



**Grupo de Estudo de Transformadores, Reatores, Materiais e Tecnologias Emergentes-GTM**

**MONITORAMENTO PREDITIVO EM ATIVOS DE TRANSMISSÃO COM FOCO NA EMISSÃO DE LAUDOS TÉCNICOS CONFORME RESOLUÇÃO ANEEL 669/2015**

**CLEINER SILVA ASSIS(1); WILSON JOSÉ REÇA ALVES(2); CLEUSOMIR CARVALHO DOS SANTOS(3);  
WANDRÉ MATOS MEDEIROS(4)**

**ELETRONORTE(1):ELETRONORTE(2):ELETRONORTE(3):**

**RESUMO**

**“Monitoramento preditivo em ativos da transmissão com foco na emissão de laudos técnicos conforme resolução ANEEL 669/2015”** são ações desenvolvidas no âmbito da Eletronorte para aplicação do conceito RCM2 na sua gestão de ativos. Entre essas ações estão; Eficientização e maior acuracidade das técnicas preditivas; Implantação de novas técnicas preditivas; Supervisão e monitoramento on-line de ativos de transmissão, entre eles transformadores e Reatores; Elaboração de laudos técnicos da condição dos equipamentos com a emissão de diagnósticos. Neste trabalho iremos demonstrar a aplicação da metodologia e a experiência da Eletronorte para emissão dos laudos técnicos.

**PALAVRAS-CHAVE**

Manutenção, Preditiva, Monitoramento, Diagnóstico, Laudo

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O setor elétrico brasileiro (SEB) vem passando por constantes desafios que implicam numa busca incessante por otimização em todos os processos referentes à operação e manutenção (O&M) dos ativos de transmissão e geração de Energia Elétrica no país. A lei 12.783/2013 imputou às empresas do setor elétrico, principalmente as controladas pelo governo, uma necessidade iminente de redução de custos com O&M.

A engenharia de manutenção tem um papel fundamental nas empresas de transmissão de energia no que tange a efficientização de custos de O&M. A partir da resolução ANEEL 669/2015 a manutenção de ativos de transmissão passou a ter diretrizes e regras de fiscalização, até então inéditas no setor. Impondo aos agentes de transmissão requisitos mínimos de manutenção, quanto à periodicidade e atividades mínimas a serem realizadas em equipamentos/ativos nas subestações e linhas de transmissão de energia elétrica pertencente à rede básica.

O conceito de manutenção baseada na condição (MBC), apesar de bastante difundido e aplicado em diversos ramos da indústria no Brasil e no mundo, ainda está embrionário no setor elétrico, onde a maioria das empresas ainda utiliza o conceito de manutenção baseada no tempo (MBT), que teve seu início na década de 70. Vale ressaltar que as empresas até aplicam técnicas preditivas, mas, no entanto, essas atividades são apenas complementares às manutenções preventivas com intervalo fixo.

No caso da Eletronorte, para a maioria dos ativos de transmissão, temos um programa de manutenção planejada preventiva com intervalo fixo. Este intervalo que inicialmente era de cinco anos, passou para seis anos a partir dos requisitos da 669/2015. Essas manutenções possuem custos elevados; Custos com parcela variável (PV), devido à necessidade de indisponibilizar os ativos de transmissão para sua realização; Custos com hora extra, devido as condições sistêmicas esses desligamentos somente são aprovados em horários de carga leve nos finais de semana; Custos com maquinário e instrumentos de grande porte, entre outros. Importante frisar que a eficiência dessas manutenções preventivas também é questionável, principalmente quando analisamos falhas recentes no setor elétrico e o histórico de desligamentos acidentais durante e pós-manutenções.

Apesar da ANEEL definir periodicidades para as manutenções preventivas, deixou uma brecha na resolução 669, no seu artigo 5º, permitindo a emissão de laudos técnicos da condição dos equipamentos a partir de técnicas preditivas e de monitoramento on-line, justificando a não realização das manutenções preventivas dentro das periodicidades máximas definidas. Desta forma as empresas que aplicam o conceito de RCM, aqui denominado

monitoramento preditivo, podem ter o seu custo de manutenção reduzido desde que possuam técnicas preditivas e de monitoramento conceituadas, possibilitando uma análise confiável da condição do ativo. Os laudos elaborados a partir dos dados e estudos de tendência realizados podem evitar paradas de produção desnecessárias.

