



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

EXPERIÊNCIA COM SISTEMA DE MONITORAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA NA USINA NUCLEAR DE ANGRA 1 - ESTUDO DE CASO

**DANIEL CARRIJO POLONIO ARAUJO(1);RAFAEL PRUX FEHLBERG(1);GLAUCO PEREIRA DE MORAES
MARTINS(4);LEONARDO DOS SANTOS CANEDO(4);GABRIEL DE SOUZA(2);MURILO MARQUES
PINTO(2);GILBERTO AMORIM MOURA(3);MARCOS EDUARDO GUERRA ALVES(2)
TREETECH TECNOLOGIA LTDA(1);RADICE ENGENHARIA(2);TREETECH(3);ELETROBRAS
TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR(4)**

RESUMO

Este artigo apresentará as experiências da Eletrobras Eletronuclear com o uso do sistema de monitoramento on-line, como uma importante ferramenta para auxílio na tomada de decisão.

Será apresentado um caso de estudo que demonstra que um sistema de monitoramento apropriadamente aplicado, com alarmes corretamente ajustados junto a especialistas capacitados, é uma poderosa ferramenta na avaliação operacional dos ativos, consolidando dados e informações necessárias para suportar as decisões da manutenção e operação.

PALAVRAS-CHAVE

Transformadores de Potência, Buchas Condensivas, Monitoramento on-line, DPB, Corrente de Fuga, Usina Nuclear

1.0 INTRODUÇÃO

Usinas nucleares possuem especificidades em relação às demais, como, por exemplo, o requisito de duas conexões externas e independentes com o Sistema Interligado Nacional (SIN) que, combinadas com as fontes internas, também independentes e redundantes, garantem níveis elevados de confiabilidade, para assegurar o desligamento seguro e resfriamento do reator, além da proteção das pessoas e do meio ambiente quanto à liberação de radioatividade.

Notificações imediatas são requeridas para eventos que envolvam degradação das condições de segurança da usina, ou de exposição à radiação a níveis acima dos limites estabelecidos. Outros eventos devem ser reportados dependendo do seu significado de segurança. Esta realidade das usinas nucleares requer que as equipes de operação e manutenção utilizem sistemas de apoio à tomada de decisões.

Os grandes transformadores que estão associados às conexões com o SIN são de propriedade da Eletrobras Eletronuclear e são objeto de recomendações específicas da WANO (*World Association of Nuclear Operators*), onde é imperativo o monitoramento on-line dos principais parâmetros operacionais e principais componentes.

2.0 RECOMENDAÇÕES PARA USINAS NUCLEARES

A WANO em 2003 apresentou um relatório sobre confiabilidade de transformadores de potência, SOER (*Significant Operating Experience Report*) 03-2. O relatório indica que a taxa de falhas em transformadores aumenta à medida que atingem o final de sua vida normal, em torno de 20 a 30 anos. É também apresentado que muitas usinas não monitoram os fatores que influenciam o envelhecimento dos transformadores e, portanto, apresentam maior risco de falhas. Além disso, outras usinas não têm planos de contingência para minimizar o impacto se uma falha em um transformador ocorrer. Os eventos discutidos neste SOER descrevem o severo impacto que a falha de um transformador pode ter em uma subestação. Discute alguns dos principais fatores que influenciam o envelhecimento do transformador e como gerenciar o risco de falhas futuras.

Recomendações como estabelecer e implementar monitoramento efetivo de grandes transformadores foram feitas pela WANO com base nesse relatório citado acima. A adoção de uma estratégia de monitoramento é necessária para que a usina seja capaz de determinar previsivelmente quando o transformador precisa ser inspecionado, e possivelmente reparado para prevenção de eventos. Devem ser também utilizados dados de ensaios para detectar e analisar condições de diagnóstico e para o planejamento de atividades de acompanhamento e manutenção dos transformadores. Por exemplo, deve-se avaliar resultados de amostras de óleo, tendências de temperatura, análises termográficas, etc.

A realidade e os desafios na tomada de decisão numa usina nuclear envolvem uma avaliação rigorosa e minuciosa quanto ao desligamento de algum ativo. Devido a isso, é necessário a utilização de um sistema de monitoramento robusto, que apresente diagnósticos do ativo e dê suporte a gestão. É imperativo que se desenvolva um plano de longo prazo para monitoramento, ensaios e avaliação de tendências dos transformadores principais da usina. É importante também realizar alterações apropriadas com base nos resultados das avaliações.

