

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

LEONARDO BERNARDI DE AVILA

**GESTÃO DE ATIVOS APLICADA EM TRANSFORMADORES
DE POTÊNCIA**

São Carlos

2016

LEONARDO BERNARDI DE AVILA

**GESTÃO DE ATIVOS APLICADA EM TRANSFORMADORES
DE POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino

São Carlos

2016

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

A523g Avila, Leonardo Bernardi de
 Gestão de ativos aplicada em transformadores de
potência / Leonardo Bernardi de Avila; orientador
Rogério Andrade Flauzino. São Carlos, 2016.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Eletrônica) -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2016.

1. gestão de ativos. 2. transformadores de
potência. 3. análise de risco. 4. manutenção centrada
em confiabilidade. 5. análise de causa raiz. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Leonardo Bernardi de Avila

Título: "Gestão de ativos aplicada em transformadores de potência"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 18 / 11 / 2016,

com NOTA 8,0 (oito, zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Mestre Marcel Ayres de Araujo - Doutorando/SEL/EESC/USP

*Mestre Cesar Henrique Rossinoli Martins -
Doutorando/SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

Dedicatória

À minha mãe Cláudia, meu pai José Mauro e irmã Juliana, por terem acreditado em mim, por terem me dado a oportunidade de cursar engenharia na universidade que escolhi e por terem me apoiado durante toda a minha vida.

Agradecimentos

- Agradeço aos meus pais, por terem me dado suporte e incentivado a seguir carreira na engenharia.
- Aos outros familiares, que sempre me ajudaram e contribuíram para meu desenvolvimento.
- Aos amigos de Birmingham, por terem participado de uma importante experiência da minha vida.
- Aos amigos e irmãos do Vita et Pax, que têm estado comigo a vida toda.
- Aos amigos e companheiros de São Carlos, por terem vivido cada dia comigo e terem compartilhado das mesmas experiências durante esses anos de aprendizado na Escola de Engenharia de São Carlos.
- A todos os amigos de Elektro, principalmente: Jacques, André, Alecsandro, Aldelir, Rafael, Marília, Filipe e Renato por terem me ajudado e orientado na realização desse trabalho e na minha experiência de estágio.
- Ao Professor Doutor Rogério Andrade Flauzino, por ter permitido e orientado a realização desse trabalho.

Resumo

Este estudo tem como objetivo apresentar a estrutura de gestão dos transformadores de potência das subestações pertencentes à Elektro Eletricidade e Serviços S/A, que é baseada nas diretrizes apresentadas pela série ABNT NBR ISO 5500x e na Manutenção Centrada em Confiabilidade.

A estrutura subsidia com informações o Sistema de Gestão de Ativos da companhia para a tomada de decisões estratégicas e auxilia no processo de obtenção de valor do ativo ao equilibrar riscos, custos e desempenho.

Palavras-chave: gestão de ativos, transformadores de potência, análise de risco, manutenção centrada em confiabilidade, análise de causa raiz.

Abstract

The intention of this work is to present an asset management structure for power transformers belonging to Elektro Eletricidade e Serviços S/A's substations, based on guidelines shown in the ABNT NBR ISO 5500x series and in Reliability Centered Maintenance.

This structure delivers input to the Asset Management System developed by the company, supports it with information for strategic decision making and assists it in the process of obtaining asset value through risks, costs and performance balancing.

Keywords: asset management, power transformers, risk analysis, reliability centered maintenance, root cause analysis.

Lista de Figuras

Figura 1 - Área de atuação da Elektro [1].....	4
Figura 2 - Representação de um sistema de geração, transmissão e distribuição [4]	8
Figura 3 - Transformador de potência em subestação da Elektro [5]	8
Figura 4 - Princípio básico de funcionamento do transformador [6]	9
Figura 5 - Principais componentes de um transformador de potência [6]	10
Figura 6 - Transformador de potência do tipo núcleo envolvido [4]	11
Figura 7 - Transformador de potência do tipo núcleo envolvente [4].....	12
Figura 8 – Bucha [6]	13
Figura 9 - Comutador com carga [9].....	14
Figura 10 - Relé Buchholz [5].....	14
Figura 11 - Válvula de alívio de pressão [5]	15
Figura 12 - Relé de súbita pressão [5].....	15
Figura 13 - Indicador de nível de óleo [5]	16
Figura 14 - Termômetro de óleo [5].....	17
Figura 15 - Tanque de expansão [5].....	18
Figura 16 - Recipiente contendo sílica-gel [4].....	18
Figura 17 - Tanque de expansão com membrana (a) e com bolsa (b) [6]	19
Figura 18 - Radiadores [5]	20
Figura 19 - Bomba de circulação de óleo [6]	21
Figura 20 – Ventiladores [5]	21
Figura 21 - Esquema de uma bobina e núcleo de um transformador [13]	23
Figura 22 - Distribuição das principais falhas de transformadores de potência da Elektro [5]	24
Figura 23 - Condição de degradação do transformador [6]	26
Figura 24 - Análise termográfica de radiador fechado ou entupido [5]	30
Figura 25 - Relação de gases dissolvidos em amostras de óleo mineral [19]	33
Figura 26 - Gases decorrentes do óleo superaquecido [20]	33
Figura 27 - Gases decorrentes de celulose superaquecida [20].....	34
Figura 28 - Gases decorrentes de descargas parciais no óleo [20].....	34
Figura 29 - Gases decorrentes de arcos elétricos [20].....	35
Figura 30- Ponto ótimo entre custos, riscos e desempenho do ativo	43
Figura 31 - Estrutura da Gerência de Subestações e Linhas de Transmissão [5].....	45
Figura 32 - Sistema de Gestão de Ativos [5]	46
Figura 33 - Ciclo de vida do ativo.....	46
Figura 34 - Ciclo de humanização da Elektro [5]	47
Figura 35 - Mapa estratégico [5].....	48
Figura 36 - Objetivos da Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos [5]	49
Figura 37 - Processos da Manutenção de Classe Mundial [27]	50
Figura 38 - Estrutura de Gestão de Manutenção adotada na Elektro	51
Figura 39 - Fluxograma da RCA.....	52
Figura 40 - Modelo de FTA [30]	54
Figura 41- Processo de gestão de riscos padrão [31]	56
Figura 42 - Percentual de transformadores em cada região por nível de risco	61
Figura 43 - Tempo médio entre falhas acumulado [27]	63
Figura 44 - Ocorrências não programadas [27]	64

Figura 45 - Quantidade de falhas em transformadores de subestação [5].....	64
--	----

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Ensaios físico-químicos para óleo mineral isolante [18]	31
Tabela 2 - Interpretação da análise de gases dissolvidos [14]	36
Tabela 3 - Evolução da Gestão de Ativos [23]	42
Tabela 4 - Quantidade de causas relacionadas a cada sistema	54
Tabela 5 - Variáveis do Sistema de Gestão de Risco.....	57
Tabela 6 - Índice de Impacto.....	59
Tabela 7 - Índice de Probabilidade	59
Tabela 8 - Matriz de Risco (Índices).....	60
Tabela 9 - Matriz de Risco (Descrições).....	60
Tabela 10 - Resultado da Matriz de Risco	60

Siglas

SEP – Sistema Elétrico de Potência

CESP – Companhia Energética de São Paulo

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

ISO – *International Organization for Standardization*

FEC – Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora

DEC – Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora

MEG – Modelo de Excelência de Gestão

MWh – Megawatt-hora

MVA – Megavolt-ampere

GWh – Gigawatt-hora

GP – Grau de polimerização

TC – Transformador de corrente

FCGA – Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos

WCM – *World Class Maintenance*

FGE – Filosofia de Gestão da Elektro

OPEX – *Operating Expense*

CAPEX – *Capital Expenditure*

FTA – *Fault Tree Analysis*

FMEA – *Failure Mode and Effect Analysis*

FD – Fluxo decisório

MTBF – *Mean Time Between Failures*

Sumário

1.	Introdução	1
2.	Elektro.....	3
2.1	História.....	3
2.2	Área de Concessão	3
2.3	Missão, Visão e Valores.....	5
2.4	Reconhecimentos	5
3.	Transformadores de Potência.....	7
3.1	Princípio Básico de Funcionamento	9
3.2	Componentes.....	10
3.2.1	Parte Ativa	11
3.2.2	Acessórios	12
3.2.2.1	Buchas.....	12
3.2.2.2	Comutadores	13
3.2.2.3	Relé Buchholz.....	14
3.2.2.4	Válvula de Alívio de Pressão	15
3.2.2.5	Relé de Súbita Pressão	15
3.2.2.6	Indicador de Nível de Óleo	16
3.2.2.7	Termômetros de Óleo e de Enrolamento	16
3.2.3	Sistema de Preservação de Líquido Isolante.....	17
3.2.3.1	Tanque Principal	17
3.2.3.2	Tanque de Expansão	17
3.2.3.3	Secador de Ar.....	18
3.2.3.4	Membrana e Bolsa de Borracha	19
3.2.4	Sistema de Isolação	19
3.2.5	Sistema de Refrigeração.....	19
3.2.5.1	Radiadores, Bombas de Circulação de Óleo e Ventiladores.....	20
3.2.5.2	Trocadores de Calor	21
3.3	Envelhecimento dos Transformadores de Potência	21
3.4	Falhas nos Transformadores de Potência.....	23
3.4.1	Falha dos Acessórios.....	25
3.4.2	Falhas dos Comutadores	25
3.4.3	Falha nas Buchas.....	25
3.4.4	Manutenção Inadequada	26

3.4.5	Deformação Mecânica dos Enrolamentos.....	27
3.4.6	Falha nas Conexões.....	27
3.4.7	Defeitos Durante Fabricação.....	27
3.4.8	Sobretensões	28
3.4.9	Ataque por Enxofre Corrosivo	28
3.4.10	Deterioração dos Materiais Isolantes	28
3.5	Manutenção.....	29
3.5.1	Manutenção Corretiva.....	29
3.5.2	Manutenção Preventiva.....	29
3.5.3	Manutenção Preditiva	29
3.5.3.1	Análise Termográfica.....	30
3.5.3.2	Análise Físico-Química.....	30
3.5.3.3	Análise de Gases Dissolvidos em Oleo (Cromatografia Gasosa)	32
3.5.3.4	Cromatografia Líquida.....	37
3.5.4	Estratégia de Manutenção	37
3.5.4.1	Periodicidades	38
3.5.4.2	Periodicidade de Manutenção Corretiva	38
3.5.4.3	Periodicidade de Manutenção Preventiva	38
3.5.4.4	Periodicidade de Manutenção Preditiva.....	39
4.	Gestão de Ativos e ISO 55000.....	41
4.1	Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos da Elektro	45
4.1.1	Filosofia de Gestão da Elektro (FGE).....	46
4.1.2	Confiabilidade – Manutenção de Classe Mundial (WCM).....	49
4.2	Sistema de Gestão da Manutenção para os Transformadores de Potência.....	51
4.2.1	Notas de Avaria.....	51
4.2.2	Análise de Causa Raiz (RCA).....	52
4.2.3	MCC – Manutenção Centrada em Confiabilidade	53
4.2.3.1	Análise da Árvore de Falhas (FTA)	53
4.2.3.2	Análise dos Efeitos e Modos de Falha (FMEA)	54
4.2.3.3	Fluxo de Decisório (FD)	55
4.2.4	Gestão de Risco.....	55
4.2.4.1	Cenário	55
4.2.4.2	Sistema de Gestão de Risco	56
4.2.4.3	Estrutura do Sistema de Gestão de Risco dos Transformadores de Potência	57
4.2.4.4	Resultados da Análise de Risco	60
4.2.4.5	Tratamento dos Riscos	61

5.	Resultados	63
6.	Conclusão.....	65
7.	Bibliografia	67

1. Introdução

Com o aumento das exigências dos clientes e do órgão regulador do Sistema Elétrico de Potência (SEP) e com a constante evolução do mercado de energia, novos desafios vêm sendo criados no setor elétrico que fazem com que as concessionárias de distribuição busquem, cada vez mais, por métodos que melhorem a qualidade, a disponibilidade e a confiabilidade de seus sistemas e que ajudem na prevenção e identificação de falhas.

Em paralelo, a entrada de novos agentes no setor (veículos elétricos, *smart grids*, geração distribuída) e a crescente demanda por energia acabam exigindo das concessionárias um melhor desempenho da sua base de ativos e o aumento da utilização de equipamentos de alta eficiência, que possuam menores custos de manutenção e que maximizem os investimentos financeiros realizados.

Dentro desse contexto, iniciativas de Gestão de Ativos e de Gestão de Risco, delimitadas pelas normas ABNT NBR ISO 55000 e ABNT NBR ISO 31000 respectivamente, têm ganhado força nas empresas, pois apresentam variáveis que auxiliam na gestão dos ativos ao equilibrarem custos, riscos e desempenho, o que resulta na diminuição de falhas e no direcionamento estratégico dos planos de investimentos.

Sendo assim, o uso dessas iniciativas por parte das empresas do setor elétrico é justificado, pois elas são consideradas “ativo-intensivas”, ou seja, o seu desempenho técnico e financeiro são afetados diretamente pela qualidade da gestão de seus ativos.

Nesse cenário, os transformadores de potência assumem papel de protagonistas, já que figuram entre os principais equipamentos do sistema, não só por serem de extrema importância para o funcionamento e estabilidade do mesmo, mas também por possuírem altos custos, complexidade, impactos operacionais, riscos à segurança e ao meio-ambiente. Por isso, um sistema de gestão de ativos bem estruturado pode trazer ganhos em diversos aspectos para a gestão desses equipamentos.

Assim, é através da busca por melhoria contínua de seus processos e de eficiência operacional que a Elektro, concessionária distribuidora de energia elétrica presente no Estado de São Paulo, analisou todos os seus ativos elétricos de subestações e implementou um modelo de gestão de ativos baseado na norma ABNT NBR ISO 55000:2014, pois acredita que uma futura certificação apresentará ao setor de energia a aderência da Filosofia de Gestão da Elektro à Filosofia de Gestão de Ativos. Deste modo, o foco desse trabalho é no modelo de gestão da manutenção, voltado para transformadores de potência de subestações, utilizado para auxiliar o sistema de gestão de ativos e a empresa na tomada de decisões.

2. Elektro

2.1 História

Em 6 de janeiro de 1998 a Elektro foi constituída como uma sociedade por ações de capital fechado através de Assembleia Geral Extraordinária realizada pela Companhia Energética de São Paulo (Cesp). Menos de um mês depois, em 23 de janeiro de 1998, houve alteração estatutária da Elektro por meio de aprovação da Cesp, o que elevou seu capital social por meio da cessão de ativos relativos à distribuição de energia elétrica.

Sendo assim, em 1 de junho do mesmo ano, todos os funcionários da Cesp, que atuavam na distribuição de energia, foram transferidos para a Elektro, dando início às operações comerciais independentes da Elektro. Seu registro de companhia aberta junto à Comissão de Valores Mobiliários (CVM) veio no dia 8 de julho de 1998, e, em termos de Decreto Presidencial e intermédio de Contrato de Concessão, foi concedido à Elektro, por meio da União, o direito de explorar os serviços públicos de distribuição e geração de energia elétrica nos municípios relacionados no Contrato.

No ano de 2011, a Elektro passou a fazer parte do maior grupo de energia elétrica da Espanha, a Iberdrola. O Grupo está presente em 40 países e conta com equipe de aproximadamente 30000 pessoas. Com a conclusão do processo de venda da Elektro para a Iberdrola, ela passa a fazer parte de um Grupo que está entre as cinco maiores empresas do setor elétrico mundial [1].

2.2 Área de Concessão

A Elektro está entre as maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, atuando em 228 cidades, sendo 223 delas no estado de São Paulo e 5 no Mato Grosso do Sul, atendendo 2,5 milhões de clientes e distribuindo energia para aproximadamente 6 milhões de pessoas todos os dias. O mapa da área de concessão da Elektro pode ser visto na Figura 1 a seguir [1].

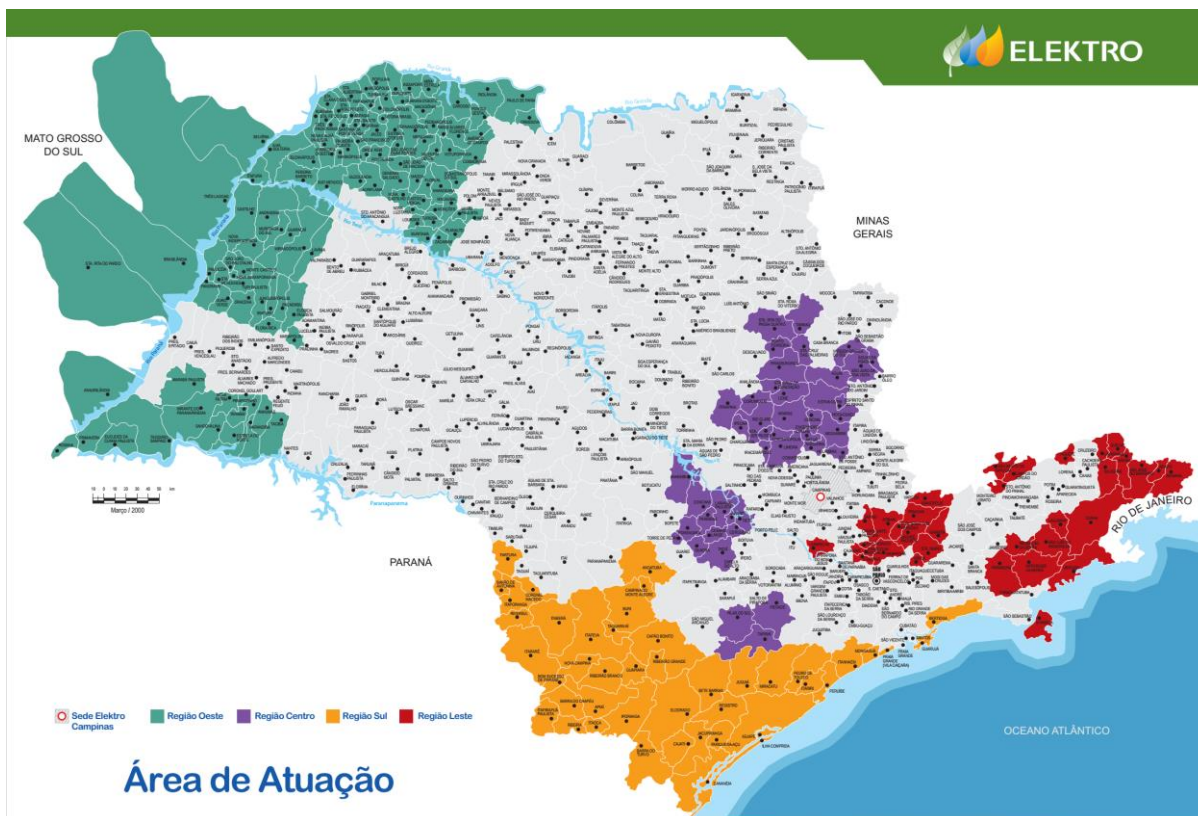


Figura 1 - Área de atuação da Elektro [1]

A área de concessão é caracterizada pela diversidade social e econômica das regiões, por grandes distâncias, regiões desconectadas e por uma área de 121.000 km², equivalente à área somada da Holanda, Bélgica e Dinamarca. Além disso, abrange cerca de 80% das áreas de preservação ambiental do estado de São Paulo [1].

O atendimento oferecido pela companhia é presencial em 100% das cidades da área de concessão e tudo isso é coordenado pela Sede Corporativa, pelo Centro de Operação da Distribuição e pela Central de Relacionamento com Cliente (CRC) que estão localizados em Campinas [1].

Atualmente, a Elektro se encontra como a oitava maior distribuidora de energia elétrica do Brasil, em MWh fornecido, e a terceira do estado de São Paulo. Sendo assim, é responsável por [2]:

- 111 mil quilômetros de redes de distribuição;
- 1498 quilômetros de linhas de transmissão;
- 139 subestações;
- 10 equipamentos móveis (subestações, transformadores, disjuntores);
- 3.640 MVA de potência instalada;
- 12.537 GWh de consumo de energia;
- +250 transformadores de potência;
- 1,6 milhões de postes;

2.3 Missão, Visão e Valores

O desenvolvimento das atividades realizadas pela Elektro seguem os princípios indicados na Visão, Missão e Valores da empresa [1]:

Visão

Ser a distribuidora de energia elétrica mais admirada do país.