## 2.0 - CONTEXTUALIZAÇÃO TEÓRICA HISTÓRICA

A denominação Engenharia de Manutenção apareceu entre os anos de 1950 e 1960 e os programas de qualidade, junto com a globalização, trouxeram a função para o mercado atual. A globalização dos mercados, a necessidade de conter custos e aumentar a capacidade de resposta levaram a manutenção a adotar uma perspectiva global (em termos de desempenho, qualidade, custo e serviço). Essa nova perspectiva levou a uma crescente conscientização do quanto uma falha de equipamentos afeta a segurança e o meio ambiente, maior conscientização da relação entre manutenção e qualidade do produto e maior pressão para se atingir alta disponibilidade da instalação, ao mesmo tempo em que se contém os custos. A figura do infográfico a seguir demonstra a evolução da manutenção na indústria ao longo dos anos[x];

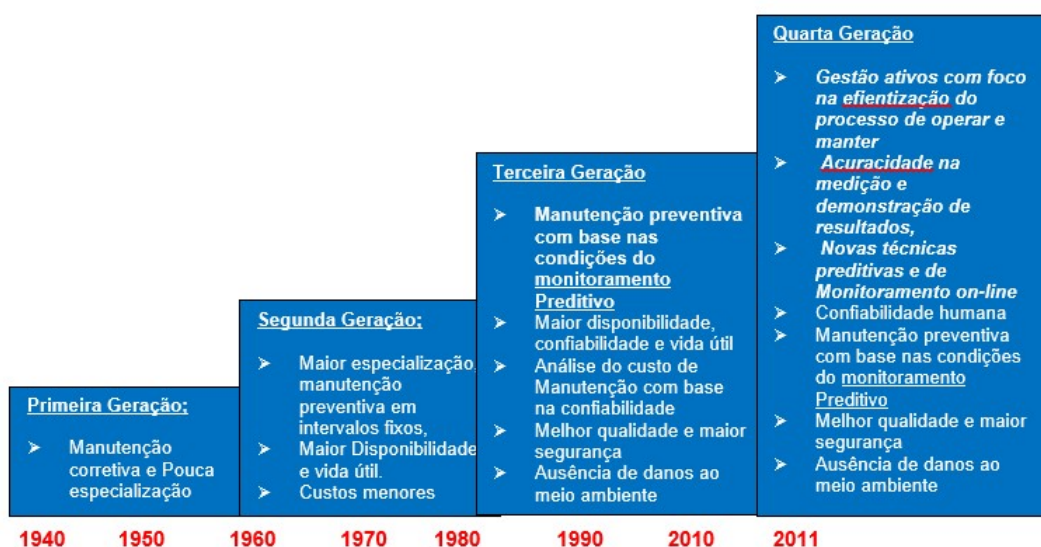


FIGURA 1 – Infográfico evolução da manutenção

Fazendo uma analogia do infográfico acima com o setor elétrico e a manutenção de ativos da transmissão, com base no que ainda é realizado como estratégia de manutenção por diversos agentes de transmissão no setor. Percebe-se que as empresas de transmissão ainda não conseguiram avançar efetivamente para terceira e quarta geração da manutenção, a criação da resolução 669/2015 do agente fiscalizador ANEEL, que determina periodicidades máximas com intervalo fixo para manutenções preventivas em ativos de transmissão, vem corroborar com esse fato. Vale ressaltar que as empresas até praticam a manutenção com base no monitoramento preditivo, mas são atividades complementares à manutenção baseada no tempo (MBT) com intervalo fixo. Ainda existe um paradigma no setor quanto à confiabilidade das tecnologias de monitoramento on-line e das técnicas preditivas de inspeção.

A quarta geração de manutenção também denominada RCM 2 (Reliability Centered Maintenance), que alguns atores chamam de evolução da manutenção centrada na confiabilidade, chegou para agregar alguns conceitos adicionais à terceira geração, principalmente os conceitos de gestão de ativos, acuracidade (aumento da qualidade) na medição, demonstração de resultados e a busca por novas técnicas preditivas e de monitoramento on-line. O conceito de gestão de ativos é mais abrangente, por isso nesse trabalho vamos nos ater mais a aplicação dos outros conceitos da quarta geração, principalmente o que estão relacionados com a evolução da manutenção com base no monitoramento preditivo, que são a acuracidade na medição, a demonstração de resultados e a busca por novas técnicas preditivas e de monitoramento.

### 2.1 Resolução ANEEL 669/2015

A resolução ANEEL 669/2015 foi elaborada e sancionada após discussões com diversos agentes do setor por intermédio de chamadas públicas. Para compor a resolução os técnicos da ANEEL consultaram os procedimentos de manutenção de diversos agentes de transmissão do setor elétrico, principalmente das empresas estatais, que possuem procedimentos mais consolidados de manutenção em relação as empresas privadas.

A resolução, até então inédita no setor, define atividades mínimas de manutenção por família de equipamentos bem como periodicidade máxima para manutenções preventivas com intervalo fixo. A tabela a seguir demonstra essas periodicidades

Tabela 1 – Periodicidade Máxima de manutenções Res. 669 ANEEL

ATIVIDADE	EQUIPAMENTO	PERIOD. MÁXIMA
Inspeções Termográficas	Equipamentos de Subestação	6 meses
AGD óleo	Transformadores e Reatores	6 meses
Físico químico óleo	Transformadores e Reatores	24 meses
Linha de Transmissão	Inspeções Terrestres	12 meses
Manutenção preventiva Periódica	Transformador	72 meses (6 anos)
	Reator	
	Disjuntores	
	Chave Seccionadora	
	Transformador de Instrumento	

