

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
TECNOLOGIA EM AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL**

**GUSTAVO SALES DE LIMA**

**ANALISE DA IMPORTÂNCIA DE CONTROLADORES DIGITAIS NA MEDIÇÃO DA  
TEMPERATURA DO ENROLAMENTO EM TRANSFORMADORES A ÓLEO**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CORNÉLIO PROCÓPIO**

**2015**

**GUSTAVO SALES DE LIMA**

**ANALISE DA IMPORTÂNCIA DE CONTROLADORES DIGITAIS NA MEDIÇÃO DA  
TEMPERATURA DO ENROLAMENTO EM TRANSFORMADORES A ÓLEO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Tecnólogo em automação industrial, da Coordenação de Tecnologia em Automação Industrial, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Eduardo Heinemann

**CORNÉLIO PROCÓPIO**

**2015**

## **GUSTAVO SALES DE LIMA**

### **ANALISE DA IMPORTÂNCIA DE CONTROLADORES DIGITAIS NA MEDIÇÃO DA TEMPERATURA DO ENROLAMENTO EM TRANSFORMADORES A ÓLEO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 20h do dia 10 de Abril de 2015 como requisito parcial para a obtenção do título de Tecnólogo em Automação Industrial da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

---

Prof.(a) Eduardo Heinemann  
Professor(a) Orientador(a)  
UTFPR/ Campus Cornélio Procópio

---

Prof.(a) Rodrigo Sumar  
Professor(a) Convidado(a)  
UTFPR/ Campus Cornélio Procópio

---

Prof.(a) Jackson Luz  
Professor(a) Convidado(a)  
UTFPR/ Campus Cornélio Procópio

Dedico esta Monografia, ao criador de todas as coisas, aos professores e familiares pelo apoio e orientação nessa etapa da minha vida.

## **AGRADECIMENTOS**

Finalmente tenho a oportunidade de registrar após longo período minha satisfação em vencer essa jornada, onde momentos especiais foram vividos, com muita contribuição par a minha vida acadêmica e profissional. Muitas pessoas estiveram do meu lado em cada situação vivida. Porém em especial minha Mãe que sempre esteve ao meu lado em momentos bons e difíceis a Deus, e aos amigos que caminharam comigo nessa jornada, aos meus professores.

## RESUMO

Este trabalho tem como finalidade, apresentar uma análise do ensaio de elevação de temperatura em transformadores a óleo associado com a definição de parâmetros de controle na medição e monitoramento de temperatura, de transformadores a óleo, focando na evolução desse controle com a utilização de controladores digitais existentes no mercado, suas funcionalidade e interface com o operador e otimização do monitoramento da temperatura de transformadores. Sendo a temperatura uma variável de diagnóstico importantíssima na vida útil do transformador, porém não levada em conta por muitos compradores que contatam os fabricantes no momento da compra, colocando como um dos requisitos técnicos a obtenção real dos gradientes envolvidos na set de parâmetros dos controladores hoje existentes nesse monitoramento, que se erroneamente parametrizados poderão gerar valores não reais para o eficiente monitoramento dessa variável.

Palavras Chaves: Transformador, ensaios, elevação de temperatura, gradiente, temperatura do enrolamento, óleo isolante.

## ABSTRACT

SALES DE LIMA, Gustavo. **Title of the working:** análise da importância de sistemas digitais de controle na medição da temperatura do enrolamento em transformadores a óleo. \_\_\_ fls. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Tecnologia em automação industrial) – Federal Technology University - Paraná. Cornélio Procópio, 2014.

This work aims to present an analysis of temperature rise test on transformers associated with the definition of control parameters in the measurement and monitoring of temperature, oil transformers, focusing on the evolution of this control with the use of digital controllers on the market, their functionality and interface with the operator and optimization of temperature monitoring of transformers. The temperature being a variable of important diagnosis in the life of the transformer, but not taken into account by many buyers who contact the manufacturers at the time of purchase, posing as one of the technical requirements to obtain the real gradients involved in the set of parameters of the controllers today that existing monitoring, which can generate parameterized wrongly unreal values for efficient monitoring of this variable.

**Keywords:** Transformer testing, temperature rise gradient coil temperature, insulating oil.

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1: Limites de elevação de temperatura.....                                    | 13 |
| Figura 2: Princípio de medição do sistema de imagem termica.....                     | 15 |
| Figura 3: Proteção térmica analógica. ....   | 16 |
| Figura 4: Controlador de temperatura digital treetech. ....                          | 16 |
| Figura 5: Rele de Gás. ....  | 21 |
| Figura 6: Ciclo de Histerese .....   | 32 |
| Figura 7: Canal de óleo da bobina.....   | 35 |
| Figura 8: Termômetros analógicos para transformadores .....                          | 37 |
| Figura 9: Detalhes dos termômetros analógicos .....                                  | 39 |
| Figura 10: Controlador de temperatura digital. ....                                  | 41 |
| Figura 11: Diagrama de bloco do controlador de temperatura digital.....              | 42 |
| Figura 12: Circuito do ensaio de elevação de temperatura. ....                       | 44 |
| Figura 12: Gráfico do comportamento do ensaio de elevação de temperatura .....       | 45 |
| Figura 13: Estabilização do comportamento termico.....                               | 47 |
| Figura 14: Comportamento térmico da resistencia após desligamento. ....              | 48 |
| Figura 16: Detalhamentos da funcionalidades do controle de temperatura digital ..... | 50 |



## SUMÁRIO

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| <b>1.</b> | <b>INTRODUÇÃO .....</b>   | <b>10</b> |
| 1.1       | OBJETIVOS .....   | 10        |
| 1.2       | JUSTIFICATIVA .....   | 11        |
| 1.3       | METODOLOGIA.....  | 12        |
| <b>2.</b> | <b>TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA – ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA...13</b> |           |
| 2.1       | Falha em transformadores .....                                  | 16        |
| 2.2       | Causa de falhas .....   | 18        |
| 2.3       | Proteção contra curto circuito interno nos enrolamentos .....   | 19        |
| 2.4       | PROTEÇÃO CONTRA SOBRE CORRENTE .....                            | 20        |
| 2.5       | PROTEÇÃO POR RELÉ DE PRESSÃO OU RELÉ DE GÁS.....                | 20        |
| 2.6       | PROTEÇÃO CONTRA SOBRE CARGA.....                                | 22        |
| 2.7       | TERMOGRAFIA E TERMOSCOPIA NA DETECÇÃO DE FALHAS.....            | 22        |
| <b>3.</b> | <b>ENSAIOS EM TRANSFORMADORES .....</b>                         | <b>24</b> |
| 3.1       | ENSAIOS DE ROTINA.....  | 24        |
| 3.2       | Ensaio de tipo.....   | 25        |
| 3.3       | Ensaio especiais.....   | 26        |
| <b>4.</b> | <b>PERDAS ELÉTRICAS EM TRANSFORMADORES.....</b>                 | <b>27</b> |
| 4.1       | Perdas no cobre .....   | 27        |
| 4.2       | Perdas parasitas no condutor dos enrolamentos .....             | 29        |
| 4.3       | Perdas no ferro do núcleo magnético (perdas em vazio) .....     | 29        |
| 4.4       | Perdas por correntes parasitas ou de foucault.....              | 30        |
| 4.6       | Perdas por magnetização .....                                   | 33        |
| 4.7       | Perdas totais .....   | 33        |
| <b>5.</b> | <b>RENDIMENTO.....</b>  | <b>34</b> |
| <b>6.</b> | <b>DESENVOLVIMENTO.....</b>                                     | <b>35</b> |
| <b>7.</b> | <b>MONITORAMENTO DE TEMPERATURA .....</b>                       | <b>36</b> |
| 7.1       | Princípio de funcionamento dos termômetros analógicos .....     | 38        |
| 7.2       | Termômetros digitais.....                                       | 40        |
| <b>8.</b> | <b>ANALISE DO ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA.....</b>        | <b>43</b> |

|            |  |           |
|------------|--|-----------|
| <b>9.</b>  | <b>RESULTADOS OBTIDOS</b> .....                  | <b>47</b> |
| 9.1        | Análise dos resultados .....                     | 49        |
| <b>10.</b> | <b>CONCLUSÃO</b> .....                           | <b>51</b> |
|            | <b>REFERENCIA</b> .....                          | <b>52</b> |
|            | <b>APENDICE A – DETALHAMENTO FIGURA 12</b> ..... | <b>53</b> |
|            | <b>APENDICE B - FORMULAS</b> .....               | <b>54</b> |

## **1. INTRODUÇÃO**

Uma das maiores preocupações do setor elétrico é para que a utilização da energia elétrica seja cada vez mais racional e otimizada. Com o reconhecimento dessa dificuldade que o setor enfrenta para o crescimento e oferta de energia, uma vez que os recursos estão cada vez mais escassos, surge à necessidade de equipamentos e sistemas de proteção e monitoramento para que a energia elétrica seja cada vez mais utilizada com qualidade.

Os transformadores são equipamentos que requerem cuidados especiais, tanto de manutenção quanto operação, devido a sua importância para o sistema elétrico como um todo, a temperatura de operação é um dos parâmetros mais importantes nesse sentido, pois está diretamente ligada com a vida útil do equipamento, seu rendimento e degradação de materiais isolantes, se tornando um fator fundamental para monitoramento, gerando um diagnóstico

Este trabalho tem como finalidade, apresentar uma análise do ensaio de elevação de temperatura em transformadores a óleo e também o monitoramento da temperatura, focando na evolução desse controle com a utilização de controladores digitais existentes no mercado, suas funcionalidade e interface com o operador e otimização do monitoramento da temperatura de transformadores.

### **1.1 OBJETIVOS**

Evidenciar a importância da utilização de controladores digitais na temperatura em transformadores a óleo. Fornecer informações relevantes ao mercado consumidor de transformadores, incluindo na aquisição de instrumentos atuais do mercado nesse monitoramento e exigência de ensaios correlacionados no momento da especificação técnica. Evidenciar a importância do ensaio de elevação de temperatura em fornecimentos de transformadores. Correlacionar a medição de elevação de temperatura do enrolamento em operação. Evidenciar a importância da instalação de controladores digitais no monitoramento e proteção de transformadores, focando na manutenção preventiva com precisão, utilizando

valores referencia e de monitoramento confiáveis.

