



“ Manutenção de transformadores industriais, métodos, técnicas e políticas de gestão.”

**Por**

Ycaro Roberto Saturnino Gomes

**Trabalho de Conclusão de Curso**



**Universidade Federal de Pernambuco**  
**Centro de Tecnologia e Geociências (CTG)**

Recife, Fevereiro de 2014

Universidade Federal de Pernambuco-UFPE  
Centro de Tecnologia e Geociências-CTG  
Departamento de Engenharia Elétrica-DEE  
Curso de Engenharia Elétrica



“Manutenção de transformadores industriais, métodos, técnicas e políticas de gestão.”

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

POR

Ycaro Roberto Saturnino Gomes

Professor Orientador: Cícero Mariano P Santos

Fevereiro de 201

Catálogo na fonte

Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

G633m Gomes, Ycaro Roberto Saturnino.

Manutenção de transformadores industriais, métodos, técnicas e políticas de gestão / Ycaro Roberto Saturnino Gomes. - Recife: O Autor, 2014.

75 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Cícero Mariano P. Santos.

TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco.  
CTG. Departamento de Engenharia Elétrica, 2014.

Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Manutenção. 3. Transformador RCM. 4. TPM. 5. Gestão. I. Santos, Cícero Mariano P. Santos. (Orientador). II. Título.

Dedicado à minha mãe, por todo o apoio,  
incentivo, amor e por estar sempre ao meu lado  
e ao meu pai que onde estiver estará sempre  
guiando meus passos.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus.

Ao Professor Dr. Cícero Mariano P. dos Santos da Universidade Federal de Pernambuco por toda orientação, apoio, paciência para ler todos textos enviados e fazer observações detalhadas e por me dar liberdade para fazer um trabalho ao meu modo.

Ao meu amigo Gustavo Cauê Silva Botelho por todo apoio nos momentos de dificuldade.

À minha namorada Mayara Cardoso pela paciência nos momentos de minha ausência e carinho de sempre.



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	7
2. ALGUNS ASPECTOS NORMATIVOS .....	9
2.1. NBR 5462 – Confiabilidade e manutenibilidade .....	Erro! Indicador não definido.
2.2. NBR 7037 .....	10
3. ASPECTOS GERAIS DE TRANSFORMADORES .....	11
3.1. Transporte, recebimento, montagem e instalação.....	11
3.2. Componentes e acessórios .....	12
3.2.1. Buchas.....	13
3.2.2. Comutadores .....	14
3.2.3. Isolação.....	15
3.2.3.1. Isolação sólida .....	15
3.2.3.2. Isolação Líquida.....	16
3.3. Inspeções e testes.....	17
4. GESTÃO E POLÍTICAS DE MANUTENÇÃO E APLICAÇÃO EM TRANSFORMADORES 24	
4.1. Evolução histórica da manutenção.....	24
4.1.1. Primeira fase.....	24
4.1.2. Segunda fase.....	25
4.1.3. Terceira fase .....	26
4.2. Políticas de Manutenção .....	27
4.2.1. Bases matemáticas, probabilísticas e estatísticas .....	27
4.2.2. Manutenção Produtiva Total .....	33
4.2.3. Manutenção Centrada na Confiabilidade .....	35
4.3. Políticas de Manutenção Aplicadas a Transformadores.....	36
4.4. Modelo matemático para o custo da manutenção .....	39
5. COMENTÁRIOS SOBRE O ACOMPANHAMENTO DE UM CASO REAL .....	43

5.1. Manutenção preditiva nos transformadores .....	44
5.1.1. Termografia.....	45
5.1.2. Análise do Óleo Isolante dos transformadores .....	62
5.2. Custos da manutenção.....	71
5.3. Sugestão de trabalhos futuros.....	72
6. Conclusão .....	73

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 3.1 - Transporte de transformador Fonte: Bueno (2008, p 16)
- Figura 3.2 - Detalhe do pedaço de porcelana de parte da bucha com marcas de arvorejamento características de descargas parciais Fonte: Bechara (2010, p 56)
- Figura 4.1 - Diagrama da Manutenção Corretiva Fonte: Brito (2003, p 11)
- Figura 4.2 - Diagrama da manutenção preventiva. Fonte Brito (2003, p 8)
- Figura 4.3 - Evolução histórica da manutenção Fonte: Moubray (1997, p 5)
- Figura 4.4 - Função densidade de probabilidade da distribuição log-normal para  $\mu=0$  e diferentes valores de  $\sigma$  Fonte (Andrade, p 19)
- Figura 4.5 - Distribuição exponencial Fonte (Alves 2006, p 32)
- Figura 4.6 - Distribuição de Weibull com diferentes parâmetros de forma (Fonte: ReliaSoft 2005, p. 2)
- Figura 4.7 - Curva da banheira
- Figura 4.8 - Pilares do TPM
- Figura 4.9 – Formulário de FMEA
- Figura 4.10 - Diagrama de escore dos conceitos / indicadores Fonte (Santos 1999, p 5)
- Figura 4.11 - Modelo de Gerência Centrado no Desempenho Ponderado Fonte: Santos (1999, p 5)
- Figura 5.1 - Termografia disjuntor de baixa subestação 13,8 kV
- Figura 5.2 - Termografia barramento
- Figura 5.3 - Termografia aquecimento da bucha
- Figura 5.4 - Termografia disjuntor no painel de baixa tensão
- Figura 5.5 - Termografia do contator
- Figura 5.6 - Termografia aquecimento na bucha do transformador
- Figura 5.7 - Termografia da entrada do TRAFO de 1500kV
- Figura 5.8 - Termografia do aquecimento da bucha do TRAFO 2
- Figura 5.9 - Termografia entrada TRAFO 2 1500kVA

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Expectativa de vida útil de um transformador de acordo com ponto mais quente

Fonte: Lima (2006)

Tabela 3.2 - Lista de inspeções e periodicidade sugerida pela ABNT

Tabela 3.3 - Lista de propriedades, ensaios com suas respectivas normas. Fonte NBR 10576 (2006, p 4)

Tabela 4.1 – Priorização da análise de risco. Fonte: Gravlovs (2011, p 3)

Tabela 5.1 - Legendas

Tabela 5.22 - Falha de Transformadores Fevereiro

Tabela 5.3- Falha de Transformadores Maio

Tabela 5.4 - Falha de Transformadores Junho

Tabela 5.5 - Falha de Transformadores Julho

Tabela 5.6 - Falha de Transformadores Agosto

Tabela 5.7 - Falha de Transformadores Setembro

Tabela 5.8 - Falha de Transformadores Outubro

Tabela 5.9 - Transformadores analisados

Tabela 5.10 - Análise físico-química TRAF0 1 subestação 4

Tabela 5.11 - Análise cromatográfica TRAF0 1 subestação 4

Tabela 5.12 - Análise físico-química TRAF0 2 subestação 4

Tabela 5.13 - Análise cromatográfica TRAF0 2 Subestação 4

Tabela 5.14 - Análise físico-química TRAF0 3 subestação 4

Tabela 5.15 - Análise cromatográfica TRAF0 3 Subestação 4

Tabela 5.16 - Análise físico-química TRAF0 4 subestação 4

Tabela 5.17 - Análise físico-química TRAF0 4 subestação 4

Tabela 5.18 - Análise físico-química TRAF0 5 subestação 4

Tabela 5.19 - Análise cromatográfica TRAF0 5 Subestação 4

Tabela 5.20 - Análise físico-química TRAF0 1 subestação 3

Tabela 5.21 - Análise físico-química TRAF0 1 subestação 3

Tabela 5.22 - Análise físico-química TRAF0 2 subestação 3

Tabela 5.23 - Análise cromatográfica TRAF0 2 subestação 3

Tabela 5.24 - Resumo dos problemas e sugestões

Tabela 5.25 - Custo da manutenção preditiva

Tabela 5.26 - Custo da manutenção corretiva

## LISTA DE SÍMBOLOS

$C(t)$	Confiabilidade
$R_k(t)$	Confiabilidade do componente "k"
$C_{ET}(0, T)$	Custo anual de reparo das falhas
$C_{k,i}$	Custo da falha do tipo "i" no componente "k"
$\sigma$	Desvio padrão
$D$	Disponibilidade
$F(t)$	Função acumulada de falhas
$f(t)$	Função densidade de probabilidade
$U_{ET}(0, T)$	Indisponibilidade média de um transformador durante um período de tempo "T"
$MTBF$	Mean Time Between Failure
$MTTR$	Mean Time to Repair
$b$	Número das partes componentes funcionais dos transformadores
$fk$	Número de classes de falhas do componente "k" no que diz respeito ao tempo de falha
$\eta$	Parâmetro de escala da distribuição de Weibull
$\alpha_k$	Parâmetro de escala da distribuição de Weibull do componente "k"
$\beta$	Parâmetro de forma da distribuição de Weibull
$\beta_k$	Parâmetro de forma da distribuição de Weibull do componente "k"
$\gamma$	Parâmetro de posição da distribuição de Weibull
$p_{k,i}$	Probabilidade da falha "i" no componente "k"
$\lambda_{k,MF}$	Taxa de falha maior do componente "k"
$\lambda_{k,mf}$	Taxa de falha menor do componente "k"
$\lambda$	Taxa de falhas
$\mu$	Taxa de reparo
$t$	Tempo
$r_{k,i}$	Tempo de reparo de uma falha "i" no componente "k"

## 1. INTRODUÇÃO

Os equipamentos industriais sejam eles elétricos, mecânicos ou de qualquer outro gênero, estão sujeitos a degradação de suas condições normais de operação, e esta pode ocorrer em consequência do seu uso, e de causas externas ou aleatórias. Assim a Manutenção tem como missão procurar recompor as condições normais de operação, bem como, utilizar estratégias para manter o funcionamento adequado, o máximo de tempo possível.

Assim o transformador elétrico de potência se faz peça fundamental nas estratégias de manutenção das indústrias, isso porque, ele é um dos principais itens no processo de distribuição da energia elétrica, assim falhas no mesmo podem acarretar enormes danos a produção industrial e a organização industrial de forma ampla.

Nas políticas atuais de gestão da manutenção de transformadores o controle dos custos tem presença permanente nas tarefas do engenheiro de manutenção, que busca assim um equilíbrio entre o investimento em manutenção e a redução de perdas financeiras geradas por interrupções no fornecimento energia. Este equilíbrio acarreta em definição de prioridades de monitoramento, com diferentes métodos a partir da medição de parâmetros e análise de dados, que auxiliem em um prévio diagnóstico de falhas, bem como, na tomada de decisões com relação as manutenções.

Portanto, a partir desses métodos, é possível se obter uma avaliação das condições de funcionamento, encontrar as causas de eventuais deteriorações e / ou envelhecimento, de tal forma que possibilite a recomendação de medidas para melhorias do sistema e ainda à avaliação da vida útil.

Os objetivos dos métodos de diagnóstico são a avaliação das condições de funcionamento, encontrar as causas do envelhecimento, recomendando medidas para melhorar a qualidade, também a avaliação da vida útil e o comportamento operacional futuro. Este comportamento serve como base para identificar a alternativa mais rentável para operação, renovação ou substituição do item.

No Brasil existe a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) que é o órgão responsável pela normalização técnica do país no qual existem normas que tratam especificamente da manutenção de transformadores em óleo (NBR 7037) e uma que trata das definições gerais de confiabilidade e manutenibilidade (NBR 5462) as quais servem de base para a gestão e técnicas de manutenção em transformadores no território nacional. Essas

normas usam outras normas como alicerces, que complementam a análise técnica a respeito dos transformadores.

A partir de experiência vivida em fábrica, surgiu a motivação deste trabalho. Posto que, por ser um equipamento robusto e de vida útil longa, caso haja uma operação adequada, o transformador estava em plano secundário, quando se tratava de investimento de manutenção. Entretanto, pela importância que ele tem no processo produtivo como um todo, um dano no mesmo, que acarrete em falha, pode trazer significativos prejuízos para a planta industrial, assim se fez necessário uma atenção maior para este item.

Então, devido ao supracitado, se atentam para um estudo criterioso a respeito da gestão da manutenção dos transformadores industriais, onde se tenha um comprometimento com os valores orçados para manutenção e que assegure uma alta confiabilidade do equipamento. Em suma utilizar técnicas de gestão adequadas para minimizar os custos da manutenção e garantir o bom funcionamento do equipamento pelo período de tempo esperado.

## 2. ALGUNS ASPECTOS NORMATIVOS

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) é uma instituição privada sem fins lucrativos, fundada em 1940, e é o órgão responsável pela normalização técnica no Brasil, fornecendo a base necessária ao desenvolvimento tecnológico do país sendo representante de órgãos internacionais como a Internacional Electrotechnical Commission (IEC).

A NBR 5462 que trata dos termos relacionados a confiabilidade e manutenibilidade. Além desta existem normas específicas para manutenção de transformadores em óleo tal como a NBR 7037 que é relativa ao recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo mineral.

A conceituação dos termos, relativos a confiabilidade e a manutenibilidade, é de suma importância para o adequado entendimento e uso dos elementos que formam o alicerce para as discussões a respeito do assunto.

Para a gestão da manutenção é primordial que os conceitos estejam bem definidos e que se tenha o conhecimento sobre estes termos. Tem ocorrido a utilização de certos termos de forma errada ou inadequada, isso porque alguns são utilizados no senso comum, como tendo um significado único, quando na realidade são completamente distintos. Um bom exemplo são os conceitos de falha e defeito.

Falha: “Término da capacidade de um item desempenhar uma função requerida”.

Defeito: “Qualquer desvio de características de um item com relação aos seus requisitos”. No dia a dia tem se verificado muitas vezes uma inversão nestes significados.

Esta norma ainda abre um leque em cima desses conceitos fundamentais, tornando assim mais específico cada um deles.

As próprias, confiabilidade e manutenibilidade, são definidas na norma.

Confiabilidade: “Capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo”

Mantenibilidade: “Capacidade de um item ser mantido ou recolocado em condições de executar suas funções requeridas, sob condições de uso específicas, quando a manutenção é executada sobre condições determinadas e mediante a procedimentos e meios prescritos”

Com o apoio nos conceitos descritos nessa norma fundamentam-se as manutenções corretivas, preventivas e preditivas e também os termos correlatos que auxiliam na gestão da manutenção baseada na confiabilidade.

## 2.1. NBR 7037

Tem como objetivo: “fixar as condições exigíveis que o transformador deve apresentar, após sua entrega e responsabilidade do comprador, pelo recebimento, instalação e manutenção”.

Esta norma traz consigo mais 6 documentos complementares para consulta:

- NBR 5458: que trata da terminologia dos transformadores de potência.
- NBR 7070: é um guia dos procedimentos de amostragem de gases e óleo em transformadores e análises dos gases livres.

Na aplicação dessa norma é necessário consultar IEC-599 – Interpretation of Analysis of Gases in Transformer and Other Oil-Filled Electrical Equipment in Service.

- NBR 7274 – Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço
- NBR 8840 – Guia de amostragem de líquidos isolantes
- NBR 10576 – Guia de acompanhamento de óleo mineral isolante em equipamentos elétricos

A partir da NBR 7070 e de seus documentos referenciais tem-se as bases para transportes, manutenção, análise de gases e óleo isolante chegando até a indicação da periodicidade nas inspeções dos componentes dos transformadores.

Não é parte dos propósitos deste trabalho detalhar a aplicação de cada norma existente relativa à manutenção dos transformadores.

### 3. ASPECTOS GERAIS DE TRANSFORMADORES

A manutenção de um transformador industrial depende de inúmeros fatores que não se limitam as intervenções propriamente ditas. O cuidado começa desde o transporte do equipamento, passando pela montagem, pelos testes aplicados aos itens e instalação do equipamento até o pleno funcionamento.

#### 3.1. Transporte, recebimento, montagem e instalação

No transporte do equipamento para o local de instalação deve-se ter os cuidados necessários para que não ocorra qualquer tipo de avaria no percurso.

De acordo com Lima (2006) os transformadores devem ser transportados imersos em óleo, núcleo e bobinas, exceto nos casos em que o peso exceda a capacidade do transportador. Nesses casos, que o transformador excede o peso, este deve ser transportado em gás inerte, como nitrogênio, a uma pressão que deve variar de 15kPa à 25kPa a uma temperatura de 25°C. Quando se tratar de transformadores de grandes dimensões este pode ser seccionado, assim o tanque principal tem separado de si os radiadores, as buchas de maiores tensão, o tanque de expansão, acessórios e transporte do líquido isolante.

Uma causa de falhas nos transformadores são os danos devido aos impactos sofridos pelos transformadores no transporte. Segundo Milash (1984) todo transformador deve ser transportado com registrador de impacto. A gravidade desse fato pode ser avaliada em uma situação descrita por Bueno (2008) onde um transformador de 136 toneladas que saiu da subestação de Adrianópolis, Rio de Janeiro, para Poços de Caldas, Minas Gerais. Foi a última etapa de um processo que começou em 2002 e devido a problemas no transporte e operação o banco teve de retornar ao fabricante na França onde FURNAS só os recebeu de volta reparados em 2007. Em outras palavras, um dano causado no traslado do transformador de potência pode causar vultuosos prejuízos a companhia. E exatamente por esse tipo de situação que vem sendo investido em novas tecnologias e monitoramento do transporte do transformadores.



*Figura 3.1 - Transporte de transformador Fonte: Bueno (2008, p 16)*

Após a chegada do equipamento se faz necessária inspeções, internas e externas. Milash (1984) sugere que na primeira se observe os registros de impacto e a pressões nos manômetros e na segunda uma análise do óleo, verificação condutores danificados, uniões mecânicas e elétricas parafusadas frouxas, condições de contato do mecanismo comutador e transformadores de corrente e de pressão dos gases caso o óleo seja transportado em separado.

Deve-se ter atenção especial para a montagem do transformador, isso porque caso ele seja montado de forma indevida ou inadequada pode causar riscos a sua operação. Conforme Milash (1984) os transformadores devem seguir as instruções do fabricante, e caso não haja nenhuma especificação a respeito do assunto, alguns cuidados podem ser tomados. Essa montagem é executada em duas etapas, uma externa e uma interna. A montagem externa consiste na instalação dos acessórios, radiadores, bombas, trocadores de calor, medidores de temperatura e ventiladores, que não exigem a abertura do tanque e montagem interna que exige abertura do tanque para instalação dos acessórios como as buchas. A depender se o transformador é transportado com tanque de óleo, ou não, e dependendo do volume do óleo ou do enchimento aconselha-se montar prioritariamente uma das partes.

### 3.2. Componentes e acessórios

Segundo Bechara (2010) as falhas em acessórios e componentes de transformadores podem ser classificadas em duas categorias, uma relativa a problemas funcionais restritos, como atuação indevida da proteção, marcação incorreta de temperatura.

Esse tipo de falha tem intervenção geralmente simples, mesmo com o transformador desenergizado, mas não necessária a remoção do local para reparo ou apenas troca de componentes danificados.

