



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GTM/15
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – XIII

GRUPO DE ESTUDO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS EMERGENTES- GTM

MONITORAMENTO TÉRMICO ON-LINE DE TRANSFORMADORES POR MEIO DE SENSORES DE REDES DE BRAGG EM FIBRA ÓPTICA

**Marcio Sans(*)
LACTEC**

**Luiz Felipe R. B. Toledo
LACTEC**

**Diogo Biasuz Dahlke
LACTEC**

**Wilson Uhren
COPEL DIS**

RESUMO

Este trabalho descreve o desenvolvimento de um sistema óptico de monitoramento térmico on-line de transformadores de potência imersos em óleo isolante utilizando redes de Bragg em Fibra. Os sensores foram instalados no interior de um transformador de potência próximos ao enrolamento de alta-tensão. Os dados obtidos pelo sistema de monitoramento foram comparados com os dados de temperatura de topo de óleo, temperatura dos enrolamentos obtidos por imagem térmica e ainda com o estado operativo da máquina elétrica. O projeto foi desenvolvido pelo programa de P&D ANEEL, realizado pelo LACTEC em execução para a COPEL Distribuição.

PALAVRAS-CHAVE

Transformadores de Potência, Vida Útil, Redes de Bragg, Instrumentação Óptica, Fibras Ópticas

1.0 - INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência estão entre as máquinas elétricas mais importantes do Sistema Elétrico de Potência (SEP), sendo vastamente utilizados e encontrados em toda a cadeia do sistema elétrico, desde a geração até a distribuição de energia elétrica. Inventados no final do século XIX, os transformadores de potência, apesar da evolução dos materiais aplicados na sua fabricação, dos métodos de cálculo de projeto e dimensionamento e dos métodos de ensaio, apresentam ainda elevados índices de falhas, conforme estudos apresentados por Mendes(1995) e Bechara(2010), deixando a confiabilidade do sistema de energia sob um prisma negativo e de desconfiança além de proporcionar perdas às concessionárias de energia, tanto pelo dano material ao equipamento como por eventuais multas pelos órgãos reguladores.

Sabe-se que o grau de degradação da isolamento dos transformadores está diretamente relacionando ao perfil térmico sob os quais estes equipamentos são submetidos, assim é possível afirmar que transformadores operando acima da temperatura máxima sofrem grande redução na sua vida útil por conta da precoce deterioração de seus materiais isolantes, podendo significar um prejuízo de elevada monta, conforme citado anteriormente. Em contra partida, transformadores trabalhando abaixo da temperatura máxima de projeto pode indicar um equipamento sub-carregado, de modo que este pode atender cargas adicionais requisitadas pelo sistema.

O que vem sendo utilizando no monitoramento da temperatura de transformadores são metodologias indiretas com baixa exatidão para os enrolamentos e medições diretas do topo do óleo com precisão não muito superior. Para medições do ponto quente (hot spot), existe medição através de sensores ópticos no qual se mede apenas um único ponto.

Desta forma a aplicação de uma tecnologia inovadora capaz de monitorar múltiplos pontos de temperatura em um transformador de forma simples e confiável, permitindo a sua operação ótima tem potencial para promover um

ganho econômico significativo no sistema elétrico, seja permitindo o uso mais intensivo de equipamentos existentes sem perda de vida útil ou permitindo a postergação de investimentos em novos equipamentos.

Dentre as diversas tecnologias existentes atualmente, podemos citar a medição de temperatura distribuída utilizando sensores ópticos (DTS) e os sensores de temperatura utilizando redes de Bragg em fibra óptica (FBG).