Manutenção preventiva - É todo serviço programado de controle, conservação e restauração dos equipamentos, obras ou instalações executadas com a finalidade de mantê-las em condições satisfatórias de operação e de prevenir contra possíveis ocorrências que acarretam a sua indisponibilidade. Manutenção corretiva - É todo serviço efetuado em equipamentos, obras e instalações com a finalidade de corrigir as causas e efeitos motivados por ocorrências constatadas que acarretam, ou possam acarretar, sua indisponibilidade em condições quase sempre não programadas. Manutenção corretiva de emergência - É todo serviço de manutenção corretiva executado com a finalidade de se proceder de imediato o restabelecimento das condições normais de utilização dos equipamentos, obras ou instalações. Manutenção corretiva de urgência - É todo serviço de manutenção corretiva executado com a finalidade de se proceder o mais breve possível o restabelecimento das condições normais de utilização dos equipamentos, obras ou instalações. Manutenção corretiva programada - É todo serviço de manutenção corretiva executado com a finalidade de se proceder, a qualquer tempo, o restabelecimento das condições normais de utilização dos equipamentos, obras e instalações, aproveitando-se de um programa ou eventual conveniência.  
Milasch, M. (1984)

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Esse trabalho será de grande valia para consumidores e operadores, na definição da escolha do sistema de temperatura a ser especificado em seu transformador no momento da compra. Pois trará um diagnóstico da importância dos controladores digitais nessa medição em função dos analógicos ainda fornecidos no mercado, realizando coleta de informações do ensaio de elevação de temperatura associados com parâmetros inerentes desses controladores que refletem um total monitoramento da temperatura do enrolamento.

### 1.3 METODOLOGIA

Foi necessário, uma pesquisa bibliográfica intensa, gerando coleta de informações pertinentes ao tema proposto. Essa pesquisa consistirá na busca de informações existentes sobre processo de fabricação, estilo construtivo do transformador a óleo de potência, tipos de refrigeração, gradientes de temperatura, controladores de temperatura eletrônicos de monitoramento e proteção, circuitos de medição de imagem térmica.

Chegando ao reflexo dessas informações na importância do monitoramento em campo da temperatura do enrolamento e as funcionalidades que os controladores digitais fornecer dessa componente.

## 2. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA – ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA

O transformador de potência é o equipamento de maior custo e de maior importância no sistema elétrico, por isso cuidados com a manutenção destes equipamentos é necessário e fundamental, já que a sua falha implica em grandes transtornos e prejuízos de grande monta. Nesse âmbito dos dispositivos fundamentais para a operação e monitoramento dos transformadores de potência são os dispositivos de medição de temperatura. (VASCONCELOS, 2007)

Sendo o transformador um dispositivo estático, está sempre trabalhando com temperaturas altas em função da energia dissipada em forma de calor nos enrolamentos e núcleo. (OLIVEIRA, 1984)

Essa temperatura não pode influenciar as propriedades do óleo isolante tão pouco as propriedades dos materiais isolantes empregados no equipamento, ou seja, deve estar dentro de parâmetros especificados para garantir o perfeito funcionamento desses componentes. Em função disso os fabricantes são regidos por especificações técnicas e normas que determinam que o transformador em funcionamento não vá atingir ou ultrapassar valores de temperatura que possam danificá-los.

Esses valores são chamados de elevação de temperatura, onde se possui valores especificados tanto para o óleo quanto para o enrolamento. A ABNT NBR 5356-2, 2007 – Transformadores de potência aquecimento, especifica esses valores na tabela abaixo.

| Sistema de preservação de óleo                | Limites de elevação de temperatura<br>°C <sup>a</sup>            |  |                                   |                                   |  | Em contato com a isolamento sólida ou adjacente a elas  | Não em contato com a isolamento sólida e não adjacente a elas |
|---|--|--|-----------------------------------|-----------------------------------|--|---|---|
|   | Dos enrolamentos   |  |                                   | Do ponto mais quente <sup>g</sup> | Do topo do óleo  |   |   |
|   | Média, por medição da variação de resistência                    |  | Do ponto mais quente <sup>g</sup> |                                   |  |   |   |
|   | Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido | Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido <sup>f</sup> |                                   |                                   |  |   |   |
| Sem conservador e sem gás inerte sob pressão  | 55   | 60   | 65                                | 50 <sup>b</sup>                   | Não devem atingir temperaturas superiores à classe térmica do material da isolamento-adjacente ou em contato com estas | A temperatura não deve atingir valores que venham a danificar componentes ou materiais adjacentes |   |
|   | 95 <sup>g</sup>  | 100 <sup>g</sup>   | 120 <sup>g</sup>                  | 60 <sup>g</sup>                   |  |   |   |
| Com conservador ou com gás inerte sob pressão | 55   | 60   | 65                                | 55 <sup>c</sup>                   |  |   |   |
|   | 65 <sup>d</sup>  | 70 <sup>d</sup>  | 80 <sup>d</sup>                   | 65 <sup>d</sup>                   |  |   |   |
|   | 95 <sup>g</sup>  | 100 <sup>g</sup>   | 120 <sup>g</sup>                  | 65 <sup>g</sup>                   |  |   |   |

Figura 1 – Limites de elevação de temperatura.

Fonte: NBR 5356-2, 2007.

Para comprovação desses valores o fabricante deve comprovar através do ensaio de elevação de temperatura que também é procedimentado nessa norma, onde deve-se encontrar a elevação de temperatura do óleo e do enrolamento sendo esses valores a identidade térmica do equipamento instalado em qualquer temperatura ambiente, para tal o método mais utilizado é o método da carga simulada ou método do curto circuito.

O método do curto circuito é o mais aceito, tendo como um único inconveniente a aplicação de perda totais em uma única parte, o enrolamento. (OLIVEIRA, 1984).

A técnica empregada, consiste em colocar um dos enrolamentos em curto circuito e no outro aplicar uma tensão tal que, produzam nos enrolamentos, correntes, que pelo efeito joule seria responsáveis pela geração de calor. As perdas devem ser a mesma dissipada em condições normais de funcionamento. (OLIVEIRA, 1984)

Um dos resultados desse ensaio e o mais importante para esse projeto, é o gradiente do enrolamento, que é encontrado no ensaio de elevação de temperatura, ele reflete quantos graus celsius o enrolamento está acrescentando ao óleo, com esse valor pode-se monitorar o que chamamos de imagem térmica.

A imagem térmica é utilizada para medir a temperatura do enrolamento, pois produz indiretamente a temperatura do enrolamento objeto de nosso projeto referente a sua medição por controladores digitais em comparação com os analógicos existentes. Na figura abaixo é possível evidenciar o principio de funcionamento dessa medição que está correlacionada diretamente com o resultado do ensaio de elevação de temperatura.

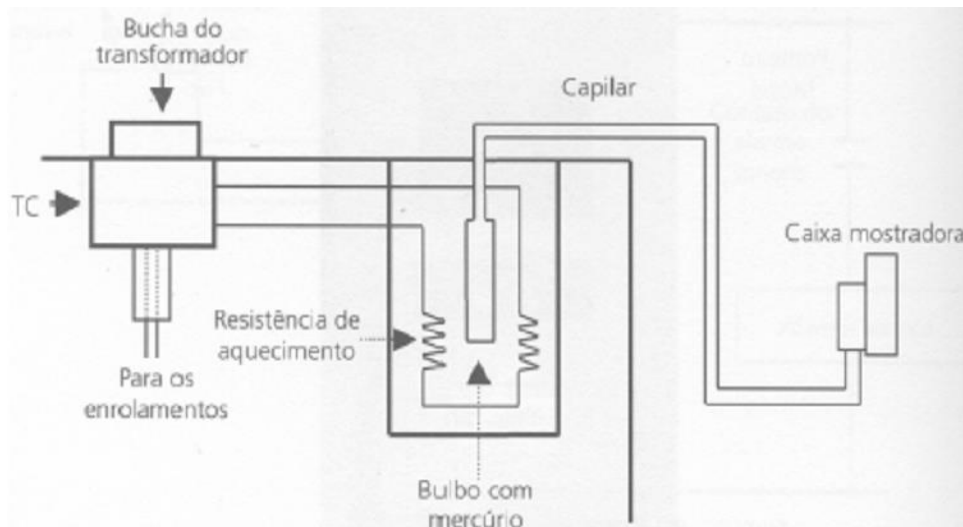


Figura 2 – Princípio de medição do sistema de imagem térmica do enrolamento.  
**Fonte:** WEG.

O sistema é composto de uma resistência de aquecimento e um sensor de temperatura simples ou duplo, ambos encapsulados e montados em um poço protetor, imerso em uma câmara de óleo. O conjunto é instalado na tampa do transformador, equalizando-se com a temperatura do topo do óleo, indicando assim a temperatura no ponto mais quente do enrolamento. A resistência de aquecimento é alimentada por um transformador de corrente associado ao enrolamento do transformador principal. (WEG)

Atualmente no mercado já é possível encontrar sistemas digitais de monitoramento e medição da temperatura, que em comparação com os analógicos existentes além de medir também geram varias funções de supervisão, que serão tratadas nesse projeto, associados com a importância da precisão dessa variação o ensaio de elevação de temperatura que também será tratado no projeto, através da sua associação do parâmetro gradiente do enrolamento com toda programação disponíveis nos controladores digitais, evidenciando para o cliente a importância desse ensaio associado com o monitoramento de campo e vida útil do transformador. A proteção térmica dos transformadores era feita com termômetros analógicos, como os mostrados na figura 3.





Figura 3: Proteção térmica analógica.

**Fonte:** Treetech.

Atualmente esses instrumentos estão sendo substituídos em massa por sistemas digitais que se corretamente parametrizados através dos valores resultantes do ensaio de elevação de temperatura podem gerar uma gestão técnica mais consciente e precisa da elevação de temperatura do transformador, abaixo na figura 4 está representado o controlador digital que será estudado nesse projeto.



Figura 4: Controlador de temperatura digital treetech.

**Fonte:** Treetech.

## 2.1 Falha em transformadores

O bom funcionamento de um transformador depende de uma série de

fatores, os quais podem ser resumidos na maneira pela qual é feita a manutenção e proteção do mesmo, e também na qualidade dos seus componentes.

A ocorrência de falhas no funcionamento de um transformador não pode ser eliminada, mas sim reduzida a um número e a uma intensidade que não causem danos ao sistema elétrico, através de equipamentos e métodos utilizados para seu controle.

Para que não ocorram dúvidas sobre a prevenção de falhas nos transformadores, devemos entender a diferença dos termos ensaio e teste. A palavra ensaio é empregada em assuntos científicos e técnicos para designar o conjunto de medições e verificações que são feitas quando uma máquina, um processo ou um produto são concluídos. Já a palavra teste é empregada para designar a fase pós-ensaio, ou seja, durante o uso do produto. (Oliveira, 1984).