A segunda classificação é aquela onde ocorre danos maiores aos transformadores, como a explosão de buchas e de comutadores de carga. Quando se é possível a recuperação este tem que ser levado ao fabricante ou pode ser executado em campo com longo tempo prazo para conclusão

### 3.2.1. Buchas

Milash (1984) cita que as buchas utilizadas em transformadores podem ser de dois tipos, capacitivos e não-capacitivos e essas podem sofrer deteriorações ao longo do tempo devido ao uso, impregnação de sujeira ou até mesmo fatores climáticos. Um dos indicadores mais importantes com relação a umidade das buchas é o teste de fator de potência.

A contaminação das buchas é um fator importante quando se tratam de falhas neste equipamento. Isso porque os agentes aerotransportadores contaminam-no criando condições favoráveis para descargas desruptivas externas e o consequente dando e desligamento da unidade e ou dano ao isolamento. Os contaminantes podem ter várias origens, sejam inorgânicos, metálicos, que com auxílio do campo magnético gerado pela corrente que passa por dentro da bucha pode ficar depositado na sua superfície, ou até mesmo água de condensação da umidade, quando está chega a temperatura de orvalho. Para evitar esse tipo de contaminação no Brasil é muito utilizado a aplicação de pasta de silicone.

A temperatura influencia diretamente no fator de potência das buchas. Como uma parte da bucha fica imersa no óleo do tanque a outra parte fica externa, estas duas tem diferentes temperaturas. Alguns fabricantes tem uma tabela de correlação de temperatura com fator de potência no qual a partir desta pode ter uma análise mais crítica a respeito da deterioração da isolação. Como a bucha tem temperaturas distintas, assim, para a conversão, é tomada uma média da temperatura do óleo do topo e do ambiente a sombra.

Assim conforme Bechara (2010) deflagração das falhas em buchas podem causar danos imensos como explosões e incêndios que podem causar danos irreversíveis para o transformador. Além disso, estilhaços de porcelana podem atingir pessoas e equipamentos vizinhos, em caso de explosão.



Figura 3.2 - Detalhe do pedaço de porcelana de parte da bucha com marcas de arvorejamento características de descargas parciais Fonte: Bechara (2010, p 56)

Os principais problemas estão relacionados com elementos de vedação com funcionamento fora do padrão, envelhecimento da isolação celulósica do corpo condensivo e do óleo isolante. Através da umidade ou de compostos particulados a bucha perde suas características dielétricas gerando descargas parciais que culminam no arco elétrico. Devido a grande energia dissipada pode ocorrer a explosão.

Além desses fatores, o mal processo de fabricação, vandalismo, contaminação da porcelana e impurezas presentes no próprio transformador podem causar danos a este item.

### 3.2.2. Comutadores

O estudo das possíveis falhas nos comutadores é de suma importância quando se trata de transformadores. Não só pelo fato de que eles podem acarretar danos maiores ao equipamento mas também pela frequência em que as falhas ocorrem neste. Em verificação a isto, conforme Souza (2008), em um estudo feito num período de 28 anos (1979 a 2007) com transformadores da Celg (Centrais Elétricas de Goiás), aponta que 20% das interrupções de fornecimento de energia são decorrentes dos comutadores.

Segundo Bechara (2010) existem comutadores a vazio e em condições de carga que se distinguem por suas características construtivas e operacionais. As principais falhas relacionadas com o primeiro são perda da pressão das molas que fazem o aperto do conjunto de contatos móveis causando um aumento de temperatura localizado, manobra incorreta do comutador e manobra do comutador com o transformador energizado com formação de arco elétrico e atuação das proteções.

Já as falhas associadas ao segundo são decorrentes de problemas de natureza mecânica, desgaste dos contatos, procedimentos de manutenção inadequados deterioração do óleo isolante da chave de carga.

Além dos componentes supracitados nas seções 3.2.1 e 3.2.2 existem componentes que auxiliam no monitoramento e servem de proteção para o sistema do equipamento. Estes podem se tornar ferramentas importantes na manutenção, bem como, de suma importância para a preservação do equipamento como um todo.

Como exemplo temos o termômetro do óleo, termômetro de imagem térmica, dispositivos de alívio de pressão, relé de súbita pressão, conservador de óleo, desumidificador de ar, indicador de nível do óleo, relé de gás.

### 3.2.3. Isolação

Um dos fatores que indicam o envelhecimento de um transformador é a deterioração da isolação, seja ela sólida, grande parte papel, ou líquida, em suma óleo. De acordo com Júnior (1994) por conta do grande investimento feito no Brasil durante as décadas de 60 e 70, é grande a população de transformadores com mais 30 anos e por isso, mesmo com os avanços dos materiais sintéticos, 95% dos transformadores utilizam a dupla camada de papel-óleo como isolante.

#### 3.2.3.1. Isolação sólida

O envelhecimento da isolação de um transformador depende da utilização do mesmo. Esse processo pode ser acelerado por alguns fatores como, umidade, temperatura e oxigênio. Essa degradação faz com que os materiais isolantes comecem a perder suas características mecânicas e dielétricas, ocasionando o surgimento de fenômenos que podem degradar mais ainda componentes dos transformadores, como é o caso de descargas parciais, que além de comprometer o isolamento sólido pode contaminar o óleo.

De acordo com Milash (1984) a maior parte da isolação dos transformadores é constituída de papéis de origem celulósica, destes podem-se destacar:

- Papel Kraft – Feito de fibra de madeira
- Papel Manilha – Feito de fibra de madeira de cânhamo
- Papelão Kraft – feito de fibra de madeira
- Pressboard – feito de papelão com fibras de algodão.

O grau de polimerização é baseia a avaliação dos materiais isolantes produzidos a partir de celulose. Conforme Bechara (2010) a diminuição do grau de polimerização está

ligada à quebra das ligações celulósicas onde as maiores agentes aceleradores já foram citados no início dessa seção.

A umidade eleva o fator de potência e com esse aumento vem acompanhado inúmeras consequências negativas para a isolação como a diminuição da resistência mecânica. O oxigênio contribui na oxidação dos grupos hidroxilas que geram ácidos e aldeídos reagindo com a celulose quebrando suas cadeias e a temperatura, elevada por um longo período de tempo, quebra as ligações glicosídicas gerando água, monóxido de carbono e dióxido de carbono contribuindo para o envelhecimento precoce.

A influência da temperatura no envelhecimento do transformador pode ser observada conforme a tabela 3.1 extraída de Lima (2006).

*Tabela 3.1 – Expectativa de vida útil de um transformador de acordo com ponto mais quente Fonte: Lima (2006)*

Temperatura do ponto mais quente (°C)	Expectativa de vida	Ganho / (perda) de vida (%)
180	4 dias	(99,9)
160	25 dias	(99,1)
140	250 dias	(90,8)
120	3 anos	(58,6)
110	7,5 anos	100
100	22 anos	293
85	102 anos	1360
75	152 anos	2027

A partir dos dados da tabela acima se pode observar claramente que a temperatura é um dos fatores fundamentais quando se discute o envelhecimento dos transformadores. A carga adequada, a ventilação e a limpeza são fatores preponderantes para manter a temperatura do transformador em níveis aceitáveis operação evitando assim a perda de vida útil.

#### 3.2.3.2. Isolação Líquida

Segundo Lima (2006) o óleo mineral tem papel fundamental do bom funcionamento do equipamento. Extraído do petróleo bruto e tratado em laboratórios o óleo mineral tem como principais funções refrigeração e isolamento elétrico.

Entretanto para que as funções do óleo sejam executadas de forma adequada este precisa garantir algumas propriedades básicas, físico-químicas e elétricas.

Laurentino (2003) destaca como propriedades dos óleos minerais isolantes, cor, densidade, enxofre corrosivo, estabilidade à oxidação, fator de perdas e resistividade, índice de neutralização, ponto de anilina, ponto de fluidez, ponto de fulgor, rigidez dielétrica, tensão interfacial, teor inibidor, teor de PCB (bifenila policloradas), viscosidade e teor de água.

O teor de água no óleo isolante, mesmo que em pequenas quantidades, é extremamente prejudicial visto que a água afeta diretamente a isolação sólida e processo de deterioração desta libera mais água afetando significativamente a rigidez dielétrica do fluido. A água pode estar dissolvida, não dissolvida, ou livre. A quantidade de água da solução envolve fatores como temperatura e refinamento do óleo.

Diferentemente da isolação sólida o óleo mineral pode ser reconicionado através de processos menos onerosos e custosos, isso porque o reconicionamento de óleo, dependendo do caso, não precisa necessariamente da retirada de operação do transformador.

### 3.3. Inspeções e testes.

Visando o funcionamento adequado e uma manutenção mais baseada na condição e desempenho se faz necessário algumas inspeções e certas rotinas. A limpeza é um fator importante a ser considerado, pois sua ausência pode proporcionar condições favoráveis ao surgimento de falhas, como nas buchas, que, segundo Souza, (2008) este item representa 14% dos problemas nos componentes do transformador.

Assim a NBR 7037 (1993) em seu anexo D sugere uma série de inspeções bem como sua periodicidade, semestral e trienal, nos componentes.

*Tabela 3.2 - Lista de inspeções e periodicidade sugerida pela ABNT Fonte:*

*NBR 7037 ANEXO D (1993)*

Componente	Inspeção	Periodicidade
Buchas	Vazamento	Semestral
	Nível do óleo isolante	Semestral
	Tricas ou partes quebradas, inclusive no visor do óleo	Trienal
	Fixação	Trienal
	Condições do alinhamento dos centelhadores	Trienal
	Conectores cabos e barramentos	Trienal
	Limpeza das porcelanas	Trienal
Tanques e radiadores	Vibração do tanque e das aletas dos radiadores	Semestral
	Vazamentos: Na tampa nos radiadores, no comutador de derivações, nos registros e nos bujões de drenagem	Semestral
	Estado da pintura: Anotar possíveis pontos de oxidação	Semestral

	Estado dos indicadores de pressão(transformadores selados)	Semestral
	Todas as conexões de aterramento	Trienal
	Bases (nivelamento, trincas e etc.)	Semestral
	Posição das válvulas nos radiadores	Semestral
Conservador	Vazamento	Semestral
	Registro entre o conservador e tanque se estão totalmente abertos	Trienal
	Fixação do conservador	Trienal
	Nível do óleo isolante	Semestral
Termômetros e/ou imagens térmicas	Funcionamento dos indicadores de temperatura	Semestral
	Valores das temperaturas encontradas (anotar)	Semestral
	Estado dos tubos capilares do termômetro	Trienal
	Pintura e oxidação	Semestral
	Calibração e aferição	Trienal
	Nível o óleo na bolsa	Trienal
Sistema de ventilação	Ventiladores, quanto a aquecimento, vibração, ruído, vedação e intempéries, fixação, pintura e oxidação	Semestral
	Acionamento Manual	Semestral
	Circuitos de alimentação	Semestral
	Pás e grades de proteção	Semestral
Sistema de circulação do óleo	Bomba de circulação forçada do óleo, quanto ao aquecimento, ruído, vibrações, vazamentos	Semestral
	Circuitos de comando, controle e alimentação	Semestral
	Indicadores de fluxo	Semestral
	Pressostato	Semestral
Secador de Ar	Estado de conservação	Semestral
	Limpeza e nível do óleo da cuba	Semestral
	Estados das juntas e vedação	Semestral
	Condições da sílica gel	Semestral
Dispositivo de alívio de pressão	Tipo tubular: Verificar membranas	Trienal
	tipo válvula: Verificar funcionamento do microrruptor	Trienal
Relé de gás	Presença de gás no visor	Semestral
	Limpeza do visor	Trienal
	Vazamento do óleo	Semestral
	Juntas	Semestral
	Fiação	Trienal
	Atuação(alarme e desligamento)	Trienal
Relé de pressão	Vazamento	Semestral
	Juntas	Semestral
	Contatores tipo plugue	Trienal
	Fiação	Trienal

Comutadores de derivações	Sem tensão: Estado geral e condições de funcionamento	Trienal
	Em carga: Nível do óleo do compartimento do comutador	Semestral
	Em carga: Quanto a limpeza, umidade, juntas de vedação, trincos e maçanetas, aquecimento interno e etc.	Semestral
	Em carga: Motor de alimentação	Semestral
	Em carga: Fiação	Semestral
Caixas de terminais da fiação de controle da proteção	Limpeza, estado da fiação e blocos terminais	Semestral
	Juntas de vedação, trincos e maçanetas	Semestral
	Resistor de aquecimento e iluminação interna	Semestral
	Fixação, corrosão e orifícios para aeração	Semestral
	Contatores, fusíveis, relés e chaves	Trienal
	Isolação da fiação	Trienal
	Aterramento do secundário do TC, réguas de bornes, identificação da fiação e componentes	Trienal
Ligações externas	Aterramento	Trienal
	Circuitos de alimentação externo	Semestral

Os dados da tabela acima indicam o nível de cuidado que se deve ter quando se fala de inspeções nos transformadores. Essas inspeções relacionadas quando realizadas de forma adequada, com a periodicidade indicada e devidamente documentada, devem fornecer para o mantenedor um banco de dados robusto que servirá para uma análise estatística que definirá as periodicidades das manutenções dos transformadores com ênfase na minimização dos custos.

Para respostas mais concretas a respeito das condições dos transformadores de potência se faz necessário aplicação de testes específicos, onde os resultados obtidos são mais contundentes para a manutenção do transformador. Da mesma forma que as inspeções os testes de monitoramento devem ser devidamente registrados para estruturação do banco de dados.

Zhang & Gockenbach (2008) listam uma série de testes e suas características em concordância com os padrões internacionais visando fornecer alternativa mais rentável para operação, renovação ou substituição do equipamento.

- Análise de gases dissolvidos no óleo: Quando submetido a tensões e temperaturas anormais há uma decomposição do óleo onde liberam gases que se dissolvem no óleo. Esse teste pode detectar falhas como arcos elétricos, mau contato, pontos quentes, descargas parciais, superaquecimento, falha na isolação sólida entre outros.

Novas tecnologias vem sendo aplicada a esse tipo de teste, como a análise através de redes neurais. Esses sistemas são treinados para identificar certos tipos de padrões que são processados por camadas de nós, que assumem determinados pesos de acordo com o treinamento. A partir destes padrões pré-definidos esta rede faz a análise e pode fazer a proteção do transformador. Conforme Arantes (2005) a rede pode usar informações como a concentração de gases dissolvidos no óleo, como:  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$  ou o tempo decorrido durante o ensaio de elevação de temperatura e a partir disso predizer se a temperatura de funcionamento do equipamento está adequada para uso ou não. Assim definindo os tipos de problemas e o envelhecimento do transformador.

Continuando com a listagem de Zhang & Gockenbach (2008) segue os testes:

- Teste físico e químico do óleo – Testes de umidade, que pode diminuir o isolamento, teste de oxigênio, rigidez dielétrica, fator de potência além do ponto de fulgor, ponto de fluidez, peso específico e viscosidade pode indicar oxidação e/ou contaminação no óleo que aparentemente estão com tempo de serviço adequado.

Uma tabela de ensaios é proposta pela NBR 10576 (2006) para óleo mineral isolante em equipamentos elétricos com a finalidade de verificar as condições adequadas para operação contínua. Indicando outras normas e seções esta tabela mostra todo método de análise de óleo. Os ensaios não estão relacionados com ordem de prioridade.

Tabela 3.3 - Lista de propriedades, ensaios com suas respectivas normas. Fonte NBR 10576 (2006, p 4)

Propriedade	Grupo <sup>4)</sup>	Subseção	Norma
Cor e aparência	1	6.2	ABNT NBR 14483
Rigidez dielétrica	1	6.3	ABNT NBR IEC 60156
Teor de água	1	6.4	ABNT NBR 10710
Índice de neutralização (acidez)	1	6.5	ABNT NBR 14248
Tensão interfacial	1	6.6	ABNT NBR 6234
Fator de perdas dielétricas	1	6.7	ABNT NBR 12133
Resistividade	3	6.7	ASTM D-1169
Teor de inibidor <sup>3)</sup>	2	6.8	ABNT NBR 12134
Sedimento e borra	2	6.9	Anexo A
Partículas (contagem de partículas)	3	6.10	ABNT NBR 14275
Estabilidade à oxidação <sup>1)</sup>	3	6.8	ABNT NBR 10504 ASTM D-2112
Ponto de fulgor <sup>2)</sup>	3	6.11	ABNT NBR 11341
Compatibilidade <sup>2)</sup>	3	6.12	ABNT NBR 14274
Ponto de fluidez <sup>2)</sup>	3	6.13	ABNT NBR 11349
Densidade <sup>2)</sup>	1	6.14	ABNT NBR 7148
Viscosidade <sup>2)</sup>	3	6.15	ABNT NBR 10441
Bifenilas policloradas (PCB)	3	6.16	ABNT NBR 13882
Enxofre corrosivo <sup>1)</sup>	3	6.17	ABNT NBR 10505
<sup>1)</sup> Exigido apenas sob circunstâncias especiais; ver a subseção aplicável. <sup>2)</sup> Não essencial, mas pode ser utilizado para estabelecer identificação do tipo. <sup>3)</sup> Restrito a óleos inibidos. <sup>4)</sup> O Grupo 1 possui ensaios de rotina, o Grupo 2 possui ensaios complementares e o Grupo 3 possui ensaios investigativos especiais.			

Zhang & Gockenbach (2008) listam ainda:

- Isolação sólida(Papel): É a feita através da medição do teor furfural (2-furfural), que é parte da degradação da isolação do papel. Altos índices de teor furfural indicam baixo grau de polimerização do papel isolante e conseqüente um envelhecimento da isolação propiciando risco de incidentes.

- Teste de Termografia infravermelha: É o monitoramento através da temperatura que pode indicar inúmeras fontes de falhas no transformador. Um aumento de temperatura pode indicar problemas de refrigeração perdas elevadas no enrolamento, perdas no núcleo,

buchas, para-raios, tanques, LTC (Load Tap Change), radiador, sistema de arrefecimento e na bomba do óleo um aumento de 6K a 8K pode causar uma duplicação no envelhecimento da isolação.

- Teste de fator de potência: É importante para determinar a condição do isolamento dos transformadores, porque pode detectar a condição do isolamento do enrolamento, das buchas, para-raios, tanque e óleo.

- Teste de capacitância: Principalmente para determinar a condição do isolamento de buchas, mas servem para indicar também deformações estruturais e nos enrolamentos.

- Teste de corrente de excitação: O principal objetivo desse teste é detectar curtos-circuitos nos enrolamentos do transformador, conexões ruins, baixa laminação do núcleo ou problemas no LTC. Teste mede tensão em fase única, corrente e ângulo entre as fases.

