



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO, DE CIÊNCIAS EXATAS E EDUCAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENG. DE CONTROLE, AUTOMAÇÃO E COMPUTAÇÃO
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

Gabriel Linshalm Köhler

Análise comparativa de técnicas de monitoramento de temperatura em transformadores de potência

Blumenau
2023

Gabriel Linshalm Köhler

Análise comparativa de técnicas de monitoramento de temperatura em transformadores de potência

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação do Centro Tecnológico, de Ciências Exatas e Educação da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Engenheiro de Controle e Automação.

Orientadora: Orientadora, Dra. Janaína Gonçalves Guimarães

Blumenau

2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Köhler, Gabriel Linshalm

Análise comparativa de técnicas de monitoramento de temperatura em transformadores de potência / Gabriel Linshalm Köhler ; orientadora, Janaina Gonçalves Guimarães, 2023.

69 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Blumenau, Graduação em Engenharia de Controle e Automação, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia de Controle e Automação. 2. fibra óptica. 3. monitores;. 4. temperatura.. I. Guimarães, Janaina Gonçalves. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Controle e Automação. III. Título.

Gabriel Linshalm Köhler

Análise comparativa de técnicas de monitoramento de temperatura em transformadores de potência

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Engenheiro de Controle e Automação” e aprovado em sua forma final pelo Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação.

Blumenau, 26 de abril de 2023.

Banca Examinadora:

Prof. Orientador, Dra. Janaína Gonçalves
Guimarães
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof., Dr. Adão Boava
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof., Dr. Adriano Péres
Universidade Federal de Santa Catarina

Dedico este trabalho aos meus pais e meu avô, João Linshalm Filho, por sempre acreditarem em mim e me apoiarem em todas as minhas conquistas.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família, em especial meus pais, Sadir José Köhler e Lucile Linshalm Köhler, e meu irmão, Leonardo Linshalm Köhler, por sempre estarem dispostos a me ajudar e me apoiar em todos os momentos durante a graduação, eles são minha fonte de amor e inspiração. Agradeço também a minha prima, Caroline Linshalm Lenzi, que por diversas vezes me apoiou e me ajudou durante esse caminho. Agradeço a minha orientadora que aceitou me guiar em um trabalho tão importante, contribuindo, auxiliando e orientado sempre da melhor forma em busca da excelência.

Aos meu amigos e colegas de trabalho, em especial a Fabrício Silveira Dias, que me auxiliou e transmitiu diversas experiências e conhecimentos técnicos da área contribuindo nas análises deste trabalho. Também, ao Adriano Schmitt e Jorge Luis Goy Pedroso Júnior que me ajudaram e incentivaram a escrever sobre esse tema.

Um agradecimento em especial aos meus amigos que me acompanharam de perto durante essa jornada, dentro e fora da sala de aula como, Adriano Pertile, Alessandro Andreazza, Alessandro Rafael Girardi, Eduardo Felipe Bremer, Gustavo Vicenzi e a todos os outros amigos e colegas que sempre estiveram comigo.

"Go where you're lookin', and look where you're goin'." (EASTWOOD, Clint)

RESUMO

O aumento da temperatura pode causar danos irreversíveis e prejuízos não só para a operação, mas para toda uma comunidade que recebe a energia transmitida por um transformador elétrico de potência. Diante disso, este trabalho teve como objetivo apresentar e comparar os diferentes tipos de monitoramento de temperatura para transformadores de potência existentes no mercado. Foi possível observar o avanço da tecnologia e compreender sobre o seu funcionamento. Bem como compreender que existem várias considerações e cálculos importantes para garantir todo o funcionamento do sistema. Métodos antigos, como os monitores analógicos ainda se mostram soluções extremamente capazes e confiáveis para atender transformadores, sendo usados principalmente como um sistema de redundância junto com monitores do tipo digital. Os monitores digitais do tipo fibra óptica possuem a melhor precisão, porém, é preciso ter um conhecimento específico para lidar com esse equipamento, pois toda sua instalação requer um cuidado extra e que seja feito ainda durante o processo de fabricação do transformador.

Palavras-chave: fibra óptica; monitores; temperatura.

ABSTRACT

The increase in temperature can cause irreversible damage and losses not only for the operation, but for an entire community that is receiving the energy transmitted by a transformer. Therefore, this work aimed to present and compare the different types of temperature monitoring for power transformers on the market. It was possible to observe the advancement of technology and understand how it works. As well as understanding that there are several important considerations and calculations to ensure the entire functioning of the system. Old methods, such as analog monitors, are still an extremely capable and reliable solution for transformers, being used mainly as a redundancy system along with digital type monitors. Fiber optic digital monitors have the best accuracy, however, it is necessary to have specific knowledge to deal with this equipment, as its entire installation requires extra care and that it is done even during the transformer manufacturing process.

Keywords: optical fiber; monitors; temperature.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Conceito de operação de transformadores.	19
Figura 2 – Ilustração de transformador de distribuição.	20
Figura 3 – Transformador Seco.	21
Figura 4 – Transformador de Força à óleo.	22
Figura 5 – Construção de uma fibra óptica	24
Figura 6 – Transmissão da luz em uma fibra óptica	24
Figura 7 – Aceitação de incidência da Luz na FO	25
Figura 8 – Transmissão da luz em uma fibra óptica.	26
Figura 9 – Esquema de sensoriamento de um sensor intrínseco.	27
Figura 10 – Esquema de sensoriamento de um sensor extrínseco.	28
Figura 11 – Rede de Bragg.	28
Figura 12 – Ilustração de distúrbio aplicado em um FO com FBG	31
Figura 13 – Espectro de ondas com os diferente tipos de espalhamentos	32
Figura 14 – Diagrama de estados de energia no efeito Raman	34
Figura 15 – monitores de temperatura analógicos para transformadores em operação	35
Figura 16 – Indicador simples de temperatura da fabricante Qualitrol.	36
Figura 17 – Desenho para instalação de um sensor de temperatura para medição de óleo de topo.	37
Figura 18 – Ilustração de um sistema de imagem térmica.	38
Figura 19 – Visores analógicos utilizados em transformadores em operação	40
Figura 20 – Monitor de temperatura digital TM2.	43
Figura 21 – IED SEL2414.	44
Figura 22 – Sensor PT100 usado em transformadores.	45
Figura 23 – Sensores PT100 instalados em transformador em operação.	47
Figura 24 – Monitor de Fibra Óptica Qualitrol para Transformadores	48
Figura 25 – Fibra óptica instalada ao longo do enrolamento	49
Figura 26 – Sensor T2 da Qualitrol	50
Figura 27 – Conector de fibra óptica	50
Figura 28 – <i>Junction Box</i> com fibra óptica em uso	51
Figura 29 – Monitor de fibra óptica instalado em painel de transformador	52
Figura 30 – Fibra óptica instalada na parte interna de um transformador	52
Figura 31 – Ilustração de instalação de um conjunto de monitoramento de fibra óptica para temperatura	53
Figura 32 – Ilustração de instalação de uma FO em um enrolamento de transformador	54
Figura 33 – Elevação da temperatura sem atuação de ventiladores (ONAN) - 24 MVA	59
Figura 34 – Elevação da temperatura com atuação de ventiladores (ONAF1) - 32 MVA	59

Figura 35 – Elevação da temperatura com atuação de ventiladores (ONAF2) - 40	
MVA	60
Figura 36 – Percentual de atendimentos	61

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Quadro Comparativo	62
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores aproximados de venda de monitores de temperatura analógicos	41
Tabela 2 – Valores aproximados de venda de monitores de temperatura digital . .	48
Tabela 3 – Valores aproximados de venda de monitores de temperatura com fibra óptica	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AC	<i>Alternate Current</i>
BLI	<i>Bending Loss Indicative</i>
DC	<i>Direct Current</i>
FBG	<i>Fiber Bragg Grating</i>
FO	Fibra Óptica
GPS	Sistema de posicionamento global
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IP	Índice de proteção
kV	Kilo Volts
MVA	Mega Volt Ampère
ONAF1	Óleo natural e ar forçado 1
ONAF2	Óleo natural e ar forçado 2
ONAN	Óleo natural e ar natural
RMS	<i>Root mean square</i>
RTD	Resistência térmica diferencial
SBS	<i>Spontaneous Brillouin Scattering</i>
SFO	Sensores de fibra óptica
SRS	<i>Spontaneous Raman Scattering</i>
TC	Transformador de corrente
TeD	Transmissão e Distribuição
UV	Ultra violeta
WTI	<i>Winding temperature indicator</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

η_2	Índice de refração 2
θ_c	Ângulo limite
η_{eff}	Índice efetivo
Λ	Período
λ_{Bragg}	Espectro refletido
π	Número pi
$\delta\eta_{eff}(z)$	Índice de refração efetivo
$\delta\eta_{co}(z)$	Média do índice em um período
s	Visibilidade da franja
$\varphi(z)$	<i>chirp</i> da rede
z	Direção de propagação ao longo do eixo longitudinal
L	Comprimento
ζ	Coefficiente de auto-acoplamento
ζ^+	Coefficiente de auto-acoplamento a um nível médio geral
δ_d	Desvio de frequência
λ_d	Comprimento de onda do pico da reflexão projetado para uma alteração infinitesimal da refração
β	Constante de propagação
κ	Coefficiente de acoplamento
R_{max}	Refletividade máxima
\vec{F}	Força F
ΔL	Varição de comprimento
ΔT	Varição de Temperatura
$\Delta\lambda_{Bragg}$	Deslocamento no pico de refletividade de Bragg
μ	Micro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS	18
1.1.1	Objetivos específicos	18
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	TRANSFORMADORES	19
2.1.1	Tipos de transformadores	19
2.1.2	Características construtivas	20
2.1.3	Monitoramento de Temperatura	22
2.2	FIBRAS ÓPTICAS	23
2.2.1	Tipos de Fibra Óptica	25
2.2.2	Vantagens da Fibra Óptica	26
2.2.3	Sensores Ópticos	26
2.2.3.1	<i>Sensores Intrínsecos</i>	27
2.2.3.2	<i>Sensores Extrínsecos</i>	27
2.2.4	Redes de Bragg em fibra óptica	28
2.2.4.1	<i>Sensibilidade da FBG</i>	30
2.2.4.2	<i>Tipos de espalhamento</i>	31
2.2.4.2.1	Espalhamento de Rayleigh	32
2.2.4.2.2	Espalhamento de Brillouin	33
2.2.4.2.3	Espalhamento de Raman	33
3	TÉCNICAS DE MONITORAMENTO DE TEMPERATURA	35
3.1	MONITORES DE TEMPERATURA ANALÓGICOS PARA TRANSFORMADORES A ÓLEO	35
3.1.1	Método de obtenção da variável de temperatura	36
3.1.1.1	<i>Temperatura do óleo de topo</i>	36
3.1.1.2	<i>Temperatura do enrolamento</i>	37
3.1.2	Precisão	39
3.1.3	Acionamentos e Alarmes	40
3.1.4	Custos	41
3.2	MONITORES DE TEMPERATURA DIGITAIS PARA TRANSFORMADORES A ÓLEO	41
3.2.1	Método de obtenção da variável de temperatura	44
3.2.2	Acionamentos e alarmes	45
3.2.3	Precisão	46
3.2.4	Custo	47
3.3	MONITORES DIGITAIS DO TIPO FIBRA ÓPTICA	48

3.3.1	Método de obtenção da variável de temperatura	49
3.3.2	Instalação	51
3.3.3	Acionamentos e Alarmes	54
3.3.4	Precisão	55
3.3.5	Custo	55
4	COMPARAÇÕES	57
5	CONCLUSÃO	63
	REFERÊNCIAS	64

1 INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica é um elemento crucial para o desenvolvimento econômico e social em todo o mundo, e a confiabilidade e a estabilidade do sistema elétrico são fundamentais para o bem-estar das pessoas e para o crescimento das economias (SIOHANSI, 2018). Muitas das pessoas não sabem e não entendem como todo esse sistema no mundo funciona, porém, sempre se dão conta da sua importância durante a falta dela.

Sendo um equipamento fundamental de toda essa cadeia de geração, transmissão e distribuição da energia, transformadores de potência vêm se tornando cada vez mais os protagonistas pela diminuição da falta de energia nas cidades. E embora o princípio de funcionamento ainda seja o mesmo desde 1885, a tecnologia embarcada nesse equipamento mudou e vem mudando constantemente, trazendo cada vez mais recursos e precisões a fim de garantir o funcionamento e auxiliando no aumento da sua capacidade de transformação.

Uma dessas tecnologias embarcadas é o monitoramento de sua temperatura, uma fonte de sinal importante para dizer se durante a sua operação está, ou não, dentro dos padrões aceitáveis ou se existe alguma outra intempere causadora de problema dentro dele. Sendo que, o aumento da temperatura pode causar danos irreversíveis e prejuízos não só para a operação, mas para toda uma comunidade que está recebendo a energia transmitida por esse transformador.

E justamente buscando a forma de melhorar não só a precisão da temperatura captada dentro de um transformador em operação, mas também a capacidade de poder evitar níveis críticos e diminuir a elevação dessas temperaturas que os monitores foram evoluindo ao longo dos anos. Tecnologias essas que são abordadas no presente trabalho e discutidas pontualmente mostrando suas diferentes capacidades, custos, precisões e formas de instalações para que ao final, sejam comparadas e apresentadas qual ou quais os melhores e mais confiáveis tipos de monitores de temperatura.

Em particular, o trabalho a ser apresentado também traz algumas informações dentro de sua fundamentação teórica sobre como é possível medir a temperatura através do uso de fibra óptica, tecnologia presente e que cada vez mais vêm ganhando espaço no mundo da transmissão e distribuição de energia e totalmente diferente dos outros métodos de obtenção e monitoramento de temperatura usados.

Além disso, é importante ressaltar que a implementação de tecnologias de monitoramento de temperatura não só contribui para a segurança e eficiência do sistema elétrico, mas também pode gerar economia de recursos financeiros e ambientais. Com o monitoramento preciso da temperatura, é possível detectar falhas ou desgaste excessivo nos equipamentos, permitindo a realização de manutenções preventivas em tempo hábil e evitando a necessidade de reparos mais caros ou até mesmo a substituição completa do equipamento. Além disso, a detecção precoce de possíveis falhas contribui para evi-

tar perdas energéticas, reduzindo o desperdício de energia elétrica e, conseqüentemente, reduzindo a emissão de gases de efeito estufa e outros poluentes.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo desse trabalho é apresentar e comparar os diferentes tipos de monitoramento de temperatura para transformadores de potência existentes no mercado.

1.1.1 Objetivos específicos

- Entender sobre a importância do monitoramento da variável de temperatura de um transformador de potência;
- Compreender o funcionamento e uso de fibra óptica para medição de temperatura;
- Compreender sobre o funcionamento dos diferentes monitores de temperatura para transformadores;
- Comparar e analisar os monitores de temperatura para transformadores de potência;

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este documento está organizado da forma que segue. No capítulo 2, são abordadas as fundamentações teóricas sobre transformadores e fibra óptica, a fim de compreender sobre o meio em que estão sendo usadas e como funcionam. No capítulo 3, é apresentado os três diferentes tipos de monitores encontrados no mercado, entrando em detalhes sobre funcionamento, custos, precisões e métodos de obtenção da variável de temperatura. No capítulo 4, comparações são realizadas entre eles, analisando não somente os custos, e precisão, mas também a instalação e realizando uma análise técnica de problemas encontrados em campo. Já no capítulo 5, são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

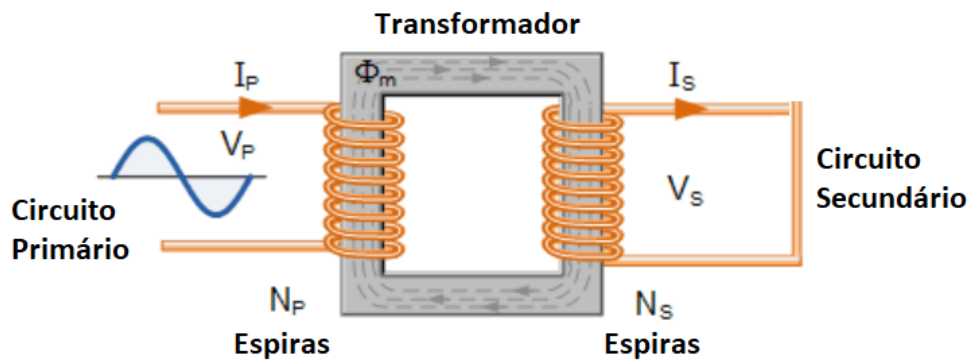
Nesse capítulo são apresentados tópicos que contém informações de conhecimento relevante para o bom entendimento do trabalho descrito. Cada tópico aborda um tema específico, sem necessariamente ter conexão com o tópico anterior ou subsequente.

