



TRANSFORMANDO A GESTÃO DE ATIVOS CRÍTICOS: A EXPERIÊNCIA DO GRUPO ENERGISA COM O CEMAC

Tema: Gestão Ativos e Manutenção

Autores: HIROKAZU TEIXEIRA BATISTA ITO; NATHALIA CRISTINA DE SOUZA MOURA

Co-Autores: LUCAS DE SOUZA BORGES; TERCIVS CASSIVS MELO DE MORAIS; PEDRO HENRIQUE ALVES FEITOZA PIRES; FABIANO DE SOUZA CHAVES COLACO

Empresa: Energisa Paraíba - Distribuidora de Energisa SA

Resumo

Este trabalho apresenta a evolução do Centro de Monitoramento de Ativos Críticos (CEMAC) do Grupo Energisa, destacando as melhorias e os resultados obtidos desde sua implantação inicial. O CEMAC tem se consolidado como uma unidade essencial na prevenção de falhas e na otimização da gestão de ativos, adotando boas práticas de manutenção preditiva.

Desde sua criação, o CEMAC tem gerado diagnósticos e prognósticos sobre a saúde dos ativos, fornecendo recomendações de inspeções e manutenções para as distribuidoras do Grupo. Com o passar do tempo, a experiência acumulada permitiu a identificação precoce de falhas em transformadores de força, evitando danos significativos e resultando em economias financeiras substanciais.

O artigo descreve as etapas de evolução do CEMAC, as principais experiências adquiridas e os resultados alcançados, evidenciando a eficácia das estratégias de manutenção preditiva implementadas. Através de casos práticos e dados concretos, demonstra-se como o CEMAC tem contribuído para a melhoria contínua da confiabilidade e eficiência operacional dos ativos do Grupo Energisa.

1. Introdução

A manutenção preditiva e o uso de sistemas de monitoramento têm se revelado ferramentas essenciais na gestão de ativos, permitindo ações de manutenção mais precisas e eficazes, o que aumenta a confiabilidade do sistema elétrico [1][2]. Em 2019, o Grupo Energisa enfrentava um grande desafio: a falta de processos, pessoal e tecnologias voltadas para a manutenção preditiva dos transformadores de força. Esses equipamentos, cruciais para o sistema, representavam um risco financeiro significativo [3], com falhas que poderiam gerar custos de até R\$ 5 milhões por transformador [4].

Diante desse cenário, a Energisa decidiu transformar essa realidade. A jornada começou com estudos de soluções de mercado e a implantação do Centro de Monitoramento de Ativos Críticos (CEMAC), um projeto que se desenvolveu em três frentes principais:

Processos: O primeiro passo foi mapear os processos existentes (AS IS) e definir os processos ideais (TO BE). Isso envolveu a criação de um plano de implantação para adequações processuais, redefinição de papéis e responsabilidades, e revisão dos procedimentos de inspeção e manutenção dos transformadores de força. Além disso, foram revisadas as especificações de transformadores de força e criada uma especificação destinada para a camada de sensoriamento.

Tecnológica: Em parceria com o P&D ANEEL, a Energisa implementou o projeto de Arquitetura de Monitoramento de Ativos (AMA). Este projeto estabeleceu um padrão de sensoriamento para os transformadores de força e um sistema de automação e telecomunicação alinhado com requisitos da segurança cibernética. Além disso, foi elaborado um Road Map para investimentos viáveis e estabelecido o Asset Health Management (AHM) [5]. A aquisição do AHM de uma empresa israelense referência em tecnologia de ponta, Advanced Analytics e Big Data, foi um marco. Foi crucial nesta frente também a homologação técnica de sensores, validando cinco fornecedores e restringindo outros oito.

Pessoas: A contratação de especialistas dedicados ao CEMAC e a realização de treinamentos (monitoramento de ativos, Design Review, Instruções Técnicas) foram fundamentais. A coordenação de boas práticas e workshops consolidou o conhecimento e a expertise da equipe.

Essas ações estratégicas não só colocaram a Energisa em uma posição de liderança no setor elétrico, mas também iniciaram uma nova era de inovação tecnológica e confiabilidade dos transformadores de energia. Desde então, o CEMAC tem evoluído continuamente, acumulando experiências e resultados positivos em manutenção preditiva. Hoje, ele se destaca como uma unidade essencial para a gestão eficiente e segura dos ativos críticos do Grupo Energisa.

2. Desenvolvimento

2.1 ETAPAS DE IMPLANTAÇÃO

A implementação do Centro de Monitoramento de Ativos Críticos (CEMAC) seguiu etapas claramente definidas. Em 2019, foi conduzido um levantamento preliminar dos procedimentos de manutenção para identificar oportunidades de melhoria na gestão dos ativos.

Essa análise revelou a necessidade urgente de aprimoramentos nos transformadores de força do Grupo Energisa. Embora as distribuidoras realizassem acompanhamentos de rotina por meio de análises cromatográficas e físico-químicas, faltavam recursos dedicados à manutenção preditiva e à análise sistemática e especializada. Além disso, a prática de utilizar dispositivos eletrônicos inteligentes baseados no Monitoramento da Condição (CBM - Condition Based Maintenance) não era comum.