- Análise de resposta a frequência: A base técnica desse teste é a impedância do transformador que está correlacionada com a construção e a geometria dos enrolamentos. Deformações e movimentos tem efeitos sobre a indutância e capacitância que pode ser refletida na resposta na frequência resultante, uma mudança no desempenho elétrico, descargas parciais por exemplo, também resulta em uma mudança de frequência de ressonância. Diferentes mecanismos de envelhecimento podem ser detectados e identificados em suas determinadas faixas de frequências como espiras em curto, circuitos abertos na faixa de baixa frequência. Movimento ou dano no núcleo na faixa de média frequência e danos ou enrolamentos deslocados nas faixas de alta frequência.

- Teste de vibração: A vibração pode resultar do núcleo da bobina e de segmentos soltos, problemas de blindagem, mau rolamentos, bombas de refrigeração e ventiladores.

- Teste da relação de espiras: Deve ser executas em todos os TAP's e em todas as fases e detecta curtos-circuitos, circuitos abertos e falhas no isolamento das bobinas.

- Teste de reatância: Também chamado de percentual de impedância tem a finalidade de detectar deformações no núcleo ou nos enrolamentos por meio de falhas ou faltas.

- Teste de resistência de aterramento: Serve para detectar se o aterramento está em condições normais e se está havendo fuga de corrente para a terra.

- Teste resistência de enrolamento: Medição cuidadosa da resistência dos enrolamentos podem detectar fios quebrados, conexões soltas ou maus contatos com o LTC;

- Teste de detecção ultrassônica de faltas: Quando há avaria no isolamento do transformador provoca uma redistribuição de cargas e a ocorrência das chamadas descargas parciais. O procedimento diagnóstico baseia-se na avaliação da deformação dos sinais de

impulso das descargas parciais por meio de algoritmos matemáticos. Este serve para detectar descargas parciais (corona), descargas completas (arco). Pode detectar também peças frouxas no interior.

## 4. GESTÃO E POLÍTICAS DE MANUTENÇÃO E APLICAÇÃO EM TRANSFORMADORES

### 4.1. Evolução histórica da manutenção

Segundo Carreira (2010) a partir de 1930, em unidades militares, o termo manutenção começa a surgir com mais intensidade, objetivando a conservação das unidades de combate e veio adquirir mais força com o advento da aviação.

Assim a história da manutenção pode ser dividida em três fases:

Primeira fase – Baseada na manutenção corretiva.

Segunda fase – Baseada na manutenção preventiva sistemática.

Terceira fase – Baseada na Manutenção Preventiva Condicionada ou Preditiva.

#### 4.1.1. Primeira fase

De acordo com Carreira (2010) este tipo de manutenção, baseada na manutenção corretiva, acarreta inúmeras desvantagens. Como se espera a falha, aleatória, do equipamento para poder tomar as ações necessárias de manutenção, a falha pode originar perdas de produção, queda na qualidade do produto, gasto homem-hora de mão-de-obra e as paralisações para intervenções são muito mais longas, fazendo com que caia o índice de disponibilidade do equipamento. Esse tipo de política exige um alto estoque de peças de reposição o que acarreta perda financeira visto que estoque é considerado um custo.

A Manutenção Corretiva ainda pode ser subdividida em duas partes:

- Manutenção Corretiva Não-Planejada:

Consiste em realizar a manutenção após a ocorrência da falha, considerando-se a urgência de retorno do equipamento e/ou sistema.

- Manutenção Corretiva Planejada

Consiste em realizar a intervenção corretiva tão logo se observe a diminuição considerável de um indicador de desempenho, e considerando-se a importância do item para o sistema produtivo.

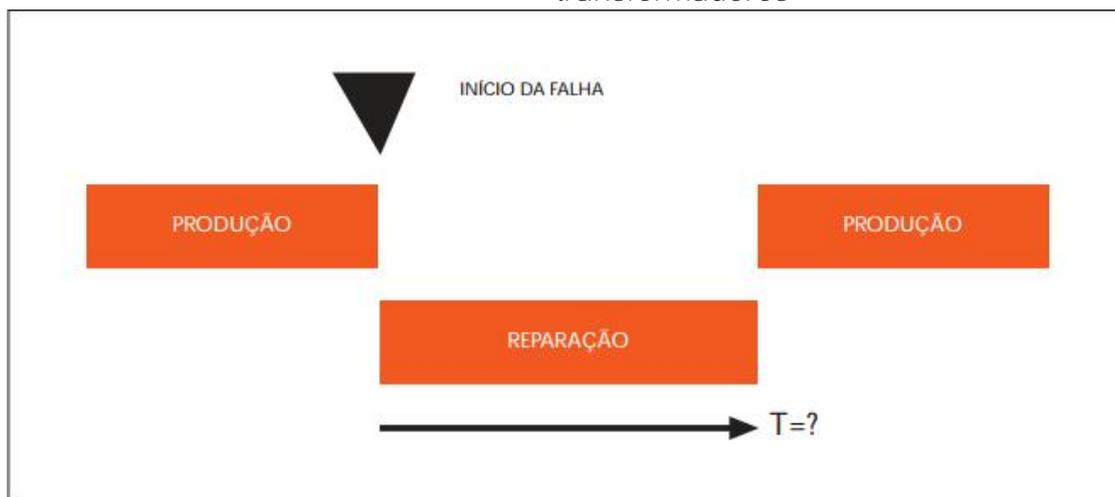


Figura 4.1 - Diagrama da Manutenção Corretiva (Fonte: Brito 2003, p 11)

#### 4.1.2. Segunda fase

De acordo com Carreira (2010) esse tipo de manutenção, baseada na manutenção preventiva, já agrega vantagens com relação a primeira fase. A execução é feita em intervalos fixos do tempo de vida ou há um calendário de inspeções e revisões periódicas (semanal, mensal, anual, etc.) nos pontos críticos do equipamentos onde pode-se programar uma parada de fábrica, por exemplo, para execução das intervenções de manutenção caso alguma anormalidade seja detectada nessas inspeções.

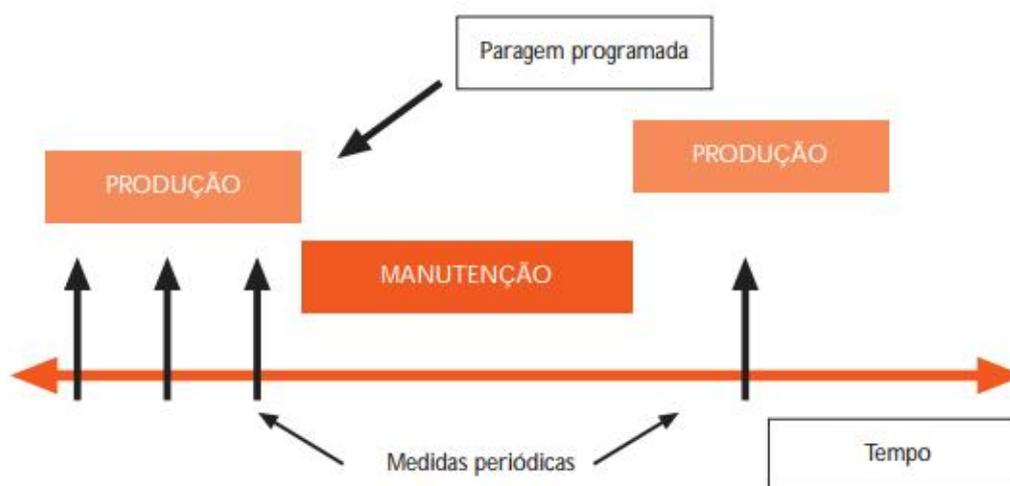


Figura 4.2 - Diagrama da manutenção preventiva. Fonte Brito (2003, p 8)

## 4.1.3. Terceira fase

Segundo Moubray (1997) a terceira fase da manutenção, baseada na condição ou manutenção preditiva, iniciou-se em meados dos anos setenta, com o aumento da velocidade dos processos nas indústrias e da automação, as paradas para manutenção foram se tornando cada vez mais custosas. Assim se fez necessário o crescimento do investimento na parte de manutenção e em cerca de 30 anos esses passou a ser fatia importante de todo custo operacional das indústrias.

Baseado na Manutenção Preditiva esta política segue um procedimento em que a periodicidade de manutenção varia de acordo com o estado de cada equipamento. O equipamento é acompanhado continuamente ou periodicamente, a depender do caso, com inspeções de variáveis criteriosamente selecionadas que indicam falhas.

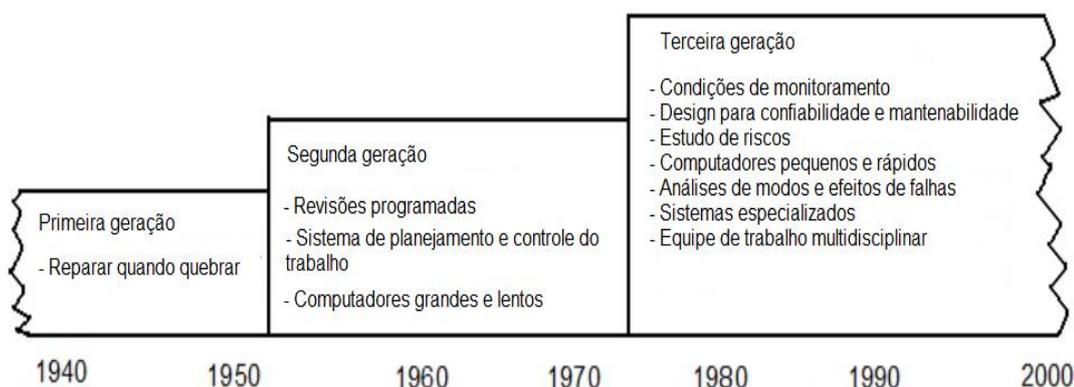


Figura 4.3 - Evolução histórica da manutenção Fonte: Moubray (1997, p 5)

A seleção das variáveis e a forma de monitoramento, contínua ou inspeções de intervalos fixas, devem levar em consideração os custos de cada de tipo de monitoramento e a gravidade de uma falha que o não inspeção daquele item pode causar. A partir dessas análises é possível gerar-se um banco de dados e valores de referência onde as alterações discrepantes a esses são fortes indicativos de falha e que é necessária uma intervenção.

## 4.2. Políticas de Manutenção

Em busca da melhoria contínua as companhias começaram a implantar políticas de manutenção como TPM (Total Productive Maintenance) ou Manutenção Produtiva Total e RCM (Reability Centered Maintenance) ou Manutenção Centrada na Confiabilidade.

De acordo com Carreira (2010) a primeira é uma política nascida no Japão na década de 70 em empresas do grupo Toyota e sua aplicação necessita da participação de todos os colaboradores da companhia do mais simples operador ao nível mais alto da direção. Esse tipo de manutenção tem uma visão geral da produção, incluindo qualidade e bem-estar dos colaboradores e não só a visão de disponibilidade de equipamento.

Conforme Soares (2008), segunda nasceu nos Estados Unidos entre as décadas de 60 e 70, mais especificamente na indústria aeronáutica. Inicialmente a manutenção trabalhava com revisões periódicas e redundância de equipamentos para no caso de uma falha não comprometer o sistema de voo. A fim de diminuir os custos e melhorar a eficiência da manutenção a Federal Aviation Agency e as companhias aéreas criaram um grupo de trabalho para estudar as manutenções a confiabilidade dos aviões. O resultado desse estudo foi o MSG-1 (Maintenance Steering Group) que obteve resultados surpreendentes. Este documento foi aprimorado dando origem ao RCM que depois passou a ser implantando em indústrias de outros setores.

Essas duas políticas de manutenção se ressaltaram com relação a outras por conta de uma forte base matemática que dão alicerces e por agregarem técnicas de manutenção menos recentes em seus corpos.

### 4.2.1. Bases matemáticas, probabilísticas e estatísticas

As duas políticas de manutenção abordadas nesse texto, RCM e TPM, se sobressaem com relação a outras principalmente por ter uma base estatística extremamente forte. Além disso, elas se utilizam de outras técnicas como alicerces para uma construção de uma política sólida.

Tendo em vista a disponibilidade dos equipamentos se faz necessário um estudo de suas funções, assim o ponto de partida para este é deve ser a análise da taxa de falhas que segundo Monchy (1989) é um estimador da confiabilidade.

$$\lambda = \frac{\text{Número de Falhas}}{\text{Duração de Uso}} \quad \text{Equação 4.1}$$

Dessa forma a função densidade de falhas, que representa a variação da probabilidade de falhas por unidade de tempo, foi expressa graficamente por Lafraia (2001) como

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad \text{Equação 4.2}$$

Onde  $F(t)$  é a função acumulada de falhas. Assim a probabilidade de uma falha no período  $t_1$  a  $t_2$  matematicamente é

$$F(t_2) - F(t_1) = \int_{t_1}^{t_2} f(t)dt \quad \text{Equação 4.3}$$

Então finalmente a função confiabilidade, que é a probabilidade que o sistema não falhe é descrita matematicamente por:

$$C(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt = 1 - \int_{-\infty}^t f(t)dt = 1 - F(t) \quad \text{Equação 4.4}$$

Então um indicador de confiabilidade pode ser destacado, o MTBF (Mean Time Between Failure), que em português significa Tempo Médio entre as Falhas

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \quad \text{Equação 4.5}$$

Além da confiabilidade, outro fator importante quando se diz respeito a disponibilidade é a manutenibilidade que Santos (2012) descreve:

“Capacidade de um item ser mantido ou recolocado em condições de executar suas funções requeridas sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante a procedimentos e meios prescritos”

Matematicamente segundo Lafraia (2001, p. 161):

“É a probabilidade do equipamento ser recolocado em condições de operação dentro de um dado período de tempo quando a ação de manutenção é executada sob condições determinadas e mediante a procedimentos prescritos”

Assim, conforme Monchy (1989) a mantenabilidade está ligada a taxa de reparo que é representada geralmente por  $\mu(t)$ , e chama-se  $g(t)$  a densidade de probabilidade de tempo de reparo, dessa forma a manutenibilidade é calculada:

$$M(t) = \int_0^t g(t)dt \quad \text{Equação 4.6}$$

Assim o indicador de mantenabilidade que pode se destacado MTTR (Mean Time to Repair), que em português significa Tempo Médio para Reparo.

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad \text{Equação 4.7}$$

Então compondo a disponibilidade que o indicador mais visado nas atuais políticas de manutenção

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad \text{Equação 4.8}$$

Assim para o estudo da manutenção é necessária a aplicação de distribuições estatísticas onde as principais aplicadas são:

- Log-Normal

Conforme Lafraia (2001) é representada pela função:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma(2\pi)^{1/2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma}\right)^2}, \text{ para } x \geq 0 \quad \text{Equação 4.9}$$

$$f(x) = 0, \text{ para } x < 0$$

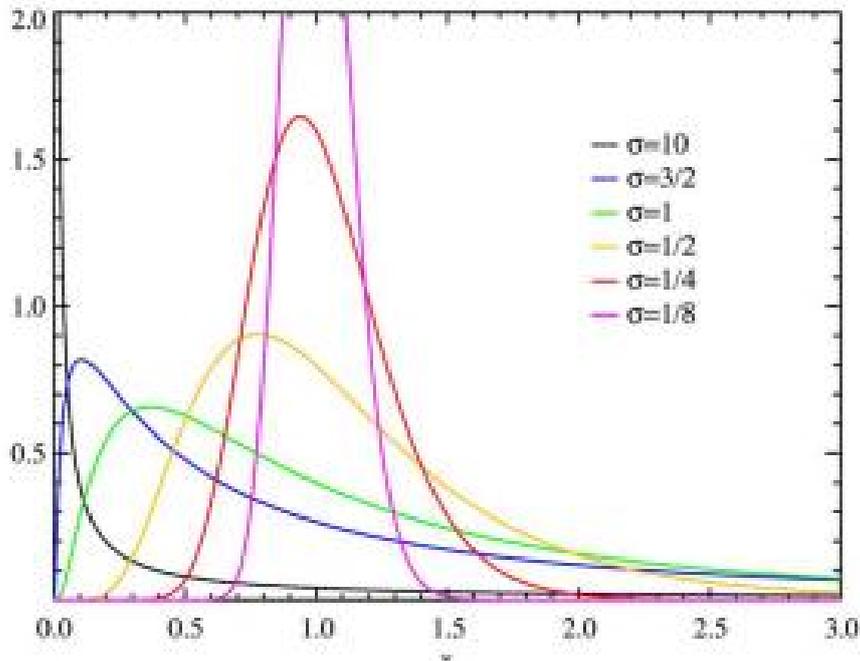


Figura 4.4 - Função densidade de probabilidade da distribuição log-normal para  $\mu=0$  e diferentes valores de  $\sigma$  Fonte (Andrade, p 19)

Onde  $\mu$  é a média da distribuição e  $\sigma$  é o desvio padrão.

Onde é principalmente utilizada para ciclos de fadigas de metais e componentes metálicos, quando submetidos a tensões alternadas em nível significativamente menor que o limite de resistência do metal conforme Lafraia (2010)

- Exponencial

Segundo Lafraia (2001) é utilizada para descrever sistemas de falhas constante, é formulada por:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}, \text{ para } x \geq 0$$

Equação 4.10

$$f(x) = 0, \text{ para } x < 0$$

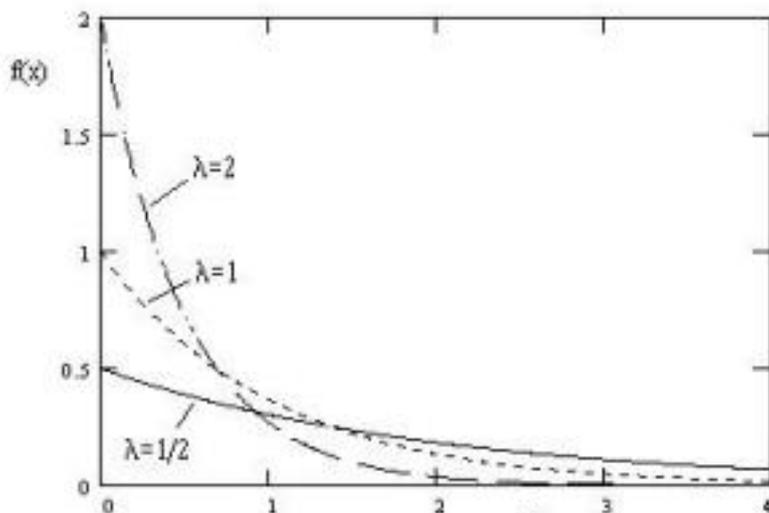


Figura 4.5 - Distribuição exponencial Fonte (Alves 2006, p 32)

Conforme Lafraia (2001) é utilizado em sistemas complexos, não redundantes, com taxas de falhas independentes, sistemas de vários componentes, com substituição antes de falhas devido à manutenção preventiva.