3.0 HISTÓRICO DE ANGRA 1 NA ADOÇÃO DO MONITORAMENTO ON-LINE DE TRANSFORMADORES

A Eletrobras Eletronuclear substituiu os transformadores principais da Usina Angra 1 em 2017, e considerando o relatório SOER da WANO, estes foram adquiridos com um sistema de monitoramento on-line. O sistema tem por objetivo monitorar a ocorrência de possíveis falhas bem como o diagnóstico e prognóstico de problemas futuros com base na progressão das medições ao longo do tempo, detectando problemas em fase incipiente.

Esse acompanhamento permite uma evolução nas atividades de manutenção, ao alterar a abordagem da manutenção, de somente preventiva para a preditiva em tempo real. Através da aplicação do monitoramento on-line, a expectativa da Eletrobras Eletronuclear é que ações preventivas sejam realizadas. Para tanto estão disponíveis serviços de engenharia e suporte técnico para a operação de Angra 1 e Angra 2 dentro da organização Eletronuclear e complementados por contratados externos. Os grupos de suporte técnico incluem todas as disciplinas básicas de engenharia, instrumentação e controle, sistemas e componentes. Esta equipe técnica está envolvida com a segurança da planta e análise operacional, além da avaliação do feedback da experiência operacional e desempenho do sistema e dos componentes.

Com a implantação do sistema de monitoramento dos transformadores da Usina de Angra 1 podem ser acompanhados componentes específicos do transformador, dos quais pode-se destacar a parte ativa, com taxa de falha de aproximadamente 19,5 % (TB-642 Cigré de 2015), monitorada através de suas temperaturas com a medição direta do óleo e da imagem térmica dos enrolamentos.

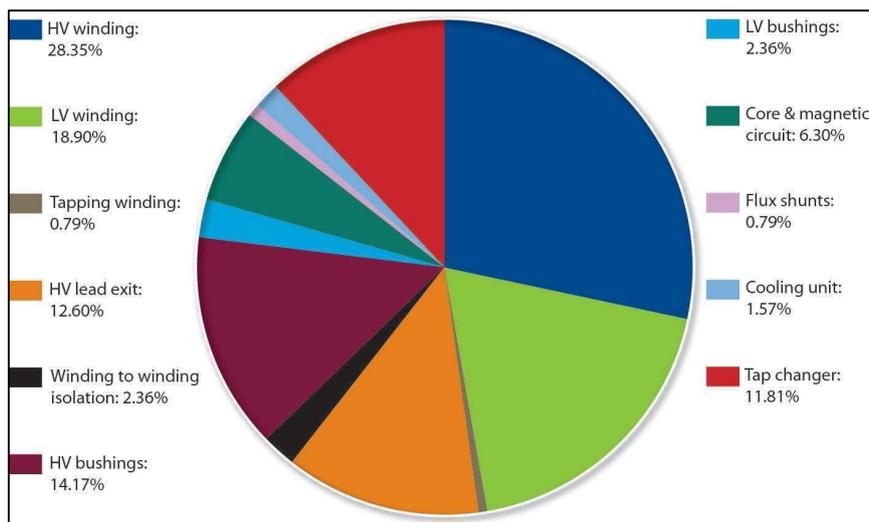


Figura 1 - Percentual de falhas averiguadas em transformadores principais de usinas de geração. Fonte: Cigré[1].

Para um efeito de comparação também é monitorada a temperatura dos enrolamentos, medidas diretamente com o uso de fibras-ópticas. A parte ativa ainda é monitorada através de sensor para medição de gases e umidade no óleo isolante. Também, há o monitoramento de componentes importantes como o comutador de derivação em carga, com taxa de falha de cerca de 12 %, através do seu torque e diferencial de temperatura com o óleo do transformador, e da capacitância e tangente delta das buchas condensivas, essas com taxa de falha de aproximadamente 14 %.

Tabela 1 - População investigada e taxas de falha de transformadores elevadores de gerador. Fonte: Cigré[1]

POPULATION INFORMATION	HIGHEST SYSTEM VOLTAGE [kV]						All
	$69 \leq kV < 100$	$100 \leq kV < 200$	$200 \leq kV < 300$	$300 \leq kV < 500$	$500 \leq kV < 700$	$kV \geq 700$	
Number of Utilities	3	17	20	13	1	1	26
Number of Transformers	14	320	455	673	167	74	1,703
Transformer-Years	153	3,278	4,639	6,740	1,837	740	17,387
Major Failures	0	20	43	89	9	4	165
FAILURE RATE	0.00%	0.61%	0.93%	1.32%	0.49%	0.54%	0.95%

A Eletronuclear está em contínuo desenvolvimento de um programa de manutenção preditiva e preventiva, baseado não somente no histórico de manutenção, como no sistema de monitoramento on-line. Através disso estão sendo consideradas as análises de gás dissolvido em óleo, análises de óleo, tendências de monitoramento de temperatura, testes e verificações de alarmes e desarmes, acompanhamento da saúde das buchas condensivas, monitoramento do torque do comutador de derivação em carga. Recomendações dos fornecedores e diretrizes da indústria para inspeção periódica, manutenção e frequência de renovação foram solicitadas pela equipe de engenharia para balizar os planos de manutenção.