Para enfrentar esses desafios, foi iniciado o projeto AMA (Arquitetura de Monitoramento de Ativos) no mesmo ano, em parceria com o P&D ANEEL. Este projeto envolveu análises detalhadas para avaliar a viabilidade técnica e financeira da implantação de tecnologias baseadas em CBM e na abordagem Centrada em Confiabilidade (RCM - Reliability Centered Maintenance). Também foram realizados mapeamentos de processos AS IS e TO BE [6], estabelecendo indicadores para a manutenção preditiva dos transformadores de força. O projeto incluiu prospecções de mercado, workshops e um benchmarking abrangente de sensores e sistemas de gestão da saúde do ativo (AHM - Asset Health Management).

Durante a avaliação, de um total de 121 sensores de 16 fabricantes, 76% foram aprovados. Posteriormente, foram realizadas homologações de cinco fornecedores e a restrição de oito, levando em conta exigências mínimas de ensaios de tipo presentes na especificação técnica unificada de sensores (figura 1).

Para os sistemas AHM, foram avaliadas sete empresas, sendo escolhida a empresa israelense mPrest.

Como resultado do projeto AMA, além da avaliação de tecnologias preditivas de mercado e do desenvolvimento do processo TO BE do CEMAC, foram criadas ETU - Especificações Técnicas Unificadas e uma NTU - Norma Técnica Unificada que definiram as principais características e funcionalidades a serem implementadas. Também foi realizada a modelagem para priorização de investimentos com base no VPL - Valor Presente Líquido e no IPD - Índice de Prioridade de Detecção dos TF - Transformadores de Força, com a definição do mix de sensores a serem aplicados nos equipamentos.

As principais entregas do projeto AMA podem ser observadas na figura 01 a seguir.

| Entregas do projeto | Aplicação direta |
|--|--|
| Especificação Técnica Unificada (ETU) de Sensores | Referência para geração dos códigos de material para compras de sensores. |
| Arquitetura de Fluxo de Automação e Telecom (NTU) | Referência para os projetos elétricos de instalação desde os sensores até o THM. |
| Método e Cálculo do IPD Granularizado para Trafo | <ul style="list-style-type: none">- Regular o investimento e manutenção pelo IPD.- Ranquear trafos sob viés de criticidade. |
| Definição de MIX de Sensores para TF (ETU) | Referência para compras de TF incorporada com a tecnologia de sensoriamento. |
| Priorizador de Investimento do Condition Monitoring para TF pelo VPL | Regular o investimento gradual em Condition Monitoring de TF no processo de Plano de Negócio. |

Figura 01: Principais entregas do projeto AMA.

Essas fases de implementação foram cruciais para criar uma base robusta para o CEMAC, possibilitando que a Energisa adotasse de fato o monitoramento e manutenção preditiva como rotina.

2.2 SOBRE O CEMAC

O CEMAC da Energisa é um Centro de Monitoramento de Ativos Críticos que busca promover a transformação digital e intensificar a manutenção preditiva. Inicialmente, o centro monitorava 200 transformadores de força considerados os mais críticos para o grupo, mas hoje abrange toda a frota de transformadores de força em operação. Especialistas avaliam a condição desses ativos utilizando plataformas de monitoramento, gerando diagnósticos e recomendações. O CEMAC emite relatórios mensais, avalia a saúde da frota de transformadores e fornece ações recomendadas para as equipes de manutenção das distribuidoras. Em

casos críticos, diretores, gerentes e engenheiros são envolvidos para garantir que as ações adequadas sejam tomadas.

Além disso, o CEMAC desempenha um papel estratégico na definição de diretrizes para o plano de manutenção dos ativos. Com base nas informações e análises fornecidas, as equipes de manutenção podem priorizar suas ações, direcionando os recursos de forma mais eficiente. Isso resulta em uma melhoria geral na confiabilidade do sistema elétrico, além de proporcionar economias financeiras significativas ao evitar interrupções não programadas e a queima de equipamentos.

A arquitetura tecnológica do CEMAC foi desenvolvida com um forte foco na segurança cibernética. Desde os sensores instalados nos ativos até a rede de TI, foram implementadas medidas para assegurar a proteção dos dados, a integridade e a segurança do sistema. Entre as soluções implementadas para aumentar a segurança, destacam-se a criação de uma solução de replicação de dados entre duas bases de dados, segmentando a rede operativa da rede corporativa, e outra aplicação para transmissão de dados SCADA de forma unidirecional via JSON - JavaScript Object Notation até o sistema AHM.

A operação do centro começou em 2021, após a conclusão da instalação de 112 licenças da plataforma AHM no modelo "As a Service". A instalação da plataforma ocorreu em duas etapas: a primeira em 2020-2021, com a instalação de 112 transformadores de força, e a segunda em 2022, com mais 88 transformadores, totalizando 200 ativos monitorados pelo CEMAC.

