



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GMI/21
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO –XII

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI

EXPERIÊNCIA DA CEMIG – AÇÕES DECORRENTES DOS PLANOS DE MONITORAMENTO PREDITIVO E DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA

Adriana de Castro Passos Martins (*)	Costabile Di Sessa	Laís Martins Marques Chaves
Luiz Henrique Silva Duarte	Alexsandro Teixeira Gomes	Leandro Veloso Cunha
Davisson Garcia de Lima	Rafael Montes Fontoura	Marcos Oliveira Mendes

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo a caracterização do conceito de *Ações Decorrentes* derivadas do cumprimento dos Planos de Manutenção dos Agentes bem como compartilhar a experiência da CEMIG na aplicação de técnicas de monitoramento e de manutenção preditivas sistemáticas e preventivas nos equipamentos do sistema elétrico. Serão apresentados e estudos de casos nos quais a aplicação sistemática das metodologias de monitoramento preditivo possibilitou o diagnóstico precoce de defeitos e anomalias.

PALAVRAS-CHAVE

Ações, decorrentes, manutenção, preventiva, preditiva.

1.0 - INTRODUÇÃO - CONCEITOS DE MANUTENÇÃO ^(1,2,3)

Manutenção Preventiva é o conjunto de atividades realizadas para controle, conservação e restauração, realizada em equipamentos ou instalações, que não estejam em falha, estando assim, em condições operacionais. Pode ser feita de maneira sistemática (periódica) ou não sistemática (aperiódica). A Manutenção Preventiva Sistemática baseia-se em calendário, número de horas de funcionamento ou número de operações. Já a Manutenção Preventiva Não Sistemática é aquela planejada quando identificada uma degradação atípica de alguns componentes, detectada através de uma inspeção ou manutenção, portanto não é caracterizada pela existência de uma falha, mas sim pela sua iminência. Manutenção Corretiva, por sua vez, é o conjunto de atividades realizadas em equipamentos, instalações ou sistemas, após a ocorrência de falha, com o objetivo de restabelecer sua condição satisfatória de operação. E, por fim, Manutenção Preditiva é o conjunto de atividades realizadas para acompanhamento das variáveis, grandezas ou parâmetros que indicam o desempenho dos equipamentos em operação, de modo sistemático, visando definir a necessidade ou não de manutenção preventiva não sistemática. Pode ser feita através de monitoramento ou de inspeção.

Monitoramento é o conjunto de atividades de avaliação contínua e/ou periódica das condições de equipamentos, instalação ou sistema. A aquisição dos dados pode ser realizada *on-line* ou *off-line*. Inspeções, por sua vez, são verificações das condições de equipamentos, instalações ou sistema. Normalmente seu planejamento é baseado em calendário, número de horas de funcionamento ou número de operações.

Vida útil técnica é período de tempo após o qual há um aumento significativo da probabilidade de falha de um dado equipamento. A vida útil técnica pode ser maior ou menor que a vida útil regulatória, uma vez que a vida útil regulatória está relacionada à expectativa de vida dos ativos da transmissão e a vida útil técnica está associada à probabilidade de falha individual de cada ativo em função da sua condição real.

Falha, de maneira geral, consiste na interrupção ou alteração da capacidade de um item em desempenhar uma função requerida ou esperada. De acordo com a ABNT NBR 5462⁽⁴⁾, as falhas podem ser classificadas em quatro tipos: graduais, parciais, por defeito ou completas. Falhas graduais são aquelas que poderiam ter sido detectadas através de exames prévios. Falhas parciais resultam de desvios das características do item, além dos limites especificados, mas não a ponto de causar perda total da função requerida. Falhas completas estão associadas ao término da capacidade de um item desempenhar a função requerida. Defeitos são falhas simultaneamente graduais e parciais, podendo ao longo do tempo, tornar-se completas.

2.0 - AÇÕES DECORRENTES DAS MANUTENÇÕES PREDITIVAS E PREVENTIVAS

O uso sistemático de metodologias de manutenção preditiva, bem como o desenvolvimento de capacitação em técnicas de diagnóstico e prognóstico visa, em última instância, permitir que o processo de decisão sobre as estratégias de manutenção desenvolva-se de forma cada vez mais confiável. Quando grandezas e características são monitoradas para se determinar um ou mais aspectos da condição de equipamento, o principal objetivo é detectar de forma preditiva possíveis alterações da condição deste equipamento que possam levar ao surgimento de defeitos e eventuais falhas, com a consequente perda prematura deste ativo ou função associada. Portanto, o cumprimento dos Planos de Manutenção já pressupõe, pela sua própria natureza, que devem decorrer das ações de manutenção programadas, outras atividades de manutenção, as denominadas *Ações Decorrentes*, que por sua vez vão gerar a necessidade novos desligamentos dos equipamentos para a realização de reparos ou substituições, com a finalidade manter a confiabilidade do equipamento, sua respectiva função de transmissão e do seu sistema elétrico. O fluxograma apresentado na FIGURA 01 permite visualizar este processo.

