profa. Annemarle Gehrke Castagna, Ma  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Elétrica do DAELT

### ORIENTAÇÃO

---

Andrea Lucia Costa, Dra.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientadora

### BANCA EXAMINADORA

---

Annemarle Gehrke Castagna, Ma.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Álvaro Augusto W. de Almeida, Eng.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Paulo Cícero Fritzen, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A minha esposa Carla, companheira de vida em momentos bons e ruins. Com quem amo partilhar a vida. Presente de Deus pra mim.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus. Este trabalho não seria concretizado sem Sua Graça e Misericórdia.

A minha orientadora Professora Dra. Andrea Lucia Costa pela atenção, compreensão e dedicação com que me ajudou a realizar este estudo.

Aos Professores Álvaro Augusto W. de Almeida e Paulo Cícero Fritzen e à Professora Annemarlen G. Castagna por terem atendido ao convite para participação da banca examinadora, dispondo de seus conhecimentos para analisar este trabalho.

A meus pais e meu irmão, pelo apoio e torcida nas minhas conquistas, pessoas contribuintes para formação do meu caráter.

A todos, que direta ou indiretamente, de alguma forma, em algum momento da vida, foram responsáveis e contribuíram para este momento.

## RESUMO

LIMA JR, Reinaldo Cavalheiro de. **Análise de Falhas e Defeitos nos Transformadores de Potência e seus Dispositivos**. 2014. 59 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

A proposta deste Trabalho de Conclusão de Curso foi estudar e analisar as falhas e defeitos de transformadores de potência do sistema elétrico de uma determinada concessionária de energia elétrica, visando contribuir com melhorias nas técnicas de manutenção dessa empresa, promovidas por melhor entendimento das causas dos defeitos e falhas. Foram estudados e analisados transformadores conectados à rede básica, ou seja, transformadores da classe de tensão de 230 kV ou superior. A análise das falhas e defeitos foi feita para o período de tempo com início em janeiro de 2005 e término em abril de 2014. O estudo mostrou que o sistema de proteção é o maior responsável pelas interrupções dos transformadores operados pela empresa concessionária. Excluindo-se o sistema de proteção, o tanque e seus acessórios, as buchas e comutadores representam mais da metade das causas de interrupções de transformadores, considerando falhas e/ou defeitos.

**Palavras-chave:** Transformador de Potência. Falhas. Defeitos. Dispositivos de Proteção.

## ABSTRACT

LIMA JR, Reinaldo Cavaleiro de. **Analysis of Faults and Defects in Power Transformers and his Devices**. 2014. 59 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

The purpose of this Completion of Course Work was study and analyzes the faults and defects of power transformers occurring in the electrical system of a certain electric energy company, aiming to contribute to improvements in the technical maintenance of this company, promoted by better understanding the causes of defects and failures. Were studied and analyzed transformers connected to the basic network, i.e., the class of 230 kV or higher voltage transformers. The analysis of faults and defects was made for the time period beginning January 2005 and ending in April 2014. The study showed that the protection system is the most responsible for interruptions of transformers operated by the energy company. Excluding the protection system, the tank fittings, bushings and switches represent more than half of the causes of outages of transformers, considering faults and / or defects.

**Keywords:** Power Transformer. Failures. Defects. Protection Devices.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Transformador de Carga Trifásico 69 / 13,8 kV 41,67 MVA.....	8
Figura 2 – Ruptura de Isolador em Transformador de Potencial 13,8 kV instalado dentro da área de atuação da proteção diferencial – causa de desligamento de transformador.....	10
Figura 3 – Tipos de Transformadores.....	15
Figura 4 – a) Núcleo Envolvido – Transformador Monofásico. b) Núcleo Envolvido – Transformador Trifásico. c) Núcleo Envolvente – Transformador Monofásico. d) Núcleo Envolvente – Transformador Trifásico.....	16
Figura 5 – Bucha do Tipo Sólido ou não Condensiva.....	18
Figura 6 – Bucha do Tipo Sólido ou não Condensiva.....	18
Figura 7 – Bucha do Tipo Condensiva.....	19
Figura 8 – Bucha do Tipo Condensiva.....	19
Figura 9 – Sistema de Comutação de Derivação.....	20
Figura 10 – Comutador de Derivação sob Carga de Transformador Trifásico Extraído para Manutenção.....	21
Figura 11 – Indicador de temperatura do óleo (45,6°C) e enrolamentos (50,3°C) de um transformador de potência 230 / 69 / 13,8 kV 150 MVA.....	22
Figura 12 – Conjunto de ventiladores instalados em radiadores de transformadores de potência 230 / 69 / 13,8 kV 150 MVA.....	23
Figura 13 – Sistema de circulação forçada de óleo instalado em transformador de potência 230 / 69 / 13,8 kV 150 MVA.....	23
Figura 14 – Indicador de nível de óleo instalado em transformador de potência 230 / 69 / 13,8 kV 150 MVA.....	25
Figura 15 – Relé que engloba todas as funções de proteções de um transformador de potência 230 / 69 / 13,8 kV 150MVA.....	25
Figura 16 – Esquema de aplicação da técnica de análise de resposta em frequência.....	32
Figura 17 – Influência dos fatores externos na aplicação da técnica de termografia.....	34
Figura 18 – Exemplo de apresentação dos dados pelo <i>software</i> de Gerenciamento da Operação.....	37
Figura 19 – Exemplo de apresentação de anormalidades pelo <i>Software</i> de Gerenciamento da Manutenção.....	38

Figura 20 – Exemplo de Relatório de Turno.....	39
--	----

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Gráfico para determinação do grau de contaminação do óleo mineral por meio do número e tamanho de partículas.....	30
Gráfico 2 – Interrupções de Serviços <i>versus</i> Componentes.....	44
Gráfico 3 – Interrupções de Serviços devido às Falhas <i>versus</i> Componentes.....	45
Gráfico 4 – Interrupções de Serviços devido aos Defeitos <i>versus</i> Componentes.....	45
Gráfico 5 – Interrupções de Serviços devido às Falhas <i>versus</i> Falha Humana.....	46

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros de resultados para óleo mineral isolante.....	29
Tabela 2 – Recomendação de ação a ser tomada diante dos resultados de rigidez dielétrica e nível de contaminação por partículas.....	31
Tabela 3 – Vantagens e desvantagens do uso de sinal senoidal ou impulso reduzido.....	33
Tabela 4 – Número de Equipamentos X Potência Trifásica.....	41
Tabela 5 – Evolução do número de equipamentos com classe de tensão de 230 kV e operados pela empresa concessionária no período de 2005 a 2014.....	43

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	7
1.1 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA .....	9
1.2 PROBLEMA E PREMISSAS .....	9
1.3 OBJETIVOS.....	10
1.3.1 Objetivo Geral .....	10
1.3.2 Objetivos Específicos .....	10
1.4 JUSTIFICATIVA .....	11
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....	11
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	12
2 TRANSFORMADORESE DE POTÊNCIA.....	14
2.1 INTRODUÇÃO.....	14
2.1.1 Tipos de Transformadores .....	14
2.1.1.1 Transformadores de Transmissão .....	15
2.1.1.2 Transformadores de Subtransmissão .....	15
2.1.2 Equipamentos Componentes de Transformadores .....	15
2.1.2.1 Núcleo.....	16
2.1.2.2 Enrolamentos .....	17
2.1.2.3 Buchas .....	17
2.1.2.4 Comutadores de Derivação .....	19
2.1.2.5 Sistemas de Refrigeração.....	21
2.1.2.6 Sistemas de Proteção e Controle .....	23
2.1.2.7 Sistema Isolante.....	25
2.2 MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....	26
2.2.1 Análise Cromatográfica.....	27
2.1.2 Análise Físico-Química .....	28

2.1.3 Contagem de Partículas .....	29
2.1.4 Análise de Resposta em Frequência .....	31
2.1.5 Termografia .....	33
2.3 CONSIDERAÇÕES .....	35
3 METODOLOGIA APLICADA E DADOS COLETADOS .....	36
3.1 INTRODUÇÃO.....	36
3.2 <i>SOFTWARE</i> DE GERENCIAMENTO DA OPERAÇÃO.....	36
3.3 <i>SOFTWARE</i> DE GERENCIAMENTO DA MANUTENÇÃO.....	37
3.4 LIVROS DE OCORRÊNCIAS DAS SUBESTAÇÕES .....	38
3.5 DADOS COLETADOS.....	39
3.6 RESULTADOS .....	40
REFERÊNCIAS .....	44

# 1 PROPOSTA DO TRABALHO

## 1.1 INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência constituem um dos principais equipamentos dentro de subestações e usinas e sua função é essencial no fornecimento de energia elétrica (BECHARA, BRANDÃO, 2009, p. 1). Podem ser instalados em subestações externas, isto é, instalados ao tempo, ou instalados em subestações internas, ou seja, abrigados. Neste trabalho o alvo de estudo são os transformadores instalados em subestações externas e, portanto, sob a influência das mais diversas condições climáticas.

A perda da função transformador gera grandes “transtornos operacionais”, pois são equipamentos que interrompem, quando de seu desligamento por falha ou defeito, grande quantidade de consumidores. Muitas vezes sua substituição é dificultosa e custosa financeiramente (BECHARA, BRANDÃO, 2009, p. 1).

Neste estudo, entende-se por falha a ocorrência que leva à perda da função transformador, isto é, o transformador é retirado forçosamente de operação. O defeito é a ocorrência que, caso o equipamento não sofra intervenção de correção, levaria o transformador à falha. Neste caso, pode-se programar a retirada de operação do transformador para correção da anomalia observada. Esta situação é preferível em todos os aspectos envolvidos, sejam eles, financeiros ou de segurança. No caso de retirada de operação de um transformador por meio de programação para sanar anomalias pode-se fazer o remanejamento das cargas por ele atendidas a fim de não interromper o fornecimento de energia.

Os transformadores de potência operados pela empresa concessionária alvo do estudo operam, em geral, em paralelo, no caso de transformadores interligadores de área (utilizados para interligar dois subsistemas de transmissão de tensões diferentes). No caso de transformadores de carga, a operação é realizada em separado, isto é, cada transformador atende a um barramento de maneira individual. A Figura 1 apresenta um transformador de carga que opera, conforme explicado, atendendo individualmente um barramento de carga. Dessa forma, caso haja a falha do transformador, os consumidores conectados neste barramento tem o fornecimento de energia interrompido.

A interrupção no fornecimento de energia elétrica devido ao desligamento do transformador pode ter diversas causas. Estas causas podem ser internas ou externas ao transformador e, portanto, a interrupção de energia pode não ter como causa uma falha ou

defeito do equipamento. O desligamento de um transformador pode ser causado, por exemplo, pela atuação da proteção que monitora a diferença de corrente entre entrada e saída do mesmo. Este monitoramento é propiciado por transformadores de correntes (TCs) instalados no primário e secundário do transformador e qualquer falta ocorrida entre estes transformadores de corrente sensibilizará o relé que comandará o desligamento do transformador.



**Figura 1 – Transformador de Carga Trifásico 69 / 13,8 kV.  
Fonte: Autoria própria (2013).**

No caso da utilização de banco trifásico de transformadores constituído de três transformadores monofásicos, é possível desenvolver esquemas de substituição de cada um desses transformadores no projeto da subestação no qual o banco está instalado. Um meio de substituição de um transformador monofásico compondo um banco trifásico é obtido quando cada um dos transformadores monofásicos é conectado a um barramento comum. Na ocorrência de falha ou defeito de um dos transformadores pode-se colocar em operação um transformador reserva que esteja previamente alocado de forma a ser conectado ao barramento comum ao banco trifásico. Esse procedimento exige um tempo consideravelmente

menor para substituição do transformador avariado em comparação à substituição de um transformador trifásico, visto que, em geral, não existem esquemas de substituição semelhantes para transformadores trifásicos.

Esse trabalho analisará as de falhas e defeitos em transformadores de potência da classe de tensão de 230 kV de uma determinada concessionária de energia elétrica, durante um período de tempo específico. São consideradas para o estudo todas as falhas registradas no sistema de informação da concessionária, bem como os defeitos que ocasionaram o desligamento temporário de tais equipamentos.