- Weibull

De acordo com Santos (2012) a distribuição de Weibull tem uma enorme vantagem em trabalho de confiabilidade em virtude da flexibilidade oferecida pelos seus parâmetros em se ajustarem a muitas distribuições de vida. A função densidade de probabilidade é dada por:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta}, \text{ para } t \geq 0$$

Equação 4.11

$$f(t) = 0, \text{ para } t < 0$$

$\beta$  – Parâmetro de forma;

$\eta$  – Parâmetro de escala;

$\gamma$  – Parâmetro de posição;

Para  $\beta > 1$  Taxa de falha crescente;

Para  $\beta < 1$  Taxa de falha decrescente;

Para  $\beta = 1$  Taxa de falha constante;

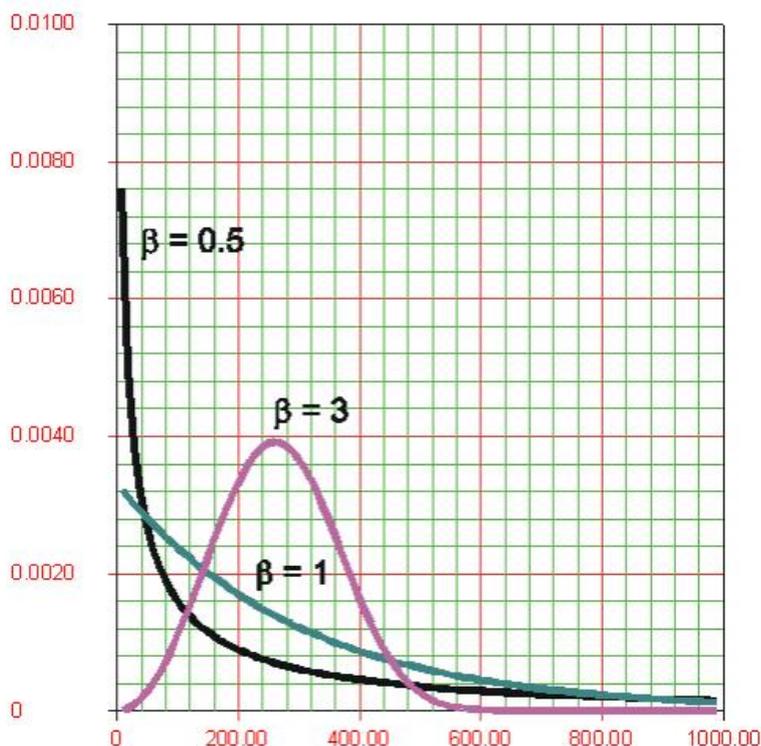


Figura 4.6 - Distribuição de Weibull com diferentes parâmetros de forma (Fonte: ReliaSoft 2005, p. 2)

Assim de acordo com ReliaSoft (2005) e como visto na Figura 4.4 os diferentes parâmetros de forma abrangem as três fases clássicas da curva da banheira. Assim a distribuição mista de Weibull com subpopulações com  $\beta < 1$ ,  $\beta = 1$  e  $\beta > 1$  geraria um gráfico da taxa de falhas igual ao gráfico da curva da banheira.

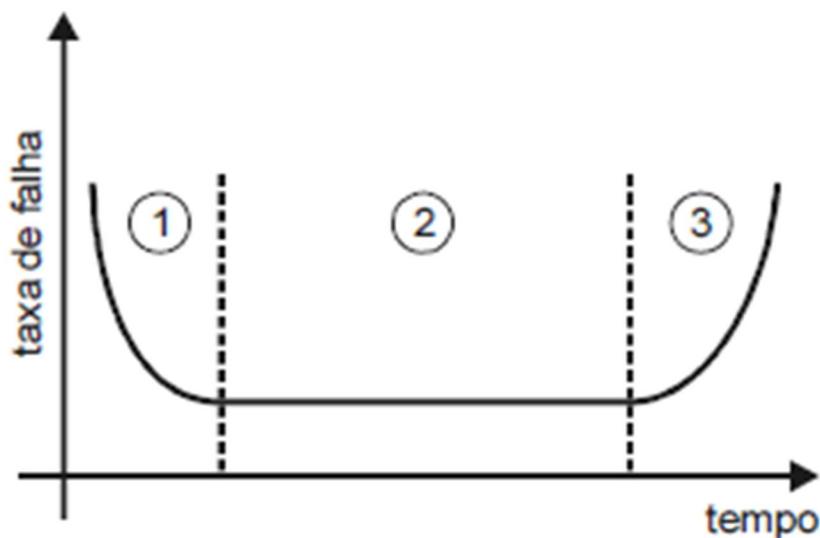


Figura 4.7 - Curva da banheira

Assim a vida útil do equipamento pode ser subdividida em três fases. Conforme a Figura 4.7 a região 1, onde a taxa de falhas é decrescente é a região de falhas prematuras ou

mortalidade infantil. A região 2 da figura acima representa uma taxa de falhas aproximadamente constante que reflete falhas casuais e a região de número 3 onde a taxa de falhas é crescente é onde ocorre as falhas por desgaste.

Quando o parâmetro de posição for zero, então a Função Distribuição de Probabilidade se reduz a,

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta^\beta} (t)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}, \text{ para } t \geq 0$$

$$f(t) = 0, \text{ para } t < 0$$

Equação 4.12

A correspondente função confiabilidade é,

$$C(t) = \int_t^\infty f(t) dt \quad C(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}$$

Equação 4.13

#### 4.2.2. Manutenção Produtiva Total

De acordo com Santos (2012) o TPM (Total Productive Maintenance) tem como principal objetivo a melhoria contínua. Visando a alta qualidade dos produtos e máxima eficiência dos equipamentos, esse método focaliza nos valores e no bem-estar dos colaboradores da companhia para obter ações de prevenção, sem custos adicionais, continuidade no processo e organização fabril em geral.

O método incorpora as seguintes estratégias:

- Desenvolver uma organização corporativa que busque a maximização do sistema de produção;
- Eliminar todos os tipos de fontes de perdas;
- Envolver todos os segmentos durante a implementação do TPM;
- Envolver todos os funcionários da organização;
- Busca pela maximização pelo ciclo total de vida útil dos equipamentos;

O TPM é uma técnica moderna na qual incorpora no seu cerne se utiliza da organização de forma estruturada de técnicas menos recentes de manutenção para fazer dela

uma ferramenta global da produtividade das companhias. Assim ela tem como alicerce 8 pilares:

**A Manutenção Autônoma:** Capacitar e habilitar o operador do equipamento para administra-lo, ou seja, dar bases para o conhecimento total do equipamento assim este terá como identificar sinais falhas ou defeitos e toma as ações cabíveis corretas. Gerando assim um sentimento de relação mais estreita entre a máquina e o operador.

**Melhoria específica:** Atividades de maximização da eficiência global do equipamento com ações que visam a qualidade e eliminem fontes de problemas.

**Manutenção Planejada:** Atuação de forma mais concisa na manutenção com estabelecimento de indicadores, por exemplo MTBF, MTTR eficiência mecânica e elétrica, que norteiam o desempenho geral da manutenção.

**Treinamento e Educação:** Atuação no desenvolvimento das habilidades do colaboradores para estabelecer aumento da produtividade

**Gestão Antecipada:** Atuação nos mecanismos de inter-relação entre as áreas de engenharia de planejamento e projeto, suprimento, operação e manutenção, objetivando a melhoria da confiabilidade e manutenibilidade dos equipamentos e sistemas, bem como da melhoria do processo de recebimento, inserção e manutenção desses itens.

**Segurança:** Atuação na prevenção e redução de acidentes como meta “acidentes zero”. Conscientização para eliminação de ações e condições inseguras no ambiente de trabalho.

**Meio Ambiente:** Atuação no sentido de reduzir ao máximo os impactos ambientais da companhia.

**Manutenção da Qualidade:** Atuação no sentido do estabelecimento das condições para o atendimento dos requisitos de qualidade da companhia, bem como, ações de controle, acompanhamento e de melhorias considerando-se inclusive consultas a clientes.

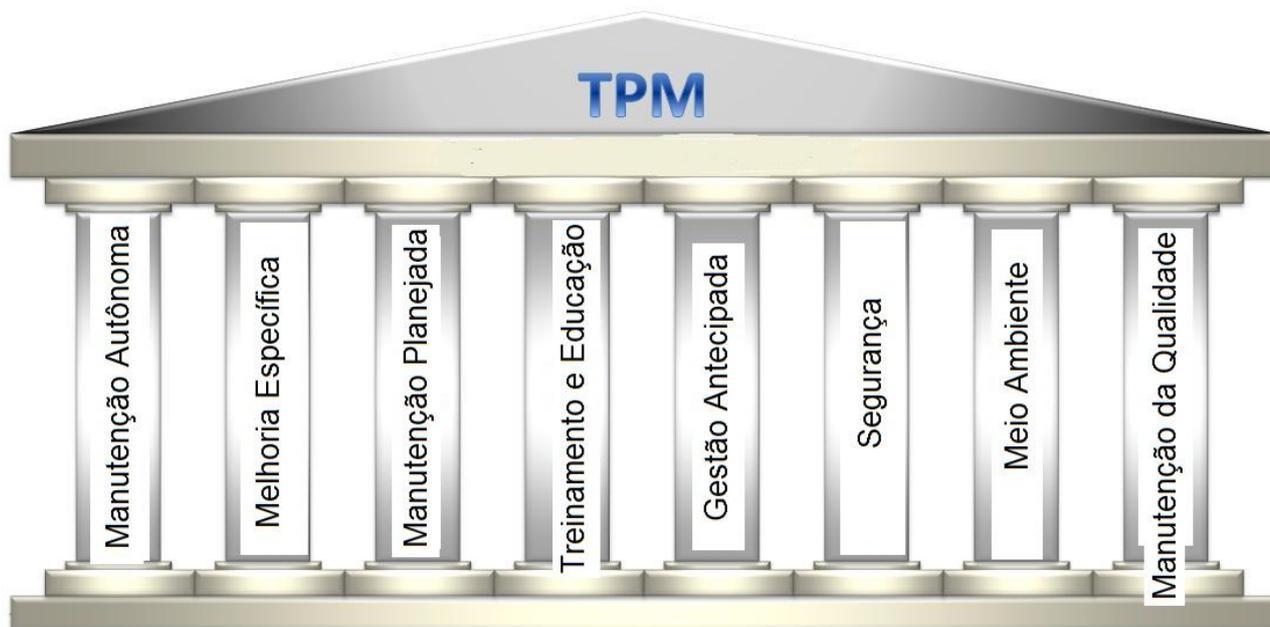


Figura 4.8 - Pilares do TPM

#### 4.2.3. Manutenção Centrada na Confiabilidade

Segundo Moubray (1997) a Manutenção Centrada na Confiabilidade é um processo utilizado para determinar o que deve ser feito para assegurar que qualquer equipamento continue a exercer sua função de forma adequada e pelo tempo que se deseje ou julgue necessário. Para garantir isto, o RCM se utiliza de 7 questões básicas:

- No contexto operacional, quais são as funções e padrões de desempenho associados aos equipamentos?
- De que modo o equipamento deixou de cumprir sua função?
- O que causou a falha no funcionamento?
- O que acontece quando cada falha ocorre?
- Qual a importância de cada falha?
- O que pode ser feito para prever ou prevenir a falha?
- O que deve ser feito se, apesar de uma tarefa de controle adequada, o motivo da falha não puder ser encontrado?

Nesse contexto Carreira (2010) ressalta a importância do planejamento do RCM. É necessário um estudo específico dos equipamentos e de sua importância para empresa para tomada de decisão com respeito a política adotada.

A partir de um planejamento bem elaborado, o RCM agrega melhorias na eficiência da manutenção. Então para planejar adequadamente se faz necessário algumas ações:

- Banco de dados (Quanto maior melhor).
- Decidir quais são os equipamentos mais críticos para o sistema industrial, ou seja, o que esteja mais propenso a falhas ou o que na ocorrência de falhas pode comprometer a o funcionamento da fábrica e ou a qualidade dos produtos.
- Avaliação financeira da aplicação
- Garantia de funcionalidade dos equipamentos

Uma metodologia que é base analítica do RCM é o FMEA (Failure Mode Effects Analysis). Conforme Puente (2002) Essa metodologia surgiu na década de 60, durante a missão Apollo, pela agência americana NASA (Nacional Aeronautics and Space Administration) para identificar de forma sistemática falhas potenciais no sistema, processos ou serviços identificando as causas e efeitos com o intuito de diminuir ou eliminar os riscos. Avaliando a severidade, o impacto no produto e a probabilidade de ocorrência assim priorizando as falhas que acarretam mais riscos.

EMPRESA	FMEA - ANÁLISE DOS MODOS E EFEITOS DE FALHAS			SETOR PROJETO	
	PROJETO <input type="checkbox"/>	PRODUTO <input type="checkbox"/>	PROCESSO <input type="checkbox"/>	FOLHA DE	
CLIENTE/REF	APLICAÇÃO :				
DATA ÚLTIMA REVISÃO	PRODUTO/PROCESSO:				
COMPONENTE	MODOS	EFEITOS	CAUSA	COMENTÁRIOS	

Figura 4.9 – Formulário de FMEA Fonte: Santos (2012, slide 247)

#### 4.3. Políticas de Manutenção Aplicadas a Transformadores.

Conforme Gavrilovs (2011) transformador de potência, como elemento fundamental na distribuição de energia elétrica na indústria, necessita de uma atenção especial no que se trata da política de manutenção. Apesar desse papel importante para o sistema produtivo, deve-se fazer uma avaliação dos critérios adotados para o acompanhamento do equipamento

visando a melhor relação de custo benefício entre um acompanhamento que gere uma boa confiabilidade e a viabilidade do orçamento.

Uma metodologia de manutenção eficiente não tem necessariamente relação com o nível de sofisticação das tecnologias aplicadas e/ou processos utilizados. Mais importante que isso é que a estratégia contemple as necessidades dos equipamentos monitorados, por exemplo, não é absurdo se caso a estratégia de acompanhamento adotada para certo item seja utilizá-lo até a deterioração total, ocorrência da falha ou defeito, pois essa estratégia pode ser a mais viável economicamente para a companhia.

Apesar de parecer intuitivo que a influência da idade operacional do transformador é um fator preponderante no indicativo de falhas não existe provas estatísticas que o tempo de uso do transformador esteja relacionado com o número de falhas do mesmo segundo Gavrilovs (2011)

De acordo com Sokolov (2007) se sabe estatisticamente que o número de falhas devido a fatores dielétricos tende ser maior que devido a fatores térmicos, isso porque a “*vida dielétrica*” de um transformador é menor que a “*vida térmica*”.

No entanto, deve-se lembrar, para análise da performance, que as falhas têm natureza aleatória.

Assim de acordo com Gavrilovs (2011) a decisão regulatória e políticas de decisão da empresa são embasadas a partir de dados probabilísticos advindos da análise e avaliação de risco. Um risco em geral é definido como resultado de dois parâmetros: a probabilidade de uma queda de energia e as consequências dessa possível falta de energia. Para mostrar os diferentes graus de risco representado por essas duas variáveis a Tabela 4.1 esboça regiões de acordo com esses dois parâmetros – a probabilidade da ocorrência e as consequências. Portanto a avaliação dessas métricas é função direta do custo associado como consequência e solução da falha e da probabilidade de ocorrência desta. Logo esse é um gráfico que norteia a tomada de decisão e, a partir da análise dele, pode-se definir onde e quando vai ser investido recursos de manutenção preditiva. Isso porque ele relaciona áreas de muito alta, alta, média, baixa e muito baixa probabilidade de ocorrência com o grau de suas consequências, ou seja, impacto financeiro. Por esta razão, é necessário determinar a frequência de falha do equipamento, dependendo do tempo após a implantação ou a última atividade de manutenção.

Tabela 4.1 – Priorização da análise de risco. Fonte: Gravlovs (2011, p 3)

Probabilidade ↑	Muito alta				Alto risco	
	Alta				Alto risco	
	Média			Médio risco		
	Baixa					
	Muito baixa	Baixo risco				
		Muito baixa	Baixa	Média	Alta	Muito alta
	Consequências →					

Segundo Mijailovic (2007) no que diz respeito ao tempo de reparação de falhas elas podem ser classificadas em três classes. Tempo de reparação menor que um dia, falhas menores, com tempo de reparação entre um e trinta dias e a outra classe com tempo de reparação maior que trinta dias.

Com base nesses tempos e nos cinco componentes funcionais do transformador de potência onde as principais falhas ocorrem, enrolamentos, buchas, comutador de carga, tanque e outros acessórios, Mijailovic (2007) propôs um modelo matemático baseado em modelos estatísticos dos custos das falhas.

A tomada de decisão com respeito a manutenção passa pela análise de indicadores. De acordo com Santos (1999) a idade, produtividade, o custo de operação e manutenção, a elevação de vida útil e a flexibilidade na operação são indicadores de fundamental importância, além do acompanhamento do registro histórico de manutenção e operação para substanciar os indicadores citados.

A partir de um modelo centrado em conceitos e indicadores devidamente ponderados estabelecendo um diagrama de escores como mostrado na Figura 4.10



Figura 4.10 - Diagrama de escore dos conceitos / indicadores Fonte (Santos 1999, p 5)

Onde os valores de  $N_1$ ,  $N_2$  e  $N_3$  devem ser estabelecidos com bases estatísticas, ou em estudos e experiências já devidamente consistidas.

Conforme Santos (1999) a partir da ponderação dos indicadores deve-se desenvolver o acompanhamento para realização de um plano de R&M (Recapacitação e Modernização), que obviamente deve ser parte componente de qualquer plano de manutenção e que deve considerar o modelo de gerencial da Figura 4.11.

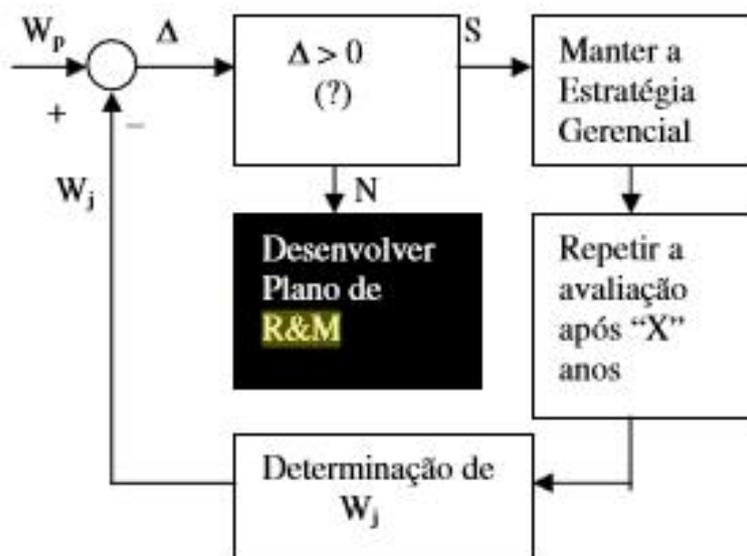


Figura 4.11 - Modelo de Gerência Centrado no Desempenho Ponderado Fonte: Santos (1999, p 5)

Onde  $W_p$  é o desempenho esperado e  $W_j$  é o desempenho medido através dos indicadores e o diferença entre eles. Caso o  $> 0$  a estratégia gerencial está sendo efetiva e deve ser mantida e avaliação deve ser refeita em um determinado espaço de tempo, caso contrário se faz necessário o desenvolvimento de um plano de R&M, que no caso aqui deve ser entendido de forma abrangente como o desenvolvimento de planos de melhorias, na busca por aumento de produtividade.

