A2 – TRANSFORMADORES E REATORES DE POTÊNCIA
TP 3: CONFIABILIDADE E DESEMPENHO EM CAMPO DE TRANSFORMADORES

Os Desafios na Gestão e Implantação de Projetos de Monitoramento em Subestações: O Estudo de Caso da TAESA

Ellen Mayara Floriano da Costa [1]
Daniel Carrijo[2]
Rafael Prux Fehlberg[3]
Lucas Pavan Fritoli[3]
Marcio da Costa[3]
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. - TAESA[1]
USP – Universidade de São Paulo[2]
Treetech Technologia[3]
Brasil

RESUMO

As empresas do setor elétrico têm intensificado seus investimentos em ferramentas de monitoramento de equipamentos de subestações, visando otimizar a execução de manutenções e eficiência na gestão de ativos. Embora essa inovação ofereça inúmeros benefícios, sua implementação enfrenta desafios específicos, principalmente devido à rígida regulamentação imposta por órgãos como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Por isso, assegurar o cumprimento rigoroso das exigências desses órgãos reguladores é essencial.

Contudo, o monitoramento dos equipamentos, por si só, não assegura o êxito do projeto. É igualmente necessário desenvolver estratégias técnicas sólidas, com foco na detecção precoce de falhas, na transição da manutenção preventiva para a manutenção baseada em condições, na redução de custos e na melhoria da gestão de ativos. Para isso, é fundamental implementar metodologias eficazes que identifiquem quais equipamentos requerem soluções de monitoramento online, além de acompanhar rigorosamente a execução do projeto e avaliar seus resultados de maneira precisa.

Entre as estratégias adotadas, destacam-se a definição clara dos componentes a serem monitorados, o desenvolvimento de uma metodologia para classificar os equipamentos com base em seu índice de saúde, a integração de dados de monitoramento online e off-line, bem como a análise do impacto desses equipamentos no desempenho da empresa.

Neste artigo, serão apresentadas as abordagens utilizadas na implementação do projeto de monitoramento de Reatores e Transformadores de Potência. As ações planejadas foram cruciais para assegurar a eficiência do projeto. Serão discutidas todas as etapas do processo, desde a identificação das necessidades, definição das estratégias e escopo, passando pela fase de implantação, até os resultados preliminares já alcançados, mesmo com o projeto ainda em andamento.

PALAVRAS-CHAVE

Inovação, Transformadores de Potência, Eficiência, Subestações, Monitoramento de equipamentos.

*Ellen Mayara Floriano da Costa, ellen.costa@taesa.com.br

INTRODUÇÃO

Na TAESA, a crescente demanda por monitoramento de equipamentos foi impulsionada pelo projeto de P&D 002, intitulado **Central de Observação, Gestão e Monitoramento de Ativos (COGMA)**. O projeto teve como principal objetivo aumentar a disponibilidade operacional dos ativos, promovendo a transição da manutenção preventiva tradicional para uma abordagem baseada na condição real dos equipamentos. Além disso, visou-se o prolongamento da vida útil dos ativos e o cumprimento rigoroso das normas regulatórias, garantindo maior eficiência na gestão e manutenção dos equipamentos.

Foram desenvolvidas metodologias específicas para definir o que monitorar, por que monitorar, e como avaliar a saúde dos ativos, proporcionando uma gestão de riscos mais eficiente. O projeto baseia-se na aplicação de soluções práticas, atendendo às exigências regulatórias e operacionais do setor.

Os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (DEIs) utilizados na prática foram escolhidos de acordo com as necessidades mapeadas pela TAESA e com as conclusões do P&D 0046, que aborda a hierarquização de transformadores e reatores para o monitoramento online. Essas especificações foram essenciais para atender aos requisitos regulatórios exigidos no planejamento e execução do projeto. O desenvolvimento de estratégias bem definidas foi determinante para o sucesso da iniciativa. Embora o projeto ainda esteja em andamento, já foram alcançados resultados significativos, como a redução de custos com manutenção preventiva, o acompanhamento em tempo real das variáveis monitoradas, a detecção precoce de falhas incipientes, permitindo intervenções no momento ideal, e o controle otimizado do uso dos equipamentos.

Este artigo está organizado da seguinte maneira: na Seção 2, é apresentado um breve resumo do projeto COGMA, que propôs a implantação do sistema de monitoramento online, abordando sua origem e as áreas contempladas. A Seção 3 descreve as metodologias empregadas para identificar os ativos prioritários para monitoramento online, bem como aqueles que requerem novos sensores. Na Seção 4, são discutidas as especificações técnicas utilizadas no monitoramento de Reatores e Transformadores de Potência. A Seção 5 explora os DEIs selecionados e o processo de instalação desses dispositivos. A Seção 6 evidencia os benefícios obtidos com a implementação do projeto. Por fim, a Seção 7 apresenta as considerações finais.