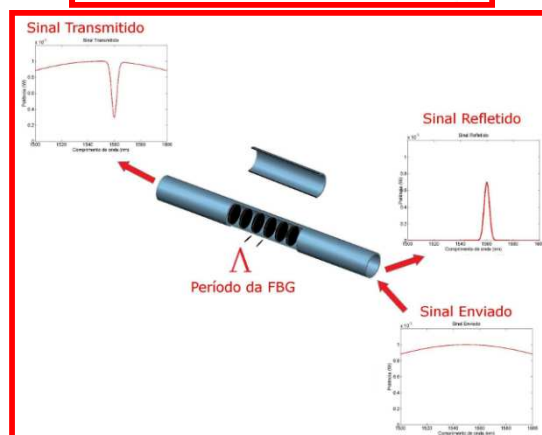
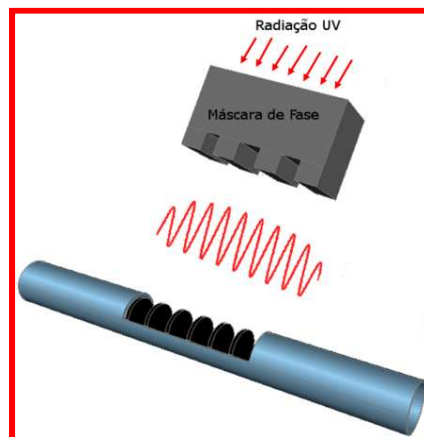
A medição com DTS, apesar de sua viabilidade para essa aplicação, necessita o emprego de um comprimento muito longo de fibra óptica no interior do transformador de modo a garantir uma boa resolução e precisão, portanto, apesar de algumas experiências laboratoriais, essa técnica não é muito vantajosa para emprego em escala para monitoramento direto da temperatura de enrolamento.

Neste cenário, em se tratando de sensores ópticos, os sensores FBG são os mais indicados para monitoramento direto da temperatura de enrolamento, possibilitando a medição pontual de temperatura, em diversos locais, com precisão dez vezes superior a técnica tradicional utilizada em uma única fibra óptica, viabilizando uma medição quasi-distribuída. Ressalta-se ainda que, devido ao seu princípio de funcionamento, os sensores FBG podem ser empregados para realizarem outras medidas além de temperatura, como por exemplo medidas de tração, compressão ideais para se medir deslocamentos.

2.0 - REDES DE BRAGG EM FIBRA

O desenvolvimento dos sensores em fibra óptica e as suas aplicações nas medições da temperatura e de deslocamento empregados nos setores elétrico, civil, petroquímico e inclusive de saúde, têm sido difundidas devido ao seu tamanho, a sua imunidade à interferências eletromagnéticas, sua sensibilidade e ainda graças a possibilidade de multiplexação de diversos sensores em uma única fibra óptica (TOLEDO, 2010).

Uma FGB é uma estrutura periódica de modulação do índice de refração no núcleo da fibra óptica podendo ser construída nas fibras ópticas através do uso da fotosensibilidade presente em algumas fibras (KASHYAP, 2006). Um método de construção de redes de Bragg em fibra óptica é ilustrado na Figura 1.



(a)

(b)

FIGURA 1 – (a) Construção de uma FBG, (b) Funcionamento de um FBG

Conforme demonstrado na Figura 1a, a estrutura periódica é construída na fibra óptica, através do padrão de interferência criado por uma máscara de fase e pela emissão de fonte de luz ultravioleta (UV). A FBG funciona como um filtro rejeita faixas, como mostra a Figura 1b, sendo que o comprimento de onda do ponto central do filtro é conhecido como comprimento de onda de Bragg.

Essa estrutura periódica construída na fibra óptica sofre modificações devido a variações de temperatura ou devido a compressões e trações presentes na fibra óptica. Ou seja, qualquer variação de temperatura, ou mesmo de tração ou compressão que a fibra óptica venha a sofrer, irá provocar uma modificação no período da estrutura periódica, alterando assim o comprimento de onda da luz refletida bem como o comprimento de onda do vale da luz transmitida. Desse modo, a partir do monitoramento do deslocamento desse comprimento de onda é possível correlacionar através de equacionamento matemático as variações de diversos mensurandos.

Pela análise da Figura 1b, pode-se verificar o princípio de funcionamento das FBG, aonde uma luz incidente do tipo banda larga, ou seja, com energia em diversos comprimentos de onda. Essa radiação quando entra no interior da fibra óptica, chegará até a FBG e irá sofrer uma interação com essa estrutura gravada. O pico da onda refletida pelos planos transversais no interior do núcleo é dado pela Equação (1). A luz incidente no núcleo da fibra óptica é espalhada por cada plano, e caso a condição de Bragg não seja satisfeita, a luz refletida fica fora de fase e é cancelada. Isto significa que, se a luz não coincidir com o comprimento da onda ressonante de Bragg, cada plano da rede injeta uma fraca reflexão. Quando a condição de Bragg for satisfeita, as contribuições da luz refletida de cada plano adicionam-se construtivamente no retorno do sinal, formando um pico refletido no centro do comprimento de onda definido pelos parâmetros da rede (KASHYAP, 2006). De forma simplificada, o comprimento de onda de Bragg depende do período físico da rede bem como do índice de refração efetivo, conforme mostrado na Equação (1).