#### 4.4. Modelo matemático para o custo da manutenção

Baseado nos modelos estatísticos expostos na subseção 4.2.1, Mijailovic (2007) propôs que a probabilidade de falhas no tempo depende de dois modos independentes, um de oportunidade que está ligado a distribuição exponencial e outro de desgaste ligado a dois parâmetros de Weibull.

$$R_k(t) = e^{-(\lambda_{k,mf} + \lambda_{k,MF})t} e^{-(t/\alpha_k)^{\beta_k}} \quad \text{Equação 4.14}$$

$R_k(t)$  – Confiabilidade do componente “k”

$\lambda_{k,mf}$  – Taxa de falha menor do componente “k”

$\lambda_{k,MF}$  – Taxa de falha maior do componente “k”

$t$  – Tempo de estudo

$\alpha_k$  – Parâmetro de escala da distribuição de Weibull do componente “k”

$\beta_k$  – Parâmetro de forma da distribuição de Weibull do componente “k”

Neste artigo Mijailovic (2007) propõe a análise de um transformador de potência sem manutenção preventiva, ou seja, operando até a falha. Então o custo por ano esperado durante o período de tempo T.

$$C_{ET}(0, T) = \frac{[1 - R_{tot}(T)] \sum_{k=1}^b (\sum_{i=1}^{fk} p_{k,i} C_{k,i})}{\int_0^T R_{tot}(t) dt + (1 - R_{tot}(T)) \sum_{k=1}^b \sum_{i=1}^{fk} p_{k,i} r_{k,i}} \quad \text{Equação 4.15}$$

$$R_{tot}(t) = \prod_{k=1}^b R_k(t)$$

$b$  – Número das partes componentes funcionais do transformador de potência

$fk$  – Número de classes de falhas do componente “k” no que diz respeito ao tempo de falha

$p_{k,i}$  – Probabilidade da falha “i” no componente “k”

$C_{k,i}$  - Custo de uma falha do tipo “i” no componente “k”

$r_{k,i}$  – tempo de reparo de uma falha tipo “i” no componente “k”

O numerador da equação 4.15 é o custo esperado de reparo das falhas durante o período tempo T. O primeiro termo do denominador é o tempo médio de falhas e o segundo termo é o tempo esperado para reparação das falhas durante o período T

A indisponibilidade média de um transformador de potência durante um período de duração T.

$$U_{ET}(0, T)$$

$$= \frac{[1 - R_{tot}(T)] \sum_{k=1}^b \sum_{i=1}^{fk} p_{k,i} C_{k,i}}{\int_0^T R_{tot}(t) dt + (1 - R_{tot}(T)) \sum_{k=1}^b \sum_{i=1}^{fk} p_{k,i} r_{k,i}} \quad \text{Equação 4.16}$$

$$R_{tot}(t) = \prod_{k=1}^b R_k(t)$$

$b$  – Número das partes componentes funcionais do transformador de potência

$fk$  – Número de classes de falhas do componente “k” no que diz respeito ao tempo de falha

$p_{k,i}$  – Probabilidade da falha “i” no componente “k”

$C_{k,i}$  – Custo de uma falha do tipo “i” no componente “k”

$r_{k,i}$  – tempo de reparo de uma falha tipo “i” no componente “k”

E visando o planejamento de atividades da manutenção preventiva pode-se calcular um custo médio de reparação no intervalo de tempo (T,N)

$$C_{ET}(T, N)$$

$$= \frac{[1 - \frac{R_{tot}(N)}{R_{tot}(T)}] \sum_{k=1}^b \sum_{i=1}^{fk} p_{k,i} C_{k,i}}{\int_T^N R_{tot}(t) dt + (1 - (R_{tot}(N)/R_{tot}(T))) \sum_{k=1}^b \sum_{i=1}^{fk} p_{k,i} r_{k,i}} \quad \text{Equação 4.17}$$

$$R_{tot}(t) = \prod_{k=1}^b R_k(t)$$

$b$  – Número das partes componentes funcionais do transformador de potência

$fk$  – Número de classes de falhas do componente “k” no que diz respeito ao tempo de falha

$p_{k,i}$  – Probabilidade da falha “i” no componente “k”

$C_{k,i}$  – Custo de uma falha do tipo “i” no componente “k”

$r_{k,i}$  – tempo de reparo de uma falha tipo “i” no componente “k”

Assim, a partir do modelo proposto, pode-se iniciar uma análise dos gastos que um transformador pode gerar caso não haja manutenção. Uma vez que, este modelo estima tanto o custo da manutenção propriamente dita, e também da indisponibilidade, que impacta na produtividade fabril.

Como nas indústrias o orçamento anual de manutenção é definido previamente, este modelo matemático se faz de suma importância, posto que, este gera um indicativo, com base no banco de dados, dos custos relativos à manutenção facilitando assim a definição

prévia dos gastos. O modelo não foi aplicado ao trabalho por falta de bancos de dados de falhas dos transformadores.

## 5. COMENTÁRIOS SOBRE O ACOMPANHAMENTO DE UM CASO REAL

No início do estudo a empresa estava tentando mudar a sua política de manutenção para o TPM. Entretanto essa política de manutenção necessita de uma participação maciça da força de trabalho, desde a diretoria até a operação. Além disso, a implementação desse método traz consigo uma mudança radical de comportamento. Devido a essa disparidade do modelo TPM com o modelo anteriormente empregado pela companhia, este fortemente baseado na segunda geração de manutenção, o processo de implementação tem sido lento.

A necessidade de implementação de uma política de gerenciamento de manutenção surgiu do não acompanhamento dos estados dos equipamentos o que acarretava em prejuízos significativos para a empresa, pois ela não tinha métricas de acompanhamento do nível de risco de falha dos elementos da malha industrial. Além de ter poucas informações em seu banco de dados o que torna mais custoso o processo de implementação da nova política de gestão.

Para começar a remodelação do gerenciamento dos itens fabris foi necessário o desenvolvimento de um projeto de estruturação de acompanhamento dos equipamentos e dos colaboradores. Indicadores, como: MTBF (Mean Time Between Failure), MTTR (Mean Time To Repair), MTTF (Mean Time To Failure), eficiência mecânica, eficiência elétrica, cálculo de homem/hora trabalhado começaram a ser calculados objetivando o enriquecimento do banco de dados para melhor monitoração da indústria.

Em termo de banco de dados da produção e da manutenção, foi instalado um software que calcula e armazena os indicadores supracitados além de gerar gráficos com estes no período do tempo que se queira.

Este se utiliza de sensores, conectados através de uma rede à CLP's (Controladores Lógicos Programáveis), nos equipamentos das linhas de produção. A partir do momento que equipamento deixa de funcionar estes sensores enviam sinal para o software que inicia um contador de tempo, esta contagem só para no momento em que o equipamento volta ao seu devido funcionamento.

Através de estações de apontamento em cada máquina o operador seleciona o tipo de parada, seja ela elétrica, mecânica ou operacional, e dentre uma lista pré-estabelecida qual o motivo da parada. Caso este não esteja na lista ele tem a opção de apontar manualmente. O software é online e tem uma integralização de tempo de 0,5 segundos, ou seja, tem dados

atualizados constantemente, isso faz com que qualquer computador da fábrica tenha acesso em tempo-real do estado que a linha de produção se encontra e como está o andamento desta.

Começaram ciclos de treinamentos para a capacitação técnica da operação e a manutenção, visando a manutenção autônoma e ainda reciclagem e técnicas modernas de gerenciamento produtivo para a liderança.

O estudo de monitoração desse trabalho focou-se nos transformadores de tensão da empresa analisada; e, a partir disso, buscou entender a metodologia usada indústria e as mudanças causadas pela implementação do TPM.

### 5.1. Manutenção preditiva nos transformadores

A primeira medida adotada pela empresa visando a nova política baseada na terceira geração da manutenção foi o acompanhamento desses itens através do monitoramento por meio de termografia e a análise da qualidade do óleo dos transformadores.

O levantamento de dados ocorreu em uma indústria do gênero alimentício, na qual há 12 transformadores trifásicos de potência, conforme detalhamento abaixo, organizados em 4 subestações, uma de 69/13,8kV e três de 13,8/0,38kV.

A subestação 1, de entrada, ou seja, que recebe o fornecimento de energia da concessionária, conta com dois transformadores, número 1 e número 2, trifásicos rebaixadores com isolamento a óleo de 69/13,8kV e com potência de 7,5MVA. Estes distribuem a energia para as outras subestações da fábrica.

A subestação 2, que é alimentada pela subestação 1, contém um transformador trifásico rebaixador com isolamento a óleo de 13,8/0,38kV de potência 750kVA e este alimenta a estação de tratamento de efluentes da fábrica.

A subestação 3, alimentada pela subestação 1, contém quatro transformadores, número 1, 2, 3 e 4, trifásicos rebaixadores com isolamento a óleo de 13,8/0,38kV de potência de 1500kVA, que alimentam as áreas de utilidades (compressores, chillers e caldeiras) e as áreas que dão suporte ao processo produtivo.

A subestação 4, alimentada pela subestação 1, contém quatro transformadores rebaixadores com isolamento a óleo de 13,8/0,38kV. Três desses transformadores tem potência de 1500kVA (transformadores 1 e 2 e 3), um tem potência de 1000kVA (transformador 4) enquanto o último tem potência de 750kVA (Transformador 5). Esses são responsáveis pelo fornecimento de energia para os equipamentos do processo produtivo, ou seja, para as linhas de produção propriamente ditas.

## 5.1.1. Termografia

A termografia é realizada por uma empresa terceirizada, contratada para realizar o levantamento dos pontos necessários para análise termográfica da fábrica, incluindo os transformadores. Inicialmente foi especificado uma periodicidade de 90 dias. A análise é baseada na Máxima Temperatura Admissível (MTA).

A classificação do MTA adotada por essa empresa terceirizada para análise segue a seguinte classificação:

- Alta tensão: Componentes de trabalho acima de 1kV

$$MTA = (30^{\circ}C + Temperatura Ambiente) \quad \text{Equação 5.1}$$

Considerando o para-raios um equipamento de alto risco seu MTA:

$$MTA = (1^{\circ}C + Temperatura Ambiente) \quad \text{Equação 5.2}$$

- Baixa tensão:

Cabos isolados e Terminais: MTA = 70°C;

Barramentos e Conexões(Cobre/Alumínio): MTA = 100°C;

Contatos e Articulações de Seccionadoras e Disjuntores: MTA = 100°C;

Corpos Fusíveis: MTA = 100°C;

Tabela 5.1 - Legendas

LEGENDA	
N	Equipamento Normal
A1	Equipamento em atenção
A2	Equipamento crítico
NM	Equipamento não monitorado
MANUT	Equipamento em manutenção
DESATIV	Equipamento desativado
DESLIG	Equipamento desligado
ACES/SEG	Equipamento sem acesso/segurança
N EXISTE	Equipamento não existe
RESERVA	Equipamento reserva

Tabela 5.2 - Falha de Transformadores Fevereiro/2013

MÊS	LOCAL	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	CADÊNCIA	STATUS	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	AÇÃO SUGERIDA	OBSERVAÇÕES GERAIS
FEVEREIRO	SUBESTAÇÃO 1	TRAFO 1	90 DIAS	N			
		TRAFO 2	90 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 2	TRAFO 1	90 DIAS	A1		Vide REL. OPERACIONAL	
	SUBESTAÇÃO 3	TRAFO 1	90 DIAS	N			
		TRAFO 2	90 DIAS	N			
		TRAFO 3	90 DIAS	N			
		TRAFO 4	90 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 4	TRAFO 1	90 DIAS	N			
		TRAFO 2	90 DIAS	N			
		TRAFO 3	90 DIAS	N			
		TRAFO 4	90 DIAS	N			
		TRAFO 5	90 DIAS	N			

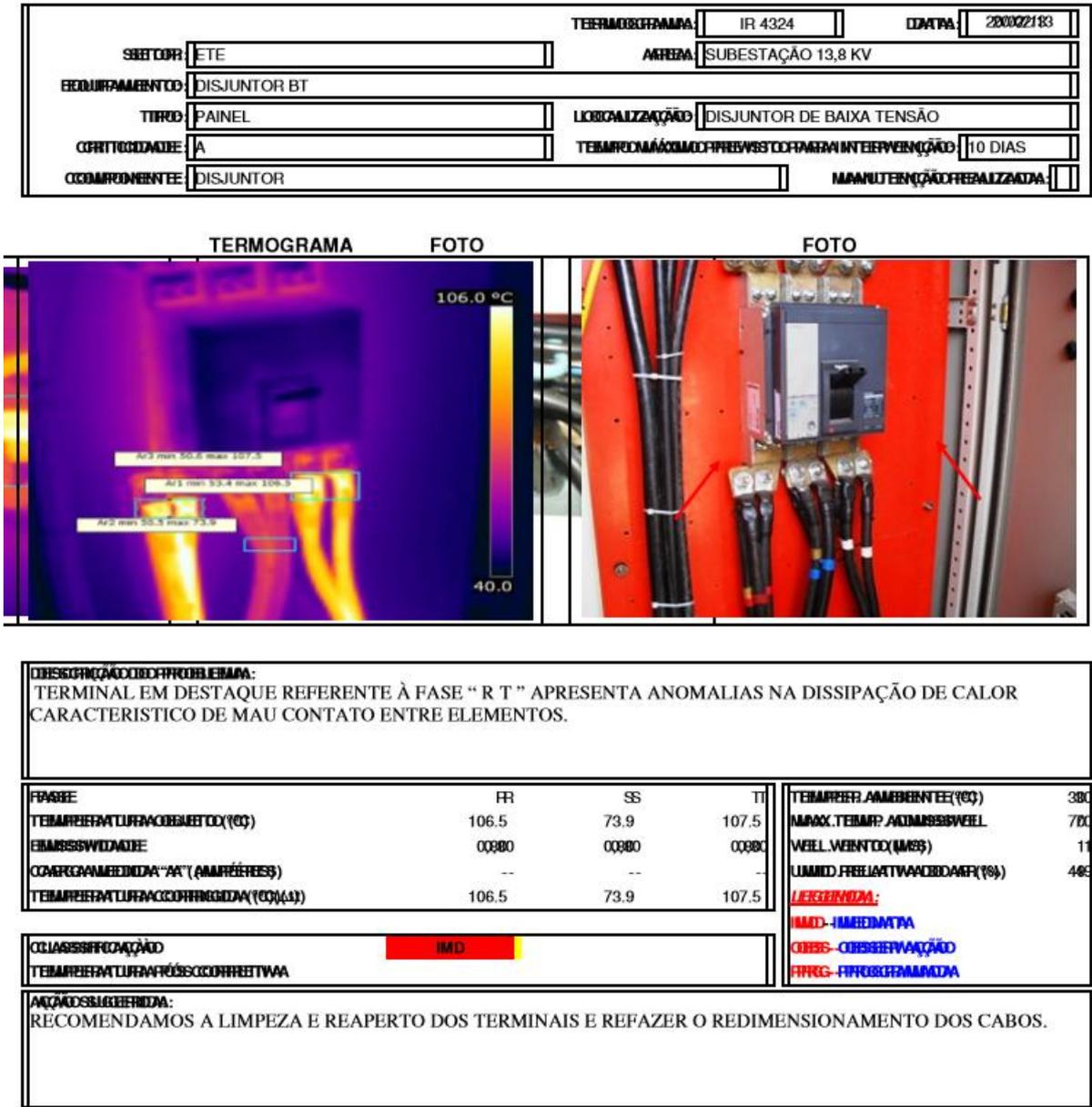


Figura 5.1 - Termografia disjuntor de baixa subestação 13,8 kV

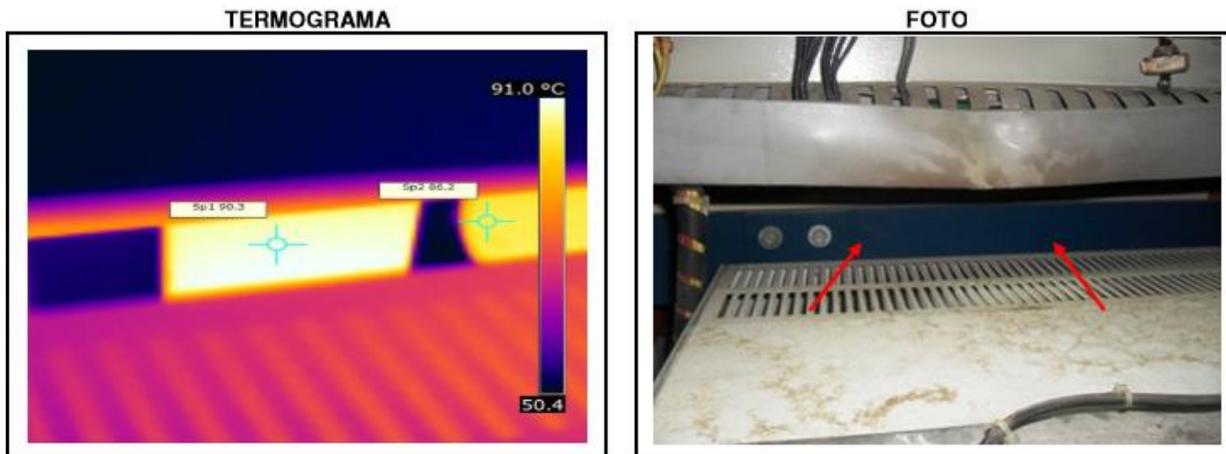
A figura 5.1 demonstra a termografia do disjuntor de baixa tensão da Subestação 2 onde a temperatura máxima atingida foi 106,5°C na fase "R" e 107,5°C na fase "T" onde a MTA é de 70°C. Assim uma intervenção imediata foi solicitada, nas conexões foi solicitada a limpeza e o reaperto pois a sujeira e as folgas na conexões pode ocasionar esse aquecimento e como há aquecimento no cabos pode ser um indicativo de mau dimensionamento que pode acarretar o rompimento ou até mesmo incêndios.

Devido ao grande número de pontos com temperatura acima da esperada e visando aumentar o banco de dados decidiu-se reduzir a frequência da inspeção termográfica de 90 para 30 dias.

