

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO - GSE

INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL PARA PROGRAMAÇÃO DE MANUTENÇÃO COM OTIMIZAÇÃO DE INDICADORES - ESTUDO DE CASO

**MURILO MARQUES PINTO(1);RICARDO VERGNE DIAS(2);FREDERICO DOURADO DA SILVA(2);MÁRIO JORGE RIBEIRO JÚNIOR(2);GABRIEL DE SOUZA(1);MARCOS EDUARDO GUERRA ALVES(1);RAFAEL PRUX FEHLBERG(1);DANIEL CARRIJO POLONIO ARAUJO(1);CATIA PEDROSA URAS(1);GILBERTO AMORIM MOURA(1);IONY PATRIOTA DE SIQUEIRA(3);ARTHUR FRANKLIM MARQUES DE CAMPOS(2);ROGÉRIO ANDRADE FLAUZINO(1)
RADICE TECNOLOGIA(1);NEOENERGIA DISTRIBUIÇÃO BRASÍLIA(2);TECNIX ENGENHARIA E ARQUITETURA LTDA.(3)**

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma modelagem do problema da programação da manutenção de subestações, levando em conta Risco, Custo e Desempenho. Uma função de custo foi definida de modo a considerar esses três fatores e suas particularidades relacionadas ao contexto do setor elétrico nacional. A definição do melhor momento de intervenção é obtida então através de um processo de otimização multi critérios realizados por técnicas de Inteligência Artificial. O projeto contou também com a instalação de um piloto de monitoramento online, que abrangeu 3 subestações. Esse piloto detectou um caso real de defeito em uma bucha de 138 kV durante o projeto.

PALAVRAS-CHAVE

Gestão de Ativos, Gestão da Manutenção, Subestação, Otimização, Inteligência Artificial

1.0 INTRODUÇÃO

Os equipamentos de alta tensão, tais como transformadores de potência, reatores, disjuntores, transformadores de instrumentos, chaves seccionadoras e equipamentos de alta tensão congêneres e outros, são largamente utilizados em sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de média, alta e extra alta tensão, desempenhando funções essenciais para garantir a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Com isso, a segurança da geração, transmissão e distribuição de energia depende diretamente da confiabilidade e da disponibilidade desses equipamentos e de seu bom estado de uso. A ocorrência de falhas em equipamentos desta natureza pode acarretar desde a falta de energia elétrica em um bairro, cidade ou região, até desligamentos em cascata, que culminam em um “apagão” ou “blackout” de todo um estado ou país. (1)

Além disso, a regulamentação do setor de energia elétrica prevê, na maioria dos países, pesadas penalidades financeiras para as concessionárias de energia elétrica, em especial as de transmissão, em caso de desligamento de um equipamento, em geral com penalidades ainda mais elevadas em caso de desligamentos intempestivos, como ocorre quando um defeito do equipamento leva a uma falha. Também no caso de distribuidoras, o desligamento inesperado de equipamentos pode impactar a qualidade do serviço prestado e indicadores de frequência e continuidade (DEC e FEC), e no caso de indústrias eletrointensivas pode acarretar reduções ou paradas de produção, com grandes prejuízos financeiros.

Além destes fatores externos citados, as concessionárias de energia ainda enfrentam diversos desafios internos ligados à gestão e manutenção destes ativos, tais como, reduções de recursos para manutenção, perda de mão de obra especializada - tanto pela redução do quadro efetivo quanto pela aposentadoria de pessoal altamente especializado, necessidade de redução de custos e modicidade tarifária, requisitos estritos de confiabilidade e disponibilidade dos ativos, base de ativos grande e com idade média elevada e altos custos em caso de falhas. Somado a tudo isso, ainda existe uma crescente demanda por lucratividade, fator que dificulta, ainda mais, o equilíbrio da balança entre confiabilidade e custos.

Dentro deste cenário, um planejamento ótimo para o programa de manutenção tem se tornado uma disciplina cada vez mais essencial (2, 3), uma vez que, executar poucas manutenções pode causar diversos tipos de danos de ordem estrutural, financeira e humana. Por outro lado, realizar mais manutenções que o necessário pode levar a custos exagerados, que podem inviabilizar o negócio. Em geral, à medida que se aumentam os gastos com manutenção, diminui-se o risco de falhas. Porém, a partir de determinado ponto, os custos de manutenção passam a ser maiores do que os custos das falhas em si. Desse modo, deve ser encontrado um equilíbrio entre os custos das manutenções e o risco de falha dos equipamentos (4, 5).