PROJETO COGMA

O projeto COGMA foi concebido com o objetivo de desenvolver uma arquitetura inteligente que facilite o processo de tomada de decisão, integrando aspectos gerenciais, técnicos, financeiros, regulatórios e normativos. O projeto busca maximizar a eficiência operacional da TAESA e aumentar a capacidade de transmissão de seus ativos. Essa arquitetura integra diversos sistemas, com destaque para o monitoramento detalhado de ativos, essencial para otimizar processos de manutenção e operação. [1]

Parte do escopo do projeto envolve tanto o monitoramento online quanto off-line dos ativos, além de sistemas de videomonitoramento e climatologia (Figura 1). A integração desses sistemas proporciona uma vasta quantidade de dados, possibilitando o cálculo de indicadores de saúde dos ativos e fornecendo informações estratégicas para a tomada de decisões em nível corporativo.

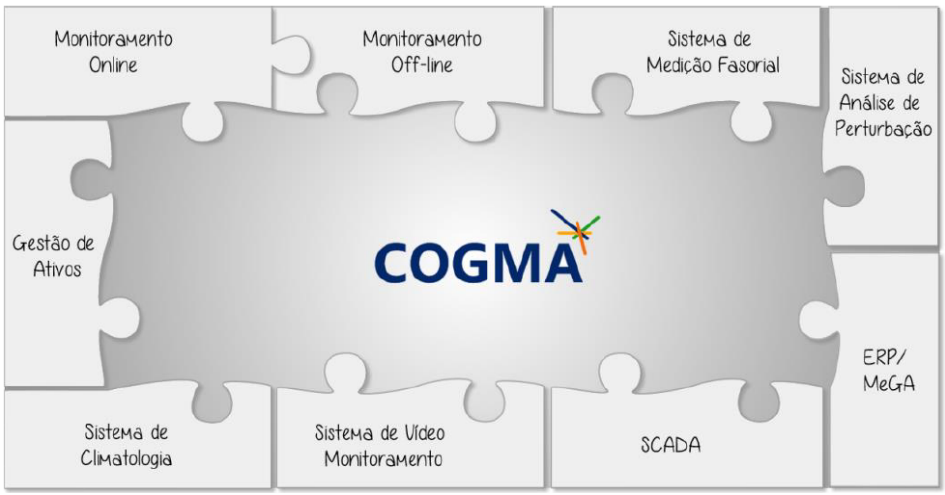


Figura 1 – Central de Observação, Gestão e Monitoramento de Ativos [1]

O COGMA foi projetado para ocupar o mais alto nível hierárquico na gestão de ativos, recebendo informações de forma direta ou indireta de todos os sistemas subordinados. O levantamento dos sistemas de monitoramento da TAESA foi realizado por meio de um mapeamento abrangente dos processos, infraestrutura, pontos críticos, dificuldades e necessidades não atendidas, visando subsidiar a observação, gestão e monitoramento dos ativos da empresa. [1]

A estrutura do COGMA foi desenvolvida com base no conceito de Smart Grids, amplamente aplicado para destacar a comunicação integrada entre sistemas de monitoramento, medições locais, gerenciamento e controle. Essa estrutura garante a estabilidade do sistema, além de facilitar a detecção, predição e prevenção de falhas, respondendo com eficácia a variações nas condições operacionais. [2]

O primeiro conjunto de equipamentos incluídos no sistema de monitoramento abrange: transformadores de potência, reatores, disjuntores, chaves seccionadoras, FACTs, bancos de capacitores, bancos de baterias, e transformadores de potencial e de corrente.

Para o sistema off-line, as principais fontes de dados incluem registros oscilográficos, histórico de manutenções do ERP corporativo, estatísticas de falhas, inspeções e dados históricos de falhas em diferentes tipos de equipamentos, considerando fabricantes e condições climáticas. No sistema online, o monitoramento é feito através de sensores, dados do SCADA, unidades de medição fasorial, além da integração com sistemas de climatologia e videomonitoramento. [1]

O COGMA foi desenvolvido para atender de forma abrangente às necessidades das áreas de operação, manutenção, engenharia, gestão de ativos e do corpo diretivo da empresa, oferecendo suporte estratégico e técnico para a otimização desses processos.

Atualmente, o projeto de monitoramento já disponibiliza uma interface web considerada supervisória, que recebe dados dos sensores instalados, envia alarmes por e-mail sobre tendências que podem resultar em falhas e alerta sobre falhas detectadas facilitando o diagnóstico e prognóstico dos especialistas. Os próximos passos incluem a finalização da instalação e comissionamento dos sistemas de monitoramento, além da integração de todos os sistemas em uma plataforma única, que abrangerá diversos equipamentos do sistema elétrico.

A concepção da Central COGMA foi guiada pelos princípios das normas PAS 55:2008 (Asset Management), ISO 5500:2014 (Asset Management) e IEC 61850 (Redes e Sistemas de Comunicação em Subestações).