A prevenção de falhas no funcionamento dos transformadores, assim como em outros equipamentos é função da qualidade e quantidade com que será feita a sua manutenção. O termo manutenção compreende toda atividade que se realiza através de processos diretos ou indiretos nos equipamentos, obras ou instalações com a finalidade de assegurar-lhes condições de cumprir com segurança e eficiência as funções para as quais foram fabricados ou construídos, levando-se em conta as condições operativas e econômicas.

Para tal a proteção dos sistemas é importantíssima. O termo proteção está relacionado com certos tipos de falhas que não podem ser evitadas, isto é, são falhas que fogem do controle humano, como por exemplo, descargas atmosféricas, aquecimento, etc. É claro que muitas vezes a proteção se confunde com a manutenção, uma vez que a manutenção também é uma medida de proteção.

Portanto são usados equipamentos e processos para proteger transformadores contra falhas inevitáveis que podem causar a completa destruição de um sistema elétrico e para que esta proteção seja garantida é realizada a manutenção desses equipamentos. Em sua utilização os transformadores estão sujeitos a curtos-circuitos nos enrolamentos, sobreaquecimento e situações de circuito aberto. Porém sua construção atingiu nível técnico elevado, que os mesmos podem ser considerado elementos de segurança nas instalações elétricas.

Na prática, não há proteção específica contra ocorrência de circuito aberto, que não é danoso por si só. Quanto a proteção térmica, mesmo em subestações sem operador, ela é feita por sistemas que controlam alarmes, bancos de ventiladores ou mesmo desligamentos. Assim, o que deve causar maior preocupação é a proteção contra curto-circuito interno. Os curtos-circuitos resultam de defeitos de isolamentos que, são constituídos por sobre tensões de origem atmosférica ou manobras, e por sobreaquecimento excessivo nos enrolamentos, o qual pode trazer prejuízos ao isolador do mesmo podendo acarretar curtos-circuitos entre espiras.

Basicamente grandes transformadores usam um tipo de proteção diferencial e proteção contra formação de gases. Pequenas unidades e transformadores de média potência podem fazer uso da proteção por relés de sobre corrente temporizados e/ou fusíveis. Relés térmicos e imagens térmicas constituem a proteção para sobrecarga.

## 2.2 Causa de falhas

Quando á falhas no funcionamento de um equipamento, podemos estabelecer métodos para prevenir (manutenção preventiva) e combater (manutenção corretiva) as mesmas. No que se refere ao transformador, as causas são diversas.

As principais causas de falhas no funcionamento do transformador são:

- Má qualidade dos seus componentes como tanque, chapas do núcleo, espiras, óleo isolante, etc;
- Má qualidade ou mau funcionamento dos equipamentos de proteção do transformador como relés, pintura, dispositivos de alívio de sobre pressão, indicadores de temperatura, bombas, etc;
- Descargas atmosféricas;
- Descargas parciais;
- Manobras no sistema elétrico.

### 2.3 Proteção contra curto circuito interno nos enrolamentos

Este tipo de proteção é feito preferencialmente por meio de relés diferenciais e de relés Buchholz. O relé diferencial é recomendado para todo banco trifásico acima de 1 MVA e mais econômico para potências acima de 5 MVA. Sempre que a proteção de sobre corrente, para transformadores abaixo de 1 MVA, não der a sensibilidade necessária, relés diferenciais devem substituí-los.

A proteção diferencial é capaz não só de eliminar todos os tipos de curto-circuito internos, inclusive entre espiras, como também os defeitos devido a arco nas buchas. Para isso comparam-se as correntes na entrada e na saída do elemento protegido, sendo que o relé, dito diferencial, opera quando atravessado por uma corrente cuja diferença ultrapassa certo valor ajustado e denominado corrente diferencial.

No caso de transformadores, aparecem outras correntes diferenciais, que não são de defeito, devido principalmente:

- À corrente de magnetização inicial;
- Aos erros próprios dos transformadores de medida colocados em cada lado do transformador;
- Ao não perfeito ajuste das relações de transformação dos transformadores de medida;
- À possível ligação do transformador de potência em tapes diferente, etc.
- Em consequência disso, só devem ser usados relés compensados ou diferenciais percentuais que possam superar estas diferenças.

## 2.4 PROTEÇÃO CONTRA SOBRE CORRENTE

Para a proteção contra curto-circuito de transformadores de média e pequena potência, em que a importância econômica é menor, relés de sobre corrente primários ou secundários são empregados em vez dos diferenciais.

Uma proteção mais simples, usada para transformadores empregados para alimentação de redes de baixa tensão, é constituída por fusíveis de grande capacidade de ruptura, instalado nas três fases.

Três TC's, um em cada fase, e pelo menos dois relés de fase e um de terra, são exigidos de cada lado do banco que é ligado através de um disjuntor à fonte de corrente do circuito. Por segurança, é preferível usar sempre três relés de fase e um de neutro.

Cada relé de sobre corrente deve ter:

- Um elemento de tempo inverso cuja corrente de picape é ajustada um pouco acima da máxima corrente de carga e suficientemente temporizado para ser seletivo com os outros relés do sistema durante faltas externas;
- Um elemento instantâneo cuja corrente de picape é fixada ligeiramente acima, seja da máxima corrente de curto-circuito para falta externa ou da corrente de magnetização, a que for maior.

Quando há mais que uma possível fonte de alimentação da corrente de defeito, é necessário que pelo menos alguns dos relés de sobre corrente sejam direcionais, tanto para obtenção de boa proteção, quanto por motivos de seletividade para as faltas externas.

## 2.5 PROTEÇÃO POR RELÉ DE PRESSÃO OU RELÉ DE GÁS

O relé de pressão é destinado a responder rapidamente a um aumento anormal na pressão do óleo do transformador, devido ao arco resultante de uma

falta interna. O relé não é sensível as lentas variações causadas pela variação de carga. Ele constitui assim grande valor de acrescentar aos relés diferenciais ou de sobre corrente, cobrindo as faltas que ocorrem dentro do tanque. Caso o transformador tenha tanque conservador de óleo, além de aproveitar a transmissão da onda de pressão no óleo, usa-se também o relé detector de gás. De fato, em caso de faltas, há formação de gás que, após certo tempo, fecha um contato acionando um alarme, antes que danifique o isolamento e assim provoque um dano maior. A análise periódica de gás revela se há caso de defeito elétrico (gás combustível).

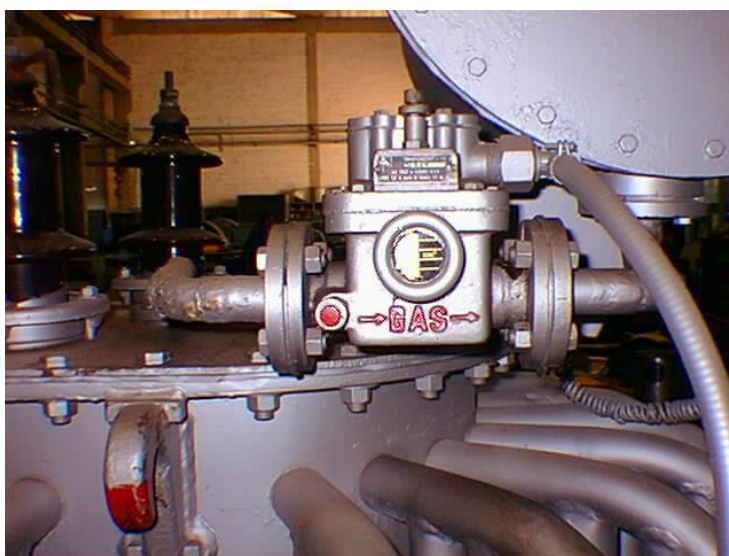


Figura 5: Relé de Gás.  
**Fonte:** Comtrafo

O chamado relé Buchholz, também conhecido como relé de gás, conforme figura 5 é uma combinação do relé de pressão com o relé detector de gás. Ele é composto de dois elementos, montados no tubo que liga o transformador ao conservador de óleo, um dos elementos é uma bóia colocada na câmara coletora de gás, enquanto o outro contém uma lâmina que é operada pela rápida circulação do óleo no tubo. O primeiro elemento detecta as faltas incipientes, por acumulação de gás, enquanto o segundo detecta curto-circuito que provoca rápida expansão do óleo entre o tanque e o conservador.

## 2.6 PROTEÇÃO CONTRA SOBRE CARGA

Destina-se a proteger o isolante de seus enrolamentos contra estragos provocados por aquecimento inadmissível.

Geralmente os transformadores dispõem de um indicador de temperatura, tipo termômetro, no topo do óleo, o qual por meio de tubo capilar poderá acionar um contato de alarme, outro contato para ligar ventiladores e ainda um outro para ligar bombas de circulação do óleo ou mesmo desligá-lo. Quando desejado, o transformador pode ser equipado com um detector de temperatura do enrolamento tipo resistência, alimentado por um TC; ou seja, trata-se de uma imagem térmica colocada dentro do óleo e refletindo a temperatura do ponto mais quente. Podem ser ainda usados relés térmicos, diretos ou secundários, que têm um dispositivo de disparo instantâneo, em associação com um elemento temporizado, podem servir como proteção de curto-circuito em certos casos.

## 2.7 TERMOGRAFIA E TERMOSCOPIA NA DETECÇÃO DE FALHAS

O princípio empregado nestes métodos de medição é o de que todos os corpos quando estão a uma temperatura acima do zero absoluto (-273 graus C) emitem radiação infravermelha proporcionalmente à sua temperatura. Assim ou medir-se o nível de radiação emitido, consegue-se por consequência saber-se a temperatura do corpo emissor.

Os aparelhos usados na termosopia são radiômetros, equipamentos que medem a temperatura dos objetos a distância. Eles concentram a energia emitida num único ponto, aonde existe um termistor que detecta a variação de temperatura.

Já na termografia são usados aparelhos dotados de visores, nos quais a variação de temperatura é mostrada em uma escala de cores.

A grande vantagem de se usar esta técnica de medição é de não haver contato humano com o corpo, já que ela é feita a distância. Geralmente um transformador, uma bucha ou um cabo, todos energizados, são os objetos de medida.

Praticamente são quatro as situações que exigem o uso da técnica exposta acima:

- Verificação da temperatura de buchas de isolamento sob carga;
- Verificação da temperatura na chave de comutação em comutadores operando sob carga;
- Verificação do aumento de temperatura na estrutura de aterramento e suporte do núcleo, provocados por centelhamento. Este geralmente não é detectado em outros testes;
- Verificação da temperatura em radiadores de calor, causadas por falha mecânica no fechamento ou abertura do registro.