Foram realizados alinhamentos com as partes interessadas das distribuidoras para garantir a execução dos processos pelo CEMAC. A figura 02 abaixo ilustra um pouco da arquitetura e o fluxograma deste processo de manutenção preditiva com o CEMAC.

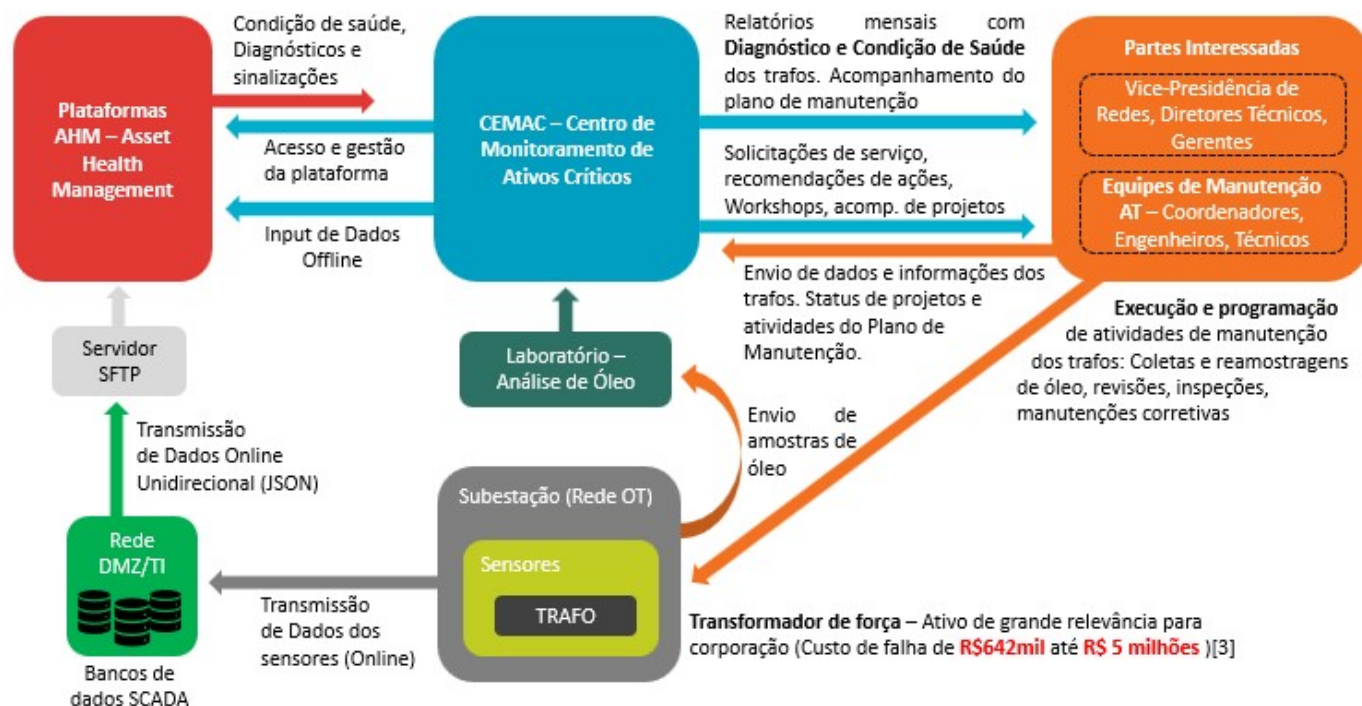


Figura 02: Fluxos de processos de manutenção preditiva com CEMAC e suas interfaces.

A operação do centro começou em 2021, com alinhamentos realizados com as partes interessadas das distribuidoras para garantir a execução dos processos pelo CEMAC. A instalação da plataforma AHM israelense ocorreu em duas etapas: a primeira entre 2020 e 2021, com a instalação de 112 transformadores de força, e a segunda em 2022, com mais 88 transformadores, totalizando 200 ativos monitorados pelo CEMAC.

Ainda em 2022, foi realizada uma prova de conceito (PoC) para avaliar uma solução AHM economicamente viável para abranger os demais transformadores de força do grupo. A experimentação ocorreu em 2023 e a industrialização da solução desenvolvida por uma startup em parceria com Energisa foi concluída em 2024. A plataforma é capaz de receber todos os resultados das análises de óleo dos laboratórios em lote, fornecendo um índice de risco operacional para cada ativo da frota.

A partir de 2024, o CEMAC passou por uma expansão significativa, abrangendo toda a frota de transformadores de força até a metade do ano, totalizando cerca de 1200 ativos. Para viabilizar essa expansão com a mesma equipe de especialistas, foram realizados esforços para automatizar os processos de tratamento de dados de todos os laboratórios de análise de óleo do grupo Energisa (Cromatografia, Físico-químico, Teor de Furanos - 2FAL, Grau de Polimerização - GP, Bifenilas Policloradas - PCB) utilizando scripts em Python, incluindo coleta, triagem, centralização e visualização. Essa automação não apenas aumentou a eficiência operacional, mas também melhorou o acompanhamento das análises e dos ativos.