Figura 2 – Visão sala COGMA

METODOLOGIAS APLICADAS PARA O MONITORAMENTO ONLINE

O projeto de P&D 0046, desenvolvido pela TAESA em parceria com a Radice Tecnologia e a USP, resultou na criação de duas metodologias multicritério com foco na avaliação e hierarquização dos ativos de transmissão. A primeira, baseada no "Índice de Estado" (Health Index), quantifica o estado de cada transformador e reator, integrando uma série de parâmetros técnicos essenciais para avaliar sua condição. A segunda metodologia, a "Escala de Hierarquização", considera o impacto que a falha de cada equipamento pode gerar para a concessionária e para o Sistema Interligado Nacional (SIN), facilitando a priorização de investimentos em monitoramento.

Essas metodologias garantem uma análise objetiva e baseada em dados, permitindo à TAESA priorizar ações e recursos de maneira mais eficiente.

As metodologias desenvolvidas são as seguintes:

1. **Metodologia multicritério do "Índice de Estado" (Health Index)**:

   Essa metodologia calcula um indicador quantitativo que reflete a condição de cada transformador de potência e reator de derivação do parque da TAESA, permitindo uma avaliação precisa de seu desempenho e necessidades de manutenção. O estado de conservação de cada equipamento é estimado com base em uma ampla gama de parâmetros referentes aos seus principais subsistemas, os quais são integrados para gerar um valor representativo, comparável e consistente ao longo do tempo. Esse valor reflete o estado do ativo e apoia decisões estratégicas relacionadas à manutenção e ao investimento no monitoramento online. [3]

   Inicialmente, foi elaborada uma lista abrangente de parâmetros potenciais para avaliação dos transformadores e reatores, divididos em categorias como: parte ativa, buchas, comutador sob carga, tanque principal, sistemas de preservação do óleo isolante, sistema de resfriamento,

acessórios adicionais, dados cadastrais, ambiente de instalação, condição operativa, entre outros. [4]

No total, 57 parâmetros foram considerados na avaliação dos equipamentos. No entanto, enquanto alguns desses parâmetros eram de fácil obtenção, outros exigiam ensaios rotineiros ou maior custo e interrupção do equipamento para medição. Dessa forma, foi selecionado um conjunto de 30 parâmetros, distribuídos em seis subsistemas, cujos resultados poderiam ser obtidos de maneira mais acessível ou complementados com informações de outros parâmetros. Também foram levados em consideração os requisitos mínimos de manutenção exigidos pela ANEEL.

Cada parâmetro é avaliado com base em critérios estabelecidos por recomendações técnicas de fornecedores e fabricantes, normas brasileiras e internacionais, especificações técnicas e conhecimento técnico acumulado na prática de manutenção da empresa.

Além dos parâmetros técnicos, foram incluídos também parâmetros operacionais, como histórico de falhas e manutenção, resultados de testes e medições periódicas off-line, além de dados de monitoramento online já disponíveis para cada ativo de forma individual.

O resultado do processo de agregação desses parâmetros é um número que representa o Health Index (Índice de Estado) de cada transformador ou reator. Esse índice fornece uma indicação clara da condição do ativo, variando de excelente a crítico. Equipamentos com valores baixos no Índice de Estado estão em boas condições operacionais, enquanto aqueles com valores altos requerem maior atenção e podem ser candidatos a intervenções de manutenção ou substituição.

Essa avaliação objetiva e quantitativa possibilita uma análise comparativa dos ativos, eliminando subjetividades no processo de tomada de decisão.

2. **Metodologia Multicritério da "Escala de Hierarquização":** Esta metodologia classifica os equipamentos em uma lista priorizada para a instalação de monitoramento online, levando em consideração tanto o Índice de Estado calculado quanto os impactos de cada equipamento para a empresa e o Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, são geradas recomendações que orientam decisões estratégicas sobre os tipos de monitoramento mais adequados para cada ativo, bem como sobre os momentos e locais ideais para investir em sistemas de monitoramento.

   A metodologia da Escala de Hierarquização combina o Índice de Estado e o Índice de Impacto para oferecer uma visão integrada sobre quais equipamentos demandam monitoramento com maior urgência.

   O Índice de Impacto avalia as consequências que a falha de um equipamento pode ter sobre o sistema de transmissão e a concessionária, levando em conta fatores como:

   - **Importância do ativo no sistema elétrico:** Transformadores e reatores localizados em pontos estratégicos ou que suportam grandes cargas são considerados mais críticos.
   - **Custos de manutenção e substituição:** Equipamentos cuja falha resulta em custos mais elevados para a empresa recebem um índice de impacto maior.
   - **Riscos operacionais e financeiros:** O impacto financeiro de uma falha, incluindo a perda de receita ou penalidades regulatórias, é cuidadosamente avaliado.
   - **Conformidade com normas e regulamentos:** O não cumprimento de requisitos legais ou normativos pode aumentar significativamente o impacto associado a um ativo específico.