4.0 O DISPOSITIVO POTENCIAL DE BUCHA – DPB – E SEUS USOS

Para o bom entendimento do estudo é importante conhecer um pouco do Dispositivo Potencia de Buchas – DPB. Neste tópico será abordado as principais características deste dispositivo, que são pré-requisitos para o entendimento dos próximos tópicos.

O Dispositivo de Potencial de Bucha é adequado para fornecer sinal proporcional a tensão do sistema a relés de proteção, sincronoscópios, voltímetros, lâmpadas indicadoras, wattímetros e outros instrumentos semelhantes que requerem uma fonte de tensão, tipicamente 115 V, que é proporcional e em fase com a tensão fase-terra aplicada a uma bucha condensiva. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo mostra de forma muito simplificada o diagrama elétrico de um DPB, apenas com o objetivo de explanação do seu princípio de funcionamento. Quando o DPB é conectado ao TAP da bucha o aterramento do TAP da bucha é removido, como pode ser visto nessa figura.

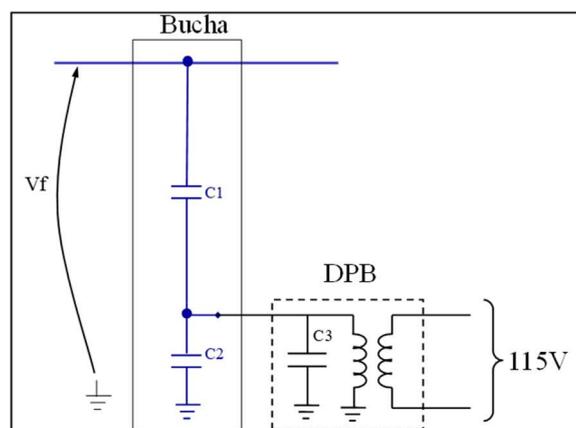


Figura 2 - DPB conectado ao tap da bucha

O principal campo de aplicação do dispositivo é em equipamentos de proteção e controle para usinas geradoras, subestações, linhas de transmissão, etc. Não é recomendado para uso onde a precisão é necessária. O dispositivo é utilizado em conjunto com uma bucha capacitiva de alta tensão. Um adaptador é fornecido junto com o DPB para conecta-lo a bucha através do seu TAP de tensão.

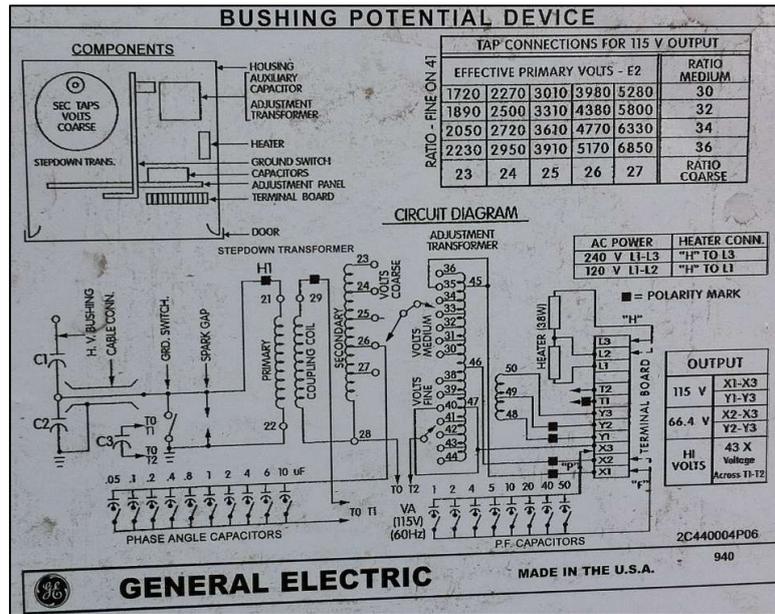


Figura 3 – Placa diagramática de um DPB

Por ser conectado entre a fase e a terra, o dispositivo é monofásico. Onde conexões trifásicas são necessárias, três dispositivos são usados, um conectado a cada bucha do circuito. A tensão secundária e seu ângulo de fase são ajustáveis em uma ampla faixa de valores, tornando possível que o dispositivo seja usado com a maioria das buchas com TAPs de capacitância de acordo com o IEE C57.19.01-1991 Tipo A (normalmente aterrado).