2.3 PRINCIPAIS EXPERIÊNCIAS COM O CENTRO DE MONITORAMENTO PREDITIVO DO CEMAC

2.3.1 Experiência 1:

No início de 2021, foi sinalizado pelo AHM utilizado pelo CEMAC, um transformador de força (figura 03) dentre os 200 acompanhados pelo CEMAC com suspeita de falha, localizado numa subestação que atende 16.904 clientes.



Figura 03: Transformador de força TR-03-13.

Dados do transformador

Identificação: TR-03-13

Ano de fabricação: 2015

Potência: 20/25MVA

Tensão: 69/13,8kV

Quantidade de Clientes: 16.904

O sistema sinalizou necessidade de atenção, através de um mapa de calor (figura 04), ao transformador de força TR-03-13. Também indicou alerta de severidade crítica (figura 05) quanto as concentrações de gases dissolvidas no óleo isolante.

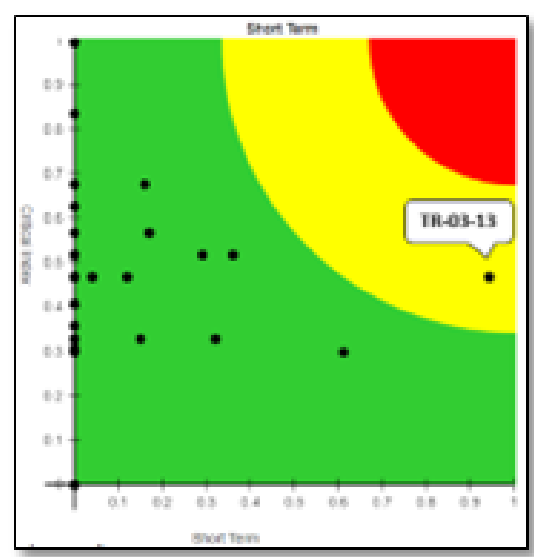


Figura 04: Mapa de calor do AHM.


| Asset Details | | |
|---|---------------|------------------------------------|
|  | Severity | Critical |
| | Caused By | |
| | Event ID | 122 |
| | Time Stamp | 18/02/2021 17:13:21 |
| | | - |
| | Asset ID | TR-03-13 |
| | Asset Type | Transformer |
| | Description | Overall Health Index is 4 |
| | Status | Closed |
| | Comment | Transformador foi inspecionado ... |
| | Operator Name | htbi |

Figura 05: Alerta de severidade crítica.
Foram emitidos alertas quanto os limites de concentrações de gases dissolvidos no óleo previstos pela norma IEEE C57.104 [7] (figura 06). Pelo método de Duval (figura 07) já havia a indicação de falha térmica acima de 700°C. O sistema de monitoramento indicava uma condição de saúde ruim ao ativo analisado (figura 08).

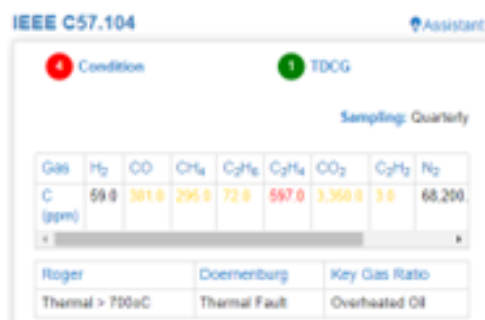


Figura 06: Análise de limites normativos - IEEE C57.104.

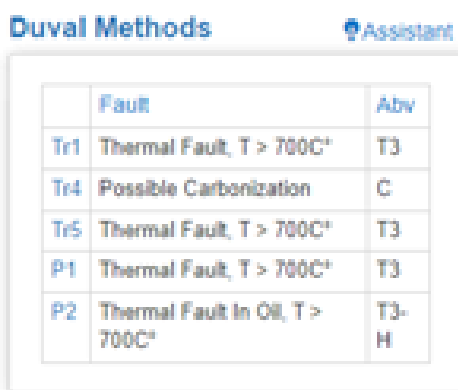


Figura 07: Diagnóstico pelo método de Duval.

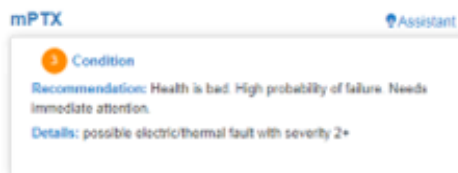


Figura 08: Diagnóstico de condição ruim de saúde.

Na plataforma os dados online de sensores tais como monitor de temperatura, monitor de umidade e gases dissolvidos no óleo, monitor de buchas condensivas, monitor de torque do comutador, regulador de tensão, são concentrados no sistema, permitindo emitir alertas de forma prévia. Neste caso analisado os dados dos ensaios de óleo físico-químico e cromatografia foram carregados (dados offline), e permitiram gerar os diagnósticos acima, onde transformador foi categorizado com condição de saúde ruim.