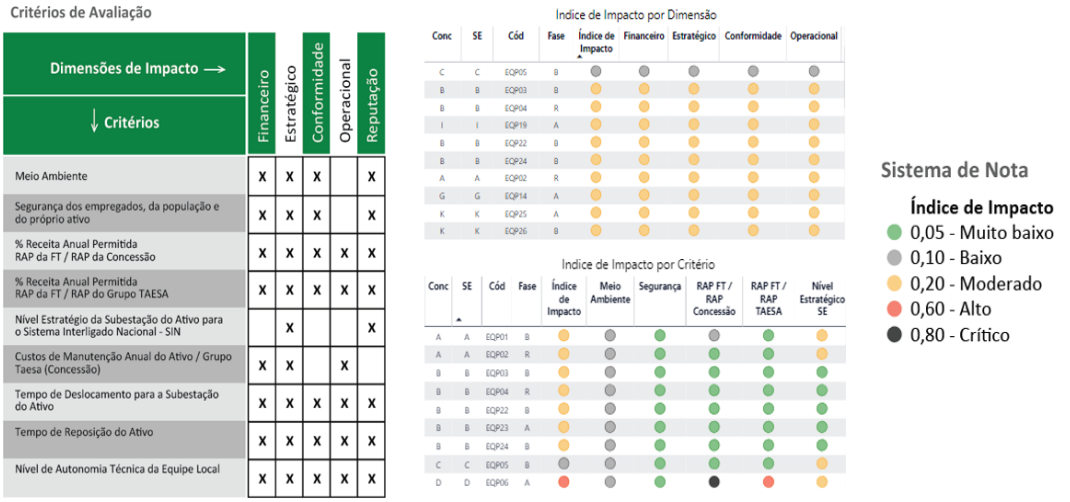


Figura 3 – Índice de impacto

Durante a avaliação do Índice de Estado (IE) dos equipamentos, foi realizada uma análise dos parâmetros que podem ser recomendados para monitoramento, ou seja, aqueles com potencial para serem monitorados online. Nessa fase, foram selecionados os parâmetros que apresentaram uma condição igual ou inferior ao IE em relação ao limite estabelecido, classificando-os como aqueles que necessitam de monitoramento.

Por exemplo, equipamentos com baixa condição técnica (Health Index) e alto impacto no sistema ou na empresa são considerados prioritários na lista de hierarquização.

Além disso, durante o desenvolvimento do projeto de P&D, foi criado um sistema experimental, dentro da plataforma EAM, que incorporou as metodologias de IE e de Hierarquização.

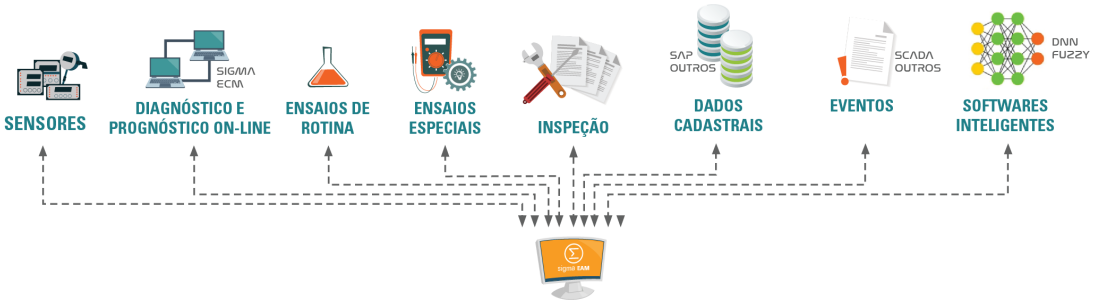


Figura 4 – Fonte de dados do EAM

Esse sistema também facilitou a visualização da escala de hierarquização ao integrar os dados obtidos pelo EAM ao Power BI.