Missão

Distribuir energia elétrica com segurança e qualidade para o desenvolvimento e bem-estar das comunidades atendidas, gerando crescente valor para clientes, colaboradores e acionistas.

Valores

- **Segurança:** Segurança é um princípio operacional básico. Tudo deve ser feito com absoluta segurança. Se o colaborador se deparar com qualquer situação insegura, ele terá direito de recusa em executar o trabalho, sem qualquer consequência. Por outro lado, não haverá tolerância ao não cumprimento de todas as normas e procedimentos que visem garantir a segurança no trabalho.
- **Respeito:** O respeito às pessoas é um dos alicerces da Elektro. Não são tolerados abusos ou desrespeito. A insensibilidade e a arrogância não têm lugar na Organização.
- **Integridade:** A Elektro zela por sua postura de imparcialidade e integridade moral no relacionamento com os públicos internos e externos, pois acredita que assim é possível construir uma relação de confiança e credibilidade.
- **Comunicação:** A comunicação na Elektro é pautada pela clareza e objetividade. Diversos meios e ferramentas são utilizados para a disseminação das informações na Empresa, levando em consideração a dispersão geográfica de seus colaboradores e as especificidades de cada área.
- **Excelência:** O compromisso da Elektro com a excelência é evidenciado na busca pela inovação de suas atividades, pelo reconhecimento da qualidade e consistência dos serviços prestados e pela valorização do seu potencial humano. Estes fatores elevam as responsabilidades, mas asseguram a solidez, a versatilidade e o dinamismo da Empresa.

2.4 Reconhecimentos

Como reconhecimento pela assertividade e diferencial das práticas e processos da cultura organizacional da Elektro – que é focada na sustentabilidade, nas pessoas, na excelência operacional, nos clientes e no negócio – a Concessionária têm conquistado diversos prêmios, entre eles [2]:

- Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina;
- Melhor Empresa para Trabalhar do Brasil;
- Empresa mais Sustentável do Setor de Energia;
- Melhor Distribuidora de Energia Elétrica da Região Sudeste;
- Dez empresas mais inovadoras do Brasil;
- Selo Pró-Ética;

Esses tipos de reconhecimentos são importantes fontes de estímulo para que a busca de melhoria seja contínua.

3. Transformadores de Potência

Segundo a ABNT NBR 5458:2010 [3], transformador pode ser definido como “um equipamento elétrico estático que, por indução magnética, transforma tensão e corrente alternadas entre dois ou mais enrolamentos, sem mudança de frequência”. Diante disso, este equipamento é capaz de transferir energia de um circuito primário para um circuito secundário, e até mesmo para um circuito terciário adicional, através do princípio de transformação.

Por essa característica, o transformador possui grande importância para o Sistema Elétrico de Potência, pois são utilizados desde as usinas geradoras, onde a tensão precisa ser elevada a centenas de milhares de volts de maneira que as perdas durante a transmissão de energia sejam reduzidas, até os pontos de conexão com os consumidores e distribuidoras de energia elétrica, onde a tensão é reduzida a dezenas de milhares de volts de modo que possa ser utilizada e distribuída com maior segurança.

Por isso, os transformadores podem ser classificados conforme a função que desempenham no sistema: elevador, abaixador (recepção), abaixador (subtransmissão) e de distribuição [4].

- Transformador elevador: eleva o nível da tensão produzida pelas usinas geradoras;
- Transformador abaixador (recepção): interliga os sistemas e as linhas de transmissão com níveis de tensão diferentes;
- Transformador abaixador (subtransmissão): rebaixa para nível de distribuição a tensão vinda das linhas de transmissão;
- Transformador de distribuição: rebaixa a tensão vinda das linhas de subtransmissão para níveis entre 110 e 440 V;

Os transformadores de potência, em específico da área de subestações das concessionárias de distribuição de energia, são de extrema importância não só por seu papel fundamental na disponibilidade e estabilidade do sistema, mas também porque tais equipamentos possuem o maior valor agregado presente na base de ativos, chegando a alcançar a ordem de grandeza de milhões de reais, e apresentam o maior risco para as organizações, podendo causar grande impacto operacional, financeiro, ambiental ou de segurança para as pessoas em casos de falha.

A Figura 2 representa um sistema de geração, transmissão e distribuição e a Figura 3 representa um transformador de potência em subestação da Elektro.

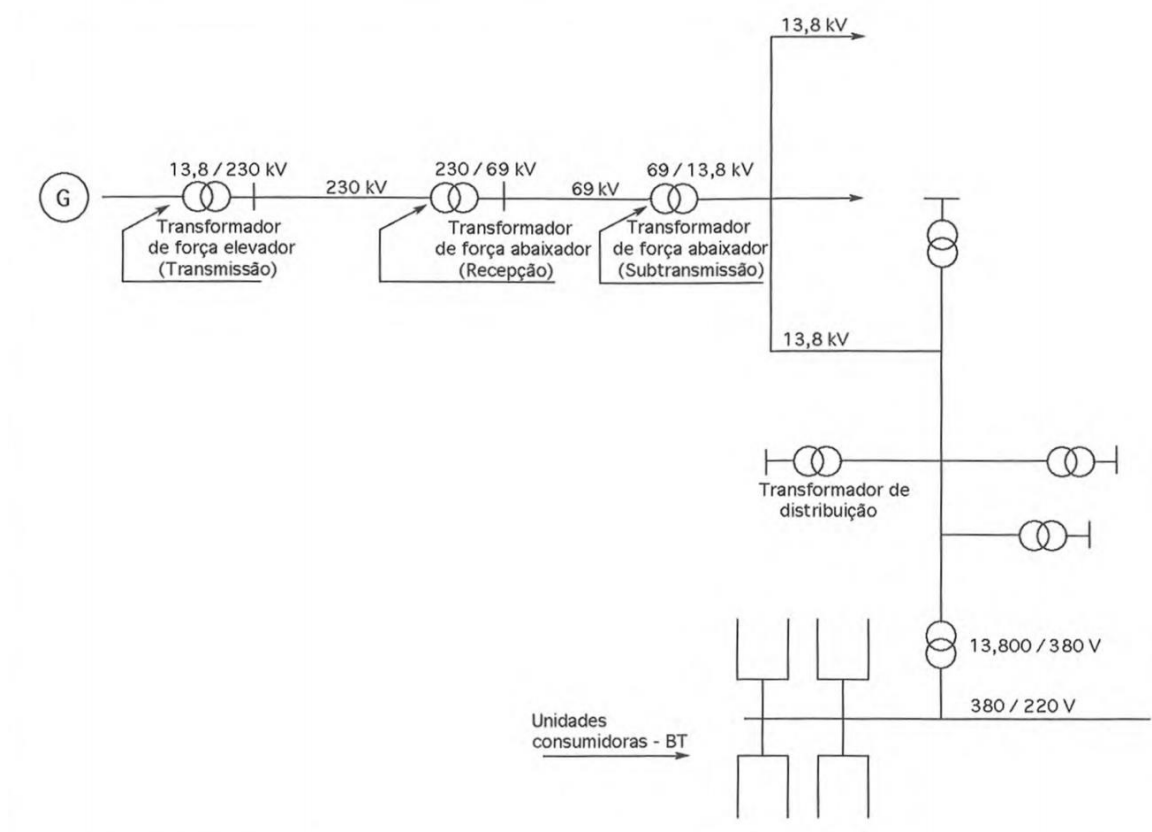


Figura 2 - Representação de um sistema de geração, transmissão e distribuição [4]



Figura 3 - Transformador de potência em subestação da Elektro [5]

Assim, uma vez que uma falha ocorre em um transformador de potência de subestação o índice de disponibilidade é bastante afetado, já que o tempo de reparo desse tipo de equipamento costuma ser elevado devido a diversos fatores: altos custos, complexidade, dificuldade de transporte, prazos de manutenção, especificidade e fabricação.

3.1 Princípio Básico de Funcionamento

Como dito na definição, o princípio de indução eletromagnética é o fenômeno responsável pelo funcionamento do transformador. Basicamente, ele é constituído de dois enrolamentos: o primário, que recebe a energia do sistema, e o secundário, que poderá alimentar uma carga.

Na Figura 4, é possível observar que uma tensão U_1 alternada é aplicada ao enrolamento primário e uma corrente alternada I_1 circula por ele, então, um fluxo magnético ϕ_1 , também alternado, é gerado. O núcleo magnético, por possuir menor relutância, confina grande parte desse fluxo magnético, que é responsável por gerar uma força eletromotriz e_1 no enrolamento primário e uma força eletromotriz e_2 no enrolamento secundário. Essas forças são proporcionais ao número de espiras presentes em cada enrolamento, N_1 e N_2 , respectivamente. A Equação 1 mostra essa relação [4]:

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad \text{Eq. (1)}$$

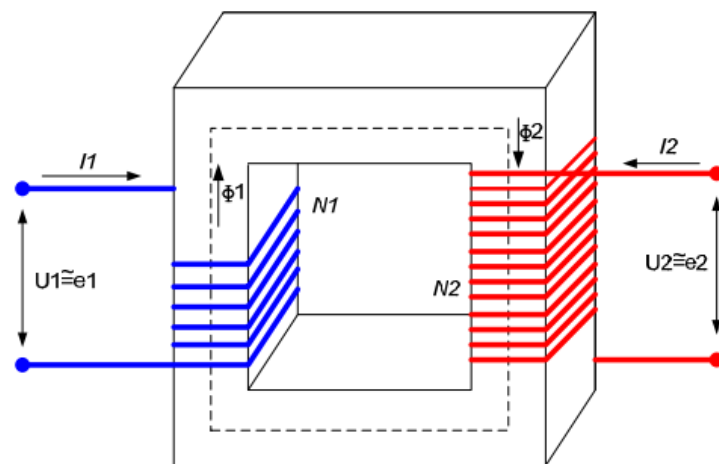


Figura 4 - Princípio básico de funcionamento do transformador [6]

Um transformador pode operar em três situações: operação a vazio, operação em carga e operação em curto-circuito.

- **Operação a vazio:** ocorre quando não há nenhuma carga ligada no seu enrolamento secundário, apesar do transformador estar energizado. Além disso, há uma corrente pequena, chamada de corrente a vazio, que circula no enrolamento primário.

- **Operação em carga:** quando há carga no secundário, existe uma corrente I_2 nesse enrolamento que cria uma força magneto-motriz $N_2 \times I_2$ que tende a alterar o fluxo no núcleo (desmagnetizando o mesmo). Assim, para o equilíbrio se manter, surge no enrolamento primário uma corrente I_1' que, somada a corrente a vazio, resulta na corrente I_1 .
- **Operação em curto-circuito:** ocorre quando os terminais do enrolamento secundário são ligados com um condutor que possui impedância praticamente desprezível, fazendo com que a tensão medida entre esses terminais seja aproximadamente zero.

Para que um transformador de potência possa desempenhar o seu papel em uma subestação, a sua composição é dada por componentes e acessórios que garantam a sua operação conforme condições que foram pré-estabelecidas durante a fase de projeto.

3.2 Componentes

De acordo com o Guia de Manutenção de Transformadores [6], o transformador pode ser segmentado em: parte ativa, acessórios, sistema de preservação de líquido isolante, sistema de isolamento e sistema de refrigeração. A Figura 5 ilustra os componentes principais de um transformador de potência.

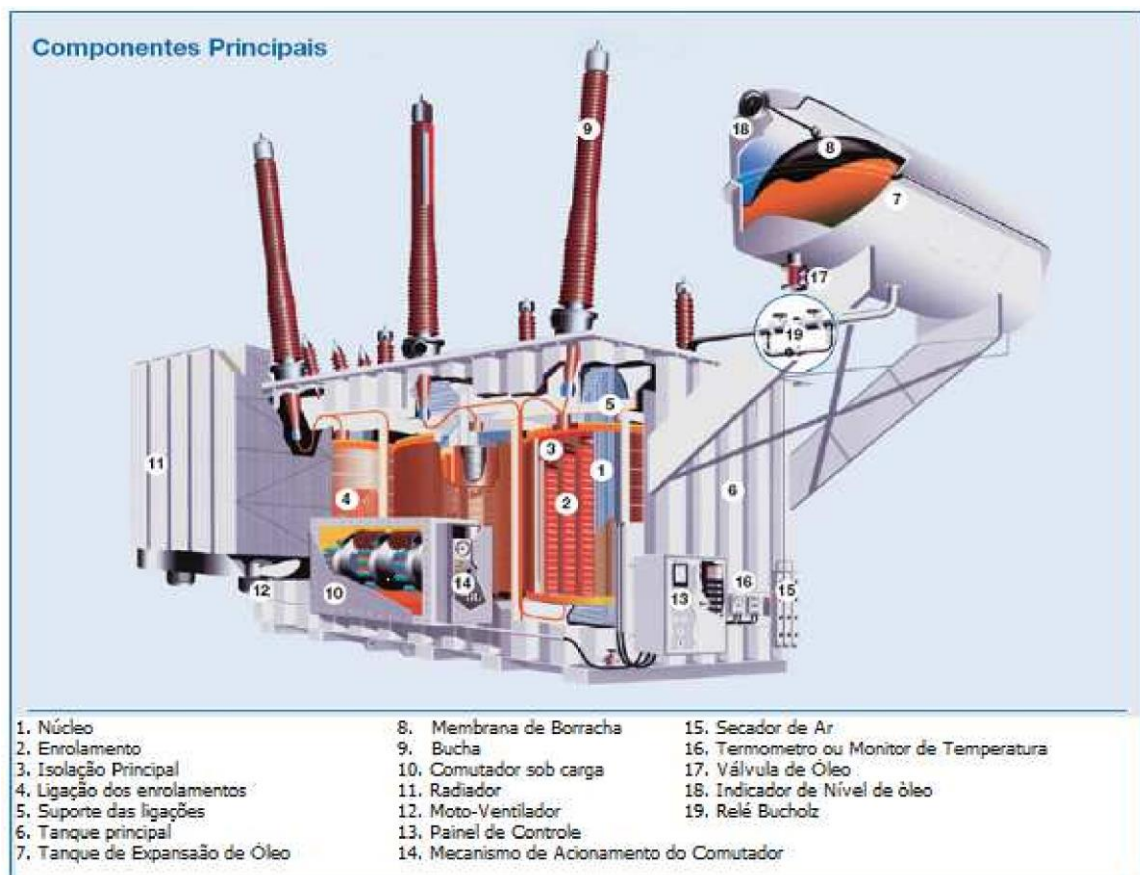


Figura 5 - Principais componentes de um transformador de potência [6]

3.2.1 Parte Ativa

Conforme visto na Figura 4, o princípio de indução eletromagnética ocorre na “parte ativa” do transformador, que é formada basicamente por núcleo e enrolamentos. O núcleo é constituído por chapas de ferro-silício de grãos orientados que são montadas em superposição [4]. Já os enrolamentos são constituídos por bobinas de fio de cobre isolado e elas formam os enrolamentos primários, secundários e, quando existente, os terciários. Assim, é chamada de ligação triângulo quando os terminais das bobinas estão ligados entre si, enquanto que, quando os terminais das bobinas estão ligados a um ponto comum, é chamada de ligação estrela.

Com relação ao núcleo, os transformadores de potência podem ser classificados em núcleo envolvido ou núcleo envolvente [4], conforme ilustrado pelas Figuras 6 e 7, respectivamente.

Nos transformadores de núcleo envolvido, as bobinas envolvem as colunas do núcleo eletromagnético, por outro lado, nos transformadores de núcleo envolvente, o núcleo envolve as bobinas.

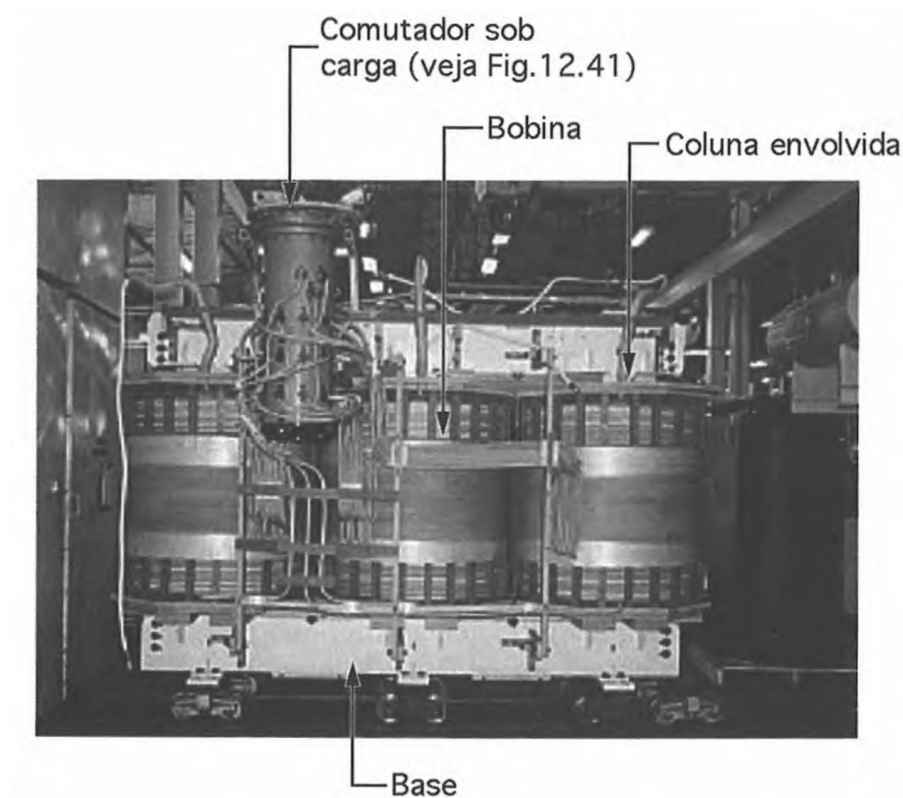


Figura 6 - Transformador de potência do tipo núcleo envolvido [4]

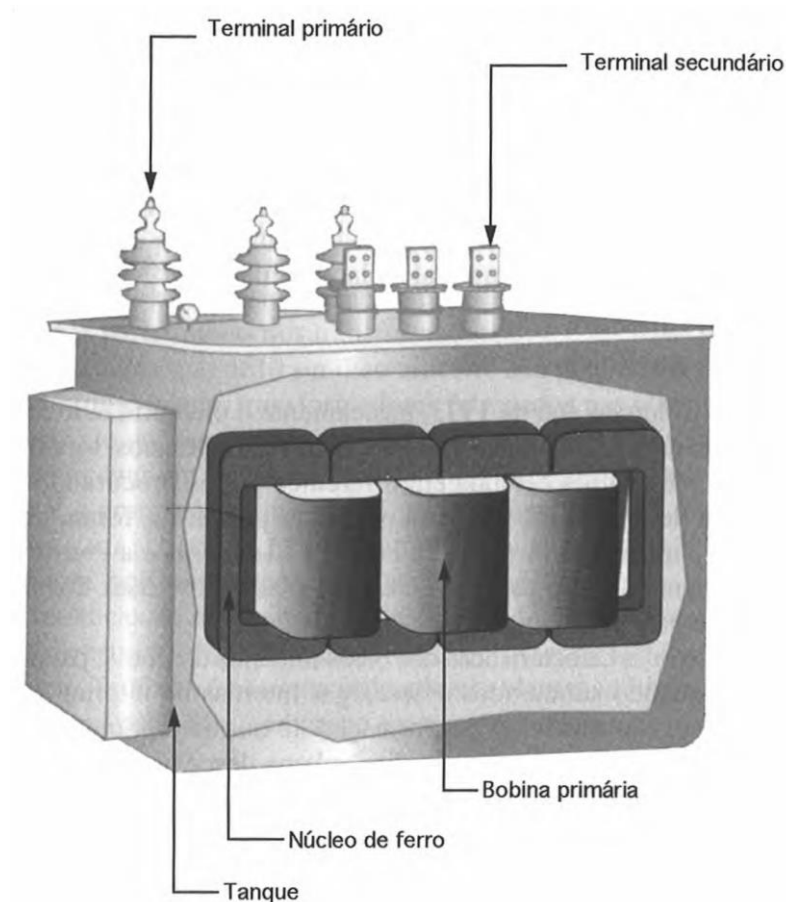


Figura 7 - Transformador de potência do tipo núcleo envolvente [4]

3.2.2 Acessórios

Dentro dos acessórios do transformador incluem-se: buchas, comutadores, relé Buchholz, válvula de alívio de pressão, relé de súbita pressão, indicador de nível de óleo isolante, termômetros de óleo e de enrolamento.