Ao definir intervalo fixo de manutenções preventivas, a princípio a ANEEL, pareceu estar indo na contra mão das melhores práticas de manutenção, conforme demonstrado no infográfico da figura 1. Mas o agente foi motivado a estabelecer critérios mínimos de manutenção em função do contexto atual do setor elétrico. Segue abaixo os principais motivos para o agente estabelecer esses critérios;

- Aumento significativo da competitividade do mercado em função dos leilões de energia
- Criação da lei 12.783/2013 onde as empresas deixaram de ser remuneradas pelo investimento
- Necessidade das empresas em reduzir custos com O&M;
- Preocupação com a qualidade dos serviços prestados para a sociedade;
- Empresas transmissoras optam por gerenciar riscos em detrimento aos altos custos de manutenção;

A partir da homologação da resolução 669/2015 a ANEEL elaborou outra resolução à 729/2016 que trouxe uma revisão/complementação da resolução 442/2011, essas resoluções tratam da disponibilidade das funções de transmissão (FT). O pagamento base das funções de transmissão, que é calculado em cima da disponibilidade dos ativos de transmissão, é a fonte de receita das empresas transmissoras. Os desligamentos (paradas/indisponibilidades) intempestivos ou programados geram perda de receitas para as empresas.

Em função do advento da obrigatoriedade da manutenção preventiva com intervalo fixo, a resolução 729 define regras para isenções de pagamento de Parcela Variável (PV), que é a multa paga pelos agentes pela indisponibilidade das funções de transmissão.

## 2.2 O custo da manutenção preventiva com intervalo fixo em ativos de transmissão de energia.

A resolução 729/2015 no artigo 12 Item III – Isenção de PV (Franquias), definiu os seguintes critérios para isenções de pagamento de PV(Kp), que é o pagamento da indisponibilidade da FT por desligamento programado;

- 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 3 (três) anos, para a FT -Transformação e para a FT - Controle de Reativo;
- 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 6 (seis) anos, para a FT - Linha de Transmissão.

As horas de franquia foram definidas a partir das periodicidades máximas para as preventivas dos requisitos mínimos de manutenção da resolução 669 e da criticidade/importância das funções. Essas horas de franquia devem ser utilizadas dentro dos ciclos de manutenção de 72 meses (6 anos) para Linhas de Transmissão e 36 meses (3 anos) para transformadores e reatores, isso inclui todos equipamentos agregados à FT.

Para análise da definição da ANEEL das horas de franquia e dos ciclos de utilização, fizemos um levantamento estatístico da quantidade de desligamentos (paradas) para manutenções programadas, das linhas de transmissão (LT) de 500 kV Imperatriz-Colinas e Colinas-Miracema, operadas e mantidas pela Eletronorte. Essas linhas ficam situadas na Interligação Norte – Sul do Sistema Interligado Nacional (SIN) e têm importância estratégica para a estabilidade do sistema, escoando a energia gerada pela Hidrelétrica de Tucuruí no Pará.

Além deste levantamento histórico dos desligamentos programados, dentro de um ciclo de seis anos, dessas linhas, fizemos um levantamento aproximado do custo de uma manutenção programada, preventiva com intervalo fixo, dos equipamentos do bay da linha IZCO, que tem o custo de PV(kp) R\$ 1345,85 por minuto, aproximadamente R\$ 32.000,00 por hora de indisponibilidade programada. As tabelas 2 e 3 a seguir demonstram esses levantamentos respectivamente.

Tabela 2 – Desligamentos programado ciclo 6 anos

ANO	IZCO-LT7-01		COMC-LT7-01	
	Nº	Horas	Nº	Horas
2011	3	14	4	18
2012	3	18	5	21
2013	3	20	2	13
2014	5	45	1	8
2015	3	26	2	17
2016	2	10	3	27
<b>TOTAL</b>	<b>19</b>	<b>133</b>	<b>17</b>	<b>91</b>

Tabela 3 – Custo estimado desligamento IZCO com 4 frentes de serviço

ITEM	CUSTO
8 HORAS PV (KP)	R\$ 646.008,00
IZCO	
PESSOAL (HH)	R\$ 45.00,00
MAQUINÁRIO	R\$ 6.500,00
INSTRUMEN.	R\$ 4.500,00
OUTROS	R\$ 2.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>R\$704.008,00</b>

Analisando a Tabela 2 acima, percebemos que considerando um ciclo de análise de 6 anos, tanto para linha IZCO como para linha COMC, a quantidade de 20 (vinte) horas disponíveis dentro de um ciclo de utilização de franquias para função LT, não seria suficiente para isentar a Eletronorte do pagamento de PV durante os seis anos. No caso da IZCO foram 133 horas no total de desligamentos programados, muito maior do que a quantidade de horas de franquia disponíveis conforme resolução 729/2016.