Diante do exposto, o objetivo do projeto foi o desenvolvimento de uma Metodologia inovadora, dotada de algoritmos de Inteligência Computacional, como Algoritmos Evolutivos, entre outros, embarcada em um Software Inteligente capaz de otimizar e automatizar os processos envolvidos com o planejamento e programação do agendamento das ordens de serviço de manutenção de equipamentos de alta tensão de subestações, visando obter o máximo retorno da função dos ativos simultaneamente à redução dos custos de O&M (operação e manutenção), aumentos de confiabilidade, disponibilidade e segurança e atendimento às exigências regulatórias, tendo como base o cenário da gestão da manutenção no atual modelo do setor elétrico brasileiro.

Adicionalmente, o projeto contou com a instalação de um piloto de monitoramento online, que abrangeu 3 (três) subestações. Esse piloto detectou um caso real de defeito em uma bucha de 138 kV durante o desenvolvimento deste projeto. A bucha apresentou o modo de falha tangente delta elevada, detectado pelo sistema de monitoramento online de buchas e comprovado por um ensaio offline.

Este trabalho apresenta os principais resultados do projeto de PD-05160-1804/2018 – Metodologia Multicritérios e Software Inteligente Para Planejamento Otimizado de Manutenção, proposto e financiado pela Neoenergia Distribuição Brasília e regulamentado pelo Programa ANEEL de “Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico”.

2.0 METODOLOGIA MULTICRITÉRIOS PARA PLANEJAMENTO OTIMIZADO DE MANUTENÇÃO

Para alcançar os objetivos propostos no projeto, foi desenvolvida uma Metodologia Multicritérios para Planejamento Otimizado de Manutenção (6). A metodologia desenvolvida realiza o processo mostrado na Figura 1, o qual contempla diversas etapas de processamento que, tomadas em conjunto, constituem um algoritmo inédito que otimiza e automatiza os processos do planejamento e programação da manutenção, considerando diversos fatores, como o estado do equipamento, a importância relativa do equipamento para a concessionária e para o SIN, os conceitos mais atuais sobre Gestão de Ativos e Gestão de Manutenção e a disponibilidade de recursos do agente, tanto recursos materiais como humanos.