3.2.2.1 Buchas

As buchas são acessórios para isolar e interligar os enrolamentos do transformador ao sistema elétrico. De acordo com Milan Milasch [7], existem diversos tipos de buchas utilizadas em transformadores de subestações, entre eles: buchas do tipo capacitivo e não-capacitivo. A Figura 8 ilustra uma bucha.

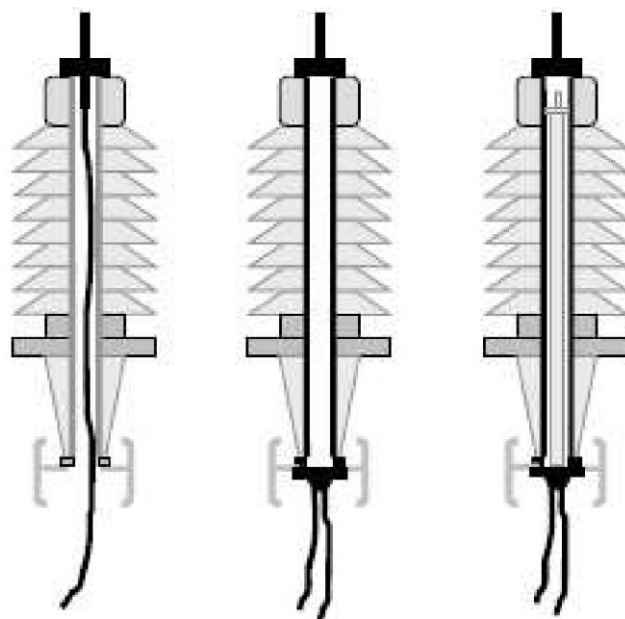


Figura 8 – Bucha [6]

As buchas podem ser constituídas por material cerâmico ou polimérico, este último com crescente utilização nos últimos anos devido ao menor peso, menor custo de instalação, melhor desempenho em áreas poluídas e em áreas de vandalismo [8].

3.2.2.2 Comutadores

Os comutadores são equipamentos que controlam os níveis de tensão secundária do transformador através da adição ou subtração do número de espiras que fazem parte dos enrolamentos. Tal controle é feito através da variação do *tap*. Existem os comutadores de derivação sem carga e os comutadores de derivação com carga.

Normalmente, os comutadores de derivação sem carga são utilizados junto com transformadores elevadores nas usinas geradoras, pois poucas variações nos níveis de tensão são necessárias.

Por outro lado, os comutadores de derivação com carga são mais complexos e operam com o transformador a plena carga. Funcionam através da interação de diversos componentes: chave de carga, chave seletora, acumulador de energia, bobina principal, bobina de regulação, etc. É uma melhor opção que os comutadores de derivação com carga possuam um tanque de óleo que seja separado do principal, assim, os gases que serão formados no seu interior não vão interferir nas análises de gases do transformador. Além disso, alguns comutadores podem possuir sistema de filtragem automática para tratamento do óleo isolante, o que aumenta a confiabilidade do equipamento e a vida útil do óleo, reduz custos de manutenção, permite um intervalo maior de inspeção e de manutenção, reduz desgastes de componentes e de contatos. A Figura 9 a seguir ilustra um comutador com carga.

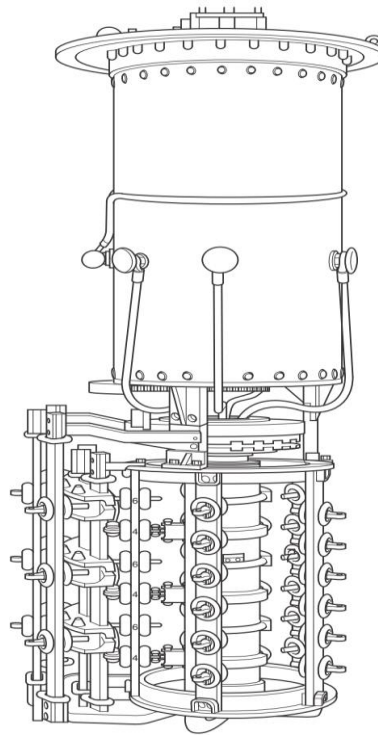


Figura 9 - Comutador com carga [9]

3.2.2.3 Relé Buchholz

O relé detector de gás tipo Buchholz é um dispositivo para proteger os transformadores de defeitos internos no tanque, entre eles: perda de óleo, descargas internas, curtos-circuitos, sobreaquecimentos localizados, ou seja, defeitos em que há a formação de gases ou defeitos que resultam no deslocamento intenso de óleo em seu interior. O acessório é instalado entre o tanque de expansão de óleo e o tanque do transformador. A Figura 10 a seguir ilustra um relé Buchholz.



Figura 10 - Relé Buchholz [5]

3.2.2.4 Válvula de Alívio de Pressão

A válvula de alívio de pressão é um acessório que permite uma descarga de óleo quando o limite máximo de pressão interna for ultrapassado. A Figura 11 a seguir mostra uma válvula de alívio de pressão.



Figura 11 - Válvula de alívio de pressão [5]

3.2.2.5 Relé de Súbita Pressão

O relé de súbita pressão é um dispositivo de proteção que atua quando ocorre uma variação instantânea de pressão interna. A Figura 12 ilustra um relé de súbita pressão.



Figura 12 - Relé de súbita pressão [5]

3.2.2.6 Indicador de Nível de Óleo

O indicador de nível de óleo é um dispositivo que permite o acompanhamento do nível de óleo do tanque de expansão do transformador. Conforme a ABNT NBR 9368:2011 [10], um indicador magnético de nível de óleo deve ter as inscrições “MIN”, “25°C” e “MAX”, para indicar os níveis mínimo, normal a 25°C e máximo, respectivamente. A Figura 13 mostra um indicador de nível de óleo.



Figura 13 - Indicador de nível de óleo [5]

3.2.2.7 Termômetros de Óleo e de Enrolamento

O termômetro de óleo visa indicar qual a temperatura no topo do óleo isolante do transformador, podendo possuir contatos para alarme ou *trip* de acordo com a necessidade. Já o termômetro de enrolamento, na maioria dos casos, simula a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, visto que é difícil a medição direta dessa grandeza já que o mesmo está em nível de tensão elevado. Apesar disso, existem soluções no mercado que permitem a medição precisa e em tempo real do ponto mais quente do enrolamento através da utilização de fibras óticas, o que gera o acionamento do sistema de resfriamento de forma segura, proporcionando a proteção térmica adequada ao equipamento. A Figura 14 apresenta um termômetro de óleo.



Figura 14 - Termômetro de óleo [5]

3.2.3 Sistema de Preservação de Líquido Isolante

O tanque principal, tanque de expansão de óleo ou conservador do líquido isolante, o secador de ar e as membranas/bolsas de borracha formam o sistema de preservação de líquido isolante e trabalham em conjunto para evitar o contato do óleo isolante com o oxigênio e a umidade.

3.2.3.1 Tanque Principal

O tanque é uma parte metálica que contém óleo isolante e que abriga o núcleo do transformador. As chapas metálicas que compõem a sua carcaça podem variar de liga de acordo com o ambiente em que o transformador será instalado, pois certos tipos de liga metálica apresentam melhor desempenho do que outros a ambientes mais agressivos e de elevada atmosfera salina [4].

3.2.3.2 Tanque de Expansão

O tanque de expansão é um reservatório, também metálico, que se localiza na parte superior do transformador. A sua finalidade é permitir que o óleo isolante possa se expandir quando há aquecimento devido a perdas internas do equipamento ou aumento de carga. Os transformadores de potência que não possuem o tanque de expansão são chamados de transformadores selados. Entretanto, o aumento da potência do equipamento aumenta a necessidade do tanque de expansão, visto que os custos de fabricação e as espessuras das chapas metálicas, para aguentar a pressão interna do óleo, seriam muito elevados no caso de um transformador selado. Um tanque de expansão pode ser visto na Figura 15 [4].



Figura 15 - Tanque de expansão [5]

3.2.3.3 Secador de Ar

Os transformadores de potência trabalham num ciclo de carga que varia no tempo, esse tipo de funcionamento acaba provocando o aquecimento do líquido isolante ou o resfriamento de acordo com a carga de operação. Sendo assim, o óleo isolante aquecido expulsa o ar contido no tanque de expansão de óleo e, contrariamente, o ar é admitido no tanque quando o óleo é resfriado. Deste modo, para evitar que a umidade entre em contato com o líquido isolante e prejudique sua característica dielétrica, um recipiente contendo sílica-gel é instalado para realizar o trabalho da retirada de umidade do ar [4].

Secadores de ar mais recentes possuem um mecanismo capaz de retirar a umidade absorvida pela sílica-gel e eliminá-la através de um reservatório, reduzindo drasticamente a manutenção preventiva realizada nesse acessório [11]. A Figura 16 ilustra o dispositivo contendo sílica-gel.

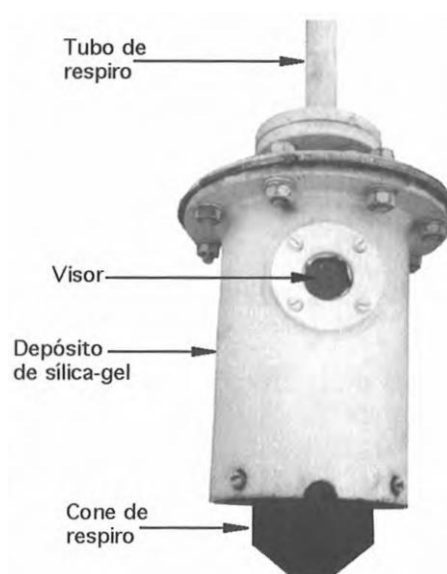


Figura 16 - Recipiente contendo sílica-gel [4]

3.2.3.4 Membrana e Bolsa de Borracha

A utilização de membrana ou de bolsa de borracha se dá quando o tipo do sistema de conservação é fechado. A finalidade desses dispositivos é de não deixar que ocorra contato do ar atmosférico com o óleo isolante do transformador. Tanto a membrana como a bolsa de borracha são mostradas na Figura 17 a seguir.

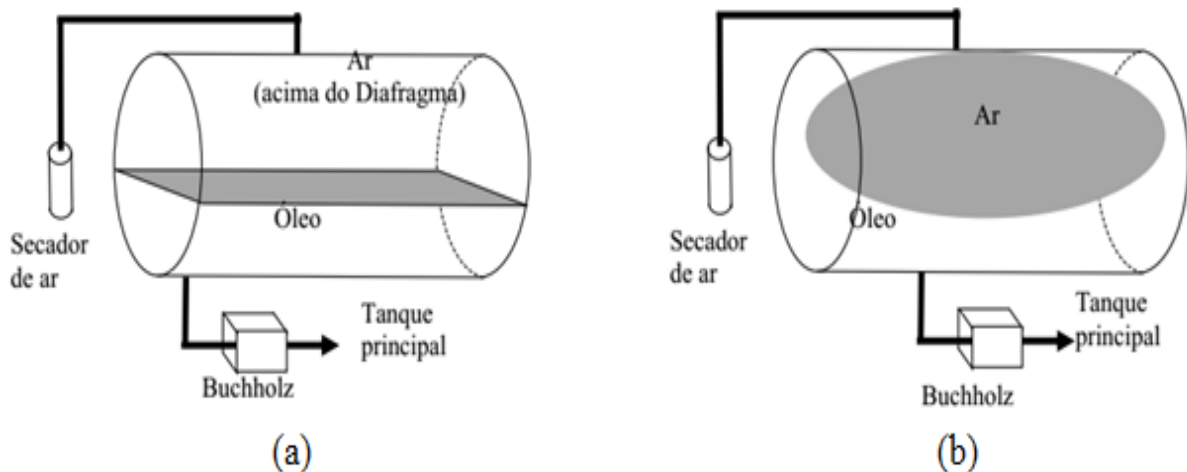


Figura 17 - Tanque de expansão com membrana (a) e com bolsa (b) [6]

3.2.4 Sistema de Isolação

O sistema de isolamento se dá através da combinação do sistema de isolamento sólida e o sistema de isolamento líquida.

A isolamento sólida é composta principalmente por papel e papelão isolante, que são produzidos através do processo *kraft* a partir da madeira. Ao longo dos últimos anos foi desenvolvido o *kraft* termo estabilizado, material capaz de aguentar maiores esforços mecânicos e maiores temperaturas com menor deterioração do material.

Já a isolamento líquida é constituída por um líquido isolante, que pode ser óleo mineral, silicone ou óleo vegetal (conhecidos por apresentarem propriedades térmicas melhores, serem biodegradáveis e solucionarem problemas do óleo mineral, como por exemplo, a presença de enxofre corrosivo) [11]. Existem também os transformadores a seco, que não são foco dessa monografia.

3.2.5 Sistema de Refrigeração

Finalmente, o sistema de refrigeração pode ser composto por radiadores, trocadores de calor, bombas para circulação de óleo e ventiladores. A função principal desse sistema é auxiliar as trocas de calor para o resfriamento interno do transformador. Os transformadores podem ser classificados quanto ao tipo de sistema de refrigeração que possuem [4]:

- ONAN: Óleo Natural, Ar Natural;
- ONAF: Óleo Natural, Ar Forçado;
- OFAF: Óleo Forçado, Ar Forçado;
- OFWF: Óleo Forçado, Água Forçada;
- NA: Ar Natural;
- AF: Ar Forçado;

3.2.5.1 Radiadores, Bombas de Circulação de Óleo e Ventiladores

Fixados no tanque do transformador, os radiadores são dispositivos que possuem aletas e realizam o processo de convecção para que o óleo isolante possa ser resfriado pelo ar. Além disso, eles podem ser utilizados em conjunto com bombas de circulação de óleo e ventiladores para aumentar a eficiência desse processo.

Segundo Filho [4], o sistema de ventilação funciona em estágios que, quando ligados, permitem a obtenção de um adicional de potência nominal dos transformadores sem a diminuição da expectativa de vida do equipamento. As Figuras 18, 19 e 20 a seguir ilustram esses componentes.



Figura 18 - Radiadores [5]

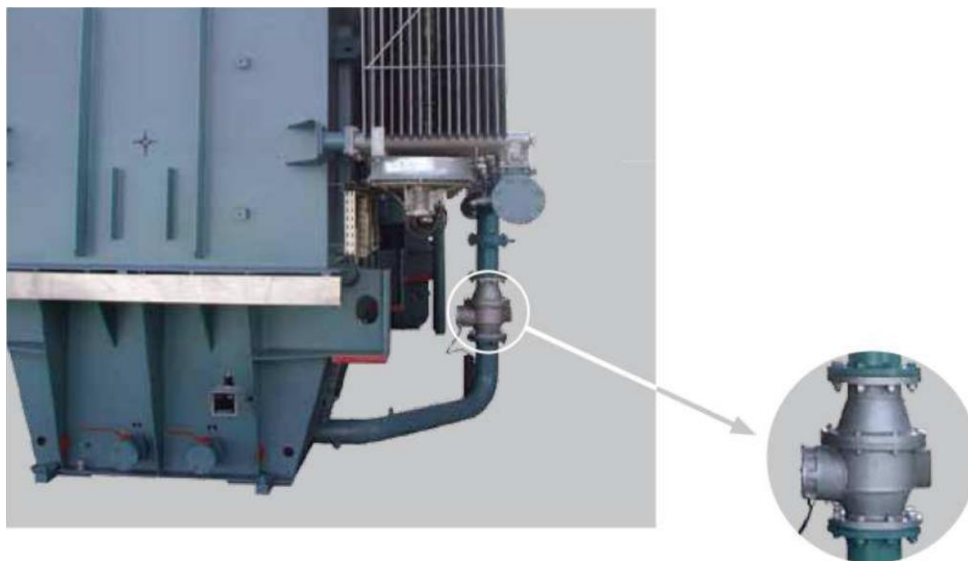


Figura 19 - Bomba de circulação de óleo [6]



Figura 20 – Ventiladores [5]

3.2.5.2 Trocadores de Calor

O trocador de calor é um dispositivo que permite a troca de calor sem a mistura dos fluidos (óleo isolante e água na maior parte das vezes).

3.3 Envelhecimento dos Transformadores de Potência

A vida útil do transformador é impactada pela deterioração do seu sistema de isolamento que, como dito anteriormente, é constituído pela parte sólida (papel e papelão *kraft*) e pela parte líquida

(óleo mineral isolante), possuindo como função a refrigeração interna do equipamento assim como o isolamento elétrico entre seus componentes [6].

A isolação sólida é o elemento principal na avaliação do envelhecimento do transformador, pois, ao contrário da isolação líquida, não pode receber tratamento e nem ser trocada sem que haja a desmontagem completa do equipamento para troca dos enrolamentos que constituem a parte ativa, fato que geraria custos elevadíssimos na manutenção do equipamento [6].

O papel e papelão *kraft*, que formam a parte sólida desse sistema, são feitos a partir de fibra de madeira, portanto, possuem natureza celulósica. Assim, esse material é caracterizado através do grau de polimerização (GP), que mede a resistência à tração da fibra de celulose, ou seja, quanto menor o grau de polimerização, mais próximo está o papel do fim da vida útil e consequentemente o equipamento [6].

Três fatores são determinantes na degradação do sistema de isolação, são eles: aquecimento, presença de umidade e oxigênio. Esses três fatores estão associados à quebra das cadeias de celulose que compõem o papel *kraft* e, quanto maior o número de quebras, menor será o GP e consequentemente maior será o risco de falhas [12].

Algumas substâncias características são geradas como resultado do processo de degradação, como por exemplo: hidrogênio, metano, etileno, 2-furfuraldeído, monóxido de carbono e dióxido de carbono. A análise dessas substâncias no óleo isolante pode ser realizada através da cromatografia, permitindo assim uma avaliação do equipamento. Apesar de não ser possível realizar coleta de amostras de papel isolante com o equipamento em operação, é possível fazer uma correlação do teor de furfuraldeído com o valor médio de GP do papel isolante, proporcionando o monitoramento do estado de conservação do transformador enquanto o mesmo está em operação. Apesar disso, o acompanhamento da concentração de furfuraldeído isoladamente não é capaz de informar com exatidão o fim da vida útil do equipamento, assim, outras análises servem para complementar o diagnóstico [6] [12].

De acordo com o Guia de Manutenção para Transformadores [6], o valor inicial de GP para celulose é da ordem de 1200, que é reduzido para cerca de 900-1000 após o processo de fabricação do transformador. Com o passar dos anos e de acordo com as condições de operação do equipamento (carga, tipo de papel *kraft*, tipo de óleo, umidade, oxidação do óleo), aceita-se que a isolação sólida chegou ao fim da sua vida útil quando o GP decresce para valores abaixo de 200. A partir daí, a resistência mecânica do papel pode ter sido reduzida em até 50% do seu valor inicial e ele terá menores condições de aguentar os esforços mecânicos provocados por curtos-circuitos, o que aumenta o risco de falhas internas acontecerem.

A Figura 21 ilustra o papelão de celulose em um esquema de bobina e núcleo de transformador.