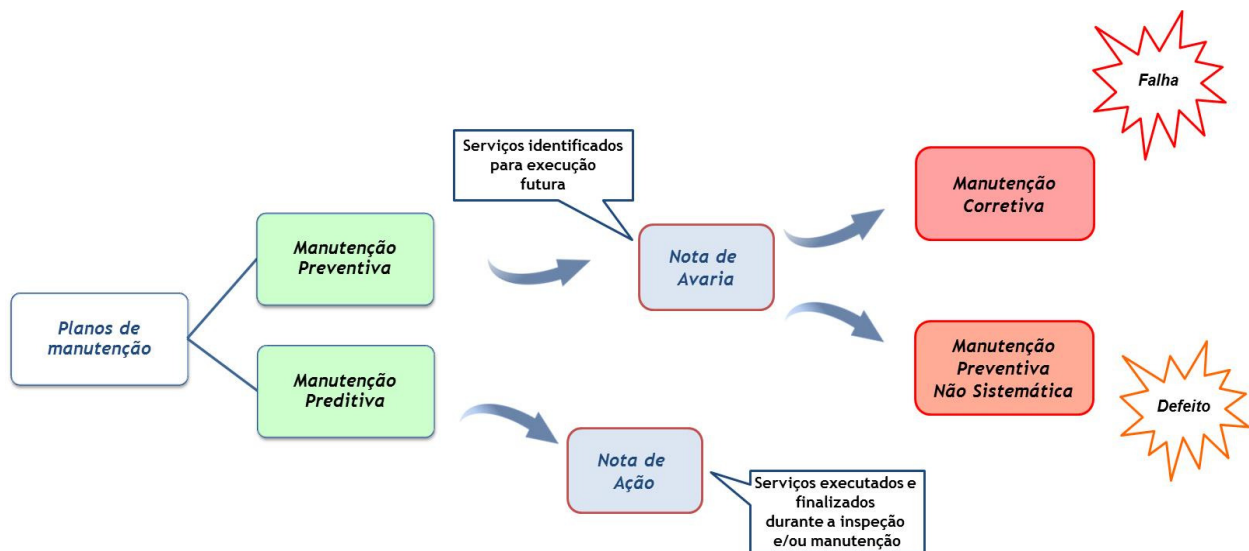


FIGURA 01: Fluxograma Planejamento de Manutenção – Ações Decorrentes

Ao se detectar as alterações ainda em fase incipiente, as intervenções de manutenção podem ser melhor definidas, e como consequência, o tempo de indisponibilidade será menor do que se fossem aplicadas estratégias de manutenção apenas baseadas no tempo. Portanto, a implantação das Ações Decorrentes tem como objetivo minimizar a quantidade e o impacto das falhas maiores de equipamentos. O reparo de equipamentos de maior porte, tais como transformadores de potência ou reatores, que apresentaram algum tipo de dano é uma alternativa importante a ser considerada em todas as situações de alterações de condição e detecção de defeitos, pois muitas vezes evita-se, naquele momento, o reinvestimento em uma unidade completamente nova, constituindo-se em uma contribuição direta para o esforço de modicidade tarifária. Desta forma, desenvolver a inteligência e experiência técnica para se interpretar corretamente as tendências apontadas pelos dados e medições obtidos no campo, é um aspecto importante para a avaliação da condição e do desempenho de um determinado ativo.

A implantação de planos de monitoramento preditivo de qualquer natureza pressupõe que é esperado detectar-se, ao longo da vida operativa dos equipamentos, alterações de condição incipientes que possam ser sanados a partir da realização de manutenções preventivas não sistemáticas (aperiódicas) e que o monitoramento de condição sendo praticado é economicamente e tecnicamente justificável. Um aspecto fundamental para se estabelecer o plano de monitoramento preditivo para um equipamento é a definição de quais grandezas são realmente relevantes para se determinar a condição deste ativo e com que frequência estes dados precisam ser obtidos, definição esta que impacta diretamente na relação custo x benefício do sistema de monitoramento. Deve-se ter em mente que, mais importante do que se ter todos os dados em tempo real, é ter os dados necessários no tempo adequado para a tomada de decisão. A justificativa técnica depende do fato de ser possível detectar e corrigir uma alteração da

condição dos equipamentos antes que a perda da função ocorra. A FIGURA 02 a seguir ilustra uma situação teórica de alteração de uma dada condição em função do tempo para um transformador⁽⁵⁾.

