



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

**MONITORAMENTO DA SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE FERRAMENTA  
THM (TRANSFORMER HEALTH MANAGEMENT)**

**THIAGO CAVALCANTI BANDEIRA (1); TERCIVS CASSIUS MELO DE MORAIS (2)  
ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGISA S/A**

**RESUMO**

Falhas em Transformadores de Força (TF) impactam severamente a operação, portanto são críticos para Transmissão e Distribuição de energia elétrica. Neste cenário, há iniciativas constantes para monitoramento destes ativos, a fim de obter indicadores de saúde que permitam planejamento de intervenções evitando a evolução de condições que levariam à falha. A evolução técnica das soluções, atrelado a uma análise de viabilidade financeira positiva, possibilitaram a implantação do projeto para monitoramento da saúde de ativos no Grupo. Será apresentado o projeto monitoramento preditivo da saúde dos TF por meio da integração de dados de manutenção e dados advindos dos IEDs (Intelligent Electronic Devices) numa plataforma THM.

**PALAVRAS-CHAVE**

Transformadores de potência; Monitoramento da saúde; Health Index; Índice de Saúde; Análise de gases dissolvidos; DGA; Monitoramento da condição; AHM; THM; sensoriamento; IED.

**1.0 INTRODUÇÃO**

Como parte da transformação digital no setor elétrico, cada vez mais concessionárias de energia decidiram investir na análise dos dados gerados para aumentar a eficiência operacional e gerenciar ativos críticos de forma mais inteligente.

À medida que as margens de lucro reduzem e exigências regulatórias aumentam, os ativos críticos assumem mais carga e as Concessionárias Distribuidoras de energia são levadas a reduzir o custo com a manutenção e das falhas que venham a ocorrer. As empresas são incentivadas a utilizarem seus orçamentos de manutenção de maneira otimizada e adotarem uma estratégia de manutenção que esteja alinhada com as reais necessidades do ativo, evitando intervenções desnecessárias.

Para a classe de ativos mais críticos da Distribuição, os Transformadores de Força (TF), é mandatório que a estratégia de manutenção utilizada seja a mais proativa possível, baseada no Monitoramento da Condição atual (CBM – *Condition Based Maintenance*) ou Centrada em Confiabilidade (RCM – *Reliability Centered Maintenance*). Com as recentes melhorias na tecnologia de detecção, sensores de todos os tipos não estão apenas se tornando mais inteligentes e eficazes, mas também mais acessíveis financeiramente [1]. Como resultado, sensores e dados estatísticos estão se tornando elementos-chave que podem ajudar as concessionárias a avaliar com precisão a condição e estabelecer o índice de saúde de cada ativo individual. Essa capacidade, juntamente com a capacidade de prever a condição de saúde dos ativos, é a base de uma estratégia de manutenção bem-sucedida [2].

No entanto, instalar os sensores e coletar os dados é apenas o começo do processo.

Atualmente, o Gerenciador da Saúde dos Transformadores (THM – *Transformer Health Management*), da família dos EAM (*Enterprise Asset Management*), adquirido pela Energisa oferece uma abordagem abrangente para análise de dados. Além da coleta de dados, o THM processa os dados, verifica-os e aplica vários modelos analíticos correlacionados para gerar novos *insights* valiosos.

O THM ignora amostras falsas, aplica modelos estatísticos e identifica padrões de comportamento anormal no desempenho de ativos críticos, correlacionando dados de várias fontes e sensores (e.g.: temperatura, carga, gases dissolvidos). Com a plataforma de Monitoramento da Saúde dos Ativos, as concessionárias podem trilhar o caminho da análise de dados para alcançar a excelência operacional.

Através de algoritmos preditivos, detecção *sub-threshold* e ferramentas normativas já consolidadas no setor, o THM fornece informações suficientes para que a equipe Especialista possa realizar a gestão através de um Centro de Monitoramento dedicado.

Neste trabalho, no capítulo 2 serão apresentados alguns benefícios do monitoramento online e a Metodologia para priorização dos transformadores a serem monitorados pela plataforma. No capítulo 3 serão exploradas as principais

funcionalidades e características da ferramenta THM utilizada. No capítulo 4 serão apresentados resultados reais da aplicação no Grupo Energisa. No capítulo 5 está apresentada a Conclusão do trabalho.

## 2.0 METODOLOGIA

O adequado monitoramento da condição da saúde do transformador possibilita à equipe de Especialistas de Manutenção uma análise proativa através de tendências e índices, cruzando com informações históricas e atuando ao mínimo sinal de degradação da condição/função, antes da ocorrência da falha. Também, possibilita ao Planejamento e Controle da Manutenção (PCM) uma melhor estimativa da vida remanescente do ativo, otimizando o processo de substituição plurianual dos transformadores mais críticos monitorados.

De acordo com CIGRÉ [3]:

*“Monitoramento pode ser descrito como o conjunto de ações de gerenciamento de desempenho, voltados para o registro das atividades de um sistema, com o objetivo de organizar os dados necessários para avaliar a condição de um equipamento ou parte dele.*

*Monitoramento online contínuo consiste na coleta de dados enquanto o equipamento está energizado e em serviço. Dados (ou amostras tais como óleo) podem ser coletados e/ou medidos enquanto o equipamento está energizado.*

*Monitoramento online consiste nas duas noções prévias juntamente com a aplicação de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs).”*

Ainda de acordo com CIGRÉ [3], os objetivos básicos do monitoramento online contínuo são:

- Gerar alarmes antecipados em caso de defeitos iminentes, para reduzir o risco de falha inesperada;
- Acompanhar a evolução de grandezas monitoradas em ativos suspeitos ou defeituosos que não possam ser retirados de serviço imediatamente;
- Reduzir custos relacionados a desligamentos para manutenção preventiva;
- Melhorar na gestão dos ativos, com o armazenamento de dados medidos e calculados em um banco para análise futura;