### 3. ENSAIOS EM TRANSFORMADORES

Para verificar se realmente o transformador funciona adequadamente, são realizados ensaios pelos fabricantes, conforme prescrições contidas no documento de aquisição do comprador, sendo que esses ensaios devem ser executados de acordo com a Norma NBR 5356/2007, que prescreve os métodos a serem seguidos para os ensaios em transformadores. Para ensaio de descargas parciais que vamos dar uma prioridade nesse trabalho deve-se usar essa norma e em particular a NBR 9640 – Técnicas de ensaio de descargas parciais.

#### 3.1 ENSAIOS DE ROTINA

Esses ensaios são realizados pelo fabricante em sua fábrica, executando em todas as unidades de produção. Os ensaios desta categoria são:

- a) resistência elétrica dos enrolamentos;
- b) relação de tensão;
- c) resistência do isolamento;
- d) polaridade;
- e) deslocamento angular e seqüência de fases;
- f) perdas (em vazio e em carga);
- g) corrente de excitação;
- h) ensaios dielétricos:
  - Tensão suportável à frequência industrial, aplicada a fiação de acessórios;
  - Tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada);
  - Tensão induzida, para transformadores com tensão máxima do equipamento < 242 KV;
  - Tensão suportável nominal de impulso de manobra, para transformadores com tensão máxima do equipamento  $\geq 362$  KV;
  - Tensão suportável nominal de impulso atmosférico, para

transformadores com tensão máxima do equipamento  $\geq 362$  KV;

- Tensão induzida de longa duração, com medição de descargas
- parciais, para transformadores com tensão máxima do equipamento  $\geq 362$  KV;

i) tensão de curto;

j) estanqueidade e resistência à pressão, à quente, em transformadores subterrâneos de qualquer potência nominal, e à temperatura ambiente nos demais transformadores com potência nominal  $\geq 750$  KVA.

l) verificação do funcionamento dos acessórios.

### 3.2 Ensaios de tipo

O comprador deve especificar, na ordem de compra, os ensaios desejados e os números de unidades da encomenda sobre as quais devem ser executados. No caso de existirem resultados de ensaios anteriores executados sobre transformadores do mesmo projeto, o comprador pode dispensar a execução desses ensaios.

Os principais ensaios de tipos são:

a) elevação de temperatura;

b) tensão suportável nominal de impulso atmosférico, para transformadores com tensão máxima do equipamento  $\leq 242$  KV;

c) nível de ruído;

d) ensaios no óleo isolante, após contato com equipamento, em transformadores com o equipamento, em transformadores com  $U_m \leq 36,2$  KV;

e) medição da potência absorvida pelos motores de bombas de óleos e ventiladores;

### 3.3 Ensaios especiais

Os ensaios especiais são os seguintes:

- a) ensaio de curto circuito;
- b) medição de impedância de sequências zero de transformadores
- c) medição de harmônicos na corrente de excitação;
- d) vácuo interno;
- e) análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante;
- f) nível de tensão de rádio interferência;
- g) ensaios para verificação do esquema de pintura das partes internas e externas dos transformadores, conforme a NBR 11388.

## 4. PERDAS ELÉTRICAS EM TRANSFORMADORES

Nesta seção serão abordados todos os aspectos relacionados às perdas elétricas em transformadores.

As perdas elétricas em um transformador representam toda a potência absorvida e dissipada nos enrolamentos primários e secundários, e também pelo núcleo de ferro. As perdas em transformadores podem ser analisadas sob duas diferentes formas de operação, são denominados de Perdas em Vazio e de Perdas no Cobre.

### 4.1 Perdas no cobre

São as perdas elétricas que ocorrem no material dos enrolamentos e que podem ocorrer devido à:

Resistência Ôhmica dos Enrolamentos:

Essas perdas surgem pela passagem de uma corrente ( $I$ ) por um condutor de determinada resistência ( $R$ ), e que pode ser calculada com o auxílio da expressão.

$$P_h = kv f \beta^x \quad (1)$$

Quando:

- $R$  é a resistência elétrica do fio numa determinada temperatura ( $\Omega$ );
- $P$  é a resistividade do material utilizado para construir o enrolamento na mesma temperatura “ $t$ ” em que se deseja determinar a resistência ( $\Omega m$ );
- $l$  é o comprimento do fio (m); e
- $S$  é a área da seção transversal do fio ( $m^2$ ).

Como pode se verificar, os valores de resistência utilizados nas equações acima, são dependentes parâmetros, conforme indicado na expressão:

$$R_t = R_0 (1 + \alpha_0.t) \quad (2)$$

Onde:

- R é a resistência a “t” graus Celsius;
- R0 é a resistência a 0° C; e
- $\alpha$  é o coeficiente de temperatura da resistência a 0°C.

As perdas Ôhmicas podem ser representadas pela expressão.

$$P_{\Omega} = R \cdot I^2 \quad (3)$$

Essa expressão representa a perda no cobre crescendo quadraticamente quando a corrente no enrolamento aumenta.

Nos transformadores trifásicos com a carga equilibrada, geralmente, indica-se com R1 e R2 as resistências de cada fase primária e secundária e com I1 e I2 as respectivas correntes. As perdas no cobre são dadas pela expressão:

$$P_{\text{cobre}} = 3.(R_1.I_1^2 + R_2.I_2^2) = 3.R_e.I_2^2 \quad (4)$$

O aquecimento das perdas no cobre fica simplificado quando se levam em conta o peso do cobre e a perda específica, isto é, a perda em Watt por cada Kg de material (Martignoni, 1991).

A perda por efeito Joule, em um condutor de comprimento  $l_m$  e seção transversal S, são expressa por:

$$P_{\text{cobre}} = I^2 \cdot R = I^2 \cdot \rho \cdot L_m / S \quad (5)$$

O peso do condutor é dado:

$$W_{\text{cu}} = 8,9 \cdot L_m \cdot S \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

Onde 8,9 representa o peso específico do cobre. A perda específica no cobre resulta, então:

$$P_{\text{cu}} = P_{\text{cu}} / W_{\text{cu}} = I^2 / S^2 \cdot \rho \cdot 10^3 / 8,9 \quad (7)$$

Rearranjo a equação acima e multiplicado pelo peso do cobre, encontra-se a perda total no cobre de um enrolamento:

$$P_{\text{cu}} = 2,43 \cdot J^2 \cdot W_{\text{cu}} \quad (8)$$

Sendo J a densidade de corrente no condutor (em A/m<sup>2</sup>) e substituindo-se o valor de  $\rho$  para cobre recozido a 75°C (0,0216  $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ).

#### 4.2 Perdas parasitas no condutor dos enrolamentos

São as perdas produzidas pelas correntes parasitas induzidas nos condutores das bobinas pelo fluxo de dispersão. Essas perdas dependem da corrente, do carregamento e da geometria dos condutores das bobinas.

#### 4.3 Perdas no ferro do núcleo magnético (perdas em vazio)

Os transformadores são desenvolvidos a partir de um núcleo magnético

formado por chapas de aço-silício, onde são produzidas as perdas no ferro. Essas perdas ocorrem devido às correntes parasitas e à histerese magnética.

#### 4.4 Perdas por correntes parasitas ou de foucault

As referidas perdas são correntes que se induzem na massa condutora do núcleo, em virtude da variação do fluxo magnética dentro do mesmo.

Para reduzirem-se as perdas por correntes Parasitas ou de Foucault, o núcleo deve ser constituído de lâminas, ou finas chapas com uma finíssima camada de isolante entre as mesmas. As lâminas são orientadas paralelamente à direção do fluxo, conforme comentado anteriormente.

Nos casos de excitação permanente, a densidade do fluxo no núcleo é dada por:

$$B(t) = B_{\max} \cdot \text{SEN}(\omega t) \quad (9)$$

O valor médio da potência dissipada por correntes parasitas em um núcleo laminado submetidos a uma magnetização da laminação, é dado por:

$$P_f = K f V (f \cdot B_{\max} e)^2 \quad (10)$$

- $P_f$  são as perdas por correntes de Foucault (W);
- $K$  é a constante que depende do material do núcleo
- $V$  é o volume ativo do núcleo ( $m^3$ );
- $F$  é a frequência das variações da indução (Hz);  $e$  é a espessura das chapas do núcleo (m); e  $B_{\max}$  é a indução magnética máxima (T)

#### 4.5 Perdas por histerese

Os materiais ferromagnéticos são passíveis de magnetização do realinhamento dos domínios, o que ocorre ao se aplicar um campo (como o gerado por um indutor primário do transformador). Esse processo consome energia por meio de aquecimento, devido ao fato do material tentar acompanhar o campo variável. Ao se interromper o campo, geralmente, o material mantém uma magnetização, denominada de campo remanescente.

Sabe-se que a energia por unidade de volume, armazenada numa região de campo magnético de intensidade  $H$  e fluxo  $B$ , é dada pela integral:

$$W = \int_{B_1}^{B_2} H dB \quad (11)$$

Essa energia é absorvida da fonte elétrica de excitação, fonte essa que fornece uma corrente de magnetização e, portanto, a força magnetomotriz (fmm) necessário ao estabelecimento da intensidade de campo  $H$ .