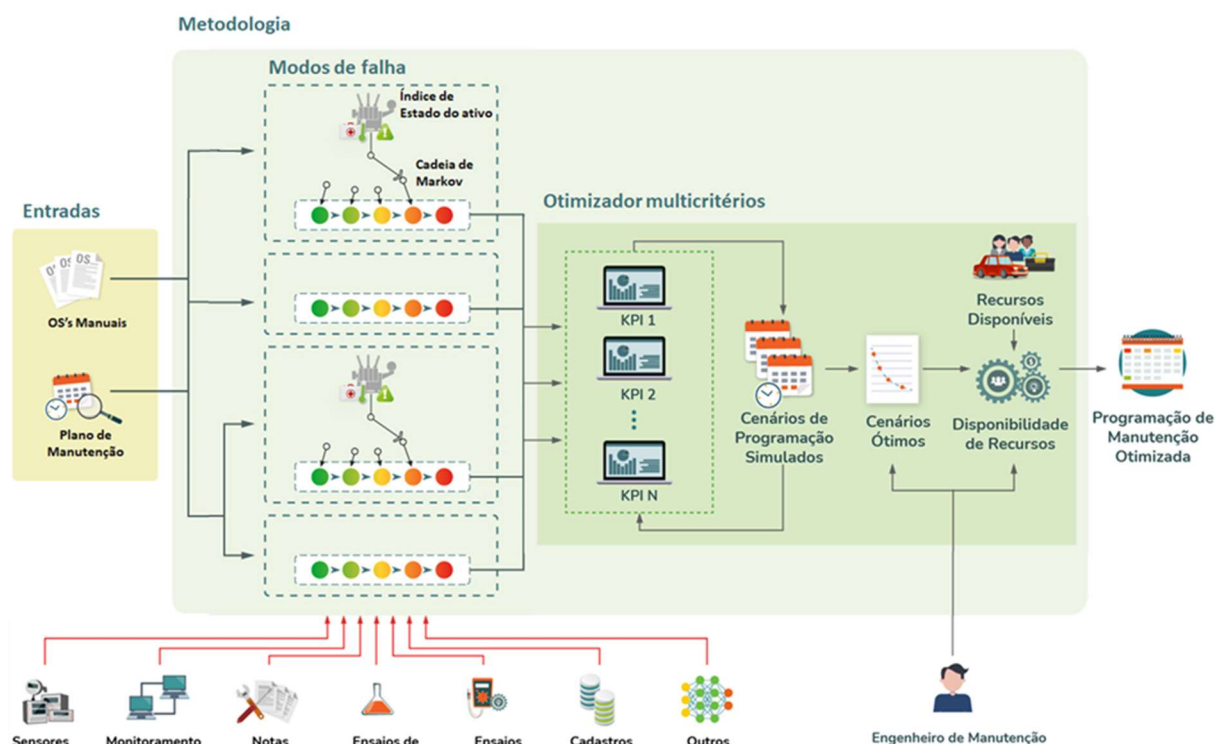


Figura 1 – Processo realizado pela Metodologia Multicritérios

A Metodologia desenvolvida estima as Datas Ótimas para realização de manutenções utilizando como Entradas as ordens de serviço que compõem o Plano de Manutenção previsto pelas concessionárias de energia elétrica para seus ativos de alta tensão e, as Ordens de Serviços geradas de forma manual pelas equipes de manutenção e gestão de ativos e que não compõem o Plano de Manutenção.

Para cada OS, são definidos seus Modos de Falha relacionados, podendo possuir um ou mais de um Modos de Falha associados. Além disso, duas ou mais OS diferentes podem ser usadas para o(s) mesmo(s) Modo de Falha. Na aplicação experimental da metodologia, foi definido para as OS com atividade de Cromatografia Gasosa, por exemplo, Descarga Elétrica e Falha Térmica como possíveis Modos de Falha (7).

Na sequência, é definida uma Cadeia de Markov para cada Modo de Falha. A Cadeia de Markov deve, necessariamente, possuir:

- o primeiro estado como Normal - quando não é possível detectar o início de ocorrência de uma falha;
- pelo menos um estado de Defeito intermediário, porém, não se limitando a um - quando é possível identificar danos ao ativo, porém esse ainda é capaz de desempenhar suas funções de maneira adequada;
- o último estado como Falha - quando o ativo não desempenha sua função dentro dos limites do projeto de maneira adequada.

Com as Cadeias de Markov definidas, o próximo passo da metodologia é avaliar o estado dos equipamentos de alta tensão e definir em qual estado da Cadeia de Markov o equipamento se encontra, para cada Modo de Falha.

Uma das formas possíveis para realizar essa avaliação é através da utilização de um Índice de Estado. Para isso utiliza-se informações de diversas fontes como: sensores, monitoramento online, notas técnicas, ensaios de rotina, ensaios especiais, dados de cadastro e outros. Existem diversas metodologias de Índice de Estado (8, 9, 10), porém para a aplicação da Metodologia desenvolvida neste projeto não importa como o cálculo do Índice de Estado é realizado, desde que as seguintes condições sejam mantidas:

- 1) Deve possuir apenas um valor de índice de estado indicativo de estado normal;
- 2) Deve possuir valores de índices de estado para os diversos estados de defeito;
- 3) Cada nível do índice de estado deve possuir significado definido, sem duplicidade.

Uma vez selecionada a metodologia de avaliação que será utilizada, sendo ela uma Metodologia de Índice de Estado ou outra que se aplique, deve-se atribuir as faixas de valores que serão representativos de cada estado da cadeia de Markov. Para a avaliação do Modo de Falha Descargas Elétricas e indicação de seus respectivos estados correspondentes na Cadeia de Markov, foi utilizado na Aplicação Experimental da metodologia as seguintes regras:

- Equipamentos com Descargas Parciais serão considerados como estando no estado Defeito 1;
- Equipamentos com Descargas de Baixa Energia serão considerados como estando no estado Defeito 2;
- Descargas de Alta Energia serão considerados como estando no estado Defeito 3.

Assim, a Cadeia de Markov que representa esse Modo de Falha deve possuir 3 estados de Defeito, como a apresentada na Figura 2.



Figura 2 – Exemplo de Diagrama de Markov com 3 estados de Defeito

Os estados dos equipamentos são utilizados como entradas para o Otimizador Multicritérios, que irá definir e calcular os Indicadores de Desempenho, como, por exemplo, Indicador de Custo, Desempenho, Disponibilidade, Indicadores Coletivos de Continuidade, entre outros, para cada Plano de Manutenção de um Conjunto de Plano de Manutenção Simulado, considerando o cronograma da manutenção, a disponibilidade das equipes, a disponibilidade de recursos materiais, a localização dos ativos versus localização das equipes e recursos, entre outros fatores que possam impactar nos Indicadores de Desempenho selecionados.