Quando aplicado adequadamente, poderá trazer as vantagens:

- Redução significativa do intervalo de monitoramento da condição;
- Detecção de alterações nas variáveis medidas logo após a sua ocorrência;
- Geração de alertas automáticos se os valores limites ou de tendência forem ultrapassados;
- Em caso de falha inesperada, ele desempenha a função de “caixa preta” das aeronaves (registrando dados antes e depois da falha para análise futura);

Uma das principais vantagens do monitoramento online da condição (primeira listada acima) é permitir a transição de dados unidimensionais estáticos (amostras anuais) para dados dinâmicos quase em tempo real provenientes de várias fontes possibilitando a redução da quantidade de intervenções no ativo, dado o aumento de monitoramento da condição [4][5]. Esta afirmação é reforçada pelos seguintes fatos:

- i. A deterioração em ativos críticos pode acontecer ao longo de um período de tempo (e.g.: mês, dias, horas) que é muito mais curto do que a taxa de amostragem (anual ou semestral na maioria dos casos). Portanto, a “última amostra” pode ter sido “Ok” enquanto a próxima amostra, com a evidência da deterioração, pode ser “tarde demais”;
- ii. Com a amostragem online e as ferramentas analíticas, é possível obter um Alerta antecipado, mesmo antes que os limites sejam atingidos (“*sub-threshold*”). O Time Especialista pode identificar tendências de falha ou redução de desempenho através de análises que não eram aplicáveis sem a plataforma. A análise de *big data* permite análises com bastante antecedência ou quando a deterioração está começando. Com a identificação prévia de uma condição anormal, a atuação da manutenção pode ser realizada de maneira planejada e com orçamento reduzido, diferentemente de uma falha emergencial corretiva.

Para uma maior assertividade no diagnóstico com base na plataforma, é necessário que haja sensores específicos padronizados instalados nos transformadores. Para a plataforma utilizada no Grupo, as principais informações para gerar diagnósticos são: Temperatura; Carregamento; quantidade (mg/L) dos gases dissolvidos no óleo mineral.

Os ativos do parque monitorado que ainda não possuam cromatógrafos online para envio dos ppm de gases dissolvidos são acompanhados através das coletas de óleo 3x por ano ou sob-demanda.

### 2.1 Priorização dos Transformadores

Por se tratar de um parque de TF com mais de 1200 unidades em operação nas 11 Concessionárias, entre 3 MVA e 75 MVA, há vários níveis de maturidade no sensoriamento e automação dentre eles e suas respectivas subestações. Por ser uma quantia considerável (vários milhões de Reais) faz-se necessário que o investimento em sensores seja realizado em ondas, dos TF mais críticos para os TF menos críticos, ano a ano.

Para que este investimento seja feito de maneira ótima, foi realizado um estudo de Diagnóstico da Frota o qual elencou todos os transformadores quanto a sua importância, criticidade, necessidade de investimento em infraestrutura de automação, dentre outros interesses.

Como um dos resultados deste estudo, houve a criação do Índice de Priorização do Transformador (*IPDtrafo*) como sendo um número, entre 0 e 1, calculado através da média ponderada de 5 variáveis importantes para o Grupo:

- VMU (Valor de Mercado em Uso), que indica o impacto na remuneração regulatória;
- CEND (Custo de Energia Não Distribuída), que indica impacto no custo pela indisponibilidade;
- PCAt (Potencial de Clientes Atingidos do transformador), que indica o impacto aos clientes;
- CPCt (Custo Potencial de Compensação), que indica o impacto em compensação;
- FMECA da Subestação, que indica a vulnerabilidade da subestação na qual o trafo está inserido.

Após contabilização do *IPDtrafo* de toda a frota, foi elencado um percentual expressivo de TF para receber o pacote de sensores estabelecidos por estudos da Engenharia e serem monitorados através da plataforma THM.

### 3.0 A FERRAMENTA THM

Para realizar a atividade de monitorar os ativos críticos, a plataforma apresenta características técnicas que fornecem subsídios para que o Time Especialista realize o acompanhamento preditivo e planeje intervenções preventivas junto ao time de campo. Como funções principais, são citadas algumas a seguir.

#### 3.1 Identificação da Condição Geral da Frota

Com foco na saúde do ativo, toda a frota é apresentada de maneira que haja rápida identificação dos ativos com piores condições de saúde e que necessitam de avaliação priorizada, para tomada de decisão e futura intervenção junto à Manutenção.

#### 3.2 Emissão de diagnósticos

A emissão de um direcionamento de diagnóstico facilita o processo analítico onde o corpo técnico analisa as informações do ativo de interesse, para chegar a uma conclusão sobre o problema existente. Pode ser considerado como a combinação e interpretação de diferentes tipos de dados (elétricos, físico-químicos, mecânicos etc.) para determinar o estado do transformador. As Normas Internacionais vigentes (IEC, IEEE, CIGRÉ, EPRI PTX) possuem diagnósticos que são base para a tomada de decisão.

#### 3.3 Ferramentas de análise de performance do transformador

A plataforma THM contém ferramentas de análise de performance do Ativo para permitir ao Time Especialista a realização de análises, cruzamento de resultados e permitir constatações para gerar parecer técnico. Estas ferramentas são baseadas em Normas Internacionais e em métodos consolidados do Setor Elétrico. Devem permitir flexibilidade de análise dos dados e apresentação clara de tendências de falhas. A interpretação dos gases dissolvidos no transformador, através de diferentes ferramentas, visões e métodos, ajudam na detecção precoce das falhas devido à tomada de ação apropriada antes que danos maiores aconteçam. Diferentes algoritmos são utilizados para identificar falhas usando diferentes combinações de gases. A utilização de todas as ferramentas juntas proporciona uma análise mais completa da saúde do transformador.