O DPB em si consiste em um transformador de alta reatância, uma chave de aterramento, uma válvula de proteção e os circuitos de ajuste necessários. Um capacitor auxiliar também é fornecido para aumentar a capacidade da derivação de capacitância da bucha de alta tensão para o aterramento. O transformador de alta reatância está localizado na parte de trás do painel. A chave de aterramento e os conjuntos de lacunas de proteção são montados na parte superior do invólucro. Quando a chave de aterramento é fechada, toda a tensão é removida do dispositivo. A folga de proteção é ajustada de dentro da carcaça por meio de um pino roscado e porcas de segurança. A configuração de fábrica é de aproximadamente 15 kV.



Figura 4 – Painel de um DPB

Os dispositivos de ajuste, consistindo em um transformador de ajuste, um capacitor de ajuste do ângulo de fase e um capacitor de correção do fator de potência, são montados na parte traseira do painel de ajuste. O transformador e os dois capacitores variáveis permitem os ajustes necessários por meio de interruptores e botões na parte frontal do painel. Os passos de ajuste são suficientemente pequenos para permitir o ajuste dentro de uma razão de ± 1 por cento e ângulo de fase de ± 1 graus. As melhores condições de operação e precisão são obtidas quando o fator de potência da carga é unitário ou ligeiramente superior [3].

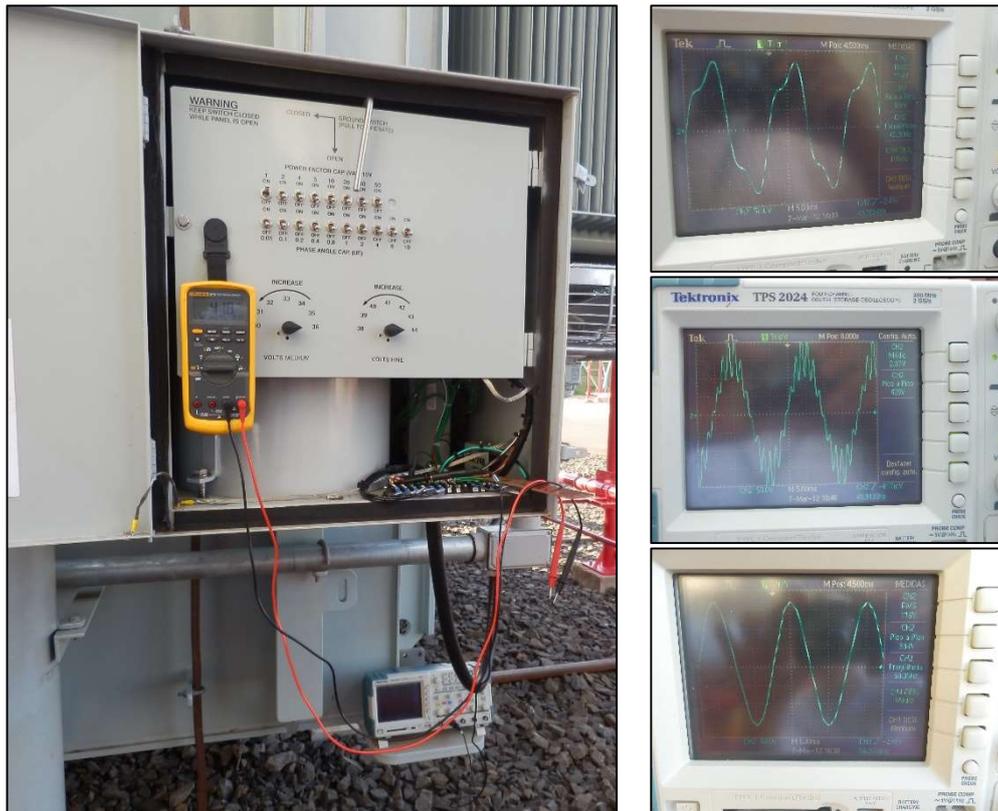


Figura 5 – Processo de ajuste de um DPB

Como pode ser observado, a tensão de saída do DPB é diretamente afetada pelas capacitâncias da bucha, que por sua vez são afetadas pelo estado das isolações. Dessa forma, alterações nas isolações da bucha afetam a tensão de saída do DPB, fenômeno que pode ser aproveitado para permitir a monitoração on-line de buchas equipadas com DPBs. No caso de um DPB ser utilizado como fonte de corrente de fuga para o sistema de monitoramento de buchas, não será possível obter uma indicação precisa da medição de tangente delta, devido as características construtivas do próprio DPB, que inserem erros na medição de ângulo maiores que um grau, em cada uma das fases.