O Otimizador Multicritérios seleciona os cenários com as melhores combinações para o conjunto de Indicadores de Desempenho utilizados, formando uma Fronteira de Pareto dos indicadores ótimos. Os eixos da Fronteira de Pareto são os indicadores avaliados pela metodologia, podendo ser, por exemplo, Custo e Confiabilidade.

Na Figura 3 é apresentado um exemplo de Fronteira de Pareto genérica, onde é possível notar as soluções ótimas que compõem a fronteira e as soluções não-ótimas dispersas no gráfico.

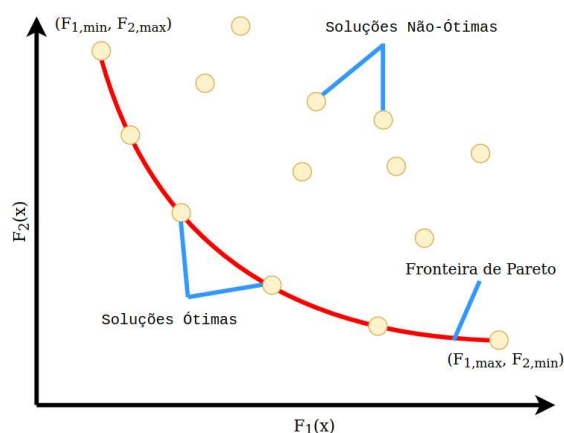


Figura 3 – Exemplo de Fronteira de Pareto

Como é possível perceber, todas as soluções que se encontram sob a fronteira de Pareto são ótimas, no sentido que não se consegue melhorar um objetivo sem prejudicar outro. Todas as soluções fora da fronteira de Pareto não são ótimas.

Com as informações disponibilizadas pelo software, o Engenheiro de Manutenção responsável seleciona o cenário na Fronteira de Pareto que melhor se adequa aos objetivos organizacionais da empresa ou então indica limites para seleção automática desse cenário ótimo. O Engenheiro de Manutenção também informa ao software os recursos disponíveis pelo agente.

Com isso, o Otimizador, e a Metodologia, apresentam como saída um Programa de Manutenção Otimizado com as melhores datas para realização de manutenções nos equipamentos segundo os objetivos organizacionais do grupo e os recursos disponíveis.

3.0 SOFTWARE INTELIGENTE PARA PLANEJAMENTO OTIMIZADO DE MANUTENÇÃO

Além do Programa de Manutenção Otimizado, a interface do Software disponibiliza algumas informações e indicadores de desempenho que podem ser utilizados para comparar os diversos cenários de otimização encontrados pelo Otimizador Multicritérios.

Na Figura 4, é apresentada duas Fronteiras de Pareto disponibilizadas na interface do Software para os indicadores Custo e Indisponibilidade, sendo a primeira de um conjunto de OS e a segunda de uma OS individual. As OS e os valores dos indicadores apresentados na Figura são fictícios.