##### 3.3.1 Visão DGA

Esta visão tem base nos Padrões e Normas Internacionais para indicar possíveis anomalias nos ativos com base na transgressão dos valores normativos.

##### 3.3.2 Visão TDCG

Esta visão deve apresentar o montante total de ppm dos gases combustíveis ( $H_2$ , CO,  $CH_4$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_6$ ) dissolvidos no óleo.

##### 3.3.3 Visão do Gás Chave

Apresenta a concentração dos gases de acordo com assinaturas de falhas definidas no IEEE C57.104-2008 [6] (Tópico 6.6. págs. 12 e 13), bem como o percentual de correlação entre o estado atual e as assinaturas conhecidas. São elas:

- Arco no óleo (elétrico);
- Descarga parcial no óleo (elétrico);
- Superaquecimento do óleo (térmico);
- Superaquecimento da celulose/isolação (térmico);

### 3.3.4 Triângulos e Pentágonos de Duval

Apresenta método largamente utilizado no setor elétrico, que tem como base o cruzamento do % de 3 ou 5 hidrocarbonetos para a interpretação de gases gerados em transformadores imersos em óleo mineral [7].

### 3.3.5 PTX (*Power Transformer Expert*)

O pacote PTX utiliza uma base prévia de conhecimento específico consolidado pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*) a partir de falhas ocorridas em milhares de transformadores ao redor do mundo. Com isso, gerou-se um *data lake* com o comportamento de milhares de falhas e algoritmos com regras para identificar os equipamentos de maior risco na frota.

À medida que o ativo monitorado gera dados para a plataforma THM, o algoritmo PTX correlaciona a condição atual com o banco de falhas e defeitos existente.

Como saída, o PTX possui 4 índices de saúde correspondendo aos potenciais contribuintes para a falhas:

- *Abnormal Core Index*: anormalidades no núcleo do transformador e é utilizado para avaliação da frota em curto prazo.
- *Abnormal Electrical Index*: anormalidades nas partes que não são do núcleo e é utilizado para avaliação da frota em curto prazo.
- *Abnormal Thermal Index*: aquecimento anormal da isolação do papel do transformador e é utilizado para avaliação da frota em curto prazo.
- *Normal Degradation*: desempenho degradado devido desgaste normal e é utilizado para avaliação da frota a longo prazo.

Dentro de cada um dos 4 Índices listados acima, o PTX indica possíveis Causas Raíz para que a investigação seja melhor direcionada.

O nome de cada índice indica a fonte das medidas que compõem o índice. Cada índice é calculado com base nos contribuintes de falha relacionados.

### 3.3.6 Gas Trends (Tendências)

A visão de tendência de gases permite ao Especialista explorar, observar e comparar relações entre os gases dissolvidos medidos em um determinado intervalo de tempo, de interesse para a análise. É possível realizar a Análise de Tendência de Gases utilizando as Normas Internacionais vigentes e consolidadas no setor, como referência. São elas:

- IEEE C57.104 (*Guide for Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-immersed Transformers*);
- IEC 60599 (*Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*);
- CIGRÉ 443 (*DGA in Non-Mineral Oils and Load Tap Changers and Improved DGA Diagnosis Criteria*) [8];

A funcionalidade apresenta previsão de valores futuros através do motor preditivo e detecção de anormalidades na taxa de gás.

O motor preditivo depende diretamente da quantidade de amostras DGA históricas ou valores gerados por cromatógrafos online. As anormalidades dependem do comportamento dos gases (taxas de variação instantânea, geração em conjunto etc.). O algoritmo utilizado é o SSA (*Singular Spectrum Analysis*) Adaptado.

### 3.3.7 Playground

Esta opção intitulada de “Parque de Diversões” oferece liberdade total para o Time Especialista arrastar e soltar os parâmetros, que assim desejar, no ambiente de análise. Ali é possível plotar, realizar cálculos de taxa de gases/temperaturas/sensores e interagir com o sistema para obter respostas assertivas sobre a saúde do transformador e qual a causa raíz.

Esta opção possibilita a utilização do:

- Método da Razão de Dornenburg (*Dornenburg Ratio Method*), é uma razão onde uma condição de falha é detectada quando uma combinação de gases está muito semelhante à assinatura de uma falha específica. Este método identifica falhas analisando as taxas de concentração de gases como  $\text{CH}_4/\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  e  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ , que podem ser usados para identificar falhas térmicas, descarga de corona e arco.
- Método da Razão de Rogers (*Rogers Ratio Method*), é uma ferramenta adicional que pode ser usada para analisar gases dissolvidos no óleo através da comparação da qualidade de diferentes gases-chave dividindo um pelo outro. Através desta proporção entre um gás e outro é possível identificar os tipos de falta (baixa, média ou alta temperatura).

### 3.3.8 NEI (*Normalized Energy Intensity*)

A teoria da química determina que cada gás que observamos requer uma quantidade diferente de energia para se desprender do material isolante original. As energias necessárias para formar o gás pode ser ponderado pelas concentrações de gases individuais e somados. A ideia de usar valores padrão associados à formação de gases

(DGA) foi trabalhado em Jakob et al. (2012) e demonstrou ser uma melhoria em comparação com TDCG e outras somas de concentração de gases. Logo depois, o químico Fredi Jakob identificou que seria melhor criar uma falha com o índice de energia, que ele chamou de Intensidade de Energia Normalizada (NEI), para representar a influência de uma falha interna no óleo isolante.

Essa ideia foi apresentada em Jakob & Dukarm em 2015 [9], onde foi demonstrado que o NEI foi muito útil para identificar tendência de gravidade da falha e não para nenhum tipo de falha particular.