## 1.2 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

Este trabalho busca analisar os defeitos e falhas ocorridos em transformadores de potência da classe de tensão de 230 kV operados por uma determinada concessionária de energia elétrica. Equipamentos pertencentes a essa classe tensão são de grande importância para o Sistema Interligado Nacional (SIN), pois o desligamento desses transformadores provoca perturbações na rede elétrica de proporções maiores do que a perda de transformadores de tensões de 138 kV e 69 kV. Diante disso, o estudo dos transformadores com classe de tensão de 230 kV constitui o objetivo deste trabalho.

O período de tempo considerado para análise inicia em janeiro de 2005 e termina em abril de 2014.

## 1.3 PROBLEMA E PREMISSAS

Os transformadores de potência são equipamentos de grande porte que causam interrupção imediata ao sistema elétrico (SOUZA 2009, p. 18). As falhas e defeitos que geram o desligamento do transformador de potência precisam ser alvo da análise de concessionárias de energia elétrica, com o objetivo de se prever ou reduzir as interrupções no fornecimento de energia. A descontinuidade do sistema elétrico resulta em perdas financeiras vultosas e tem reflexos na segurança pública.

Em casos de falhas, o transformador é retirado de operação por atuação de proteção associada ao mesmo. De acordo com a proteção atuada ocorre o bloqueio de religamento do transformador e este só pode ser religado após inspeção do operador responsável. Este procedimento é feito para evitar o grande estresse causado aos vários equipamentos constituintes do transformador caso o mesmo seja religado com persistência da falha.

Há ainda situações em que o transformador não pode ser religado. São previstos em normas internas à concessionária de energia elétrica as combinações de atuações de proteção que não permitem o religamento do transformador. Caso a inspeção não seja satisfatória para realizar o religamento do transformador ou as atuações de proteção previstas em normas não permitam o religamento, as cargas atendidas pelo mesmo devem ser remanejadas na rede de distribuição, quando possível. Este remanejamento exige mobilização de quantidade considerável de pessoal e tempo. Portanto, a falha de um transformador pode resultar em horas de interrupção de energia de vários consumidores residenciais e industriais.

A Figura 2 ilustra a ruptura de um transformador de potencial (TP) de 13,8 kV instalado dentro da faixa de atuação da proteção diferencial do transformador. A ruptura do TP foi consequência de um curto-circuito nos terminais do equipamento provocado por um pássaro. Este curto sensibilizou o relé de proteção diferencial, o qual enviou sinal de *trip* aos disjuntores gerais do transformador causando a interrupção de fornecimento de energia elétrica a vários consumidores.

Em situações como a descrita, faz-se necessário a inspeção visual do transformador e demais equipamentos instalados dentro da área de atuação do relé para, de acordo com o resultado da inspeção, realizar o religamento do transformador.



**Figura 2 - Ruptura de Isolador em Transformador de Potencial 13,8 kV instalado dentro da área de atuação da proteção diferencial – causa de desligamento de transformador.  
Fonte: Autoria própria (2012).**

Em muitos casos, quando um barramento de carga é atendido por dois transformadores, ou no caso de transformadores interligadores, a perda de um deles causa sobrecarga ao transformador remanescente, pois os transformadores não são dimensionados de forma a atender sozinhos ao barramento em seu secundário e o sistema deve ser preparado para não sobrecarregar o transformador remanescente. Uma nova contingência resultaria na completa interrupção das cargas no barramento secundário. As cargas em sua maioria são atendidas por uma rede em anel e, portanto, permite a interligação da rede para seu atendimento. Mas há situações em que o consumidor é atendido radialmente e, então, não há opção alternativa para o fornecimento de energia elétrica quando ocorre a perda dos transformadores que alimentam o barramento onde estão esses consumidores.

O estudo dos componentes pertencentes ao transformador de potência e sua caracterização podem ser relacionados aos resultados da pesquisa de ocorrências de falhas e defeitos. Espera-se assim, que este estudo possa servir de material referencial futuro para análise e melhoria nas técnicas de manutenção destes equipamentos.

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é analisar as falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência de 230 kV operados por uma concessionária de energia elétrica, em um período determinado de tempo.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Obter a fundamentação teórica adequada ao estudo do problema;
- Estudar os principais componentes do transformador e sua operação nos sistemas elétricos de potência;
- Conhecer e manusear a ferramenta de dados necessária à coleta dos dados de falhas e defeitos;
- Pesquisar as falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência da empresa concessionária de energia elétrica analisada, no período de tempo determinado e pertencentes à classe de tensão definida;

- Analisar as falhas e defeitos nos transformadores de potência coletados durante o estudo;
- Escrever as conclusões obtidas com essa análise.

### 1.5 JUSTIFICATIVA

A interrupção de energia elétrica causada pela perda da função de um transformador resulta em transtornos sociais e prejuízos financeiros. O desligamento do transformador causa a interrupção imediata do fornecimento de energia elétrica. Diante disso, as empresas concessionárias de energia elétrica precisam aprimorar continuamente suas técnicas de manutenção voltadas aos transformadores de potência.

Este estudo pretende analisar as falhas e defeitos que provocam a perda da função transformador no sistema. Assim, conclui-se, que a realização deste estudo é de interesse da sociedade, das empresas concessionárias de energia elétrica e do poder público, pois pretende aprimorar as técnicas de manutenção que visam reduzir as interrupções de energia elétrica.

### 1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O trabalho inicia-se por meio de pesquisas em trabalhos já existentes na área utilizando-se livros, normas, artigos e outras referências envolvendo transformadores de potência.

Após a pesquisa bibliográfica sobre o funcionamento e características do transformador de potência será realizada uma pesquisa de ocorrência de falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência de classe de tensão de 230 kV e pertencentes à empresa concessionária de energia. Esta pesquisa será realizada por meio de acesso aos sistemas de gerenciamento da manutenção e gerenciamento da operação da transmissão da empresa concessionária.

O sistema de gerenciamento da manutenção da transmissão consiste em um *software* de uso interno da empresa concessionária no qual podem ser obtidas as mais diversas informações referentes ao seu sistema elétrico. Todas as anormalidades referentes a equipamentos pertencentes à rede básica operada pela empresa são incluídas neste sistema de gerenciamento. Este sistema apresenta filtros de busca e, assim, pretende-se filtrar as ocorrências de anormalidades referentes aos transformadores de potência alvo deste estudo. Espera-se obter, por meio deste sistema, as ocorrências de defeitos, isto é, ocorrências que não

levam o transformador ao desligamento imediato, mas que precisam ser tratadas a fim de evitar que ocorra o desligamento involuntário do transformador.

O sistema de gerenciamento da operação da transmissão também consiste em um *software* de uso interno da empresa concessionária. É utilizado para gerenciar eventos e autorizações de intervenções no sistema elétrico operado pela empresa. Neste sistema são inseridos todos os eventos relevantes ao sistema elétrico, tais como: desligamentos, período de execução de serviços, controle de tensão, sobrecargas, controle de frequência ou notas com comentários relevantes ao sistema elétrico. Espera-se obter, por meio deste sistema, as ocorrências de falhas, ou seja, ocorrências que retiram involuntariamente o transformador de operação.

Espera-se, por meio da utilização destes dois sistemas, filtrar as ocorrências relacionadas a transformadores de potência com classe de tensão alvos deste estudo. A partir de então, com os dados do transformador, data da ocorrência e localização do mesmo pretende-se buscar maiores dados e informações junto às equipes de manutenção envolvidas na ocorrência de defeito ou falha do transformador. Também se pretende realizar pesquisas nos relatórios da equipe de operação, nos quais são relatados os eventos significativos ocorridos no sistema elétrico operado pela concessionária.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O resultado da pesquisa será exposto nos quatro capítulos subsequentes, descritos a seguir.

No Capítulo 2 é apresentada a pesquisa bibliográfica sobre o transformador de potência, seus principais componentes sujeitos às falhas, a operação desse equipamento e os tipos de manutenção que são realizadas.

No Capítulo 3 são expostos e analisados os dados obtidos com a pesquisa realizada sobre ocorrências de falhas e defeitos nos transformadores de potência com classe de tensão já determinados e operados pela concessionária de energia alvo da pesquisa dentro do período de tempo determinado.

No capítulo 4 são apresentadas as conclusões do trabalho.

## 2 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

### 2.1 INTRODUÇÃO

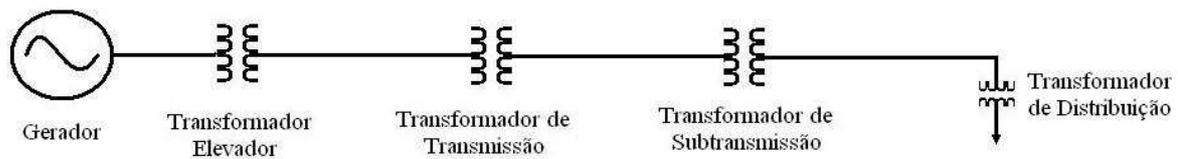
Os transformadores de potência são equipamentos cujo funcionamento resulta na transformação do nível de tensão e corrente entre o primário e o secundário (BECHARA, 2010, p.4). São utilizados para transferência de energia por meio de um fluxo magnético (ALVES, NOGUEIRA, 2009, p. 2). De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) um transformador é um equipamento elétrico estático que, por indução magnética, transforma tensão e corrente alternadas entre dois ou mais enrolamentos, sem alteração de frequência.

Os transformadores têm seu funcionamento baseado no princípio da indução mútua entre suas bobinas constituintes e a transferência de energia entre primário e secundário é resultado do quão forte é o acoplamento magnético entre as bobinas. Esta transferência de energia não depende de partes mecânicas móveis e, caso o transformador não estivesse submetido a esforços, teoricamente, não sofreria quaisquer desgastes mecânicos (SOUZA, 2008, p. 22).

O acoplamento magnético entre as bobinas pode ser fraco ou forte dependendo do material existente entre as bobinas. Em transformadores de potência têm-se as bobinas fortemente acopladas pela utilização de núcleo de ferro. Transformadores com acoplamento fraco tem aplicação em circuito eletrônicos e comunicação em altas frequências (KOSOW, 1982, p. 511 e 513).

### 2.2 TIPOS DE TRANSFORMADORES

Os transformadores podem ser classificados de acordo com suas características específicas quanto à classe de tensão, nível de potência e utilização dentro do sistema elétrico (BECHARA, BRANDÃO, 2009, p. 1). Quanto à utilização podem-se classificar os transformadores em elevadores, de transmissão, subtransmissão e distribuição conforme Figura 3 mostrada a seguir.



**Figura 3 – Tipos de transformadores.**  
**Fonte: Bechara (2010).**

Este trabalho tem como foco os transformadores de transmissão com classe de tensão de 230 kV.

### 2.2.1 Transformadores de Transmissão

São transformadores utilizados para interligação geral dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN) adequando diferentes níveis de tensão. São equipamentos construtivamente mais complexos em comparação aos transformadores elevadores. Os transformadores de transmissão apresentam regulação sob carga, isto é, são dotados de comutador de *tap* operado sob carga. Apresentam tensões usuais primárias de 230 kV e secundárias de 69 kV ou 138 kV (além do terciário em 13,8 kV).

### 2.2.2 Transformadores de Subtransmissão

São transformadores utilizados para reduzir o nível de tensão a níveis utilizados em sistemas de distribuição. São também denominados de transformador de carga e podem apresentar dois ou três enrolamentos. As tensões primárias usuais deste tipo de transformador são 138 kV ou 69 kV e apresentam o secundário, usualmente, em 34,5 kV ou 13,8 kV. Podem apresentar sistema de comutação à vazio e sob carga.

## 2.3 EQUIPAMENTOS COMPONENTES DE TRANSFORMADORES

Para a análise das falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência é preciso caracterizar os principais componentes constituintes dos transformadores a fim de melhor compreender seu funcionamento e causas de possíveis defeitos e falhas.