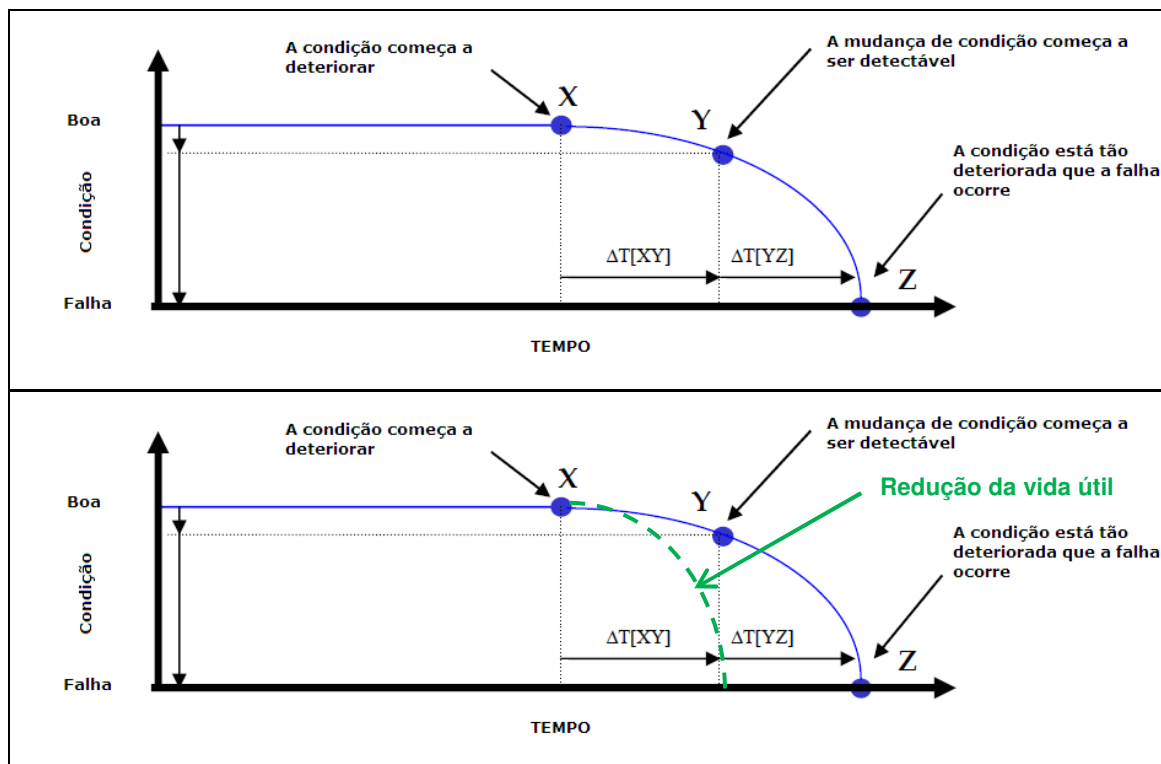


FIGURA 02: Degradação de Condição Teórica de um Transformador (5)

De acordo com a FIGURA 02, para ser tecnicamente viável, um plano de monitoramento preditivo de condição de transformadores, por exemplo, deve ser capaz de detectar uma mudança de condição que seja relativamente menos significativa do que a alteração que pode levar à falha deste transformador. Além disto, este monitoramento deve ser realizado com intervalo de tempo menor que $\Delta T[XY] + \Delta T[YZ]$ de forma a possibilitar a detecção da alteração da condição antes que a falha ocorra. Para que a falha não ocorra, o período de tempo $\Delta T[YZ]$ precisa ser tal que permita a tomada da ação preventiva (4), o que implica, na maioria dos casos, no desligamento do transformador. A mudança na curva PF (Falha Potencial – Falha) é feita primariamente pela implantação de Planos de Monitoramento Preditivo e Plano de Preventivas, conforme ilustra a FIGURA 03.