$$\lambda_b = 2\eta_e \Lambda \quad (1)$$

Na equação (1) λ_b é o comprimento do pico da onda de Bragg, η_e é o índice de refração efetivo e Λ é o período físico da rede de Bragg. O fato mais importante que deve ser entendido pela análise da equação (1) é que o comprimento de onda de Bragg é função tanto do período físico da rede Λ , como do índice efetivo da fibra óptica η_e . Logo, para utilizar essa estrutura como sensor, deve-se entender como o período físico da rede e como o índice efetivo varia em relação à temperatura e em relação ao deslocamento. A relação que demonstra a dependência da variação de temperatura e de deformação com a variação do comprimento de onda do pico refletido é demonstrada na equação (2).

$$\Delta\lambda_b = 2 \left[\Lambda \frac{\delta\eta_e}{\delta L} + \eta_e \frac{\delta\Lambda}{\delta L} \right] \Delta L + 2 \left[\Lambda \frac{\delta\eta_e}{\delta T} + \eta_e \frac{\delta\Lambda}{\delta T} \right] \Delta T \quad (2)$$

A equação (2) relaciona a variação do comprimento de onda de Bragg, $\Delta\lambda_b$ com a variação do comprimento axial da fibra ΔL bem como com a variação de temperatura ΔT . O primeiro termo da equação (2) está relacionado com a variação do espaçamento da grade e da variação do índice de refração em relação ao comprimento. O segundo termo da equação (2) está relacionado com a variação do espaçamento da grade e da variação do índice de refração em relação à temperatura (KERSEY, 1997). O processo de calibração do sensor consiste em se determinar esses coeficientes.

É importante ressaltar que para aplicações de medição de temperatura, é importante que a fibra óptica não sofra nem tração ou compressão, de modo que seja possível distinguir os mensurandos. Analogamente, caso se deseja realizar a medição de tração ou compressão, é importante que a fibra permaneça em uma temperatura constante e controlada, entretanto, caso isso não seja possível, é necessário utilizar técnicas de correção.

A Figura 2 ilustra a variação do comprimento de onda de Bragg, para várias condições de temperatura. Verifica-se pela análise da Figura 2 que conforme a temperatura é modificada, a luz refletida é transladada. De modo a se determinar a temperatura medida basta verificar o comprimento de onda do pico refletido, juntamente com as equações (1) e (2) obtidas no processo de calibração. De forma similar a rede de Bragg se comporta quando a estrutura está sujeita a tração ou compressão.

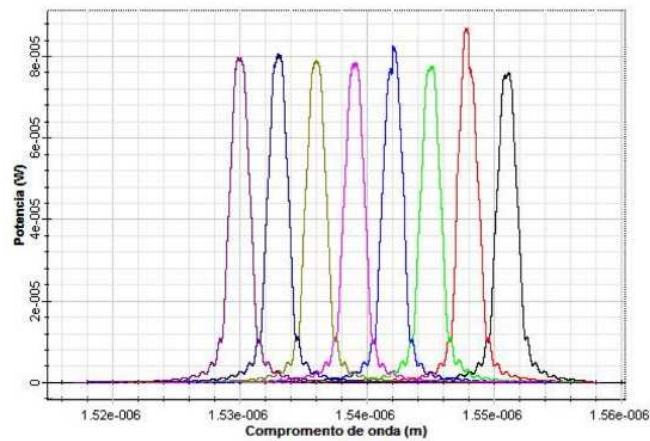


FIGURA 2. Variação do comprimento de onda de Bragg em função da temperatura

Em suma, as redes de Bragg podem ser utilizadas em diversas aplicações no setor elétrico, principalmente aquelas em que há necessidade de medição de temperatura ou medição de deslocamento. Esses sensores apresentam como principal vantagem a possibilidade de multiplexação e ainda resistência a ambientes agressivos.