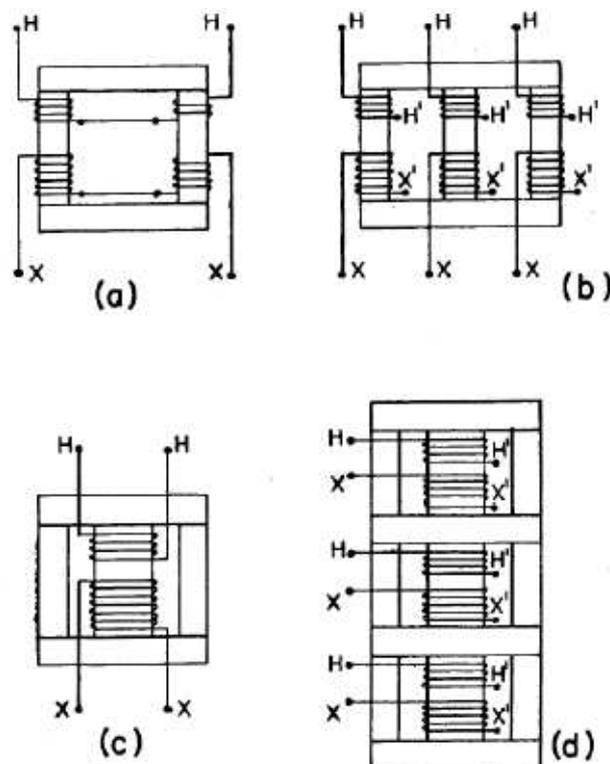
Os principais componentes e sistemas constituintes dos transformadores são: enrolamento e núcleo (parte ativa), buchas, comutadores de derivações, sistema de

refrigeração, sistemas de proteção e controle, tanque, sistema isolante e demais acessórios (SOUZA 2008, p. 38).

### 2.3.1 Núcleo

Os enrolamentos que cobrem o núcleo são percorridos por correntes e geram fluxo magnético. O núcleo do transformador é o caminho para este fluxo magnético gerado e, portanto, caracteriza-se com um dos principais componentes do transformador de potência (MARTIGNONI, 1991).

Os núcleos constituem o circuito magnético para os transformadores e podem ser de dois tipos: envolventes e envolvidos. O núcleo envolvido tem os enrolamentos dispostos de forma a envolver o núcleo, porém não são envolvidos pelo mesmo. No núcleo envolvente os enrolamentos são dispostos de forma a envolver o núcleo, porém também são envolvidos pelo mesmo (MARTIGNONI, 1991, p. 12). A Figura 4 mostra esses tipos de núcleo para transformadores monofásicos e trifásicos.



**Figura 4 – a) Núcleo Envolvido – Transformador Monofásico. b) Núcleo Envolvido – Transformador Trifásico. c) Núcleo Envolvente – Transformador Monofásico. d) Núcleo Envolvente – Transformador Trifásico.**

Fonte: Martignoni (2009).

O núcleo é formado por chapas de ferro-silício e não é uma peça única. As chapas ou lâminas são cortadas em peças e, por isso, o núcleo apresenta entreferros nas junções das lâminas. A existência do entreferro torna necessária uma corrente magnetizante maior para a produção do fluxo e, portanto, seria aconselhável construir o núcleo com lâminas em uma única peça. Porém, por motivos construtivos, o enrolamento é feito sob formas apropriadas e não diretamente sobre o núcleo e, por isso, há necessidade de dividir o núcleo em partes permitindo a disposição dos enrolamentos posteriormente ao seu processo construtivo. Em geral, esta divisão se dá em duas partes: as colunas e as travessas (MARTIGNONI, 1991, p. 12 e 13).

O fato de serem construídos em chapas ou lâminas tem o propósito de minimizar o efeito Foucault, o qual é caracterizado pela presença de correntes parasitas circulantes causadoras de perdas e aquecimentos localizados (BECHARA, 2010, p. 6).

Conforme Pena (2003, p. 84), as principais falhas observadas em transformadores relacionadas ao núcleo estão associadas a correntes induzidas pelo fluxo magnético, potencialização inadequada e falhas de origem mecânica e elétrica que tem consequências de aquecimento e provocam degradação do isolamento do núcleo.

### 2.3.2 Enrolamentos

O enrolamento dos transformadores de potência pode ser dividido em grupos, sendo eles: enrolamento tipo “panqueca”, em camadas, helicoidais ou em disco (ALVES, NOGUEIRA, 2009).

O enrolamento do tipo helicoidal é utilizado, basicamente, no primário de transformadores elevadores em usinas e apresentam a característica de baixa tensão e alta corrente. Já o enrolamento em disco é utilizado, frequentemente, quando se faz necessário obter a característica de alta tensão e baixa corrente, podendo ser utilizado em primário de transformadores de transmissão ou subtransmissão. O enrolamento terciário dos transformadores é frequentemente do tipo em camadas.

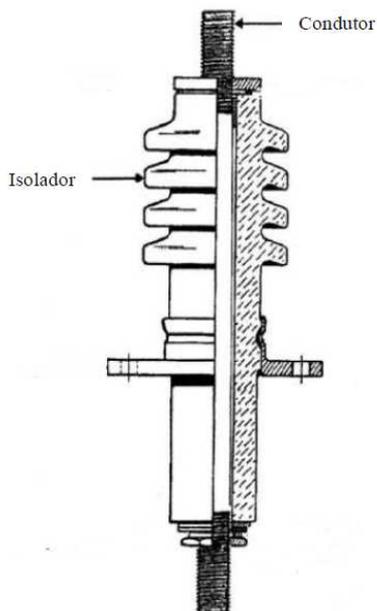
### 2.3.3 Buchas

As buchas são acessórios responsáveis por propiciar um caminho condutivo entre o meio externo e interno do transformador (ALVES, NOGUEIRA, 2009).

A correta e adequada especificação técnica deste acessório é muito importante visto que as buchas são acessórios com elevado índice de falhas. A principal causa destas falhas são a perda de estanqueidade, redução da suportabilidade, má conexão do tape capacitivo, poluição da porcelana e sobretensões transitórias (FRONTIN, 2013).

As buchas podem ser classificadas, de acordo com a construção, em condensivas ou não condensivas (sólidas). Nas buchas não condensivas, a distribuição de tensão é natural e seu aspecto construtivo mais simples em comparação às condensivas. O fator limitante das buchas não condensivas é a tensão, sendo utilizadas em classe tensão inferiores a 15 kV devido a não uniformidade do potencial distribuído ao longo da superfície da bucha. A Figura 5 mostra a estrutura de uma bucha não condensiva e a Figura 6 mostra uma foto desse tipo de bucha.

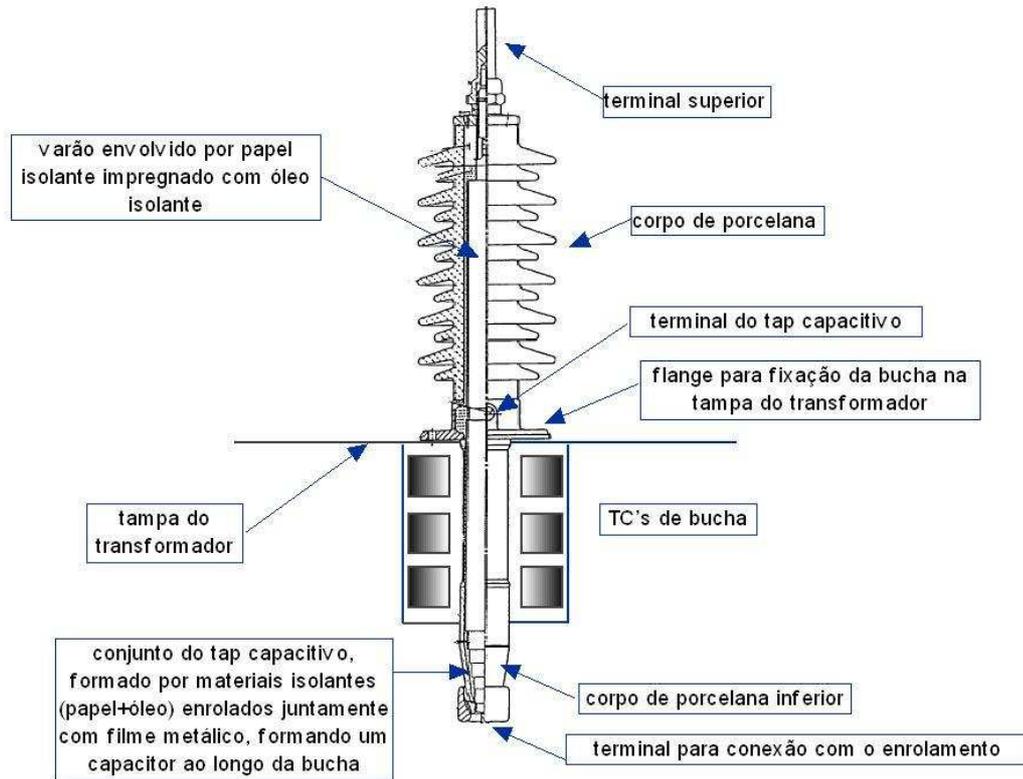
As buchas condensivas são construídas usando camadas de condutores radialmente instalados em intervalos pré-determinados e imersos em óleo. Esta característica permite a equalização do campo elétrico gerado ao longo da bucha. São utilizadas em transformadores que possuem enrolamentos com classe de tensão acima de 15 kV (PENA, 2003). A Figura 7 apresenta a estrutura interna de uma bucha condensiva com suas principais partes. Na Figura 8 é mostrada uma foto com buchas condensivas.



**Figura 5 – Bucha do tipo sólido ou não condensativa.**  
Fonte: Harlow (2004).



**Figura 6 – Bucha do tipo sólido ou não condensativa.**  
Fonte: Autoria Própria (2014).



**Figura 7 – Bucha do tipo condensiva.**  
**Fonte: Bechara (2010).**



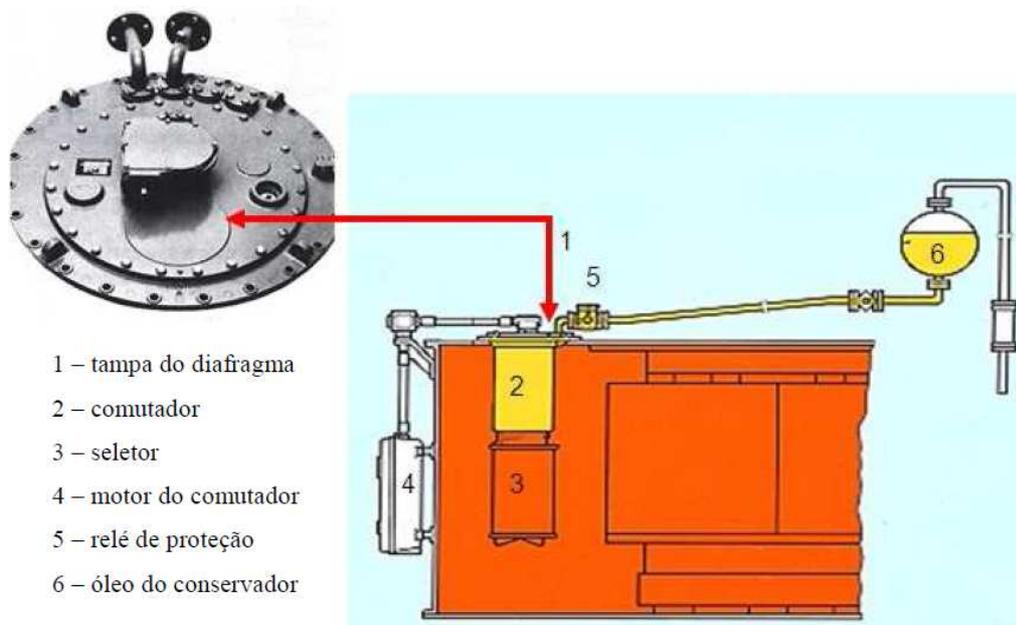
**Figura 8 – Bucha do tipo condensiva.**  
**Fonte: Autoria Própria (2014).**

### 2.3.4 Comutadores de Derivações

Os comutadores são acessórios presentes nos transformadores de potência que permitem a regulação de nível de tensão por meio da adição ou subtração do número de espiras que compõe o enrolamento. São de dois tipos: comutadores de derivação sem carga e comutadores de derivação sob carga (BECHARA, 2010).

Os comutadores de derivação sem carga são instalados, em geral, em transformadores instalados em condições que exigem pouca necessidade de mudança de nível de tensão e só podem ser operados com o transformador desenergizado (BECHARA, 2010).

Os comutadores de derivação sob carga permitem a operação sob carga, isto é, não há necessidade de desenergização do transformador para sua operação. A comutação sob carga produz faiscamentos que geram gases que podem provocar a distorção das características do óleo isolante e, por isso, os comutadores sob carga são instalados em tanque próprio e isolados do tanque principal. Este sistema é constituído por um acionamento motorizado, chave de carga e chave seletora (ALVES, NOGUEIRA, 2009). A Figura 9 mostra o esquema de instalação e partes componentes do sistema de Comutação de Derivação e a Figura 10 mostra um comutador de derivação extraído de um transformador para manutenção.