5.0 MONITORAÇÃO ON-LINE DE BUCHAS CONDENSIVAS

O objetivo do monitoramento on-line de buchas condensivas é a detecção de alterações na isolamento da bucha ainda em fase inicial, indicando o desenvolvimento de condições indesejadas que possam levar à falha dielétrica do componente e, provavelmente, do ativo, oferecendo informações para análise e suporte à decisão. Cada área responsável da usina deve ter as instruções necessárias para saber como proceder em caso de alertas provenientes do monitoramento on-line de buchas. Estas ações preliminares foram descritas de forma geral no fluxograma abaixo.

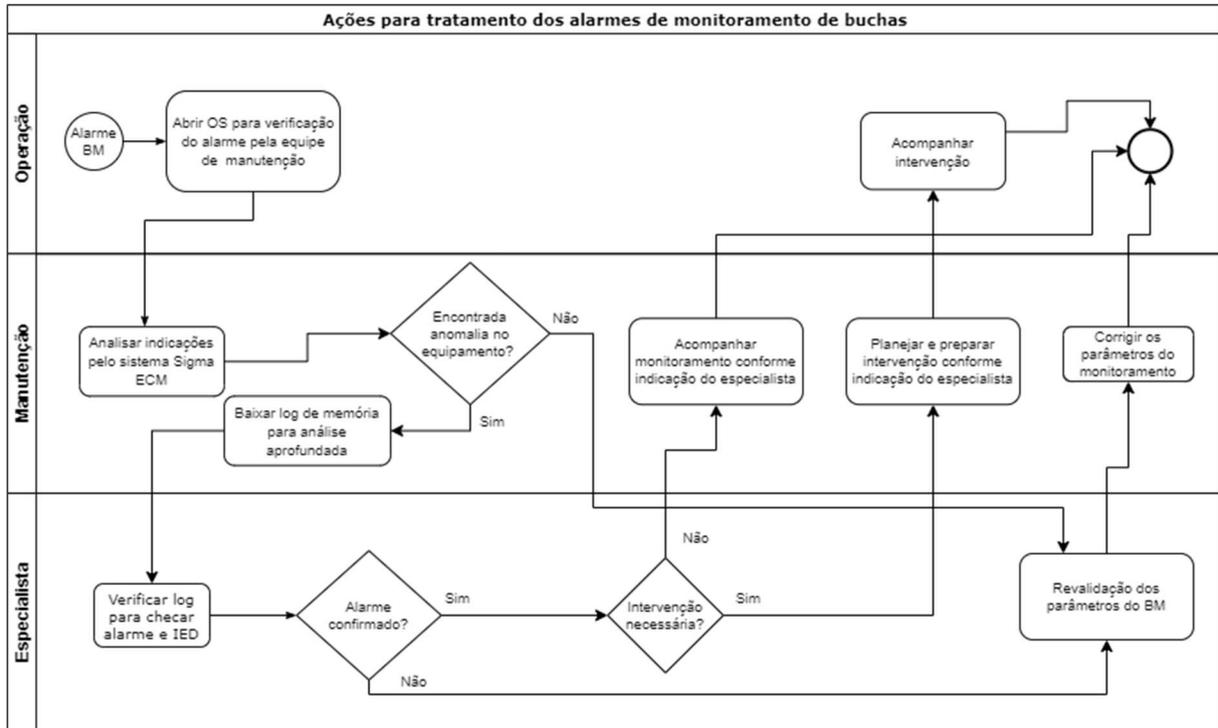


Figura 6 - Fluxograma simplificado de tratamento de alarmes no monitoramento de buchas

Além das ações já indicadas acima, quando há uso do DPB é necessária uma avaliação preliminar do circuito de medição de corrente de fuga, pois isto requer que o monitoramento das buchas seja realizado por meio de um circuito de capacitores de acoplamento em paralelo. A utilização de um número maior de elementos no sistema de monitoramento obviamente traz um maior número de pontos de falha. Posto isso, temos sempre que garantir que o DPB está devidamente ajustado e o circuito de medição íntegro antes de um desligamento do transformador.