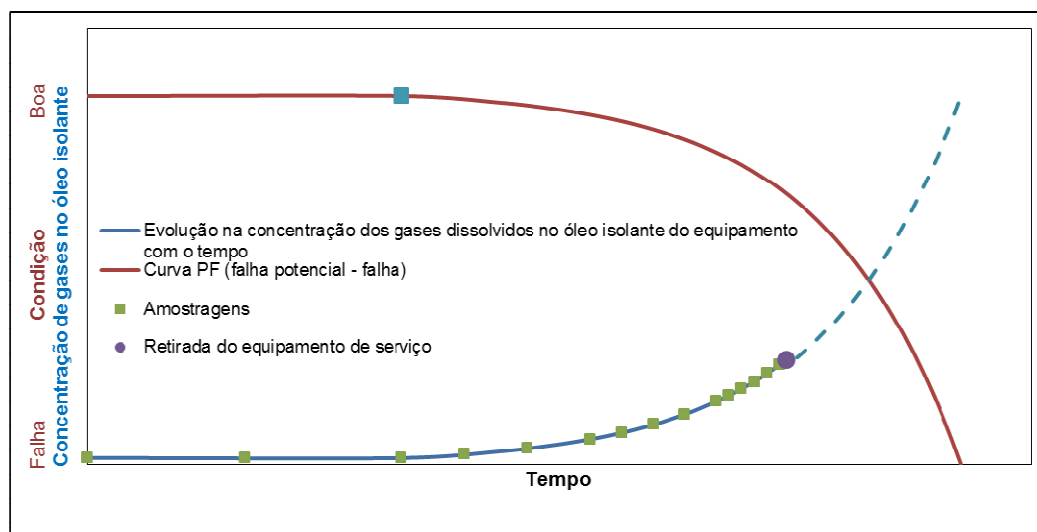


FIGURA 03: Curvas PF, Amostragens e de Evolução na concentração de gases dissolvidos no óleo isolante do equipamento

3.0 - EXPERIÊNCIA DA CEMIG – ESTUDOS DE CASO

3.1 Falha de Transformador 500kV-300MVA evitada por Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos

Um exemplo de aplicação sistemática de monitoramento preditivo de transformadores e reatores de transmissão da CEMIG é a Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos no óleo mineral isolante. Apesar da análise cromatográfica de gases dissolvidos ser uma técnica preditiva consagrada no setor elétrico internacional, sempre há a possibilidade do aumento do grau de precisão dos diagnósticos e prognósticos. Em 2012, o cumprimento do plano de manutenção preditiva de transformadores com classes de tensão acima de 345kV por meio da análise cromatográfica de gases dissolvidos (FIGURA 04a, onde estão apresentados apenas os gases-chave) detectou a possibilidade de existência de descargas parciais na parte ativa de autotransformador trifásico 500/345kV e 400MVA (FIGURA 04b), situação rara no histórico da aplicação desta metodologia. Este diagnóstico precoce foi decisivo para evitar a falha do autotransformador, que foi desligado preventivamente. O serviço de reparo foi contratado a um custo relativamente muito baixo, frente ao custo da falha de um equipamento deste porte. O prazo de reparo também foi muito menor do que o comparado com o prazo de uma manutenção corretiva de grande porte ou de uma substituição, que foram evitadas.



FIGURA 05: (a) Evolução na concentração de gases no autotransformador da CEMIG (b) respectivos defeitos encontrados.

Em outro caso, diagnosticou-se um defeito oculto no material construtivo do núcleo (FIGURA 05 b) de autotransformador trifásico 500/138kV e 300MVA, com menos de uma semana de operação (FIGURA 05 a, onde estão apresentados apenas os gases-chave), evitando-se a falha da unidade custos ainda mais elevados de reparos.



FIGURA 05: (a) Evolução na concentração de gases no autotransformador da CEMIG (b) respectivo defeito encontrado. ND = não detectado

3.2 Casos de falhas evitadas em para-raios por termografia

Um exemplo de aplicação sistemática de monitoramento preditivo de para-raios na transmissão da CEMIG é a termografia infravermelha que, dentre as técnicas preditivas disponíveis no mercado, é a mais efetiva no monitoramento das condições operativas de conexões e diversos equipamentos do sistema elétrico, tais como o para-raios. Essa técnica possibilita a retirada desses equipamentos de operação de forma programada, conforme apresentado na TABELA 1, e é amplamente utilizada pelas empresas de transmissão conforme apresentado na TABELA 2⁽⁶⁾.