Outra grande vantagem é a possibilidade de realização de medidas remotamente. As FBGs podem ser aplicadas, por exemplo, para medição de temperatura remota em linhas de transmissão, medição de tração e compressão em cabos de linhas, medição de temperatura de equipamentos elétricos, medição de vibração em eixos de máquinas girantes. Pode-se ainda empregar esses sensores para medição de pressão em líquidos e gases além de ser um elemento extremamente útil para realização de processamento de sinais em domínio óptico.

Os sensores de Bragg utilizados nesse projeto foram construídos e encapsulados utilizando-se materiais especificamente destinados ao funcionamento no interior do transformador de potência imersos em óleo mineral isolante, sendo realizados todos os ensaios físicos e químicos. Um dos sensores utilizados no projeto é mostrado na Figura 3.



FIGURA 3. Detalhe do sensor de Bragg encapsulado

3.0 - TRANSFORMADOR CASO DE USO

O equipamento selecionado como objeto de estudo foi um transformador trifásico de 41MVA, com tensões de 138kV/ 34,5kV /13,8kV da Subestação Cascavel que sofreu avarias em seus enrolamentos devido a eventos na rede elétrica. Assim aproveitou-se a recuperação do transformador para projetar e instalar o sistema de sensoriamento levando-se em conta o processo fabril do equipamento e as características térmicas a serem estudadas. A Figura 4 apresenta o transformador utilizado pelo projeto.



FIGURA 4. Transformador trifásico de 41MVA, 138kV/ 34,5kV /13,8kV utilizado como objeto de estudo

Definiu-se que seriam instalados 4 conjuntos de sensores no transformador sendo que cada conjunto era composto de 6 sensores em série a serem instalados próximos aos enrolamentos de alta tensão sendo 2 conjuntos no enrolamento da fase central e 1 conjunto em cada enrolamento de alta tensão das fases laterais.

O processo de instrumentação dos sensores apresentou diversos problemas, especialmente durante o processo produtivo do transformador, e ainda relativo à fragilidade das fibras ópticas. Ao final do processo de instrumentação restaram apenas 3 sensores de Bragg, inscritos em uma fibra óptica de aproximadamente 2 m, dentro do transformador. Essas dificuldades no processo de instrumentação já eram esperadas, em especial por se tratar de um projeto de P&D de pesquisa aplicada. O enfrentamento dessas dificuldades foi essencial para se mapear todos os aspectos que devem ser superados para efetivamente se empregar sensores ópticos para monitoramento de máquinas elétricas de alta tensão e potência, e instalados durante seu processo fabril. Os sensores restantes foram posicionados com a seguinte configuração:

- Sensor T1: Topo do óleo;
- Sensor T2: Início do enrolamento de alta tensão da fase central;
- Sensor T3: Meio do enrolamento de alta tensão da fase central;

Para a instalação foram confeccionados dutos especiais no exterior do transformado para acomodar de forma adequada e seguras as fibras ópticas, deste a tampa do transformador, até a caixa de comando. A fibra óptica sai da caixa de comando do transformador até a casa de comando da subestação, onde está localizado o interrogador óptico que realiza a leitura das temperaturas podendo ser conectado a rede de comunicação da concessionária. Ressalta-se que um interrogador tem a capacidade de realizar a leitura de diversos sensores instalados em diversas fibras ópticas e ainda de monitorar simultaneamente todos os sensores, sejam eles sensores de temperatura ou sensores de deslocamento.

4.0 - RESULTADOS

Realizou-se a coleta dos dados de modo a viabilizar sua comparação com as temperaturas da imagem térmica e do topo do óleo do sistema de monitoramento normal do transformador. A Figura 5 mostra os dados coletados pelo sistema de monitoramento óptico.

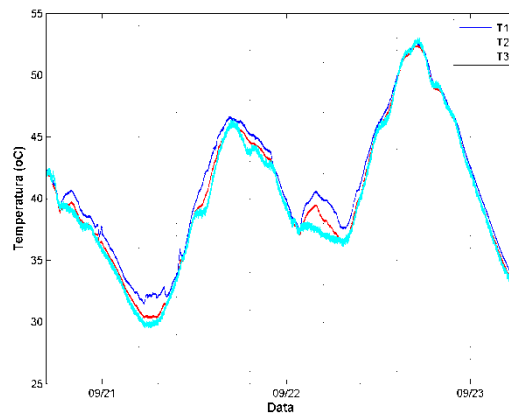


FIGURA 5. Dados coletados pelo sistema de monitoramento óptico.