A seguir são apresentadas as equações [em kJ] para cálculo do NEI para hidrocarbonetos (HC) e para Óxidos (mono e di) de Carbono (CO).

$$NEI-HC = \frac{77.7[CH_4] + 93.5[C_2H_6] + 104.1[C_2H_4] + 278.3[C_2H_2]}{22400}$$

$$NEI-CO = \frac{101.4[CO] + 30.19[CO_2]}{22400}$$

### 3.3.9 ABN (*Abnormalities*)

A Taxa Anormal de Gás (*Abnormal Gas Rate*) baseada no CIGRÉ, indica mudanças anormais na taxa de geração dos gases dissolvidos. É válido apenas para leituras DGA online, e serve para complementar a metodologia DGA padrão para fornecer maior sensibilidade a possíveis falhas catastróficas.

### 3.4 Visão DGA resumida

Com base em vários padrões, esta visão resume a análise do desempenho do transformador através de várias seções correspondentes a diferentes Normas (inclusive regra Corporativa Energisa) destacando os valores (ppm de gás) os quais estão fora do normal e atribuindo cores a eles para identificação visual mais rápida.

### 3.5 Seção de Análise de Buchas (*Bushings*)

Com base nos valores de referência iniciais e na taxa de evolução das medições (tangente delta; capacitância; corrente de fuga), a plataforma possibilita acompanhar o comportamento do isolamento da bucha e utilizar os dados para planejamento de manutenções ou futuras substituições [10].

### 3.6 Análise Físico-Química (*Oil Quality*)

Deve apresentar os dados históricos de análise físico-química do óleo isolante [11].

### 3.7 Overall Health Index (Índice de Saúde)

O THM utiliza Índices de Saúde com base em várias Normas e Padrões para gerar o Índice Geral de Saúde do Transformador. Este índice vem configurado de acordo com as Normas, porém permite a customização de acordo com estratégia do Time Especialista [12].

O Índice de Saúde é representado através de cores que permitam a rápida identificação visual do ativo mais crítico. Onde:

- VERDE, o transformador está em condição normal de Operação;
- AMARELO, há um aviso de baixa severidade para o transformador;
- LARANJA, há um alerta de média severidade para o transformador;
- VERMELHO, há um alerta de alta severidade para o transformador;

### 3.8 Geração de Alarmes

Com o objetivo do Time Especialista e Equipes de Manutenção Energisa atuarem mais preventivamente do que reativamente, a geração de alertas e alarmes de maneira precoce é muito importante além de servir como gatilho para o início de investigações.

É essencial que o THM possibilite a geração de alertas antes da ocorrência do alarme no COD (Centro de Operação da Distribuição). A menos que seja uma falha súbita causada por intempérie ou acidente.

Necessário haver uma tela para Gestão dos Alarmes que exponha os alertas gerados a partir das tendências, deve manter histórico de alertas e possibilitar incluir informações com retorno do time de Campo.

### 3.9 Entrada de Dados para Impacto ao Negócio

A plataforma possibilita que sejam inseridos dados de impacto ao negócio (e.g.: *IPDtrafo*) dos transformadores para compor a parcela de importância e prioridade nos cálculos da ferramenta.

## 4.0 APLICAÇÕES E RESULTADOS

Como a Tecnologia *per si* não gera resultado, foi criado um Centro de Monitoramento com Profissionais especialistas em transformadores, treinados na ferramenta THM, que são responsáveis pelo Processo de Monitoramento atuando de maneira centralizada (corporativo) e, ao mesmo tempo, horizontalizada atendendo todas as 11 Concessionárias do Grupo [13].

Desde que a plataforma THM entrou em operação, já foi possível validar os ganhos no processo de monitoramento dos Ativos, predição de falhas e outros ganhos no processo de planejamento da manutenção e gestão de ativos que não serão tratados neste material [14].

A seguir será detalhado um caso real que ocorreu com TF de Distribuição do Grupo Energisa.

#### 4.1 CASO REAL:

Pouco mais de um ano em operação após intervenções na parte ativa e vedações, este transformador começou a apresentar tendências de falha, as quais foram identificadas pela equipe Especialista quando ainda estava em operação. Após identificação, foi feita investigação mais detalhada e solicitado à Operação alívio de carga e desligamento. O transformador reserva foi energizado sem descontinuidade de fornecimento de energia. O trafo retirado foi aberto em oficina parceira, foram constatados os danos e, posteriormente, encaminhado ao fabricante para reparos.

##### 4.1.1 Dados do Transformador:

Ano de Fabricação: 2015 (5,5 anos em operação)

Potência: 20/25 MVA

Tipo: Abaixador

Nível de tensão: 69/13,8 kV



Figura 1: Transformador retirado de operação ainda na Subestação.

Fonte: Grupo Energisa

##### 4.1.2 Identificação para priorização

Foi possível identificar através da visão gerencial executiva que o ativo crítico entrou na região de “Atenção” no gráfico de severidade de curto prazo. No gráfico de severidade de longo prazo, é perceptível que o ativo se encontra na zona verde (operação normal).

A diferença entre as visões de curto e longo prazo estão nas variáveis consideradas pelo algoritmo preditivo. Na de curto prazo são considerados fatores que podem gerar falhas imediatas de acordo com situação atual do transformador. Já na de longo prazo são considerados fatores ligados à vida útil operacional e cronológica do transformador. A situação daquele momento pode ser vista na Figura 2.



Figura 2: Mapa de criticidade de curto prazo (esq.) e de longo prazo (dir.) da frota.

Fonte: Energisa

##### 4.1.3 Verificação dos resultados dos algoritmos

Após identificação do problema através de Visão Executiva geral e ranqueada da Frota, a equipe técnica partiu para verificação do alerta.

Ao acessar a tela com resumo dos resultados dos algoritmos e normas internacionais, percebeu-se que o algoritmo preditivo PTX (*Power Transformer Expert*) indicou existência de Anormalidades Elétricas e Térmicas no interior do Transformador.