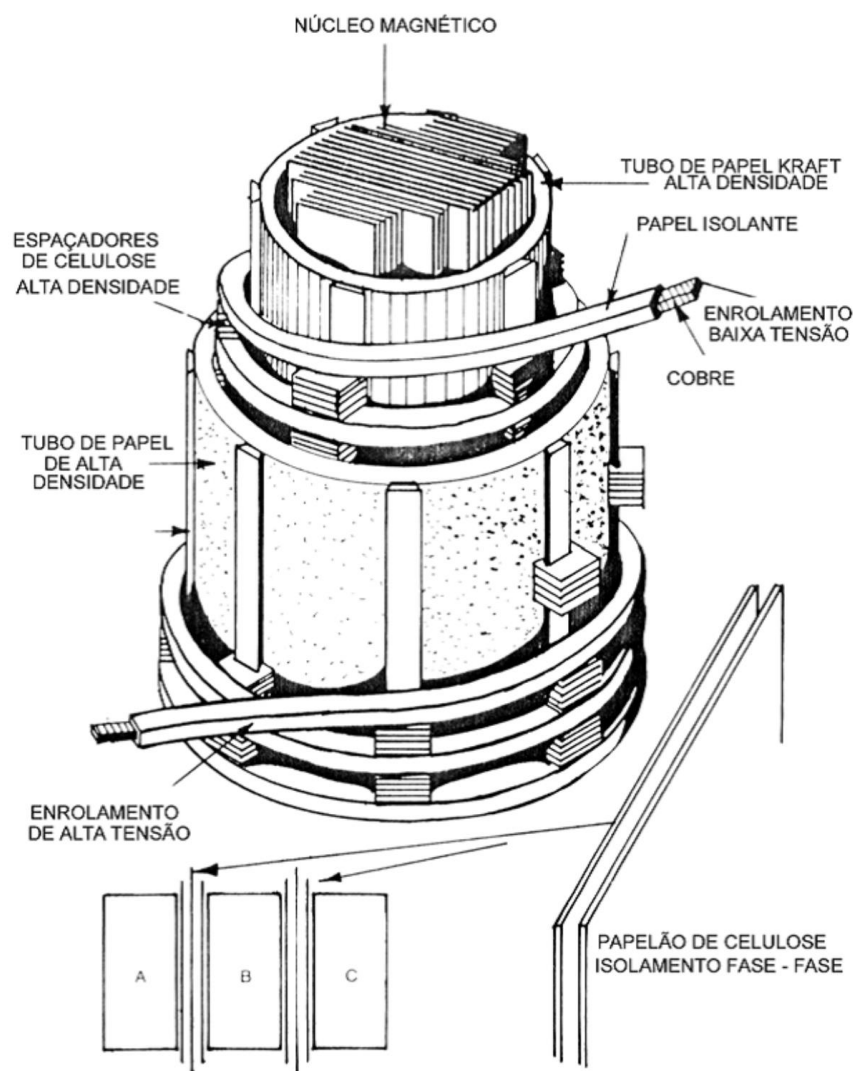


Figura 21 - Esquema de uma bobina e núcleo de um transformador [13]

3.4 Falhas nos Transformadores de Potência

De acordo com a NBR 7274:2012 [14], falha de um transformador é definida como um “evento resultante de um defeito com danos ou incidente externo, exigindo retirada, reparo ou troca do equipamento, como, por exemplo, a ocorrência de um arco interno, ruptura do tanque, fogo ou explosão”.

Como o transformador de potência é conectado ao sistema elétrico, ele está exposto a diversas condições operacionais que podem contribuir para a evolução de defeitos no equipamento. Assim, observa-se que as principais falhas se relacionam com o envelhecimento natural, operação em sobrecarga, sobretensões e/ou curtos-circuitos.

As principais falhas em transformadores encontradas por Bechara [12] em seu estudo estão listadas abaixo:

- Falha de acessórios e componentes;
- Falha de comutadores;
- Falha de buchas;
- Manutenção inadequada ou inexistente;
- Deformação mecânica dos enrolamentos por esforços de curto-circuito;
- Falha de conexões;
- Defeitos de fabricação;
- Sobreensões;
- Ataque por enxofre corrosivo;
- Deterioração dos materiais isolantes;

A Figura 22 a seguir apresenta o percentual das principais falhas de transformadores de potência entre os anos de 2010 e 2015 da Elektro.



Figura 22 - Distribuição das principais falhas de transformadores de potência da Elektro [5]

3.4.1 Falha dos Acessórios

As falhas que ocorrem nos acessórios possuem como consequência atuações e alarmes indevidos. Tais tipos de falha normalmente podem ser reparadas no campo com a troca do acessório e são relativamente simples, dentre elas, podem ser destacadas: medições incorretas de temperatura, perda de calibração do acessório e instalação incorreta.

Assim, as principais causas que contribuem para essas falhas ocorrerem são: infiltração de água, aplicação errada de ordem de ajuste, ressecamento ou rompimento na vedação, choque mecânico durante transporte ou instalação do acessório e desgaste natural.

3.4.2 Falhas dos Comutadores

As falhas relacionadas aos comutadores de derivação estão associadas a cada um de seus sistemas: chave de carga, chave seletora, sistema de secagem, sistema de filtragem, sistema de acionamento e sistema de transmissão.

Dentro desses sistemas, ocorrem falhas relacionadas principalmente aos esforços mecânicos a que estão submetidos: falha no fechamento de contatos devido ao rompimento de cordoalhas ou quebra no eixo, falha no acionamento do acumulador de energia devido à fadiga ou rompimento das molas, sobrecorrentes devido aos desgastes dos contatos principais e auxiliares, quebra dos suportes de contato e rompimento dos cabos do resistor de transição. Além disso, estão associadas às falhas dos sistemas do comutador: infiltração de água, vazamento de óleo, ressecamento de juntas e vedação, deterioração do óleo isolante, entre outras.

3.4.3 Falha nas Buchas

Falhas relacionadas às buchas presentes nos transformadores podem causar sérios danos tanto ao equipamento, em caso de contaminação dos enrolamentos, quanto à segurança das pessoas, pois podem ocorrer explosões, incêndio e lançamento de estilhaços em casos de buchas com corpo de porcelana. As principais causas associadas às falhas nas buchas estão relacionadas à perda da sua capacidade de isolamento, ou seja, das suas capacidades dielétricas. Além desse tipo de falha, existem outras relacionadas ao corpo da bucha, aos TC's, ao terminal interno (enrolamento), terminal superior e à fixação da bucha no transformador.

Assim, as causas podem variar desde mau contato na conexão, infiltração de água, deterioração do óleo isolante e montagem errada até aquecimento, deficiência de aterramento e vandalismo.

As explosões das buchas de porcelana acontecem devido à formação de gases que ocorrem durante o surgimento de descargas parciais e arco elétrico decorrentes da redução da sua capacidade de isolamento.

3.4.4 Manutenção Inadequada

A manutenção realizada no transformador é de extrema importância para que o equipamento desempenhe a sua função durante toda a sua vida útil e com determinado nível de confiabilidade. A falta de manutenção apropriada pode resultar em diversos fatores que irão prejudicar o desempenho do equipamento ao longo do seu ciclo de vida, como por exemplo [6]:

- Falta de detecção, correção e prevenção contra mecanismos de degradação e de falha;
- Perda de calibração dos transdutores;
- Oxidação e hidrólise do óleo isolante;
- Desgaste de pintura e de tratamento anti-corrosivo;
- Desgaste dos rolamentos de motores e bombas;
- Surgimento de pontos quentes na parte ativa;
- Deterioração do óleo isolante e consequentemente da isolação sólida;
- Vazamento de óleo isolante devido à falha na vedação;
- Queda do GP da isolação sólida;
- Desgaste dos contatos do comutador;
- Aumento na probabilidade de perda do equipamento;

Assim, a estratégia de manutenção deve ser definida e alinhada com os objetivos organizacionais para que as atividades relacionadas à preservação do equipamento sejam realizadas nas periodicidades adequadas. A Figura 23 a seguir ilustra a condição de degradação do transformador.

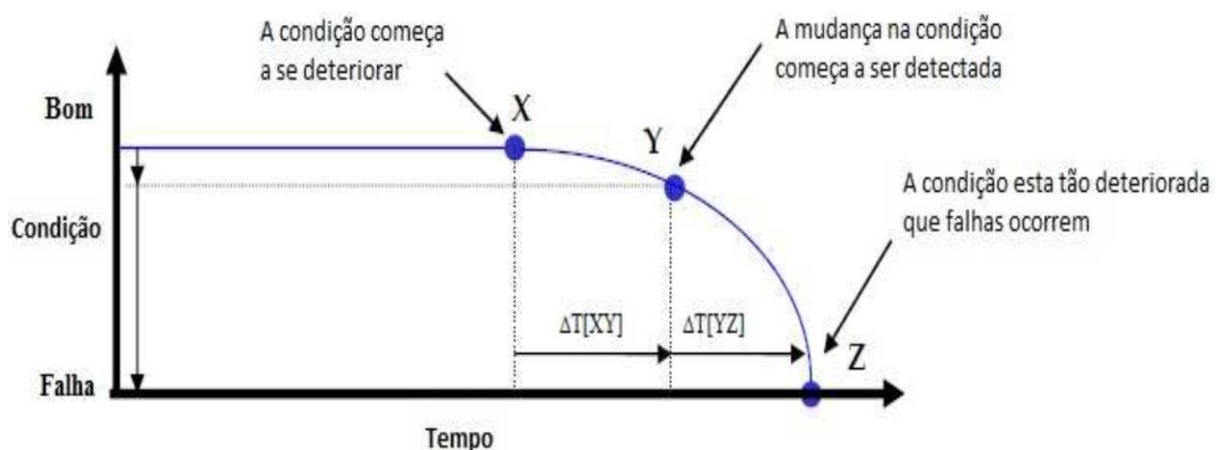


Figura 23 - Condição de degradação do transformador [6]

Até o ponto X a condição do equipamento é boa e a partir de então começa se deteriorar, sendo possível a sua detecção somente após o ponto Y. Se nenhuma intervenção for realizada, falhas relacionadas a essa condição irão ocorrer.

São exemplos de atividade de manutenção o comissionamento e a análise de gases dissolvidos. O comissionamento é fator fundamental para que futuras comparações da condição do transformador possam ser realizadas e um diagnóstico preciso seja realizado com base nos registros disponíveis ao longo da vida do equipamento, ou seja, desde os ensaios previamente realizados na sua fabricação até ensaios atuais. Já a análise de gases dissolvidos é um tipo de manutenção preditiva que permite se identificar falhas incipientes no equipamento e se o mesmo está operando de acordo com o esperado, essa atividade será discutida mais adiante.

3.4.5 Deformação Mecânica dos Enrolamentos

Em seu estudo, Pena [15] destaca que apesar dos transformadores serem projetados e fabricados para suportar os estresses mecânicos causados por correntes de curto-circuito, se essa corrente for muito elevada, superior ao que o equipamento suporta, são geradas nas bobinas forças capazes de causar a deformação mecânica dos enrolamentos podendo levar até a perda do transformador.

Além disso, como foi dito anteriormente, a probabilidade de deformação mecânica dos enrolamentos por curto-circuito aumenta à medida que ocorre a deterioração da isolação sólida que sofre diminuição do seu grau de polimerização, ou seja, da sua resistência mecânica [15].

3.4.6 Falha nas Conexões

Existem diferentes tipos de conexões no transformador, que variam de acordo com a capacidade de condução de corrente necessária para cada aplicação, como por exemplo: conexões de aterramento ou de componentes. Falhas de conexão estão relacionadas à diminuição da área de contato nos pontos de condução, assim, com uma densidade de corrente maior, tais pontos podem sofrer aquecimento elevado que, ao longo do tempo, irá implicar na deterioração do contato e causar a falha do equipamento [6] [12].

3.4.7 Defeitos Durante Fabricação

Apesar de todos os ensaios de fábrica realizados e dos testes de comissionamento, que servem para o estabelecimento de padrões de referência para que diagnósticos futuros sejam realizados, nem sempre é possível se detectar problemas relacionados ao processo de fabricação ou montagem do equipamento e tais defeitos acabam sendo identificados apenas com o transformador em operação. Esses defeitos podem ser originados por erro de projeto, de fabricação, montagem, secagem da parte

ativa, enchimento de óleo, nível de qualificação do fabricante, transporte do equipamento até a instalação, entre outros [6] [12].

3.4.8 Sobreensões

Dentro das possíveis falhas em transformadores, algumas ocorrem devido a fenômenos de efeito transitório, como por exemplo, sobreensões. Muitos desses fenômenos são difíceis de serem compreendidos, pois apresentam curta duração e ainda faltam métodos adequados para análise de como o transformador se comporta quando submetido a esses fenômenos [15].

Apesar disso, sabe-se que as sobreensões realizam uma solicitação superior à suportabilidade dielétrica dos materiais isolantes e podem causar também aumento de temperatura, podendo contribuir, por exemplo, para falhas nos para-raios, para o rompimento de espiras e deterioração do material isolante.

Os principais tipos de sobreensões são: de manobra, temporárias, transitórias muito rápidas e de descargas atmosféricas [12].

3.4.9 Ataque por Enxofre Corrosivo

O enxofre está presente no óleo isolante do transformador e alguns de seus compostos são antioxidantes naturais que ajudam a impedir a oxidação do mesmo. Apesar disso, altas temperaturas podem fazer com que o enxofre reaja com superfícies metálicas, gerando sulfetos corrosivos que contaminam o papel isolante e reduzem a sua rigidez dielétrica, ou seja, faz perder o seu poder de isolamento. Como resultado desse processo, falhas são geradas, gerando riscos ao equipamento [6] [12].

3.4.10 Deterioração dos Materiais Isolantes

Além da deterioração da isolamento sólida citada anteriormente, também pode ocorrer a deterioração do óleo isolante.

De acordo com a NBR 7274:2012 [14], os óleos minerais isolantes são compostos de uma mistura de diferentes hidrocarbonetos, assim, a cisão de ligações C-C e C-H podem ocorrer devido a fenômenos elétricos ou térmicos. Essa cisão tem como resultado fragmentos instáveis que se recombinaem e formam moléculas gasosas, como por exemplo: hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) ou acetileno (C_2H_2).

A formação de gases também pode ser resultado de oxidação ou outras reações químicas que envolvem água, aço, superfícies sem pintura ou revestimentos de proteção. Como consequência, esses gases acabam dissolvidos em óleo ou ficam acumulados como gases livres e podem desencadear falhas, estresses ou problemas internos no transformador.

3.5 Manutenção

A manutenção é a combinação de todas as atividades técnicas e administrativas, incluindo atividades de supervisão, que são realizadas através de processos diretos ou indiretos nos equipamentos, obras ou instalações e que possuem como objetivo assegurar que os e mesmos irão cumprir com segurança e eficiência a função para as quais foram projetados e construídos, levando em consideração condições operativas e econômicas. Após a execução das manutenções, são preenchidos formulários para que fiquem registradas as atividades realizadas e os itens inspecionados.

3.5.1 Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva é a atuação no equipamento ou sistema que tem como objetivo a correção de falha ou correção de desempenho diferente daquele esperado. Muitas vezes, as falhas são apenas identificadas após o desligamento do transformador ou após atuação de proteções intrínsecas, causando impacto na disponibilidade.

3.5.2 Manutenção Preventiva

A manutenção preventiva é a atuação no equipamento ou sistema baseada em intervalos definidos de tempo, de acordo com um plano previamente elaborado. A sua utilização tem como objetivo reduzir ou evitar falhas ou quedas de desempenho.

Muitas vezes, dependendo da atividade a ser realizada e da configuração da subestação onde o transformador se encontra, são necessários equipamentos móveis para permitir as intervenções necessárias sem que haja impacto em disponibilidade.

Podem ser destacadas atividades como: inspeções básicas, inspeções detalhadas, limpezas nos sistemas de resfriamento, ensaios elétricos, ensaios de isolamento, inspeções internas, entre outras.

3.5.3 Manutenção Preditiva

A manutenção preditiva é baseada na ação sistemática de monitorar as condições de um equipamento ou sistema visando prever uma futura falha com base na modificação ou alteração dos parâmetros acompanhados. Consequentemente, a manutenção preditiva permite a redução ao mínimo das manutenções preventivas e diminui a quantidade de manutenções corretivas [16].

Como exemplo de manutenção preditiva nos transformadores de potência, temos:

- Análise termográfica;
- Análise físico-química;
- Cromatografia gasosa;
- Cromatografia líquida;

3.5.3.1 Análise Termográfica

A análise termográfica consiste numa verificação, com a utilização de equipamentos apropriados, da existência de aquecimentos localizados no transformador através do acompanhamento da distribuição das temperaturas no corpo do equipamento. Além disso, são verificados pontos de conexão elétrica, contatos, nível de óleo isolante no tanque de expansão, estado dos trocadores de calor (radiadores), estado de cabos de interligação de equipamentos e barramentos.

Tal análise é de grande importância, pois é um ensaio não destrutivo, não invasivo, sem contato físico, não interfere no funcionamento do equipamento e pode ser realizada com o mesmo energizado, permitindo o acompanhamento e a evolução de pontos de aquecimento. Júnior [17] destaca que os principais equipamentos do sistema elétrico apresentam pontos de aquecimento antes da avaria, assim, com o uso da análise termográfica, é possível a detecção e o reparo de uma conexão ou ponto defeituoso antes do mesmo provocar uma falha. A Figura 24 apresenta o termograma de um transformador com radiador fechado ou entupido.

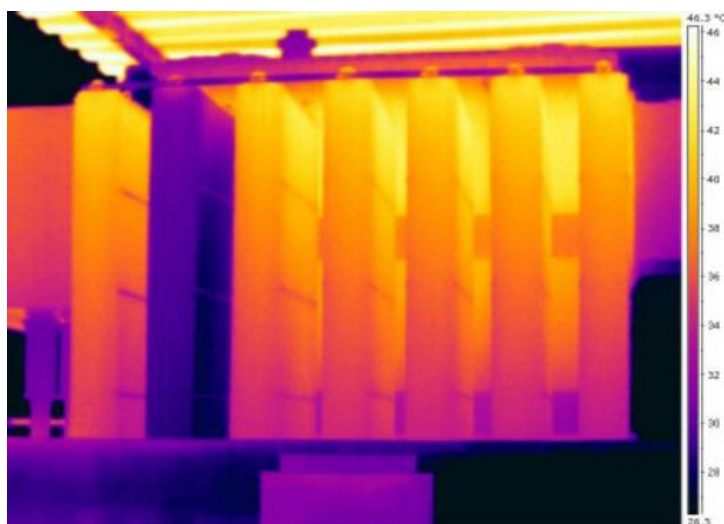


Figura 24 - Análise termográfica de radiador fechado ou entupido [5]

3.5.3.2 Análise Físico-Química

A análise físico-química é realizada no óleo isolante com o objetivo de se avaliar se o mesmo possui as condições necessárias para permanecer em serviço. De acordo com a NBR 10576:2012 [18], para que o óleo isolante possa atender o seu papel de dielétrico, agente de transferência de calor e de extinção de arco, ele deve obedecer a propriedades como:

- Rigidez dielétrica para que suporte as condições operativas;
- Viscosidade adequada para que ele possa circular e cumprir a sua função de transferir calor;
- Propriedades adequadas às condições climáticas;
- Resistência adequada à oxidação;

O óleo isolante está sujeito à contaminação e deterioração por causa de fatores como umidade, oxidação e aquecimento. Sendo assim, pode sofrer a perda de algumas de suas propriedades, como por exemplo: alteração de cor, surgimento de compostos ácidos, formação de borra, partículas sólidas, contaminação por água, sujeira, fibras, entre outros que prejudicam as suas características elétricas.

Existem diversos ensaios e testes que podem ser realizados nas amostras de óleo isolante para acompanhamento de suas características físico-químicas e para direcionar ações corretivas, a Tabela 1 indica os ensaios necessários para se identificar se o óleo ainda possui as características adequadas para continuar em operação.