O sensor T1 está localizado mais ao topo, enquanto o sensor T3 está localizado próximo ao centro da bobina. Verifica-se que no geral os três sensores medem a mesma temperatura, exceto em alguns instantes em que há uma diferença significativa entre as medições. Esses instantes referem-se aos momentos de inversão de temperatura. Ou seja, quando o transformador está em processo de resfriamento e há uma súbita inserção de carga o ponto superior responde de forma mais rápida termicamente. Após algumas horas o sistema entra em equilíbrio térmico e tendem a medirem a mesma temperatura.

De modo a verificar a correlação entre os sensores instalados no transformador de potência e a temperatura de topo de óleo obtida pela COPEL através de imagem térmica foram selecionados os dados do mesmo período. A Figura 6 mostra as temperaturas de topo de óleo e as temperaturas do enrolamento primário, secundário e terciário obtidos pelo sistema de imagem térmica.

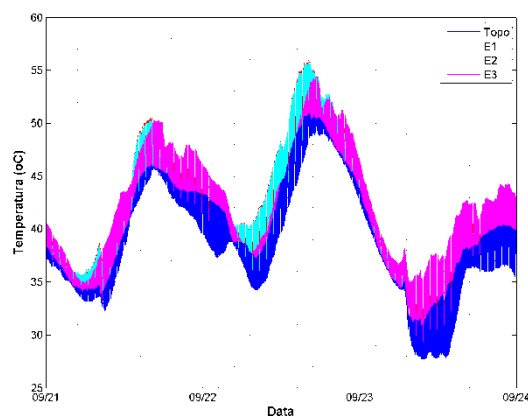
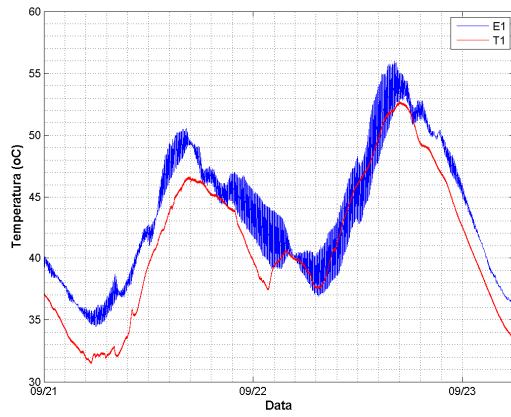


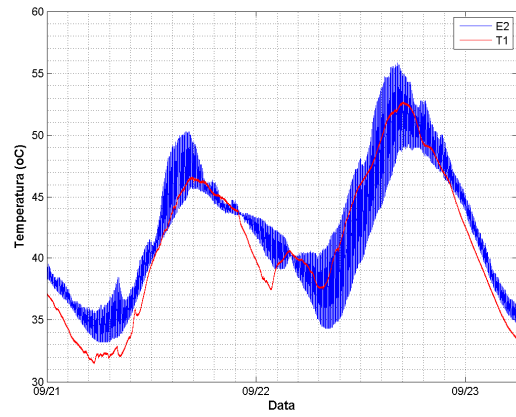
FIGURA 6. Temperaturas COPEL.

Pela análise da Figura 6, pode-se verificar que de maneira geral, tanto os sensores COPEL, quanto os sensores de redes de Bragg tem um comportamento similar, exceto pelo fato de que o sistema com redes de Bragg ter uma resolução temporal muito maior e ainda apresenta uma menor dispersão das medidas, garantindo assim uma maior precisão das medições.

As Figuras 7 e 8 mostram a comparação entre a temperatura medida pelo sensor T1(Topo do óleo) com as quatro séries obtidas pelos sensores da imagem térmica da COPEL.