2.1 TRANSFORMADORES

Segundo a norma brasileira 5356 (NBR5356) da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) (ABNT, 2007) o transformador de potência é definido por ser um equipamento estático com dois ou mais enrolamentos que, por indução eletromagnética, transforma um sistema de tensão e corrente alternadas em outro sistema de tensão e corrente, de valores geralmente diferentes, mas à mesma frequência com o objetivo de transmitir potência elétrica.

Na Figura 1 e conforme Mamede (2013), na sua concepção mais simples um transformador é constituído de dois enrolamentos: o enrolamento primário, que recebe a energia do sistema supridor, e o enrolamento secundário, que transfere esta energia para o sistema de distribuição, descontando as perdas internas referentes a esta transformação.

Figura 1 – Conceito de operação de transformadores.



Fonte: PUC - Rio de Janeiro (220-a).

2.1.1 Tipos de transformadores

Existem diversos tipos construtivos de transformadores, pois estes equipamentos podem ter aplicabilidades diferenciadas como, por exemplo: elevador de tensão em sistemas de geração, interligador de sistemas de transmissão ou abaixador de tensão em sistemas de distribuição.

Os transformadores podem ter diversas formas, finalidades e tamanhos. Sendo que algumas finalidades são:

- Transformadores de Corrente: Têm como principal finalidade reduzir a corrente elétrica na alta tensão para gerar uma condição de medição e monitoramento;
- Transformadores de Potência: Sua principal finalidade é aumentar ou reduzir o potencial elétrico de acordo com a demanda;
- Transformadores de Distribuição: É responsável por distribuir a energia elétrica com valores menores dos que as linhas de transmissão, também ilustrado na Figura 2;
- Transformadores de Força: Usados nas linhas de transmissão e distribuição, normalmente onde há grandes consumos ou gerações de energia;

Figura 2 – Ilustração de transformador de distribuição.

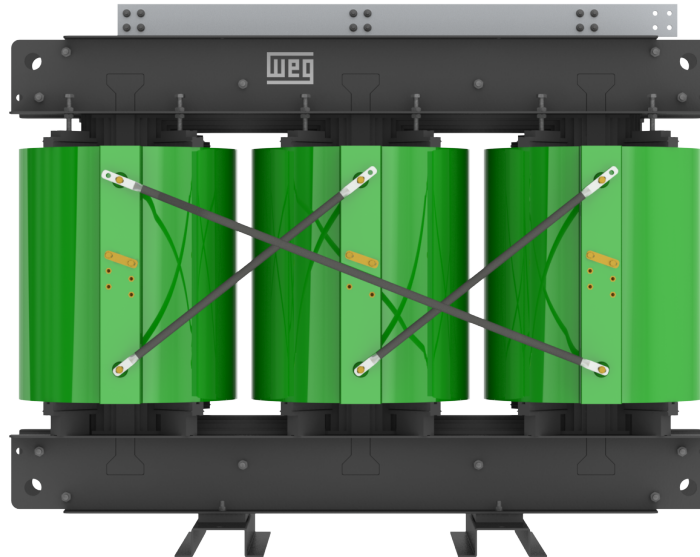


Fonte: WEG (2023b).

2.1.2 Características construtivas

Suas características irão depender, principalmente, do tipo de carga a ser alimentada. E, a partir desse ponto, o projeto todo é pensando em torno dessa carga e de seu ambiente de funcionamento. Dado que, a depender do ambiente e da carga, é possível ou um transformador a óleo ou o uso de um transformador do tipo seco, como mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Transformador Seco.

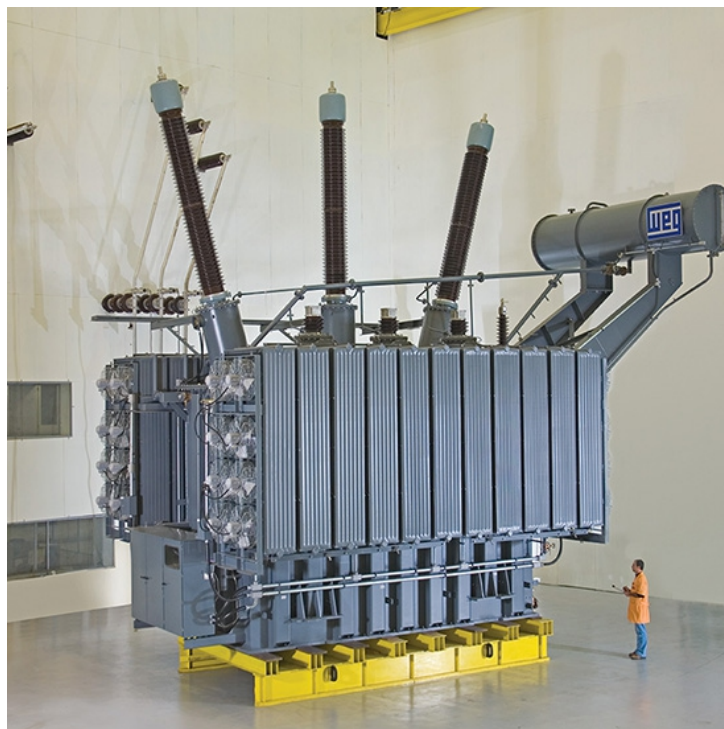


Fonte: WEG (2023a).

Conforme a ABNT (2007), são classificados transformadores do tipo seco os transformadores que não possuem seu circuito magnético e seus enrolamentos imersos em líquido isolante. Ao contrário, eles possuem uma resina que é despejada enquanto um vácuo é realizado. Todavia, apesar de ser mais seguro, os transformadores a seco nem sempre conseguem atingir elevados níveis de potência, sendo os maiores produzidos pela WEG de até 20 MVA.

Caso esse tipo de transformador não atenda as especificações, o uso de um transformador a óleo faz-se necessário. Esses transformadores tem seu circuito magnético imerso em um tanque de óleo isolante. Esse óleo é utilizado para evitar a entrada de umidade, manter o resfriamento do transformador, dentro das faixas de operação, e evitar a arcs e descargas elétricas. Esse tipo de transformador pode ser identificado conforme a Figura 4

Figura 4 – Transformador de Força à óleo.



Fonte: WEG (2023c).

2.1.3 Monitoramento de Temperatura

Como o transformador de potência é o elemento de maior responsabilidade dentre os demais empregados numa subestação, é de fundamental importância um estudo pormenorizado sobre as proteções que devem ser utilizadas para manter a sua integridade e permanência em operação Mamede (2013). A temperatura é uma das variáveis que indicam e antecedem uma falha, então é justamente através desse monitoramento que é possível identificar se há ou não condições adversas com o transformador, dado que, a temperatura é uma das primeiras variáveis a sofrer alterações em casos de mau funcionamento, bem como é através do monitoramento dessa variável que se estima o tempo de vida útil do equipamento.

Outro ponto crucial, é quanto a um dos principais isolantes do transformador ser o papel do tipo Kraft, que se for submetido a temperaturas muito altas, quebras em suas cadeias moleculares de anéis de glicose do papel ocorrem de forma acelerada, reduzindo gradativamente a resistência mecânica do isolante sólido Portella *et al.* (2011). Ainda, se a temperatura dos pontos mais quentes do enrolamento ultrapassarem a casa dos 140°C , a formação de gases na isolação sólida e no óleo podem comprometer a integridade da rigidez dielétrica e causar a pane total do equipamento.

De forma resumida, segundo Sparling (2017), as consequências de sobrecarregar um transformador além de sua capacidade nominal são:

- A densidade de fluxo de vazamento fora do núcleo aumenta, causando aquecimento adicional por correntes indutivas em partes metálicas ligadas pelo fluxo de vazamento;
- A temperatura dos enrolamentos, terminais, condutores, isolamento e óleo aumentará e pode atingir níveis inaceitáveis;
- Conforme a temperatura muda, o teor de umidade e gás no isolamento e no óleo também mudará;
- Buchas, mudanças de conexão em carga, conexões de extremidade de cabo e transformadores de corrente também estarão expostos a maiores tensões, inviabilizando suas margens de projeto e aplicação;

Todavia, pelo fato do circuito elétrico de um transformador estar envolto de grandes interferências eletromagnéticas e de óleo isolante, não é uma tarefa simples realizar a medição de temperatura interna, muito menos dos pontos que concentram as maiores perdas.

Atualmente existem diversas soluções de monitoramento de temperatura no mercado que possuem a capacidade de fornecer, em tempo real, as temperaturas do enrolamento, óleo e núcleo através de medições de variáveis diretas e indiretas. Soluções essas que são apresentadas no presente trabalho durante o Capítulo 3

2.2 FIBRAS ÓPTICAS

Por mais que, atualmente, a FO (Fibra Óptica) seja um dos principais meios de propagação para transmissão de dados utilizada na área de telecomunicações, criada na década de 1960, o início de sua aplicação comercial em larga escala ocorreu somente durante a década 1980 (BAILEY E WRIGHT, 2003).

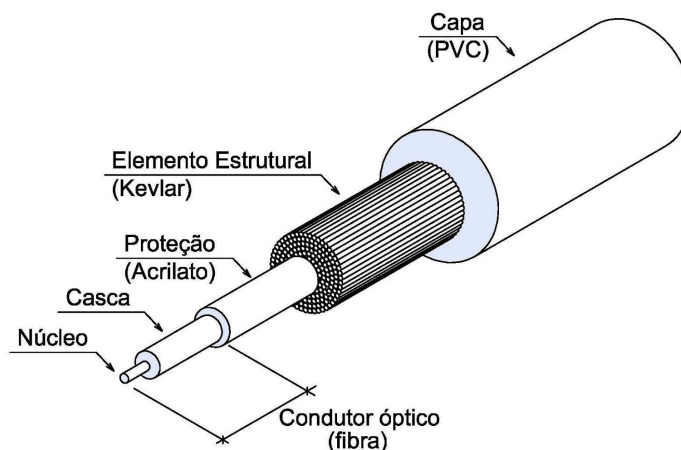
Inicialmente a fibra óptica foi toda desenvolvida pensada somente para o campo de telecomunicações, porém, logo começou a ser empregada para o uso e desenvolvimento de sensoriamento. Foi então, no início de 1970, que esses desenvolvimentos de SFO (Sensores de fibra óptica) desencadearam e incentivaram diversos pesquisadores a aperfeiçoar e a trabalhar nesta tecnologia, a qual vem ainda sendo muito estudada e apresentando diversas vantagens sobre sensores eletromecânicos convencionais PUC - Rio de Janeiro (220-a).

Atualmente é possível encontrar sensores de fibra ótica em diversas situações. Isso se dá pelo desenvolvimento de diferente técnicas e por sua capacidade de inferir valores sobre as mais variáveis propriedades físicas, tais como, deslocamento, intensidade luminosa, pressão, rotação, som, deformação, campo magnético, radiação, temperatura, entre muitos outros Krohn (2000).

As fibras ópticas são compostas por um filamento de sílica ou polímero capazes de transmitir luz constituída por três regiões: núcleo, casca e revestimento. Duas dessas camadas possuem refrações distintas Krohn (2000). Sendo que a camada mais interna é

chamada de núcleo e apresenta um índice de refração um pouco superior ao índice de refração da casca, que é a camada responsável por envolver o núcleo, conforme apresentado na Figura 5.

Figura 5 – Construção de uma fibra óptica

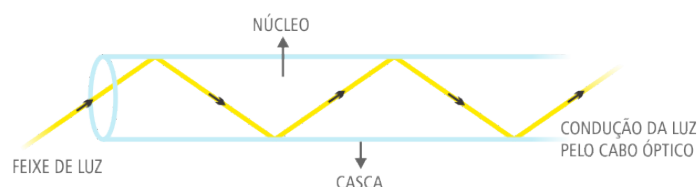


Fonte: Montoro (2023).

Tanto o núcleo quanto a casca são frágeis e finos. E, por este motivo são recobertos por outro elemento estrutural, ou Kevlar mais espesso que tem a finalidade de proteger e atenuar os impactos, sendo em alguns casos utilizado o kevlar como proteção. Ainda existe a outra camada, que se denomina *jacket* que têm a finalidade de selar o cabo, diz Morimoto (2008).

Quando um sinal de luz é emitido em uma das extremidades da fibra óptica, ocorre o fenômeno sucessivo de reflexão total da luz na interface entre o núcleo da FO e a casca, ambos podem ser observados na Figura 6. Assim a luz é transmitida para a outra extremidade com pouca atenuação do sinal, mesmo depois de percorrer longas distâncias Buras (2013).

Figura 6 – Transmissão da luz em uma fibra óptica



Fonte: ZTT (2016).

Esse fenômeno da reflexão total é explicado pela física clássica dizendo que, quando um raio de luz monocromático, isso é, de uma única cor, se propaga em um meio com índice de refração maior n_2 que o índice de outro meio n_1 , possui um ângulo limite o qual o

raio de incidência é refratado paralelamente à interface, sendo que esse ângulo é chamado de θ_c .

Em casos onde os raios internos incidentes com ângulos maiores que o ângulo crítico, não haverá raio de luz sendo refratado e toda a luz será refletida, originando a reflexão interna total. Para que seja descoberto o ângulo crítico, pode-se calcular com a Equação (1).

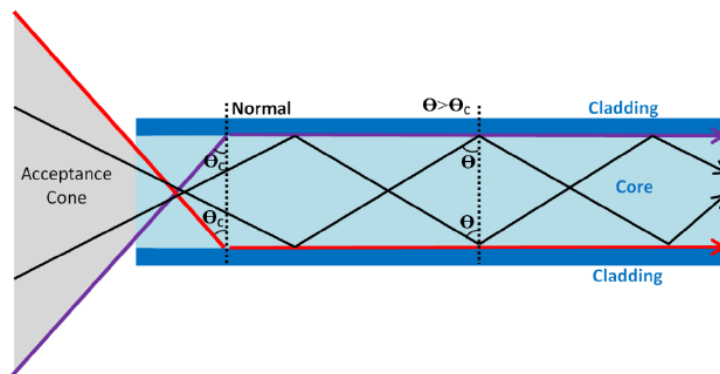
$$\theta_c = \sin^{-1} \frac{\eta_2}{\eta_1} \quad (1)$$

2.2.1 Tipos de Fibra Óptica

Dentro das FO existem duas classificações que vão de acordo com a quantidade de feixes de luz que podem se propagar no interior do seu núcleo ao mesmo tempo. E para saber classificar é necessário identificar o diâmetro do núcleo da FO, bem como os índices de refração do núcleo e da casca, que acabam por delimitar os ângulos de aceitação desses feixes luminosos.

Com a Figura 7 é possível compreender qual o ângulo limite para os raios incidentes no núcleo de uma FO. Para que a reflexão interna total ocorra, os raios incidentes devem se situar dentro desse cone.

Figura 7 – Aceitação de incidência da Luz na FO



Fonte: Chaudhari (2021).

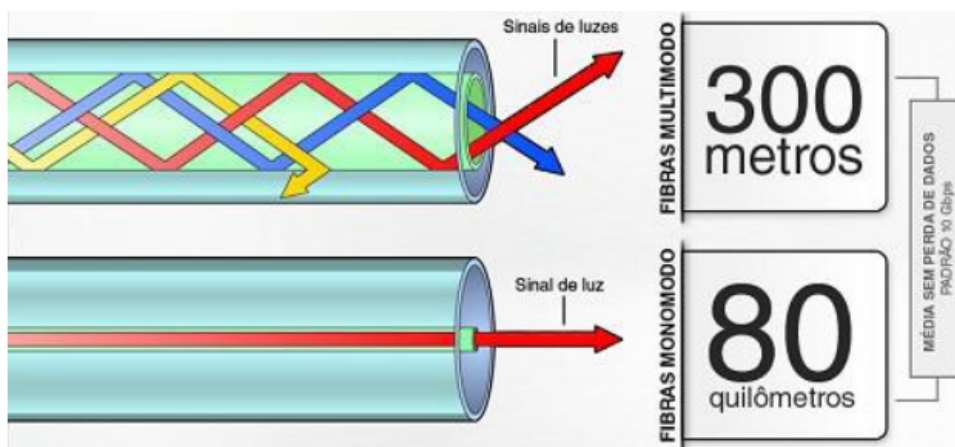
As fibras ópticas que possuem o diâmetro do núcleo e as diferenças entre os índices de refração do núcleo e da casca muito pequenos são classificadas como monomodo. Essas FO são, geralmente, utilizadas para transmissão de dados em grandes distâncias, dado que as perdas são muito menores, uma vez que os feixes de luz são praticamente paralelos ao núcleo.