A utilização de DPBs adiciona particularidades ao sistema de monitoração, como já descrito em [4], isto requer uma maior compreensão do sistema e, principalmente, do circuito do DPB durante a etapa de projeto, comissionamento e parametrização do sistema. Em resumo, mesmo com a adição desses elementos, ela permite que haja a monitoração confiável da bucha, através da capacitância e corrente de fuga.

6.0 ESTUDO DE CASO DE ALARME PROVENIENTE DO MONITORAMENTO DE BUCHAS

Dentre as experiências já ocorridas desde a instalação do sistema, um alarme emitido pelo monitor de buchas levou a uma extensiva análise. Este evento contribuiu para o maior entendimento do monitoramento pela Eletronuclear Eletronuclear, já que o sistema estava conectado a bucha através de um Dispositivo de Potencial de Bucha (DPB), algo incomum quando se trata de aplicações de monitoramento destes componentes.

Após a emissão do alarme no sistema de monitoramento, a Eletronuclear entrou em contato com o departamento de suporte técnico do fabricante do sistema solicitando auxílio na análise da ocorrência. Ao mesmo tempo, a Eletronuclear também entrou em contato com o fabricante do transformador, solicitando auxílio com relação ao alarme. A análise de ambos foi rápida, onde o fabricante do ativo sugeriu o desligamento do transformador, uma vez que o alarme de capacitância é um alarme crítico para o sistema. Dado que o desligamento do transformador resultaria no desligamento de toda a usina nuclear de Angra 1, o que não é tão trivial quanto poderia aparentar no momento, o mesmo não poderia ser realizado rapidamente e resultaria em considerável prejuízo sistêmico para o SIN e monetário para a Eletronuclear.

Entre as explicações do fabricante do sistema, uma das hipóteses aventadas em se tratando de um alarme de capacitância é a degradação das camadas condensivas da bucha. A degradação das camadas isolantes da bucha apresenta como característica o aumento de corrente de fuga devido ao aumento da capacitância da bucha.

A engenharia de manutenção da Eletronuclear percebeu que a corrente de fuga na fase duvidosa se manteve no mesmo valor, o que diminuía a chance de uma degradação real da bucha. Sendo assim, aguardou-se o parecer do fabricante do sistema com a análise dos dados enviados. Com isto também foi descartado um aumento da corrente de fuga representativo a falhas rápidas ou ultrarrápidas [2]. A análise inicial pela equipe da Eletronuclear juntamente com o fabricante do sistema não demorou a ser finalizada, e baseada nos dados obtidos, foi possível verificar que o transformador não necessitava de um desligamento emergencial naquele momento.

O alarme gerado não havia ocorrido devido a uma degradação real na bucha, mas sim pela queda da corrente de fuga na fase B, como pode ser visto na Figura 7.

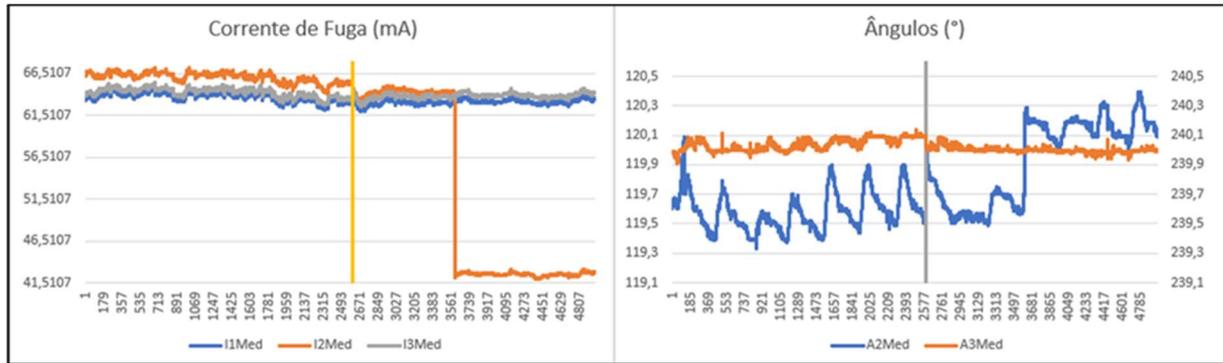


Figura 7 - Gráficos realizados para a análise de dados do monitoramento

Após uma cuidadosa inspeção no painel do transformador, foi descoberto um mau contato entre a ligação do DPB e o sistema de monitoramento de buchas. Ou seja, o alarme de capacitância da fase A do banco T1 de Angra 1 foi causado por um simples mau contato decorrente de uma falha na montagem do painel.