Tabela 1 - Ensaios físico-químicos para óleo mineral isolante [18]

Propriedade	Tipo de Ensaio	Subseção	Norma
Cor e aparência	Rotina	5.2	ABNT NBR 14483
Rigidez dielétrica	Rotina	5.3	ABNT NBR IEC 60156
Teor de água	Rotina	5.4	ABNT NBR 10710
Índice de neutralização (acidez)	Rotina	5.5	ABNT NBR 14248
Tensão interfacial	Rotina	5.6	ABNT NBR 6234
Fator de perdas dielétricas	Rotina	5.7	ABNT NBR 12133
Resistividade	Investigativos	5.7	ASTM D 1169
Teor de inibidor ^c	Complementares	5.8	ABNT NBR 12134
Sedimento e borra	Complementares	5.9	ABNT NBR 10576
Partículas (contagem de partículas)	Investigativos	5.10	ISO 4407 ASTM D 6786 ABNT NBR 10504 ABNT NBR 15362
Estabilidade à oxidação ^a	Investigativos	5.8	
Ponto de fulgor ^b	Investigativos	5.11	ABNT NBR 11341
Compatibilidade ^b	Investigativos	5.12	ABNT NBR 14274
Ponto de fluidez ^b	Investigativos	5.13	ABNT NBR 11349
Densidade ^b	Rotina	5.14	ABNT NBR 7148
Viscosidade ^b	Investigativos	5.15	ABNT NBR 10441
Binefilas policloradas (PCB)	Investigativos	5.16	ABNT NBR 13882
Enxofre corrosivo ^a	Investigativos	5.17	ABNT NBR 10505
^a Exigido apenas sob circunstâncias especiais			
^b Não essencial, mas pode ser utilizado para estabelecer identificação do tipo			
^c Restrito a óleos inibidos			

Durante a análise, podem ser encontrados sintomas de alto nível de água, baixa rigidez dielétrica, elevado teor de partículas e turvamento devido à contaminação e deterioração física do óleo isolante, sendo assim, a norma indica ações corretivas de recondicionamento, entre elas: filtração, tratamento termovácuo, purificação e desumidificação [18].

Já nos casos de contaminação e deterioração química, que incluem sintomas de baixa tensão interfacial, acidez elevada e presença de borra, é indicada a regeneração do óleo isolante ou até mesmo a sua troca [18].

3.5.3.3 Análise de Gases Dissolvidos em Óleo (Cromatografia Gasosa)

A análise dos gases dissolvidos no óleo isolante de transformadores de potência atualmente é o principal método de manutenção preditiva para se identificar defeitos incipientes nesse tipo de equipamento, por exemplo: descargas parciais, centelhamentos, descargas de energia e sobreaquecimentos [14].

Apesar de haver valores típicos para gases gerados em condições normais de operação (CO, CO₂ e compostos de hidrocarbonetos), a cromatografia gasosa permite identificar a formação anormal de gases, que está associada às falhas internas ao equipamento e de evolução lenta.

A Figura 25 apresenta os principais gases que podem ser encontrados dissolvidos em amostras de óleo isolante, são eles: N₂ (nitrogênio), H₂O (água), O₂ (oxigênio), H₂ (hidrogênio), CH₄ (metano), C₂H₆ (etano), C₂H₄ (etileno), C₂H₂ (acetileno), CO (monóxido de carbono), CO₂ (dióxido de carbono) [19].

O Guia para interpretação de gases gerados em óleo imerso em transformadores [20] apresenta um método capaz de identificar a evolução de quatro tipos de falha do equipamento através da análise do gás-chave encontrado no óleo isolante. O gás-chave nada mais é do que o gás típico ou predominante decorrente de determinado tipo de falha.

A análise é apresentada em conjunto com as Figuras 26, 27, 28 e 29.

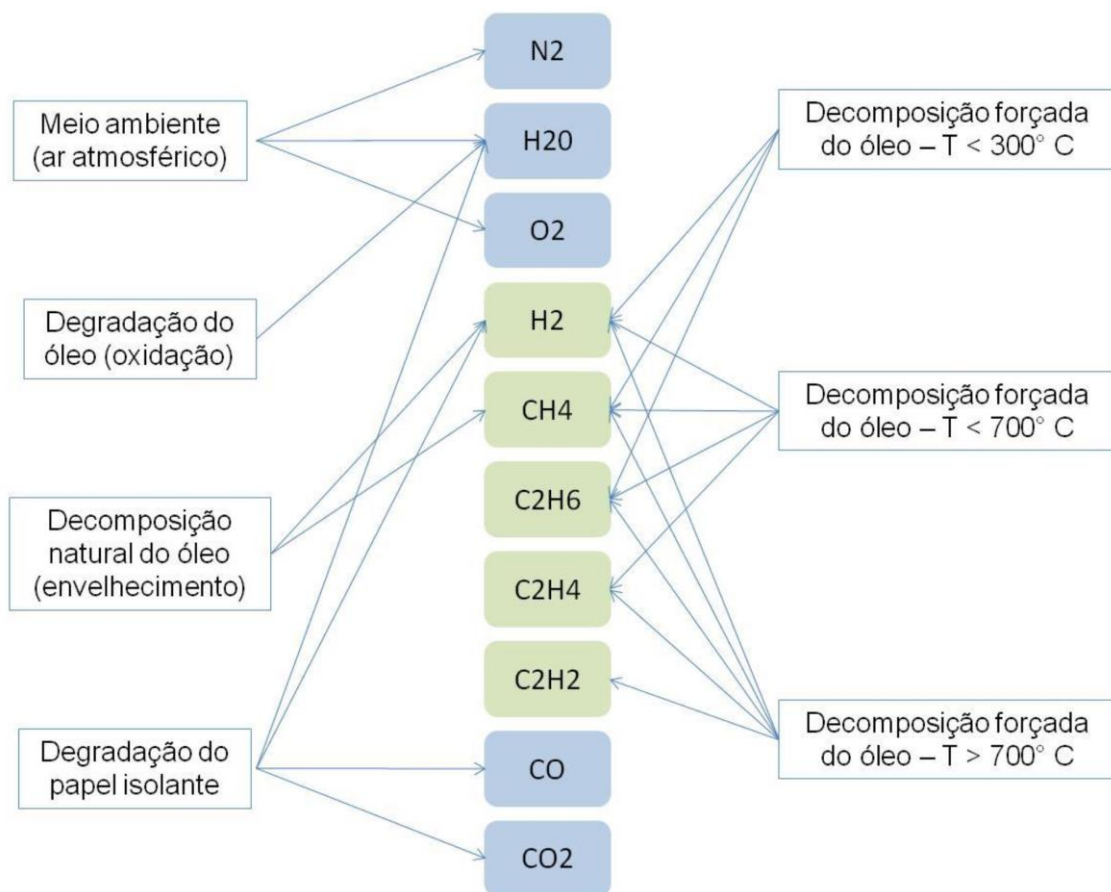


Figura 25 - Relação de gases dissolvidos em amostras de óleo mineral [19]

Óleo superaquecido

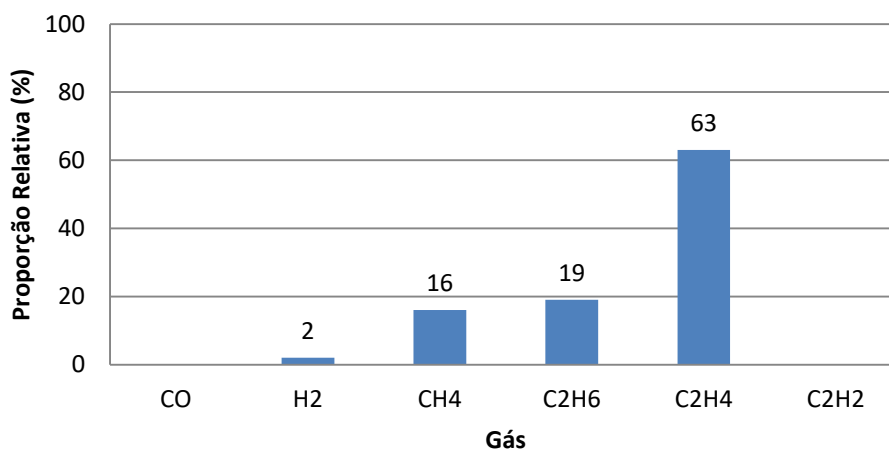


Figura 26 - Gases decorrentes do óleo superaquecido [20]

A Figura 26 apresenta os principais produtos do óleo superaquecido, estão incluídos etileno e metano em conjunto com menores quantidades de hidrogênio e etano. O gás-chave desse tipo de falha é o etileno.

Celulose superaquecida

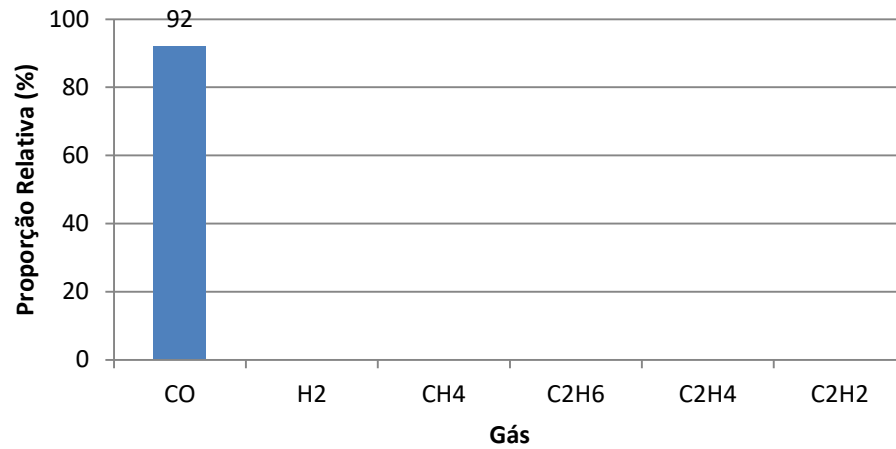


Figura 27 - Gases decorrentes de celulose superaquecida [20]

Como produto da celulose superaquecida há a presença de dióxido e monóxido de carbono. Gases compostos de hidrocarbonetos, tais como metano e etileno, serão formados se a falha envolver uma estrutura impregnada de óleo. A Figura 27 apresenta como gás-chave desse tipo de falha o monóxido de carbono.

Descargas parciais no óleo

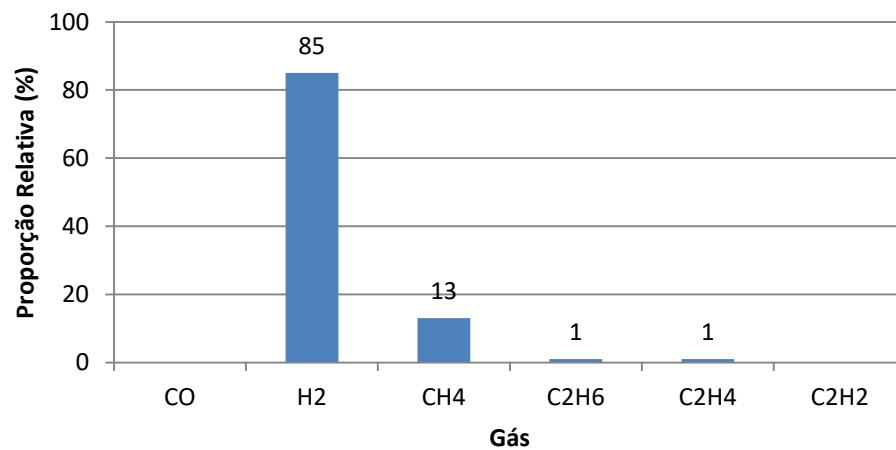


Figura 28 - Gases decorrentes de descargas parciais no óleo [20]

Como principais produtos de descargas elétricas de baixa energia, a Figura 28 apresenta o hidrogênio, o metano e pequenas quantidades de etano e etileno. Quantidades comparáveis de monóxido de carbono e dióxido de carbono podem ser resultado de descargas na celulose. O gás-chave desse tipo de falha é o hidrogênio.

Arcos Elétricos

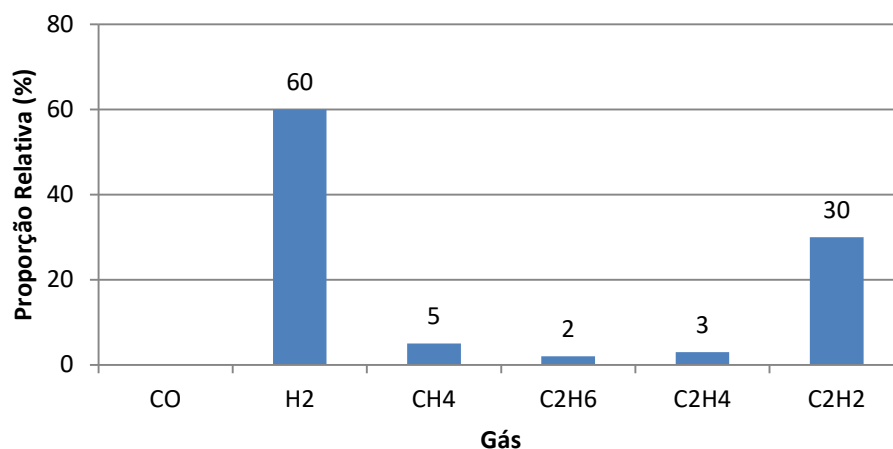


Figura 29 - Gases decorrentes de arcos elétricos [20]

Grandes quantidades de hidrogênio e acetileno com baixas quantidades de metano e etileno são produzidas a partir de arcos elétricos. Dióxido e monóxido de carbono também podem ser formados se a falha envolver a celulose. Como resultado dos arcos elétricos, o óleo pode ser carbonizado. A Figura 29 apresenta que o gás-chave desse tipo de falha é o acetileno.

Apesar da análise do gás-chave auxiliar no diagnóstico da falha, existem outros métodos que se baseiam na relação entre os gases dissolvidos no óleo isolante para que o diagnóstico seja realizado, entre eles: ABNT NBR 7274, IEC 60599, Critério de Rogers, Triângulo de Duval, Critério de Dörnemburg [6].

O método de diagnóstico de falha baseado nas análises de gases dissolvidos em óleo mineral recomendado pela ABNT NBR-7274:2012 [14] utiliza a relação entre os gases encontrados da seguinte forma:

- C_2H_2/C_2H_4 ;
- CH_4/H_2 ;
- C_2H_4/C_2H_6 ;
- CO_2/CO ;
- O_2/N_2 ;
- C_2H_2/H_2 ;

Cada relação de hidrocarbonetos gasosos está associada a tipos de defeitos característicos:

- Descargas parciais (DP);
- Centelhamento (C1);
- Descargas de baixa energia (D1);
- Descargas de alta energia (D2);
- Sobreaquecimento baixo (T1);
- Sobreaquecimento médio (T2);
- Sobreaquecimento elevado (T3);

Sendo assim, a Tabela 2 direciona a interpretação da relação de gases para os defeitos relacionados.

Tabela 2 - Interpretação da análise de gases dissolvidos [14]

Caso	Falha característica	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
DP	Descargas parciais	NS	$< 0,1$	$< 0,2$
C1	Centelhamento	$0 - 0,6$	$0,1 - 1$	< 1
D1	Descargas de baixa energia	> 1	$0,1 - 0,5$	> 1
D2	Descargas de alta energia	$0,6 - 2,5$	$0,1 - 1$	> 2
T1	Sobreaquecimento $t < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	$< 0,01$	> 1	< 1
T2	Sobreaquecimento $300\text{ }^{\circ}\text{C} < t < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	$< 0,1$	> 1	$1 - 4$
T3	Sobreaquecimento $t < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	$< 0,2$	> 1	> 4

Ainda de acordo com a norma, a relação CO_2/CO está associada com o aumento da temperatura, degradação excessiva do papel isolante, oxidação do óleo isolante e com a concentração de oxigênio dissolvido no óleo.

Já a relação O_2/N_2 está associada com a oxidação do óleo isolante e com o envelhecimento do papel enquanto que a relação C_2H_2/H_2 pode indicar a contaminação do comutador por óleo ou gás do tanque principal do transformador.

Assim, Júnior [17] lista três etapas para se diagnosticar defeitos em equipamentos:

- 1) Verificar se realmente o defeito existe comparando os níveis de gases com os valores típicos. Como dito anteriormente, a produção de gases por transformadores em operação é normal e a probabilidade de ocorrer uma falha é menor quando os níveis de gases estão dentro dos valores esperados. Deste modo é importante comparar os níveis de gases de equipamentos do mesmo projeto, que possuem carregamento semelhante e são do mesmo fabricante [14].

- 2) Determinar o tipo de defeito com base na análise realizada.

Com o resultado da análise dos gases dissolvidos em óleo, é possível se basear no gás-chave ou nas relações de concentração de gases para se determinar o tipo de defeito.

- 3) Retirada e análise de mais de uma amostra de óleo para que um diagnóstico válido seja realizado.

Essa ação é importante, pois o processo de coleta de óleo pode ser falho, haver contaminação durante a amostragem ou análise laboratorial, a amostra ser retirada do comutador em vez do tanque do transformador, entre outros.

Feito isso, a correlação da análise atual com as análises anteriores, alinhada com o acompanhamento da evolução dos gases, os históricos de sobrecarga, de falhas do equipamento e de manutenção irá permitir um diagnóstico mais assertivo sobre os defeitos presentes do transformador [14] [21] [22].

3.5.3.4 Cromatografia Líquida

A ABNT NBR 15349:2006 [22] diz que a degradação do material celulósico, que forma a isolamento sólida dos transformadores de potência aqui estudados, gera compostos específicos como açúcares e derivados de furânicos solúveis em óleo. Sendo assim, o resultado da cromatografia líquida de alta *performance* permite correlacionar os resultados com o grau de polimerização do papel isolante e confirmar ou não se o papel teve envolvimento na falha do equipamento. Esse método foi desenvolvido para transformadores de potência atuantes no sistema elétrico, que possuem enrolamento de cobre, são isolados com material celulósico e são imersos em óleo mineral.

Disso, conclui-se que as atividades de manutenção combinadas formam uma importante ferramenta que impacta diretamente o nível de confiabilidade e a vida útil do transformador. Porém, atividades isoladas não são suficientes para garantir o bom desempenho do equipamento, é importante se avaliar o conjunto de todas as informações que se referem ao ativo. A avaliação das condições operacionais, o acompanhamento do histórico de registros, a realização de ensaios e análises combinados servem de alimentação do sistema de manutenção e ajudam a direcionar a estratégia a ser adotada pela empresa.

3.5.4 Estratégia de Manutenção

As diretrizes básicas para se realizar a manutenção de transformadores instalados nas subestações do sistema de distribuição da Elektro são estabelecidas por instruções que visam a execução de atividades que avaliam as condições do equipamento mediante ao monitoramento dos mesmos. Para isso, são realizados três tipos de manutenção: preventiva, corretiva e preditiva.

As periodicidades das atividades de manutenção são baseadas nas normas ABNT NBR, orientações dos fabricantes e no conhecimento adquirido pela empresa e seus colaboradores através do estudo de manutenção centrada em confiabilidade e das análises de riscos.

A manutenção centrada em confiabilidade é um método para selecionar e desenvolver políticas alternativas de manutenção a partir da avaliação de critérios de segurança, econômicos e operacionais. É a combinação das ações de manutenção a serem desenvolvidas com base na condição, no tempo e na operação até a falha dos equipamentos, a fim de se desenvolver planos de manutenção focados, efetivos e com custos otimizados.

3.5.4.1 Periodicidades

Existem diferentes periodicidades de manutenção, que variam de acordo com o tipo: corretiva, preventiva ou preditiva.

3.5.4.2 Periodicidade de Manutenção Corretiva

É realizada quando há falha do equipamento ou quando há a identificação de avarias durante inspeções visuais.

3.5.4.3 Periodicidade de Manutenção Preventiva

A periodicidade de manutenção preventiva pode variar de acordo com a atividade que será executada e o tipo de transformador objeto da manutenção.

As inspeções visuais ocorrem a cada 45 dias, com o equipamento em operação e servem para que avarias possam ser identificadas a tempo de se evitar uma falha. Os resultados são analisados, as anomalias são corrigidas e os relatórios de defeito/falha são emitidos.

Já as outras atividades de manutenção preventiva podem variar de 6 a 10 anos de acordo com os seguintes requisitos: tipo de comutador (derivação sob carga ou sem carga), chave de carga do comutador instalada no interior ou exterior do transformador, presença ou não de filtro de óleo.

Assim, durante as atividades são realizadas verificações que buscam a existência de vazamentos, corrosões, desgastes, infiltrações, ressecamento, ruídos anormais, vibrações, trincas e deformações. Também se busca a avaliação de diversas condições: atuação de proteções, parametrização de alarmes e *trips*, acessórios, sistema de refrigeração e conservação do óleo, vedação, terminais, operação de contatos, estado da fiação, válvulas, aferição de transdutores, resistores, corrente de partida de ventiladores, limpeza, conexões, estado de visores, cabo de aterramento, pintura do tanque, registros, tubulações, pontos de solda e diversos outros.