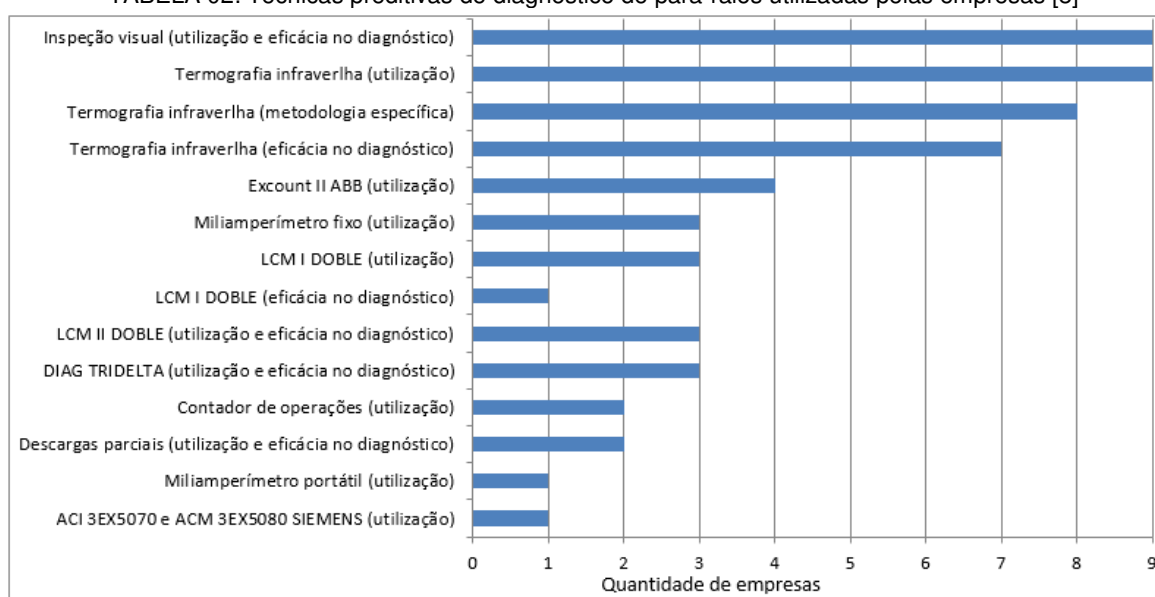
TABELA 01: Análise comparativa das Técnicas Preditivas de Diagnóstico de Para-Raios

Método de	Em serviço		Eficácia no diagnóstico						Facilid. Diagn.	Segur. Exec.*1	Imunid. variáveis externas	Exper. Aplicaç.	Relação Benef. / Custo PR	Relação Benef. / Custo SE
Diagnóstico	Não	Sim	Insipiente		Degradação		Risco falha							
			SiC	ZnO	SiC	ZnO	SiC	ZnO						
Termografia		X	Baixa	Média	Alta		Alta		Média	Alta	Média	Alta	Média	Alta
Componente Resistiva		X	NA	Baixa	NA	Alta	NA	Alta	Baixa	Baixa	Baixa	Média	Média	Baixa
3º harmônica de It		X	NA	Baixa	NA	Alta	NA	Alta	Média	Média	Baixa	Média	Alta	Baixa
Corrente de fuga total (It)		X	Nenhuma		Nenhuma		Nenhuma	Baixa	Alta	Média	Média	Alta		Nenhuma
Contador de operações		X	Nenhuma		Nenhuma		Nenhuma		Alta	Alta	Nenhuma	Alta		Nenhuma
Inspeção visual		X	Nenhuma		Nenhuma		Baixa		Alta	Alta	Alta	Alta	Média	Alta
Descargas Parciais		X	Média		Alta		Alta		Média	Média	Média	Baixa	Média	Alta
Perdas dielétricas	X		Nenhuma		Nenhuma		Baixa		Baixa	Baixa	Média	Alta		Nenhuma
Resistência isolamento	X		Nenhuma		Nenhuma		Baixa		Média	Baixa	Média	Alta		Nenhuma

*1 - Referem-se à análise comparativa dos riscos na execução as técnicas avaliadas.

*2 - O benefício/custo: Considerando a aquisição do instrumento e abrangência na aplicação.

TABELA 02: Técnicas preditivas de diagnóstico de para-raios utilizadas pelas empresas [8]



Em 2011, durante o cumprimento do plano de manutenção preditiva para inspeção termográfica nas subestações de transmissão da CEMIG, detectou-se anomalia térmica em 09 para-raios de ZnO – Óxido de Zinco com tempos de operação de 3 meses a 2 anos, nas tensões de operação de 138, 345 e 500 kV. A FIGURA 06 ilustra o tipo de anomalia térmica detectada nos para-raios. Os critérios estabelecidos pela CEMIG de Criticidade Nível 1, quando a variação de temperatura (Δt) fica entre 3 e 7°C, e de Criticidade Nível 2, quando Δt supera 7°C, foram ultrapassados.