Diante de tais indicações, foi realizado um processo investigativo que trouxe em evidência defeitos na parte ativa e alguns vazamentos de óleo recorrentes. Os eventos contribuíram para tomada de decisão, quanto a realização do desligamento e a determinação de defeito com origem no processo de fabricação. Pelo levantamento de histórico de intervenções foi constatado que o transformador teve uma primeira inspeção das conexões das buchas com a parte ativa, onde foi detectada má conexão e realizados reapertos.

Como recomendações para confirmar as indicações do sistema, foram realizadas coletas de óleo para análise de cromatografia e físico-químico (re-amostragens). Após a constatação de concentrações elevadas de gases combustíveis (597 ppm de C₂H₄, 295 ppm de CH₄ e 3 ppm de C₂H₂), foi realizado o alívio de

carga imediato e programação de desligamento para realização da inspeção completa da parte ativa. O transformador foi transferido para uma reformadora para realização da inspeção em laboratório.

Ao realizar a inspeção da parte ativa, no ensaio de resistência Ôhmica, foi encontrado erro considerável na fase H2, no tap 2 (75469 e 68138 volts), uma variação de até 10% em relação as outras fases.

Comprovado pela inspeção visual no tap 2 da bobina H2, 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 .

Falha confirmada: Rompimento da luva de compressão (figura 09 e 10) e aquecimento do cabo tap 2 – fase H2



Figura 09: Detalhe da luva de compressão carbonizada.



Figura 10: Detalhe da luva de compressão carbonizada 2.

O comparativo entre a luva de compressão em bom estado e a deteriorada é mostrado na figura 11 a seguir.



Figura 11: Detalhe no comparativo de uma luva de compressão em bom estado versus deteriorada.

2.3.2 Experiência 2:

No mês de janeiro de 2022, com a chegada de +88 transformadores novos sob acompanhamento mensal de avaliação de saúde do CEMAC, a equipe verificou sinalização de alertas e suspeita de falha indicado pelo AHM do transformador de força (figura 12), localizado numa subestação que atende 19.900 clientes.



Figura 12: Transformador 2GURTR01.

Os dados do transformador

TAG: 2GURTR01

Ano de fabricação: 1990

Potência: 20/25MVA

Tensão: 138/13,8kV

Quantidade de Clientes: 19.900

Pelas sinalizações obtidas de alertas do AHM, o transformador apresentava concentrações de gases dissolvidos no óleo C_2H_6 e C_2H_4 , acima dos limites previsto pela IEEE C57.104 [7] da coleta realizada em 13/08/21. Também apresentava indicação de falha térmica pelo método de Doernenburg (figura 13), pelo triângulo e pentágono de Duval falha térmica acima de $700^{\circ}C$ (Figura 14), e péssima condição de saúde pelo AHM (figura 15).

| | | | | | | | | | | | |
|------------------|--|-----------|--|---------------|------|-------|-------|-------------------|-------|---------|------|
| Rate | | Condition | | IEEE | | | | Sampling: Monthly | | | |
| | | | | GAS | H2 | CO | CH4 | C2H6 | C2H4 | CO2 | C2H2 |
| | | | | C (ppm) | 54.0 | 156.0 | 525.0 | 610.0 | 609.0 | 1,075.0 | 0.0 |
| Recommendations: | | | | | | | | | | | |
| Roger: | | | | Doernenburg | | | | Key Gas Ratio | | | |
| NotApplicable | | | | Thermal Fault | | | | Overheated Oil | | | |

Figura 13: Análise de limites normativos - IEEE C57.104, método de Dernenburg.

| DUVAL | |
|-------|--------------------------|
| Tr1 | Thermal Fault, t > 700oC |
| Tr4 | Stray Gassing t < 200C |
| Tr5 | Possible Carbonization |
| P1 | Thermal Fault, t > 700oC |
| P2 | Possible Carbonization |

Figura 14: Indicação de falha térmica acima de 700°C pelo método de Duval.

| | |
|--|------|
| Condition | mPTX |
| Description:Health is bad. High probability of failure. Needs immediate attention. | |

Figura 15: Diagnóstico de condição ruim de saúde.

No método PTX - Power Transformer Expert, método que utiliza Big data desenvolvido pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*) presente na plataforma AHM, foram observadas sinalizações de anomalias térmicas e problemas de mau contato nos enrolamentos do transformador.