A plataforma gerou mensagem de sinalização que a saúde do TF está mal e precisa de atenção. Como detalhe adicional, indicou que a natureza da falha estaria associada a uma grande intensidade de energia liberada no interior do tanque.

#### 4.1.4 Análise do Total de Gases Combustíveis

Após confirmação de que o alerta foi “Verdadeiro positivo”, a equipe especialista iniciou a investigação através das diversas ferramentas da plataforma.

Aqui, é possível ver o histórico e identificar que os níveis de gases combustíveis cresceram vertiginosamente em um curto intervalo de tempo.

Percebe-se que após subida vertiginosa entre Maio/2019 e Janeiro/2020, houve redução devido intervenção de manutenção parcial.

Após retorno à operação em Maio/2020, alguns gases voltaram a crescer e, no final de 2020 e início de 2021, foi identificada falha iminente pela plataforma THM.

Os limites aceitáveis definidos em Normas Internacional estão em torno de 800 ppm (mg/L) do total de gases combustíveis.

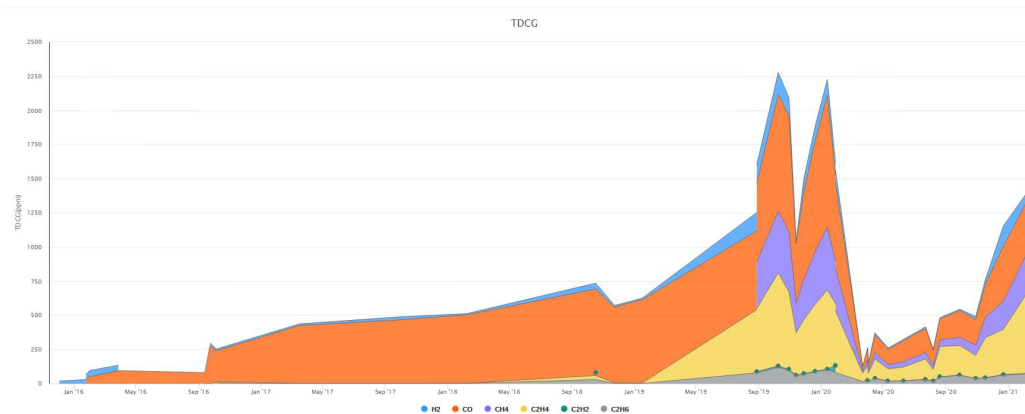
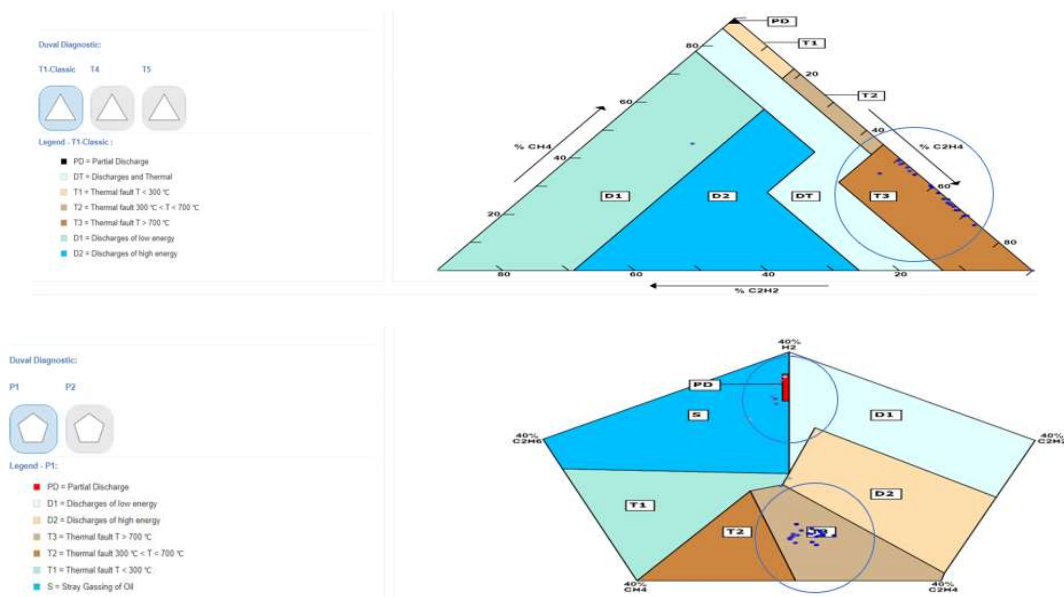


Figura 3: Total de Gases Combustíveis Dissolvidos.

Fonte: Energisa

#### 4.1.5 Análise pelos métodos de Duval

Ao analisar o triângulo e pentágono de Duval, percebeu-se que os últimos resultados das amostras de óleo indicam que houve presença de T3 (Falta térmica com temperatura >700°C). Também, descargas parciais internas e gaseificação do óleo devido liberação de energia de alta intensidade em um curto espaço de tempo.





**Duval Methods** Assistant

	Fault	Abv
Tr1	Thermal Fault, $T > 700C^{\circ}$	T3
Tr4	Possible Carbonization	C
Tr5	Thermal Fault, $T > 700C^{\circ}$	T3
P1	Thermal Fault, $T > 700C^{\circ}$	T3
P2	Thermal Fault In Oil, $T > 700C^{\circ}$	T3-H

Figura 4: Triângulo, Pentágono e resumo do resultado de todos os métodos de Duval.  
Fonte: Energisa

#### 4.1.6 Diagnóstico através dos Valores NEI (*Normalized Energy Intensity*)

A Intensidade de Energia Normalizada está diretamente relacionada com a quantidade de energia dissipada no óleo. Possui 4 níveis de classificação das falhas iminentes com relação à quantidade de energia liberada internamente. Percebe-se que no final de 2020 e início de 2021 os níveis estavam atingindo valor máximo (4). Pelo método NEI os níveis de energia dissipada no óleo continuaram com valores acima dos limites aceitáveis ( $>3,5$ ).