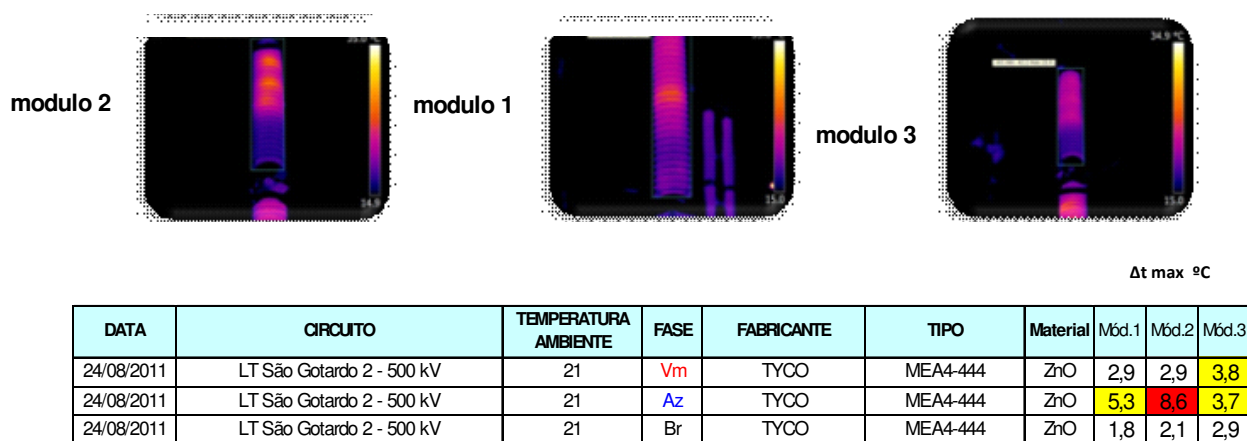


FIGURA 06: Imagem térmica de para-raios típica de anomalia

A FIGURA 07 apresenta o resultado do ensaio de descargas parciais em laboratório, realizado nos mesmos para-raios. O limite admissível de descargas parciais é de 10 pC para esse tipo de equipamento e, no ensaio, foram obtidos 41 pC

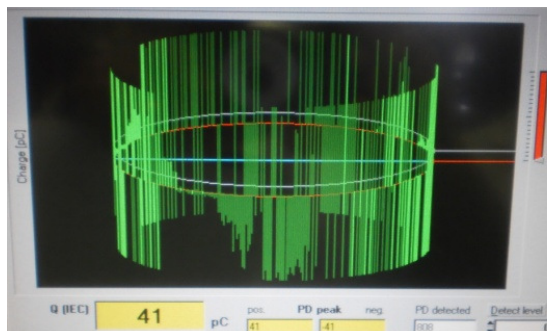


FIGURA 07: Ensaio de descargas parciais em para-raio que apresentou anomalia na análise termográfica

Diante dos resultados encontrados, foi sugerida uma inspeção interna nos para-raios e, como consequência, foram verificados indícios de penetração de umidade e descargas elétricas nos componentes da parte ativa dos equipamentos (FIGURA 08).



FIGURA 08: Problemas verificados na inspeção interna dos para-raios que apresentaram anomalias na análise termográfica

Caso de falha evitada em bucha por monitoramento on-line da evolução de capacitância e de fator de potência

Nesse estudo de caso, o sistema de monitoramento *on-line* de buchas disparou o alarme de tendência de capacitância (2% de variação) da bucha fase B do autotransformador 500/230-13,8kV E 400 MVA, informando que o valor chegaria ao limite crítico de 3% dentro de um mês. Seis dias após o disparo desse alarme, verificou-se um aumento súbito da tangente de delta (fator de potência) de 0,718% para 3,329% (ver TABELA 01 e FIGURA 09), caracterizando necessidade de desligamento imediato.

TABELA 03: Últimos eventos antes do desligamento emergencial

Dias decorridos do alarme	Cap - FA	Tg - FA	Cap - FB	Tg - FB	Cap - FC	Tg - FC
0	511,0	0,360	529,5	0,445	511,0	0,360
1	511,0	0,360	529,6	0,482	511,0	0,360
2	511,0	0,360	529,6	0,487	511,0	0,360
3	511,0	0,360	529,7	0,547	511,0	0,360
4	511,0	0,360	529,8	0,638	511,0	0,360
5	511,0	0,360	529,8	0,694	511,0	0,360
6	511,0	0,360	529,9	0,718	511,0	0,360
6	511,0	0,360	530,1	1,263	511,0	0,360
6	511,0	0,360	530,2	1,839	511,0	0,360
6	511,0	0,360	529,9	2,681	511,0	0,360
6	511,0	0,360	529,9	3,331	511,0	0,360
6	511,0	0,360	529,9	3,329	511,0	0,360
6	511,0	0,360	529,9	3,329	511,0	0,360
6	511,0	0,360	529,9	3,329	511,0	0,360