*Dada uma curva de magnetização de um material ferromagnético, nunca anteriormente magnetizado. O acréscimo de intensidade de campo,  $H_2-H_1$  é o valor correspondente necessário para provocar o acréscimo de fluxo magnético,  $B_2-B_1$  (Falcone, 1992).*

A relação entre a densidade de fluxo magnético e a força magnetizada para certos materiais, expressas pelas suas curvas de magnetização, dependem não só da força magnetomotriz utilizada, como também do histórico magnético desses materiais. Isto significa que essas substâncias não voltam a sua situação magnética primitiva, após serem submetidas a um processo de magnetização. Se uma amostra de um material ferromagnético sem qualquer imantação inicial fosse submetida a uma força magnetizante crescente, sua curva de magnetização seria a *semelhança* à Figura 4 de “D” para “A”):



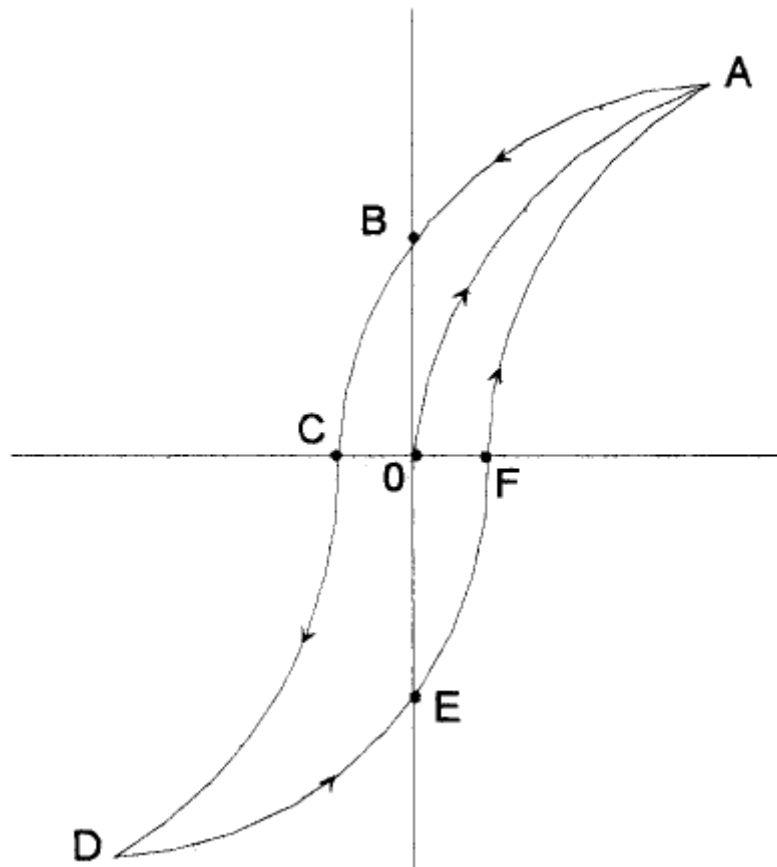


Figura 6: Ciclo de Histerese

Fonte: Comtrafo Transformadores S/A –  
ENGENHARIA

A redução da força magnetizante a zero deveria fazer cair também a zero o valor da densidade de fluxo. Entretanto, isto não ocorre, e o material permanece com alguma imantação, este resíduo é chamado densidade de fluxo remanescente, que é conseguido com a imantação da amostra até a saturação, é conhecida como remanência do material.

Para fazer desaparecer o magnetismo residual é necessário imantar o material em sentido contrário. A força magnetizante necessário para anular a densidade de fluxo remanente é chamada fora coerciva, e o maior valor desta força, justamente o correspondente de fluxo remanente, é chamado coercividade do material. O aumento progressivo da força magnetizante, sua

redução posterior, e novo aumento no sentido inicial da experiência provocam a variação da densidade de fluxo do modo observado na figura 4 (traçado CDEFA).

O retardamento observado na variação da densidade de fluxo dá-se o nome de histerese, pois esta palavra significa atraso, retardamento. Se o material ferromagnético é submetido a um campo alternado, como é o núcleo de um transformador, é necessário que o circuito elétrico primário do transformador ceda energia ao campo magnético, e essa é devolvida em forma de calor. A esta energia dá-se o nome de perdas por histerese.

#### 4.6 Perdas por magnetização

A magnetização caracteriza-se como uma das dimensões do núcleo magnético quando este é submetido a um fluxo magnético. Essa variação, produzida por forças internas do material ferromagnético, ocorre nos núcleos.

Diante das elevadas forças internas oriundas do fenômeno denominado magnetostricção, o volume do material ferromagnético se expande e se contrai. Essa deformação é transferida para os elementos que suportam o núcleo, tais como as culatras, os parafusos e os meios de amarração do mesmo, causando deformações plásticas dão origem às folgas, surgindo ruídos na estrutura magnetostritivas resulta em um trabalho não útil e na conversão de energia da forma elétrica para forma mecânica.

#### 4.7 Perdas totais

As perdas totais em transformadores podem ser determinadas pela somatória das perdas em vazio e perdas no cobre em carga (NBR 5356/1993).

## 5. RENDIMENTO

O rendimento é a relação entre a potência elétrica, fornecida pelo secundário do transformador, e a potência elétrica absorvida pelo primário, que pode ser expressa pela equação (Martignoni, 1991):

$$\eta = P_s / P_p \quad (12)$$

Onde:

- $\eta$  é o rendimento do transformador;
- $P$  é a potência absorvida pelo secundário;
- $P$  é a potência absorvida pelo primário.

Considerado o fator de potência, o fator de carga e as perdas do transformador, o qual pode ser expresso

$$n = 100 - \frac{(P_{fe} + F_c \cdot P_{cu})}{F_c \cdot P_m \cdot \cos\varphi + P_{fe} + F_c \cdot P_{cu}}$$
$$n = 100 - \frac{(P_{fe} + F_c \cdot P_{cu})}{F_c \cdot P_m \cdot \cos\varphi + P_{fe} + F_c \cdot P_{cu}} \quad (13)$$

Onde:

- $P$  são as perdas no ferro, em KW;
- $P$  são as perdas no cobre com carga normal, em KW;
- $F$  é o fator de carga
- $\cos\varphi$  é o fator de potência da carga;
- $P$  é a potência nominal do transformador, em KVA.

## 6. DESENVOLVIMENTO

Para alicerçar o projeto o conceito dado acima se resume na potência dissipada do transformador que reflete em temperatura de operação. No processo de fabricação esse componente é calculado levando-se em conta justamente essa dissipação, resultando em transformadores que construtivamente podem possuir canais de refrigeração nos enrolamentos, volume de óleo isolante adequado e mecanicamente em elementos refrigerantes chamados de radiadores. Diante desse cenário visando validar o objetivo do projeto foi selecionado um transformador de 3000 kVA, para elucidar essas etapas e comprovar a importância da utilização de controladores digitais na temperatura de operação do transformador e a importância de no ato da compra o cliente solicitar o ensaio de elevação e temperatura, pois o enrolamento como fonte de calor gera o que chamamos de gradiente do enrolamento, variável essa calculada e vulnerável a alterações durante o processo de fabricação podendo gerar valores bem diferente do calculado.

Abaixo vemos um detalhe dos canais de refrigeração, também chamados de canais de óleo, pois é o óleo mineral que executará essa ação de refrigerar o enrolamento.



Figura 7: Canal de óleo da bobina  
Fonte: Comtrafo Transformadores S/A.

Conforme descrito acima o processo de fabricação interfere diretamente no gradiente de temperatura do enrolamento, sendo esse a fonte de calor do

equipamento. Os canais de óleo na figura 7 podem durante a fabricação ser obstruídos ou ficarem com dimensões não proporcionais ao projetada, interferindo no fluxo de óleo por esse canal e consecutivamente na refrigeração.

O transformador de 3 MVA escolhido para esse projeto obteve durante o projeto um gradiente do enrolamento de 9 graus, no ensaio de elevação de temperatura. O que faremos é simplesmente verificar o valor real desse gradiente para parametrizar corretamente o controle de temperatura, fornecendo um breve conceito de seu funcionamento e aplicabilidade fechando com uma comparação com os sistemas analógicos ainda existentes, evidenciado sua superioridade.

## **7. MONITORAMENTO DE TEMPERATURA**

Dentro de uma subestação o transformador de potência é o equipamento de maior custo e de maior importância, por essa razão seu monitoramento preventivo merece uma atenção especial, principalmente referente a temperatura, atualmente existe vários métodos de monitoramento de temperatura em transformadores, que além de fornecerem dados térmicos também possuem interface com o nível de carga do equipamento, utilizando a corrente de TCs de medição inerente do transformador. (Eletricidade Moderna, Dezembro 2004)

A duração média de um transformador de potência é de em média 40 anos, Os acessórios conectados a ele nem sempre têm a mesma longevidade. Por isso, a preocupação com o processo de manutenção que aumente a confiabilidade operativa dos transformadores, bem como prolongar a vida útil de um transformador, ao mesmo tempo em que resulte em economia nos custos de manutenção e menor tempo de indisponibilidade da máquina, sendo uma atividade valiosa da gestão de ativos de uma subestação. E parte do trabalho da equipe de manutenção é assegurar que os acessórios do transformador continuem em funcionamento perfeito, com a precisão da medição, ou na condição de atuação dos alarmes e disparos confiáveis.

A proteção térmica analógica é grosseira e com vida útil bem mais curta que o transformador. Esses dispositivos são geralmente caixas robustas e impermeáveis, cobertas com vidro, com seus ponteiros mecânicos ajustáveis para comando dos ventiladores e funções de alarme e proteção, conforme figura 08 abaixo:



Figura 8: Termômetros analógicos para transformadores  
Fonte: Engº Wilson R. Baccega – CTEEP

Em geral, os indicadores de temperatura analógicos funcionam bem em seus primeiros anos de instalação. No entanto, ao longo dos anos se podem observar as seguintes deficiências:

- a) Os indicadores perdem a precisão com os anos e exigem calibrações periódicas mais constantes.
- b) A precisão depende da habilidade do técnico que faz os ajustes.
- c) Se observam alguns equipamentos com penetração de água ou umidade.
- d) Corrosão de contatos e partes metálicas internas.

e) Alarmes e disparos errôneos causados por termômetros antigos que utilizam ampola de mercúrio.

Além disso, soma-se a esses, outros problemas indiretos da aplicação de indicadores analógicos,

tais como:

f) Os capilares em equipamentos mais antigos tinham constrição, causada por manutenções anteriores no transformador. Isso provocava uma indicação muito inferior do que a temperatura real.

g) Processo de calibração trabalhoso que tomava muito tempo.

h) Não se encontrava peças de reposição no mercado.

#### 7.1 Princípio de funcionamento dos termômetros analógicos

Os medidores de temperatura do óleo como esses da Figura 3, fazem a medição direta da temperatura do topo do óleo através do sistema de sonda, capilar e mostrador com ponteiros. A sonda em contato com o óleo da parte superior do transformador faz com que o líquido expansivo no interior da sonda sofra uma expansão que vai colocar em marcha os ponteiros de medição e de disparo dos micro-interruptores ajustáveis. Com o aumento das temperaturas, os ponteiros alcançam os pontos ajustados para ligar os ventiladores, emitir alarmes e desligar o transformador. Abaixo temos um detalhamento desses tipos de termômetros:

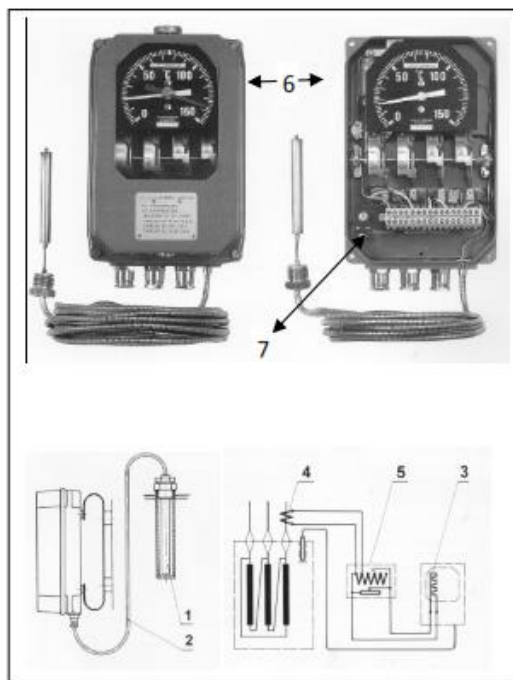


Figura 9: Detalhes dos termômetros analógicos  
 Fonte: Artigo Modernização de proteção térmica – ISA, 2013

Na figura 9 temos os seguintes componentes inerentes dos termômetros analógicos.