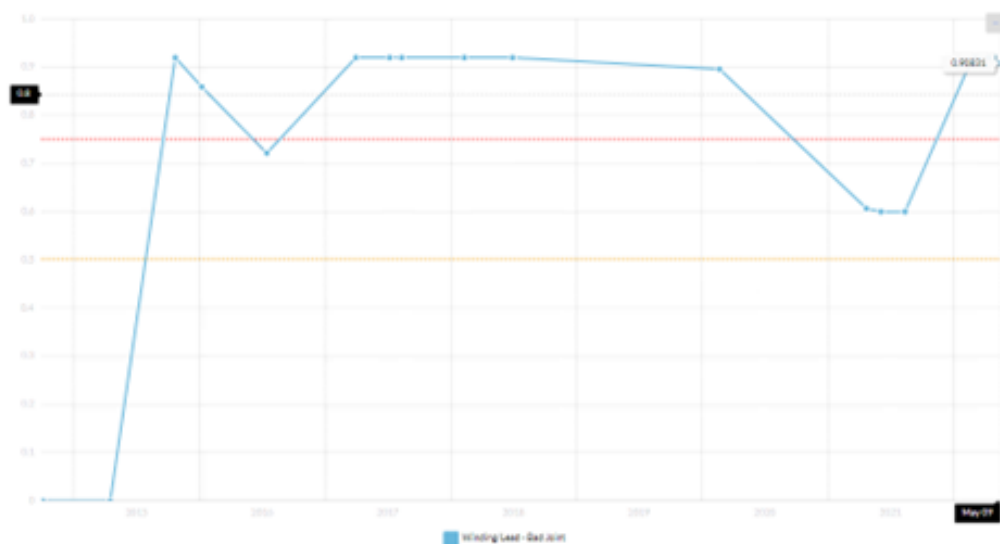


Figura 16: Sinalização do método PTX – Variável “Winding/Lead – Bad Joint” com valor em torno de 0,9 (0 a 1) indicando possível mal contato nos leads ou enrolamentos do transformador 2GURTR01.

A partir disto foram realizadas investigações adicionais, incluindo tratamento do óleo, análise do papel isolante e programação de desligamento para realização de inspeção interna (Figura 17).



Figura 17: Registros da inspeção internas realizada sem evidências de avaria.

Embora não tenham sido encontradas irregularidades visíveis na inspeção interna, os ensaios elétricos revelaram grandes variações nas resistências de enrolamento (Tabela 1) e erros na relação de transformação (Tabela 2), indicaram problema interno nos enrolamentos das fases B e V.

Tabela 01: Resultados do ensaio de resistência ôhmica com erro acima dos limites admissíveis.

| TAP | Tensão (kV) | FASE A | | FASE B | | FASE V | |
|-----|-------------|---------------------|--------|---------------------|--------|---------------------|--------|
| | | Medido (Ω) | 75°C | Medido (Ω) | 75°C | Medido (Ω) | 75°C |
| 1 | 13,800 | 13,406 | 15,453 | 13,680 | 15,769 | 20,600 | 23,746 |
| | | | * | | * | | * |
| 1 | 144,900 | 4,300 | 4,957 | 4,550 | 5,245 | 5,700 | 6,570 |
| 2 | 141,450 | 4,210 | 4,853 | 8,270 | 9,533 | 12,480 | 14,386 |
| 3 | 138,000 | 4,400 | 5,072 | 8,770 | 10,109 | 8,400 | 9,683 |
| 4 | 134,550 | 3,290 | 3,792 | 7,250 | 8,357 | 7,380 | 8,507 |
| 5 | 131,100 | 6,330 | 7,297 | 8,770 | 10,109 | 73,480 | 84,700 |
| 6 | 127,650 | 8,710 | 10,040 | 7,750 | 8,933 | 67,200 | 77,461 |

Tabela 02: Resultados dos ensaios de relação de transformação com erro acima dos limites admissíveis.

| V1 | | V2 | | Rel. Nom. | FASE A | | FASE B | | FASE V | |
|-----|---------|-----|--------|-----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|
| TAP | kV | TAP | kV | Dy | Medido (kV) | Erro (%) | Medido (kV) | Erro (%) | Medido (kV) | Erro (%) |
| 1 | 144,900 | 1 | 13,800 | 18,187 | 17,543 | 3,668 | 14,575 | 24,779 | 14,250 | 27,625 |
| 2 | 141,450 | 2 | 13,800 | 17,754 | 17,554 | 1,137 | 14,608 | 21,553 | 13,914 | 27,595 |
| 3 | 138,000 | 3 | 13,800 | 17,321 | 17,876 | 3,107 | 15,097 | 14,728 | 13,415 | 29,113 |
| 4 | 134,550 | 4 | 13,800 | 16,887 | 16,665 | 1,335 | 21,148 | 20,146 | 26,691 | 36,730 |
| 5 | 131,100 | 5 | 13,800 | 16,454 | 16,205 | 1,540 | 21,033 | 21,768 | 27,522 | 40,213 |

A substituição do transformador foi realizada, evitando assim potencial falha e garantindo a confiabilidade do sistema.

Além das duas experiências mencionadas anteriormente, o CEMAC também desempenhou um papel fundamental na retirada de operação de mais três transformadores. Isso foi possível devido ao trabalho de acompanhamento e análise mensal realizado pelo CEMAC, que resultou em intervenções precisas baseadas nos dados da plataforma em conjunto com as análises de óleo, inspeções e ensaios elétricos subsequentes. Essas medidas identificaram desvios e evitaram a evolução de falhas graves nos transformadores.