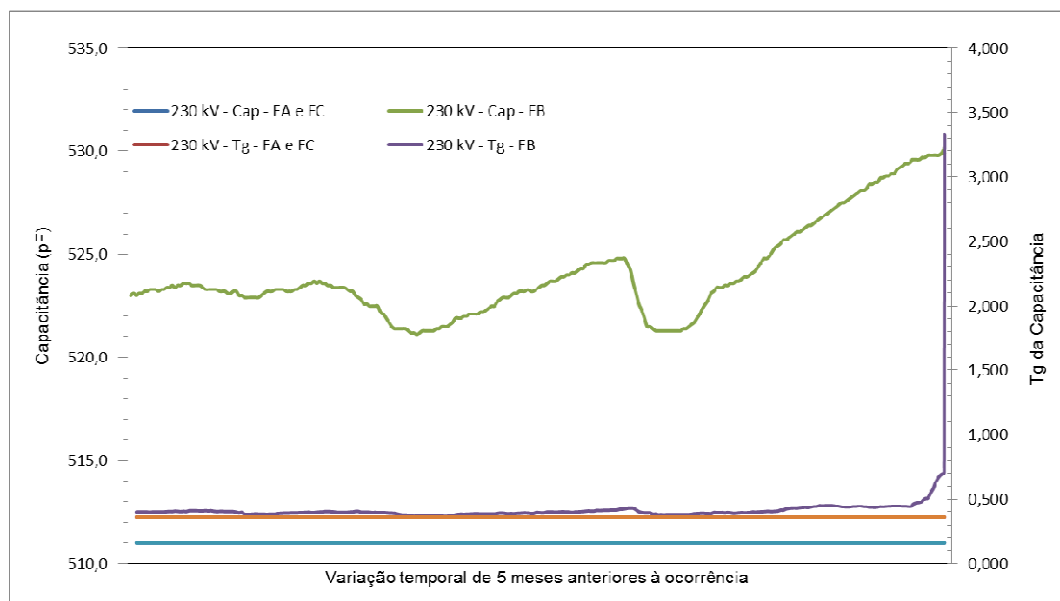


FIGURA 09: Gráfico das capacitâncias e tangentes deltas da bucha do transformador

Após o desligamento, foram realizados ensaios elétricos em todas as buchas do transformador e confirmou-se os resultados obtidos no monitoramento, caracterizando a necessidade de substituição da bucha, o que foi realizado. O transformador voltou a operar dois dias após a caracterização do defeito e da intervenção de substituição da bucha.

O monitoramento preditivo e o diagnóstico precoce foram de vital importância na prevenção da falha da bucha, permitindo o desligamento do equipamento de forma segura e evitando assim uma possível evolução para um modo de falha de consequências imprevisíveis. Mas outros fatores foram fundamentais para o ágil restabelecimento do transformador, como a rápida tomada de decisão entre as equipes, o atendimento imediato e a disponibilidade de bucha reserva com mesmas características.

4.0 - CONCLUSÃO

Pode-se afirmar, de forma resumida, que metodologias preditivas eficazes requerem investimentos em equipamentos e sistemas especialistas, capacitação das equipes de manutenção e constante aprimoramento das técnicas. E metodologias preditivas eficazes propiciam maior confiabilidade para os equipamentos e Funções de Transmissão associadas e adjacentes, redução das taxas de falhas, aumento da disponibilidade total do ativo durante a vida útil, com possibilidade real de aumento da vida operativa média.

A implantação das Ações Decorrentes do cumprimento do Plano de Manutenção é fundamental, pois o reparo ou manutenção corretiva de equipamentos que sofreram algum tipo de dano é uma alternativa importante de ser considerada em todas as situações de alterações de condição e detecção de defeitos, pois muitas vezes evita-se, naquele momento, o reinvestimento em uma unidade completamente nova, contribuindo-se, desta forma, para a modicidade tarifária.

A FIGURA 10 a seguir apresenta o resultado apurado para os últimos 10 anos de monitoramento preditivo aplicado a transformadores na CEMIG GT, considerando-se apenas transformadores de Rede Básica. Estes dados permitem afirmar que, na ausência da aplicação do monitoramento preditivo de equipamentos por análise cromatográfica, a taxa acumulada de falha de transformadores do universo considerado aumentaria, em média, 70%⁽⁹⁾.