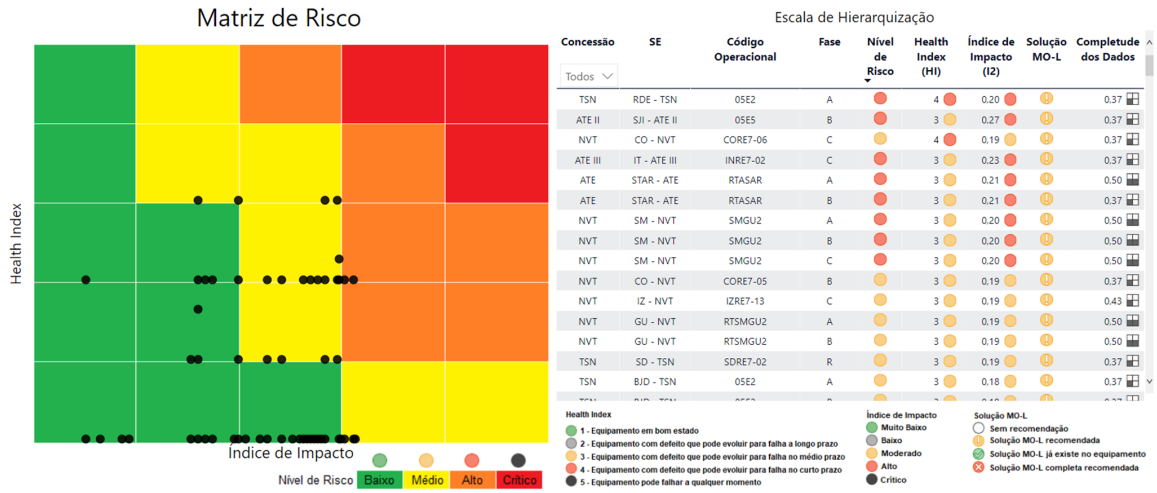


Figura 5 – Escala de hierarquização

A utilização dos indicadores possibilitou à TAESA otimizar seus recursos e aumentar a confiabilidade do sistema de transmissão ao priorizar investimentos e ações de manutenção nos ativos mais críticos. Essa abordagem resultou na redução de custos, minimizando falhas inesperadas e melhorando a tomada de decisões estratégicas, o que, por sua vez, aumentou a eficiência operacional.

ESPECIFICAÇÕES ADOTADAS PARA O MONITORAMENTO DE REATORES E TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Um estudo realizado pelo CIGRÉ revelou que, para diferentes tipos e aplicações de transformadores, as falhas se distribuem estatisticamente entre diversos subsistemas. As buchas destacam-se como a principal fonte de falhas, responsáveis por um terço dos incidentes. A parte ativa ocupa o segundo lugar, seguida pelo tanque e pelo óleo. Juntos, esses três subsistemas respondem por aproximadamente 84% das retiradas de transformadores em operação. [5]

Considerando que os transformadores de potência constituem a maior parte em termos de custo, quantidade, importância e criticidade para o sistema elétrico, os estudos e desenvolvimentos de monitoramento têm se concentrado nesse tipo de equipamento (Figura 6). [6]

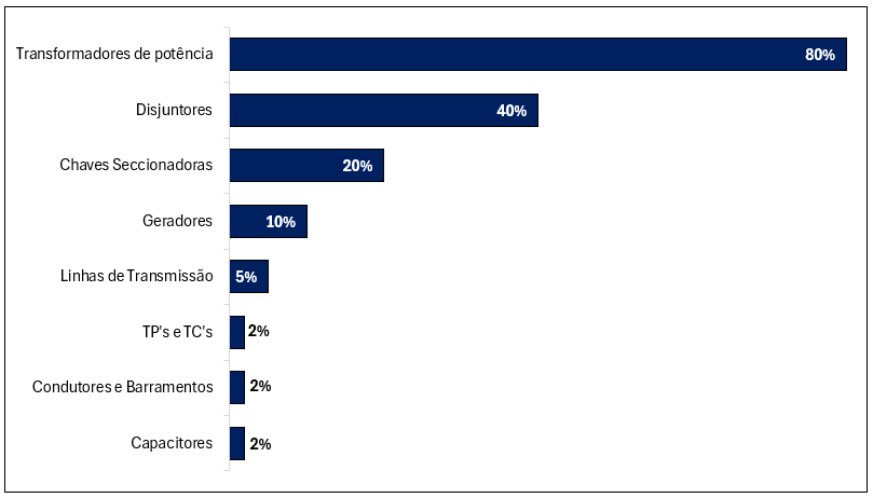


Figura 6 – Panorama por equipamento dos estudos e tecnologias desenvolvidas para o monitoramento [6]

Diante desse contexto e com a disseminação do sistema de monitoramento e diagnóstico online na última década, que se consolidou como uma ferramenta essencial no setor elétrico, o monitoramento teve início com transformadores e reatores. Assim, foram estabelecidos os principais objetivos para o monitoramento:

- Gerar alarmes antecipados em casos de defeitos incipientes, minimizando o risco de falhas inesperadas.
- Monitorar a evolução das variáveis em unidades suspeitas ou defeituosas que não possam ser imediatamente retiradas de operação.
- Reduzir custos associados a desligamentos para manutenção preventiva.
- Melhorar a gestão de ativos ao armazenar dados medidos e calculados em um banco de dados para análises futuras.

Além disso, outras vantagens proporcionadas pela tecnologia de monitoramento online contínuo incluem: [7]

- Redução significativa do intervalo entre monitoramentos de condição.
- Detecção imediata de alterações nas variáveis monitoradas.
- Geração automática de alertas quando os valores limites ou tendências são ultrapassados.
- Em caso de falha súbita, os dados registrados podem auxiliar na análise da ocorrência.
- Diagnósticos e prognósticos online do estado dos equipamentos.
- Redução do risco de falhas intempestivas.
- Controle e extensão da vida útil dos ativos.
- Transição da manutenção preventiva, baseada em tempo, para a manutenção preditiva, fundamentada no estado real dos equipamentos.
- Maior efetividade na aplicação da filosofia de Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC).
- Aumento da disponibilidade dos equipamentos para o sistema.
- Otimização no uso dos ativos.
- Redução dos custos operacionais e de manutenção.
- Diminuição das penalidades por indisponibilidade dos equipamentos (Parcela Variável).
- Melhoria nas negociações e redução dos prêmios de seguros.
- Preservação da imagem corporativa.