- 1 – Termo poço ou bulbo
- 2 - Tubos capilares
- 3 - Elementos de AQUECIMENTO
- 4 - TC de Imagem Térmica
- 5 - Caixas de Calibração
- 6 - Mostradores de ponteiros
- 7 - Contatos secos de alarme, disparo e resfriamento.

Devido aos altos níveis de tensão nos enrolamentos dos transformadores, o que impede a instalação de sondas de medição diretamente dos enrolamentos, a medição da temperatura dos enrolamentos é feita por imagem térmica, um processo de inferência indireta da temperatura através da temperatura do óleo e da corrente de carga do transformador. Além de uma unidade semelhante à que é utilizada para a indicação da temperatura do óleo, a unidade de medição de temperatura do enrolamento possui um dispositivo extra. Uma resistência de aquecimento acoplada a um termopço, e conectada ao transformador de corrente. A corrente do TC



produzirá um sobreaquecimento do bulbo e da sonda em relação à temperatura do topo do óleo, correspondente ao carregamento do transformador, que moverá o líquido expansível pelo capilar, produzindo uma indicação correspondente à temperatura do enrolamento.

## 7.2 Termômetros digitais

Atualmente existe uma nova categoria de equipamentos conhecidos como IEDs (Intelligent Electronic Devices), formando um sistema autônomo capaz de fazer medições e emitir alarmes, sem computadores ou softwares especiais associados, desenvolvido especificamente para o ambiente de subestações de alta tensão. (Eletricidade Moderna, Dezembro 2004). O princípio de funcionamento desses controladores é baseado na medição de temperatura do topo do óleo, efetuada por meio de sensores de temperatura RTD do tipo Pt100 ohms a 0° C, e a temperatura dos enrolamentos é determinada por meio de cálculos baseados em modelos matemáticos do comportamento térmico dos enrolamentos sem processos de imagem térmica baseado em resistência de aquecimento.

Para isso, esses controladores também recebem informações da corrente de carga do transformador através dos TC's de bucha especificados para esta finalidade. Esses monitores possuem um sistema descentralizado e modular, podendo ser ampliado com a adição de um outro monitor de temperatura independente para indicação da temperatura do enrolamento de média (ou baixa) tensão e do enrolamento do terciário (se existir).

Isso permite aplicar o equipamento em diferentes configurações de transformadores. Adicionalmente, possuem uma supervisão recíproca entre os monitores de temperatura via interconexão de suas portas seriais RS485, de modo que uma falha em um dos monitores de temperatura seja indicada pelo outro. Isso aumenta a segurança da supervisão térmica do transformador.

Suportam uma ampla faixa de temperatura de operação - 40 a + 85° C com presença de umidade. Mesmo que a temperatura média de uma região seja baixa,

as temperaturas próximas ao corpo do transformador ou dentro do armário de controle podem atingir três ou quatro vezes os valores médios da ambiente.

Da mesma forma que os termômetros mecânicos, esses os controladores contam com o registro das temperaturas mais elevadas atingidas desde a última vez em que o registro foi reiniciado. Para aumentar a segurança, o equipamento teria a possibilidade de medição redundante da temperatura da parte superior do óleo por meio de dois sensores de temperatura RTD do tipo Pt100, com possibilidade de conexão dos sensores RTD conectados com 4 ou 3 fios, com compensação da resistência dos cabos de conexão do(s) detector(es) de temperatura.

Diferenciadamente dos termômetros analógicos é possível a interface com supervisórios através de 1 porta de comunicação serial RS485 e outra RS232 para interconexão a um sistema de supervisão com protocolos de comunicação abertos Modbus RTU e DNP3.0, selecionável pelo usuário, e parametrização local via notebook. Algumas características e funções especiais integradas nos monitores de temperatura são muito úteis para ampliar a confiabilidade e a segurança da proteção térmica de transformadores.

Abaixo temos um exemplo do estilo construtivo dos controladores de temperaturas digitais.



Figura 10: Controlador de temperatura digital.

Fonte: Manual de instrução Treetech

Abaixo as varias possibilidades que esses controladores possibilitam ao usuário.

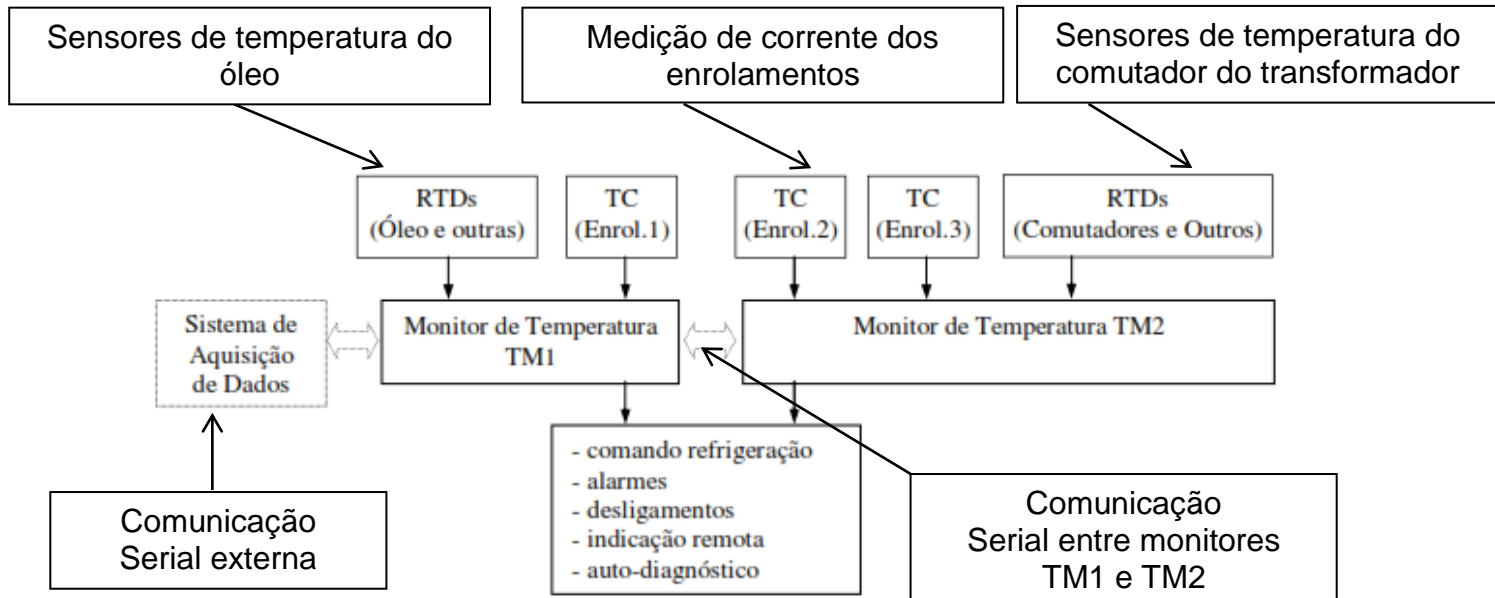


Figura 11: Diagrama de bloco do controlador de temperatura digital  
 Fonte: Manual Tretech

## 8. ANALISE DO ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA

Agora vamos analisar o ensaio de elevação de temperatura de um transformador de 3 MVA produzido em uma empresa do norte do Paraná, solicitado a fim de, ter precisão nos parâmetros de temperatura.

Para isso precisamos, entender como são os procedimentos desse ensaio. Trata-se de um ensaio fundamental para comprovação da potência nominal do transformador que procura simular as condições nominais de operação (plena carga), fundamental, especialmente nos dias atuais onde a escassez de investimentos provoca verdadeiros desafios quanto à existência de eventuais reservas operacionais.

Os ensaios de elevação de temperatura em transformadores imersos em óleo incluem a determinação da elevação da temperatura do topo do óleo e das elevações de temperatura dos enrolamentos. Com os resultados obtidos neste ensaio, podemos obter a comprovação da potência real do transformador. O ensaio de elevação de temperatura poderia ser realizado colocando-se o transformador em operação nominal, determinando-se em seguida as temperaturas em pontos distintos. Isso seria válido para pequenos transformadores onde a simulação da carga nominal é relativamente fácil de se obter.

Entretanto, para médias e grandes potências, o problema tornar-se-ia maior e mesmo impraticável. A normalização brasileira recomenda quatro processos para se determinar a elevação de temperatura (métodos da carga efetiva, circuito aberto, oposição e curto-circuito), dentre os quais destacamos o método do curto-circuito, mais difundido para determinação das condições térmicas do óleo e do enrolamento de um transformador de potência de forma indireta, com resultados consagradamente reconhecidos.

A técnica consiste em se colocar um dos enrolamentos em curto-circuito e no outro aplicar uma tensão tal que produza nos enrolamentos as respectivas perdas totais (perdas em vazio + perdas em carga) que seriam responsáveis pela geração de calor produzido pela operação do transformador em condições nominais. Durante a aplicação da corrente nominal é monitorada a temperatura ambiente

utilizando 3 sensores distribuídos em volta do transformador. A temperatura do topo do óleo também é monitorada com um sensor posicionado no topo do óleo no tanque principal. Abaixo temos uma ilustração da configuração desse ensaio.