**Figura 9 – Sistema de Comutação de Derivação**  
 Fonte: Alves e Nogueira (2009).



**Figura 10 – Comutador de Derivação sob Carga de Transformador Trifásico Extraído para Manutenção.**  
**Fonte: Autoria Própria (2012).**

### 2.3.5 Sistemas de Refrigeração

O óleo utilizado para isolamento tem também a função de refrigeração. Pequenos transformadores de distribuição não necessitam de acessórios para refrigeração sendo a superfície do tanque suficiente para a troca de calor. No caso dos transformadores de transmissão estudados nesse trabalho, os transformadores necessitam ser dotados de acessórios capazes de propiciar uma troca de calor mais eficiente com o ambiente externo. Os transformadores são dotados, basicamente, dos seguintes acessórios refrigerantes: radiadores, bombas de circulação de óleo e ventiladores.

Em geral, o aumento de temperatura promove a inserção dos acessórios no intuito de reduzir a temperatura de operação do transformador. Em um estágio inicial, o controle de temperatura se dá pela simples convecção do óleo. Em estágios de temperaturas pré-definidos há a inserção de conjuntos de ventiladores e de bombas que promovem a circulação forçada de óleo. Na empresa concessionária alvo deste estudo, a configuração geral de acionamento

destes acessórios ocorre automaticamente da seguinte maneira (para transformadores que possuem tais acessórios):

- 85°C - Acionamento do primeiro conjunto de ventilação forçada;
- 95°C - Acionamento do segundo conjunto de ventilação forçada;
- 105°C - Acionamento da primeira bomba de circulação forçada de óleo;
- 115°C - Acionamento da segunda bomba de circulação forçada de óleo.

A temperatura é constantemente medida e o controle automático de temperatura aciona os conjuntos de ventilação forçada e as bombas. A Figura 11 mostra um indicador de temperatura do óleo e dos enrolamentos de um transformador.



**Figura 11 – Indicador de temperatura do óleo (45,6°C) e enrolamentos (50,3°C) de um transformador de potência 230/69/13,8 kV 150 MVA.  
Fonte: Autoria Própria (2014).**

As Figuras 12 e 13 mostram fotos de acessórios utilizados no controle da temperatura dos transformadores.



**Figura 12 – Conjunto de ventiladores instalados em radiadores de transformadores de potência 230/69/13,8 kV 150 MVA.**

**Fonte: Autoria Própria (2014).**



**Figura 13 – Sistema de circulação forçada de óleo instalado em transformador de potência 230/69/13,8 kV 150 MVA.**

**Fonte: Autoria Própria (2014).**

### 2.3.6 Sistemas de Proteção e Controle

Os sistemas de proteção são imprescindíveis para a proteção do transformador contra avarias internas e falhas externas. A proteção é realizada por relés que realizam a monitoração das grandezas do transformador e atuam conforme são excedidos os valores pré-definidos de operação normal (ALVES, NOGUEIRA, 2009).

Os relés responsáveis pela monitoração das grandezas do transformador são instalados em painéis presentes em salas de comando de subestações e protegidos dos fatores climáticos externos. Os sinais de corrente e tensão são recebidos pelos relés de proteção por meio dos transformadores de corrente e potencial instalados no pátio da subestação e juntos ao transformador.

Os transformadores são dotados de dispositivos de proteção própria instalados e que promovem seu desligamento em caso de falha. Estes dispositivos apresentam grande porcentual de falha (PENA, 2003). São exemplos de dispositivos de proteção própria: relé detector de gás (Buchholz), relé indicador de temperatura do óleo e enrolamento, válvula de alívio de pressão, TCs de buchas que alimentam os relés diferenciais e outros.

Os relés podem ser identificados por meio de sua numeração ANSI (*American National Standards Institute*) e as principais proteções associadas ao transformador, apresentadas pela numeração ANSI, são:

- 26 – Relé térmico de monitoração de temperatura de topo do óleo;
- 49 – Relé térmico de monitoração de temperatura nos enrolamentos;
- 50 – Relé de sobrecorrente de fase com atuação instantânea;
- 51 – Relé de sobrecorrente de fase com atuação temporizada;
- 50N – Relé de sobrecorrente de neutro com atuação instantânea;
- 51N – Relé de sobrecorrente de neutro com atuação temporizada;
- 59G – Relé de sobretensão para terra;
- 63C – Relé detector de gás do comutador;
- 63T – Relé detector de gás do transformador;
- 63V – Relé de alívio de pressão do transformador;
- 71 – Relé de monitoração do nível de óleo;
- 87T – Relé diferencial.

A Figura 14 mostra uma foto de um indicador de nível de óleo instalado em um transformador de potência.



**Figura 14 – Indicador de nível de óleo instalado em transformador de potência 230/69/13,8 kV 150 MVA.**  
Fonte: Autoria Própria (2014).

A Figura 15 mostra uma foto de um relé digital de monitoramento de transformador de potência. Alguns transformadores são monitorados por relés eletromecânicos. Nesse caso, cada relé possui apenas uma função de monitoração. No caso dos relés digitais, todas as funções de monitoramento, como sobrecorrente, sobretensão, temperatura, pressão ou gás estão presentes em um único equipamento.



**Figura 15 – Relé que engloba todas as funções de proteções de um transformador de potência 230/69/13,8 kV 150 MVA.**  
Fonte: Autoria Própria (2014).

### 2.3.7 Sistema Isolante

Os materiais utilizados como meio isolante em transformadores são, basicamente, papel e óleo mineral. O papel é utilizado na isolação entre espiras, isto é, os condutores são cobertos com papel a fim de evitar curto-circuito entre os mesmos. O óleo é utilizado para isolação entre a parte ativa e o tanque do transformador (além de sua utilização, já citada, como refrigerante) (ALVES, NOGUEIRA, 2009).

Um dos fatores que mais influenciam na vida útil dos isolantes sólidos (papel) e do óleo mineral é a temperatura. O aumento desta provoca degradações nestes materiais que podem culminar no rompimento dielétrico e, conseqüente, desligamento do transformador por atuação de proteção. Além da temperatura, a possível presença de oxigênio, umidade e as constantes descargas parciais provocadas pela comutação sob carga promovem a degradação dos meios isolantes do transformador.

A substituição da utilização do óleo mineral por óleo de origem vegetal tem despertado interesse devido questões ambientais e suas boas características isolantes (FRONTIN, 2013). Porém, o custo benefício de sua aplicação ainda não o torna competitivo frente ao óleo mineral (ALVES, NOGUEIRA, 2009).

## 2.4 MANUTENÇÕES EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

O monitoramento do estado geral do transformador e seus acessórios, assim como o acompanhamento de suas condições operacionais são atividades importantes que visam garantir o bom funcionamento e a não interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Desta forma, as empresas concessionárias de energia elétrica devem manter um plano de manutenção periódico a fim de detectar previamente defeitos que possam levar ao desligamento indesejado do transformador.

Os principais tipos de manutenções são classificados em corretivas, preditivas e preventivas.

A manutenção corretiva é “um serviço, programado ou não, executado em equipamento ou linha de transmissão com a finalidade de corrigir defeitos para restabelecer sua condição satisfatória de operação” (FRONTIN, 2013). Segundo Viana (2002, p. 10), a manutenção corretiva é a intervenção imediata realizada de forma aleatória e sem definições anteriores. É o tipo de manutenção que apresenta maior custo. No contexto desta pesquisa,

esta é a manutenção a ser realizada após a observação do defeito ou falha. Há necessidade de interrupção de serviço do equipamento a sofrer intervenção.

A manutenção preventiva é “um serviço programado executado em equipamento ou linhas de transmissão para manter sua condição satisfatória de operação” (FRONTIN, 2013). De acordo com Viana (2002, p. 10), a manutenção preventiva consiste na intervenção realizada em intervalos predeterminados em equipamentos que não estejam em falhas ou com defeitos, ou seja, em plenas condições operacionais. Esta manutenção é realizada em períodos pré-definidos de tempo. Tais períodos são baseados em dados estatísticos, condições do equipamento e local de instalação. Sua função é prevenir a ocorrência de falhas ou defeitos e também é comumente denominada de manutenção sistemática.

A manutenção preditiva é realizada por meio do monitoramento de parâmetros realizados ao longo da vida do equipamento. Este acompanhamento fornece dados para uma análise probabilística que permite a execução da intervenção em momento adequado. Segundo Viana (2002, p. 12), a manutenção preditiva objetiva, por meio do monitoramento, determinar o tempo correto da necessidade da intervenção. Dessa forma, o equipamento não precisa ser desmontado para inspeções e sua vida útil é maximizada.

Os transformadores apresentam vida útil de operação variante de acordo com o tipo de operação e manutenção empregados. Assim, fica evidente a necessidade de programas de manutenção com o objetivo de prolongar a vida útil deste equipamento.

Existem diversas técnicas de manutenção aplicadas aos transformadores de potência. Isto se deve, principalmente, ao valor financeiro do transformador, que constitui um dos mais caros do sistema elétrico de potência (ARANTES, 2005). Algumas destas técnicas empregadas são apresentadas a seguir.

#### 2.4.1 Análise Cromatográfica

O óleo mineral isolante do transformador sofre desgaste contínuo enquanto o transformador está em operação. A operação do transformador causa pequenas descargas elétricas que promovem a deterioração do óleo isolante, isto é, o óleo passa a apresentar produtos resultantes de sua oxidação. Assim, o termo “deteriorado” é aplicado ao óleo isolante que apresenta esses produtos resultantes da oxidação. Diferentemente, o termo “contaminado” é atribuído ao óleo mineral que contém água ou outros componentes estranhos à sua decomposição (ARANTES, 2005).

A análise cromatográfica em transformadores de potência é tratada pela NBR 7037, a qual estabelece procedimentos mínimos para o recolhimento de amostras de óleo para análise e pela NBR 7274, a qual trata especificamente da análise cromatográfica.

A cromatografia consiste na análise dos gases presentes em uma amostra de óleo do transformador. Os principais gases identificados pela análise são hidrogênio (H<sub>2</sub>), acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). As quantidades de gases presentes, juntamente com um histórico de evolução destas quantidades permitem a identificação de quatro tipos de anormalidades no transformador (BECHARA, 2010). São eles: óleo superaquecido, celulose superaquecida, descargas parciais e arco elétrico.

#### 2.4.2 Análise Físico-Química

O óleo mineral isolante novo utilizado em transformadores deve apresentar características físico-químicas de acordo com especificações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (BECHARA, 2010). Estas características sofrem alterações ao longo da operação do transformador e devem ser periodicamente avaliadas para programação de manutenções preventivas a fim de ampliar a vida útil do equipamento.

A NBR 10576 “Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção” (NBR 10576 de 11/2006) estabelece os parâmetros de resultados correlacionando as tensões dos transformadores às características dos mesmos de acordo com a Tabela 1. Por meio desta tabela observa-se que a rigidez nos resultados, em relação ao meio isolante, aumenta com a classe de tensão do transformador, exigindo menor teor de água e maior rigidez dielétrica do óleo isolante.

**Tabela 1 – Parâmetros de resultados para óleo mineral isolante.**

CARACTERÍSTICAS	Método de Ensaio	Classe de tensão		
		≤ 72,5kV	> 72,5 ≤ 242kV	> 242kV
Aparência	Visual	Claro, isento de materiais em suspensão		
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo calota, mínimo	ABNT NBR IEC 60156	40	50	60
Teor de água, ppm, máximo (corrigido para 20 °C)	ABNT NBR IEC 10710	25	15	10
Fator de dissipação, %, máximo	ABNT NBR 12133			
a 25 °C		0,5	0,5	-
a 90 °C		15	15	12
Fator de potência, %, máximo	ABNT NBR 12133			
a 25 °C		0,5	0,5	-
a 100 °C		20	20	15
Índice de neutralização mg, KOH/g, máximo	ABNT NBR 14248	0,15	0,15	0,15
Tensão interfacial, a 25 °C, mN/m, mínima	ABNT NBR 6234	22	22	25
Ponto de fulgor °C	ABNT 11341	decréscimo máximo de 10 °C		
Sedimentos		nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02% em massa devem ser desprezados		
Inibidor (DBPC)	ABNT NBR 12134	reinibir quando o valor atingir 0,09%		

Fonte: NBR 10576 de 11/2006.