2.4 RESULTADOS

Após dois anos de operação iniciais do CEMAC, os resultados alcançados foram notáveis. Foram evitadas a queima de 5 transformadores, o que representa 2,5% da base monitorada de 200 equipamentos.

Considerando todas as intervenções realizadas pelo CEMAC só nos anos de 2022 e 2023, o trabalho resultou em uma economia de R\$ 11,34 milhões em termos de valor de mercado dos transformadores. O projeto de implantação do CEMAC atingiu um payback de 3 anos e um valor presente líquido (VPL) de R\$ 11.956,30.

A seguir, são apresentados os raciais relacionados ao cálculo de custos evitados nas duas experiências com os transformadores TR3-13 e 2GURTR01.

2.4.1 RACIONAL DE CUSTOS EVITADOS

Os raciais foram elaborados com base na brochura do Cigré [4] e na norma IEEE Std C57.143 2012 [3]. São comparados os custos das experiências relatadas com dois modelos-referência de impacto financeiro em caso de falha. Sendo o primeiro modelo, caso tivesse evoluído para uma falha grave, e o segundo modelo, caso tivesse evoluído para uma falha catastrófica.

Tabela 03 – Racional de custos evitados relacionado a experiencia 1 – transformador TR3-13.

| Tipo de evento | Intervenções em campo + Logística | Custo de reparo | Custo do sistema de monitoramento | Custo de componentes a serem trocados | Custo de CEND + Compensações | Custo de novo TF | Impactos ambientais, impactos em | Total |
|---|-----------------------------------|-----------------|-----------------------------------|---------------------------------------|------------------------------|------------------|----------------------------------|--------------|
| Defeito identificado com Sistema de Monitoramento | R\$ 139,60 | R\$ 37,50 | R\$ 17,52 | X | X | X | X | R\$ 194,62 |
| Falha Grave Ocorrida sem monitoramento | R\$ 133,40 | R\$ 269,33 | X | R\$ 206,26 | R\$ 22,14 | X | X | R\$ 642,13 |
| Falha Catastrófica sem monitoramento | R\$ 133,40 | X | X | X | R\$ 112,86 | R\$ 2.065,14 | R\$ 517,65 | R\$ 2.850,06 |

OBS: Custos expressados acima em mil reais.

| | | | |
|--|------------------|----------------|---------------------|
| | CAPEX | OPEX | Custo total |
| Defeito identificado (com monitoramento) | R\$ 15.670,33 | R\$ 178.948,21 | R\$ 194.618,55 |
| Falha Grave (sem monitoramento) | R\$ 475.590,00 | R\$ 166.542,07 | R\$ 642.132,07 |
| Falha Catastrófica (sem monitoramento) | R\$ 2.065.144,00 | R\$ 784.911,05 | R\$ 2.850.055,05 |
| | CAPEX evitado | OPEX evitado | Custo Total Evitado |
| Custo de Falha Grave Evitada | R\$ 459.919,67 | -R\$ 12.406,14 | R\$ 447.513,53 |
| Custo de Falha Catastrófica Evitada | R\$ 2.049.473,67 | R\$ 605.962,84 | R\$ 2.655.436,50 |

Tabela 04 – Racional de custos evitados relacionado a experiencia 2 – transformador 2GURTR01.

| Tipo de evento | Intervenções em campo + Logística | Custo de reparo | Custo do sistema de monitoramento | Custo de componentes a serem trocados | Custo de CEND + Compensações | Custo de novo TF | Impactos ambientais, impactos em | Total |
|---|-----------------------------------|-----------------|-----------------------------------|---------------------------------------|------------------------------|------------------|----------------------------------|--------------|
| Defeito identificado com Sistema de Monitoramento | R\$ 23,70 | R\$ 941,75 | R\$ 22,86 | X | X | X | X | R\$ 988,31 |
| Falha Grave Ocorrida sem monitoramento | R\$ 18,60 | R\$ 1.375,85 | X | X | R\$ 11,05 | X | X | R\$ 1.405,50 |
| Falha Catastrófica sem monitoramento | R\$ 18,60 | X | X | X | R\$ 22,11 | R\$ 2.334,26 | R\$ 517,65 | R\$ 2.892,62 |

OBS: Custos expressados acima em mil reais.

| | | | |
|--|------------------|----------------|---------------------|
| | CAPEX | OPEX | Custo total |
| Defeito identificado (com monitoramento) | R\$ 962.767,65 | R\$ 25.545,49 | R\$ 988.313,14 |
| Falha Grave (sem monitoramento) | R\$ 1.375.849,67 | R\$ 29.653,15 | R\$ 1.405.502,82 |
| Falha Catastrófica (sem monitoramento) | R\$ 2.334.260,00 | R\$ 558.356,30 | R\$ 2.892.616,30 |
| | CAPEX evitado | OPEX evitado | Custo Total Evitado |
| Custo de Falha Grave Evitada | R\$ 413.082,02 | R\$ 4.107,66 | R\$ 417.189,68 |
| Custo de Falha Catastrófica Evitada | R\$ 1.371.492,35 | R\$ 532.810,81 | R\$ 1.904.303,16 |