A Tabela 3, também acima, representa um levantamento de custo estimado de um desligamento de 8(oito) horas da linha IZCO. Conforme podemos observar a maior parte da composição dos custos é com pagamento de PV (kp), sendo que o custo com pessoal (HH) também deve ser considerado. Os desligamentos de LT considerada estratégicas para o SIN, em sua grande maioria, só são aprovados pelo Operador Nacional do Sistema(ONS) em finais de semana ou feriados, considerados como períodos de carga leve do sistema. Em função disso essas intervenções, mesmo que programadas, acabam aumentando bastante o custo de manutenção, devido principalmente ao pagamento de horas extras a todo pessoal envolvido no desligamento. No bay (saída ou entrada de linha) da IZCO, além dos equipamentos tradicionais para garantir a operação segura da FT, temos dois bancos de reatores de derivação. Portanto são necessárias no mínimo quatro frentes de trabalho com no mínimo 4 (quatro) técnicos, para executar todas as manutenções preventivas nos equipamentos do bay.

### 2.3 O Artigo 5º da Resolução 669/2015 e a MBC

O Artigo 5º da resolução 669 comprova a preocupação da ANEEL em fomentar a utilização de técnicas preditivas e monitoramento on-line. A resolução 669 dispõe no Artigo 5º, capítulo III, os seguintes textos;

- Informar no sistema de acompanhamento da manutenção o registro de identificação do Laudo Técnico que justifique, com base nas técnicas de manutenção adotadas, a postergação da manutenção preventiva, caso ela não seja realizada até o período definido nos Requisitos Mínimos de Manutenção.
- O Laudo Técnico deverá conter as referências técnicas, os dados e as informações utilizados, os históricos de grandezas físicas utilizadas, as respectivas curvas de tendência e o detalhamento da análise da condição do equipamento que justifiquem a postergação da manutenção preventiva baseada no tempo.

A figura a seguir exemplifica a utilização dos referidos Laudos técnicos para postergação de manutenções preventivas;

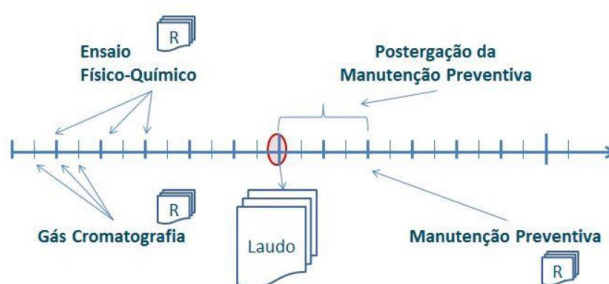


FIGURA 2 – Cadastro de Laudo para Postergação prazo manutenção[]

Conforme exemplo demonstrado na figura, a resolução permite a postergação de manutenções preventivas com intervalo fixo, a partir de laudos emitidos embasado em técnicas preditivas e de monitoramento on-line, como é o caso da análise de óleo isolante de transformadores (FT – Transformação) ou reatores (FT – Controle de Reativo).

### 3.0 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DO MONITORAMENTO PREDITIVO

O monitoramento preditivo aplicado nas atividades de O&M nos ativos de transmissão sob gestão da Eletronorte é um conjunto de ações preditivas com análise de resultados de técnicas de ensaios, dados de supervisão e monitoramento on-line de grandezas elétricas, culminando em diagnósticos demonstrados em laudos técnicos

elaborados pela Engenharia de manutenção. Esses Laudos devem ser utilizados para embasar tecnicamente a programação de desligamento para manutenções preventivas que visam principalmente eliminar defeitos identificados a partir das técnicas preditivas e de monitoramento on-line.

A aplicação dessa metodologia é reforçada teoricamente a partir de conceitos definidos na quarta geração de manutenção (ver figura 1), principalmente no que se refere à acuracidade na medição, demonstração de resultados e novas técnicas preditivas.

### 3.1 Inspeção dos Operadores de instalações.

Considerada a primeira técnica preditiva na Eletronorte, as inspeções dos operadores de instalação são fundamentais para o sucesso da metodologia. Nessas inspeções, também conhecidas com Planos de Manutenção Autônomas (PMA), conceito oriundo da metodologia TPM (Total Productive Maintenance), além da lista de verificações que visam identificar defeitos ínfimos nos equipamentos, que possam vir a se tornar falhas. São realizadas também pequenas manutenções, como trocas de Sílica Gel, denominadas manutenções em primeiro nível. As inspeções dos operadores mantenedores na Eletronorte se dividem basicamente em dois grupos;

- Inspeções de patrulhamento, realizadas semanalmente, que têm como foco a função de transmissão, sendo realizadas de forma mais objetiva. Nessas inspeções também são realizadas leituras de grandezas elétricas e verificação de alarmes nos equipamentos, indicados em sistemas de supervisão e painéis de proteção e controle, além de vazamentos em equipamentos de potência, como transformadores, reatores, disjuntores, etc.
- Inspeções detalhadas, realizadas mensalmente, têm como foco o mantimento das condições básicas dos equipamentos e são planejadas a partir de uma lista de verificação (check list detalhado) definidas no PMA, que são elaborados por família de equipamentos. Essas inspeções são mais demoradas e abrangentes. Além disso, há também as manutenções também realizadas por esta equipe que utilizam técnicas preditivas, como inspeções termográficas e coletas de óleo para análise.