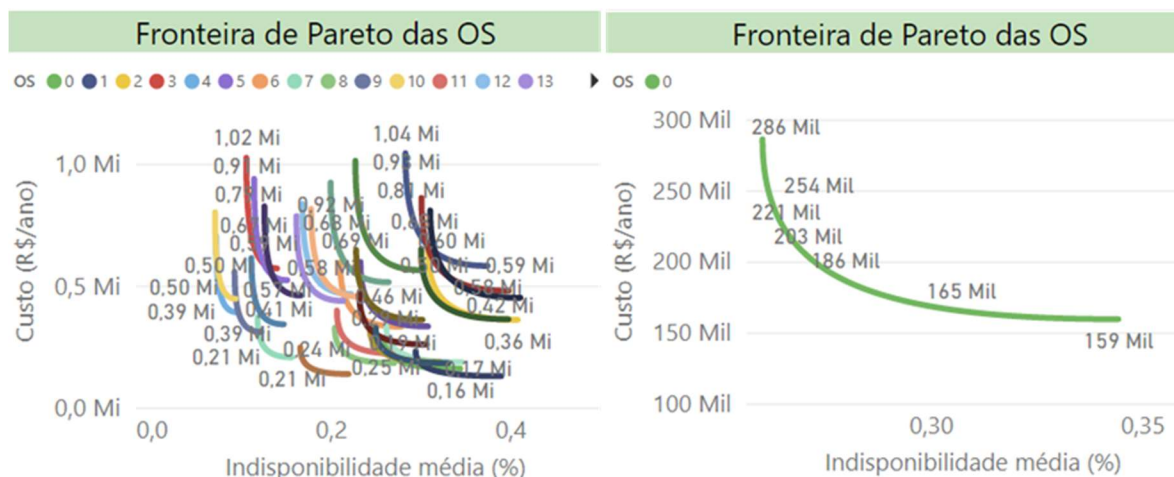


Figura 4 - Interface do software inteligente demonstrando a Fronteira de Pareto de um conjunto de OS e a Fronteira de Pareto de uma OS selecionada (os valores mostrados são fictícios)

O software também apresenta um comparativo entre o cenário original de manutenção e gestão de ativos da concessionária e o cenário otimizado pela metodologia, como apresentado com valores fictícios na Figura 5.

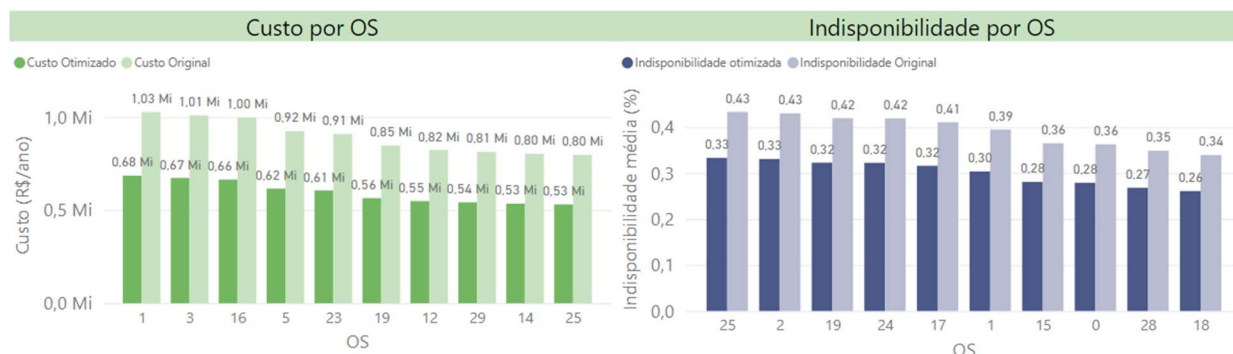


Figura 5 - Interface do software inteligente demonstrando os gráficos comparativos entre cenário original e cenário otimizado de custo e indisponibilidade por OS (os valores mostrados são fictícios).

Além do supracitado, o software também apresenta um resumo das ordens de serviço e do estado dos equipamentos e os custos por atividade, como mostrado utilizando valores fictícios nas Figura 6 e Figura 7 respectivamente.

Resumo OS				Resumo Equipamento				
OS	Custo (R\$/ano)	Indisp. média (%)	Ativ.	Equip.	OS	Custo (R\$/ano)	Indisp. média (%)	Ativ.
0	187.751,74	0,28	Termovisão	0	9	376.915,02	0,21	FP
1	684.722,24	0,30	FP	1	9	507.057,33	0,21	DGA
2	424.480,52	0,33	FP	2	5	475.011,02	0,23	DGA
3	672.600,31	0,11	FP	3	7	361.934,69	0,28	DGA

Figura 6 - Interface do software demonstrando as tabelas de resumo das ordens de serviço e do estado dos equipamentos (os valores mostrados são fictícios).



Figura 7 - Interface do software demonstrando o custo de cada atividade a ser realizada em R\$/hora e em R\$/ano (os valores mostrados são fictícios).

4.0 PILOTO DE MONITORAMENTO ONLINE

Adicionalmente a metodologia, o projeto contou com a instalação de um Piloto de Monitoramento Online em 3 (três) subestações do agente. O piloto foi composto pela instalação de monitoramento online em 4 equipamentos, sendo:

- 1 (um) transformador com comutador;
- 1 (um) transformador sem comutador;
- 1 (um) disjuntor;
- e 1 (uma) chave seccionadora.

Em ambos os transformadores, foram instalados monitores de temperatura e regulação de tensão, gás e umidade no óleo isolante, integridade da bolsa de borracha. Além disso, para o transformador com comutador, foram instalados também monitores de capacitância e tangente delta das buchas e torque do comutador (11, 12, 13).