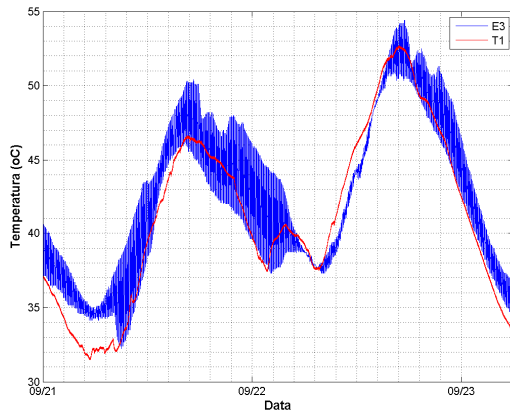


(a)

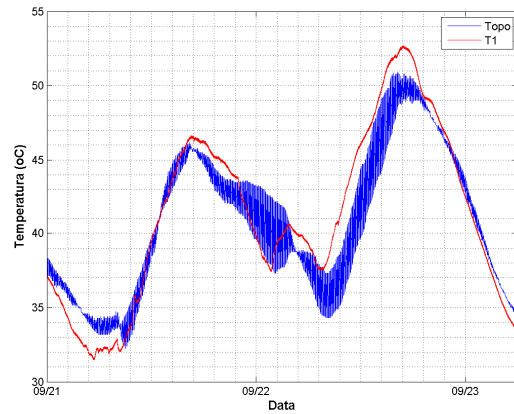


(b)

FIGURA 7 – (a) Comparação sensor T1 e E1, (b) Comparação sensor T1 e E2.



(a)



(b)

FIGURA 8 – (a) Comparação sensor T1 e E3, (b) Comparação sensor T1 e Topo.

Verifica-se pela análise das Figuras 7 e 8 que os sensores realmente apresentam grande correlação, entretanto por estarem localizados em locais distintos no transformador, apresentam valores diferentes. Nota-se também que a temperatura do ponto T1 é em geral superior a temperatura de topo de óleo da instrumentação normal do transformador.

Com a medição simultânea de corrente e temperatura pode-se compreender de forma mais adequada o comportamento térmico da máquina. A Figura 9 apresenta as formas de onda da corrente dos enrolamentos primário, secundário e terciário da fase central juntamente com os valores do sensor localizado no ponto T1.

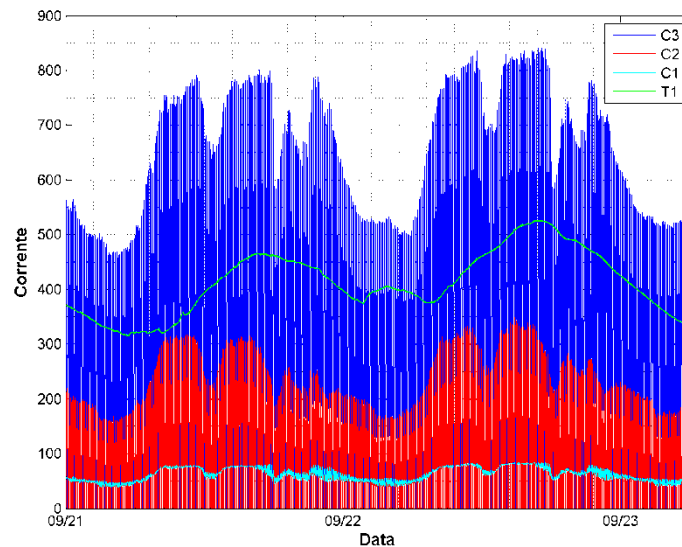


FIGURA 9. Corrente (A) C1, C2 e C3 e Temperatura T1 (10x °C)

Pela análise da Figura 9 verifica-se que a variação da temperatura no ponto T1 acompanha a variação da corrente, entretanto, apresenta um defasamento de algumas horas. Esse defasamento é decorrente dos mecanismos de transferência de calor no interior da máquina. Nota-se ainda que o perfil de consumo nos dias sucessivos é muito similar.

5.0 - CONCLUSÃO

Esse trabalho demonstra o desenvolvimento e a instalação de sensores de redes de Bragg em fibra óptica no interior de um transformador de potência. Através da análise dos resultados apresentados pelas medições dos sensores ópticos pode-se comparar com metodologias de medição de temperatura atualmente utilizadas ficando evidente que existe uma diferença entre os valores medidos. Esta defasagem pode vir a ocorrer devido às posições que se encontravam os sensores. Por sua vez, como citado no decorrer do trabalho uma medição errônea da temperatura dos enrolamento e do topo do óleo pode vir a ser prejudicial para o equipamento uma vez que:

- Se a real temperatura do equipamento estiver acima da temperatura medida, o equipamento pode estar sofrendo uma degradação da isolamento;
- Se a a real temperatura do equipamento estiver abaixo da temperatura medida, o equipamento pode estar sendo sub-utilizado no que tange ao carregamento.