De forma geral e concisa, os subsistemas monitorados de reatores e transformadores de potência foram definidos conforme a tabela a seguir:

Tabela 1 – Resumo do sistema de monitoramento definido pela TAESA [7]

Equipamento	**Subsistema**	**Grandeza monitorada**
Autotransformadores	Buchas H1 e X1	Valores de capacitância C1
		Fator de dissipação (tangente delta)
	Enrolamentos e óleo isolante do tanque principal	Gás H2 ou composto de H2 e CO e da umidade no óleo do tanque principal
		Monitoramento da temperatura do óleo isolante do tanque principal e dos enrolamentos
	Comutador Sob Carga (OLTC)	Monitoramento da umidade no óleo isolante do tanque do comutador
		Torque do motor
		Temperatura do óleo isolante do compartimento

	Sistema de preservação do óleo	Monitoramento do estado da bolsa do conservador do óleo isolante
	Sistema de resfriamento	Monitoramento e controle do resfriamento
	Outros	Temperatura ambiente
Reatores	Buchas H1	Valores de capacitância C1
		Fator de dissipação (tangente delta)
	Enrolamentos e óleo isolante do tanque principal	Gás H2 ou composto de H2 e CO e da umidade no óleo do tanque principal
		Monitoramento da temperatura do óleo isolante do tanque principal e dos enrolamentos
	Sistema de preservação do óleo	Monitoramento do estado da bolsa do conservador do óleo isolante
	Outros	Temperatura ambiente

O sistema necessitou incorporar um software de monitoramento que possibilitasse a aquisição e o armazenamento de todas as grandezas monitoradas (elétricas, mecânicas e químicas) pelos DEIs instalados, criando um banco de dados histórico que registre o comportamento dos equipamentos ao longo de sua operação. [7]

A arquitetura do sistema foi projetada para permitir o acesso aos DEIs tanto por meio de software local quanto via web, garantindo o estrito cumprimento das normas de segurança estabelecidas pela empresa.

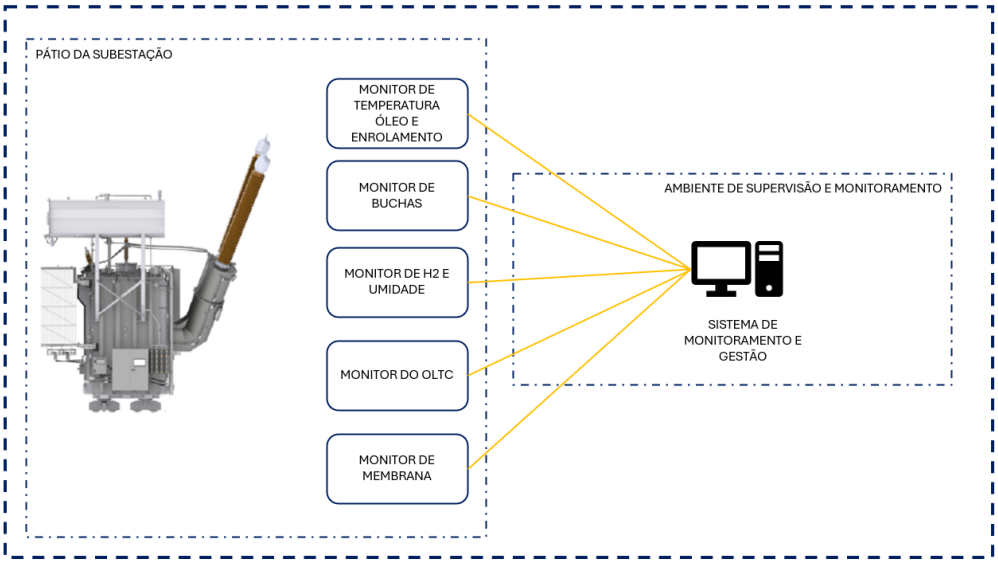


Figura 6 - Arquitetura do sistema de monitoramento [7]

SISTEMAS DE MONITORAMENTO

Uma parte fundamental deste projeto, iniciado em 2014, tinha como objetivo equipar transformadores com sistemas avançados de monitoramento, refletindo uma visão estratégica de longo prazo voltada para a sustentabilidade e eficiência operacional. A TAESA já demonstrava uma mentalidade futurista ao decidir equipar seus transformadores existentes com esses sistemas de monitoramento. Essa visão assegurou que, até 2024, quase metade do parque instalado estivesse sob monitoramento. O foco foi

proteger o parque de transformadores existente e garantir que as novas instalações já contassem com monitoramento, evidenciando o compromisso da TAESA com a sustentabilidade e a gestão eficiente.