A tabela abaixo demonstra registro de leituras de grandezas de Disjuntores anotadas durante as inspeções de patrulhamento da equipe da SE Colinas, subestação de 500 kV situada no estado do Tocantins e que compõe a interligação Norte-Sul do SIN.

Tabela 4 – Registro patrulhamento leitura grandezas disjuntor

DISJUNTOR 500 KV VÃO CY	C°	DATA	PRESSÃO SF6 (bar)			PRESSÃO ÓLEO (bar)			N° OPER. DJ			N° OPER. BOMBA ÓLEO.		
			A	B	V	A	B	V	A	B	V	A	B	V
CODJ7-08 (bar) Nominal: 9,3 Alarme: 8,55 Bloqueio: 8,45 Enchimento: 8,8 GEC ALSTOM	27	04/04/19	9,3	9,1	9,1	367	370	375	525	595	1128	68831	15006	80051
	29	10/04/19	9,3	9,2	9,2	365	370	365	525	595	1128	68867	15006	80054
	30	17/04/19	9,3	9,2	9,2	365	365	365	527	595	1128	68937	15010	80065
	32	24/04/19	9,3	9,2	9,2	365	365	365	528	595	1128	69001	15012	80071

A tabela exemplifica parte do registro do patrulhamento semanal da equipe de operação da SE Colinas, as variáveis registradas são do Disjuntor CODJ7-08. Algumas dessas informações não estão disponíveis na tela do operador e são importantes para análise preditiva do equipamento

Afim de se aplicar o conceito da acuracidade na medição e demonstração de resultados, todas as inspeções de patrulhamento e detalhadas realizadas pelos operadores de instalação são registradas e analisadas pela engenharia e, são itens que embasam tecnicamente a elaboração dos laudos técnicos.

### 3.2 Acuracidade nas manutenções preditivas e novas técnicas.

A palavra acuracidade vem do inglês *accuracy*, que veio do Latim *accurare*, que é “tomar conta de”, de *cura*, que significa “cuidado, atenção”, cuidar com desvelo. Esse conceito, como podemos verificar, é mais do que a busca de exatidão na medição. Essa metodologia foi aplicada em todas as técnicas preditivas já conceituadas e que são rotinas nas equipes de manutenção da Eletronorte;

- Inspeções Termográficas periódicas em todos os equipamentos
- Análise de óleo isolante em Transformadores e Reatores
- Medição de Vibração em Reatores
- Análise de Gás SF6 em Disjuntores
- Medição de Corrente de Fuga em Para-raios.

A partir da aplicação da metodologia do monitoramento preditivo a engenharia de manutenção começou a atuar de forma mais efetiva na execução dessas técnicas preditivas, padronizando os ensaios, registros de manutenção e implementando a análise de resultados como rotina. Outra ação fundamental é busca constante por tecnologias mais avançadas de instrumentação com aquisição de novos instrumentos, treinamentos para reciclagem e atualização de conceitos de manutenção, conforme melhores práticas realizadas tanto no setor elétrico e na



indústria. A tabela a seguir é um exemplo dessa aplicação com a padronização dos registros de inspeções termográficas.

Tabela 5 – Registro de Inspeção Termográfica – Roteiro de Inspeção

BAY	PONTOS DE INSPEÇÃO	CONDIÇÃO	
		OK	REGISTRO
TRANFORMADOR MCTF7-02 VÃO BX	1.1 Conexões primárias (Fases A B V)	X	
	1.2 Buchas Primárias (Fases A B V)		IR 1982
	1.3 Buchas de Neutro (Fases A B V)	X	
	1.4 Conexões de Neutro e Aterramento	X	
	1.5 Trafo (Fases A B V; Tanque, Canecos e Acessórios)	X	
	1.6 Armários de Comando (Fases ABV) e Armário Comum	X	
	1.7 Pararraios (Conexões, Corpo, Conexões de Atr.)	X	
	1.8 Seccionadoras (Conexões Prim, Armário de Comando)	X	

A Tabela acima é o recorte do registro padronizado de manutenção. Além do registro da anomalia térmica com sua respectiva imagem de referência, foi adicionado ao registro um roteiro com todos os pontos inspecionáveis no bay, obtendo assim uma melhoria na demonstração de resultados. Antes da aplicação da metodologia, a equipe de manutenção só elaborava registros quando eram encontradas anomalias térmicas, sendo este um ponto de notificação, em algumas fiscalizações da ANEEL realizadas num passado recente em instalações da Eletronorte. Além das técnicas já conceituadas de manutenções preditivas em ativos de transmissão, a engenharia de manutenção da Eletronorte buscou “novas” técnicas preditivas que ainda não faziam parte da rotina de manutenção desses equipamentos. Entre elas podemos destacar;

- Inspeção de corona em Linhas e subestações.
- Medição de resistência de conexão de aterramento dos equipamentos com a malha de terra da SE (batimento da malha).
- Medição de descargas parciais em Transformadores de instrumentos e Para-raios.
- Coleta de óleo para análise de gases dissolvidos em Transformadores de Potencial energizados

As imagens agrupadas na figura abaixo representam resultado obtido com uma inspeção corona na subestação de Miracema, que também faz parte da interligação Norte-Sul do SIN.