2.4.2 CONTRIBUIÇÕES ADICIONAIS E EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Além dos resultados financeiros, o projeto trouxe outras contribuições significativas. Foram estabelecidos critérios para a alocação ideal de investimentos em sensoriamento de ativos, levando em consideração seu estado e risco. Foi desenvolvido o Índice de Prioridade e Detecção dos Transformadores (IPDTr), que utiliza dados de entrada relevantes para determinar a prioridade e a detecção dos transformadores.

Com a expansão do monitoramento da frota de transformadores de força, houve um aumento notável na eficiência operacional, graças à automatização dos processos de tratamento de dados por meio de scripts. Por exemplo, o tempo gasto na coleta e inserção de dados de ensaios de um transformador, que levava 8 minutos por formulário em plataforma, foi significativamente reduzido. Considerando que entre 10% e 15% dos 1200 equipamentos recebem novos dados mensalmente ($8 \times 10\% \times 1200 / 60 = 16$), a automatização resultou em pelo menos uma economia de 16 horas por mês na coleta e atualização de dados. Além do ganho de eficiência, essa automatização também eliminou possíveis erros humanos na digitação dos dados.

3. Conclusão

Desde a sua implementação, o CEMAC não apenas preveniu falhas catastróficas, mas também otimizou a gestão de ativos e gerou economias financeiras significativas. Através de processos bem definidos, tecnologias avançadas e equipe especializada, o CEMAC conseguiu identificar tendências de falhas e realizar intervenções preventivas de forma eficaz.

A história do CEMAC é uma narrativa de sucesso que destaca a importância de investir em tecnologias de monitoramento avançadas e em pessoas especializadas dedicadas ao processo de manutenção preditiva. A aplicação de algoritmos preditivos, análise de óleo e inspeções periódicas permitiu diagnósticos precoces, possibilitando ações corretivas oportunas. Além disso, a segurança cibernética foi uma prioridade, garantindo a proteção dos dados e a integridade do sistema.

Um dos aspectos mais notáveis do CEMAC é seu papel estratégico na tomada de decisões. Ao fornecer critérios de investimentos e índices de prioridade, o CEMAC ajudou a alocar recursos de forma eficiente, melhorando a confiabilidade do sistema elétrico. A implementação de um sistema de monitoramento de última geração, como o AHM da empresa israelense, para transformadores críticos e AHM da startup de média e baixa criticidade com boa viabilidade, exemplifica como a tecnologia pode ser uma aliada poderosa na gestão de ativos.

No entanto, é crucial reconhecer que o monitoramento preditivo na fase atual e experiência da Energisa não substitui completamente a manutenção preventiva tradicional. Ambas as abordagens são complementares e devem ser integradas para garantir a máxima eficiência na gestão de ativos. A combinação de inspeções periódicas, análise de dados em tempo real e algoritmos preditivos oferece uma abordagem holística que minimiza o risco de falhas e maximiza a vida útil dos equipamentos. Há um potencial para desenvolver trabalhos e estudos futuros focados na otimização das práticas de manutenção preventiva, especialmente com o crescimento e a evolução das práticas de manutenção preditiva.

Em conclusão, o sucesso do CEMAC demonstra que a inovação e a tecnologia, aliadas a uma gestão eficiente e a equipes capacitadas, podem transformar a maneira como gerimos nossos ativos críticos. O futuro da manutenção preditiva é promissor, e o CEMAC da Energisa é um exemplo de como podemos alcançar novos patamares de eficiência e confiabilidade no setor elétrico.

4. Referências bibliográficas

- [1] CIGRÉ WG A2.43 “Transformer bushing reliability”, fevereiro, 2019
- [2] CIGRE WG A2,27, “RECOMMENDATIONS FOR CONDITION MONITORING AND CONDITION ASSESSMENT FACILITIES FOR TRANSFORMERS”, Abril, 2008
- [3] IEEE Std C57.143, “Guide-for-Application-for-Monitoring-Equipment-to-Liquid-Immersed-Transformers-and-Componentes”, 2012
- [4] Work Group A2.20, Cigre 248, GUIDE ON ECONOMICS OF TRANSFORMER MANAGEMENT
- [5] Bandeira, Thiago, Morais, Tercius, "MONITORAMENTO DA SAÚDE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE FERRAMENTA THM (TRANSFORMER HEALTH MANAGEMENT) ", XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2022.

[6] BALDAM, R. et al. Gerenciamento de processos de negócio: BPM: Business Process Management. 2 ed. São Paulo: Érica, 2007.

[7] IEEE Std C57.104 – “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”, 2008