Tabela 5.3- Falha de Transformadores – Maio/2013

MÊS	LOCAL	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	CADÊNCIA	STATUS	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	AÇÃO SUGERIDA	OBSERVAÇÕES GERAIS
MAIO	SUBESTAÇÃO 1	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 2	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 1	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 3	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 4	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	A2		Vide REL. OPERACIONAL	RETIRAR PROTEÇÃO DE ACRÍLICO
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
		TRAFO 5	30 DIAS	MANUT			

TERMOGRAMA:	IR 4461	DATA:	08/05/13
SETOR:	UTILIDADES	AREA:	SALA DE COMPRESSORES
EQUIPAMENTO:	PNBT - 01 380V-60HZ ENTR. 02 TRAF0 1500KVA PORTA - I		
TIPO:	PAINEL	LOCALIZAÇÃO:	DISJUNTOR BT
CRITICIDADE:	A	TEMPO MÁXIMO PREVISTO PARA INTERVENÇÃO:	05 DIAS
COMPONENTE:	DISJUNTOR	MANUTENÇÃO REALIZADA:	<input type="checkbox"/>



<b>DESCRIÇÃO DO PROBLEMA:</b> AQUECIMENTO NOS BARRAMENTOS DE ENTRADA "R" "S" "T" DO DISJUNTOR.					
FASE	R	S	T	TEMPER. AMBIENTE (°C)	27
TEMPERATURA OBJETO (°C)	90.3	86.2		MAX. TEMP. ADMISSIVEL	70
EMISSIVIDADE	0,80	0,80	0,80	VEL. VENTO (M/S)	1
CARGA MEDIDA "A" (AMPÉRES)	-	-	-	UMID. RELATIVA DO AR (%)	49
TEMPERATURA CORRIGIDA (°C)(Δt)	90.3	86.2		<b>LEGENDA:</b> IMD - IMEDIATA OBS - OBSERVAÇÃO PRG - PROGRAMADA	
CLASSIFICAÇÃO	<b>IMD</b>				
TEMPERATURA PÓS CORRETIVA					
<b>AÇÃO SUGERIDA:</b> RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DOS TERMINAIS E VERIFICAR O DIMENSIONAMENTO DAS CARGAS.					

Figura 5.2 - Termografia barramento

A figura 5.2 mostra a termografia do barramento de entrada do transformador de potência da Subestação 4. Foram verificadas a temperaturas de 90,3°C e 86,2°C nas fases "R" e "S" onde foi solicitada uma intervenção imediata. O sobreaquecimento do barramento é forte indicativo de sobrecarga no transformador, também foi solicitada uma limpeza e o reaperto nos terminais. Foi solicitado um estudo de fluxo de carga de potência para o caso especificado.

Tabela 5.4 - Falha de Transformadores Junho/2013

MÊS	LOCAL	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	CADÊNCIA	STATUS	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	AÇÃO SUGERIDA	OBSERVAÇÕES GERAIS
JUNHO	SUBESTAÇÃO 1	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	A2		RECOMENDAMOS QUE SEJA FEITA A LIMPEZA DOS TERMINAIS	UMA ANOMALIA ENCONTRADA
	SUBESTAÇÃO 2	TRAFO 1	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 3	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 4	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
		TRAFO 5	30 DIAS	N			

SETOR:	SUBESTAÇÃO	TERMOGRAMA:	IR 4550	DATA:	14/06/13
EQUIPAMENTO:	TRANSFORMADOR 2	AREA:	SUBESTAÇÃO DALKIA 13,8 KVA		
TIPO:	PAINEL	LOCALIZAÇÃO:	TRANSFORMADOR 2		
CRITICIDADE:	A	TEMPO MÁXIMO PREVISTO PARA INTERVENÇÃO:	20 DIAS		
COMPONENTE:	TRANSFORMADOR	MANUTENÇÃO REALIZADA:	<input type="checkbox"/>		

TERMOGRAMA



FOTO



**DESCRIÇÃO DO PROBLEMA:**  
AQUECIMENTO NA FASE "T" DE ENTRADA DO TRANSFORMADOR.

FASE	R	S	T	TEMPER. AMBIENTE (°C)	27
TEMPERATURA OBJETO (°C)		34.3	50.8	MAX. TEMP. ADMISSIVEL	70
EMISSIVIDADE	0,80	0,80	0,80	VEL. VENTO (M/S)	1
CARGA MEDIDA "A" (AMPÈRES)	-	-	-	UMID. RELATIVA DO AR (%)	49
TEMPERATURA CORRIGIDA (°C)(Δt)		34.3	50.8	<b>LEGENDA:</b>	

IMD - IMEDIATA  
OBS - OBSERVAÇÃO  
PRG - PROGRAMADA

**CLASSIFICAÇÃO** PRG  
TEMPERATURA PÓS CORRETIVA

**AÇÃO SUGERIDA:**  
RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DOS TERMINAIS.

Figura 5.3 - Termografia aquecimento da bucha

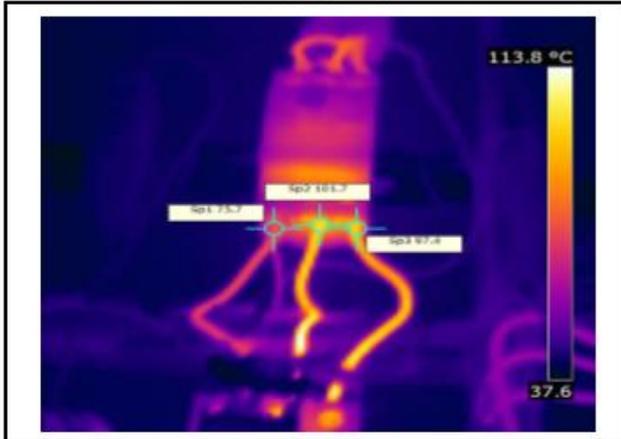
A figura 5.3 apresenta a termografia do transformador de potência 2 da Subestação 1 onde apresenta um leve sobreaquecimento na bucha da fase "T". Assim foi apenas solicitada uma limpeza e reaperto das conexões e um acompanhamento mais detalhado para verificar a evolução desse ponto quente.

Tabela 5.5 - Falha de Transformadores Julho/2013

MÊS	LOCAL	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	CADÊNCIA	STATUS	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	AÇÃO SUGERIDA	OBSERVAÇÕES GERAIS
JULHO	SUBESTAÇÃO 1	TRAFO 1	30 DIAS	A2		INTERVIR IMEDIATAMENTE	DUAS ANOMALIAS ENCONTRADAS
		TRAFO 2	30 DIAS	A2		INTERVIR IMEDIATAMENTE	DUAS ANOMALIAS ENCONTRADAS
	SUBESTAÇÃO 2	TRAFO 1	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 3	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 4	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
		TRAFO 5	30 DIAS	N			

SETOR:	SUBESTAÇÃO	TERMOGRAMA:	IR 4619	DATA:	10/07/13
EQUIPAMENTO:	BAIXA TENSÃO	AREA:	SUBESTAÇÃO DALKIA 13,8 KVA		
TIPO:	PAINEL	LOCALIZAÇÃO:	DISJUNTOR DA BOMBA 3 COLUNA I		
CRITICIDADE:	A	TEMPO MÁXIMO PREVISTO PARA INTERVENÇÃO:	05 DIAS		
COMPONENTE:	DISJUNTOR	MANUTENÇÃO REALIZADA:	<input type="checkbox"/>		

TERMOGRAMA



FOTO



**DESCRIÇÃO DO PROBLEMA:**  
AQUECIMENTO NA FASE "S" "T" DE SAÍDA DO DISJUNTOR.

FASE	R	S	T	TEMPER. AMBIENTE (°C)	27
TEMPERATURA OBJETO (°C)	75.7	101.7	97.4	MAX. TEMP. ADMISSIVEL	70
EMISSIVIDADE	0,80	0,80	0,80	VEL. VENTO (M/S)	1
CARGA MEDIDA "A" (AMPÉRES)	-	-	-	UMID. RELATIVA DO AR (%)	49
TEMPERATURA CORRIGIDA (°C)(Δt)	75.7	101.7	97.4	<b>LEGENDA:</b>	

CLASSIFICAÇÃO	IMD
TEMPERATURA PÓS CORRETIVA	

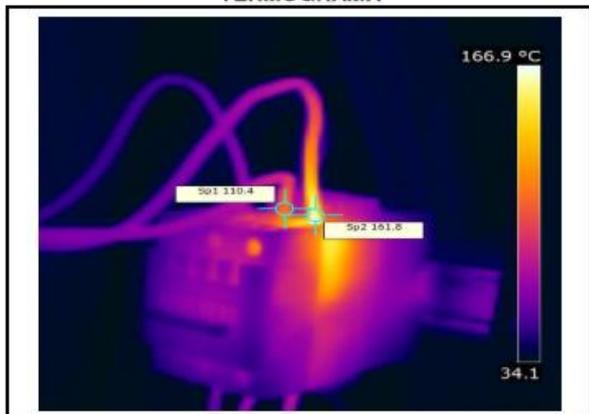
**AÇÃO SUGERIDA:**  
RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A SUBSTITUIÇÃO DOS CABOS, TERMINAIS E DEPOIS REAPERTAR OS MESMOS.

A figura 5.4 mostra a termografia do disjuntor de baixa tensão no painel da  
 Figura 5.4 - Termografia disjuntor no painel de baixa tensão

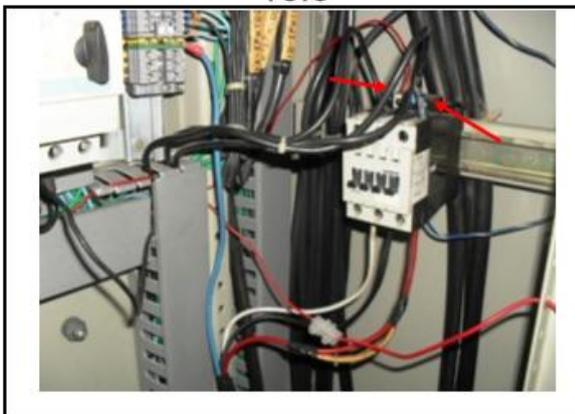
subestação de 13,8kV. Verifica-se um sobreaquecimento nas três fases indicando uma sobrecarga ou mal dimensionamento dos cabos. Assim foi solicitada uma ação imediata de substituição dos cabos e reaperto dos mesmo.

SETOR:	SUBESTAÇÃO	REFERENCIA:	4620	DATA:	10/07/13
EQUIPAMENTO:	BAIXA TENSÃO	AREA:	SUBESTAÇÃO DALKIA 13,8 KVA		
TIPO:	PAINEL	LOCALIZAÇÃO:	CONTATOR DA LATERAL DIREITA COLUNA I		
CRITICIDADE:	A	TEMPO MÁXIMO PREVISTO PARA INTERVENÇÃO:	05 DIAS		
COMPONENTE:	CONTATOR	MANUTENÇÃO REALIZADA:	<input type="checkbox"/>		

TERMOGRAMA



FOTO



<b>DESCRIÇÃO DO PROBLEMA:</b> AQUECIMENTO NAS FASES "S" "T" DE ENTRADA DO CONTATOR.					
FASE	R	S	T	TEMPER. AMBIENTE (°C)	27
TEMPERATURA OBJETO (°C)		110.4	161.8	MAX. TEMP. ADMISSIVEL	70
EMISSIVIDADE	0,80	0,80	0,80	VEL. VENTO (M/S)	1
CARGA MEDIDA "A" (AMPÉRES)	-	-	-	UMID. RELATIVA DO AR (%)	49
TEMPERATURA CORRIGIDA (°C)(Δt)		110.4	161.8	<b>LEGENDA:</b>	
CLASSIFICAÇÃO	<b>IMD</b>			IMD - IMEDIATA	
TEMPERATURA PÓS CORRETIVA				OBS - OBSERVAÇÃO	
AÇÃO SUGERIDA: RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A SUBSTITUIÇÃO DOS CABOS, TERMINAIS E DEPOIS REAPERTAR OS MESMOS.					
NUMERO DA OS:					
DESCRIÇÃO DO REPARO:					

Figura 5.5 - Termografia do contator

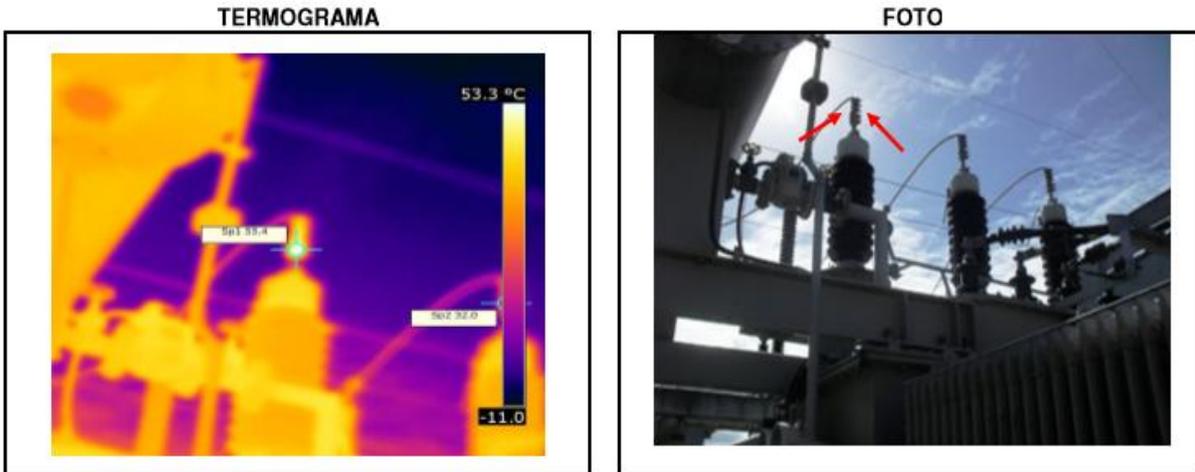
A figura 5.5 apresenta a termografia do contator, onde há um sobreaquecimento elevado em duas fases nos cabos o que sugere mal dimensionamento ou sobrecarga. Foi solicitado o reaperto e a substituição dos cabos imediatamente.

Tabela 5.6 - Falha de Transformadores Agosto/2013

MÊS	LOCAL	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	CADÊNCIA	STATUS	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	AÇÃO SUGERIDA	OBSERVAÇÕES GERAIS
-----	-------	-----------------------	----------	--------	-----------------------	---------------	--------------------

AGOSTO	SUBESTAÇÃO 1	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	A2	AQUECIMENTO DA FASE "R" DA ENTRADA DA BUCHA DE ALTA DO TRANSFORMADOR	RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DAS CONEXÕES	UMA ANOMALIA ENCONTRADA
	SUBESTAÇÃO 2	TRAFO 1	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 3	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 4	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
		TRAFO 5	30 DIAS	N			

SETOR:	SUBESTAÇÃO	TERMOGRAMA:	IR 4689	DATA:	08/08/13
EQUIPAMENTO:	TRANSFORMADOR 2	AREA:	SUBESTAÇÃO DALKIA 13,8 KVA		
TIPO:	PAINEL	LOCALIZAÇÃO:	TRANSFORMADOR 2		
CRITICIDADE:	A	TEMPO MÁXIMO PREVISTO PARA INTERVENÇÃO:	05 DIAS		
COMPONENTE:	TRANSFORMADOR	MANUTENÇÃO REALIZADA:	<input type="checkbox"/>		



**DESCRIÇÃO DO PROBLEMA:**  
AQUECIMENTO NA FASE "R" DE ENTRADA DA BUCHA DE ALTA DO TRANSFORMADOR.

FASE	R	S	T	TEMPER. AMBIENTE (°C)	27
TEMPERATURA OBJETO (°C)	55.4	32.0		MAX. TEMP. ADMISSIVEL	70
EMISSIVIDADE	0,80	0,80	0,80	VEL. VENTO (M/S)	1
CARGA MEDIDA "A" (AMPÉRES)	-	-	-	UMID. RELATIVA DO AR (%)	49
TEMPERATURA CORRIGIDA (°C)(Δt)	55.4	32.0		<b>LEGENDA:</b>	

CLASSIFICAÇÃO	IMD
TEMPERATURA PÓS CORRETIVA	

**AÇÃO SUGERIDA:**  
RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DAS CONEXÕES.

Figura 5.6 - Termografia aquecimento na bucha do transformador

A Figura 5.6 mostra a termografia do transformador 2 da Subestação 1, de acordo com o acompanhamento solicitado no mês anterior. Foi verificado um leve sobreaquecimento na entrada da bucha da fase "R", ou seja, o panorama não foi alterado desde a última inspeção indicando a realização do serviço de reaperto e limpeza mal feito ou possibilidade de falha no componente.