### 2.2.3 Contagem de Partículas

Esta técnica é utilizada especialmente em transformadores com classe de tensão igual ou superior a 230 kV (BECHARA, 2010) para avaliação do óleo mineral isolante.

A operação do transformador tem como consequência natural o surgimento de partículas como ferro, alumínio, cobre e outros elementos constituintes dos componentes do transformador. Porém, essas partículas, por sua natureza condutiva, representam uma ameaça de falha ao equipamento. Para quantificação destas partículas, deve ser realizada, periodicamente, uma coleta de amostra de óleo para, além da quantificação, mensurar o tamanho destas partículas. A quantidade de partículas obtidas juntamente com o tamanho das mesmas é capaz de determinar o grau de contaminação do óleo mineral por meio do Gráfico 1 a seguir.

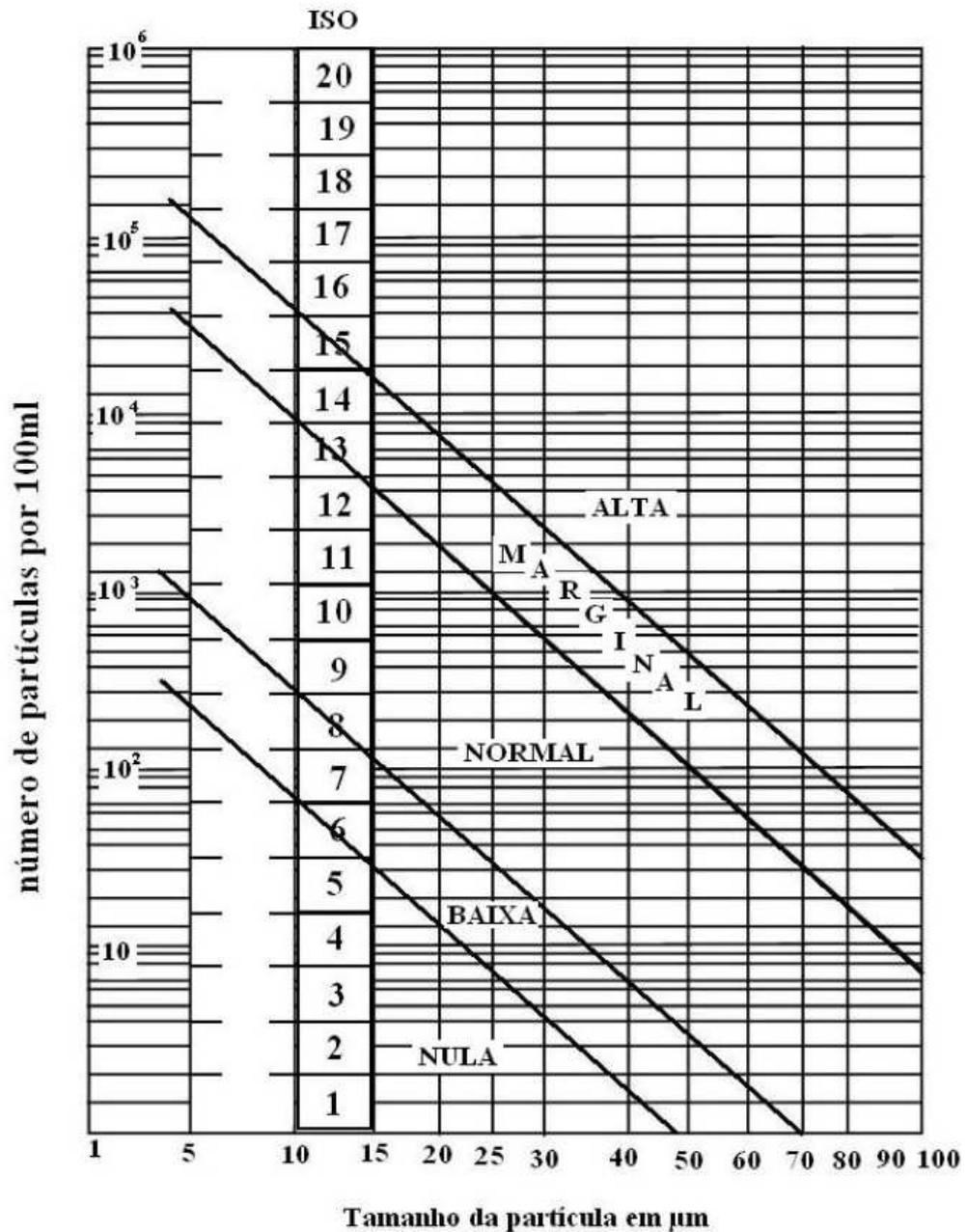


Gráfico 1 – Gráfico para determinação do grau de contaminação do óleo mineral por meio do número e tamanho de partículas.

Fonte: Bechara (2010).

A partir do resultado obtido no Gráfico 1, ou seja, por meio da determinação do grau de contaminação da amostra de óleo em nula, baixa, normal, marginal ou alta é possível, em conjunto com os resultados de rigidez dielétrica do óleo isolante obtido da análise físico-química, determinar a ação a ser tomada diante dos resultados de acordo com a Tabela 2 a seguir.

**Tabela 2 – Recomendação de ação a ser tomada diante dos resultados de rigidez dielétrica e nível de contaminação por partículas.**

nível de contaminação	rigidez dielétrica	recomendação
normal	boa	nenhuma ação a ser tomada
	ruim	identificar o tipo de partículas
marginal	boa	possivelmente celulose suja ou seca. Repetir o teste de rigidez dielétrica com procedimento adequado para partículas
	marginal	identificar o tipo de partículas e teor de umidade. Considerar a possibilidade de filtrar o óleo
alta	boa	rechecar a contagem de partículas e a rigidez dielétrica com procedimento adequado para partículas. Investigar a fonte de partículas
	marginal	filtrar ou substituir o óleo

**Fonte: Bechara (2010).**

Os níveis de contaminação nulos e baixos não são representados na Tabela 2, pois não representam condições de operação do transformador. O grau de contaminação nulo do Gráfico 1 representa o grau de contaminação exigido para o recipiente de coleta da amostra de óleo e o grau de contaminação baixo representa as boas condições do óleo no momento de aceitação ou comissionamento do transformador (BECHARA, 2010).

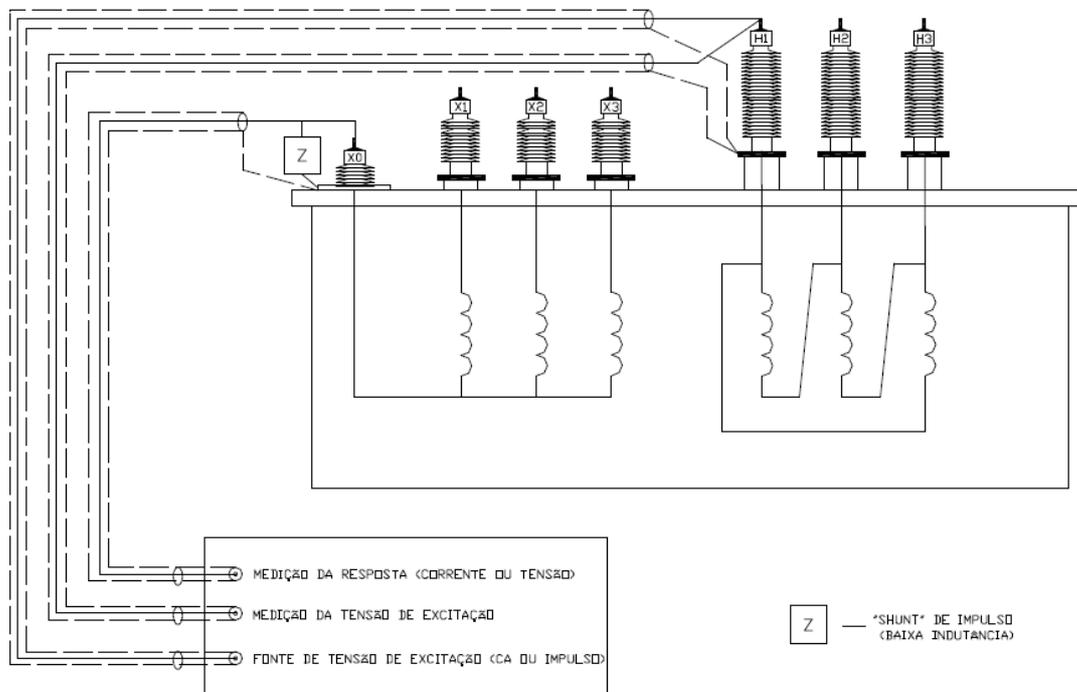
#### 2.2.4 Análise da Resposta em Frequência

A análise de resposta em frequência constitui uma técnica de monitoramento inovadora que tem sua utilidade em manutenção do tipo preditiva, isto é, exige um monitoramento ao longo do tempo de operação do transformador para avaliação de possíveis anormalidades do equipamento (MARTINS, 2007).

Esta técnica permite detectar alterações nas características elétricas dos enrolamentos e outras anormalidades. A aplicação da técnica deve ser baseada em uma manutenção preditiva, pois muitas das alterações percebidas pela técnica são cumulativas, ou seja, ocorrem ao longo da operação do transformador sem caracterizar defeito até que a anormalidade cause a falha do equipamento (MARTINS, 2007). Assim, a existência do histórico de manutenção permite a análise para intervenção em momento adequado.

A técnica consiste na aplicação de um sinal de tensão em um dos terminais de um enrolamento e a mensuração desse sinal, em tensão ou corrente, na outra extremidade de qualquer enrolamento.

O sinal de tensão aplicado pode ser apenas um impulso de baixa amplitude ou um sinal senoidal de frequências desejadas. A Figura 16 demonstra a forma de aplicação da técnica.



**Figura 16 – Esquema de aplicação da técnica de análise de resposta em frequência.**  
**Fonte: Martins (2007).**

O objetivo da análise de resposta em frequência é determinar a função de transferência no domínio da frequência do transformador sob análise. Esta função modela o transformador por meio de um circuito RLC que é uma rede de componentes elétricos passivos sensíveis à variação de frequência. Assim, a variação dos componentes devido a anormalidades no transformador pode ser diagnosticada por meio da variação da distribuição interna de capacitâncias e indutâncias, já que a resposta em frequência do transformador é alterada (TORRES, 2006).

A grande desvantagem da técnica consiste na necessidade, não apenas de desligamento do equipamento, como da desconexão do mesmo ao barramento. Algumas das desvantagens e vantagens da aplicação de sinal senoidal ou impulso são apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3 – Vantagens e desvantagens do uso de sinal senoidal ou impulso reduzido.**

IMPULSO REDUZIDO	RESPOSTA EM FREQUÊNCIA
<b>VANTAGENS</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Não é necessário um técnico experiente</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Instrumento portátil</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sistema automatizado</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sensível aos menores desvios nos enrolamentos</li> </ul>	
	-Possibilidade de obtenção de espectros de frequência até 10 MHz.
	-Resultado direto no domínio da frequência
	-Além das medições de tensão transferida entre enrolamentos, é possível a medição de impedâncias terminais
	-Mesma tensão para cada componente de frequência
<b>DESVANTAGENS</b>	
-Limitado a frequências até 2,5 MHz	
-A forma do sinal de saída é diferente da forma do sinal aplicado	
-Usa somente as medições de transferência de tensões	
-Efeito das ligações no ajuste da forma de onda (repetibilidade)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Necessário desligamento da unidade</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ A unidade tem que ser desconectada e reconectada ao barramento</li> </ul>	

**Fonte: Martins (2007).**

### 2.2.5 Termografia

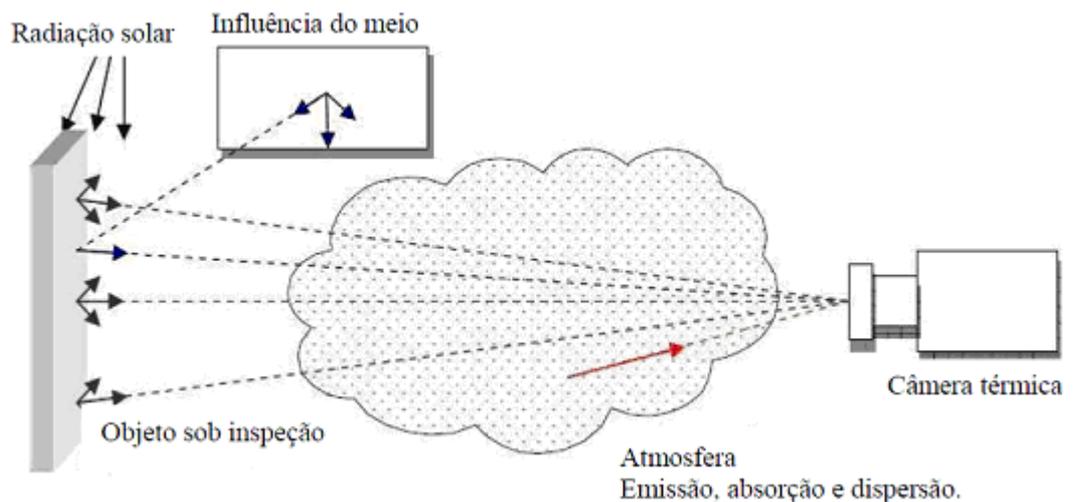
A termografia possui uma característica vantajosa principal que é a possibilidade de aplicar a técnica sem intervenção direta no equipamento, ou seja, não há necessidade de interrupção de serviço do equipamento. Consiste, basicamente, na mensuração da temperatura do equipamento inspecionado por meio da detecção da radiação infravermelha invisível ao olho humano. Esta radiação é transformada em imagens térmicas visíveis ao olho humano e denominadas termogramas (SOUZA, 2008).