A equipe da Eletronuclear já possuía as indicações de como proceder no caso de alarmes provenientes do monitoramento, pois haviam sido solicitadas à época do comissionamento dos transformadores. As indicações ambíguas de como proceder levaram a um maior aprofundamento sobre o tema, e a um maior entendimento pela equipe de engenharia da usina. Foram realizadas reuniões e palestras para compartilhamento da experiência e, também para ouvir os contrapontos, fabricante dos transformadores e do sistema de monitoramento.

Finalizando a etapa de análises, foi diagnosticado que o limite de alerta de corrente de fuga baixa necessitava de revisão e ajuste, pois não havia sido considerada na análise durante o comissionamento esse modo de falha (perda de um dos capacitores do monitoramento). Com a revisão e aplicação dos parâmetros acima mencionados para as três fases, testes foram executados para ativação dos alertas como forma de validação da correta operação do sistema. O falso alarme poderia ter sido evitado caso os valores de alertas estivessem adequados.

Tabela 2 - Classificação de alarmes provenientes do monitoramento de buchas

Criticidade	Indicação por criticidade
Ordinário	Este é um alarme de condição inicial, logo precisa ser avaliado pela manutenção antes de se tomar qualquer ação imediata.
Urgente	Este é um alarme de condição de anormalidade, devendo ser verificado pela operação e/ou manutenção para agendamento de ações.
Emergência	Este é um alarme de condição crítica, devendo ser analisado pela manutenção e/ou operação para realização das ações necessárias.

O sistema de monitoramento devidamente ajustado não só agrega aprendizado sobre o ativo monitorado, como também pode trazer diretamente indicações de alertas e alarmes relativos ao próprio funcionamento. A Tabela 2 apresenta as indicações de avaliação por criticidade dos alarmes referentes ao monitoramento on-line. A classificação do alarme ocorrido era muito distinta do alerta proveniente de uma baixa corrente de fuga no sistema, porém como a equipe da Eletronuclear atuou de forma ágil buscando o maior número de informações para a análise e resolução do problema, evitou-se um desligamento emergencial, mantendo a segurança operacional da usina.

7.0 AÇÕES IMPLANTADAS APÓS EVENTO

Após o evento ocorrido, a equipe de sistemas da Eletronuclear vislumbrou a oportunidade de obter novas e relevantes informações através do sistema de monitoramento. Em decorrência disto, hoje ela conta com uma consultoria para que a ferramenta utilizada seja profundamente explorada, e isto irá permitir que outros estudos e melhorias possam ser implementadas. Esta consultoria visa não a ferramenta em si, mas sim o transformador em questão, o ativo e suas grandezas acompanhadas, tanto pelo sistema de monitoramento on-line, como nos ensaios offline realizados (cromatografia, físico-químico, dielétricos, etc).

Posto isto, o acompanhamento ativo do sistema de monitoramento on-line irá gerar outras demandas como, por exemplo, ajustes nas rotinas de manutenção e ensaio contando com a entrada de alarmes provenientes do sistema. Novas formas de gestão devem ser identificadas, tratadas e devidamente registradas para que a gestão de ativos seja mais eficiente.

Para que o sistema se mantenha operante, a Eletronuclear ainda conta com um contrato de atualizações constantes do sistema, integrando as manutenções do sistema, também melhorias que venham a ser desenvolvidas durante o período da consultoria. Ou seja, esta ação permite que o sistema instalado esteja sempre atualizado e com as mais novas funções já disponibilizadas pelo fabricante.

8.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ELECTRA, "TRANSFORMER RELIABILITY SURVEY", PARIS, CIGRÉ WG A2.37, REF. NO. 284, 2016
- [2] MARCOS E. G. ALVES, MIGUEL C. MEDINA PENA, CLAUDIO SEVERINO - BUSHING FAILURES WITH RAPID AND VERY RAPID EVOLUTION TIME DETECTED BY ONLINE MONITORING - A2-114 - CIGRE SESSIONS 2012
- [3] Fact Sheet - GE Bushing Potential Device - CPO 98.04 - General Electric Company - www.geindustrial.com
- [4] EXPERIÊNCIA COM MONITORAÇÃO ON-LINE DE CAPACITÂNCIA E TANGENTE DELTA DE BUCHAS CONDENSIVAS - MARCOS E. G. ALVES, MARCOS A. C. MELO - XIX SNTPEE, 2007

DADOS BIOGRÁFICOS



Graduado em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (2006), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (2008) e Doutorado na Universidade de São Paulo (2021), na área de Sistemas Dinâmicos. É Diretor de Engenharia / PD&I na Treetech e Pesquisador Especialista na Radice. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, ênfase em Máquinas Elétricas e Dispositivos de Potência e Alta Tensão, atuando nos temas: Monitoração Online, Sensoriamento Remoto, Subestações, Técnicas e Metodologias de Manutenção para Equipamentos de Alta Tensão, Transformadores e Reatores, Buchas Condensivas, Inteligência Computacional, Sistemas Inteligentes, Processamento Digital de Sinais.