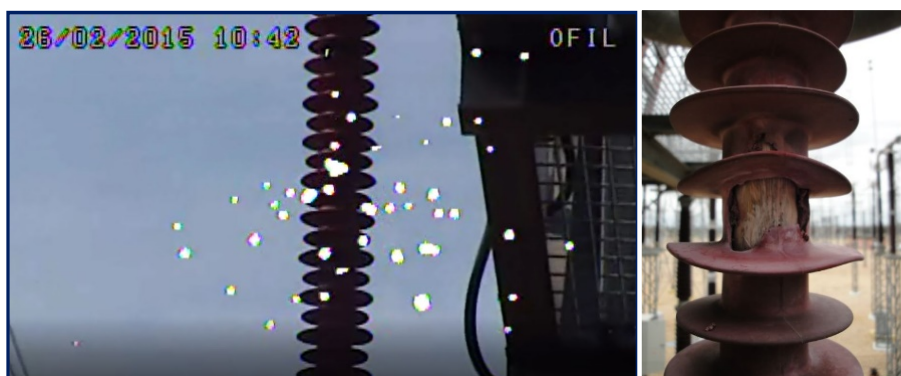


FIGURA 3 – Corona e degradação na Coluna Ótica da MCCL7-01

A figura acima representa incidência de corona no polímero da coluna ótica do banco de compensação série da linha Gurupi-Miracema. Essa coluna, também chamada coluna de sinais, é responsável por conduzir as fibras até a plataforma do BCS. Uma falha nela pode representar a perda de supervisão, controle e proteção do equipamento, indisponibilizando a FT. Essa coluna foi trocada, durante uma parada programada, e a segurança operacional reestabelecida.

### 3.3 Supervisão e monitoramento on-line de grandezas

A Eletronorte utiliza o SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) como sistema de supervisão e controle dos seus ativos de transmissão. Além de grandezas elétricas primárias do SEP (Sistema Elétrico de Potência), alarmes que demonstram defeitos nos equipamentos e eventos provenientes de manobras ou ocorrências no sistema, é possível obter informações valiosas para o monitoramento preditivo dos ativos de transmissão. Informações essas, que quando analisadas por profissionais capacitados, podem ser equivalentes a ações que compõem os requisitos mínimos de manutenção da resolução 669 da ANEEL. Um exemplo disso são os dados para análise preditiva de disjuntores obtidos a partir da análise das formas de onda de ocorrências registradas pelo RDP (Registrador De Perturbação). A tabela a seguir demonstra uma dessas análises, realizadas a partir de eventos de abertura do MCDJ7-11, disjuntor de 500 kV do vão DY da SE Miracema.

Tabela 5 – Dados retirados do RDP para análise do Disjuntor

Data	Fase	Tempo extinção	Corrente de pico
13.12.2018	A	53 ms	7,34 kA
27.11.2018	V	54 ms	5,67 kA
10.11.2018	A	58 ms	6,54 kA
01.11.2018	B	58 ms	6,53 kA

Na tabela acima temos os dados de quatro atuações de proteção que resultaram na abertura do DJ. Com a análise da forma de onda do RDP, em cada um dos eventos, foi possível obter o tempo de extinção e a corrente de pico interrompida na abertura do Disjuntor. Nas paradas para manutenção desses equipamentos, conforme requisitos mínimos definidos na resolução ANEEL e procedimentos de manutenção da Eletronorte, são realizados ensaios para medição do tempo de abertura e fechamento do DJ e medição de resistência de contato para avaliação do desgaste dos contatos principais dos equipamentos. A corrente nominal de interrupção desse DJ é de 40kA, conforme podemos verificar na análise da Tabela 4, as correntes interrompidas dentro do período analisado foram inferiores a 25% do valor nominal, concluindo assim que o desgaste dos contatos foram mínimos, justificando dessa forma a não realização da parada, com indisponibilidade do equipamento, para avaliação desses contatos a partir da medição de resistência ôhmica.

A Eletronorte tem investido constantemente em projetos para monitoramento de grandezas elétricas. Um dos exemplos recentes são a implantação por intermédio de um PMI (Plano de melhoria de Instalação), autorizado pela ANEEL (conforme resolução 441), de uma rede de monitoramento de reatores e transformadores em diversas instalações sob sua responsabilidade de O&M.