Já as FO que possuem um diâmetro e a diferença entre o índice de refração do núcleo e a casca maiores, são classificadas como multimodo. Com isso, é possível que vários feixes de luz sejam propagados ao mesmo tempo ao longo da fibra. Esse tipo de

transmissão é muito utilizada em sistemas de comunicação de curto alcance, uma vez que é possível que diversos dados trafeguem ao mesmo tempo.

Uma ilustração simples, porém, muito intuitiva que ajuda a fixar como os feixes de luz se propagam na prática pode ser vista na Figura 8. Bem como ela traz uma informação aproximada das distâncias alcançadas por cada tipo de FO.

Figura 8 – Transmissão da luz em uma fibra óptica.



Fonte: PUC - Rio de Janeiro (220-b).

2.2.2 Vantagens da Fibra Óptica

A utilização desse meio para a transmissão de dados, seja ela no campo da telecomunicação quanto no sensoriamento, a fibra óptica possui algumas características que tornam ela vantajosa, desempenhando melhor e de maior confiabilidade. Sendo que, conforme Bailey e Wright (2003) algumas delas são:

- Isolação galvânica entre transmissor e receptor;
- Imunidade a interferências eletromagnéticas;
- Elevada capacidade de transmissão de dados;
- Peso e tamanho reduzidos;
- Imunidade a ambientes agressivos;
- Baixa atenuação do sinal, gerando um aumento das distâncias de transmissão;

2.2.3 Sensores Ópticos

Para o uso de um sensor óptico no monitoramento de temperatura são exploradas algumas influências que a temperatura causa nas propriedades físicas da fibra, fazendo com que a radiação da fibra sofra modificações, permitindo, através de alguns critérios específicos, determinar o valor da grandeza a ser medida como a própria temperatura Balbinot e Brusmarello (2010).

Algumas propriedades que sofrem alterações das FO são:

- Fase;
- Comprimento de onda;
- Intensidade de radiação;
- Polarização.

Conforme Ribeiro (1996), é possível classificar as SFO em dois grandes grupos. Sendo eles:

- Sensores ópticos intrínsecos;
- Sensores ópticos extrínsecos.

2.2.3.1 Sensores Intrínsecos

Conforme Louzada (2013), para esse caso a própria fibra óptica funciona como o elemento sensor, não havendo a necessidade de interromper o feixe de luz, fazendo com que as perdas entre as conexões da fibra e sensor sejam eliminadas.

Quando a própria FO é o elemento sensor, ela percebe o ambiente medido por meio de interações da luz. Estas interações podem se dar desde o atraso óptico até perdas e propriedades espectrais Culshaw e Kersey (2008).

Um exemplo usado por Louzada (2013) desses tipos de sensores são os baseados em microcurvatura e os sensores FBG (*Fiber Bragg Grating*), que serão vistos adiante. A Figura 9 mostra um esquema de sensoriamento de um sensor intrínseco, demonstrando a direção das propagações.

Figura 9 – Esquema de sensoriamento de um sensor intrínseco.

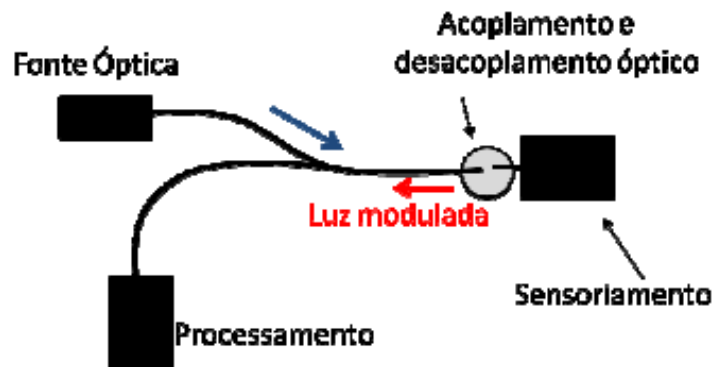


Fonte: Louzada (2013).

2.2.3.2 Sensores Extrínsecos

Para os sensores extrínsecos, as FO não são o elemento sensor, mas sim e somente o elemento transmissor, sendo o meio em que o sinal óptico é transportado até o local de sensoreamento, conforme a Figura 10.

Figura 10 – Esquema de sensoriamento de um sensor extrínseco.



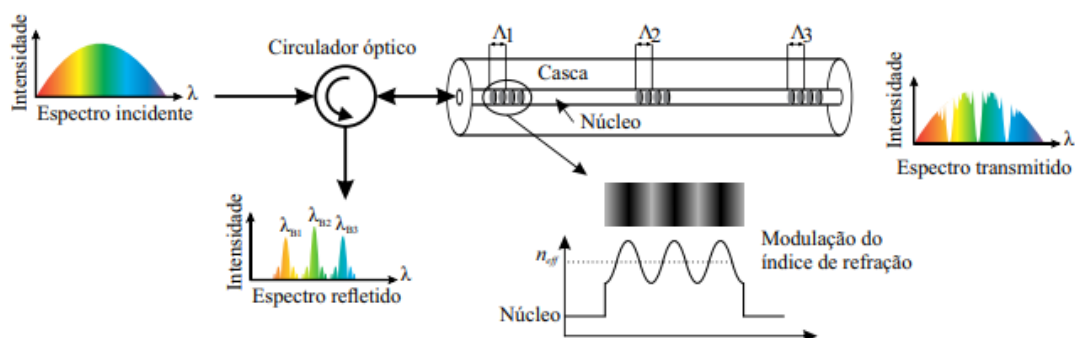
Fonte: Louzada (2013).

Nesse caso, a luz é guiada pela fibra até chegar ao sensor que está disposto no local se deseja realizar a medição. Quando a luz chega no sensor, ela é desacoplada da fibra para o sensor realizando uma modulação. Para que o sinal retorne, a luz é novamente acoplada à fibra e transportada até o seu local de processamento,

2.2.4 Redes de Bragg em fibra óptica

A rede de Bragg em fibra óptica, FBG, é constituída de uma modulação sinusoidal periódica do índice de refração no núcleo de uma fibra óptica fotossensível, sendo o índice efetivo chamado de n_{eff} . A alteração que ocorre no índice é feita perpendicular ao longo do eixo longitudinal da fibra, possuindo um período Λ constante. São esses planos paralelos que formam uma rede de Bragg Hill *et al.* (1978), conforme mostrado na Figura 11.

Figura 11 – Rede de Bragg.



Fonte: Sousa (2016).

Para poder medir o comprimento de onda de Bragg, próxima ao centro do espectro refletido λ_{Bragg} têm-se a equação (2):

$$\lambda_{Bragg} = 2\eta_{eff}\Lambda \quad (2)$$

Para que a condição de Bragg seja satisfeita, a luz refletida por cada um dos planos da rede contribuirá construtivamente na direção contrária a propagante, formando uma banda de reflexão com comprimento de onda central definido pelos parâmetros da rede. Caso essa condição não ocorra, a luz refletida por cada uma desses planos subsequentes torna-se progressivamente fora de fase, o que acarretará em um cancelamento dela própria.

Ainda de acordo com a Figura 11, são apresentadas três FBG multiplexadas em comprimento de onda, cada qual com o seu período Λ . Quando uma fonte de luz banda larga é inserida, parte da luz, que fica próxima ao comprimento da onda de Bragg de cada FBG é refletido. Todo o espectro refletido tem uma característica semelhante a um filtro passa-baixa seletivo, e o resto do espectro transmitido é a diferença entre o espectro incidente e o refletido, tendo uma característica bem semelhante a um filtro rejeita faixa Sousa (2016).

Para que uma FBG seja inscrita no núcleo de uma FO é utilizado o fenômeno da fotossensibilidade. Com ela é possível alterar o índice de refração do núcleo da fibra através de uma exposição de luz UV (Ultra violeta). Sendo que com esse processo pode-se realizar a gravação de uma rede de Bragg de acordo os valores de reflexões desejados, podendo variar de 100% até valores extremamente baixos, bem próximos de 0%. Porém, esses valores irão depender da aplicação de cada sensor e do aumento da dificuldade de fabricação conforme o aumento de reflexividade.

Em boa parte das fibras, as alterações de índices de refração induzidas por incidência de luz UV são, em quase toda sua maioria, uniformes ao longo do núcleo da fibra, e desprezível fora do núcleo. Dito isso, pode-se descrever as mudanças do índice de refração com a equação (3).

$$\delta\eta_{eff}(z) = \overline{\delta\eta_{co}}(z) \left[1 + s \cos \left(\frac{2\pi}{\Lambda} z + \varphi(z) \right) \right] \quad (3)$$

Onde:

- $\delta\eta_{eff}(z)$ é o índice de refração efetivo;
- $\overline{\delta\eta_{co}}(z)$ equivale a um nível DC da rede que corresponde a média do índice em um período;
- s é a visibilidade da franja que é associada à alteração do índice de refração;
- $\varphi(z)$ é associado a *chirp* da rede;
- z é a direção de propagação ao longo do eixo longitudinal;

Essa equação (3) descreve a resposta espectral de uma rede de Bragg em FO de modo acoplado. E para saber a potência refletida e uma rede uniforme e de comprimento L , têm se a equação (4).

$$R = \frac{\sinh^2 \sqrt{((\kappa L)^2 - (\zeta^+ L)^2)}}{-\frac{(\zeta^+)^2}{\kappa^2} + \cosh^2 \sqrt{((\kappa L)^2 - (\zeta^+ L)^2)}} \quad (4)$$

Onde:

- $\zeta^+ = \delta_d + \zeta - \frac{1}{2} \frac{d\delta}{dz}$
- $\delta_d = \beta - \frac{\pi}{\Lambda} = 2\pi\eta_{eff} \left[\frac{1}{\lambda} - \frac{1}{\lambda_d} \right]$

Sendo:

- ζ : coeficiente de auto-acoplamento;
- ζ^+ : coeficiente de auto-acoplamento a um nível médio geral;
- δ_d : desvio de frequência;
- λ_d : comprimento de onda do pico da reflexão projetado para uma alteração infinitesimal da refração;
- β : constante de propagação;
- κ : coeficiente de acoplamento;

Obtendo então, a refletividade máxima de uma rede de Bragg, conforme a equação (5)

$$R_{max} = \tanh^2(\kappa L) \quad (5)$$

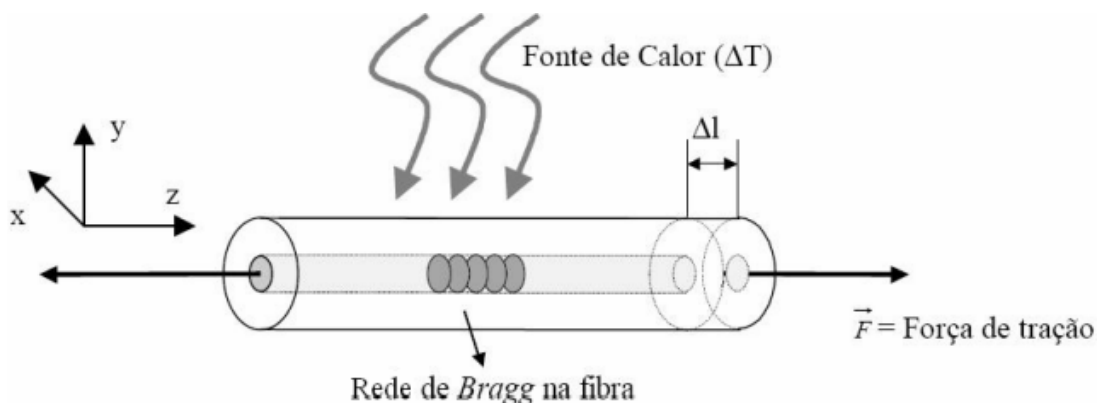
2.2.4.1 Sensibilidade da FBG

As variações dos comprimentos de ondas lidas através das FBG com o índice de refração efetiva e ao período espacial da rede são afetadas por duas principais causas: A temperatura e a deformação mecânica, ambas estão aplicadas diretamente ao sensor.

É a partir da equação (2) que consegue-se calcular e interpretar os parâmetros físicos causados por distúrbios aplicados sobre o núcleo da fibra óptica.

Como exemplo, pode-se ilustrar na Figura 12 uma força \vec{F} na direção positiva de z. Essa força faz com que ocorre uma variação do comprimento da rede, representada por ΔL e a variação de temperatura, ΔT , vinda de uma fonte de calor qualquer, causam um deslocamento no pico de refletividade de Bragg, $\Delta\lambda_{Bragg}$.

Figura 12 – Ilustração de distúrbio aplicado em um FO com FBG



Fonte: PUC - Rio de Janeiro (220-b).

Com essa solução, é possível captar pequenas variações de temperatura e ainda, empregar esse tipo de sensor em ambientes que já utilizam FO e até mesmo onde sensores convencionais não podem ser utilizados, devido a diversos tipos de restrições.

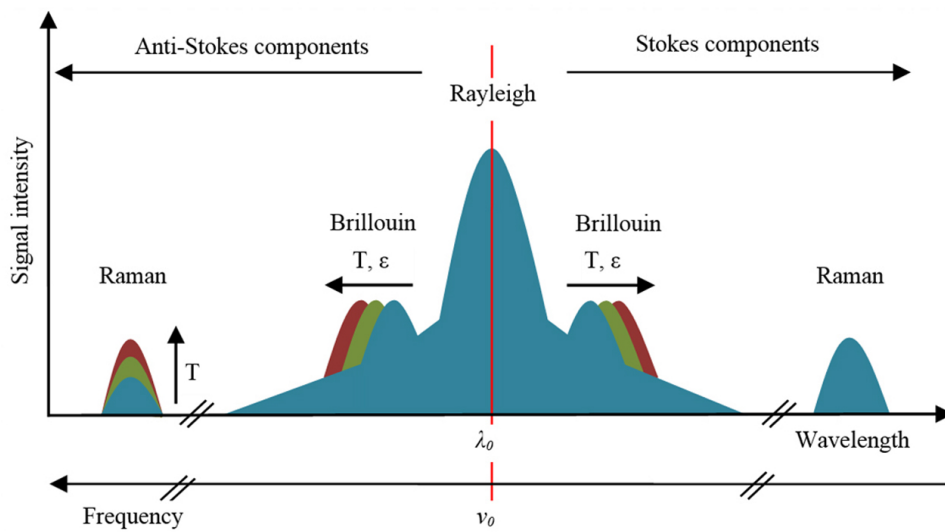
2.2.4.2 Tipos de espalhamento

Para os sensores distribuídos ao longo de uma fibra óptica, o princípio de funcionamento é dado através do espalhamento da luz que está diretamente relacionado com as alterações das características do meio externo. No presente trabalho, o assunto é abordado de uma forma mais simples, a fim de que seja compreendido a teoria de como é possível realizar tais medidas através das FOs.

Introduzindo o tema, existem dois tipos de espalhamentos da luz, sendo que são classificadas de acordo com a característica e comprimento de onda do espectro de luz espelhada pela fibra óptica. O primeiro tipo é o espalhamento linear, que é quando a quantidade de energia transferida a outros modos de propagação fica proporcional a potência da luz guiada. Sendo que o principal tipo de espalhamento linear é denominado espalhamento de Rayleigh.

O outro tipo é o espalhamento não-linear, que na presença de um sinal óptico de grande intensidade ocorrem os efeitos não lineares de espalhamento da luz. Sendo que a intensidade de um sinal luminoso é proporcional a razão da potência do gerador óptico pela área do meio de propagação. Como o diâmetro que uma fibra óptica possui, é normalmente inferior a $60 \mu\text{m}$, os efeitos não lineares se tornam observáveis a sinais de potência relativamente baixos Rossetto e Ferreira (2004). A Figura 13 ilustra essas diferentes ondas geradas pelos espalhamentos bem como suas classificações dentro do espectro de radiação.