Pelo exposto, sabe-se que com a colocação de mais sensores no interior do transformador tornará possível o estudo da dinâmica térmica interna do transformador com uma precisão na ordem de 0,1°C obtidos pelos sensores ópticos FBG nos pontos onde eles se encontram. Ressalta-se ainda que com o aprofundamento deste estudo será possível estudar o comportamento do sistema enrolamento-papel-óleo de modo a entender o efeito da temperatura e do gradiente de temperatura em relação ao envelhecimento da isolamento e das condições ideais de trabalho do transformador.

Adicionalmente, como trabalho futuro pode-se realizar a medição simultânea de diversos transformadores e equipamentos existentes na subestação, utilizando apenas um interrogador de Bragg, eventualmente medindo outras grandezas, como por exemplo o deslocamento de partes mecânicas dos transformadores.

Em suma, apesar da consolidação da tecnologia de Bragg para medição de temperatura, a instrumentação do transformador com esse tipo de sensor apresenta grandes desafios que podem variar de acordo com o modelo e fabricante, entretanto, a realização desse tipo de instrumentação trás muitas vantagens e desse modo supera as dificuldades encontradas.

Por fim, é importante ressaltar que além dos conhecimentos adquiridos pela equipe deste projeto de P&D, está em processo de obtenção uma patente referente ao sistema de monitoramento térmico on-line desenvolvido.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BECHARA, R. Análise de Falhas de Transformadores de Potência. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, 2010.

KASHYAP, R. Fiber Bragg Grating. Optics and Photonics, 2006.

KERSEY, A. D., DAVIS, M. A. DAVIS, PATRICK, H. J. PATRICK, LEBLANC, M. LEBLANC, KOO, K. P., ASKINS, C. G., PUTMAM, M. A., FRIEBELE, E. J., "Fiber Grating Sensors," Journal of Lightwave Technology, vol. 15, no. 8, pp. 1442–1463, Agosto 1997.

MENDES, J. C. Redução de Falhas em Transformadores de Alta Tensão. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1995.

TOLEDO, L. F. R. B.; MAYER, C. E. N.; POHL, A. A. P.; Técnica Passiva de Interrogação de Redes de Bragg com Emprego de Filtro Óptico Linear, 14º SBMO Simpósio Brasileiro de Microondas e Optoeletrônica e 9º Congresso Brasileiro de Eletromagnetismo, 2010, Vitória.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Marcio Rot Sans, nascido em Curitiba, PR em 25/04/1980. Mestrando de Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Paraná. Possui especialização em Gestão de Projetos pela FAE Business School (2009), graduação em Engenharia da Computação pelo Centro Universitário Positivo (2004) e curso técnico em Eletrotécnica pelo CEFET-PR(1999). Atualmente é pesquisador do Departamento de Eletricidade do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, trabalhando nas áreas de ensaios de alta tensão, sensores ópticos aplicados em sistemas de potência, medição de grandezas elétricas em circuitos de potência e automação de sistemas.

Luiz Felipe Ribeiro Barrozo Toledo, nascido em São Paulo, SP em 15/12/1983. Possui mestrado (2010) e graduação (2007) em Engenharia Industrial Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Atualmente é pesquisador do Departamento de Eletricidade do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento e trabalha com sensores ópticos aplicados em sistemas de potência, medição de grandezas elétricas em circuitos de potência, simulação digital de circuitos e processamento de sinais.

Diogo Biasuz Dahlke possui graduação em Engenharia Industrial Elétrica com Ênfase em Eletrotécnica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR (2007) e Mestre em Sistemas de Energia pela UFPR (2010). Atualmente é pesquisador do Departamento de Eletricidade do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento e trabalha com estudos voltados a aterramento elétrico e compatibilidade eletromagnética.

Wilson Uhren, nascido em Curitiba, Paraná em 1953. Recebeu o título de Bacharel em Matemática pela Universidade Católica do Paraná - PUC, Curitiba, Paraná, Brasil em 1976, Bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil em 1978, Mestre em Tecnologia e Desenvolvimento pelo Prodetec e Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil em 2007. Engenheiro Eletricista Consultor, trabalha na área de engenharia de manutenção de subestações, na Companhia Paranaense de Energia - COPEL desde 1979.