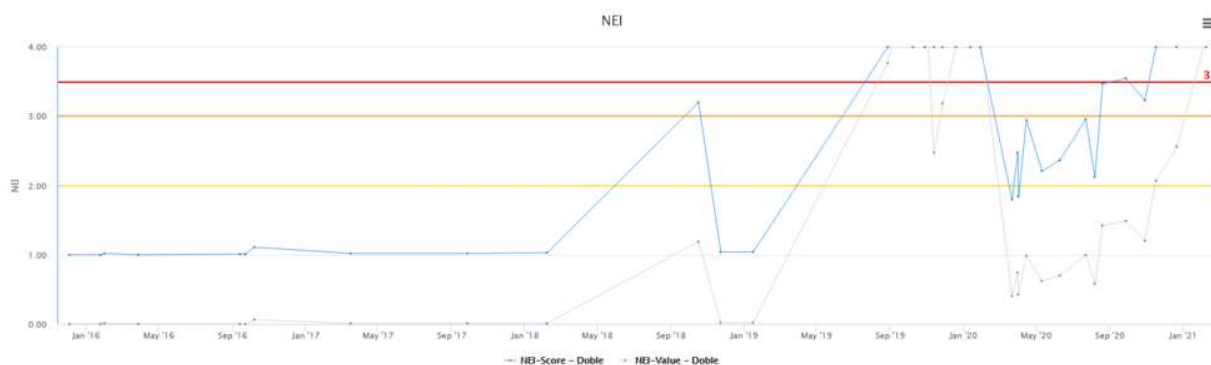


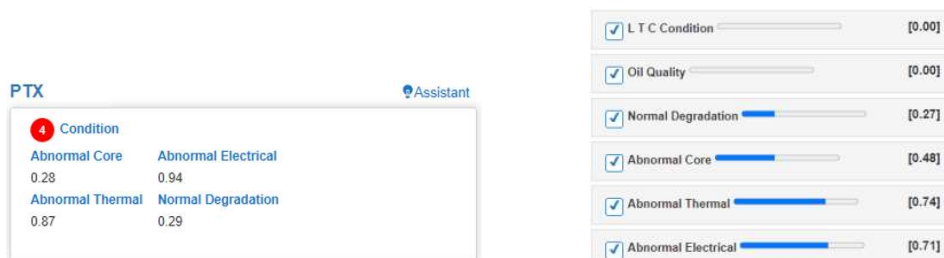
Figura 5: Histórico de valores NEI.  
Fonte: Energisa

#### 4.1.7 Diagnóstico através do algoritmo preditivo PTX (*Power Transformer Expert*)

Este algoritmo desenvolvido pelo “Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica” (EPRI) possui histórico de milhares de falhas ocorridas ao longo dos anos ao redor do mundo.

O algoritmo preditivo correlaciona o comportamento dos gases dissolvidos, com carregamento, aumento de temperatura e com taxas de crescimento e direciona onde a causa raiz da falha pode ser encontrada.

O algoritmo PTX indicou “Anormalidade Térmica” e “Elétrica”. Quanto às causas raiz, indicou grande probabilidade de falha por mau contato (*bad joints*) nos enrolamentos e *leads* de conexão, problemas na isolamento interna, além de baixa qualidade no aterramento interno da parte ativa do transformador.





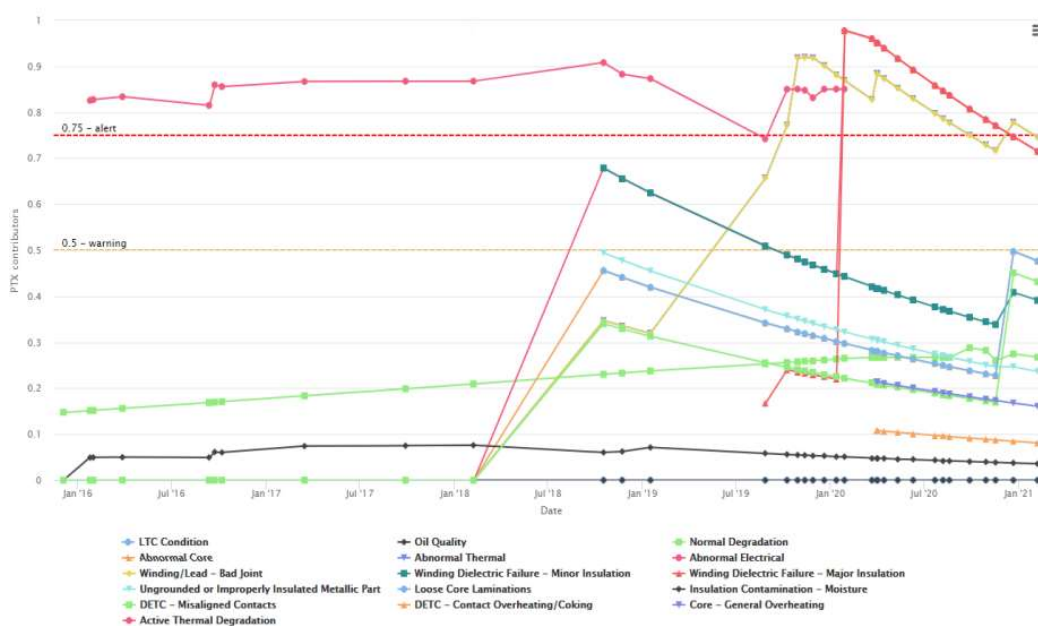


Figura 6: Histórico de evolução dos possíveis defeitos, pelo pacote PTX.  
Fonte: Energisa

#### 4.1.8 Tendência dos gases

Após identificação da falha, foi feita investigação mais detalhada sobre o histórico do transformador.

Este ativo passou por diversas intervenções nos anos de 2018 e 2019.