Figura 13 – Espectro de ondas com os diferentes tipos de espalhamentos



Fonte: Shatarah e Olbrycht (2017).

2.2.4.2.1 Espalhamento de Rayleigh

O espalhamento de Rayleigh é um tipo de espalhamento de luz que ocorre quando a luz incide em partículas menores que a sua longitude de onda. O espalhamento de Rayleigh é o tipo mais comum de espalhamento de luz, e é responsável pelo céu azul, pelo arco-íris e pela coloração verde do mar.

A luz incidente é desviada em várias direções devido às flutuações aleatórias da refração causadas pelas partículas menores. Essas flutuações resultam em uma distribuição de ângulos de espalhamento que é característica do espalhamento de Rayleigh.

A intensidade do espalhamento de Rayleigh depende da cor da luz e do tamanho das partículas. A intensidade do aumenta à medida que a cor da luz se move para o azul do espectro e à medida que as partículas ficam menores. Isso é a razão pela qual o céu azul é mais intenso quando o sol está alto no céu e a razão pela qual a luz azul é mais intensamente espalhada do que a luz vermelha.

No caso das fibras ópticas, existem importantes aplicações, onde as partículas de impureza no meio de transmissão podem causar espalhamento de luz e interferir na qualidade da transmissão de dados. A técnica de "compensação de espalhamento de Rayleigh" é usada para minimizar os efeitos do espalhamento e melhorar a qualidade da transmissão.

Esse espalhamento é da forma não-difusa, o que significa que a luz espalhada permanece coerente com a luz incidente. Isso resulta em um espalhamento isotrópico, onde a luz é espalhada uniformemente em todas as direções.

A equação matemática que descreve o espalhamento de Rayleigh é conhecida como a lei de espalhamento de Rayleigh-Jeans, que descreve a relação entre a intensidade da

luz espalhada e o tamanho das partículas. Esta equação mostra que a intensidade do espalhamento diminui rapidamente à medida que o tamanho das partículas aumenta.

2.2.4.2.2 Espalhamento de Brillouin

O espalhamento de Brillouin, fenômeno que leva o nome do físico francês Léon Brillouin (1889-1969), acontece quando ondas de luz e vibrações mecânicas interagem dentro de um material. O conceito foi previsto em 1922 pelo próprio Léon. Contudo, somente em 1964 que esse efeito pode ser observado em uma safira de quartzo, após a invenção do laser. E, durante a década de 1970 que os estudos começaram a se aprofundar no assunto, sendo aplicado na década de 1980 aos sensores distribuídos de fibra óptica Glisic e Inaudi (2007).

Segundo Febbo (2017), esse é um fenômeno inelástico e que resulta da interação da luz incidente com flutuações periódicas de densidade que se propagam no material em forma de ondas acústicas também conhecidas como fônons acústicos.

Parte da energia da onda eletromagnética que incide é transferida para outra onda de luz com um comprimento de onda mais longo. Sendo que, a diferença de energia entre as duas ondas se manifesta na forma de fônons acústicos ou fônons ópticos e a onda originada por fótons de menor energia é conhecida como onda de Stokes. Já a onda incidente, que desencadeia o processo, é usualmente denominada de *pump wave*, ou *pump light* Febbo (2017).

Em certas condições, os fótons com níveis maiores de energia também podem ser criados no processo, por absorção de energia dos fônons, o que por sua vez dá origem aos componentes anti-Stokes, que possuem comprimentos de onda menores que os das ondas incidentes. Os dois principais fenômenos de espalhamento não linear em fibras ópticas são, portanto, o SBS (*Spontaneous Brillouin Scattering*) e o SRS (*Spontaneous Raman Scattering*), ambos relacionados com os modos de excitação vibracional do material Febbo (2017).

2.2.4.2.3 Espalhamento de Raman

Para Rossetto e Ferreira (2004) o efeito espontâneo de SRS é aplicado no monitoramento distribuído de temperatura, o qual permite obter resoluções de $\pm 0,5^\circ\text{C}$ com pontos dos sensores localizados entre 1 metro de distância entre eles ao longo de toda a fibra podendo ficar acima de até 10 quilômetros.

A interação Raman é um fenômeno do tipo paramétrico, responsável por gerar duas bandas de comprimentos de onda, simétricos em energia; sendo um de maior frequência denominado anti-Stokes e outro de menor frequência denominado Stokes. Esse tipo de espalhamento é um evento no qual aproximadamente uma parte em um milhão, da radiação

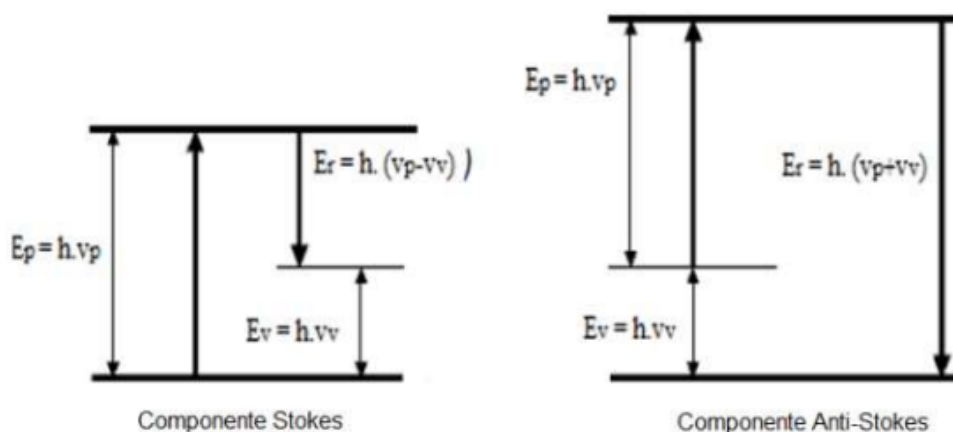
incidente, é espalhada via Raman e cuja intensidade Stokes é algumas ordens de grandeza superior à intensidade anti-Stokes.

O retroespalhamento não linear Raman ocorre quando se aplica um pulso luminoso de alta intensidade em uma fibra óptica. Os fótons emitidos interagem com o meio de propagação gerando o aparecimento espontâneo de novos componentes espectrais. O sinal é retroespalhado pela fibra e a amplitude do novo componente espectral depende da temperatura do meio de propagação Glisic e Inaudi (2007).

De acordo com Rossetto e Ferreira (2004), o fenômeno ocorre pela interação entre o feixe óptico e as moléculas do meio de propagação. A frequência da luz espalhada depende dos modos de vibração e energia das moléculas do meio.

Há duas situações possíveis, ambas são mostradas na Figura 14, na componente de Stokes observa-se a geração de um campo óptico, que incide em uma molécula do meio gerado quando o fóton com energia fazendo a energia rotacional da mesma aumentar em relação ao estado anterior a colisão.

Figura 14 – Diagrama de estados de energia no efeito Raman



Fonte: Rossetto e Ferreira (2004).

A outra componente, denominada anti-Stokes, aparece na luz retroespalhada onde na colisão é transferida a energia da molécula para o fóton, fazendo com que o sinal retroespalhado possua uma energia e frequência maior que o sinal original.

Sabe-se que a energia de vibração das moléculas varia conforme a temperatura do meio. Deste modo, o espalhamento Raman também sofre alterações pela variação de temperatura. Observando-se que, a amplitude da componente anti-Stokes é sensível a temperatura do meio, enquanto que a componente Stokes é praticamente invariável com a temperatura desse mesmo meio Faria (2012).

3 TÉCNICAS DE MONITORAMENTO DE TEMPERATURA

Nesse capítulo é apresentado os três tipos de monitores de temperatura para transformadores a óleo mais usados no mercado. O intuito é de informar sobre seus respectivos funcionamentos, capacidades supervisórias, custos aproximados, precisões, entre outras informações e características de cada método.

3.1 MONITORES DE TEMPERATURA ANALÓGICOS PARA TRANSFORMADORES A ÓLEO

Os monitores de temperatura analógicos para transformadores a óleo são dispositivos utilizados para medir a temperatura do óleo e a temperatura do enrolamento de um transformador de potência. Eles geralmente consistem em uma sonda de temperatura que é colocada no transformador e um indicador analógico, como um mostrador de agulha que exibe a leitura da temperatura.

Esses sensores analógicos são geralmente divididos em dois tipos: os sensores de resistência elétrica, como RTD (Resistência térmica diferencial) e termistor (resistor termoeletrico), e os sensores de tensão ou corrente, como termopares.

Ou seja, a sonda de temperatura pode ser de vários tipos, que podem funcionar de maneiras diferentes, porém todos eles convertem a temperatura em um sinal elétrico que pode ser lido pelo indicador analógico, como mostrado na Figura 15.

Figura 15 – monitores de temperatura analógicos para transformadores em operação



Fonte: O Autor.

3.1.1 Método de obtenção da variável de temperatura

Essa seção apresenta as duas formas de se obter a variável de temperatura do transformador a óleo, descrevendo o funcionamento de cada método apresentado figuras que auxiliam o entendimento.

3.1.1.1 Temperatura do óleo de topo

Para transformadores de força, são utilizados termômetros com capilar, como o apresentado na Figura 16, isso quer dizer que eles são constituídos de um bulbo, um capilar e um mostrador.

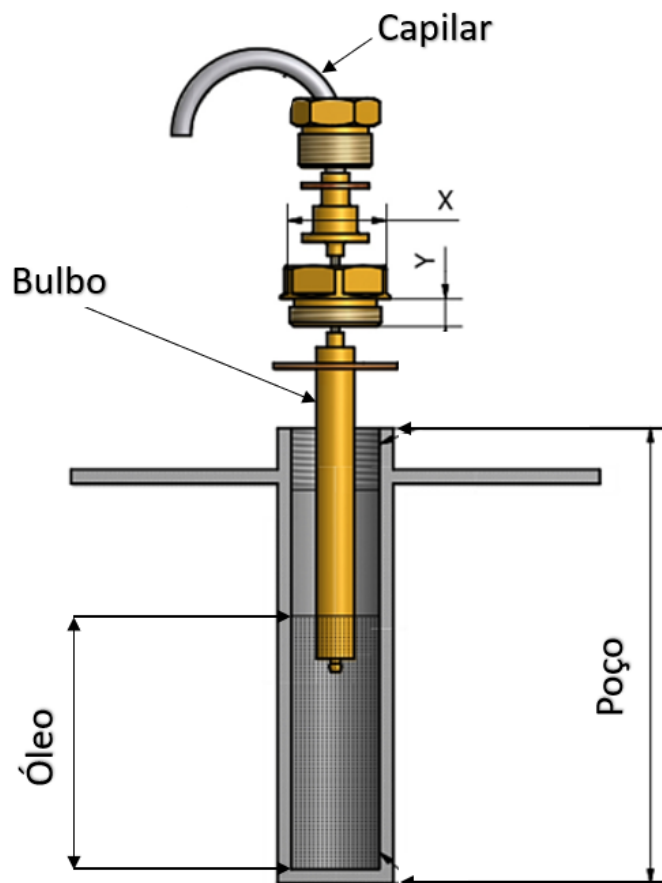
Figura 16 – Indicador simples de temperatura da fabricante Qualitrol.



Fonte: Qualitrol Company (2008).

O bulbo fica encapsulado e montado num poço protetor disposto na parte mais quente do óleo, localizada abaixo da tampa e com o mesmo óleo que está dentro do transformador, conforme a Figura 17 ilustra.

Figura 17 – Desenho para instalação de um sensor de temperatura para medição de óleo de topo.



Fonte: Adaptado de Qualitrol.

Já o mostrador é feito de uma caixa de metal, com um visor indicador, um micro-ruptor, um ou dois ponteiros de limite que se movimentam apenas por ação externa, e um ponteiro de indicação de temperatura máxima (WEG, S., 2010)

Com a variação da temperatura no bulbo, o mercúrio presente em seu interior sofre contração ou dilatação e é através desse movimento que a variação de temperatura é transmitida para um mecanismo interno do mostrador do termômetro que aciona o ponteiro indicador no visor.

3.1.1.2 Temperatura do enrolamento

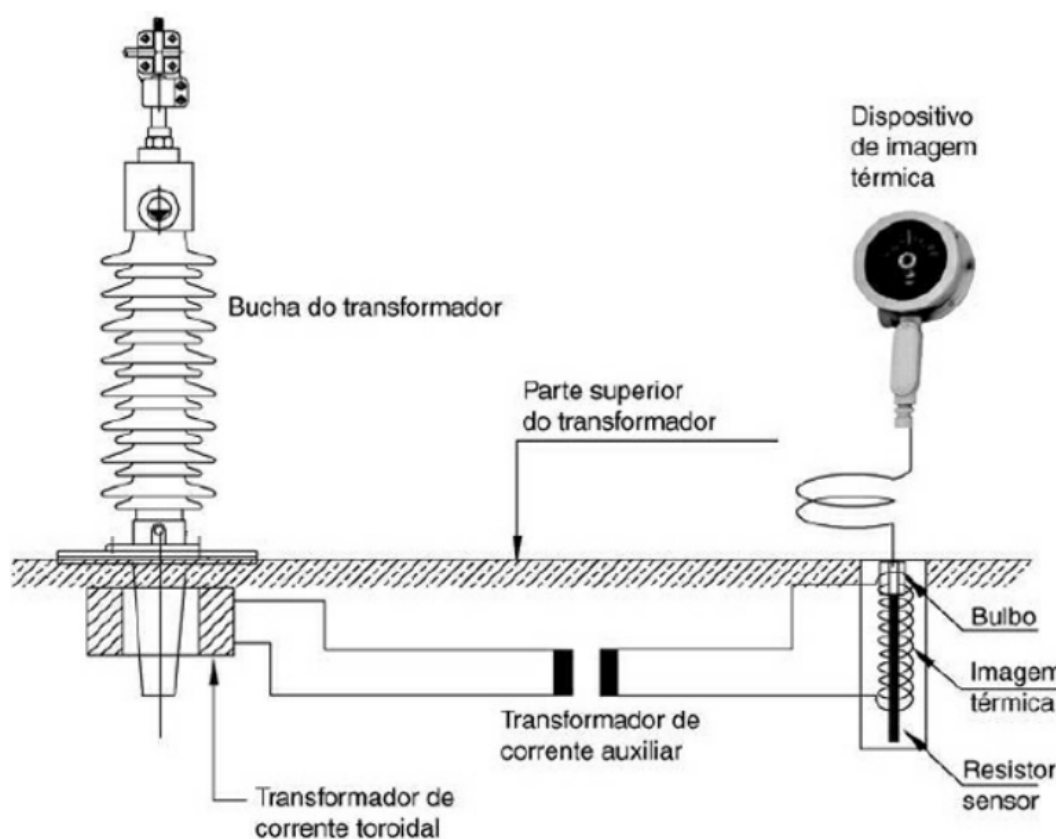
O indicador de temperatura de enrolamento, WTI (*Winding temperature indicator*), é um crítico em um transformador, pois não apenas controla o sistema de resfriamento, mas também fornece proteção térmica ao transformador. Tornando-o uma das partes mais vitais do equipamento e também em uma das mais frágeis, uma vez que se qualquer curto circuito ocorrer entre os enrolamentos um pane total pode ocorrer. Sem mencionar que a

o enrolamento, que é a parte mais quente de um transformador.

E para que seja possível informar essa temperatura uma das formas encontradas é através de uma técnica chamada imagem térmica. Esse nome é dado por ela ser capaz de reproduzir de forma indireta a temperatura do enrolamento. Com esse método não é necessário o uso de sensores diretamente no enrolamento, mas sim através de um transformador de corrente localizado em um dos cabos que estão conectados diretamente no enrolamento.

O termômetro do enrolamento com imagem térmica é composto de uma resistência de aquecimento e um sensor de óleo de topo. A resistência é alimentada por um TC que fica na saída de uma das buchas do transformador, e conforme a corrente que passa no enrolamento aumentar, a resistência aquecerá. Esse mecanismo fica dentro da caixa do próprio monitor dentro de um poço com o mesmo óleo que fica no transformador. A Figura 18 mostra uma ilustração desse circuito.