Quanto aos testes elétricos, envolvem os ensaios: de bucha, de corrente de excitação, de corrente de curto-circuito, relações de transformação, fator de potência, de resistência de isolamento, de resistência ôhmica dos enrolamentos e *check-lists* das proteções.

3.5.4.4 Periodicidade de Manutenção Preditiva

A periodicidade de manutenção preditiva pode variar de acordo com a atividade a ser realizada e as características do transformador objeto de manutenção.

As inspeções termográficas ocorrem em conjunto com as inspeções visuais, com o equipamento em operação e servem para que avarias relacionadas ao aquecimento possam ser identificadas a tempo de se evitar uma falha. Os resultados são analisados, as anomalias são corrigidas e os relatórios de defeito/falha são emitidos.

Já as atividades de análise do óleo isolante variam de 6 meses a 3 anos de acordo com a estratégia adotada pela empresa. Os tipos de análises realizadas abrangem:

- Análise de gases dissolvidos (cromatografia gasosa);
- Ensaio físico-químico de rotina;
- Teor de compostos furânicos (cromatografia líquida);
- Análise de enxofre corrosivo;
- Teor de Dibenzildissulfeto;
- Teor de derivados de Tolutriazol;
- Bifernilas policroladas;

Além das periodicidades já definidas, existem casos especiais, emergenciais e de comissionamento onde há coletas de amostras de óleo para análises específicas. Ocorrem em casos de:

- Atuação de proteções intrínsecas;
- Manutenção do comutador;
- Montagem de transformadores;
- Substituição de bucha, troca de vedação do tanque, abertura da escotilha;

Para auxiliar a manutenção preditiva, é realizada também a análise online de gases dissolvidos no óleo isolante através de medidores de gases online.

Tal monitoramento consiste na coleta de dados com o transformador em operação através de dispositivos eletrônicos inteligentes que são capazes de gerar alarmes quando necessário e de monitorar a evolução dos gases. Os registros são armazenados em sistema, de forma a fornecer subsídios para o diagnóstico da condição do equipamento e a gestão do mesmo.

Uma boa estrutura de monitoramento online permite a redução do risco de falha, detecção de alteração nos gases e redução de custos relacionados à manutenção preventiva, apesar dessa prática não substituir as coletas de óleo e análises laboratoriais dos gases dissolvidos.

4. Gestão de Ativos e ISO 55000

De acordo com Lafraia [23], “gestão de ativos é o conjunto de atividades coordenadas que uma organização usa para realizar o valor dos ativos na entrega dos seus objetivos ou resultados”. Sendo assim, esse conjunto de atividades tem sido encarado como uma das formas mais atuais de gestão empresarial em que o objetivo é ajudar a organização na busca de resultados estratégicos. Tal processo de gestão passou por três etapas de evolução, são elas:

- Primeira etapa: durou até os anos noventa e visava a capacitação das pessoas e a capacitação tecnológica dos ativos;
- Segunda etapa: se iniciou na virada do século XXI e passou a focar não só a capacitação, mas também a gestão dos processos da organização;
- Terceira etapa: iniciada na década passada, essa etapa está sendo capaz de incorporar as características das etapas anteriores a uma visão sistêmica, onde pessoas e processos se combinam para buscar os resultados estratégicos organizacionais;

Inicialmente, o foco da Gestão de Ativos se deu no pilar financeiro, porém, ao ser aplicada a diferentes áreas das empresas, passou a proporcionar um maior retorno para os acionistas através de uma melhor gestão dos ativos físicos, fato que permitiu a evolução desse processo conforme apresentado na Tabela 3.

O documento que deu origem às discussões em nível mundial sobre gestão de ativos foi a British Standard Institute PAS 55, produzida em 2004 pelo Institute of Asset Management (IAM) a partir de uma necessidade de linguagem comum sobre o assunto identificada em um seminário conduzido no Reino Unido em 2002. Em 2008, o documento foi revisado com a participação de diversas organizações, setores da indústria, países e passou a ser chamado de Especificação Disponível Publicamente para Gestão Otimizada de Ativos Físicos. Assim, a BSI PAS 55 apresenta diretrizes para boas práticas de Gestão de Ativos que abrangem tanto as estratégias de manutenção do ativo quanto do seu ciclo de vida e serviu de base para a construção da coleção de Normas Internacionais ISO 5500x [23].

Tabela 3 - Evolução da Gestão de Ativos [23]

ANO	ENTIDADE	FATO
2000	NPMA – National Property Management Association ASTM International	Comitê E53 “Asset/Property Management Standards” Desenvolvimento, manutenção e disseminação de práticas, padrão e padrões de desempenho para sistemas de gestão de ativos e gestão do ciclo de vida dos ativos de propriedade pessoal.
2004	IAM – Institute of Asset Management	Desenvolve a PAS 55 (British Standards).
2008	British Standards Institution (BSI)	Publicação da PAS 55 versão 2.
2009	BSI – ISO (International Organization for Standardization)	Definem a PAS 55 como base para a Norma Internacional de Gestão de Ativos.
2009	ASTM	ASTM E53 decide juntar-se ao desenvolvimento do padrão Internacional de Gestão de Ativos.
2010 a 2013	ISO	Desenvolvimento da ISO 55000.
2014	ISO/ABNT	Lançamento da ISO 55000 e NBR ISO 55000.

Essa coleção entrou em vigor em 2014 e é composta por três normas:

- NBR ISO 55000 – que trás uma visão geral, princípios e terminologia sobre Ativos, Gestão de Ativos e Sistema de Gestão de Ativos;
- NBR ISO 55001 – que trás os requisitos para que o Sistema de Gestão de Ativos alcance seus objetivos;
- NBR ISO 55002 – que trás as diretrizes para a aplicação da norma ABNT NBR ISO 55001;

Embora a PAS 55 e a ISO 55000 tenham vários aspectos em comum, como por exemplo, o alinhamento de objetivos, a visão de longo prazo e a abordagem baseada em risco, elas se diferem já que a ISO 55000 foi criada de forma alinhada a outras normas de sistema de gestão (NBR ISO 14000, 9000, etc) [23]. Além disso, houve o envolvimento de uma maior quantidade de países na criação da ISO 55000, proporcionando novos conceitos e ideias que não faziam parte da PAS 55, entre eles: o foco maior em gestão, a necessidade de produção de valor pelas organizações, a forte inter-relação entre aspectos financeiros e técnicos, o foco e a ênfase na comunicação e nas partes interessadas.

Sendo assim, as Normas da série ABNT NBR ISO 5500x [24] [25] [26] fornecem uma visão geral sobre princípios, terminologias, requisitos e diretrizes para a implementação de um Sistema de

Gestão de Ativos e para àqueles que visam melhorar a obtenção de valor a partir da sua base de ativos por meio de uma gestão mais eficaz e eficiente.

Para entender melhor o processo de gestão de ativos, é necessário entender que gestão de ativos é diferente de gerenciar os ativos, tem-se que a primeira se refere ao que o ativo pode fazer pela organização na busca de excelência dos negócios, já a segunda se refere ao que a organização pode fazer pelo ativo. Por tanto, de acordo com a ISO 55000:2014 [24], para que a obtenção de valor a partir do ativo seja alcançada, existem alguns fundamentos em que a Gestão de Ativos se baseia, são eles:

- Valor: ativos existem para fornecer valor para a organização e para as partes interessadas;
- Alinhamento: a gestão de ativos traduz os objetivos organizacionais em decisões técnicas e financeiras, planos e atividades;
- Garantia: a gestão de ativos garante que os ativos cumprirão com seus propósitos requeridos;
- Liderança: liderança e cultura do local de trabalho são fatores determinantes da obtenção de valor;

Ainda dentro desse último fundamento, é necessário destacar que, para a gestão de ativos se transformar na cultura da organização, é muito importante que a sua liderança entenda e apoie os conceitos e princípios que a regem, alinhando os objetivos da organização com os objetivos da gestão de ativos através do Plano Estratégico da Gestão de Ativos (SAMP).

O SAMP inclui as estruturas, os papéis de cada um e as responsabilidades necessárias para a consolidação do sistema de gestão de ativos, servindo assim para a definição dos objetivos e descrição do papel do sistema de gestão de ativos no cumprimento desses objetivos. Toda essa organização é necessária para gerar um controle eficaz dos ativos no processo de obtenção de valor através da tomada de decisões estratégicas que equilibrem os custos, riscos e desempenho dos ativos durante todo o seu ciclo de vida, conforme ilustrado na Figura 30.



Figura 30- Ponto ótimo entre custos, riscos e desempenho do ativo

Assim, o processo decisório para a obtenção de um ótimo desempenho técnico e financeiro alinhado à gestão de risco permite às organizações alcançarem os seus objetivos de longo prazo de maneira sustentável, sistemática, sistêmica, baseada nos riscos e equilibrada. A integração desses processos é descrita pela Série ISO 5500x de maneira genérica, ou seja, ela indica o que fazer e não como fazer.

Com isso, de acordo com a ISO 55000:2014 [24], os benefícios da gestão de ativos incluem:

- Melhoria no desempenho financeiro;
- Decisões informadas sobre investimentos em ativo;
- Risco gerenciado;
- Melhora de saídas de serviços;
- Responsabilidade social;
- Conformidade com as exigências regulatórias;
- Melhoria de imagem;
- Melhoria da sustentabilidade organizacional;
- Melhoria da eficiência e eficácia dos processos;

É baseado na busca de um padrão internacional de obtenção de valor a partir do ativo e no Modelo de Excelência da Gestão® (MEG) que a Direção da Elektro elegeu a Gerência de Subestações e Linhas de Transmissão como a responsável por assegurar a documentação, a continuidade e a melhoria contínua de um Sistema de Gestão de Ativos. Sendo assim, foi criada a célula de Confiabilidade de Processos e Diagnósticos, responsável por estruturar o SAMP, mostrar aderência e conformidade aos princípios da série ISO 5500x, manter e melhorar as atividades relacionadas ao Sistema de Gestão de Ativos.

A Figura 31 ilustra a organização da área e como se encaixa a Confiabilidade nessa estrutura.

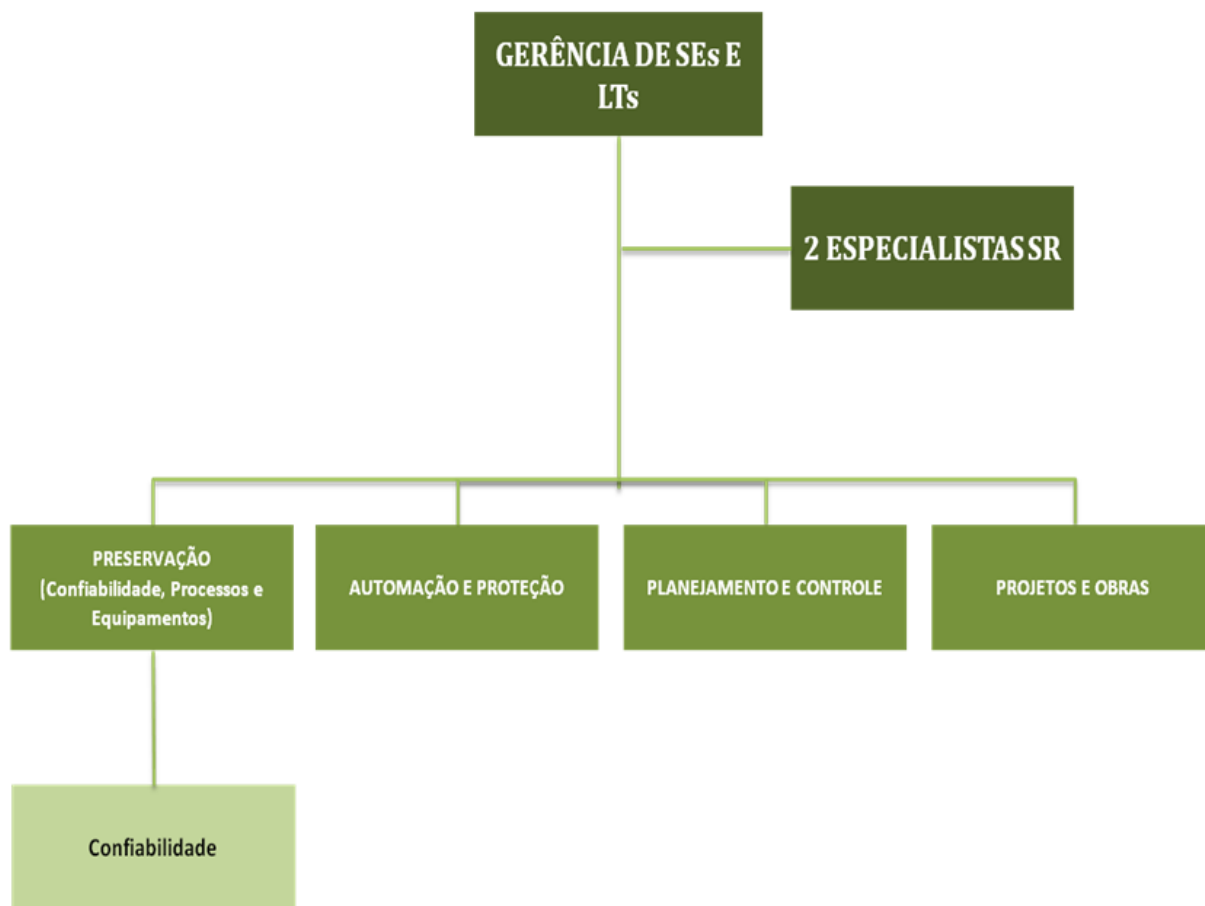


Figura 31 - Estrutura da Gerência de Subestações e Linhas de Transmissão [5]

Ao Plano Estratégico de Gestão de Ativos da Elektro, foi dado o nome de Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos (FCGA).

4.1 Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos da Elektro

A Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos da Elektro, além de se basear nas diretrizes estabelecidas pela norma ABNT NBR ISO 55000 leva em consideração também a Filosofia de Gestão da Elektro (responsável pela vertente pessoas) e a Engenharia de Confiabilidade (trata os processos e métodos utilizando o modelo da manutenção de classe mundial – WCM) [27].

A combinação desses três pilares cria um sistema robusto para auxiliar no balanceamento entre desempenho, custo e risco para direcionar as estratégias da organização no que se refere à gestão dos ativos físicos. A estrutura do sistema de gestão é apresentada na Figura 32.

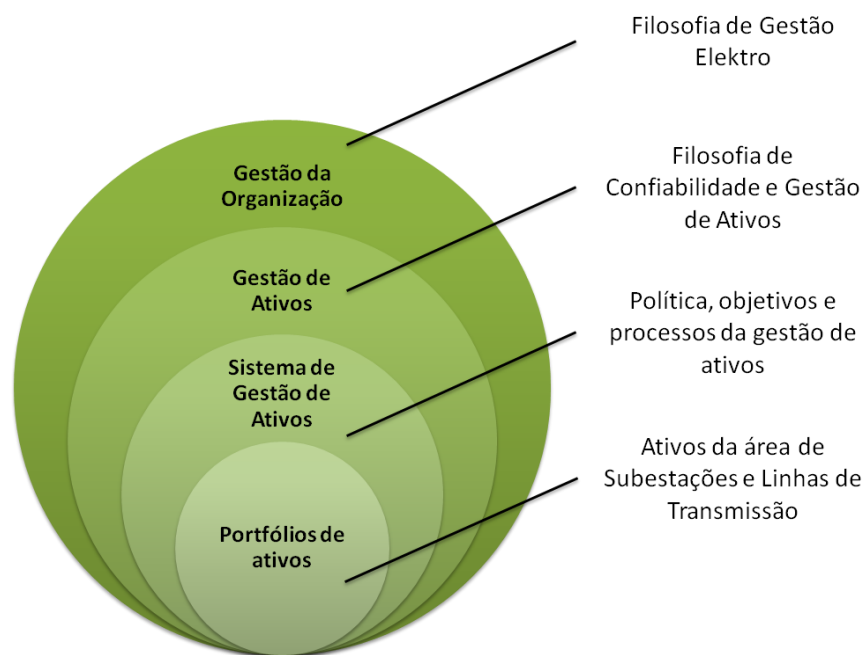


Figura 32 - Sistema de Gestão de Ativos [5]

A FCGA possui um escopo limitado aos processos relacionados com melhoria contínua, confiabilidade e com o ciclo de vida de cada um dos ativos pertencentes à área de Subestações e Linhas de Transmissão da Elektro, sendo que o ciclo do ativo é representado pela Figura 33 [28].

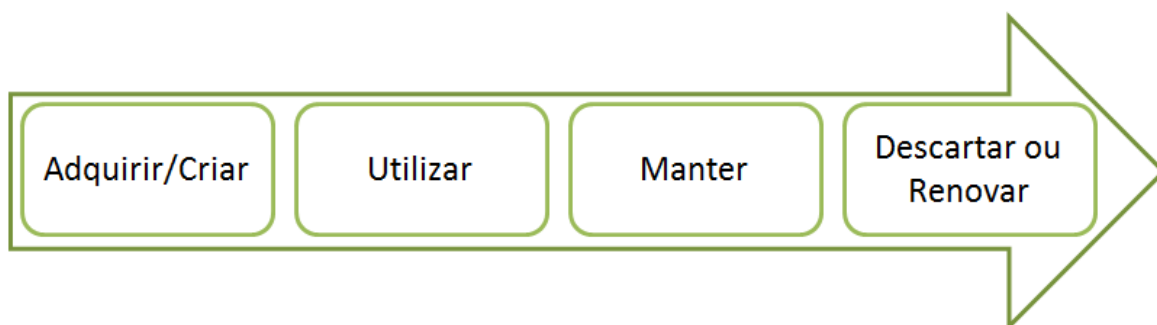


Figura 33 - Ciclo de vida do ativo

4.1.1 Filosofia de Gestão da Elektro (FGE)

A Filosofia de Gestão da Elektro está diretamente relacionada com a felicidade e o engajamento das pessoas, sendo que o seu diferencial está fundamentado numa cultura organizacional que preconiza o respeito. Isso gera confiança, credibilidade e um ambiente em que as pessoas decidem ser protagonistas [2].

A humanização da liderança, a competitividade e a eficiência desse trabalho são fatores fundamentais que a FGE acredita. Sendo assim, a Elektro tem uma filosofia fundamentada nas

relações humanas e simples, como a felicidade e o respeito. Este processo é chamado de ciclo de humanização [2].

O ciclo é formado por 4 etapas e cada etapa é fundamentada em 2 pilares da cultura organizacional, conforme apresentado na Figura 34 [2].



Figura 34 - Ciclo de humanização da Elektro [5]

A Política de Gestão estabelecida pela Elektro segue o mapa estratégico abaixo, que é sustentado pelos pilares:

- Pessoas;
- Sustentabilidade;
- Excelência Operacional;
- Clientes;
- Negócio;

Com base no pilar de Negócio e Excelência Operacional do mapa estratégico se definiram os objetivos da Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos, juntamente com os principais macros processos que são responsáveis por sustentar a filosofia.

As Figuras 35 e 36 a seguir ilustram o mapa estratégico seguido pela Elektro e os objetivos da Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos, respectivamente.



Figura 35 - Mapa estratégico [5]



Figura 36 - Objetivos da Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos [5]

4.1.2 Confiabilidade – Manutenção de Classe Mundial (WCM)

O pilar de Confiabilidade da Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos foi baseado na estrutura da Manutenção de Classe Mundial (*World Class Maintenance* – WCM). A Figura 37 apresenta os principais processos responsáveis pelo suporte ao pilar de confiabilidade.