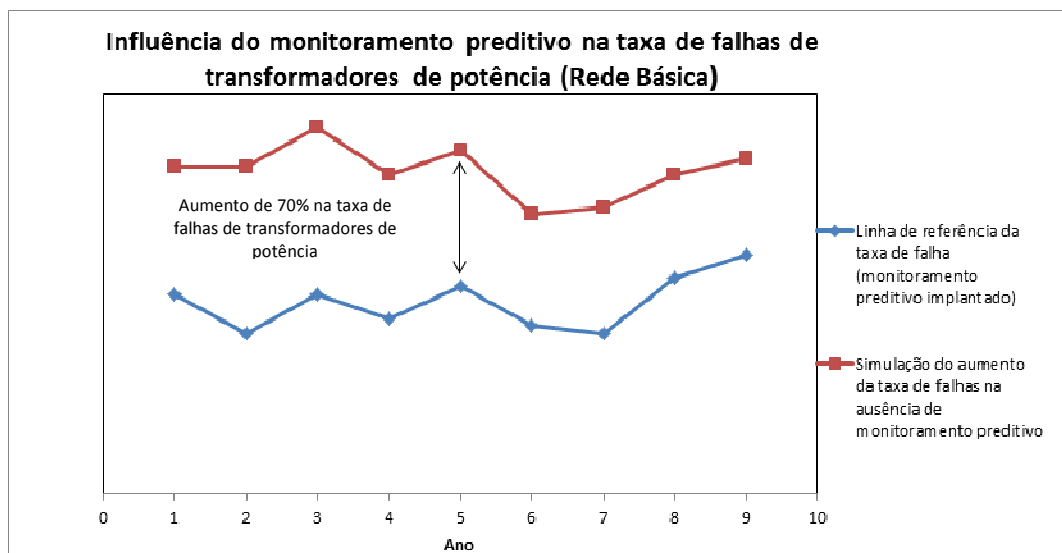


FIGURA 10: Influência do monitoramento preditivo na taxa de falhas de transformadores de potência (Rede Básica)

Portanto, há a necessidade de incentivo regulatório para os agentes quando os mesmos fazem uso de melhores práticas de engenharia de manutenção e dispõem de recursos materiais e humanos visando otimizar as manutenções, evitar custos e aumentar a segurança das instalações, mesmo que, para a implantação das ações decorrentes, sejam necessários desligamentos adicionais ou não previstos inicialmente no Planejamento de Manutenção.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MOBLEY, R. KEITH. Maintenance Engineering Handbook, Editora McGraw-Hill, 7ª Edição, 2008.
- (2) SIQUEIRA, IONY P. DE. Manutenção centrada na confiabilidade, Editora Qualitymark, 1ª edição, 2005.
- (3) MOUBRAY, JOHN. Manutenção Centrada em Confiabilidade, Editora Aladon Ltd, edição brasileira, 2000.
- (1) ABT NBR 5462: Confiabilidade e manutenibilidade
- (5) Cigré Technical Brochure 445: Guide for Transformer Maintenance - Working Group A2.34. 2011
Technical Brochure 443 – DGA in Non Mineral Oils and Load Tap Changers and Improved DGA Diagnosis Criteria – WG D1.32 – 2010
- (6) BARTLEY WH. Failure History of transformers – theoretical projections from random failures. Proceedings of TechCon, Mesa, AZ, 2001.
- (7) V. SOKOLOV, S. TSURPAL A. DROBYSHEVSKI. Reliability problems with large power transformers and shunt reactors. Typical failure modes and failure causes – Cigre A2 – Colloquium Russia
- (8) GOMES, A. T., DVORSAK, A., DANTAS, C. E. A., CARDOSO, C. I., GALVANI, L. V., PORTO, M. A. L., SCREMIN, M., SANTOS, M. A. M., BRAGA, P. R. O., DEMARCHI, T. F., SANCHEZ, T. B., ASTARITA, V. B., MEDEIROS, W. M. e SILVA, Z. R. Técnicas preditivas de diagnóstico de para-raios - XXII SNPTEE, Cigré-Brasil, Brasília-DF, 2013.
- (9) MARTINS, A. C. P. DINIZ, C.B., SESSA, C.D., Vassalo, D.J., ROCHA, H.C.B., CHAVES, L.M.M., PEREIRA, L.T., ALMEIDA, M.I., RIBEIRO, M.G.L., LOIS, R.C., PASSOS, W.E. e TEIXEIRA, R.M. Monitoramento Preditivo por Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos Aplicado a Equipamentos de Extra Alta Tensão – Experiência da CEMIG, VII Workspot, 2014.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Adriana de Castro Passos Martins

Graduação em Engenharia Química pela Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, Mestrado em Engenharia Metalúrgica e de Materiais pela Universidade Federal de Minas Gerais e Especialização em Engenharia de Materiais para o Setor Elétrico pela Universidade Federal do Paraná – UFPR.

Atua há 20 anos na área de monitoramento preditivo de equipamentos do sistema elétrico. Atualmente é Engenheira de Planejamento de Manutenção de Geração e Transmissão da CEMIG GT e coordenadora do Comitê de Estudos D1 do Cigré-Brasil.