Figura 18 – Ilustração de um sistema de imagem térmica.



Fonte: Filho e Daniel Ribeiro Mamede (2013).

Portanto, uma falha desse dispositivo ou mesmo uma indicação incorreta pode ter um importante impacto no envelhecimento do transformador e pode afetar na confiabilidade do transformador, especialmente se um transformador deve ser operado em condições de sobrecarga. A experiência da utilidade indica que uma parte significativa da manutenção do transformador é dedicada aos WTIs, dado a sua importância do sistema.

Os WTIs são propensos a danos mecânicos na tubulação de diâmetro pequeno ou na tubulação Bourdon enrolada em espiral no dispositivo de medição. Além disso, a oxidação de componentes internos pode levar a um aumento da fricção mecânica ou até um travamento total, reduzindo ainda mais a precisão sem nem mesmo sinalizar esta falha ao operador. Isso pode resultar em uma simulação imprecisa da temperatura do *Hotspot* do enrolamento, o que pode levar a um resfriamento ineficiente e ao controle de desconexão (SPARLING, 2017).

3.1.2 Precisão

A precisão de um sensor analógico de temperatura depende do tipo de sensor e do fabricante. Porém, cada fabricante de transformadores impõe um erro máximo aceitável nas leituras, sendo sugerido que calibrações periódicas sejam feitas.

Os sensores RTD geralmente são os mais precisos, com precisões geralmente entre 0,1 e 0,5% da escala de medição. No entanto, a precisão também pode ser afetada pela qualidade do circuito de medição e pela estabilidade do sensor ao longo do tempo.

Os termistores geralmente têm precisões menores, geralmente entre 1 e 5% da escala de medição. A precisão dos termopares varia dependendo do tipo de metal utilizado no termopar, alguns tipos de termopares têm precisões de até 0,5% da escala de medição, enquanto outros tipos podem ter precisões até 2%.

Ainda assim, os maiores fabricantes de sensores e monitores de temperatura fornecem em sua grande maioria sensores que chegam até um erro máximo de $\pm 3^{\circ}\text{C}$. Contudo, o fabricante Qualitrol Company (2015), por exemplo, garante precisão dentro de $\pm 2^{\circ}\text{C}$ entre 50°C e 120°C tanto na medição quanto na precisão do interruptor, ou até $\pm 2\%$ de toda a faixa de medição, conforme consta no manual Qualitrol Company (2021).

É importante notar que a precisão de um sensor deve ser considerada em conjunto com a estabilidade ao longo do tempo e com a incerteza da medição, pois esses fatores podem afetar a precisão global do sistema de medição. Além disso, é importante lembrar que a precisão pode ser afetada por fatores como variações de temperatura, umidade e vibração. E por isso a instalação de seus visores, conforme mostra a Figura 19, devem sempre respeitar o projeto, que visa diminuir que essas intempéries venham a diminuir sua vida útil.

Figura 19 – Visores analógicos utilizados em transformadores em operação



Fonte: O autor.

3.1.3 Acionamentos e Alarmes

Estes normalmente possuem somente uma única saída para acionamento de outros circuitos que possam auxiliar a diminuição da temperatura em operação, comumente chamado de ventilação forçada do transformador (FILHO; MAMEDE, D. R., 2013). Também contam com saídas para alarmes e uma saída de desligamento de emergência do transformador. Contudo, existem também equipamentos disponíveis no mercado que podem chegar até 4 saídas para acionamentos, incluindo desligamento e alarme.

Estas saídas, acionamentos e alarmes variam de acordo com modelos e fabricantes, contudo, todas elas são configuradas de forma manual e normalmente são usadas para que os operadores tenham o conhecimento das temperaturas de operação do transformador em casos de atenção ou até casos mais críticos que antecedem o desligamento.

Já a saída de desligamento emergencial é utilizada normalmente quando a temperatura do transformador ultrapasse os valores configurados pelo operador, normalmente, em torno de 120°C. Estes desligamentos ajudam a evitar que o transformador tenha um dano ainda maior por consequência da alta temperatura, como até mesmo explosões por formações de gases dentro de seu tanque.

Ainda conforme os autores Filho e Daniel Ribeiro Mamede (2013), as temperaturas indicadas para cada função são:

- Acionamento do sistema de ventilação forçada:

- Para transformador com operação normal em 55°C: 75°C;
- Para transformador com operação normal em 65°C: 85°C.
- Acionamento do alarme:
 - Para transformador com operação normal em 55°C: 85°C;
 - Para transformador com operação normal em 65°C: 95°C.
- Acionamento do disjuntor:
 - Para transformador com operação normal em 55°C: 95°C;
 - Para transformador com operação normal em 65°C: 105°C.

3.1.4 Custos

Os custos para esses equipamentos variam radicalmente, sendo que vão desde simples indicadores com um visor e ponteiro provenientes de um único sensor até modelos que são capazes de indicar até 3 temperaturas distintas, com saída de alarme e desarme de disjuntor. Dessa forma, são levados em consideração neste trabalho para os fins de comparação de custo, monitores com uma capacidade maior e que mais se aproximam dos demais monitores que serão apresentados nas seções seguintes.

A Tabela 1 traz os valores de alguns monitores de temperatura do óleo de topo e o outro monitor usado para o enrolamento. Esses sensores já contam com um sensor do tipo PT100 e possuem uma classe IP68 de proteção. Para fins de comparação, seu valor representa cerca de 0,3% do preço médio total de um transformador de potência de 100 MVA e classe de tensão 238kV. Esses valores são considerados em uma venda para o estado de Santa Catarina e não consideram alíquotas de imposto de produtos industrializados nem de substituição tributária, bem como os valores são com base no apresentado para o mês de janeiro de 2023.

Modelo	Valor
AKM - TERM. ÓLEO 4NA/NF 0-150°C	R\$ 12.700,00
AKM - TERM. ENROLAMENTO 4NA/NF 0-160°C 2414-6 0-300Vca	R\$ 32.000,00

Tabela 1 – Valores aproximados de venda de monitores de temperatura analógicos

3.2 MONITORES DE TEMPERATURA DIGITAIS PARA TRANSFORMADORES A ÓLEO

A perspectiva de usar dispositivos de monitoramento on-line para tomar decisões inteligentes para otimizar a carga em ativos importantes da subestação, como transformadores, segue a adoção da tecnologia de gerenciamento de carga para sistemas e equipamentos de geração de energia. Além disso, o monitoramento em tempo real de equipamentos e do ambiente de operação permitirá que os planejadores do sistema e o

pessoal de operações carreguem dinamicamente os transformadores até os limites ideais sem comprometer a confiabilidade e o façam de forma segura.

O fato de utilizar esses monitores IED (*Intelligent Electronic Device*) vai muito além de só medir as temperaturas, mas também podem ajudar em diversas perspectivas o funcionamento de um transformador em uma subestação elétrica, por exemplo, utilizando os ativos de transformadores mais próximos de seus limites de operação reais sem comprometer sua expectativa de vida ou confiabilidade, ou também otimizando completamente a carga da subestação em tempo real com base nas mudanças nas condições ambientais ou modos de operação. Ainda, eles podem auxiliar a tomada de decisões inteligentes sobre o deslocamento de carga da unidade, com base no tempo para alcançar a capacidade de carga máxima.

No passado, devido aos cálculos serem muito mais robustos e os custos serem diferentes dos atuais a necessidade de sobrecarga em transformadores era rara, isso porque a maioria dos equipamentos no sistema TeD (Transmissão e Distribuição) era raramente carregada em 50% da sua classificação nominal, pois o uso da energia elétrica eram diferentes dos usos atuais. Nos dias de hoje, com o aumento do crescimento de carga e sem sempre priorizar novas adições a subestações (em termos de capacidade aumentada), os transformadores existentes estão experimentando aumento de carga e demandas mais frequentes para serem sobrecarregados.

Da mesma maneira que os monitores de temperatura analógicos, os monitores de temperatura digitais são dispositivos específicos utilizados para medir e monitorar a temperatura de transformadores de potência. Sendo projetados para detectar e alertar sobre temperaturas anormais e condições de sobreaquecimento indicando um potencial problema com o equipamento.

Dentro do mundo de monitores de temperatura digitais, existem uma infinidade de sensores, monitores e relés que são classificados dessa forma. Contudo, seus funcionamentos são convencionais e até mesmo iguais aos de monitoramento analógico, como apresentado na seção 3.1, mudando somente o processamento da informação através de cálculos mais robustos, dando maior precisão e assertividade na informação.

Figura 20 – Monitor de temperatura digital TM2.



Fonte: Bacega (2009).

Conforme pode ser vista na Figura 20, esses monitores possuem tela digital para exibir a temperatura atual, alarme de sobreaquecimento, saída para acionamento de ventilação forçada e podem possuir interface de comunicação com computador para análise de dados históricos. Alguns monitores de temperatura digitais para transformadores também podem incluir recursos adicionais, como a capacidade de armazenar dados de temperatura históricos, visualizar gráficos de temperatura em tempo real e configurar limites de temperatura personalizados até mesmo fazer previsões gráficas da vida útil do transformador em que está situada.

O IED, Figura 21, também permite a sincronização em tempo real através de GPS (Sistema de posicionamento global), a interligação de mais transformadores em rede e ainda a interligação de outros dispositivos de proteção do transformador a depender do fabricante.

Figura 21 – IED SEL2414.



Fonte: SEL (2023).

Foi através de equipamentos como esse que a automatização chegou às subestações, permitindo a programação de diversos sistemas, melhorando a segurança e confiabilidade

3.2.1 Método de obtenção da variável de temperatura

Esses monitores, em sua grande maioria, possuem os mesmos sensores que os utilizados em monitores analógicos. Contudo, o sinal de temperatura agora é convertido digitalmente e indicado de maneira eletrônica através visor presente em seu corpo, ao invés disso agora eles são processados digitalmente por um circuito interno embutido neles. Isso faz com que um único monitor possa ser capaz de informar três temperaturas distintas provenientes de pontos distintos do transformador.

Outro ponto que muda é a construção de alguns dos sensores, que não necessitam mais de capilares para que o mercúrio empurre os ponteiros. Como é o caso do RTD do tipo PT100, presente na Figura 22, que passa o sinal para o equipamento de monitoramento de forma totalmente digital, através de cabos elétricos.

Figura 22 – Sensor PT100 usado em transformadores.



Fonte: O autor.

Apesar desses dois pontos, o uso de um transformador de corrente faz-se necessário, contudo para monitores digitais a ligação não é mais direta ao monitor, e sim passa por um equipamento chamado de *CLIP-ON* que reduzirá a corrente máxima de 5 Ampéres para 1 Ampére, tendo em vista que as entradas desses monitores são mais sensíveis e não suportam correntes mais elevadas.

3.2.2 Acionamentos e alarmes

Conforme mencionado anteriormente, esses tipos de monitores, a depender dos modelos e fabricantes são muito mais robustos ao se tratar de acionamentos de equipamentos que auxiliam a estabilidade das temperaturas em níveis aceitáveis.

Esses monitores são capazes de além de ter vários estágios de acionamentos de ventilação forçada, como os chamados ONAN, ONAF1 e ONAF2 que são os estágios de ativação conforme a potência do transformador. Esses estágios ajudam a evitar que a temperatura se eleve antes mesmo do aquecimento do sistema ocorrer. Essas configurações são feitas de acordo com cada necessidade e pode ser facilmente configurada através do

display e programação desses monitores.

Ainda, os monitores digitais podem não se limitarem a monitorar somente a temperatura, uma vez que esse tipo de plataforma pode ser muito mais abrangente. Eles podem ter a capacidade de possuir mais entradas e supervisionar outros sensores críticos para o funcionamento de um transformador, como analisadores de gases, pressões, corrente, entre diversos outros. Fato importante é que um único monitor pode ser capaz de controlar mais do que um único transformador.

3.2.3 Precisão

Como são diversos os modelos digitais presentes no mercado, não se pode generalizar a precisão desses equipamentos uma vez que alguns são melhores que os outros, o que conseqüentemente impacta em seus preços. Porém, analisando de forma particular alguns deles, é possível compreender a precisão média encontrada no mercado.

Por exemplo, o Monitor de Temperatura TM1/TM2, da Treetech, podem ser calibrados de forma automática, chegando a uma precisão de 0,2% do fim de escala e alta estabilidade em ampla faixa de temperatura ambiente. As entradas universais de corrente AC *True* RMS de 0 a 10A também são de alta precisão, com um erro de apenas 0,5% do fim de escala para medição de carga e cálculo da temperatura do enrolamento através do processo de imagem térmica (TREETECH, 2023).

De forma geral, os monitores de temperatura TM1, que utilizam termopares ou RTDs, Figura 23 são projetados para fornecer precisão de medição de temperatura de $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ a $\pm 2^{\circ}\text{C}$, dependendo do modelo.

Figura 23 – Sensores PT100 instalados em transformador em operação.



Fonte: O autor.

Além disso, é importante lembrar que a precisão da medição de temperatura pode ser afetada por fatores como a instalação incorreta do sensor, a presença de interferência eletromagnética e a variação de temperatura ambiente. Por isso, é importante seguir as instruções do fabricante para garantir a precisão e confiabilidade das medições.

3.2.4 Custo

Os custos desses materiais variam bastante e de acordo com cada fabricante e capacidade de entradas, sistema e precisão. Alguns monitores existentes, por exemplo, podem somente monitorar uma única variável, o que faz seu custo ser bem mais baixo que outro modelo capaz de ter diversas entradas e controles.

Com o intuito de exemplificar tais diferenças, a Tabela 2 traz os valores de alguns monitores citados nesta seção que são vendidas como peças de reposição. Comparando com o preço médio total de um transformador de potência de 100 MVA e classe de tensão 238kV, esses monitores chegam a representar até 1% do custo total do equipamento. Estes valores são considerados em uma venda para o estado de Santa Catarina e não consideram alíquotas de imposto de produtos industrializados nem de substituição tributária, bem como os valores são com base no apresentado para o mês de janeiro de 2023.

Modelo	Valor
RELÉ MULTIFUNÇÃO SEL 2414-8 0-300Vca	R\$ 66.800,00
RELÉ MULTIFUNÇÃO SEL 2414-6 0-300Vca	R\$ 58.750,00
TRETECH MONITOR TEMP. TM1 38-265Vca/cc	R\$ 11.700,00
TRETECH MONITOR TEMP. TM2 38-265Vca/cc	R\$ 21.000,00

Tabela 2 – Valores aproximados de venda de monitores de temperatura digital

3.3 MONITORES DIGITAIS DO TIPO FIBRA ÓPTICA

Por fim, um dos mais novos sistemas de monitoramento de temperatura existentes no mercado é através do uso de fibras óptica, Figura 24. Esses monitores são diferentes dos outros dois modelos, uma vez que sua forma de obtenção das variáveis de temperatura é justamente através da fibra óptica.

Figura 24 – Monitor de Fibra Óptica Qualitrol para Transformadores



Fonte: Qualitrol Company (2018a).

Os sensores de temperatura com fibra óptica são dispositivos que utilizam a propagação da luz ao longo de uma fibra óptica para medir a temperatura. Eles são compostos por uma fonte de luz, uma fibra óptica e um detector. A luz é enviada através da fibra óptica e a variação da temperatura afeta a propagação da luz, o que é medido pelo detector, conforme apresentado na seção 2.2.

O uso desse tipo de equipamento está se tornando cada vez maior em transformadores de potência à óleo, uma vez que a fibra é quase que imune as interferências

desses ambientes. Isso sem mencionar os fatos de possuir uma alta precisão, estabilidade e segurança.

No caso dos transformadores, esses equipamentos com funcionamento através de FO traz algumas vantagens bem interessantes como, por exemplo, a possibilidade de informar a temperatura de um ponto quente do enrolamento de forma direta. Ou seja, a fibra é instalada pelo enrolamento em alguns pontos, como a Figura 25 demonstra. Essa instalação traz a possibilidade de além de mostrar a temperatura exata daquele ponto, pode-se inferir qual o tempo de vida do enrolamento, possibilidade de perceber determinação da temperatura no *hot spot*, entre outros pontos.

Figura 25 – Fibra óptica instalada ao longo do enrolamento



Fonte: Qualitrol Company (2017).