A técnica constitui, também, uma técnica de manutenção preditiva, ou seja, é baseada na periodicidade de aplicação da técnica para composição de um histórico de comportamento do transformador.

A mensuração da temperatura constitui requisito principal no processo de diagnóstico e análise da manutenção de transformadores, pois o comportamento anormal de temperatura dos dispositivos elétricos, em geral, precede a falha do transformador (SANTOS et al, 2005).

A técnica pode ser aplicada à distância ou por contato. No método de medição de temperatura por contato são utilizados termômetros de contato enquanto na medição à distância são utilizadas as câmeras térmicas ou termovisores. A técnica aplicada à distância apresenta uma série de vantagens sobre a mensuração a contato. A distância do equipamento a ser inspecionado garante maior segurança no procedimento e, dependendo do equipamento a ser inspecionado (por exemplo, uma linha de transmissão) constitui praticamente a única opção (SOUZA, 2008). Por sua praticidade, os termovisores têm, em geral, aplicação mais difundida na aplicação da técnica de termografia.

Vale ressaltar que a boa aplicação da técnica é dependente de fatores externos a câmera térmica (termovisor). A câmera térmica apenas realiza a transformação da radiação detectada em imagem visível. Para determinação da temperatura, é necessário a inserção de parâmetros na câmera, como a distância do objeto inspecionado e parâmetros relativos ao ambiente de realização da técnica. Assim, percebe-se que a boa aplicação da técnica depende das condições ambientais e de todos os fatores humanos de quem realiza a inspeção, como habilidade, treinamento, capacidade visual ou motivação (SANTOS et al, 2005). A Figura 17 mostra a influência dos fatores externos na aplicação da técnica de termografia.



**Figura 17 – Influência dos fatores externos na aplicação da técnica de termografia.**  
**Fonte: Souza (2008).**

A análise termográfica tem utilidade principal, em transformadores de potência, na detecção de sobreaquecimento em enrolamentos, no papel isolante e no óleo isolante (TORRES, 2006).

### 2.3 CONSIDERAÇÕES DESSE CAPÍTULO

Para uma análise adequada das falhas e defeitos envolvendo determinado equipamento é preciso prévio conhecimento do equipamento sob análise. Para o caso da análise das falhas e defeitos em transformadores de potência torna-se importante a separação do equipamento em blocos de componentes principais, assim como os apresentados neste trabalho, como: buchas, enrolamentos, sistema isolante, sistema de proteção e controle, sistema de refrigeração e comutadores de derivação.

O entendimento da função e modo de operação de cada um dos componentes aliado ao entendimento das técnicas de manutenção empregadas se fez necessário para a análise das falhas e defeitos pesquisados neste trabalho.

Após o estudo do modo de operação e das técnicas de manutenção utilizadas em transformadores de potência pôde-se prosseguir à pesquisa de falhas e defeitos ocorridos em transformadores de 230 kV operados pela empresa concessionária no período de 9 anos, compreendidos entre o ano de 2005 e 2014.

### 3 METODOLOGIA APLICADA E DADOS COLETADOS

#### 3.1 INTRODUÇÃO

A pesquisa teve início por meio de acesso aos *softwares* utilizados pela empresa concessionária de energia alvo do estudo para gerenciamento de manutenções e ocorrências no SEP (Sistema Elétrico de Potência). Dois *softwares* serviram de base para o estudo: *software* de gerenciamento da operação e *software* de gerenciamento da manutenção.

As subestações da empresa mantêm em suas unidades o registro das atividades relevantes na forma de um livro denominado “livro de ocorrências”. Nesse livro, a equipe de operação também descreve toda ocorrência relevante no sistema elétrico operado pela empresa. Estes livros também foram alvo de consultas a fim de obter maiores detalhamentos das ocorrências.

#### 3.2 SOFTWARE DE GERENCIAMENTO DE OCORRÊNCIAS

O *software* de gerenciamento de ocorrências é utilizado pela empresa para o registro de toda ocorrência relevante dentro do sistema elétrico. Ocorrências operacionais como abertura/fechamento de bancos de capacitores, operações sem desligamento, restrições de funções, serviços em andamento ou executados, enfim, toda atividade relevante e relacionada à operação do sistema elétrico operado pela empresa alvo da pesquisa é gerenciada por este sistema.

O sistema também gerencia as autorizações de intervenções no sistema elétrico. Isto é, toda intervenção programada no sistema elétrico de responsabilidade da empresa é gerenciada por este sistema. Intervenções de urgência ou emergência são descritas no sistema, pois são eventos relevantes, mas obviamente não geram documentação de intervenção programada.

O *software* apresenta data e hora de início e fim das ocorrências e intervenções, local das ocorrências e função envolvida. Assim, associado à capacidade de filtros de pesquisa do sistema, pode-se filtrar as ocorrências relacionadas aos transformadores alvos desta pesquisa. A Figura 18 mostra a forma de apresentação das ocorrências pelo *Software* de Gerenciamento de Ocorrências.

Desligamento				28/03/14 01:05	28/03/14 03:32	2:27	E
Causa: Urgência		Órgão:					
Programação da		Sanar ponto quente na bucha de Neutro do Trafo fase-C.					
	TF-2			28/03 01:05	28/03 03:32	RB	
	GER-2 230	52-804	D	28/03 01:05	28/03 03:32	RB	Voluntário
		52-802	D	28/03 01:05	28/03 03:32	RB	Voluntário

**Figura 18 – Exemplo de apresentação dos dados pelo *software* de Gerenciamento da Operação.**

**Fonte: Adaptado do *Software* de Gerenciamento de Ocorrências (2014).**

### 3.3 SOFTWARE DE GERENCIAMENTO DA MANUTENÇÃO

Este *software* é utilizado para gerenciamento da manutenção em equipamentos da empresa concessionária.

O *software* permite filtros por meio de diversos parâmetros: localização do equipamento, data de solicitação ou conclusão do serviço, equipe solicitante e outros parâmetros. A Figura 19 mostra um exemplo de apresentação das anormalidades pelo *Software* de Gerenciamento da Manutenção.

As anormalidades observadas no sistema elétrico dão origem às solicitações de serviços, denominadas “SDS” neste sistema, e são direcionadas pelo observador da anormalidade à equipe de manutenção específica com a localização e descrição do defeito observado. A equipe de manutenção realiza a programação da atividade de manutenção do defeito e realiza a intervenção conforme programação aprovada pelo setor de programação da empresa.

Esta programação leva em consideração a quantidade de desligamentos e quantidade de cargas interrompidas para definir a data e horário autorizado para o desligamento e isolamento do equipamento a ser reparado. Desligamentos de grande proporções que geram contingência no sistema elétrico de potência são realizados, em geral, em finais de semana e durante a madrugada, devido menor quantidade de cargas conectadas ao sistema elétrico.

DADOS DA SDS		
SDS:	<input type="text"/>	Equipe: <input type="text"/>
Localização:	<input type="text"/>	
Situação:	Concluída	Motivo:
Data Inclusão:	12/05/2004 14:49:32	
Equipamento:	<input type="text"/>	
Num OS:	<input type="text"/>	
Data Term. Prev:	11/01/2005 00:00	
Data Term. Real:	11/01/2005 00:00	
Área Solicitante:	<input type="text"/>	
Empregado Solicitante:	<input type="text"/>	
Modelo Atendimento:	<input type="text"/>	
Estrutura:	<input type="text"/>	
Visualizado pelo:	<input type="text"/>	
Defeito Observado:	<input type="text"/>	
Empregado Observador:	<input type="text"/>	
Data Observação:	12/05/2004 14:33:00	
Descrição:	VAZAMENTO DE OLEO NO RADIADOR	

Figura 19 – Exemplo de apresentação de anormalidades pelo *Software* de Gerenciamento da Manutenção.

Fonte: Adaptado do *Software* de Gerenciamento da Manutenção (2014).

### 3.4 LIVROS DE OCORRÊNCIA DAS SUBESTAÇÕES

As subestações operadas pela empresa concessionária mantêm livros de anotações de ocorrências no qual são anotadas quaisquer ocorrências relevantes ocorridas na subestação. A empresa recentemente passou por um processo de informatização do livro de ocorrências tornando-o digital. As anotações passaram a ser realizadas diretamente em computadores possibilitando um processo de consulta e pesquisa de ocorrências mais eficiente. Os dados são armazenados na rede da empresa e, portanto, permite a consulta à distância.

A figura 20 mostra um exemplo desse relatório de turno mantido pela concessionária. Os registros mantidos nesses relatórios também foram consultados na pesquisa a fim de obter complementos nas informações obtidas pelos *softwares* utilizados.

RELATÓRIO DE TURNO	
<b>Data:</b>	17/03/2014 Segunda-feira
<b>Turno:</b>	18:00 às 24:00
<b>Mesa de Operação :</b>	<input type="checkbox"/>
<b>Tempo:</b>	<input type="radio"/> Normal <input checked="" type="radio"/> Chuvoso <input type="radio"/> Vendaal <input type="radio"/> Nublado
<b>Desligamentos :</b>	<p>SE/ <input type="checkbox"/></p> <p>18:00 - O TF-1 230/13,8kV está trabalhando com sobrecarga, pois está atendendo a totalidade das cargas de 13,8kV da SE <input type="checkbox"/> devido indisponibilidade da SE Móvel. (Ev <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>)</p> <p>18:20 / 18:45 - TM2 TMP ENRO X do TF-1 230/13,8kV ultrapassou limite superior: 95,1°C.</p> <p>18:27 / 18:43 - Atuação de Alarme TM1 H Relé 49 do TF-1 230/13,8kV.</p> <p>18:27 / 18:43 - Atuação de Alarme do Relé 49T do TF-1 230/13,8kV.</p> <p>19:17 - Atuação de Alarme TM1 H Relé 49 do TF-1 230/13,8kV.</p> <p>19:17 - Atuação de Alarme do Relé 49T do TF-1 230/13,8kV.</p> <p>19:21 - Atuação de Alarme TM2 X Relé 49 do TF-1 230/13,8kV.</p> <p>Cientes: Engº de plantão <input type="checkbox"/>, Sup de plantão <input type="checkbox"/>, Sup do <input type="checkbox"/>, Coordenador da Operação <input type="checkbox"/>, Sup da Eletromecânica <input type="checkbox"/>, plantão da proteção <input type="checkbox"/>.</p> <p>19:30 / 21:05 - Monitorada a temperatura do TF-1 e informado ao <input type="checkbox"/> para tomar providências junto ao <input type="checkbox"/> para retornar com a SE/MÓVEL, antes que cause o desligamento do TF-1.</p> <p>OBS: O <input type="checkbox"/></p> <p>21:10 - Atuação de desligamento do TM1 H Relé 49 do TF-1 230/13,8kV.</p> <p>21:10 - Atuação de desligamento do Relé 49T do TF-1 230/13,8kV.</p> <p>21:10 - Atuação da chave 86T.</p> <p>21:10 - Desligamento do Disj. 52-211 230kV TF-1.</p> <p>21:10 - Desligamento do Disj. 52-79 13,8kV TF-1.</p> <p>OBS: No momento do desligamento, o TF-1 estava operando com uma carga próxima de 60MVA e uma temperatura de enrolamento de 109,9°C.</p>

Figura 20 – Exemplo de Relatório de Turno.