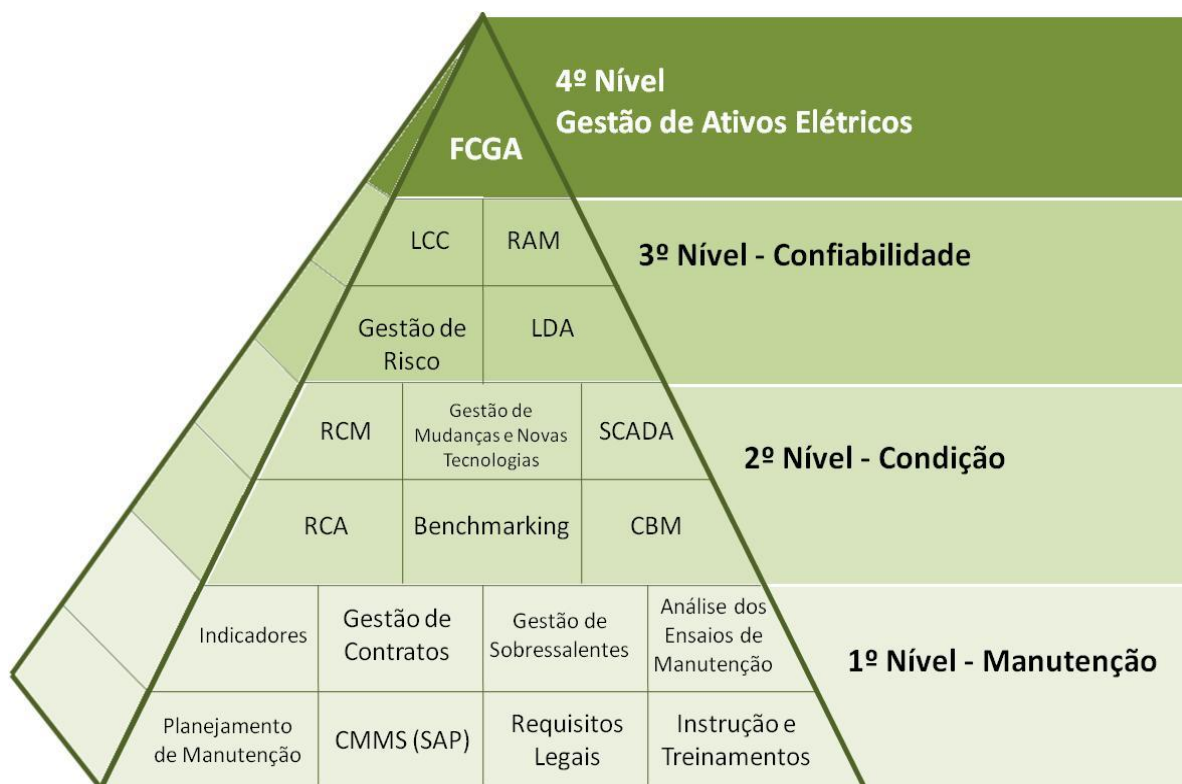


Figura 37 - Processos da Manutenção de Classe Mundial [27]

- **1º Nível – Manutenção:** O primeiro nível da estrutura é responsável por manter os processos que sustentam a manutenção do dia-a-dia. Isso ocorre, por exemplo, através de indicadores que ajudam a compreender em diferentes níveis o desempenho e os impactos gerados.
- **2º Nível – Condição:** O segundo nível da estrutura é responsável por manter os processos que sustentam a melhoria contínua dos sistemas de manutenção. Neste nível, a percepção da manutenção é ampliada e os processos são responsáveis por atuar de forma proativa. A antecipação das falhas gera a redução dos custos de manutenção e histórico para o nível superior.
- **3º Nível – Confiabilidade:** O terceiro nível da estrutura é responsável por manter os processos que são responsáveis por avaliar as condições futuras. Neste nível, a manutenção avalia como será o seu futuro e tem grande controle do presente já que possui uma base sólida e um histórico confiável.
- **4º Nível – Gestão de Ativos Elétricos:** O quarto nível da estrutura é responsável por integrar as estratégias corporativas mencionadas no item “Gestão de Ativos – ABNT NBR ISO5500X” com a estrutura de manutenção. A partir deste ponto, a manutenção passa a ter um papel estratégico para a organização.

4.2 Sistema de Gestão da Manutenção para os Transformadores de Potência

Através dos princípios empregados na série ABNT NBR 55000:2014 [24] e na Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos foi desenvolvida a estrutura do Sistema de Gestão da Manutenção voltado para os transformadores de potência das subestações da Elektro. A estrutura é baseada em quatro fatores:

- Notas de Avaria;
- Análise de Causa Raiz (RCA)
- Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC);
- Gestão de Risco;

A Figura 38 mostra como se relacionam esses fatores para formar a estrutura de gestão dos transformadores de potência.

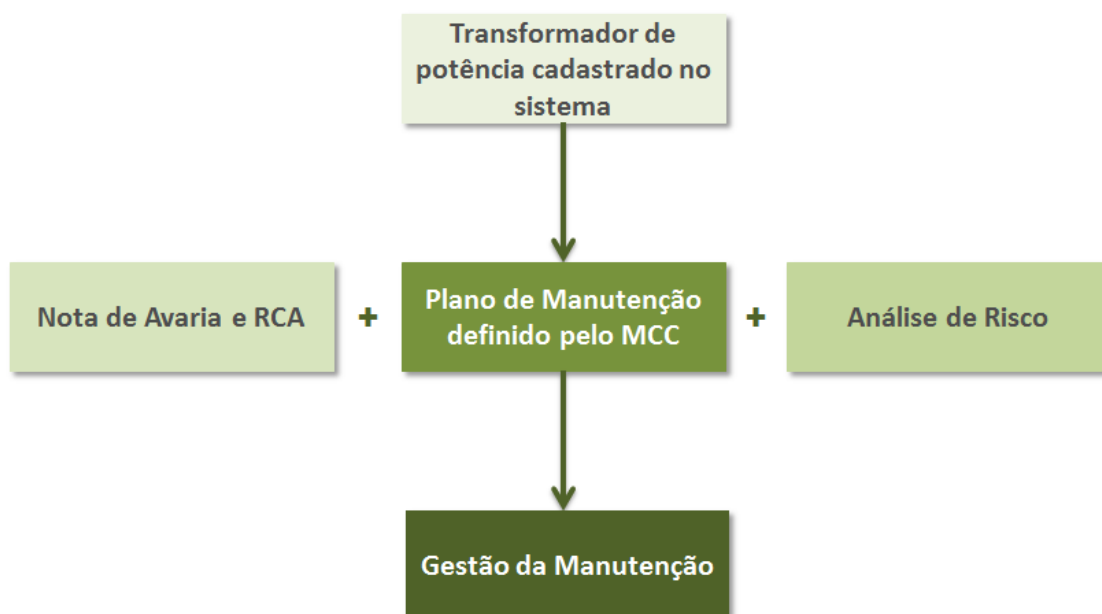


Figura 38 - Estrutura de Gestão de Manutenção adotada na Elektro

4.2.1 Notas de Avaria

As avarias são apontadas durante as inspeções que ocorrem periodicamente nas subestações da Elektro, dessa forma, servem para indicar pontos que devem ser acompanhados, registrar melhorias que foram realizadas, identificar a necessidade de manutenção corretiva, preventiva, preditiva ou a substituição do equipamento por algum motivo.

Para cada uma das notas de avaria é atribuído um nível de risco que pode variar de 1 a 4, tal classificação é necessária para que aja o direcionamento das correções conforme a criticidade do problema.

4.2.2 Análise de Causa Raiz (RCA)

A RCA é uma ferramenta de melhoria contínua que permite a análise de um problema através da criação de um diagrama de causa e efeito. A partir desse diagrama é elaborado um plano de ação para que o problema seja sanado através de ações efetivas.

Com referencia aos transformadores de potência, essa ferramenta é utilizada quando ocorrem falhas e/ou baixo desempenho, assim, a análise a ser realizada segue o fluxograma apresentado na Figura 39 a seguir e reúne as seguintes informações:

- O que aconteceu? Quando? Onde? Qual o impacto gerado?
- Cronologia do evento;
- Qual o transformador impactado?
- Mapa de causas;
- Plano de ação;



Figura 39 - Fluxograma da RCA

A partir do momento em que uma falha ou baixo desempenho de equipamento é identificado, há um levantamento de informações que envolvam o ocorrido e a realização de ensaios e verificações necessárias para embasar a análise. Por meio da construção do diagrama de causa e efeito é possível se encontrar a real causa da ocorrência e a elaboração do plano de ação para evitar reincidências. Após a consolidação do plano de ação, devem-se documentar as ações definidas, comunicá-las aos responsáveis pela execução e realizar o acompanhamento para garantir que elas foram cumpridas.

4.2.3 MCC – Manutenção Centrada em Confiabilidade

Segundo Seixas [29], a Manutenção Centrada em Confiabilidade (“Reliability Centred Maintenance – RPC”), é um método aplicado para que haja a definição da melhor estratégia de manutenção com base em um sistema ou equipamento de estudo. Com o mapeamento dos modos de falha do equipamento, esta metodologia permite a atuação de forma proativa durante a definição das tarefas que serão realizadas na manutenção, pois há também o detalhamento das causas, efeitos e suas possíveis consequências, o que garante o direcionamento das atividades.

A Manutenção Centrada em Confiabilidade tem por objetivo responder as seguintes perguntas:

- Quais as funções devem ser preservadas?
- Quais as falhas provocam as interrupções dessas funções?
- Quais são os modos causadores dessas falhas?
- Quais consequências são resultantes desses modos de falha?
- Quais tarefas são efetivas para combater essas consequências?
- Que alternativas restam se as falhas não puderem ser evitadas?
- Quais as frequências de manutenção são ideias para essas tarefas?

Assim, para que essas perguntas sejam respondidas, são utilizadas ferramentas como FTA (Análise da Árvore de Falhas), FMEA (Análise dos Efeitos e Modos de Falha) e o FD (Fluxo Decisório).

4.2.3.1 Análise da Árvore de Falhas (FTA)

A FTA é um diagrama lógico que é construído para que sejam mapeadas as causas que levam uma falha a acontecer. Consiste na determinação das falhas dos sistemas e subsistemas que serão analisados e no desenvolvimento do diagrama do conjunto de causas que contribuem para a ocorrência dessas falhas.

Essa ferramenta permite o conhecimento do objeto de estudo e de sua confiabilidade assim como das partes críticas que o compõem. A Figura 40 ilustra um modelo de FTA.

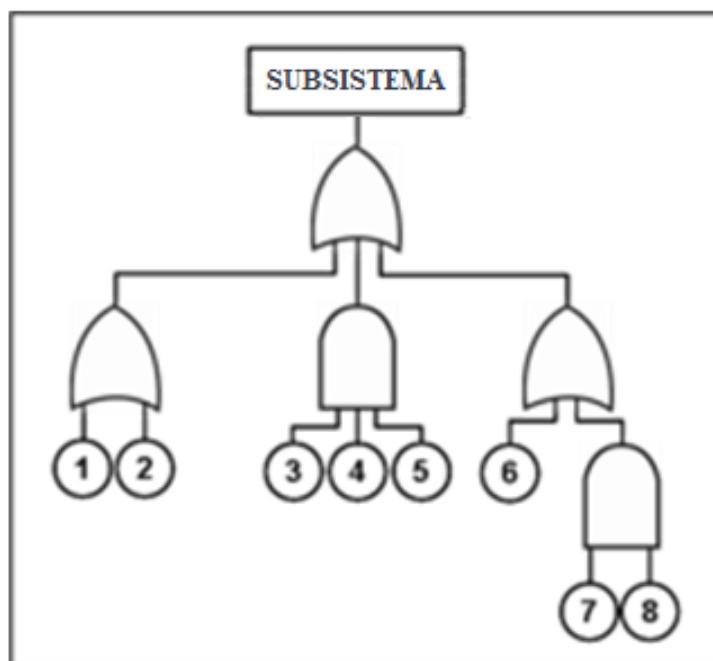


Figura 40 - Modelo de FTA [30]

A FTA que ajuda a direcionar as manutenções preventivas da Elektro teve 193 causas relacionadas às falhas de transformadores de potência e seus sistemas. A Tabela 4 apresenta a quantidade de causas relacionadas a cada um deles.

Tabela 4 - Quantidade de causas relacionadas a cada sistema

Sistema	Quantidade de causas de falhas	% do Total
Parte Ativa	28	14,5%
Buchas	17	8,8%
Comutador	57	29,5%
Refrigeração	18	9,3%
Proteções Intrínsecas e Acessórios	41	21,2%
Tanque	28	14,5%
Óleo Isolante	4	2,1%

4.2.3.2 Análise dos Efeitos e Modos de Falha (FMEA)

O FMEA é uma técnica que é estruturada para a identificação das causas e efeitos de cada modo de falha, o que possibilita a tomada de ações para que os modos de falha e seus efeitos sejam minimizados/eliminados de acordo com a análise da sua chance de ocorrer, a severidade do modo de falha e a possibilidade de detecção.

Essa ferramenta traz como benefícios a redução de custos, redução de falhas, redução de riscos ao objeto de estudo e o planejamento das atividades de manutenção preventiva.

4.2.3.3 Fluxo de Decisório (FD)

O FD consiste num fluxo para alimentar as decisões de se realizar uma manutenção ou não através de diversos questionamentos que são realizados de acordo com a estratégia de manutenção adotada pela empresa.

A combinação dessas ferramentas permite a identificação dos principais modos de falha do transformador e a seleção das tarefas de manutenção e periodicidades necessárias para mitigar/eliminar a chance de elas ocorrerem considerando aspectos operativos, financeiros e de risco.

4.2.4 Gestão de Risco

No âmbito da norma ABNT NBR ISO 31000:2009 [31], a gestão de risco é “um conjunto de atividades coordenadas para dirigir e controlar uma organização no que se refere ao efeito da incerteza em seus objetivos”. Tal incerteza se dá pela influência de fatores internos e externos que afetam as organizações, assim, medidas são criadas para a identificação, monitoramento, análise e gestão dos riscos a que estão sujeitas para que o tratamento necessário seja realizado.

Apesar de na maioria das vezes serem imperceptíveis, os riscos estão presentes em todas as atividades do cotidiano. Tal imperceptibilidade pode ser consequência de três diferentes fatores:

- Tolerância: o risco é definido como baixo ou suportável;
- Desconhecimento: o risco não possui histórico de ocorrência ou é oculto;
- Percepção errada: o risco é maior do que é percebido;

Deste modo, sendo o risco considerado o efeito da incerteza nos objetivos da organização, pode ser mensurado através da probabilidade da ocorrência de um evento e o impacto que essa ocorrência pode causar, vide Equação 2:

$$\text{Risco} = \text{Probabilidade de ocorrer o evento} \times \text{Impacto} \quad \text{Eq. (2)}$$

4.2.4.1 Cenário

Nas atuais circunstâncias do mercado global, a tomada de decisões rápidas e assertivas tornam-se indispensáveis e, para isso, um sistema de gestão de risco é responsável por suportar tais decisões [32].

De acordo com a ISO 31000:2009 [31], a gestão de risco bem estruturada ajuda a organização em diversos aspectos, entre eles:

- Melhora os controles, a eficácia, a eficiência e o aprendizado operacional;
- Aumenta a resiliência da organização e a probabilidade de se atingir os objetivos estratégicos;

- Permite uma gestão pró-ativa, sistemática, estruturada e oportuna;
- Minimiza perdas;
- Subsidiaria a tomada de decisões e o planejamento através do reporte de informações;
- Cria e protege valor;
- Facilita a melhoria contínua;

A Figura 41 representa um sistema de gestão de risco padrão.

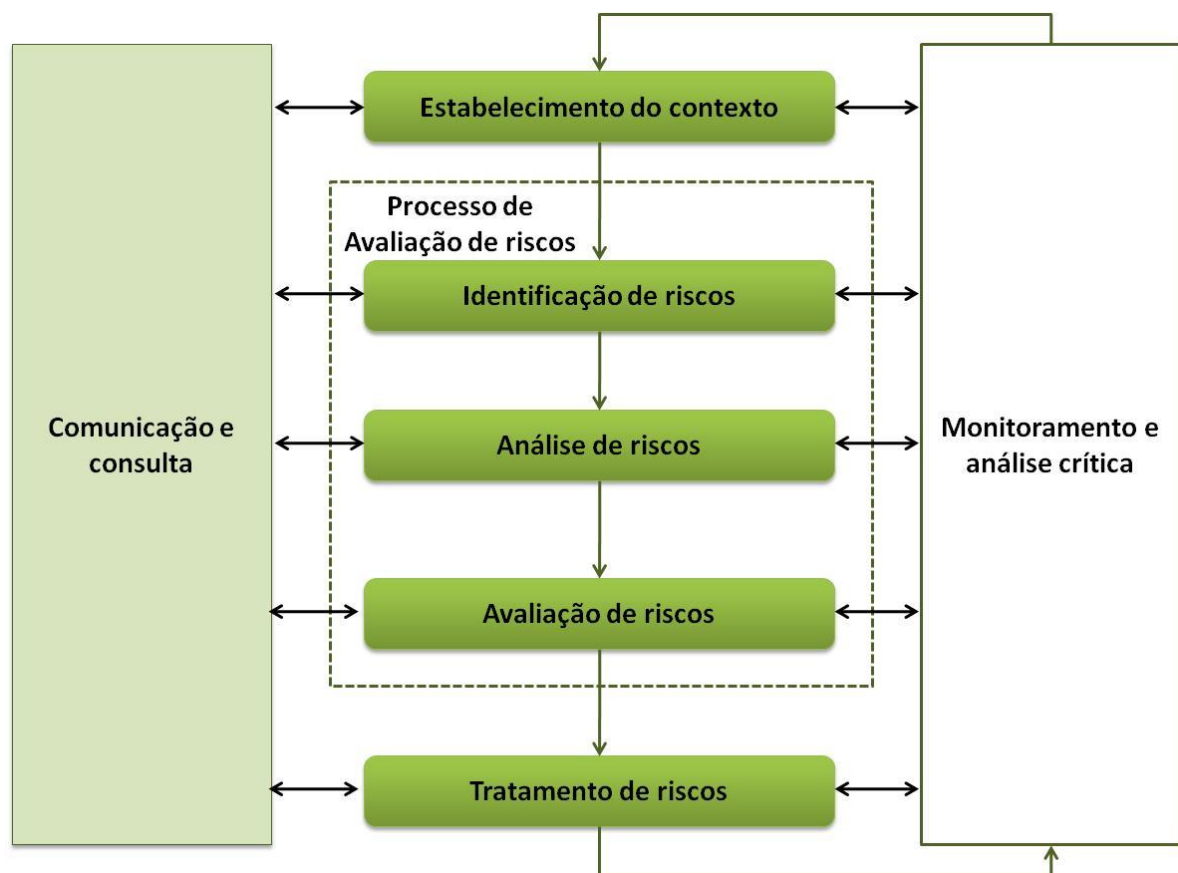


Figura 41- Processo de gestão de riscos padrão [31]

4.2.4.2 Sistema de Gestão de Risco

O Sistema de Gestão de Risco foi estabelecido e implementado através de uma estrutura capaz de gerenciar os riscos envolvidos nos transformadores de potência e integrar ainda mais os ativos à estratégia, planejamento e gestão da Elektro.

A estruturação do sistema se deu a partir da identificação de uma série de variáveis selecionadas de acordo com a necessidade da aplicação.

Com base na Equação 2, fica evidente que o risco possui duas componentes, uma probabilística e outra estática, assim, as variáveis probabilísticas são responsáveis por mensurar qual é

a exposição ao risco, enquanto que as variáveis estáticas são responsáveis por mensurar qual é o impacto causado caso o evento ocorra.

Desta forma, as variáveis de risco identificadas foram analisadas e avaliadas de modo a possibilitar a criação de uma matriz de risco que suporte e direcione as estratégias e o planejamento para o tratamento necessário.