Essa rede monitora dados de temperatura do óleo e enrolamento e grandezas que permitem a análise da isolação CA das Buchas primárias e secundárias dos equipamentos. Para aquisição de dados são usados CLPs (Controladores lógico programáveis) e sensores. Segue abaixo topologia de aplicação do sistema de monitoramento de bucha;

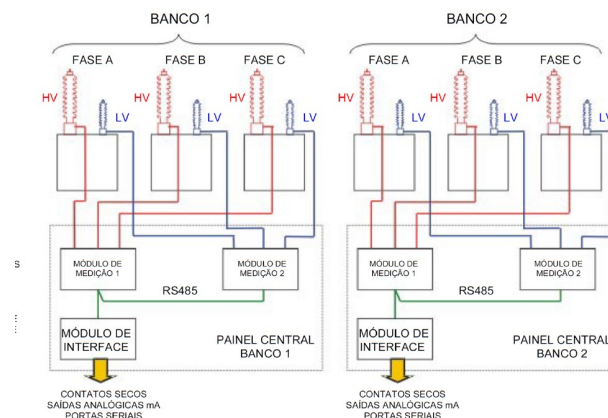


FIGURA 4 – Esquema sistema de monitoramento de bucha em transformadores SE Miracema

A figura acima demonstra o sistema de monitoramento de bucha dos dois bancos de transformadores da SE Miracema, MCTF7-01 e MCTF7-02 com módulos de medição (CLP) denominados BM para as buchas primárias e secundárias. As medições são realizadas por intermédio de sensores instalados nos TAPs das buchas que que travem de um resistor possibilitam a medição da corrente de fuga. Os valores de Capacitância e Tangente Delta são calculados, conforme parâmetros inseridos na fase de instalação do sistema. Todas essas grandezas, bem como as medições de temperaturas são enviadas para o SAGE por intermédio da rede de monitoramento. Vale ressaltar que dentre os requisitos mínimos de manutenção da ANEEL consta a realização de ensaios de isolação CA das buchas de transformadores e reatores, esse tipo de monitoramento, desde que analisado, por profissional capacitado, pode ser equivalente ao ensaio de isolação CA, evitando assim uma parada desnecessária.

### 3.4 Emissão de Laudos Técnicos com demonstração de resultados

Para maior eficiência na gestão de manutenção a Eletronorte utiliza uma ferramenta computacional bastante difundida no setor elétrico que é o SAP/ERP. O sistema além de outras funcionalidades, permite o cadastro de características, registro de todos os defeitos, falhas e atividades de manutenção nos ativos de transmissão. O sistema possibilita também a inclusão dos registros de ensaios e relatórios de manutenção que são cadastrados junto com a ordem de serviço ou em um módulo específico do sistema para esse fim, denominado DMS. Desta forma é possível realizar pesquisas de histórico de manutenção e defeitos, elaborar árvores de defeito/falha e

buscar por relatórios que servirão de insumos na elaboração dos Laudos técnicos de manutenção. Com a aplicação da metodologia do monitoramento preditivo e a padronização dos registros e relatórios de manutenção o sistema SAP é uma importante ferramenta de auxílio à engenharia de manutenção na emissão dos Laudos que embasam a necessidade ou não de manutenções com base no monitoramento preditivo. Os Laudos podem ser elaborados por família de equipamentos ou por função de transmissão (FT) e devem conter os seguintes itens;

- Características técnicas dos equipamentos
- Arvore de falhas e defeitos
- Histórico e resultados de manutenção
- Histórico e resultados de inspeção (PMA)
- Descrição das técnicas preditivas de supervisão e monitoramento on-line;
- Compilação dos registros de ensaios provenientes de manutenções e inspeções;
- Diagnósticos com cruzamento de técnicas e curva de tendências de grandezas avaliadas;
- Conclusões acerca do desempenho da família/modelo de equipamentos ou FT;
- Recomendações acerca do planejamento de manutenção da família ou FT;

Outra ferramenta computacional utilizada pela engenharia de manutenção da Eletronorte é o DIANE (Diagnósticos e Análises de Equipamentos Elétricos). Esse sistema foi desenvolvido em conjunto com o CEPEL e sua aplicação possibilita ao engenheiro de manutenção obter diagnóstico da condição geral do isolamento do equipamento a partir da análise do óleo isolante, tanto em relação aos gases dissolvidos como para análise físico química do óleo de transformadores e reatores. Todo o histórico dos resultados obtidos com análise de óleo de transformadores e reatores que fazem parte do ativo de transmissão da Eletronorte são cadastrados no sistema e a partir de iterações estáticas geram um diagnóstico da condição do equipamento e a probabilidade de falha em relação aos defeitos mais comuns que podem ser identificados a partir de análise de óleo; (AE) Arco voltaico; (DP) Descargas parciais, (DC) degradação anormal do papel, (SC) Aquecimento anormal dos condutores, entre outros. O gráfico abaixo demonstra qual a probabilidade de as falhas citadas acima ocorrerem na unidade da fase “A” do MCRE7-02 e grau de confiança das amostras.

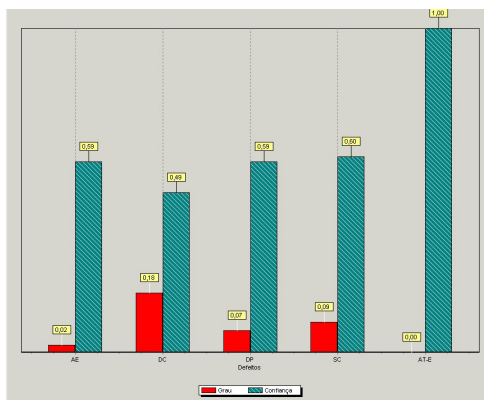


FIGURA 5 – Diagnostico condição MCRE7-02 a partir de análise no DIANE

Conforme gráfico acima percebemos que o defeito com maior chance de ocorrer seria a Degradação anormal do papel (DC) em torno de 18%, considerando uma amostra com aproximadamente 50% de confiabilidade. Diante disso e levando em consideração que as coletas são realizadas com periodicidade semestral e anual, a última coluna (AT-E) indica que a periodicidade está correta, podemos evitar aparadas desnecessárias para manutenção, programando a preventiva apenas quando existir um indicativo de defeito.