(2) **RAFAEL PRUX FEHLBERG**
Mestrando em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, possui graduação em Engenharia de Controle e Automação pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (2003) e MBA em Gerenciamento de Projetos pela Unilasalle Canoas (2016). Atualmente é Engenheiro Eletricista Senior na Treetech Sistemas Digitais e Gestor de Projetos pela Radice Tecnologia. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em subestações de energia, transformadores de potência, disjuntores e seccionadores. Também possui experiência com gestão de projetos e certificação PMP.

(3) **GLAUCO PEREIRA DE MORAES MARTINS**
Graduado em Engenharia Elétrica pela PUC-Minas (2008), especialista em Engenharia de Instrumentação Industrial pelo IBP (2011), mestre em Engenharia Elétrica com ênfase em Processamento de Sinais e Controle pela PUC-Rio (2016). Atua na Eletronuclear como Engenheiro de Sistemas no Departamento de Desempenho de Sistemas e Reator de Angra1 desde 2009. Atuou na implantação e comissionamento de diversos Sistemas Eletro/Eletrônicos de Angra 1 entre eles a Modernização Digital do Regulador de Tensão do Gerador Elétrico Principal (2011), Modernização do Sistema de Controle da Turbina utilizando plataforma digital OVATION (2014) e Monitoramento Digital dos Transformadores Principais de Angra 1 (2017).

(4) **LEONARDO DOS SANTOS CANEDO**
Engenheiro Eletricista formado em 2003 na UFF. M. Sc. em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Potência pela COPPE/UFRJ em 2007. Especialização (MBA) em Gestão de Negócios do Setor Elétrico pela FGV (2016). Engenheiro de Sistemas e Equipamentos na Usina Angra 1 desde 2008.

(5) **GABRIEL DE SOUZA**
Graduado com Honra ao Mérito em Engenharia Eletrônica e Mestre em Engenharia Elétrica pela UNIFEI. Doutorando em Sistemas Inteligentes pela EESC-USP.

(6) **MURILO MARQUES PINTO**
Murilo Marques é graduado em Engenharia Eletrônica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) e cursando mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2021). Atualmente trabalha na Radice Tecnologia. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica/Eletrônica, nas áreas de programação, Data Science, inteligência artificial, processamento digital de sinais, projetos de circuitos eletrônicos, diagnóstico de falhas e sistemas de potência.

(7) **GILBERTO AMORIM MOURA**
Electrotécnico pela Escola Técnica Federal e matemático pela Univ. Federal do Espírito Santo (UFES-1998), complementou a formação com estudos de Proteção de Sistemas Elétricos de Potência pela UNIFEI (CEPSE-2010) e Negócios Internacionais pela USP-SP (FIA 2007). Colaborador da Treetech, com 20 anos de trabalhos no setor elétrico, participou em importantes projetos de sistemas de gestão e diagnóstico on-line de ativos de subestações elétricas nas Américas, Portugal e Rússia. Participa no Comitê de Transformadores A2 do Cigré, com vários artigos publicados sobre modernização de subestações e ativos de alta tensão, como transformadores, reatores, disjuntores e seccionadores de AT.

(8) **MARCOS EDUARDO GUERRA ALVES**
Marcos Alves é Doutor em Ciências desde 2013 pela USP/IEE, Mestre em Ciências (2005) pela USP/Poli e Engenheiro Eletricista pela USJT (2001). É Diretor de P&D na Radice Tecnologia, onde supervisiona projetos de PD&I, e Diretor de Tecnologia na Treetech Tecnologia, onde atua desde 1992. É especializado em sistemas de sensoriamento, diagnóstico e prognóstico de estado e gestão de equipamentos de alta tensão. Tem larga experiência em sensores eletrônicos inteligentes (IEDs) e sistemas de monitoramento on-line, gestão de manutenção e gestão de ativos. É membro do IEEE/PES desde 2007 e do Cigré desde 2001.