4.2.4.3 Estrutura do Sistema de Gestão de Risco dos Transformadores de Potência

A estrutura do Sistema de Gestão de Risco voltado para os transformadores de potência faz uso das variáveis de probabilidade e das variáveis de impacto apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Variáveis do Sistema de Gestão de Risco

Variável	Tipo de Variável
Idade do equipamento	Probabilidade
Histórico de falhas (tempo médio entre falhas – MTBF)	Probabilidade
Carregamento do equipamento (% carga)	Probabilidade
Resultado da cromatografia gasosa (CG)	Probabilidade
Resultado da cromatografia líquida (Grau de Polimerização – GP)	Probabilidade
Resultado da análise físico-química (FQ)	Probabilidade
Evolução histórica dos gases (H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄)	Probabilidade
Tensão do primário	Impacto
Volume de óleo isolante	Impacto
Número de clientes atendidos pela subestação	Impacto
Distância entre subestação e equipe de operação/manutenção	Impacto

Abaixo segue o motivo para utilização de cada variável no modelo proposto:

- **Idade do equipamento:** os equipamentos com maior tempo de uso possuem menor ou nenhuma remuneração e há maior chance de apresentarem obsolescência de peças e degradação natural.
- **Histórico de falhas:** equipamentos que apresentam um alto índice de falhas ao longo do seu histórico podem apresentar falhas de projetos ou degradação de seus componentes.
- **Carregamento do equipamento:** por estarem na sua capacidade máxima, equipamentos que apresentam alto índice de carregamento estão mais suscetíveis a falhas, o que deve acelerar o seu envelhecimento.
- **Resultado da cromatografia gasosa:** o resultado dessa análise auxilia a determinação da condição de operação do equipamento.

- **Resultado da cromatografia líquida:** o resultado dessa análise auxilia a determinação da condição da vida útil e de operação do equipamento.
- **Resultado da análise físico-química:** o resultado dessa análise auxilia a determinação da condição do óleo mineral isolante.
- **Evolução histórica de gases (H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4):** o resultado dessa análise apresenta o comportamento evolutivo das características de operação do equipamento. No entanto, cada transformador apresenta uma característica única de evolução de gases combustíveis.
- **Tensão no primário:** ajuda a determinar o impacto do equipamento e, neste caso, é sabido que os sistemas de 34,5 kV não apresentam contingências. Outro aspecto importante é que as linhas de transmissão ou redes de menor tensão são mais frágeis quanto às perturbações, o que pode levar ao stress do ativo.
- **Volume de óleo isolante:** determina o impacto ao meio ambiente em caso de vazamento de óleo.
- **Número de clientes atendidos pela subestação:** determina o impacto aos clientes atendidos pela subestação, pois este número é levado em consideração para cálculo de multas ou impacto nos indicadores técnicos.
- **Distância entre subestação e equipe de operação/manutenção:** determina o impacto aos clientes atendidos pela subestação, assim, se relaciona com o tempo de restabelecimento do sistema.

As variáveis relacionadas aos gases têm grande importância para o modelo de risco, pois, assim como abordado no Capítulo 3, o diagnóstico das condições operativas do equipamento por meio da análise de gases dissolvidos no óleo mineral isolante do transformador é o principal critério utilizado para manutenção dos transformadores de potência pelas principais empresas do setor energético brasileiro.

Para cada variável de impacto e de probabilidade selecionada, foi definido um sistema de pontuação que permitisse a avaliação de cada transformador. Assim, durante a definição da pontuação foram consideradas as seguintes premissas:

- Características operativas (contingências, carregamento, número de clientes, etc);
- Meio Ambiente;
- Normas Regulatórias;
- Características de Manutenção;
- Filosofia de gestão da empresa;

Após as pontuações das variáveis terem sido definidas, foi possível a avaliação do nível de impacto e nível de probabilidade através da somatória das pontuações referentes a cada grupo. Calculados os níveis de impacto e de probabilidade, cada transformador foi classificado com um índice de impacto (II-1, II-2, II-3 ou II-4) e um índice de probabilidade (IP-1, IP-2, IP-3, IP-4 ou IP-5) conforme apresentado nas Tabelas 6 e 7 a seguir, tendo como base a análise de que, quanto maior a pontuação, maior o respectivo índice.

Tabela 6 - Índice de Impacto

Nível de Impacto	Índice de Impacto (II)
Baixo	II-1
Moderado	II-2
Alto	II-3
Crítico	II-4

Tabela 7 - Índice de Probabilidade

Nível de Probabilidade	Índice de Probabilidade (IP)
Improvável	IP-1
Remoto	IP-2
Ocasional	IP-3
Provável	IP-4
Frequente	IP-5

A partir do Índice de Impacto (II) e Índice de Probabilidade (IP) calculados para cada transformador foi possível a construção de uma matriz de risco, onde:

- R-1 descreve um risco muito baixo;
- R-2 descreve um risco baixo;
- RI-3 descreve um risco médio;
- RI-4 descreve um risco alto;
- RI-5 descreve um risco muito alto;

As Tabelas 8 e 9 ilustram a interpretação da matriz de risco de acordo com os cruzamentos dos índices de impacto e de probabilidade. Assim, cada transformador de subestação foi associado a um nível de risco.

Tabela 8 - Matriz de Risco (Índices)

	IP-1	IP-2	IP-3	IP-4	IP-5
II-1	RI-1	RI-2	RI-3	RI-4	RI-4
II-2	RI-1	RI-2	RI-3	RI-4	RI-5
II-3	RI-1	RI-2	RI-3	RI-4	RI-5
II-4	RI-1	RI-2	RI-3	RI-4	RI-5

Tabela 9 - Matriz de Risco (Descrições)

	Improvável	Remoto	Ocasional	Provável	Frequente
Baixo	Muito Baixo	Baixo	Médio	Alto	Alto
Moderado	Muito Baixo	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto
Alto	Muito Baixo	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto
Crítico	Muito Baixo	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto

4.2.4.4 Resultados da Análise de Risco

A Tabela 10 a seguir mostra o percentual de transformadores caracterizados em cada cruzamento de II e IP enquanto que a Figura 42 mostra em cada Região de atuação da Elektro o percentual de transformadores em cada nível de risco.

Tabela 10 - Resultado da Matriz de Risco

	IP-1	IP-2	IP-3	IP-4	IP-5
II-1	7,08%	5,83%	1,67%	2,08%	0,00%
II-2	12,50%	25,00%	8,75%	6,67%	1,67%
II-3	0,00%	12,50%	6,25%	4,58%	1,25%
II-4	0,00%	1,25%	1,25%	1,67%	0,00%

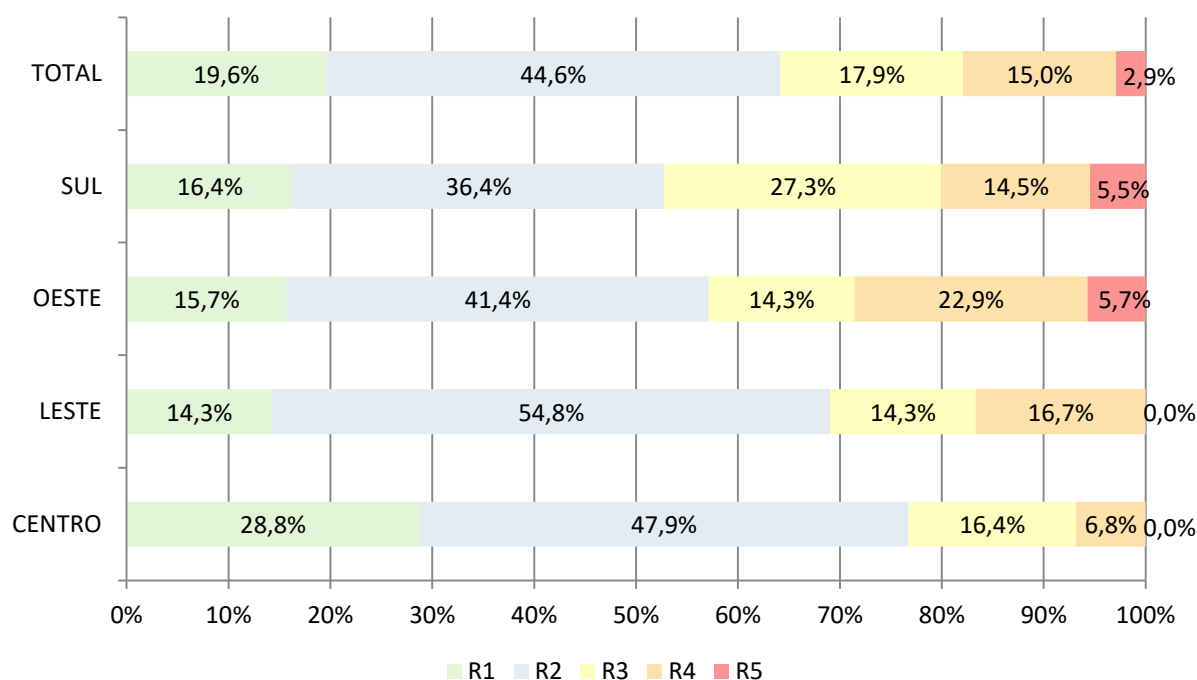


Figura 42 - Percentual de transformadores em cada região por nível de risco

4.2.4.5 Tratamento dos Riscos

Para os resultados obtidos no Sistema de Gestão de Risco são dados os seguintes tratamentos:

- Riscos considerados muito altos (RI-5) em equipamentos transformadores não são tolerados, portanto, recomenda-se a substituição através do plano de investimentos (CAPEX);
- Riscos considerados altos (RI-4) em equipamentos não são tolerados, no entanto, por estarem em uma classificação abaixo do RI-5, são acompanhados e acrescentados no plano de investimento futuro além de sofrerem ações de mitigação (diferenciação nos planos de manutenção preventiva, manutenção preditiva, além de estratégias de contingência para garantir a vida do equipamento);
- Equipamentos com risco considerado médio (RI-3) ou inferior são tolerados, estes equipamentos ficam de objeto de acompanhamento e seguem os planos de manutenção já existentes;
- As medidas de mitigação e contingência são adotadas de acordo com as variáveis que se destacaram dentro do modelo (nota alta) e características das subestações e redes existentes;
- Definição da priorização de recursos para tomada de ações de mitigação;

5. Resultados

Como principais indicadores da área de manutenção, tem-se:

- Tempo médio entre falhas (*Mean Time Between Failure* – MTBF);
- Número de ocorrências não programadas;
- Cumprimento dos planos de manutenção;

O MTBF das subestações da Elektro, apresentado na Figura 43, tem crescido com o tempo, sendo que a implantação da Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos se iniciou em outubro de 2014.

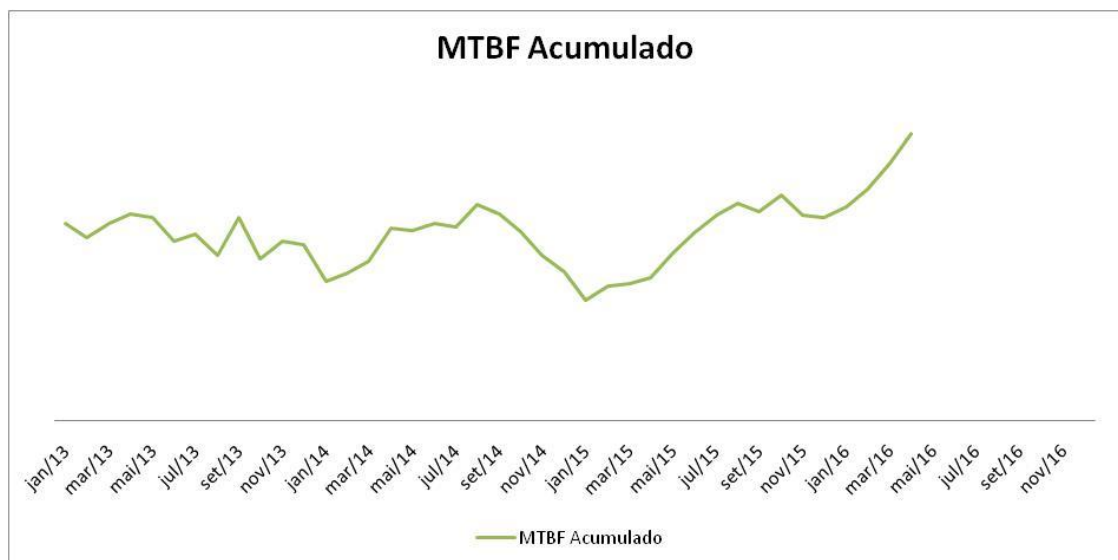


Figura 43 - Tempo médio entre falhas acumulado [27]

O número de ocorrências não programadas em subestações, apresentado na Figura 44, tem caído com o passar do tempo, chegando a resultados históricos dentro da organização.



Figura 44 - Ocorrências não programadas [27]

O cumprimento dos planos de manutenção na data programada é próximo de 100%. Tal melhora se deve a dois fatores principais: balanceamento dos planos de manutenção pelas equipes e a redução de eventos não programados, gerando um aproveitamento melhor das pessoas.

O número de falhas em transformadores de potência de subestações tem caído com o passar do tempo, o gráfico de tendência é apresentado na Figura 45.

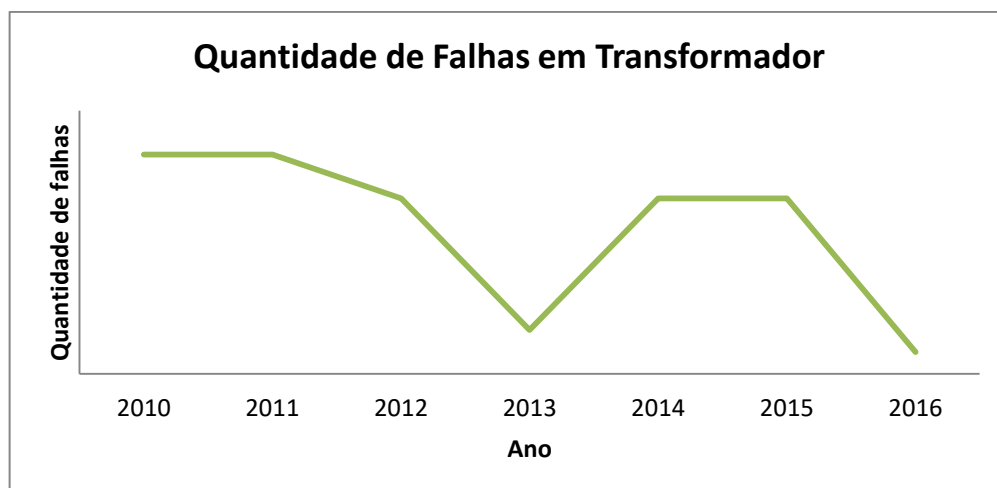


Figura 45 - Quantidade de falhas em transformadores de subestação [5]

O plano de investimentos de subestações agora se utiliza de análise de risco para direcionar os investimentos de forma a equilibrar custo, desempenho e risco dos equipamentos. Além disso, há o maior conhecimento da situação dos transformadores de potência das subestações.

6. Conclusão

Com um mercado de energia que cada vez mais apresenta novos desafios e está em constante evolução, as empresas que atuam no setor não podem ter seus modelos de gestão estagnados, pois senão poderão ter seus negócios afetados e as consequências podem ser de grande alcance visto que o sistema elétrico de potência abrange todo o país. Sendo assim, práticas de gestão de ativos e de análises de riscos tendem a crescer cada vez mais nesse cenário devido às vantagens que podem trazer às empresas que atuam nesse sistema.

Essa forma de gestão, direcionada pela NBR ISO 55000, vêm sendo aplicada em diferentes locais do mundo e gerando resultados expressivos no setor energético. Desta forma, acreditando no potencial dessa aplicação, a Elektro tem buscado desenvolver e expandir métodos e processos que estejam alinhados com a norma.

Tais métodos já estão trazendo resultados relativos à disponibilidade e à confiabilidade de seus sistemas, maior conhecimento da situação de seus ativos, alinhamento estratégico das tomadas de decisões relacionadas ao ciclo de vida do ativo, melhor balanceamento dos planos de manutenção dos transformadores de potência com a quantidade de equipes e melhora de indicadores técnicos, como DEC, FEC e quantidade de ocorrências não programadas relacionadas aos transformadores.

Sendo assim, visto as melhoras que ações baseadas na ISO 55000 podem trazer, há espaços para que novas atividades sejam desenvolvidas envolvendo outros equipamentos e outras gerências, tanto dentro e fora da Elektro.

7. Bibliografia

- [1] “Elektro,” [Online]. Available: <http://elektro.com.br/> . [Acesso em 30 10 2016].
- [2] Elektro, “Relatório de Sustentabilidade,” Campinas, 2015.
- [3] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5458 – Transformador de potência – Terminologia, 2010.
- [4] J. M. FILHO, Manual de Equipamentos Elétricos, 4 ed., LTC Editora, 2013.
- [5] Elektro Eletricidade e Serviços S/A, Campinas, 2016.
- [6] Grupo de Trabalho. A2.05 Cigré-Brasil, “Guia de Manutenção para Transformadores de Potência,” 2013.
- [7] M. MILASCH, Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante, 1 ed., Edgar Blucher, 2013.
- [8] R. C. BEZERRA, J. A. S. TOSTES, J. M. T. TEIXEIRA e R. C. LEITE, “Estudo para Aumento da Confiabilidade de Isoladores Poliméricos nas Linhas de Transmissão da Eletronorte,” 2010.
- [9] Maschinenfabrik Reinhausen, São Paulo, 2016.
- [10] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 9368 – Transformadores de potência de tensões máximas até 145 kV – Características elétricas e mecânicas, 2011.
- [11] A. C. N. PINHEIRO, Análise de Falhas em Transformadores de Potência, 2016.
- [12] R. BECHARA, Análise de Falhas de Transformadores de Potência, 2010.
- [13] S. D. MYERS, J. J. KELLY e R. H. PARRIS, A Guide to Transformer Maintenance, S.D. Myers Inc., 1981.
- [14] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 7274 – Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço, 2012.
- [15] M. C. M. PENA, Falhas em Transformadores de Potência: uma contribuição para análise, definições, causas e soluções, 2003.
- [16] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5462 – Confiabilidade e Manutenibilidade, 1994.
- [17] A. L. JÚNIOR, Manutenção pré-corretiva em transformadores de potência – um novo conceito de manutenção, 2009.
- [18] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 10576 – Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção, 2012.

- [19] N. A. G. GÓMEZ, Diagnóstico de Falhas em Transformadores Isolados com Óleo Vegetal Isolante a partir da Análise de Gases Dissolvidos, 2013.
- [20] Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, C57.104, IEEE Power & Energy Society, 2008.
- [21] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 7070 – Amostragem de gases e óleo mineral isolante de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos, 2006.
- [22] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 15349 – Óleo mineral isolante – Determinação de 2-furfural e seus derivados, 2006.
- [23] A. KARDEC, J. ESMERALDO, J. R. LAFRAIA e J. NACIF, Gestão de Ativos, 1 ed., Qualitymark, 2014.
- [24] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 55000 - Gestão de Ativos - Visão Geral, princípios e terminologia, 2014.
- [25] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 55001 – Gestão de Ativos – Sistemas de gestão – Requisitos, 2014.
- [26] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 55002 – Gestão de Ativos – Sistemas de gestão – Diretrizes para a aplicação da ABNT NBR ISO 55001, 2014.
- [27] J. V. SANTOS, Uma nova forma de pensar, um novo resultado: A Filosofia de Confiabilidade e Gestão de Ativos da Elektro, 14°. Simpósio Internacional de Confiabilidade – SIC, 2016.
- [28] J. V. SANTOS, Aplicando a engenharia de confiabilidade e os conceitos da Gestão de Ativos para Otimização dos Resultados na Área de Subestações, Simpósio Internacional de Confiabilidade, 2015.
- [29] E. S. SEIXAS, Manutenção Centrada na Confiabilidade – Estabelecendo a Política de Manutenção com Base nos Mecanismos de Falha dos Equipamentos, Reliasoft Brasil, 2014.
- [30] “Wikipedia,” [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Fault_tree_analysis. [Acesso em 31 10 2016]
- [31] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 31000 – Gestão de riscos – Princípios e diretrizes, 2009.
- [32] C. A. C. SALLES, A. M. SOLER, J. A. S. VALLE e R. REBECHINI, Gerenciamento de riscos em projetos, 2 ed., FGV, 2010.
- [33] A. F. RIBEIRO, Gestão de Ativos aplicada em Disjuntores a Gás SF6 de 145 kV, 2016.
- [34] J. V. SANTOS e I. A. FERREIRA, Gestão de Ativos suportada pela Reliability TPM, 28º Congresso e 5º Congresso Mundial de Manutenção e Gestão de Ativos, 2013.