#### 4.0 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme demonstrado na contextualização e na aplicação da metodologia, a evolução efetiva da estratégia de manutenção baseada no tempo (MBT) para manutenção baseada na condição (MBC) é possível. Apesar da Resolução Normativa nº 669/2015 ANEEL definir intervalos fixos para manutenções preventivas, o artigo 5º viabiliza e incentiva as empresas na prática do monitoramento preditivo.

A Eletronorte, em casos específicos, já emitiu Laudos Técnicos utilizando as ferramentas de engenharia de manutenção demonstradas neste Informe Técnico, no entanto, é necessária a disseminação, associada à mudança de cultura, e implantação da estratégia de manutenção baseada na condição (MCB) em âmbito corporativo com participação efetiva da engenharia de manutenção na execução das atividades. O fato é que a manutenção preventiva gradativamente deve evoluir para ser realizada com base no monitoramento preditivo, não com periodicidades fixas. Isso em função dos elevados custos da manutenção (com periodicidades fixas) de ativos de transmissão, associado ao fato das franquias previstas na Resolução Normativa nº 729/2016 não serão suficientes para a quantidade elevada de desligamentos programados praticados atualmente, devido principalmente à falta de credibilidade no monitoramento preditivo e na análise assertiva da Engenharia de Manutenção.

Planejar o programa anual de desligamentos a partir de laudos provenientes de monitoramento preditivo é viável e



representará uma redução de custo considerável no processo de O&M dos ativos de transmissão. Para aumentar essa viabilidade é necessário fortalecer as engenharias de manutenção na empresa, buscar junto a ANEEL revisões na resolução que incentive mais essa prática, investir em treinamentos e ferramentas auxiliares de diagnóstico e principalmente em monitoramento on-line e novas técnicas preditivas.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) DENIS MORTELARI, KLEBER SIQUEIRA, NEI PIZZATI - O RCM na Quarta Geração da Manutenção - A Moderna Gestão de Ativos
- (2) TITO RICARDO VAZ DA COSTA, ISABEL SALES VIEIRA, THOMPSON SOBREIRA ROLIN JÚNIOR, FELIPE GUIMARÃES SOUZA, SAULO CUSTÓDIO, JOSÉ MACHADO – A Manutenção Preventiva de Instalações de Rede Básica e os Requisitos Mínimos de Manutenção – XXIV SNPTEE Curitiba – PR 2017
- (3) CLEINER DA SILVA ASSIS, CARLOS AUGUSTO DOS SANTOS, JOÃO BATISTA SOARES FEITOSA - As Técnicas de Manutenção Preventiva são Eficientes na Detecção de Falhas em Transformadores de Instrumentos? Avaliação das Falhas em TC's e TPC's na Interligação Norte-Sul - XXIV SNPTEE Curitiba – PR 2017
- (4) RIBEIRO, HAROLDO – Manutenção Produtiva Total - a bíblia do TPM - como maximizar a produtividade na empresa
- (5) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – Guia de Inspeção em Equipamentos Elétricos e Mecânicos – NBR-15572
- (6) TREE TECH – Manual Monitor on-line de Buchas Condensivas

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Cleiner da Silva Assis graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Minas Gerais (UEMG) no ano de 2005, Completou Pós-Graduação na área de Sistema de Potência pela Sociedade Educacional de Santa Catarina (SOCIESC) em 2016. Na ELETROBRAS ELETRONORTE desde 2008; Atuou na área de planejamento elétrico da operação (Estudos Elétricos) da transmissão, na sede em Brasília, no período de 2008 à 2010; Na regional de transmissão do Mato Grosso como responsável técnico da operação e manutenção da Subestação de Jauru, onde coordenou e executou ensaios e testes elétricos em comissionamentos e manutenções de equipamentos de alta tensão no período de 2010 à 2013. Desde 2014 integra a equipe de engenharia de manutenção de subestações da interligação Norte-Sul do Sistema Interligado Nacional na Regional de Transmissão do Tocantins.

Participou de alguns congressos, como autor e apresentador de contribuições técnicas na área de manutenção em ativos de transmissão, entre eles; SBSE/2010, em Belém-PA; ERIAC/2011 - Ciudad Del Este(PY); ERIAC/2013 – Foz do Iguaçu; SNPTEE/2013- Brasília DF; ERIAC/2015 – Puerto Iguazu (AR) e 30º CBMGA/2015 – Campinas SP; SNPTEE/2017 – Curitiba PR;