Fonte: Adaptado de Relatório de Turno da empresa concessionária alvo da pesquisa (2014).

### 3.5 DADOS COLETADOS

Os termos “falha” e “defeito” são tratados, como já descritos, de formas diferentes. O termo “falha” é aplicado a situações em que o equipamento é retirado forçosamente e imediatamente de operação. O termo “defeito” é aplicado à ocorrência que, caso o equipamento não sofra intervenção de correção, levaria o transformador à falha. Isto é, a falha não permite ação de intervenção a fim de evitar a perda da função transformador enquanto o defeito permite a intervenção de correção a fim de evitar a falha do equipamento. Os dados disponíveis na empresa de falhas e defeitos em transformadores de potência foram coletados a fim de análise e estudo dos resultados.

Os dois *softwares* utilizados para pesquisa dos dados não apresentam a disponibilidade de pesquisa por nomes ou termos. Isto tornou a pesquisa mais trabalhosa já que não tornou possível a pesquisa por meio de termos como “falha”, “defeito”, “queima”,

“explosão” ou outros termos que pudessem levar diretamente às ocorrências que interessam ao trabalho.

Primeiramente, foi realizada a pesquisa no *Software* de Gerenciamento da Manutenção. Devido às limitações do *software* já citadas foi realizada uma pesquisa com a maior amplitude possível. Realizou-se uma pesquisa por localização, na qual o parâmetro de pesquisa foi todo o Setor de Transmissão da empresa concessionária. Esta pesquisa revelou todas as anormalidades ocorridas dentro da área de Transmissão da empresa e não apenas anormalidades relacionadas a transformadores.

De posse destes dados selecionou-se todas as anormalidades relacionadas a transformadores, o que gerou 1979 ocorrências. Estes dados sinalizam todas as anormalidades referentes a transformadores e não sinalizam diretamente as falhas e/ou defeitos. As anormalidades computadas neste sistema desencadeiam processos de programações das áreas envolvidas para a intervenção no sistema com o objetivo de sanar a anormalidade. Estas programações e suas respectivas autorizações de intervenção são alocadas no *Software* de Gerenciamento da Operação. Assim, realizando a pesquisa nesta ferramenta tem-se acesso às autorizações de intervenção que foram geradas pelas anormalidades alocadas no Sistema de Gerenciamento da Manutenção. O registro mais antigo sinalizado pelo *Software* de Gerenciamento da Manutenção remete ao ano de 2003.

O *Software* de Gerenciamento da Operação apesar de não permitir o filtro de pesquisa por termos assim como o *Software* de Gerenciamento da Manutenção, permite a pesquisa utilizando-se como filtro o tipo de função (que define o equipamento) envolvida na ocorrência. Assim, foi possível obter, inicialmente, apenas as ocorrências envolvendo transformadores.

A pesquisa por meio da utilização do filtro transformador sinalizou 2398 ocorrências. De posse destes dados foi preciso verificar cada uma das ocorrências sinalizadas pelo sistema para análise e determinação do evento como sendo falha, defeito ou ocorrência diversa da proposta desse trabalho. Para facilitar este processo de filtragem manual, as ocorrências foram filtradas em desligamentos programados (gerados pelas anormalidades alocadas no *Software* de Gerenciamento da Manutenção) e não programados, além da separação em desligamentos de transformadores pertencentes e não pertencentes à rede básica. O registro mais antigo obtido na pesquisa data de 2005.

Devido à limitação de registros encontrados nos *softwares* e à dificuldade em identificar as ocorrências sem o auxílio dos mesmos, o trabalho engloba a análise de falhas e defeitos em transformadores de potência no período de 2005 a 2014.

### 3.6 RESULTADOS

A pesquisa sinalizou 236 interrupções de serviço de transformadores ocorridas entre janeiro de 2005 e abril de 2014. As falhas e defeitos observados envolveram 60 transformadores, sendo 21 transformadores trifásicos, 37 autotransformadores e 2 bancos trifásicos.

Destes dados observa-se a recorrência de interrupções em transformadores, dado que o número de interrupções é em torno de quatro vezes maior que o número de transformadores. Além disso, observa-se que o número de transformadores envolvidos sobe para 64 unidades se considerarmos individualmente os transformadores monofásicos que compõem os bancos trifásicos.

As potências destes transformadores variam entre 31,5 MVA e 150 MVA de acordo com a tabela a seguir:

**Tabela 4 – Número de Equipamentos X Potência Trifásica.**

	Potência Trifásica (MVA)						Total
	31,5	50	67,5	75	120	150	
<b>Número de Equipamentos (Trifásicos e Bancos)</b>	2	7	2	3	2	44	60
<b>Porcentagem (%)</b>	3,13	10,94	3,13	4,69	3,13	73,33	100

**Fonte: Autoria Própria (2014).**

As 236 interrupções de serviço foram provocadas por 66 falhas e 161 defeitos. Observa-se, então, que a soma de falhas e defeitos não coincide com o número de interrupções obtidas na pesquisa, ou seja, 236. O fato não é incoerente, pois a falha de um determinado transformador pode ocasionar a interrupção de serviço em outro transformador, além do próprio equipamento que sofreu a falha. Este fato não foi ignorado na pesquisa e são apresentadas todas as interrupções que tenham como causa a falha e/ou defeito em transformadores de potência operados pela empresa concessionária, da classe de tensão de 230 kV, durante o período de janeiro de 2005 a abril de 2014.

Uma constatação relevante gerada pela pesquisa foram as sinalizações de falhas devido ao sistema de proteção. Este foi o item que mais contribuiu para interrupções de serviços nos transformadores. Foram consideradas, para contabilização das falhas e defeitos na proteção, as ocorrências originadas em falhas ou defeitos no equipamento de proteção do transformador ou em falhas não intrínsecas ao equipamento de proteção. Um equipamento

que contém as lógicas de proteção do transformador pode apresentar um defeito nesta lógica e propiciar o desligamento indevido do transformador. Da mesma forma, esta lógica de proteção pode ser erroneamente configurada quando do manuseio ou manutenção nos relés e, conseqüentemente, causar o desligamento do transformador por envio de *trip* indevido aos disjuntores gerais do transformador.

A pesquisa sinalizou 65 falhas que resultaram em interrupções forçadas dos transformadores e, destas, 46 são falhas devido ao sistema de proteção do transformador. Esta proporção sinaliza que 70,77% das interrupções de serviço são devido a falhas no sistema de proteção do transformador. A relevância desta proporção não evidencia a existência de um mau sistema de proteção, mas sugere maior atenção da empresa concessionária a este sistema.

A empresa possui 103 transformadores com classe de tensão pertencente à rede básica em seu quadro de equipamentos. Este número reflete transformadores em operação, transformadores mantidos como reserva técnica operacional, transformadores mantidos como reserva técnica avariada e transformadores sucateados. Este número considera, também, as unidades monofásicas em bancos trifásicos, isto é, considera 3 equipamentos quando contabiliza os bancos trifásicos.

Contabilizando apenas os transformadores com classe de tensão de 230 kV em operação, a empresa mantém 76 transformadores de potência em seu quadro operacional (ou 80 equipamentos considerando os transformadores monofásicos que compõem os 2 bancos trifásicos).

Cabe ressaltar que estes números foram obtidos no mês de abril de 2014 e que os mesmos apresentam grande variação ao longo do tempo. Esta variação pode ser percebida na tabela 5.

A pesquisa também revelou que dos 76 transformadores de 230 kV operados pela empresa no ano de 2014, houve falhas e defeitos em 60 deles, ficando apenas 16 equipamentos sem ocorrências de falhas e defeitos. Nota-se da tabela anterior que a empresa aumentou significativamente o quadro de equipamentos sob sua concessão durante o período de 2005 e 2014 e a existência destes novos transformadores podem justificar a ausência de falhas e defeitos em 16 equipamentos (nos dois últimos anos, 11 transformadores foram integrados ao quadro de equipamentos em operação pela empresa). Entre os 76 equipamentos operados pela empresa, a partir do ano de 2010, apenas 3 deles sofreram interrupção de serviço devido a falhas e/ou defeitos.

Cabe ressaltar que os transformadores são equipamentos, em geral, fabricados sob encomenda pelas empresas concessionárias e no caso da pesquisa realizada, os

transformadores postos em operação pela empresa no período de 2010 a 2014 são novos. Não se pode afirmar que o número reduzido de ocorrências entre estes transformadores é devido ao fato de serem equipamentos novos, porém fica evidenciada esta correlação, que é esperada intuitivamente, pelo fato de tratar-se de transformadores que não apresentam quaisquer desgastes de operação.

**Tabela 5 – Evolução do número de equipamentos com classe de tensão de 230 kV e operados pela empresa concessionária no período de 2005 a 2014.**

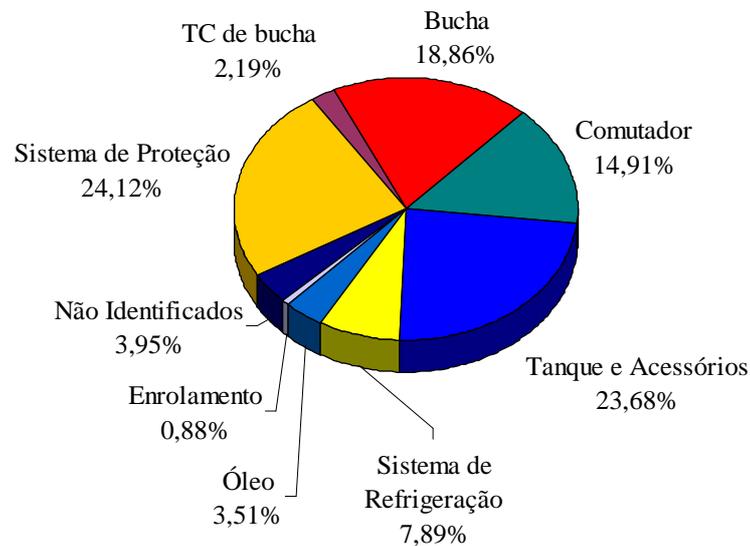
<b>Ano</b>	<b>Total de Equipamentos no ano</b>	<b>Transformadores</b>	<b>Autotransformadores</b>
2005	59	25	34
2006	59	25	34
2007	59	25	34
2008	59	25	34
2009	62	26	36
2010	64	26	38
2011	65	27	38
2012	65	27	38
2013	71	27	44
2014	76	30	46

**Fonte: Autoria Própria (2014)**

### 3.6.1 Interrupções de serviço *versus* componentes

O Gráfico 2 apresenta o percentual de interrupções em transformadores de potência *versus* componentes. A figura representa o total de interrupções, isto é, considera tanto as falhas quanto os defeitos como causa da interrupção da função transformador. Cabe ressaltar, novamente, que os defeitos são as ocorrências que, caso não haja intervenção de correção, levariam à perda da função transformador, enquanto a falha retira, forçosamente, o equipamento de operação.

Os componentes classificados como “sistema de proteção” e “tanque e acessórios” são responsáveis por quase 50 % das interrupções. O sistema de proteção está muito mais associado às falhas enquanto as interrupções devido ao tanque e seus acessórios estão associadas aos defeitos.



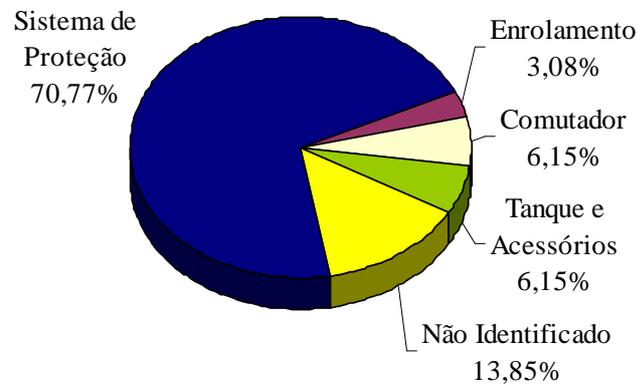
**Gráfico 2 – Interrupções de Serviços *versus* Componentes.**  
**Fonte: Autoria Própria (2014).**

### 3.6.2 Interrupções de Serviço Devido às Falhas *versus* Componentes

O Gráfico 3 apresenta a proporção de falhas em transformadores *versus* componentes. São excluídas as interrupções devido aos defeitos, isto é, interrupções programadas com a finalidade de correção.