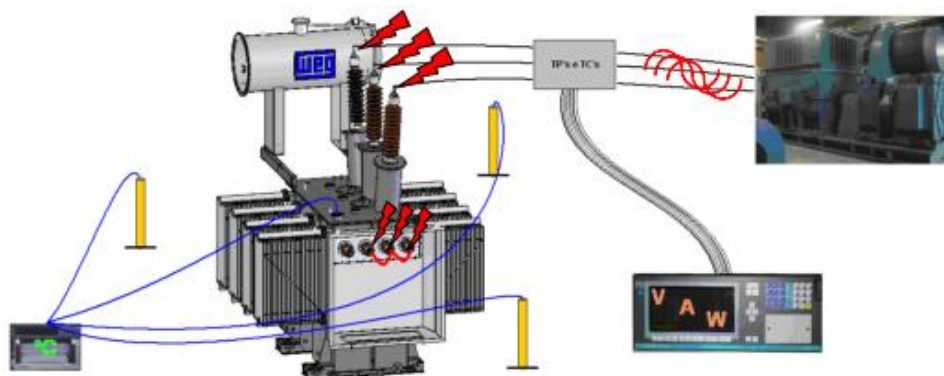


Figura 12: Circuito do ensaio de elevação de temperatura.  
Fonte: WEG

Local do ensaio deve ser o local fechado e que não sofra interferência de temperatura externa. Para se obter a temperatura do enrolamento é utilizado método de ensaio de variação de resistência no enrolamento logo após seu desligamento. A temperatura obtida por este método é a média do enrolamento, uma vez que as partes internas e externas de um condutor sofrem efeitos diferentes com a circulação de corrente alternada.

A partir das medições de resistência dos enrolamentos à temperatura ambiente com o transformador em equilíbrio térmico entre enrolamentos-ambiente, sem operar/energizar durante um tempo adequado, que depende das características de cada equipamento (potência, tensão, corrente, aspectos construtivos, etc), e das medições de variação da resistência a quente em função do tempo, é possível determinar as temperaturas dos enrolamentos. Abaixo temos um gráfico que demonstra a evolução do ensaio.



Figura 12: Gráfico do comportamento do ensaio de elevação de temperatura

Fonte: fonte própria

O equipamento deve ser mantido nessas condições até que a temperatura estabilize, na condição de variação máxima de 1°C nas 3 últimas horas, e se verifique a elevação de temperatura do óleo isolante, sendo:

$$\theta_{\text{óleo}} = \frac{T_{\text{óleo}}}{T_{\text{amb. Média}}} \quad (14)$$

Após esse período, a corrente de ensaio é reduzida à corrente nominal da derivação na qual está sendo realizado o teste e mantida assim por um período de 1 hora, para depois, iniciar as medições de resistência dos enrolamentos a quente, que auxiliarão no cálculo de elevação do enrolamento interagindo com o gradiente encontrado na elevação do óleo isolante ( $\theta^{\circ}$ ), sendo:

Equação 15 – Temperatura do enrolamento no instante zero da energização.

$$\theta^{\circ} \text{ Enrol.} = \frac{R\theta}{R_0} (K_{\text{mat.}} + \theta_0) - K_{\text{mat.}} \quad (15)$$

Equação 16 – Gradiente de transferência de temperatura do enrolamento

para o óleo.

$$\theta^{\circ} \frac{\text{Enrol}}{\text{óleo}} = \theta^{\circ} \text{Enro.} - T \text{ topo óleo} \quad (16)$$

Equação 17 – Gradiente de temperatura do enrolamento para o ambiente.

$$\theta^{\circ} \frac{\text{Enrol}}{\text{Amb.}} = \theta^{\circ} \frac{\text{Enro}}{\text{óleo}} + \theta^{\circ} \text{óleo} \quad (17)$$

Entre as medições de resistência de cada perna do enrolamento, o equipamento deve ser novamente energizado com a corrente nominal por mais uma hora.

## 9. RESULTADOS OBTIDOS

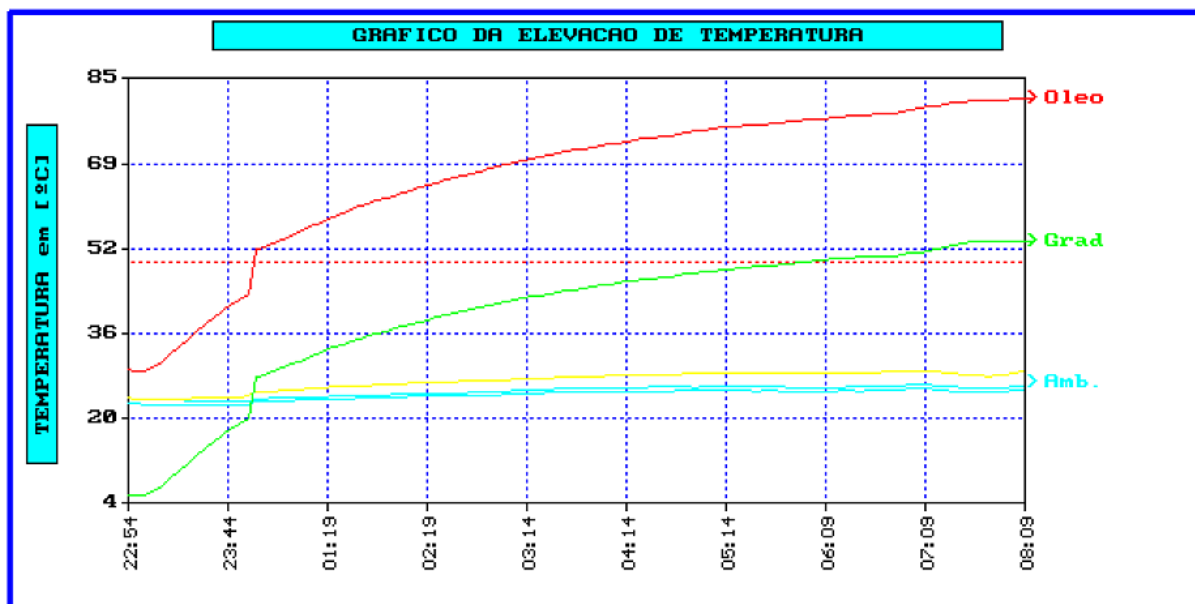


Figura 13 – Estabilização do comportamento termico

Fonte:COMTRAFO

Conforme figura 13 após 8 horas submetido a perdas totais o transformador estabilizou com um gradiente do óleo de 53.39 graus estando a temperatura ambiente média no momento da estabilização com 27,12 graus, chegamos a esse valor de elevação de temperatura do óleo aplicando a equação 14. Após atingir a estabilização o transformador foi submetido a corrente nominal de operação por mais 1 hora onde foi desenergizado e coletado a resistência ôhmica do enrolamento, que aplicando a equação 15 chegamos a temperatura do enrolamento de 85,4 graus par ao enrolamento de alta tensão e 82,7 graus para o enrolamento de baixa tensão, abaixo temos a figura onde evidencia o comportamento da resistência ôhmica logo após o transformador ter sido desligado.



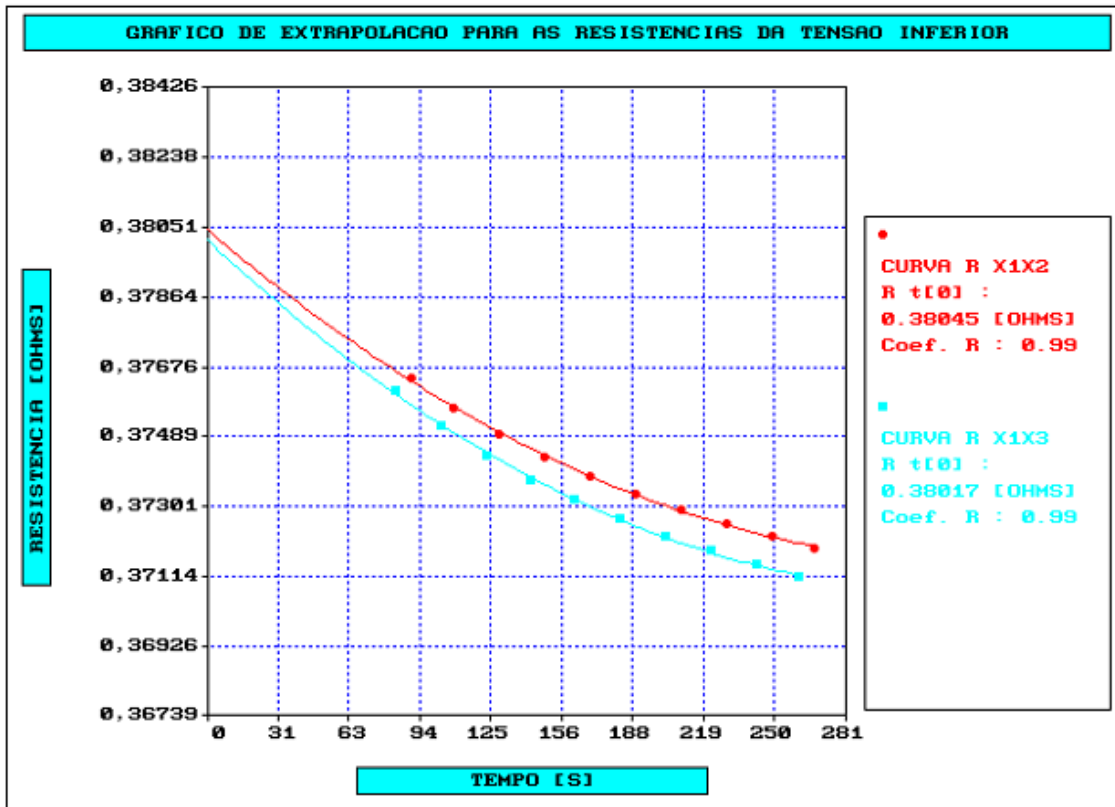


Figura 14 – Comportamento térmico da resistencia após desligamento.

Fonte: COMTRAFO

A figura 14 acima mostra que a resistencia ohmica vai diminuindo seu valor ohmico ao longo que sem corrente elétrica o transformador perde dissipação termica. Fazendo uma extrapolação de tendencia par ao eixo Y é possível chegar a resistencia no tempo zero logo após o desligamento, esse valor alimentado na equação 15 em relação e resistencia com o transformador em repouso, chamada de resitencia a frio chega-se ao valor termico da temperatura do enrolamento medido. Anotando o valor de temperatura que o óleo se encontra nesse momento de 79,4 graus aplicando a equação 16 com o velo encontrado na equação 14 temos o gradiente do enrolamento de 3,5 graus. Esse gradiente do enrolamento aplicado na equação 17 com o valor encontrado na equação 15 temos a elevação de temperatura do enrolamento definido para esse transformador, chegando-se a 57,3 graus para o enrolamento de baixa tensão e 57,9 graus para o enrolamento de baixa tensão.