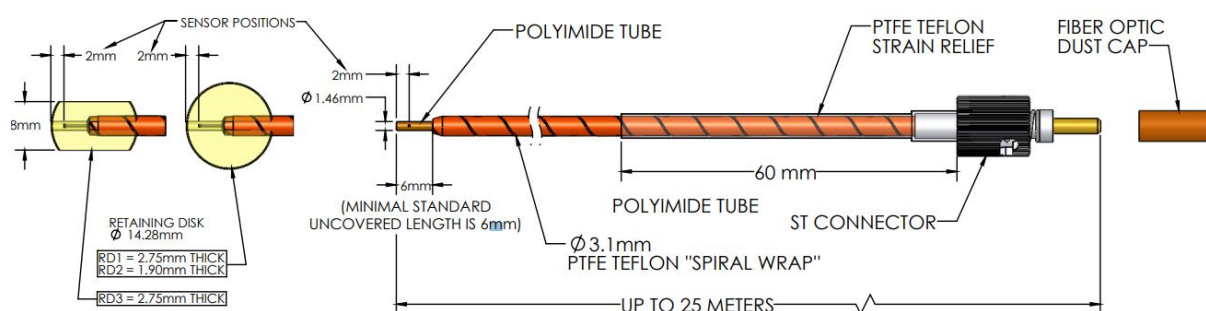
3.3.1 Método de obtenção da variável de temperatura

A obtenção da variável de temperatura seguem as teorias presentes na seção 2.2, contudo cada fabricante escolhe se faz o monitoramento através de um sensor alocada na extremidade da fibra ou se utiliza a fibra como elemento sensor.

Um exemplo é sensor T2 da Qualitrol Company (2017) que é uma das soluções que a marca tem no mercado. Esses sensores oferecem uma medição precisa e confiável da temperatura do óleo, dos enrolamentos e das superfícies metálicas, além de fornecer dados importantes para o monitoramento da saúde do transformador, como os monitores digitais.

Os sensores T2 permitem uma medição não invasiva, ou seja, sem a necessidade de contato físico com o transformador, o que elimina a possibilidade de danificar ou interferir na precisão da medição. Além disso, a tecnologia de fibra óptica oferece alta imunidade a interferências elétricas e magnéticas, garantindo uma medição precisa mesmo em ambientes de alta tensão, como apresenta a seção 2.2.

Figura 26 – Sensor T2 da Qualitrol



Fonte: Qualitrol Company (2017).

Esses sensores ficam dispostos ao longo da fibra, espaçados a cada 1 metro e podendo atingir um total de 15 metros. O sensor nada mais é que um cristal, Figura 26, que fica descoberto da proteção da fibra, o que resulta em medidas mais precisas, e que não necessariamente precisa estar em contato com o elemento a ser medido. Essa área descoberta tem apenas 6 milímetros de largura e o resto do cabo é coberto com um papel de teflon envolvidos de uma camada de um tubo de plástico. A Figura 27 mostra o conector e parte da fibra que são utilizadas e que chegam ao painel de comando do transformador.

Figura 27 – Conector de fibra óptica



Fonte:Qualitrol Company (2020).

3.3.2 Instalação

Esses monitores têm características construtivas bem distintas e seu uso deve ser previsto ainda na fase de projeto do transformador. Isso ocorre, pois, alguns itens devem ser montados especificamente para o seu uso, como é o caso das *Junction Boxes*, apresentada na Figura 28.

Figura 28 – *Junction Box* com fibra óptica em uso

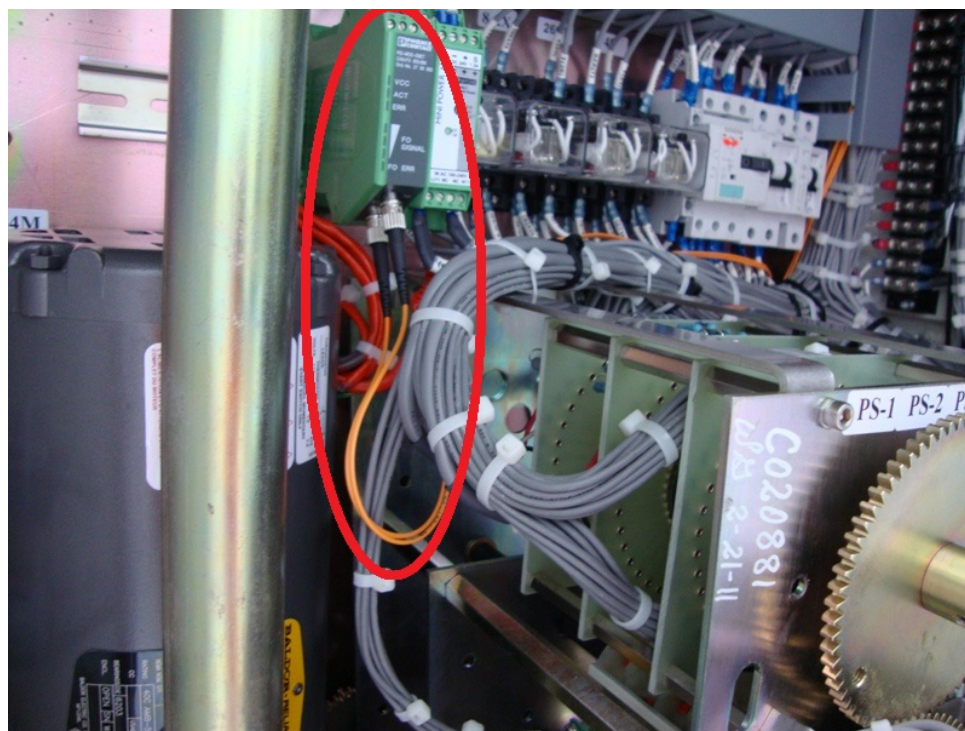


Fonte: O autor.

Essas caixas, ficam dispostas ao lado de fora do transformador, podendo ser nas laterais ou na parte superior, a chamada tampa. A função delas é evitar que água, umidade ou qualquer outro tipo de partícula entre no transformador.

Seu uso torna obrigatório a repartição da fibra óptica em duas partes. A primeira é a parte externa, que possui revestimento adequado para exposição ao tempo e vai até a caixa de comando, onde fica conectada ao monitor de temperatura, Figura 29. Já a segunda parte, que corresponde a interna, Figura 30, são cabos que contam com um revestimento capaz de resistir a diversos produtos químicos, incluindo o óleo.

Figura 29 – Monitor de fibra óptica instalado em painel de transformador



Fonte: O autor.

Figura 30 – Fibra óptica instalada na parte interna de um transformador



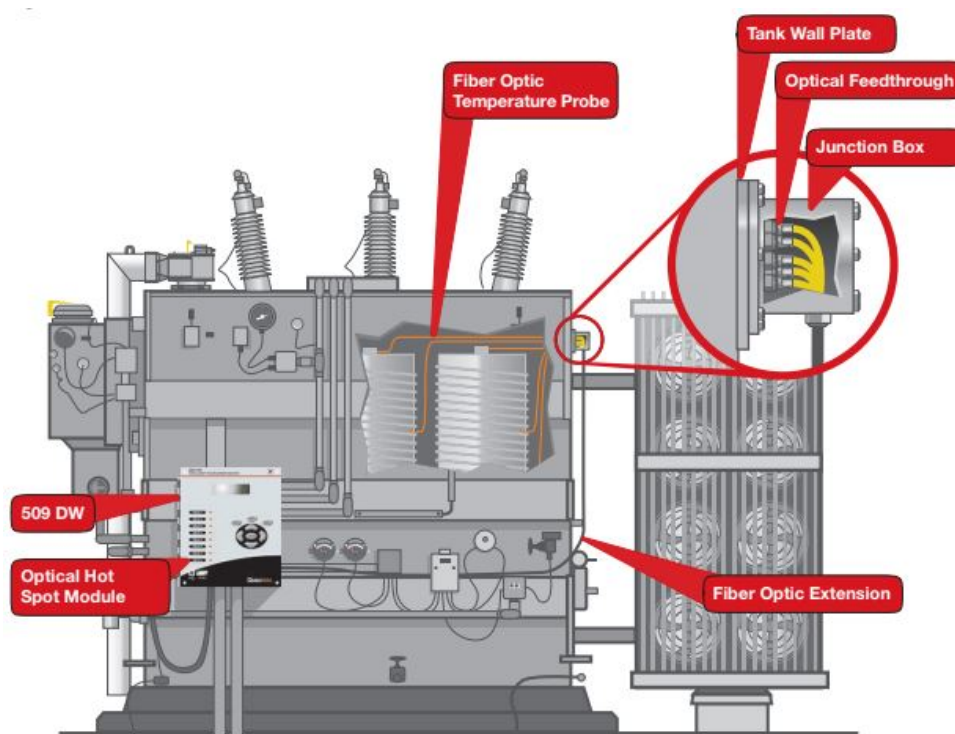
Fonte: O autor.

A depender do uso de cada cabo, eles podem chegar a incríveis 1 quilômetro de

comprimento com baixas perdas de sinal e com sensores que podem somar até 25 metros de comprimento distanciados em 1 metro, Qualitrol Company (2020).

Porém a sua instalação requer ainda alguns cuidados extras, como respeitar os raios de curvatura mínimos, conforme BLI (*Bending Loss Indicative*), evitar quebra e cortes com ferramentas inadequadas, esmagamento e batidas. Tudo isso pode impactar na falha de uma fibra.

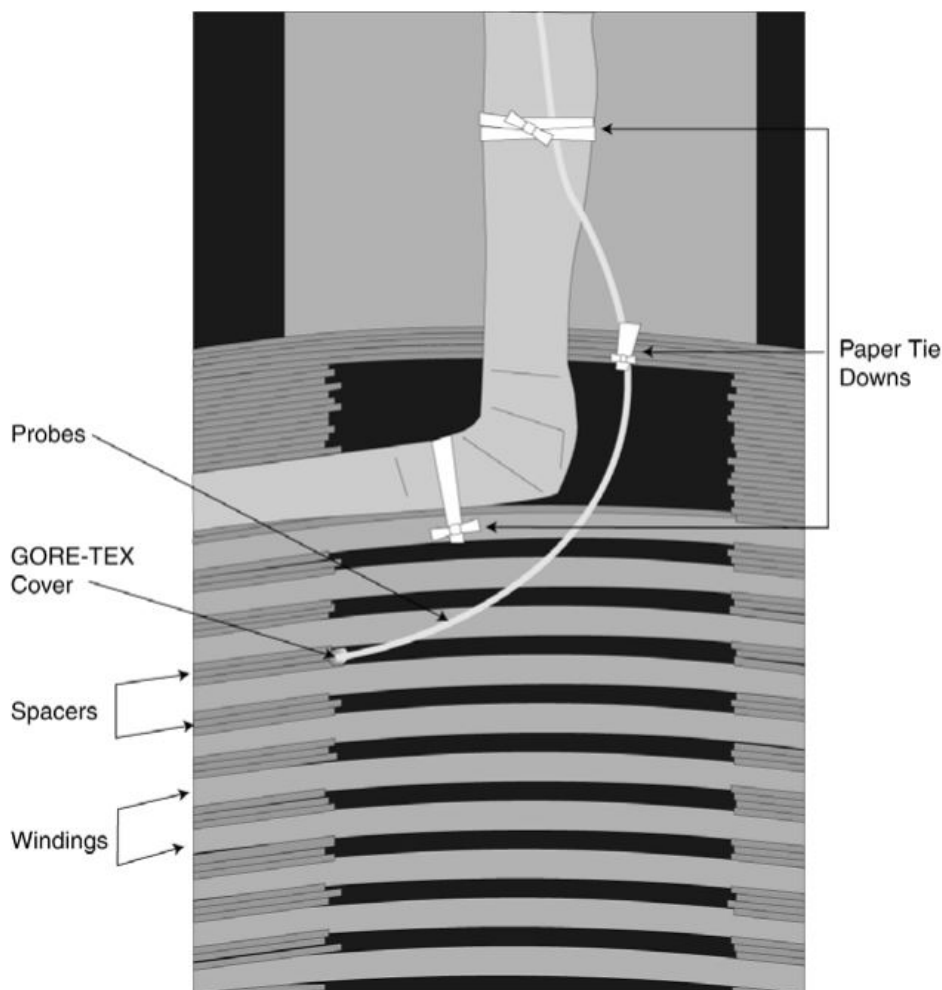
Figura 31 – Ilustração de instalação de um conjunto de monitoramento de fibra óptica para temperatura



Fonte: Qualitrol Company (2018b).

A Figura 31 ilustra um transformador de força com a instalação um monitor de temperatura de fibra óptica conforme descrita acima. Bem como a Figura 32 ilustra como um sensor de FO é instalado dentro do enrolamento do transformador.

Figura 32 – Ilustração de instalação de uma FO em um enrolamento de transformador



Fonte: LumaSense Technologies (2007).

3.3.3 Acionamentos e Alarmes

Assim como os monitores digitais e também alguns analógicos, esses equipamentos também possuem características de acionamentos, como ONAN, ONAF1, ONAF2 e alarmes, todos podendo ser configuradas de acordo com cada necessidade.

Usando como exemplo o modelo T/Guard 408XT da Qualitrol, ele oferece uma gama de acionamentos e entradas para atender às diversas necessidades de monitoramento. Possui acionamentos programáveis para alarmes de temperatura, com vários tipos de saídas, incluindo relé, contato seco, saída analógica e RS-485.

Ele ainda conta com uma entrada de sinal de corrente para medir as correntes AC ou DC, o que permite a monitoração da carga no transformador. Contém ainda, 4 entradas digitais para detectar alarmes, interrupções ou outros sinais de equipamentos de medição. Possui um acionamento de corrente para desligar o transformador em caso de a corrente ultrapassar um determinado limite. E ainda possui uma saída analógica programável para enviar informações de temperatura para outros dispositivos de monitoramento.

Ou seja, de forma geral ele é bem parecido com os monitores digitais convencionais, porém ele não possui as mesmas funções que um monitor IED como o SEL 2414 possui, como monitorar outras variáveis além da temperatura, como gases e pressão.

3.3.4 Precisão

Os sensores de temperatura com fibra óptica também apresentam alta estabilidade, o que significa que a precisão é mantida ao longo do tempo, mesmo em ambientes adversos. Além disso, eles são insensíveis a interferências elétricas e eletromagnéticas, o que significa que a precisão não é afetada por outros sinais elétricos ou eletromagnéticos no ambiente.

Ainda usando como exemplo os sensores T2 da Qualitrol, eles apresentam uma larga faixa de temperatura, desde -40°C até $+200^{\circ}\text{C}$, permitindo uma medição precisa em uma ampla gama de aplicações e condições. A alta precisão de até $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ e a estabilidade ao longo do tempo tornam os sensores T2 uma opção ideal para o monitoramento contínuo da saúde do transformador (QUALITROL COMPANY, 2017).

Já a precisão dos sensores T1, também da Qualitrol, possuem precisões menores que 1°C e resoluções de até $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ (QUALITROL COMPANY, 2018c).

A precisão pode ser afetada pelas características da fibra óptica usada. Por exemplo, fibras ópticas com diâmetros mais finos tendem a ser mais precisas, enquanto fibras ópticas com diâmetros mais grossos tendem a ser menos precisas.

3.3.5 Custo

O custo de um monitor de temperatura de fibra óptica costuma a ser bem elevado se comparado aos demais apresentados neste trabalho, o que representa cerca de 2% do preço médio total de um transformador de potência de 100 MVA e classe de tensão 238kV. Porém, a justificativa do preço se dá pela complexidade e precisão por trás desse sistema. Sem falar na necessidade de uma construção específica no transformador para abrigar todo o sistema.

Todavia, as maiores mudanças de valores dentro da gama dos monitores de fibra óptica se dá pelo número de entradas disponíveis. Equipamentos com mais entradas costumam ser mais caros, pois são projetados para monitorar mais pontos ao mesmo tempo. Por outro lado, monitores com menos entradas são um pouco mais acessíveis, mas podem não ser adequados para aplicações que exigem monitoramento de muitos pontos.

Modelo	Valor
Qualitrol T/GUARD 408 4IN	R\$ 78.000,00
Qualitrol T/GUARD 408 6IN	R\$ 183.000,00
Qualitrol T/GUARD 408XT 8IN	R\$ 194.900,00
Qualitrol T/GUARD 408XT 12IN	R\$ 285.750,00

Tabela 3 – Valores aproximados de venda de monitores de temperatura com fibra óptica

A Tabela 3, trás alguns dos valores de venda de monitores praticados no mercado, deixando explícito a diferença linear entre entradas e preço.