Tabela 5.7 - Falha de Transformadores Setembro/2013

MÊS	LOCAL	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	CADÊNCIA	STATUS	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	AÇÃO SUGERIDA	OBSERVAÇÕES GERAIS
SETEMBRO	SUBESTAÇÃO 1	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			EM ACOMPANHAMENTO PREDITIVO
	SUBESTAÇÃO 2	TRAFO 1	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 3	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
	SUBESTAÇÃO 4	TRAFO 1	30 DIAS	N			
		TRAFO 2	30 DIAS	N			
		TRAFO 3	30 DIAS	N			
		TRAFO 4	30 DIAS	N			
		TRAFO 5	30 DIAS	N			

Tabela 5.8 - Falha de Transformadores Outubro/2013

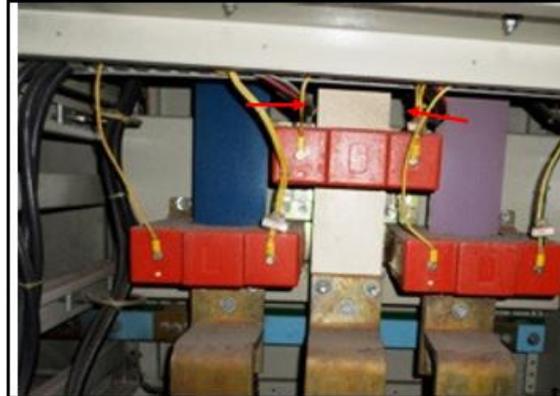
MÊS	LOCAL	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	CADÊNCIA	STATUS	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	AÇÃO SUGERIDA	OBSERVAÇÕES GERAIS	
OUTUBRO	SUBESTAÇÃO 1	TRAFO 1	30 DIAS	N				
		TRAFO 2	30 DIAS	A1	AQUECIMENTO DA FASE "R" DA ENTRADA DA BUCHA DE ALTA DO TRANSFORMADOR	RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DAS CONEXÕES	UMA ANOMALIA ENCONTRADA	
	SUBESTAÇÃO 2	TRAFO 1	30 DIAS	N				
	SUBESTAÇÃO 3	TRAFO 1	30 DIAS	N				
		TRAFO 2	30 DIAS	N				
		TRAFO 3	30 DIAS	N				
		TRAFO 4	30 DIAS	N				
	SUBESTAÇÃO 4	TRAFO 1	30 DIAS	A1			RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DAS CONEXÕES	DUAS ANOMALIAS ENCONTRADAS
		TRAFO 2	30 DIAS	N				
		TRAFO 3	30 DIAS	N				
		TRAFO 4	30 DIAS	A2	AQUECIMENTO DAS FASES "S" E "T" DA ENTRADA DA RÉGUA DE BORNE	RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DAS CONEXÕES	UMA ANOMALIA ENCONTRADA	
		TRAFO 5	30 DIAS	N				

SETOR: UTILIDADES	REFERENCIA: IR 4751	DATA: 10/10/13
EQUIPAMENTO: PNB1 - 01 380V-60HZ ENTR. 02 TRAF0 1500KVA PORTA - I	AREA: SALA DE COMPRESSORES	
TIPO: PAINEL	LOCALIZAÇÃO: DISJUNTOR BT	
CRITICIDADE: A	TEMPO MÁXIMO PREVISTO PARA INTERVENÇÃO: 20 DIAS	
COMPONENTE: DISJUNTOR	MANUTENÇÃO REALIZADA: <input type="checkbox"/>	

TERMOGRAMA



FOTO



**DESCRIÇÃO DO PROBLEMA:**  
AQUECIMENTO NA FASE "S" DE SAIDA DO DISJUNTOR.

FASE	R	S	T	TEMPER. AMBIENTE (°C)	27
TEMPERATURA OBJETO (°C)	74.3	82.2	75.4	MAX. TEMP. ADMISSIVEL	70
EMISSIVIDADE	0,80	0,80	0,80	VEL. VENTO (M/S)	1
CARGA MEDIDA "A" (AMPÉRES)	-	-	-	UMID. RELATIVA DO AR (%)	49
TEMPERATURA CORRIGIDA (°C)(Δt)	74.3	82.2	75.4	<b>LEGENDA:</b>	

IMD - IMEDIATA  
OBS - OBSERVAÇÃO  
PRG - PROGRAMADA

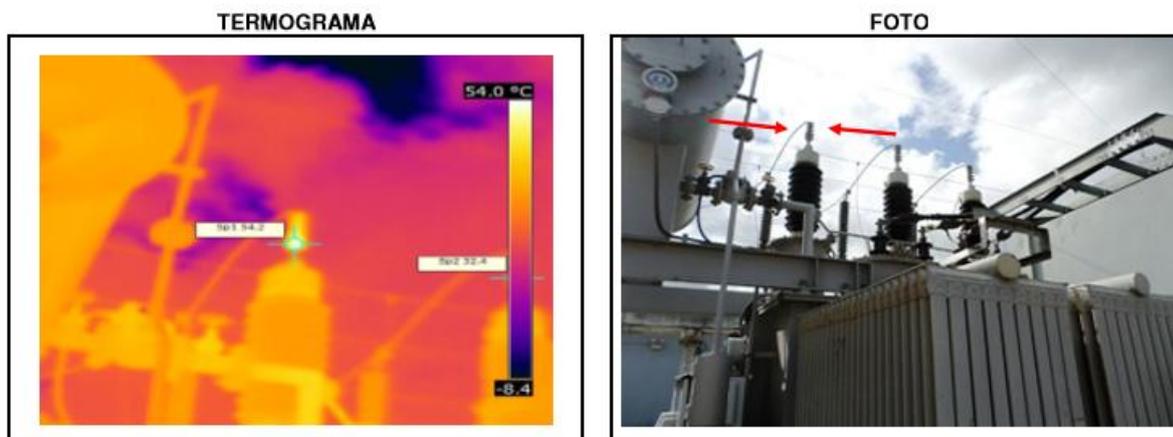
**CLASSIFICAÇÃO** PRG  
**TEMPERATURA PÓS CORRETIVA**

**AÇÃO SUGERIDA:**  
RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DAS CONEXÕES.

Figura 5.7 - Termografia da entrada do TRAF0 de 1500kV

A figura 5.7 mostra a termografia da entrada do transformador 2 da Subestação 4, onde há um sobreaquecimento nas fases de entrada e foi solicitado a limpeza e o reaperto das conexões quando houver alguma parada programada.

SETOR: SUBESTAÇÃO	REFERENCIA: Ir 4764	DATA: 10/10/13
EQUIPAMENTO: TRANSFORMADOR 2	AREA: SUBESTAÇÃO DALKIA 13,8 KVA	
TIPO: PAINEL	LOCALIZAÇÃO: TRANSFORMADOR 2	
CRITICIDADE: A	TEMPO MÁXIMO PREVISTO PARA INTERVENÇÃO: 10 DIAS	
COMPONENTE: TRANSFORMADOR	MANUTENÇÃO REALIZADA: <input type="checkbox"/>	



**DESCRIÇÃO DO PROBLEMA:**  
AQUECIMENTO NA FASE "R" DE ENTRADA DA BUCHA DE ALTA DO TRANSFORMADOR.

FASE	R	S	T	TEMPER. AMBIENTE (°C)	27
TEMPERATURA OBJETO (°C)	54.2	32.4		MAX. TEMP. ADMISSIVEL	70
EMISSIVIDADE	0,80	0,80	0,80	VEL. VENTO (M/S)	1
CARGA MEDIDA "A" (AMPÉRES)	-	-	-	UMID. RELATIVA DO AR (%)	49
TEMPERATURA CORRIGIDA (°C)(Δt)	54.2	32.4		<b>LEGENDA:</b>	

CLASSIFICAÇÃO: **PRG**

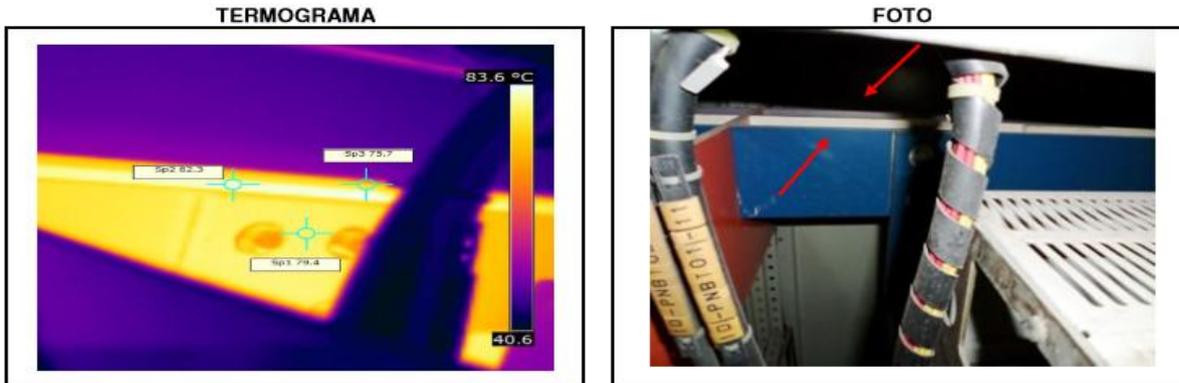
TEMPERATURA PÓS CORRETIVA: **PRG**

**AÇÃO SUGERIDA:**  
RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DAS CONEXÕES.

Figura 5.8 - Termografia do aquecimento da bucha do TRAF0 2

A Figura 5.6 mostra a termografia do transformador 2 da Subestação 1,.Foi verificado um leve sobreaquecimento na entrada da bucha da fase "R", ou seja, o panorama não foi alterado desde a última inspeção indicando a realização do serviço de reaperto e limpeza mal feito ou possibilidade de falha no componente.

SETOR: UTILIDADES	REFERENCIA: IR 4752	DATA: 10/10/13
EQUIPAMENTO: PNB1 - 01 380V-60HZ ENTR. 02 TRAF0 1500KVA PORTA - I	AREA: SALA DE COMPRESSORES	
TIPO: PAINEL	LOCALIZAÇÃO: DISJUNTOR BT	
CRITICIDADE: A	TEMPO MÁXIMO PREVISTO PARA INTERVENÇÃO: 20 DIAS	
COMPONENTE: DISJUNTOR	MANUTENÇÃO REALIZADA:	



**DESCRIÇÃO DO PROBLEMA:**  
AQUECIMENTO NAS FASES "R" "S" DE ENTRADA DO DISJUNTOR.

FASE	R	S	T	TEMPER. AMBIENTE (°C)	27
TEMPERATURA OBJETO (°C)	79.1	82.3	75.7	MAX. TEMP. ADMISSIVEL	70
EMISSIVIDADE	0,80	0,80	0,80	VEL. VENTO (M/S)	1
CARGA MEDIDA "A" (AMPÉRES)	-	-	-	UMID. RELATIVA DO AR (%)	49
TEMPERATURA CORRIGIDA (°C)(Δt)	79.1	82.3	75.7	<b>LEGENDA:</b>	

CLASSIFICAÇÃO: PRG  
TEMPERATURA PÓS CORRETIVA

**AÇÃO SUGERIDA:**  
RECOMENDAMOS QUE SEJA EFETUADA A LIMPEZA E REAPERTO DAS CONEXÕES.

Figura 5.9 - Termografia entrada TRAF0 2 1500kVA

A partir dos dados coletados acima é possível identificar o quanto é importante a análise termográfica nos transformadores. Uma vez que essas temperaturas acima da adequada pode causar danos aos componentes, como no caso das buchas, ou até mesmo causar incêndios, nos casos de disjuntores dentro dos painéis ou de barramentos, ou danos maiores a mais itens da fábrica bem como o risco a saúde dos colaboradores.

Importante observar também a repetitividade de alertas no mesmo equipamento. Assim este deve virar objetivo de inspeções mais criteriosas e dispender um pouco mais atenção.

Nos relatórios, na maioria dos casos, solicita-se apenas o adoção de medidas simples como limpeza e reaperto, que exige o cumprimento de rotinas e inspeções de rota que são um dos alicerces que auxiliam na implementação do TPM. Assim eliminando o risco de falhas com medidas simples e baratas evitando assim qualquer tipo de dano maior.

A termografia apesar de gerar ações aparentemente simples, como limpeza e reaperto de conexões, esta é uma técnica de acompanhamento que visando medidas corretivas a médio ou longo prazo. Como no caso de um sobreaquecimento do transformador que pode ser apenas um problema na ventilação ou um problema de sobrecarga onde deve ser feito um estudo de fluxo de potência ou uma reanálise de carga.

#### 5.1.2. Análise do Óleo Isolante dos transformadores

Uma empresa especializada em análise de óleo foi contratada para fazer as análises físico-químicas e de cromatográfica do óleo dos transformadores. A análise físico-química foi realizada com base nas normas NBR 6869 (Líquidos isolantes elétricos), NBR 7148 (Petróleo e Produtos de Petróleo), ABNT MB-101 (Determinação do índice de neutralização de produtos de petróleo (Método do indicador)), ASTM-D924 (Standard Test Method for Dissipation Factor), NBR 6234 (Determinação da tensão interfacial) e NBR 5755 (Determinação de água em líquido isolante) e a análise Cromatográfica baseada na NBR 7070 (Amostragem de gases em óleo mineral isolante). Os seguintes transformadores foram

Tabela 5.9 - Transformadores analisados

2012	Subestação 3	Transformador 1 - 1500kVA
		Transformador 2 - 1500kVA
	Subestação 4	Transformador 1 - 1500kVA
		Transformador 2 - 1500kVA
		Transformador 3 - 1500kVA
		Transformador 4 - 750kVA
		Transformador 5 - 1000kVA

Assim foram obtidos os seguintes resultados:

- Subestação 4 Transformador 1:

Tabela 5.10 - Análise físico-química TRAF0 1 subestação 4

	Fabricante	N.Série	Potência (KVA)	Local	Tensão Prim.(V)	Tensão Sec.(V)	TAG	Volume Óleo (l)	Ano Fabricação	Impedância	
	x	194414	1500	x	x	x	x	980	x	x	
Data Análise	21/07/12									Normas Aplicáveis	
Data Coleta	21/07/12										
<b>FÍSICO QUÍMICA</b>										Norma	Param.*
Aspecto	-	Límpido									
Rigidez Dielétrica	R.D.	33,2							NBR 6869	> 30	
Densidade	DEN.	0,883							NBR 7146	< 0,9	
Índ. de Neutraliz.	I.N.	0,06							ABNT MB-101	< 0,25	
Fator de Potência	F.P.	2,309							ASMT D-924	< 10	
Tensão Interfacial	T.I.	29,3							NBR 6234	> 20	
Teor de Água	T.A.	28,9							NBR 5755	< 35	
N.Relatório	13603										
Observações	Os valores obtidos na análise Físico Química ATUAL encontram-se dentro dos padrões recomendados para uso. Recomenda-se: 1) Nova análise Físico Química em 12(doze) meses para acompanhamento.										

Tabela 5.11 - Análise cromatográfica TRAF0 1 subestação 4

Data Análise	21/07/12									Normas Aplicáveis
Data Coleta	21/07/12									
<b>GÁS CROMATOGRÁFICA</b>			<b>Resultados</b>							
Hidrogênio	(H <sub>2</sub> )	124								NBR 7070
Oxigênio	(O <sub>2</sub> )	10116								
Nitrogênio	(N <sub>2</sub> )	66351								
Metano	(CH <sub>4</sub> )	4								
Mon de Carb.	(CO)	215								
Dióx de Carb.	(CO <sub>2</sub> )	3679								
Etileno	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	8								
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	17								
Acetileno	(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ND								
<b>Total Gases Combustíveis</b>		<b>368</b>								
Total de Gases		80514								
N.Relatório	13603									
Observações	Os resultados indicam que o equipamento apresenta boas condições de operação. Recomendamos reamostragem em doze (12) meses para acompanhamento.									

O resultado das análises físico-químicas e cromatográficas explicitadas nas tabelas 5.10 e 5.11 não evidenciaram problemas no óleo do transformador.

- Subestação 4 Transformador 2:

Tabela 5.12 - Análise físico-química TRAF0 2 subestação 4

	Fabricante	N.Série	Potência (kVA)	Local	Tensão Prim.(V)	Tensão Sec.(V)	TAG	Volume Óleo (l)	Ano Fabricação	Impedância
	x	194415	1500	x	x	x	x	980	x	x
Data Análise	21/07/12								Normas Aplicáveis	
Data Coleta	21/07/12								Norma	Param.*
<b>FÍSICO QUÍMICA</b>										
Aspecto	-	Límpido								
Rigidez Dielétrica	R.D.	33,8							NBR 6869	> 30
Densidade	DEN.	0,866							NBR 7148	< 0,9
Índ. de Neutraliz.	I.N.	0,08							ABNT MB-101	< 0,25
Fator de Potência	F.P.	2,18							ASMT D-924	< 10
Tensão Interfacial	T.I.	27,3							NBR 6234	> 20
Teor de Água	T.A.	27,6							NBR 5755	< 35
N.Relatório	13604									
Observações	Os valores obtidos na análise Físico Química ATUAL encontram-se dentro dos padrões recomendados para uso. Recomenda-se: 1) Nova análise Físico Química em 12(doze) meses para acompanhamento.									

Tabela 5.13 - Análise cromatográfica TRAF0 2 Subestação 4

Data Análise	21/07/12									Normas Aplicáveis
Data Coleta	21/07/12									
<b>GÁS CROMATOGRÁFICA</b>		<b>Resultados</b>								
Hidrogênio	(H <sub>2</sub> )	45								NBR 7070
Oxigênio	(O <sub>2</sub> )	17462								
Nitrogênio	(N <sub>2</sub> )	71852								
Metano	(CH <sub>4</sub> )	3								
Mon de Carb.	(CO)	250								
Dióx de Carb.	(CO <sub>2</sub> )	3639								
Etileno	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	138								
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	7								
Acetileno	(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ND								
<b>Total Gases Combustíveis</b>		<b>443</b>								
<b>Total de Gases</b>		<b>93396</b>								
N.Relatório	13604									
Observações	Os resultados apresentam boas condições de operação, com leves sinais de sobrecarga. Recomendamos melhorar as condições de carregamento e refrigeração e reamostragem em 06 (seis) meses para acompanhamento.									

Os resultados da análise físico-química da mostrado na tabela 5.12 mostra que o resultado está dentro do padrão. Entretanto o resultado cromatográfico indica sinais de sobrecarga leve onde foi solicitado um estudo de fluxo de carga e de potência.

- Subestação 4 Transformador 3:

Tabela 5.14 - Análise físico-química TRAF0 3 subestação 4

	Fabricante	N.Série	Potência (kVA)	Local	Tensão Prim.(V)	Tensão Sec.(V)	TAG	Volume Óleo (l)	Ano Fabricação	Impedância
	x	194416	1500	x	x	x	x	980	x	x
Data Análise	21/07/12								Normas Aplicáveis	
Data Coleta	21/07/12								Norma	Param.*
<b>FÍSICO QUÍMICA</b>										
Aspecto	-	Límpido								
Rigidez Dielétrica	R.D.	19							NBR 6869	> 30
Densidade	DEN.	0,88							NBR 7148	< 0,9
Índ. de Neutraliz.	I.N.	0,13							ABNT MB-101	< 0,25
Fator de Potência	F.P.	2,698							ASMT D-924	< 10
Tensão Interfacial	T.I.	23,4							NBR 6234	> 20
Teor de Água	T.A.	61,7							NBR 5755	< 35
N.Relatório	13605									
Observações	Os resultados obtidos na análise Físico Química atual apresentam Rigidez Dielétrica e Teor de Água <b>FORA</b> dos padrões recomendados para uso. Recomendamos: <b>Tratamento</b> do óleo isolante e secagem da parte ativa através de Filtro Termo Vácuo.									

Tabela 5.15 - Análise cromatográfica TRAF0 3 Subestação 4

Data Análise	21/07/12									Normas Aplicáveis
Data Coleta	21/07/12									
<b>GÁS CROMATOGRÁFICA</b>										
Resultados										
Hidrogênio	(H <sub>2</sub> )	157								NBR 7070
Oxigênio	(O <sub>2</sub> )	2654								
Nitrogênio	(N <sub>2</sub> )	65106								
Metano	(CH <sub>4</sub> )	83								
Mon de Carb.	(CO)	435								
Dióx de Carb.	(CO <sub>2</sub> )	4501								
Etileno	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	41								
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	100								
Acetileno	(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ND								
<b>Total Gases Combustíveis</b>		<b>816</b>								
Total de Gases		73077								
N.Relatório	13605									
Observações	Os resultados apresentam boas condições de operação, com leves sinais de sobrecarga. Recomendamos melhorar as condições de carregamento e refrigeração e reamostragem em 06 (seis) meses para acompanhamento.									

Os resultados mostrados nas tabelas 5.14 e 5.15 mostram que as condições do óleo indicam que a Rigidez dielétrica e o Teor de água estão fora dos padrões recomendados e necessita-se do acondicionamento ainda uma leve sobrecarga. Foi solicitado o acondicionamento do óleo e um estudo de fluxo de carga e de potência.