O Gráfico 3 evidencia o que já foi descrito quanto ao relevante percentual de interrupções devido ao sistema de proteção. Vale ressaltar, novamente, que foram consideradas as falhas intrínsecas e extrínsecas ao sistema de proteção. As falhas intrínsecas são aquelas provenientes da falha do próprio equipamento de proteção associado ao transformador, isto é, uma falha na lógica interna do relé. As falhas extrínsecas estão associadas ao manuseio incorreto do equipamento de proteção, isto é, um comissionamento ou configuração errônea dos parâmetros utilizados para monitorar o transformador.

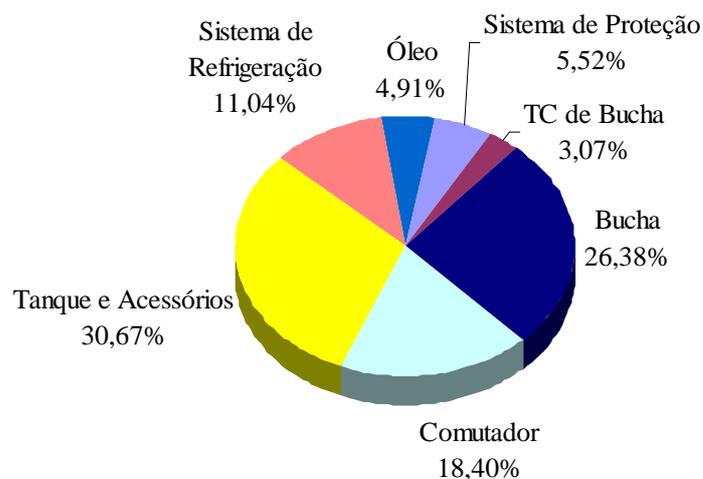
A falha extrínseca da proteção aparece no *Software* de Gerenciamento de Ocorrências da empresa classificada como “falha humana”. Isto evidencia que a empresa tem o gerenciamento adequado desta falha e reconhece o fator humano envolvido.



**Gráfico 3 – Interrupções de Serviços devido às Falhas *versus* Componentes.**  
**Fonte: Autoria Própria (2014).**

### 3.6.3 Interrupções de Serviço Devido aos Defeitos *versus* Componentes

O Gráfico 4 apresenta o percentual de interrupções de serviço devido apenas aos defeitos (excluídas as interrupções devido às falhas).

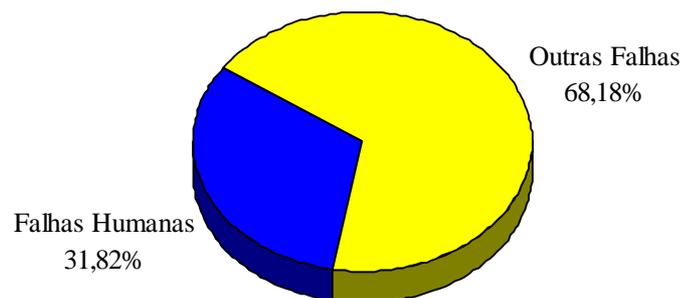


**Gráfico 4 – Interrupções de Serviços devido aos Defeitos *versus* Componentes.**  
**Fonte: Autoria Própria (2014).**

### 3.6.4 Interrupções de Serviço devido às Falhas *versus* Falha Humana

As interrupções devido às falhas apresentam consequências muito mais danosas ao sistema elétrico de potência, pois são interrupções imediatas e forçadas. No caso de interrupções devido aos defeitos, tem-se um desligamento programado do equipamento, e assim, as consequências do desligamento do equipamento podem ser estudadas e amenizadas.

O Gráfico 5 representa a proporção de falhas devidas ao fator humano.



**Gráfico 5 – Interrupções de Serviços devido às Falhas *versus* Falha Humana.**  
**Fonte: Autoria Própria (2014).**

O gráfico deixa evidente a alta proporção de falhas associadas ao fator humano. Estas falhas representam falhas extrínsecas do sistema de proteção, isto é, a falha humana associada ao sistema de proteção é a causa de 31,82 % dos desligamentos de transformadores de potência.

Este trabalho dividiu as falhas devido ao sistema de proteção em falhas extrínsecas e intrínsecas. Estas são falhas inerentes ao equipamento de proteção e aquelas estão relacionadas a fatores externos ao equipamento, no caso, à interferência humana no relé de proteção do transformador.

Ainda assim, não se pode afirmar que o sistema de proteção não seja eficiente. Para tal, seria necessário um comparativo entre as atuações devidas e não devidas. A proporção de 31,82 % de falhas humanas associadas ao sistema de proteção encontrados neste trabalho representa, em números absolutos, 21 atuações indevidas. Mas, no mesmo período de pesquisa, o número de atuações devidas do sistema de proteção, provavelmente, é muito superior ao número de atuações indevidas. Portanto, não se pode classificar como ineficiente o sistema de proteção, apenas evidencia-se sua relevante proporção como causa de interrupções.

### 3.7 CONSIDERAÇÕES DESSE CAPÍTULO

Os resultados obtidos revelaram grande proporção do efeito do sistema de proteção associado a falha humana nas interrupções de serviço dos equipamentos. Como já foi dito, o trabalho não pretende, nem pode, classificar o sistema de proteção ineficiente, mas deixa evidente sua contribuição para as interrupções dos transformadores.

Este estudo evidencia que o sistema de proteção é o maior responsável pelas interrupções dos transformadores operados pela empresa concessionária. Porém, o sistema de proteção aparenta ser um dos fatores que, em geral, apresentam maior contribuição para interrupções em transformadores de potência. Por exemplo, segundo SOUZA (2008, p. 48), em determinado período de sua pesquisa, o sistema de proteção apresentou 43 % de “atuações indevidas” provocando o desligamento de transformadores indevidamente.

Excluindo o sistema de proteção, o tanque e seus acessórios, as buchas e comutadores representam quase 60 % das causas de interrupções (considerando falhas e defeitos) dos transformadores.

Outro aspecto relevante dos dados coletados foi a proporção de desligamentos de transformadores cuja causa é classificada como “não identificada”. No caso das interrupções devidas somente às falhas têm-se quase 14 % das causas classificadas como “não identificada”. Esta a classificação atribuída pela própria concessionária. Interrupções de equipamentos que não apresentam uma causa conhecida não podem ser tratadas ou estudadas a fim de evitar um futuro desligamento involuntário. Neste sentido, a nocividade destas interrupções é maior já que não permite ao menos um estudo visando combater uma nova interrupção.

O sistema de proteção juntamente com as causas não identificadas somam quase 85 % das causas de interrupção devido somente às falhas. Estas duas vertentes de estudo

parecem ser as que mais contribuirão, futuramente, para uma redução no número de interrupções não programadas nos transformadores de potência operados pela concessionária estudada.

## 4 CONCLUSÕES

A interrupção de serviço de transformadores de potência causa, em geral, a interrupção imediata no fornecimento de energia elétrica a diversos consumidores. A perda da função de um transformador em subestações apresenta reflexos financeiros e sociais, como em segurança pública. Portanto, o estudo das causas de falhas e defeitos nestes equipamentos é de total interesse das empresas concessionárias responsáveis por sua operação.

O objetivo de analisar as falhas e defeitos em transformadores de potência operados por uma concessionária de energia elétrica no período de janeiro de 2005 a abril de 2014 foi atingido.

O trabalho contribuiu com a apresentação dos componentes constituintes dos transformadores de potência, das técnicas de manutenção envolvidas e das análises das falhas e defeitos ocorridos em transformadores operados pela empresa alvo do estudo.

O capítulo 2 apresenta uma descrição dos tipos de transformadores, dos seus principais componentes e tipos de manutenções. Os transformadores são classificados conforme o tipo de utilização em transformadores elevadores, de transmissão, de subtransmissão e de distribuição. O estudo dos componentes dos transformadores se fez importante para maior compreensão de suas funcionalidades e consequente caracterização das falhas e defeitos dos equipamentos. São apresentados, ainda, os principais tipos de manutenção realizados em transformadores.

No capítulo 3 são apresentados os resultados obtidos por meio da pesquisa realizada na empresa concessionária de energia elétrica. Os dados coletados na pesquisa são apresentados de forma a explicitar a proporção da contribuição de cada componente na interrupção de serviço do transformador. O sistema de proteção associado ao equipamento mostrou-se como um dos principais responsáveis pelas interrupções de serviço de transformadores devido às falhas. Analisando somente as interrupções devido aos defeitos, o tanque e seus acessórios, as buchas e comutadores representam as maiores proporções de causas de desligamentos involuntários.

O conhecimento destes dados permite o gerenciamento destas informações a fim de evitar ou diminuir as falhas e defeitos responsáveis pela interrupção dos transformadores. Assim, sugere-se para trabalhos futuros o estudo focado na interrupção de transformadores devido às falhas no sistema de proteção e o estudo das falhas cujas causas não são identificadas. Estas duas falhas são as maiores causas de interrupção de serviço dos

transformadores (juntas representam quase 85 % das causas de falhas) e, portanto, a diminuição destas falhas representaria, em comparação com outros componentes, maior impacto na melhoria de qualidade de fornecimento de energia elétrica da empresa concessionária de energia elétrica estudada. Um estudo das interrupções provocadas por falhas cujas causas não são identificadas pode, ainda, sugerir a inclusão ou a alteração de sistemas de monitoramento dos transformadores.

## REFERÊNCIAS

- ALVES, Diego P.; NOGUEIRA, Daniel S. **Transformadores de Potência – Teoria e Aplicação**. 2009. 212 f. Monografia. Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- ARANTES, José G. **Diagnóstico de Transformadores de Potência pela Análise de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante Através de Redes Neurais**. 2005. 115 f. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10576: Óleo Mineral Isolante de Equipamentos Elétricos – Diretrizes para Supervisão e Manutenção**. 2006.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7037: Recebimento, Instalação e Manutenção de Transformadores de Potência em Óleo Isolante Mineral**. 1993.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7274: Interpretação da Análise dos Gases de Transformadores em Serviço**. 2012.
- BECHARA, Ricardo. **Análise de Falhas em Transformadores de Potência**. 2010. 118 f. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.
- BECHARA, Ricardo; BRANDÃO JR, A. F. **Análise de falhas em transformadores de potência e seus mecanismos de ocorrência**. XIII Encontro Regional Ibero Americano de Cigré. 24 a 28 de Maio de 2009. Puerto Iguazu. Argentina.
- FRONTIN, Sergio O. **Equipamentos de alta de tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações tecnológicas**. 1ª Edição. Brasília: Teixeira, 2013.
- HARLOW, James H. **Electric Power Transformer Engineering**. 2ª Edição. Boca Raton: CRC Press, 2004.
- KOSOW, Irving L. **Máquinas Elétricas e Transformadores**. 4ª Edição. Porto Alegre: Globo, 1982.
- MARTIGNONI, A. **Transformadores**. 8ª Edição. São Paulo: Globo, 1991.

MARTINS, Helvio J. A. **Diagnósticos de Transformadores de Potência Através de Metodologias no Domínio da Frequência**. 2007. 237 f. Tese de Doutorado.

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

PENA, Miguel C. M. **Falhas em Transformadores de Potência: uma contribuição para análise, definições, causas e soluções**. 2003. 148 f. Dissertação de Mestrado.

Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.

SANTOS, L.; BARBOSA, L. C.; ARAÚJO, R. A.; SINESCALCHI, R. T. **As Diferentes Visões Sobre a Aplicação da Termografia no Sistema Elétrico de Furnas e As Ações Adotadas para Buscar a Convergência entre elas, com a Máxima Operacionalidade, Produtividade e Confiabilidade do Sistema**. In: XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Curitiba, 2005.

SOUZA, Denise C. P. **Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28 anos: um estudo de caso**. 2008. 102 f.

Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Goiás, Goiás, 2008.

TORRES, Armando L. O. **Diagnóstico de Transformadores de Potência Através da Análise de Resposta em Frequência**. 2006. 119 f. Dissertação de Mestrado.

Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

VIANA, Herbert R. G. **Planejamento e Controle da Manutenção**. 1ª Edição. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002.