4 COMPARAÇÕES

Depois de conhecer um pouco sobre os tipos mais utilizados de monitores de temperatura para transformadores de potência a óleo e a fim de manter o objetivo do presente trabalho, algumas comparações são apresentadas nesse tópico visando discutir pontos positivos e negativos. Esses pontos são levantando não só com base na análise do equipamento em si mas também com uma análise técnica e prática, com visão dos casos mais recorrentes encontrados em campo.

Pois, apesar dos avanços tecnológicos para obtenção e monitoramento dessas variáveis, alguns pontos acabam passando despercebidos, o que geralmente acaba ocasionando em problemas graves no campo, como uma parada total do equipamento ou até a possibilidade de não conseguir medir de forma exata a temperatura interna do transformador.

Inicialmente, abordando os monitores analógicos de temperatura, apesar deles serem muito confiáveis e duradouros, já provados ao longo dos anos, existem alguns cuidados que esses aparelhos requerem como o seu local de instalação, que não pode sofrer vibrações mecânicas constantes, uma vez que isso afeta a precisão do equipamento. Precisão essa que depende também da habilidade do técnico para ajustes e calibração.

Outros pontos são o fato do uso de capilares que devem ficar ao longo do transformador entre os sensores e indicadores, porém esses capilares normalmente são frágeis e podem quebrar facilmente durante as instalações assim como seus suportes de fixações. Também, a ausência de portas de comunicação, que possibilitam a integração com outros *softwares* de supervisão nos dias atuais é um ponto bem negativo para os clientes, uma vez que as subestações atuais estão conectadas e muitas delas são supervisionadas à distância. Vale mencionar também que esses equipamentos não possuem com indicadores de defeitos de auto-diagnóstico, em caso de falhas do monitor.

Muitos desses pontos são extintos quando utilizados monitores digitais, como por exemplo o uso de capilares, que são totalmente convertidos para cabos elétricos de comunicação. Monitores digitais possuem uma infinidade de possibilidades de usos e aplicações com outros *softwares* de supervisão, muitos deles já vem a possibilidade de interligações com outros equipamentos, como é o caso do próprio SEL 2414 apresentado na Seção 3.2. Sua instalação também torna-se muito mais simples e seus gastos com manutenção caem exponencialmente, uma vez que normalmente seus sensores são muito mais em conta por serem amplamente utilizados e suas instalações,

Um ponto relevante a ser mencionado para os monitores digitais é o uso do chamado *CLIP-ON*, que conforme mencionado na Subseção 3.2.1 ajuda não só na precisão mas também na manutenção, uma vez que na maioria dos casos não é necessário a alteração de todo o TC e sim somente do *CLIP-ON*.

Existem ainda uma série de normas da IEC (*International Electrotechnical Commission*) que esses monitores cumprem, como por exemplo, mas não se limitando a:

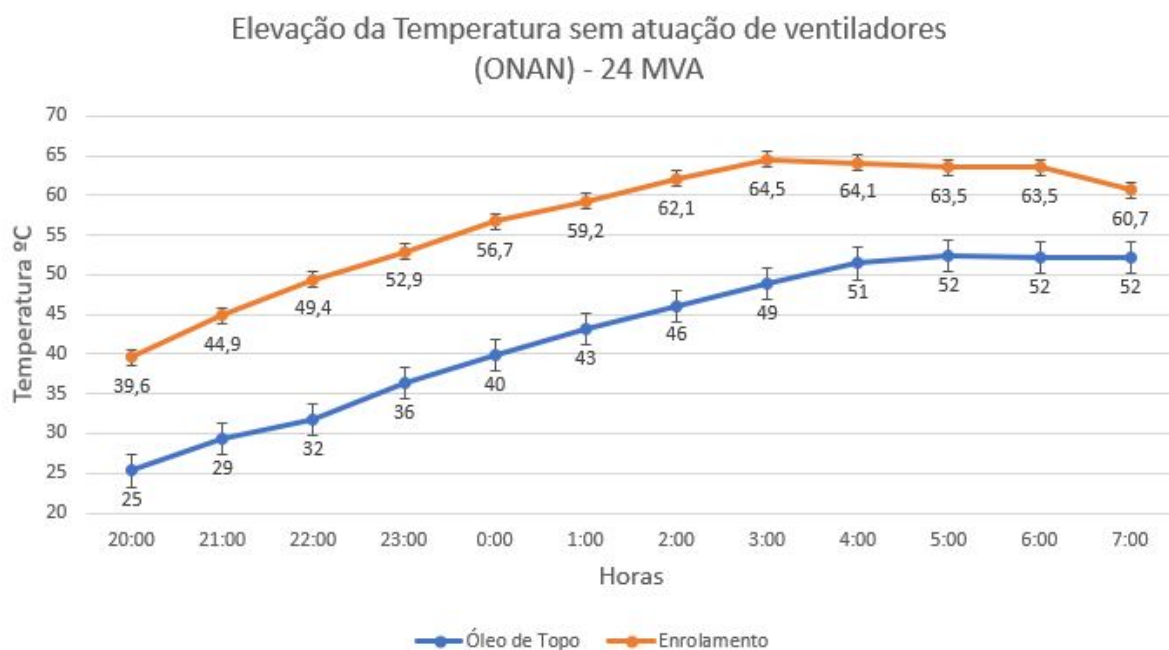
- Resposta a Vibrações: IEC60255-21-1;
- Resistência às vibrações: IEC60255-21-1;
- Imunidade a perturbações eletromagnéticas conduzidas: IEC60255-22-6;
- Imunidade à descarga eletrostática: IEC60255-22-2 e IEEE C37.90.3;

Outros pontos de grandes importâncias e que são amplamente encontrados nos monitores digitais são seus contatos de saída que a depender do modelo são diversas e que auxiliam na possibilidade do uso de ventilação forçada, algo que só existem em modelos mais robustos dos analógicos e que dependem exclusivamente do atingimento da temperatura setada. Já os sensores digitais são capazes de perceber a carga do transformador e acionar essas ventilações forçadas antes da temperatura subir. Essa forma de supervisão ajuda a aumentar e muito a vida útil do transformador.

Também contam com auto-diagnóstico, percebendo e comunicando erros ao operador, função essa denominada de "*watch-dog*" ou cão de guarda garantindo o funcionamento de todos os componentes. Sua precisão também deve ser citada, uma vez que alguns monitores chegam a até 0,2% da escala final de precisão e até $\pm 2^{\circ}\text{C}$ de sua amplitude de medição total.

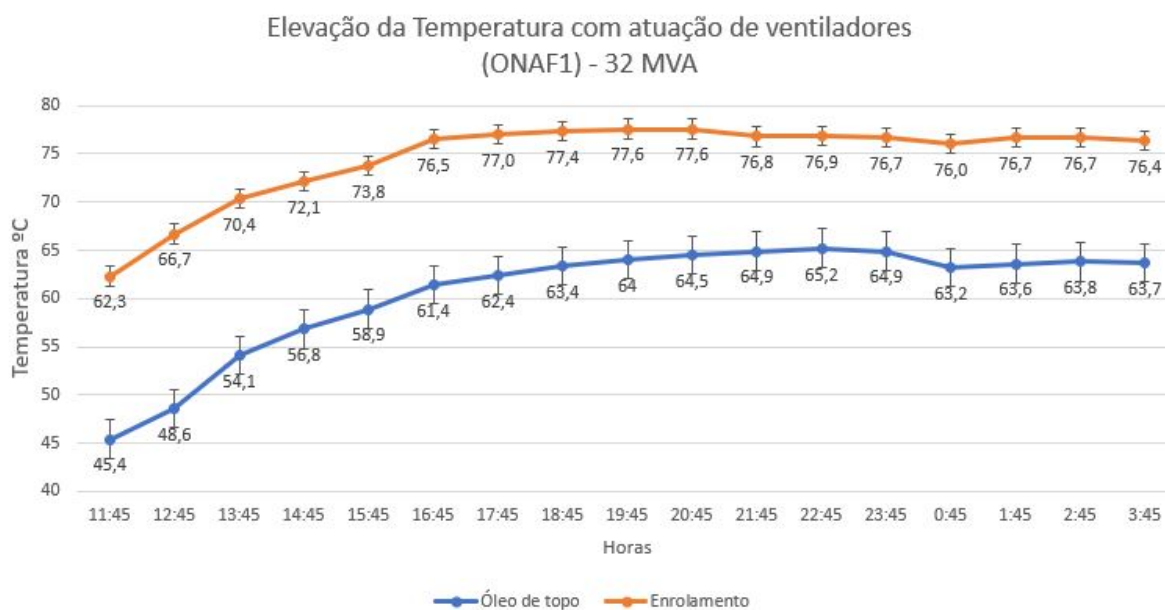
Agora quando comparados aos monitores de fibra óptica, levando em consideração os erros, é possível observar que há uma diferença considerável durante a elevação de temperatura, como apresentados nas Figuras 33, 34, 35. Essas figuras trazem a elevação de temperatura em três estágios de potência, com e sem atuação de ventilação forçada de um equipamento com potência total de 40 MVA durante ensaios de campo. O monitor usado para medição da temperatura do enrolamento era um monitor de Fibra Óptica de 4 entradas da Qualitrol, já para a temperatura de do óleo de topo um monitor digital também da Qualitrol com um sensor PT100 foram utilizados.

Figura 33 – Elevação da temperatura sem atuação de ventiladores (ONAN) - 24 MVA



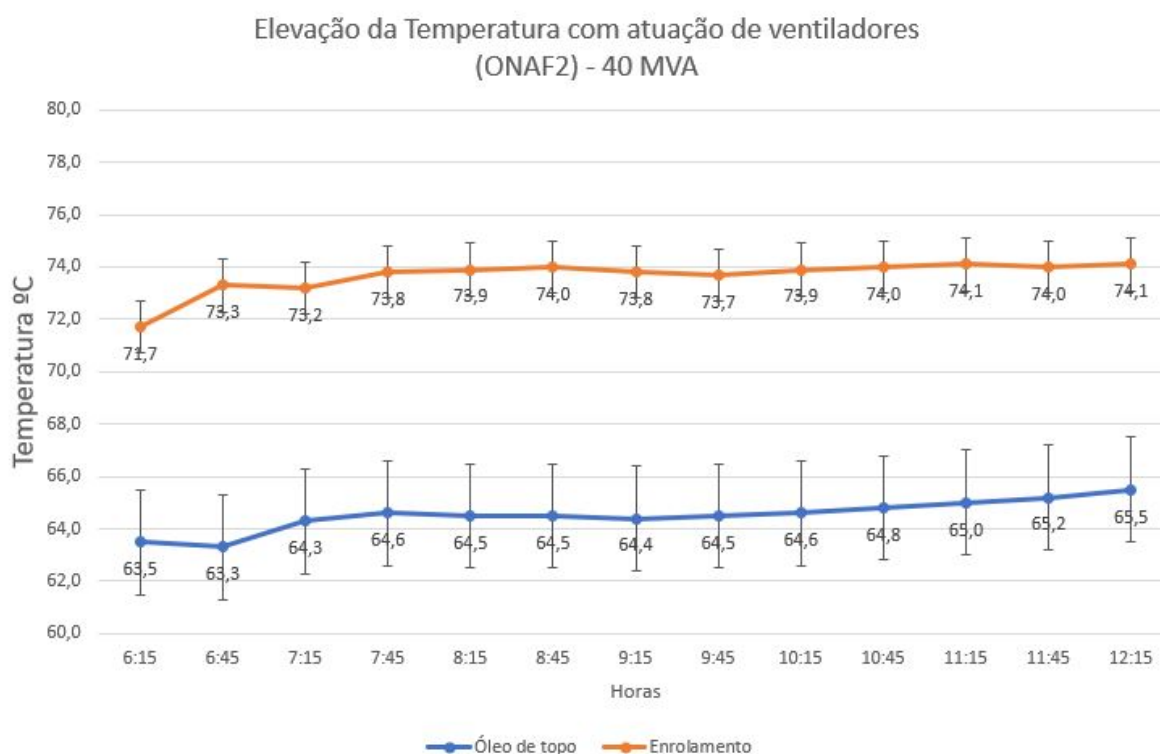
Fonte: O Autor.

Figura 34 – Elevação da temperatura com atuação de ventiladores (ONAF1) - 32 MVA



Fonte: O Autor.

Figura 35 – Elevação da temperatura com atuação de ventiladores (ONAF2) - 40 MVA



Fonte: O Autor.

Embora mostrem temperaturas de pontos diferentes, as curvas observadas estão dentro do esperado, uma vez que o óleo de topo de um transformador é utilizado para dissipar o calor gerado pelos enrolamentos e outras partes, funcionando como um fluido de arrefecimento. Já o enrolamento é justamente a fonte de calor do sistema, que conforme sua carga aumenta, maior é o calor gerado.

Ao comparar os erros entre as duas curvas, é visível que o erro do digital é maior que o de fibra óptica, mostrando que há realmente um ganho em utilizar esse modelo de monitor, ainda mais para a temperatura de enrolamento, por todas suas dificuldades de medição mencionadas nesse trabalho.

Porém, olhando por outros olhos, apesar de ser mais tecnológico, preciso e com similaridades entre os monitores digitais, um dos maiores problemas encontrados nesse tipo de equipamento é justamente sua instalação, o que afeta diretamente sua confiabilidade. Isso é, um dos maiores problemas que ocorrem em campo com esses equipamentos instalados é pelo não funcionamento total ou parcial.

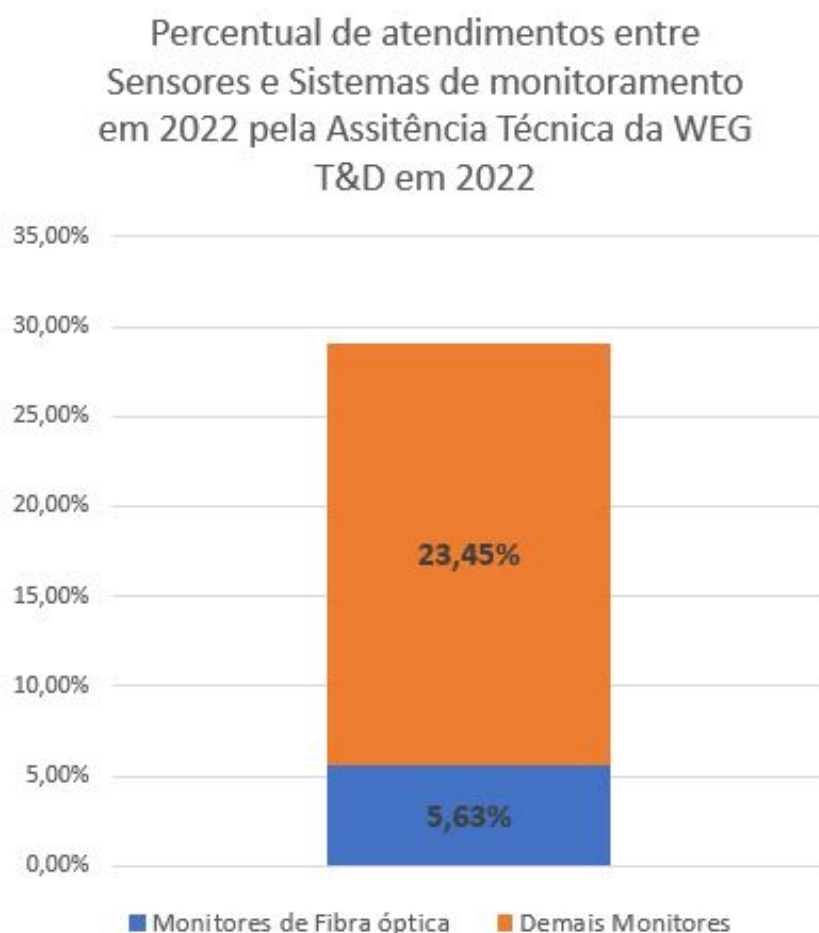
Isso ocorre, na maioria das vezes pelo fato de que, como a fibra é um elemento muito sensível com seu manuseio ela acaba quebrando em um ou até alguns pontos dentro do transformador. Há casos também em que durante a execução da instalação a fibra não é completamente limpa ou até colocada de forma incorreta. Outros casos que também ocorrem são quanto ao esmagamento da fibra óptica, muitos deles só ocorrem após toda a

instalação do transformador, que está sujeito a diversos impactos durante seu manuseio.