## 9.1 Análise dos resultados

Nota-se que o gradiente do enrolamento encontrado nesse ensaio foi de 3,5 graus para o enrolamento de baixa tensão e 4,1 graus para o enrolamento de alta tensão. Esse valor encontrado é a identidade térmica do equipamento, ou seja, em qualquer lugar que esse transformador estiver instalado o enrolamento estará com esses valores de gradiente do enrolamento óleo acima da temperatura que está sendo medido no topo do óleo isolante. Imaginando que esse equipamento esteja operando no nordeste do Brasil e seu óleo isolante está com uma temperatura de 60 graus o enrolamento como fonte térmica estará com 63,5 graus para o enrolamento de baixa tensão e 64,1 graus para o enrolamento de alta tensão.

Esse cliente escolheu o sistema analógico para o monitoramento térmico e proteção do transformador de nosso estudo, conforme a figura 9, que aplica-se a esse sistema de monitoramento, sendo esse um sistema mais barato a curto prazo, onde somente seria ajustado o potenciômetro de corrente do TC instalado no enrolamento para aquecimento da resistência do sistema de imagem térmica, liberando para o cliente em campo somente visual e local o valor de temperatura do enrolamento contato de alarmes e trip e em alguns casos contatos auxiliares para atuação de ventilação forçada, limitando esse controle a circuito de proteção com indicadores perdem a precisão com os anos e exigem calibrações periódicas mais constantes, deixando essa precisão dependente da habilidade do técnico que faz os ajustes, podendo penetrar de água ou umidade, gerar corrosão de contatos e partes metálicas internas, gerando alarmes e disparos errôneos.

A escolha mais cara em curto prazo que seria a escolha do controlador de temperatura digital eliminaria todas as carências dos termômetros analógicos, conforme evidencia a figura 16 as várias possibilidades de entradas e saídas de controle desse sistema se adquirido.

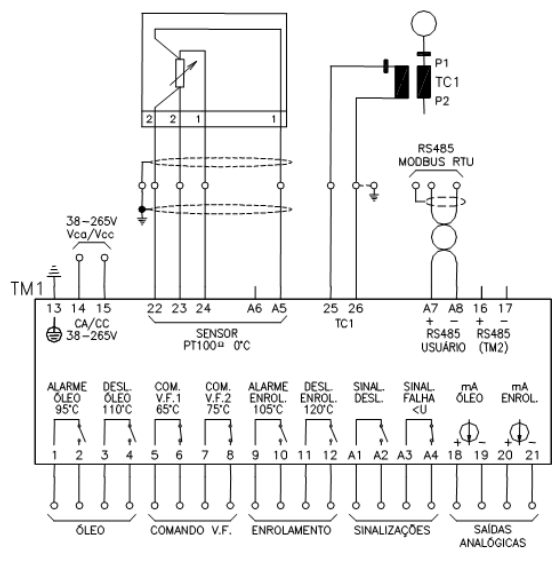


Figura 16 – Detalhamentos da fucionalidades do controle de temperatura digital

Fonte: Treetech

## 10. CONCLUSÃO

Ficou evidente pela precisão do valor parametrizado no termômetro, que o cliente solicitou o ensaio de elevação de temperatura. Ficou evidente a escolha do sistema analógico de temperatura o limitou na operação do transformador não permitindo acesso ao leque de controles e monitoramentos que o controlador digital oferece. Com isso evidencia-se a importância da utilização de controladores digitais no controle de temperatura de transformadores, através das informações geradas nesse projeto relevantes para o mercado consumidor na definição do controle de temperatura do seu equipamento, incluindo na aquisição, instrumentos atuais do mercado nesse monitoramento, e exigência de ensaios correlacionados no momento da especificação técnica. Também ficou evidente a importância do ensaio de elevação de temperatura em fornecimentos de transformadores correlacionando a medição de elevação de temperatura do enrolamento, com parâmetros de controle da medição de temperatura em operação. Enfim a importância da instalação de controles digitais no monitoramento e proteção de transformadores, gera mais confiabilidade e foco na manutenção preventiva com precisão, utilizando valores referência e de monitoramento confiáveis.

## REFERENCIA

ALVES, Marcos, “**Sistema de Monitoramento OnLine de Transformadores de Potência**”, Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004

ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA CTEEP - TE/TEP-404/05 R0- Sistema De Medição Digital Microprocessado de Temperatura de Óleo e de MILASCH, M. **Manutenção de transformadores em líquidos isolante**. São Paulo: Edgard Blücher, 1984.

OLIVEIRA, J. C. **Transformadores teoria e ensaios**. São Paulo: Edgard Blücher, 1984.

WALTER, R. **Transformadores fundamentos de projeto**. Blumenau - SC: ufrg, 2002.

WEG, **Característica e Especificações de Transformadores de Distribuição e Força - DT-11**

Vasconcelos, Vagner. **Preposição de um sistema integrado de Gestão de Transformadores**. São Paulo – SP, Escola Politécnica de São Paulo, 2007.

Mora, Jesus Fraire (Edição 4, 2002). Máquinas Eléctricas. España

ABNT NBR 5356, parte 1 – Generalidades Anexo A, 2007

IRAM 2325, instituo argentino de normatização de materiais, 1992

## APENDICE A – DETALHAMENTO FIGURA 12

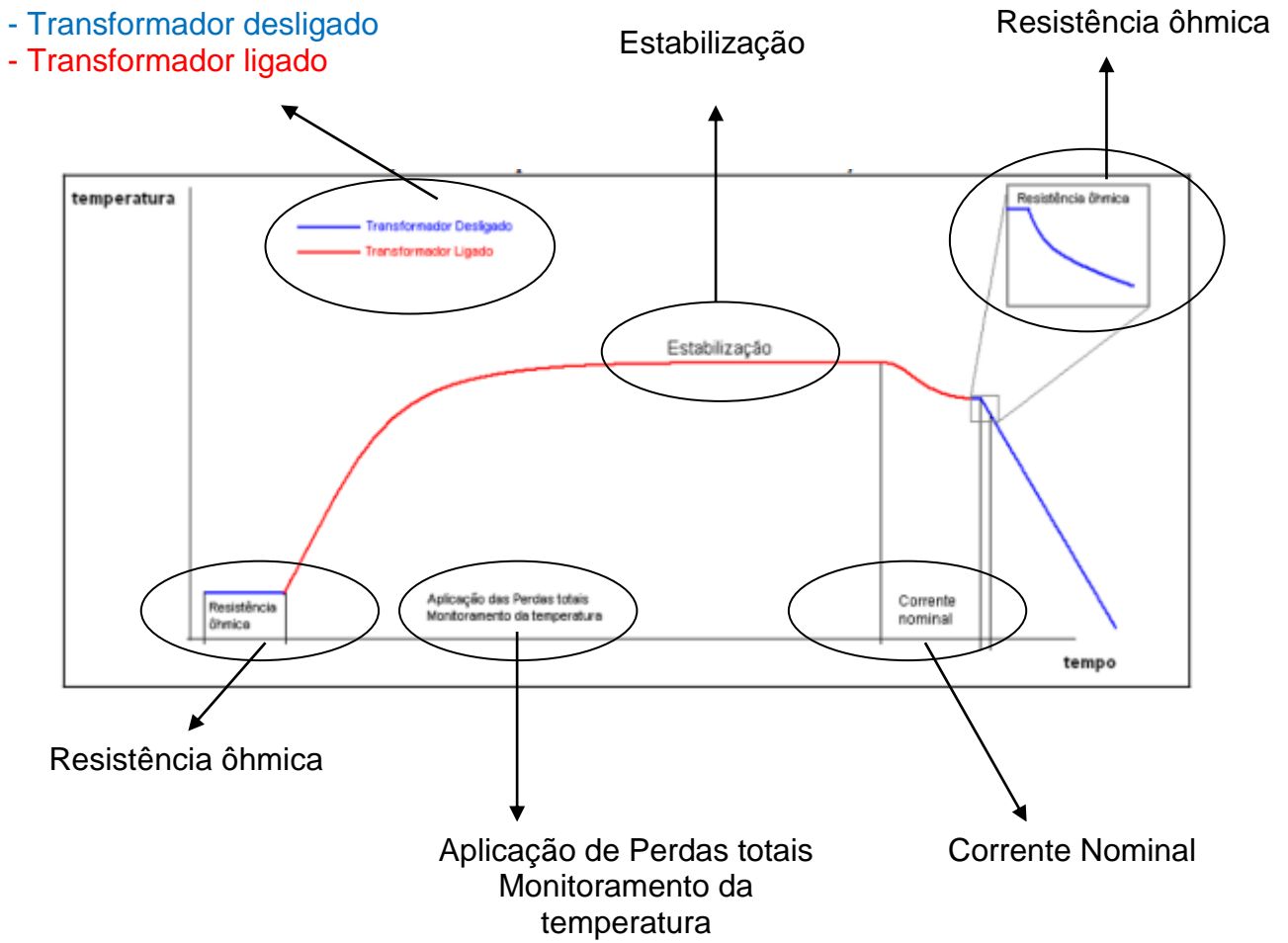


Figura 12: Gráfico do comportamento do ensaio de elevação de temperatura

Fonte: fonte própria

## APENDICE B - FORMULAS

$$P_h = kv f \beta^x$$

Perdas ôhmicas teóricas

$$R_t = R_0 (1 + \alpha_0.t)$$

Resistência em função da temperatura

$$P_{\Omega} = R \cdot I^2$$

Perdas Ôhmicas do ensaio

$$P_{\text{cobre}} = 3 \cdot (R_1 \cdot I_1^2 + R_2 \cdot I_2^2) = 3 \cdot R_e \cdot I_2^2$$

Perdas no cobre

$$P_{\text{cobre}} = I^2 \cdot R = I^2 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S}$$

resistividade do material.

Perdas no cobre em função da

$$W_{\text{cu}} = 8,9 \cdot L_m \cdot S \cdot 10^{-3}$$

Peso do condutor

$P_{\text{cu}} = P_{\text{cu}} / W_{\text{cu}} = I^2 / S^2 \cdot \rho \cdot 10^3 / 8,9$   
peso específico

Perda no cobre em função do

$$P_{\text{cu}} = 2,43 \cdot J^2 \cdot W_{\text{cu}}$$

Perda no cobre final calculada

$$B(t) = B_{\text{max}} \cdot \text{SEN}(\omega t)$$

Densidade de fluxo

$$P_f = K f V (f \cdot B_{\text{max}})^2$$

Perdas por Focault

$$W = \int_{B_1}^{B_2} H dB$$

Perdas por dispersão

$$\eta = P_s / P_p$$

Rendimento Prático

$$n = 100 - \frac{(P_{fe} + F_c \cdot P_{cu})}{F_c \cdot P_m \cdot \cos \varphi + P_{fe} + F_c \cdot P_{cu}}$$

Rendimento Teórico