## - Subestação 4 Transformador 4

Tabela 5.16 - Análise físico-química TRAF0 4 subestação 4

	Fabricante	N.Série	Potência (KVA)	Local	Tensão Prim.(V)	Tensão Sec.(V)	TAG	Volume Óleo (l)	Ano Fabricação	Impedância
	x	194417	750	x	x	x	x	560	x	x
Data Análise	21/07/12								Normas Aplicáveis	
Data Coleta	21/07/12								Norma	Param.*
<b>FÍSICO QUÍMICA</b>										
Aspecto	-	Límpido								
Rigidez Dielétrica	R.D.	33,2							NBR 6869	> 30
Densidade	DEN.	0,884							NBR 7148	< 0,9
Índ. de Neutraliz.	I.N.	0,03							ABNT MB-101	< 0,25
Fator de Potência	F.P.	2,426							ASMT D-924	< 10
Tensão Interfacial	T.I.	34,3							NBR 6234	> 20
Teor de Água	T.A.	12,75							NBR 5755	< 35
N.Relatório	13606									
Observações	Os valores obtidos na análise Físico Química ATUAL encontram-se dentro dos padrões recomendados para uso. Recomenda-se: 1) Nova análise Físico Química em 12(doze) meses para acompanhamento.									

Tabela 5.17 - Análise físico-química TRAF0 4 subestação 4

Data Análise	21/07/12									Normas Aplicáveis
Data Coleta	21/07/12									
<b>GÁS CROMATOGRÁFICA</b>										
Resultados										
Hidrogênio	(H <sub>2</sub> )	923								NBR 7070
Oxigênio	(O <sub>2</sub> )	3002								
Nitrogênio	(N <sub>2</sub> )	69367								
Metano	(CH <sub>4</sub> )	268								
Mon de Carb.	(CO)	79								
Dióx de Carb.	(CO <sub>2</sub> )	3644								
Etileno	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	15								
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	319								
Acetileno	(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	1								
Total Gases Combustíveis		1605								
Total de Gases		77618								
N.Relatório	13606									
Observações	Os resultados indicam a existência de leves sinais de arco elétrico, sem problemas imediatos à operação da unidade. Recomendamos reamostragem em 30(trinta) dias para acompanhamento.									

Os resultados mostrados nas Tabelas 5.16 não mostra alterações nas análises físico-químicas da amostra de óleo, entretanto a Tabela 5.17 demonstra, através da análise cromatográfica, que a indícios de arco elétrico e então necessita-se um acompanhamento mais detalhado e uma reanálise dentro de 30 dias.

## - Subestação 4 Transformador 5:

Tabela 5.18 - Análise físico-química TRAF0 5 subestação 4

	Fabricante	N.Série	Potência (kVA)	Local	Tensão Prim.(V)	Tensão Sec.(V)	TAG	Volume Óleo (l)	Ano Fabricação	Impedância
	x	839020	1000	x	x	x	x	860	x	x
Data Análise	21/07/12								Normas Aplicáveis	
Data Coleta	21/07/12									
<b>FÍSICO QUÍMICA</b>									Norma	Param.*
Aspecto	-	Límpido								
Rigidez Dielétrica	R.D.	27,4							NBR 6869	> 30
Densidade	DEN.	0,851							NBR 7148	< 0,9
Índ. de Neutraliz.	I.N.	0,06							ABNT MB-101	< 0,25
Fator de Potência	F.P.	0,8							ASMT D-924	< 10
Tensão Interfacial	T.I.	29,8							NBR 6234	> 20
Teor de Água	T.A.	41,1							NBR 5755	< 35
N.Relatório	13607									
Observações	Os resultados obtidos na análise Físico Química atual apresentam Rigidez Dielétrica e Teor de Água <b>FORA</b> dos padrões recomendados para uso. Recomendamos: <b>Tratamento</b> do óleo isolante e secagem da parte ativa através de Filtro Termo Vácuo.									

Tabela 5.19 - Análise cromatográfica TRAF0 5 Subestação 4

Data Análise	21/07/12									Normas Aplicáveis
Data Coleta	21/07/12									
<b>GÁS CROMATOGRÁFICA</b>		<b>Resultados</b>								
Hidrogênio	(H <sub>2</sub> )	12								NBR 7070
Oxigênio	(O <sub>2</sub> )	12769								
Nitrogênio	(N <sub>2</sub> )	66638								
Metano	(CH <sub>4</sub> )	7								
Mon de Carb.	(CO)	200								
Dióx de Carb.	(CO <sub>2</sub> )	4850								
Etileno	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	22								
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	18								
Acetileno	(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ND								
<b>Total Gases Combustíveis</b>		<b>259</b>								
Total de Gases		84516								
N.Relatório	13607									
Observações	Os resultados indicam boas condições de operação, com leves sinais de sobreaquecimento generalizado. Recomendamos reamostragem em 12(doze) meses para acompanhamento.									

Os resultados mostrados nas tabelas 5.18 e 5.19 mostram que as condições do óleo indicam que a Rigidez dielétrica e o Teor de água estão fora dos padrões recomendados e necessita-se do acondicionamento ainda uma leve sobrecarga. Foi solicitado o acondicionamento do óleo e um estudo de fluxo de carga e de potência como o do Transformador 3 da Subestação 4.

## - Subestação 3 Transformador 1:

Tabela 5.20 - Análise físico-química TRAF0 1 subestação 3

	Fabricante	N.Série	Potência (kVA)	Local	Tensão Prim.(V)	Tensão Sec.(V)	TAG	Volume Óleo (l)	Ano Fabricação	Impedância
	x	211927	1500	x	x	x	x	980	x	x
Data Análise	21/07/12								Normas Aplicáveis	
Data Coleta	21/07/12								Norma	Param.*
<b>FÍSICO QUÍMICA</b>										
Aspecto	-	Límpido								
Rigidez Dielétrica	R.D.	42,6							NBR 6869	> 30
Densidade	DEN.	0,888							NBR 7148	< 0,9
Índ. de Neutraliz.	I.N.	0,09							ABNT MB-101	< 0,25
Fator de Potência	F.P.	0,929							ASMT D-924	< 10
Tensão Interfacial	T.I.	21,3							NBR 6234	> 20
Teor de Água	T.A.	23							NBR 5755	< 35
N.Relatório	13608									
Observações	Os valores obtidos na análise Físico Química ATUAL encontram-se dentro dos padrões recomendados para uso. Recomenda-se: 1) Nova análise Físico Química em 12(doze) meses para acompanhamento.									

Tabela 5.21 - Análise físico-química TRAF0 1 subestação 3

Data Análise	21/07/12									Normas Aplicáveis
Data Coleta	21/07/12									
<b>GÁS CROMATOGRÁFICA</b>		<b>Resultados</b>								
Hidrogênio	(H <sub>2</sub> )	ND								NBR 7070
Oxigênio	(O <sub>2</sub> )	18472								
Nitrogênio	(N <sub>2</sub> )	65207								
Metano	(CH <sub>4</sub> )	3								
Mon de Carb.	(CO)	185								
Dióx de Carb.	(CO <sub>2</sub> )	2109								
Etileno	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	80								
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	7								
Acetileno	(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ND								
<b>Total Gases Combustíveis</b>		<b>275</b>								
Total de Gases		86063								
N.Relatório	13608									
Observações	Os resultados indicam que o equipamento apresenta boas condições de operação. Recomendamos reamostragem em doze (12) meses para acompanhamento.									

Os resultados das análises físico-químicas e cromatográficas explicitadas nas tabelas 5.20 e 5.21 não evidenciaram problemas no óleo do transformador.

## - Subestação 3 Transformador 2:

Tabela 5.22 - Análise físico-química TRAF0 2 subestação 3

		Fabricante	N.Série	Potência (kVA)	Local	Tensão Prim.(V)	Tensão Sec.(V)	TAG	Volume Óleo (l)	Ano Fabricação	Impedância
		CONTRAF0	36635	1500	x	13,8	380	x	x	x	5,60%
Data Análise	21/07/12									Normas Aplicáveis	
Data Coleta	21/07/12										
<b>FÍSICO QUÍMICA</b>										Norma	Param.*
Aspecto	-	Límpido									
Rigidez Dielétrica	R.D.	40,6								NBR 6869	> 30
Densidade	DEN.	0,877								NBR 7148	< 0,9
Índ. de Neutraliz.	I.N.	0,18								ABNT MB-101	< 0,25
Fator de Potência	F.P.	3,215								ASMT D-924	< 10
Tensão Interfacial	T.I.	21,2								NBR 6234	> 20
Teor de Água	T.A.	13,3								NBR 5755	< 35
N.Relatório	13609										
Observações	Os valores obtidos na análise Físico Química ATUAL encontram-se dentro dos padrões recomendados para uso. Recomenda-se: 1) Nova análise Físico Química em 12(doze) meses para acompanhamento.										

Tabela 5.23 - Análise cromatográfica TRAF0 2 subestação 3

Data Análise	21/07/12										Normas Aplicáveis
Data Coleta	21/07/12										
<b>GÁS CROMATOGRÁFICA</b>		Resultados									
Hidrogênio	(H <sub>2</sub> )	154									NBR 7070
Oxigênio	(O <sub>2</sub> )	2122									
Nitrogênio	(N <sub>2</sub> )	74453									
Metano	(CH <sub>4</sub> )	17									
Mon de Carb.	(CO)	759									
Dióx de Carb.	(CO <sub>2</sub> )	6718									
Etileno	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	17									
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	8									
Acetileno	(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ND									
Total Gases Combustíveis		955									
Total de Gases		84248									
N.Relatório	13609										
Observações	Os resultados indicam que o equipamento apresenta boas condições de operação. Recomendamos reamostragem em doze (12) meses para acompanhamento.										

Os resultados das análises físico-químicas e cromatográficas explicitadas nas tabelas 5.20 e 5.21 não evidenciaram problemas no óleo do transformador.

As análises físico-químicas e cromatográfica nos transformadores evidenciaram os indicativos de falhas em alguns transformadores. Os transformadores que se apresentaram dentro dos padrões das normas foram indicados para uma nova amostragem dentro de 12 meses. No caso dos transformadores que demonstraram alguma alteração nas análises foram

indicados quais os problemas e um intervalo menor de reanálise ou intervenção para solução do problema.

Tabela 5.24 - Resumo dos problemas e sugestões

Análise		Físico-químico	Cromatográfico	Problema	Sugestão
Subestação 3	Transformador 1 - 1500kVA	OK	OK		Nova inspeção em 12 meses
	Transformador 2 - 1500kVA	OK	OK		Nova inspeção em 12 meses
Subestação 4	Transformador 1 - 1500kVA	OK	OK		Nova inspeção em 12 meses
	Transformador 2 - 1500kVA	OK	NOK	Sinais de sobrecarga	Melhorar a condição de refrigeração e carregamento. Nova inspeção em 6 meses
	Transformador 3 - 1500kVA	NOK	NOK	Rigidez dielétrica, teor de água fora dos padrões e leves sinais de sobrecarga	Tratamento de óleo isolante, secagem da parte ativa e melhorar as condições de carregamento e refrigeração
	Transformador 4 - 1000kVA	OK	NOK	Leves sinais de arco elétrico	Amostragem em 30 dias
	Transformador 5 - 750kVA	NOK	NOK	Rigidez dielétrica, teor de água fora dos padrões e leves sinais de sobreaquecimento generalizado	Tratamento de óleo isolante, secagem da parte ativa e melhorar as condições de carregamento e refrigeração

Assim fica evidenciado a importância da manutenção preditiva nos transformadores através das análises físico-químicas e cromatográfica do óleo isolante do transformador, uma vez que, através desses já ficaram evidenciados princípios de falhas que acarretam no envelhecimento precoce do transformador. Para o caso da fábrica em questão essa análise é ainda mais crucial posto que a esta não tem transformador reserva e os transformadores que estão em operação já estão no seu limite de carga.

## 5.2. Custos da manutenção

Um dos fatores primordiais em qualquer companhia é o custo que representa a manutenção. Para o caso da empresa em estudo a manutenção preditiva dos transformadores é de suma importância, isso porque a fábrica não tem transformador reserva e no caso de uma parada de transformador pode acarretar a parada de toda a indústria.

Em média, por dia, a indústria produz 200.000,00 caixas físicas de produtos, onde cada caixa física tem, em média, 8 embalagens. Gerando um total de 1.600.000,00 embalagens por dia.

Assim se faz extremamente necessário que os planos de manutenção sejam sólidos. A mantabilidade dos equipamentos também são fatores relevantes para o caso em estudo, uma vez que, em caso de ocorrência de falha se faz necessária a reparação que perdure o menor tempo possível com a máxima eficácia. Assim, a partir da análise acima o custo com a manutenção preditiva dos transformadores são:

Tabela 5.25 - Custo da manutenção preditiva

Preditiva	Equipamento	Duração/Quant	Periodicidade	Diária/Unitário	Custo Anual
Análise de Óleo Isolante	Transformadores	8 trafos	Anual	R\$ 280,00	R\$ 2.240,00
Análise de Termográfica	Painéis, Quadros Elétricos e transformadores	2 diárias	Mensal	R\$ 800,00	R\$ 19.200,00
Total					R\$ 21.440,00
Custo mensal					R\$ 1.786,67

De acordo com a análise da manutenção preditiva da análise físico-química e cromatográfica do óleo dos transformadores é necessário o tratamento do óleo e a secagem da parte ativa. Uma empresa terceirizada foi contratada para execução deste serviço.

Tabela 5.26 - Custo da manutenção corretiva

Descrição	Valor	Faturamento	Programação
Complemento, Substituição de Óleo e Termovácuo	R\$ 12.000,00	TERCEIRO	Não é necessário desligamento, mínimo 6 horas

Devido a total ausência de um banco de dados relativos a falhas dos transformadores potência da companhia, mesmo com equipamentos com mais de 30 anos de operação, posto em operação em 1983, fica inviabilizado um estudo matemático mais profundo, bem como, a aplicação da modelagem matemática de custos de manutenção apresentada no trabalho.

### 5.3. Sugestão de trabalhos futuros

A aplicação do modelo matemático para os custos explicitados na Seção 4.5 com a comparação com valores reais gastos com manutenção em um intervalo de tempo.

## 6. Conclusão

O trabalho de minha autoria se ajusta bem a mostrar como funcionam os principais métodos de gerenciamento de manutenção em sistemas fabris. E para exemplificação de tal, mostramos o caso real de gerência de transformadores elétricos de potência usados em uma fábrica em funcionamento.

Com o intuito de padronizar e orientar, a ABNT e órgãos internacionais fornecem bases técnicas adequadas para a manutenção dos transformadores. Essas técnicas podem ser corretivas, preventivas ou preditivas, e até sugerem indicações de períodos de manutenção.

Constatou-se que a implantação do TPM exige um esforço inicial de todo o corpo da empresa. E que para ser benéfica a introdução deste modelo, todos os colaboradores precisam estar envolvidos e motivados a pôr em prática visando benefícios futuros. No início a implementação do modelo é cansativo e pouco estimuladora. Entretanto, pouco depois da sua implementação, pôde-se perceber bons resultados, posto que as manutenções preditivas permitem um acompanhamento constante de cada equipamento para que eles estejam permanentemente em bom funcionamento evitando, assim, falhas.

Percebe-se também que, a partir da adoção do sistema TPM, a gerência passou a ter um maior controle de possíveis falhas e evitar custos variáveis de alta proporção. Enquanto o gasto com o custo fixo de manutenção, realizando as manutenções preditivas de termografia e análise do óleo, é de ordem bastante inferior comparado com o número de itens produzidos pela empresa.

O texto expõe também a importância do banco dados, posto que, a ausência dos registros de falhas dos transformadores de potência inviabiliza um estudo estatístico mais detalhado que poderiam prever de forma mais assertiva falhas e dar bases suficientes para programar as manutenções preditivas.

Os modelos apresentados seja o de gestão como o de custos, atenderam ao propósito de indicar que as ações de manutenção devem sempre estar controladas por padrões e valores que explicitem adequadamente a estratégia organizacional. Embora os dados disponíveis atuais não possibilitem uma exemplificação numérica destes modelos, neste TCC, tal objetivo deve ser perseguido.

## REFEÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, M. B. Cálculo das Probabilidades II, Rio de Janeiro, 2006

ANDRADE, W. S. AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E SUB-TRANSMISSÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, Rio de Janeiro, 2007

ARANTES, J. G. Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência pela Análise de Gases Dissolvidos em Óleo Isolantes Através de Redes Neurais. 2005

BECHARA, R. Análises de Falhas em Transformadores de Potência. São Paulo, 2010

BRITO, M. Manutenção - Manual Pedagógico PRONACI. 2003

BUENO, G. Furnas Inova no Transporte de Equipamentos, REVISTAS FURNAS, 34, maio/2008.

CARREIRA, F. & SILVA, L. & CANEIRA, T. Manutenção - Evolução e sua Importância. Lisboa, 2010

Gavrilovs, G. Technical condition asset management of power transformers - IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, 2011

LAFRAIA, J. R. B. Manual de Confiabilidade Manutenibilidade e Disponibilidade. Rio de Janeiro, QUALITYMARK, 2001.

LAURENTINO, A. C. Estudo do comportamento do óleo mineral isolante. 2003

LIMA, Luciano. Transformadores Reatores Reguladores - Ferramentas Para Uma Manutenção Baseada Em Confiabilidade. 2006

MIJAILOVIC, V. Method for effects evaluation of some forms of power transformers preventive maintenance. Kraljevo, 2007

MILASCH, Milan. Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante. 1984

MONCHY, F. A Função Manutenção - Formação para a Gerência da Manutenção Industrial. EBRAS/ DURBAN, 1989.

MOUBRAY, J. Reliability-centered Maintenance, 2. Oxford, British Library, 1997.

NUNES, J. L. O Óleo Isolante do Ponto de Vista Químico. In: Seminário de Materiais do Setor Elétrico, 4, Curitiba, 1994

PUENTE, J. & PINO, R. & PRIORE, P. & FOUENTE, D de L. A decision support system for applying failure mode and effects analysis. International Journal of Quality & Reliability Management, Bradford, v. 19, n. 2, p. 137-151, 2002.

RELIASOFT, Conceitos de Confiabilidade, Reliability Hotwire, Edição 3, 1-7, Maio 2005

SANTOS, Cícero M. P. dos. Manutenibilidade EL – 354 (confiabilidade – manutenibilidade – disponibilidade). Guia de Orientação (Notas de aula) – 2012.

SANTOS, Cícero M. P. dos; COELHO, J.; DIAS, A. Uma contribuição metodológica para a modernização de unidades hidrogeradoras, XV SNPTEE, 1999

SOKOLOV, V. New trends in transformer operation. How to recognize the weakest members among transformer population, ZTZ-Service Co- Kelman, Convener of CIGRE WG 12.30, 2007, p. 19.

SOUZA, D. Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28 anos: um estudo de caso. 2008

ZHANG, X. & GOCKENBACH, E. Asset-Management of Transformers Based on Condition Monitoring and Standard Diagnosis. IEEE Electrical Insulation Magazine, 24(4): 26-40, jul/ ago. 2008