A Engenharia de Manutenção da TAESA enfrentou diversos desafios gerenciais, resultando em um projeto funcional e bem-sucedido. Atualmente, o projeto monitora 85 ativos, incluindo 33 transformadores e 52 reatores, dos quais 71 já estão integrados a uma plataforma computacional. As subestações envolvidas no projeto, como Itacaiúnas, Colinas, Sapeaçu e Janaúba 3, foram selecionadas com base em critérios estratégicos que consideram sua importância e a necessidade de monitoramento contínuo. Conforme as especificações, foram utilizados DEIs capazes de monitorar os seguintes sistemas e seus subsistemas:

- **Buchas:** Monitora o estado das buchas dos transformadores e reatores, avaliando o isolamento e prevenindo falhas que poderiam comprometer a operação [8], [9].
- **Temperatura:** Mede e acompanha a temperatura do transformador, auxiliando na prevenção de superaquecimento e no gerenciamento térmico eficiente [10].
- **Gás e Umidade:** Detecta a presença de gases e umidade no óleo isolante do transformador, fornecendo informações cruciais para a detecção precoce de falhas internas [10].
- **Comutador:** Acompanha o torque de operação do comutador, ajudando a identificar problemas mecânicos e garantindo o bom funcionamento dos comutadores sob carga.
- **Membrana do Conservador e outros sinais digitais**: Monitora o estado da membrana e sinais digitais associados ao sistema de proteção e controle, garantindo a integridade dos sinais e do equipamento [10].

A seguir, apresenta-se o quantitativo de equipamentos que possuem sensoriamento.

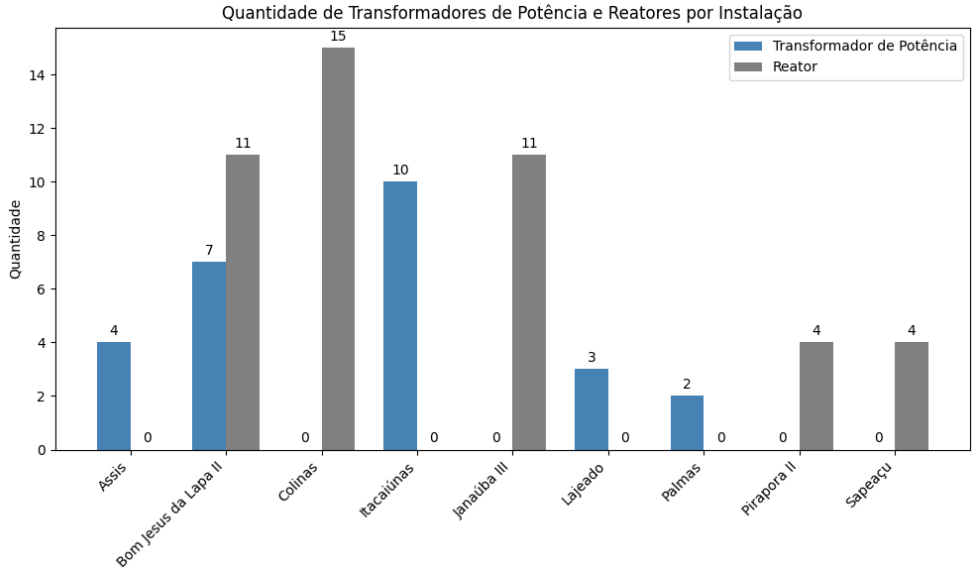


Figura 7 – Equipamentos monitorados na TAESA

RESULTADOS E BENEFÍCIOS ALCANÇADOS

O monitoramento online trouxe resultados expressivos para a TAESA. No aspecto financeiro, observou-se uma redução nos descontos aplicáveis à Receita Anual Permitida (RAP) e uma diminuição nos custos operacionais, conforme será demonstrado. No âmbito ambiental, o monitoramento contribuiu significativamente para a mitigação de impactos, prevenindo vazamentos de óleo e explosões de equipamentos, reforçando o compromisso com a sustentabilidade.

Além disso, o sistema de monitoramento permitiu intervenções preventivas em equipamentos, com a detecção precoce de falhas em buchas de autotransformadores. Isso resultou em economias significativas, tanto em custos de substituição quanto em penalidades evitadas.

Durante a implementação do sistema de monitoramento, observou-se que ele abrange tanto atividades rotineiras quanto sistemáticas previstas no plano de manutenção. As atividades monitoradas incluem periodicidades mensais, anuais e a cada seis anos, com foco nos subsistemas de Reatores e Transformadores, tais como OLTC *(On-Load Tap Changer)*, Buchas Capacitivas, Tanque e Conservador.

As principais atividades contempladas são:

- **Buchas:** Ensaios de isolação CA a cada seis anos, verificando o fator de potência, capacitância (C1), perdas dielétricas (W) e corrente de fuga (mA).
- **Sistema de Preservação do Óleo:** Verificação da integridade da bolsa/membrana a cada seis anos.
- **Parte ativa:** Registro mensal da temperatura de enrolamento e de óleo.
- **Comutador Sob Carga:** Registro mensal do número de comutações.

Além do monitoramento regular, o sistema realiza análises preditivas com base nas configurações inseridas, identificando tendências e emitindo alertas automáticos via e-mail para os especialistas.