No gráfico, é possível verificar evolução do gás Etileno ( $C_2H_4$ ) que foi o principal indicador da falha apresentada (má prensagem das luvas de conexão na parte ativa). Também, traços de Acetileno ( $C_2H_2$ ) que indica falha severa ou problemas envolvendo os contatos elétricos.

Foram analisadas todas as intervenções históricas realizadas neste transformador para que pudesse considerar a possibilidade de falha de projeto, falha de manutenção, defeito colocado etc.

Ao realizar o cruzamento dos dados de gases dissolvidos com carregamento, temos indicação de altas temperaturas pelo  $C_2H_4$  e  $H_2$  e estes níveis elevam junto com as elevações de carga feitas pela Operação. O valor de acetileno varia com a carga.

Antes da abertura do transformador, a equipe concluiu que haveria uma forte possibilidade de ponto quente interno com certa gravidade de gerar pequenos arcos devido a vibrações que são aumentadas com o aumento de carga. Decidiu-se encaminhar o transformador para inspeção interna e posterior execução do reparo.

Na figura 7 está exposto o gráfico com o histórico dos gases dissolvidos e algumas indicações das atividades realizadas.

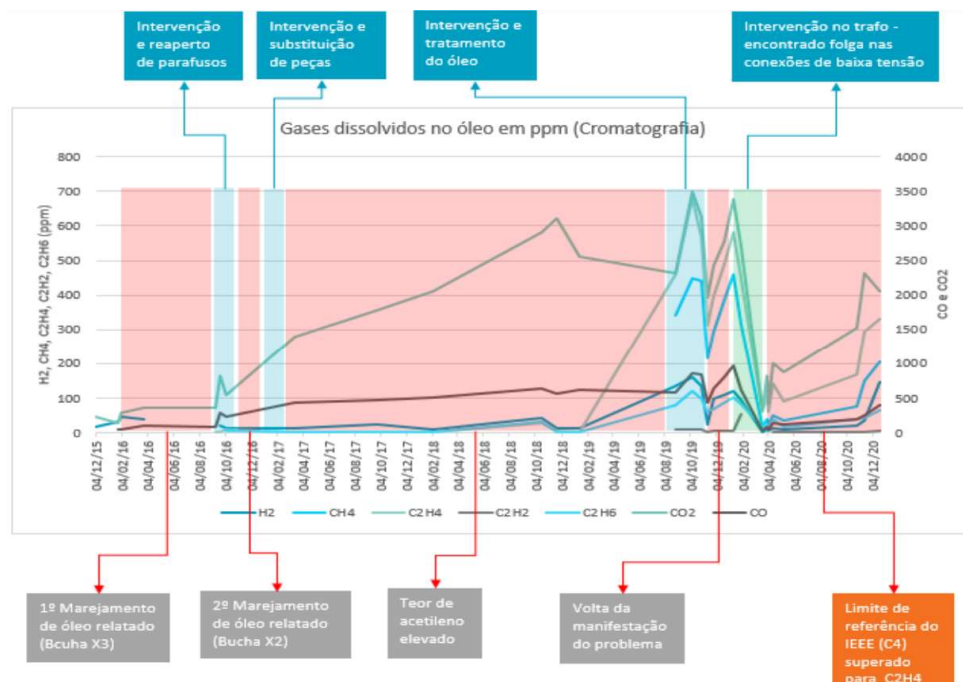


Figura 7: Histórico de gases dissolvidos e histórico de intervenções.

Fonte: Energisa

#### 4.1.9 Parecer da Inspeção realizada na reformadora

Após substituição pelo transformador reserva da Subestação, foi realizada a abertura do transformador na Oficina parceira e realizados alguns testes.

No ensaio de resistência Ôhmica foi encontrado erro considerável na fase H2, no tap 2, uma variação de até 10% em relação as outras fases.

Foi comprovado no tap 2 da bobina H2 a deterioração da luva de compressão da conexão da bobina com o cabo de interligação ao comutador sob carga, carbonização do isolamento e rompimento dos fios da bobina na luva de compressão.



Figura 8: Detalhes da deterioração das luvas de compressão do enrolamento do secundário.

Fonte: Energisa

#### 4.1.10 Custos evitados

Para quantificar o custo evitado, deve-se simular os cenários do ponto de vista das possíveis evoluções da falha e, então, compará-los.

Neste caso, o transformador foi retirado de Operação preventivamente pela equipe de Manutenção.

Caso a falha potencial não tivesse sido identificada precocemente, poderia ter evoluído para uma falha funcional grave ou catastrófica.

Uma falha é considerada grave quando resulta na incapacidade completa de um item desempenhar algumas funções requeridas.

Uma falha é considerada catastrófica quando resulta na incapacidade total de um item desempenhar todas as funções requeridas e gera danos materiais que inviabilizam a possibilidade de reparo do ativo [15].

Os custos desta falha potencial identificada antes de se tornar uma falha funcional, foram comparados com dois modelos para cálculo de impacto financeiro.

O primeiro modelo é calculado para caso houvesse falha grave, onde ainda seria possível uma reforma da parte ativa.

O segundo modelo é calculado para caso houvesse falha catastrófica, onde haveria perda total do ativo impossibilitando reforma.

A tabela a seguir representa a comparação entre o Custo das Atividades que foram realizadas para a retirada em operação (preventivamente), para caso houvesse uma falha grave ou uma catastrófica.

Após consolidação dos valores, verificou-se que a retirada deste TF em operação foi 3 vezes menos custosa caso houvesse falha grave e, 14 vezes menor caso houvesse falha catastrófica.