Já há outros que a própria fibra acaba quebrando durante inspeções internas, que por algum descuido pode acabar sofrendo um impacto. Porém as consequências desses fatos vão muito além da quebra da fibra, pois caso uma delas esteja diretamente no enrolamento, como no caso da Figura 25, a única forma de reparar é retirando toda a parte ativa do transformador e refazer o enrolamento para que seja instalada uma nova fibra. Ou seja, os custos de manutenção desses casos são muito superiores a qualquer outro equipamento.

Como exemplo prático dessas falhas que ocorrem em campo, a Figura 36 mostra o percentual de casos atendidos pela rede de Assistência Técnica da WEG Transmissão e Distribuição durante o ano de 2022. Levando em conta que esses equipamentos ainda estão em fase inicial de adesão pelo mercado, esses números ainda tendem a crescer nos próximos anos.

Figura 36 – Percentual de atendimentos



Fonte: O Autor.

Dessa forma, pode-se afirmar que apesar de a tecnologia ser muito mais precisa e avançada para esse tipo de monitor, o equipamento e seus sensores ainda precisam ser desenvolvidos para que os custos de manutenção e confiabilidade de instalação caiam o

suficiente para que os custos compensem suas instalações.

E como forma de garantir a funcionalidade do transformador, mesmo após essas falhas, a maioria deles contam com outros meios de monitoramento da temperatura, como digital e analógico a fim de obter redundâncias das medidas efetuadas e garantindo a segurança de operação do transformador.

Todavia, ao colocar todos esses pontos na balança, o mais recomendável é a utilização dos monitores digitais trabalhando em redundância com monitores analógicos a fim de garantir que as medidas sendo captadas estão dentro do esperado e se são corretas. Pois assim unem-se a confiabilidade e durabilidade de um sensor analógico com a capacidade, precisão, eficiência e a rápida informação que um monitor digital de temperatura oferece. Todos esses pontos visam garantir a operabilidade e segurança de uma operação de um transformador de potência a óleo.

O Quadro 1 traz um resumo de todos os pontos expostos acima, a fim de simplificar a visualização e o entendimento dos pontos apresentados no presente trabalho.

Quadro 1 – Quadro Comparativo

Tipo de Monitor	Pontos Positivos	Pontos Negativos
Analógico	Confiável Construção robusta Graus de proteção IP Baixo custo, cerca de 0,3% de um transformador 100MVA-238kV	Manutenção periódica necessária Precisão é afetada ao longo dos anos Instalação fixa Capilares frágeis Medição indireta
Digital	Precisão Instalação simples e versátil Grande disponibilidade de recursos Lógica programável Monitoramento remoto Auto-diagnóstico Compacto	Custo alto, cerca de 1% de um transformador 100MVA-238kV Sensível a surtos Sensível a interferências Medição indireta
Digital com Fibra Óptica	Precisão Imune a interferências Medição de forma direta Pode estar em contato com o enrolamento	Sensível a dobra Sensível a esmagamento Sensível a cortes Instalação delicada Deve ser previsto em fase de projeto Necessário capacitação para manuseio Custo elevado, cerca de 2% de um transformador 100MVA-238kV

Fonte: O autor.

5 CONCLUSÃO

O trabalho proposto teve como seu objetivo comparar os monitores de temperatura para transformadores de potência existentes no mercado explorando cada tipo em particular e desenvolvendo sobre seu funcionamento, precisão, custos entre outros pontos mostrados. Estes monitores são responsáveis pelo funcionamento adequado desses equipamentos, evitando na maioria das vezes, danos mais graves ou até perdas irreparáveis.

Foi possível observar o avanço da tecnologia para esse tipo de equipamento, e entender sobre um pouco do seu funcionamento. Bem como compreender que, mesmo apesar de, a ação de medir uma temperatura parecer uma tarefa simples, em equipamentos como um transformador, onde há enormes valores de energia passando pelo sistema, diante de tanta interferência eletromagnética, existem diversas considerações e cálculos que são levados a fim de garantir todo o funcionamento do sistema.

E ainda que a tecnologia avance, trazendo novas formas de medir a temperatura e que outros sistemas sejam acionados para garantir a operabilidade em níveis de temperatura adequados, métodos mais antigos como os monitores analógicos ainda se mostram uma solução extremamente capazes e confiáveis para atender transformadores produzidos atualmente, sendo normalmente usados como um sistema de redundância junto com monitores do tipo digital.

Já os monitores digitais do tipo fibra óptica, apesar de terem a melhor precisão e serem livres de interferência eletromagnética, é necessário um conhecimento mais específico para lidar com esse equipamento, uma vez que toda sua instalação requer um cuidado extra e que seja feito ainda durante o processo de fabricação do transformador. Entretanto, diversos problemas podem aparecer somente após sua instalação em campo, ou seja, é um monitor extremamente sensível. Mostrando que os monitores digitais sem as FOs, a depender da aplicação, são de uso mais recomendado, com maiores recursos, precisões boas e de custos mais aceitáveis que os demais apresentados, levando sempre em consideração o custo benefício. Estes monitores digitais, além da temperatura, são capazes de ativar ventilações, soar alarmes e ter toda uma supervisão de forma totalmente remota, além da integração com demais sistemas, garantindo uma segurança e confiabilidade muito maior em uma subestação de energia, por exemplo.

Como sugestão para trabalhos futuros derivados do presente trabalho, ficam como desenvolvimento de todo o sistema de monitoramento de fibra óptica visando em melhorias na instalação garantindo a confiabilidade de funcionamento, bem como realizar um estudo da reforma de um transformador com um sistema de monitoramento da temperatura analógico para sistema de monitoramento da temperatura via fibra óptica, verificando se existem grandes vantagens nessas trocas.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356**: Transformadores de potência: Parte 1: Generalidades. Rio de Janeiro, 2007.

BACEGA, Wilson Roberto. **Modernização Da Proteção Térmica De Transformadores De Potência**. [S.l.]: ISA-CTEEP, 2009.

BAILEY, David; WRIGHT, Edwin. **Practical fiber optics**. [S.l.]: Elsevier, 2003.

BALBINOT, A.; BRUSMARELLO, V. J. **Instrumentação e Fundamentos de Medidas**. [S.l.]: 2. ed. LTC, 2010.

BURAS, M. **Aplicação de sensores distribuídos de fibra óptica em um modelo experimental para monitoramento de movimentos de massa**. [S.l.]: Universidade Federal do Paraná, 2013.

CHAUDHARI, Ajit M. W. **Total internal reflection in an optical fiber. The black light rays represent incident light at an angle with the normal greater than the critical angle. The red and purple rays represent incident light at the critical angle**. [S.l.: s.n.], 2021. https://www.researchgate.net/figure/Total-internal-reflection-in-an-optical-fiber-The-black-light-rays-represent-incident_fig5_267998123. Acesso em: 13 dez. 2022.

CULSHAW, Brian; KERSEY, Alan. Fiber-Optic Sensing: A Historical Perspective. **J. Lightwave Technol.**, Optica Publishing Group, v. 26, n. 9, mai. 2008.

FARIA, Ivan Paulo de. **Proposição e comparação de técnicas de mapeamento térmico volumétrico para transformadores de potência**, 2012.

FEBBO, Maurino de. **Método de interrogação de fibra óptica para detecção de intrusão**. 2017. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo.

FILHO, Joao Mamede; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

GLISIC, Branko; INAUDI, Daniele. **Fibre optic methods for structural health monitoring**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2007.

HILL, Kenneth Owen; FUJII, Yoichi; JOHNSON, Derwyn C.; KAWASAKI, B. S. Photosensitivity in optical fiber waveguides: Application to reflection filter fabrication. **Applied Physics Letters**, v. 32, p. 647–649, 1978.

KROHN, D.A. **Fiber optic sensors: fundamentals and applications**. [S.l.]: Triangle Park: Instrumentation Systems, 2000.

LOUZADA, DANIEL R. **Detecção e caracterização de danos estruturais através de sensores a rede de Bragg e redes neurais artificiais**. 2013. Diss. (Mestrado).

LUMASENSE TECHNOLOGIES. **ThermAsset 2 Fiber Optic Winding Hot Spot Temperature Monitor and Controller for Power Transformers User Manual**. [S.l.: s.n.], 2007.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. [S.l.]: Grupo Editorial Nacional, 2013.

MONTORO, F. **Fibra Óptica ou Cabo de Cobre?** [S.l.: s.n.], 2023.
<http://fabiomontoro.blogspot.com/2013/03/fibra-optica-ou-cabo-de-cobre.html>. Acesso em: 12 dez. 2022.

MORIMOTO, Carlos E. **Redes Guia Prático**. [S.l.]: GDH Press e Sul Editores, 2008.

PORTELLA, Mariana G; VITOLDO FILHO, S; SILVA, C da; BATISTA, Douglas A; RIBEIRO, Cleber S; SABEC, Daiane C; STOCCO, Guilherme B; ANDREOLI, Mario C; CAMPOS, Érick A. Estudo Comparativo do Envelhecimento Quimi-co Acelerado de Papel Kraft Termoestabilizado e Convencional. *In*: VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (CITENEL). [S.l.: s.n.], 2011.

PUC - RIO DE JANEIRO. **Conceitos preliminares das redes Bragg**. [S.l.: s.n.], 220-b. https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/11923/11923_3.PDF. Acesso em: 12 dez. 2022.

PUC - RIO DE JANEIRO. **Sensores a fibra óptica**. [S.l.: s.n.], 220-a. https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/37156/37156_3.PDF. Acesso em: 08 dez. 2022.

QUALITROL COMPANY. **5 Fast Facts About Fiber Optic Temperature Measurement in Power Transformers**. [S.l.: s.n.], 2017.

<https://www.Qualitrolcorp.com.br/resource-library/blog/5-facts-about-fiber/>. Acesso em: 22 mar. 2023.

QUALITROL COMPANY. **Field proven high accuracy probe for measuring hot spot temperature**. [S.l.: s.n.], 2020. PDF. Acesso em: 22 mar. 2023. Disponível em: https://www.Qualitrolcorp.com.br/wp-content/uploads/2020/04/AP-M09-12L-06E-1903-T2S-Standard_and_Disk.pdf.

QUALITROL COMPANY. **Monitor de Temperatura de Enrolamento de Fibra Óptica T/Guard 405 Qualitrol**. [S.l.: s.n.], 2018. <https://www.Qualitrolcorp.com.br/products/fiber-optics/signal-conditioners/Qualitrol-tguard-405-fiber-optic-winding-temperature-monitor/>. Acesso em: 22 mar. 2023.

QUALITROL COMPANY. **Qualitrol 509 DW Intelligent Transformer Monitor with Dissolved Gas Analysis (DGA) and Bushing Monitoring**. [S.l.: s.n.], 2018. <https://manualzz.com/doc/29161800/Qualitrol-509-dw-intelligent-transformer-monitor-with-di...> Acesso em: 22 jan. 2023.

QUALITROL COMPANY. **Qualitrol AKM345 GEN3 OTIWTI: the future of oil and winding temperature indication for transformers of all classes**. [S.l.: s.n.], 2021. <https://www.Qualitrolcorp.com.br/wp-content/uploads/2021/10/AKM345-GEN3-Brochure-Final.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2023.

QUALITROL COMPANY. **Sonda de Temperatura em Fibra Óptica Neoptix T1**. [S.l.: s.n.], 2018. <https://www.Qualitrolcorp.com.br/products/fiber-optics/sensors-probes/neoptix-t1-fiber-optic-temperature-probe/>. Acesso em: 10 jan. 2023.

QUALITROL COMPANY. **Termômetros de montagem direta QUALITROL AKM 44612/44622/44617/44618/44650**. [S.l.: s.n.], 2015. https://www.qualitrolcorp.com.br/wp-content/uploads/2016/09/AP-T01-04L-03E_44612.pdf. Acesso em: 09 jan. 2023.

QUALITROL COMPANY. **Termômetros de montagem remota QUALITROL 104/TR6000**. [S.l.: s.n.], 2008. https://www.qualitrolcorp.com.br/wp-content/uploads/2016/09/AP-T02-02L-01E_104.pdf. Acesso em: 09 jan. 2023.

RIBEIRO, A. B. L. **Esquemas de Multiplexagem de Sensores de Fibra Óptica**. 1996. Diss. (Mestrado).

ROSSETTO, Jonatas Fred; FERREIRA, Elnatan Chagas. Sensores distribuídos utilizando efeitos não-lineares em fibras ópticas para aplicação em estruturas inteligentes. *In.*

SEL. **SEL-2414 Módulo para monitoramento e controle de transformadores de potência.** [S.l.: s.n.], 2023. <https://selinc.com/pt/products/2414/>. Acesso em: 16 fev. 2023.

SHATARAH, Iyad SM; OLBRYCHT, R. Distributed temperature sensing in optical fibers based on Raman scattering: theory and applications. **Measurement Automation Monitoring**, v. 63, 2017.

SIOSHANSI, F. P. **Future of Utilities-Utilities of the Future: How Technological Innovations in Distributed Energy Resources Will Reshape the Electric Power Sector.** [S.l.]: Academic Press, 2018.

SOUSA, K. D. M. **Redes de Bragg em fibra óptica para medição de parâmetros relacionados as máquinas elétricas.** 2016. Tese (Doutorado).

SPARLING, Brian. Improved transformer temperature monitoring. **Transformers Magazine**, Merit Media Int. doo, v. 4, n. 4, p. 58–62, 2017.

TREETECH. **TM1/TM2 – Monitor de Temperatura.** [S.l.: s.n.], 2023. Disponível em: <https://www.treetech.com.br/tm/>. Acesso em: 22 mar. 2023.

WEG. **Transformador a Seco Pequeno (Até 300 kVA).** [S.l.: s.n.], 2023. https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Transformadores-a-Seco/Pequeno-%28At%C3%A9-300kVA%29/Transformador-a-Seco-Pequeno-%28At%C3%A9-300-kVA%29/p/MKT_WTD_SMALL_DRY_TYPE_TRANSFORMER_UP_TO_300KVA. Acesso em: 28 jan. 2023.

WEG. **Transformador de Distribuição Pequeno (até 300 kVA).** [S.l.: s.n.], 2023. Acesso em: 28 jan. 2023. Disponível em: [https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%5C%C3%5C%A7%5C%C3%5C%A3o%5C%2C-Transmiss%5C%C3%5C%A3o-e-Distribui%5C%C3%5C%A7%5C%C3%5C%A3o/Transformadores-e-Reatores-a-%5C%C3%5C%93leo/Transformadores-de-Distribui%5C%C3%5C%A7%5C%C3%5C%A3o-a-%5C%C3%5C%93leo/30-a-300-kVA/Transformador-de-Distribui%5C%C3%5C%A7%5C%C3%5C%A3o-Pequeno](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%5C%C3%5C%A7%5C%C3%5C%A3o%5C%2C-Transmiss%5C%C3%5C%A3o-e-Distribui%5C%C3%5C%A7%5C%C3%5C%A3o/Transformadores-e-Reatores-a-%5C%C3%5C%93leo/Transformadores-de-Distribui%5C%C3%5C%A7%5C%C3%5C%A3o-a-%5C%C3%5C%93leo/30-a-300-kVA/Transformador-de-Distribui%5C%C3%5C%A7%5C%C3%5C%A3o-Pequeno)

[%5C%28at%5C%C3%5C%A9-300kVA%5C%29/p/MKT_WTD_SMALL_DISTRIBUTION_TRANSFORMERS_UP_TO_300KVA.](#)

WEG. **Transformadores de Força**. [*S.l.: s.n.*], 2023.

<https://www.emsmotores.com.br/produto/weg-energia/transformadores-de-forca>.

Acesso em: 28 jan. 2023.

WEG, SA. Características e especificações de transformadores de distribuição e força DT-11. **Blumenau: Weg**, 2010.

ZTT. **Fibra Óptica – O processo de fabricação e os tipos de fibra**. [*S.l.: s.n.*],

2016. <https://www.zttcable.com.br/blog/fabricacao-e-tipos-fibra-optica/>. Acesso em: 03 jan. 2023.