As atividades realizadas a cada seis anos fazem parte do plano mínimo de manutenção, que, no método convencional, exigiria o desligamento do equipamento, resultando em descontos na RAP da Função de Transmissão. Considerando os 45 Reatores e 32 Transformadores de Potência atualmente em operação e que possuem monitoramento integrado, o valor estimado dessa economia seria substancial.

Um caso prático exemplifica a eficácia do monitoramento online: uma falha foi identificada na bucha de um autotransformador, quando a equipe de engenharia detectou uma alteração no parâmetro de capacitância. A intervenção foi planejada preventivamente, e uma inspeção subsequente confirmou uma falha potencial na bucha de alta tensão. A substituição foi programada, evitando um desligamento inesperado e a possível queima do transformador. Essa ação preventiva gerou uma economia de aproximadamente R$ 7 milhões, considerando os custos de substituição do equipamento e os descontos na Parcela Variável.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

As metodologias e inovações apresentadas posicionam a TAESA em um novo patamar no que diz respeito à gestão de ativos. O desenvolvimento de um sistema de monitoramento robusto, com base em critérios técnicos rigorosos e alinhados às exigências do mercado, proporcionou uma otimização nos processos de manutenção e uma melhoria substancial no desempenho dos ativos.

Essas metodologias demonstraram um elevado nível de conhecimento técnico, aliando uma visão sistêmica com foco no mercado e nas estratégias empresariais, sendo fundamentais para posicionar a empresa em um novo patamar de competitividade.

Os resultados obtidos por meio dessas inovações foram significativos e foram aqui apresentados de maneira resumida. O sucesso do projeto indica que ele atendeu plenamente aos objetivos inicialmente propostos.

Os próximos passos incluem a expansão do sistema de monitoramento para outros equipamentos, a automação de dados e a integração completa ao COGMA.

BIBLIOGRAFIA

[1] "Relatório final do projeto de P&D 002: Central de Observação, Gestão e Monitoramento de Ativos (COGMA)," Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA), Rio de Janeiro, 2015.

[2] F. E. Abrahamsen, Y. Ai, and M. Cheffena, *"Communication technologies for smart grid: A comprehensive survey," Sensors*, vol. 21, no. 23, p. 8087, 2021. doi: 10.3390/s21238087.

[3] "Relatório final do projeto de P&D 0046: Metodologias e Software Experimental para Hierarquização de Transformadores e Reatores para Monitoramento On-line," Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA), Rio de Janeiro, 2020.

[4] M. Alves; R. Teixeira; J. Carvalho; E. Miranda; R.A. Flauzino; R. Ishii; S. Frontin; L.R. Varasquim; W. Person; M. Klettenhofer, "Uso do índice de estado (Health Index) de transformadores e reatores para definição da necessidade de monitoramento," in *Anais do Congresso XVIII ERIAC*, Foz do Iguaçu, pp. 5-7, maio 2019.

[5] S. O. Frontin, Livro de Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas, 1ª ed. Brasília: Editora Goya Editora LTDA, 2013.

[6] P. Silva, "Sistemas de automação e monitoramento de equipamentos de alta tensão", Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Minas Gerais, MG, Brasil.

[7] TAESA, "Especificação Técnica para implantação de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (DEIs) e rede de comunicação para monitoramento on-line em reatores e/ou transformadores", Documento de Especificação Técnica, TAE.ET.0887, jul. 2019.

[8] Carrijo, D.; GOMES, G. S. P.; Pinto, M.M.; FEHLBERG, R. P.; Alves, M.E.G.; Teixeira, R. M.; Gomes, J. M.; Fritoli, L. P.; "Os 16 anos de Experiência da Cemig GT na Prevenção de Falhas em Transformador Trifásico de 400 MVA pela Monitoração On-line Buchas Capacitivas." In: XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2022, Rio de Janeiro. Anais do XXVI SNPTEE, 2022. v. XXVI.

[9] Carrijo, D.; Queiroz, L. F.; Neto, D. O.; Medeiros, W. M.; FEHLBERG, R. P.; GOMES, G. S. P.; Pinto, M.M.; Costa, M.; "Sobre o Apoio a Tomada de Decisão em Tempo Real Advinda do Monitoramento Online da Corrente de Fuga das Buchas de Transformadores: A Colaboração da Engenharia de Manutenção a Operação Segura dos Ativos da Transmissão" In: XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2022, Rio de Janeiro. Anais do XXVI SNPTEE, 2022. v. XXVI.

[10] Carrijo, D.; DE SOUZA PEREIRA GOMES, GABRIEL; Pinto, M.M.; FEHLBERG, R. P.; MOURA, G. A.; MARTINS, G. P. M.; CANEDO, L. S.; Alves, M.E.G.; "Experiência com sistema de monitoração de transformadores de potência na Usina Nuclear de Angra 1 - Estudo de Caso" In: XXVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2022, Rio de Janeiro. Anais do XXVI SNPTEE, 2022. v. XXVI.