Tabela 1: Quadro com mapeamento de atividades de substituição do Transformador, por Tipo de Evento.  
Fonte: Energisa

Atividades que demandam Custo (CAPEX & OPEX) para substituição de Transformador de Força em Subestação	Tipo de Evento		
	Retirada em Operação	Falha Grave	Falha Catastrófica
Identificação do problema (Engenharia + Monitoramento).	✓		
Identificação do problema (Engenharia + Operação).		✓	✓
Mobilização de equipe para ensaios, acionar reserva técnica.	✓	✓	✓
Acionar SE móvel.		✓	✓
Retirada do transformador da SE (munck, fogueira, ensaios).	✓	✓	✓
Consultoria para acompanhamento da inspeção.	✓		
Mobilização para o fabricante (ida).	✓	✓	✓
Mobilização para o fabricante (volta).	✓	✓	✓
Reforma/Reparo/Manutenção no fabricante.	✓	✓	
CEND (Custo da Energia Não Distribuída).		✓	✓
Compensações pagas.		✓	✓
Transformador novo com custos de instalação.			✓
Custos com impactos ambientais/contaminação.			✓
<b>CONSOLIDAÇÃO DO CUSTO POR TIPO DE EVENTO</b>	<b>\$</b>	<b>3*\$</b>	<b>14*\$</b>

Obs.: Para fins de simplificação dos cálculos, no caso de uma Falha Catastrófica, não foram considerados custos com incêndio, danos a equipamentos adjacentes, imagem corporativa e nem acidente com colaborador.

## 5.0 CONCLUSÃO

Após a implementação da ferramenta THM junto a um Processo definido e pessoas capacitadas, constatou-se que:

- A ferramenta THM é a principal alavanca para a centralização do Processo de Monitoramento dos Transformadores de Força no Grupo. O THM proporcionou a centralização dos dados advindos dos sensores, juntou com dados do sistema de manutenção e centralizou as ferramentas utilizadas pela Equipe Especialista no acompanhamento e detecção de falhas;
- A ferramenta THM trouxe mais agilidade ao processo de estudos técnicos para geração de diagnósticos e prognósticos para embasamento da tomada de decisão. A maior parte das informações sobre o ativo estão centralizados na plataforma, reduzindo quase totalmente a quantidade de planilhas paralelas;
- A ferramenta THM possibilita gerenciamento de alertas preditivos numa única tela e gera alertas automáticos quando a extrapolação de valores normativos ou tendências de falha surgem. Os alertas antecipados possibilitam que as ações recomendadas pela Equipe Especialista sejam executadas junto à próxima intervenção programada pelo PCM, sem necessidade de Urgências ou Emergências;
- A ferramenta THM propiciou atuação antecipada da Equipe Especialista junto com a Equipe de Manutenção de campo nos transformadores com falhas iminentes;
- A ferramenta THM se mostrou essencial durante estudos técnicos proativos para mapeamento da condição dos transformadores, estejam eles monitorados com sensores e cromatógrafos online ou com laudos quadrimestrais do laboratório;
- Os benefícios financeiros foram comprovados após contabilização do custo evitado das falhas;

## 6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CIGRÉ WG D1/A2.47, "DGA Monitoring Systems", 2019;
- [2] ARORA, R.K., "Different techniques for monitoring transformers", International Journal of Electronics and Electrical Engineering Vol.1, N°4, Dezembro 2013;
- [3] CIGRÉ GT A2.05, "Guia de manutenção para transformadores de potência", 2013;
- [4] CIGRÉ GT A2.23, "Gerenciamento de dados para monitoramento e avaliação da condição operativa de transformadores (GDMT)", 2006;
- [5] CIGRÉ WG B5.05, "Modern techniques for protecting, controlling and monitoring power transformers", Junho 2011;
- [6] IEEE C57.104, "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil Immersed Transformers", 2019;
- [7] IEC 60599, "Mineral oil impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis", 2015;
- [8] CIGRÉ WG D1.32, "DGA in non-mineral oils and load tap changers and improved DGA diagnosis criteria", 2010;
- [9] JAKOB F., Dukarm J., "Thermodynamic Estimation of Transformer Fault Severity", IEEE Transactions on Power Delivery, vol.30, n°4, Agosto 2015;
- [10] IEEE C57.143, "IEEE Guide for Application for monitoring equipment to liquid-immersed transformers and components", 2012;
- [11] I.A.R. GRAY Transformer Chemistry Services, "A guide to transformer oil analysis", 2003;
- [12] NADERIAN A., "An approach to determine the Health Index of Power Transformers", IEEE International Symposium, Julho 2008;
- [13] SANCHEZ J., Banovic M., "A general overview of Power Transformer Diagnosis", Transformers Magazine pg.22-26, Julho 2013;
- [14] ISO Technical Committee 251, "ISO 55001:2014 Asset Management – Management Systems – Requirements", 2014;
- [15] ABNT NBR 5462, "Confiabilidade e Manutenibilidade", Nov. 1994;

## DADOS BIOGRÁFICOS



### (1) THIAGO CAVALCANTI BANDEIRA.

Engenheiro de Manutenção de Distribuição desde 2018 no Grupo Energisa. Graduado em Engenharia Elétrica, com especialização em Eletrotécnica pela UFCG e BAC 5 pelo INSA de Lyon, França. Tem experiência como Engenheiro de Manutenção e Coordenador de Campo em mineradora multinacional. Também, foi Engenheiro responsável pela implantação do processo de Engenharia de Manutenção na maior empresa de geração de bioetanol do Brasil. Trabalhou no mercado português como Consultor em Eficiência Energética.

(2) **TERCIUS CASSIUS MELO DE MORAIS**  
 Está como Gerente Corporativo de Engenharia desde 2016 no Grupo Energisa. Além disso, tem também experiência como engenheiro e na Gestão da Operação e da Manutenção de sistemas elétricos por 13 anos. Graduado em Engenharia Elétrica pela UFCG, MBA em Gestão Empresarial pela FGV, MBA em Finanças pelo IBMEC e Mestre em Engenharia de Produção pela UFPB.