O Piloto de Monitoramento Online já apresentou um caso de sucesso, onde no dia 10 de dezembro de 2020 o Monitor de Buchas instalado indicou o Alarme de Tangente Delta. Foram realizados ensaios na bucha e foi constatado que realmente estava com valores alterados de tangente delta. Com isso, a bucha foi substituída, evitando que o defeito evoluísse para falha com possível explosão e incêndio.

Na Figura 8, são apresentados os valores de Tangente Delta indicados pelo monitoramento online no momento do alarme.



Figura 8 - Alarme pelo Monitoramento Online de Tangente Delta

5.0 CONCLUSÕES

Foram desenvolvidas neste projeto uma metodologia multicritérios e um software inteligente, com os objetivos principais de:

- otimizar e automatizar os processos do planejamento e programação da manutenção, considerando diversos fatores, como: o estado do equipamento, a importância relativa do equipamento para a concessionária e para o sistema elétrico, os conceitos mais atuais sobre Gestão de Ativos e Gestão de Manutenção e a disponibilidade de recursos do agente (tanto recursos materiais como humanos);
- contribuir para garantir uma distribuição de energia elétrica mais confiável, melhorar a qualidade do atendimento aos clientes, reduzir interrupções e desligamentos no fornecimento de energia, diminuir as indisponibilidades não-programadas no sistema, reduzir o número de desligamentos para execução de serviços de manutenção e ajudar a manter os indicadores de desempenho da distribuidora em níveis de excelência.

A ideia de se desenvolver uma metodologia de otimização do planejamento e programação de manutenção nova e mais abrangente veio a partir da constatação (na fase de concepção do projeto) das limitações das metodologias já existentes e seus possíveis impactos nesse projeto. Para tanto, a equipe de pesquisadores especialistas, oriundos das áreas de projeto, fabricação, reparos, manutenção, operação, gestão de ativos, diagnóstico e monitoramento on-line de transformadores e reatores, se empenhou em listar todas os requisitos para que a metodologia desenvolvida realmente atendesse às necessidades das áreas de manutenção e gestão de ativos. Nesse contexto, baseados nos estudos realizados além de suas experiências como especialistas na área, foi desenvolvida uma nova metodologia, que considera:

- Condição dos Equipamentos: levando em conta as informações online de estado dos ativos, provenientes de sensores e sistemas de monitoramento on-line, ensaios de campo, histórico de defeitos e registros de manutenções, dentre outros;
- Importância Relativa: grau de criticidade de cada equipamento para o sistema elétrico e para a concessionária;
- Conceitos de Gestão de Ativos em consonância com a ISO 55001-2014 e a BSI PAS 55 (2004), à luz da Manutenção Centrada na Confiabilidade (RCM);
- Disponibilidade de Recursos: disponibilidade e capacidade de intervenção das equipes de manutenção e disponibilidade dos recursos (veículos, ferramentas especiais etc.).

Vale salientar que todas essas características garantem que a metodologia possa ser aplicada em qualquer empresa e em qualquer tipo de equipamento.

A partir dos dados de aplicação experimental da metodologia e do software desenvolvidos, foi possível estimar que a implantação em larga escala dessas ferramentas na concessionária trará ganhos significativos de custo, risco e desempenho, contribuindo assim para a extração do máximo valor do parque de ativos de alta tensão.

Além disso, o projeto contou também com a instalação de um piloto de monitoramento online, que abrangeu 3 (três) subestações. Esse piloto detectou um caso real de defeito em uma bucha de 138 kV durante o desenvolvimento deste projeto. A bucha apresentou o modo de falha tangente delta elevada, detectado pelo sistema de monitoramento online de buchas e comprovado por um ensaio offline. Com isso, a bucha foi substituída, evitando que o defeito evoluísse para falha com possível explosão e incêndio.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BROWN, R. E., HUMPHREY, B. G. Asset management for transmission and distribution. IEEE power and energy magazine, v. 3, n. 3, p. 39-45, 2005.
- (2) DE SIQUEIRA, I. P. Manutenção centrada na confiabilidade: manual de implementação. Qualitymark, 2005.
- (3) MOUBRAY, J. Reliability-centered maintenance. Industrial Press Inc., 2001.
- (4) POYRAZOGLU, G., OH, H. Co-optimization of transmission maintenance scheduling and production cost minimization. Energies, v. 12, n. 15, p. 2931, 2019.
- (5) MUKERJI, R. et al. Power plant maintenance scheduling: optimizing economics and reliability. IEEE Transactions on Power Systems, v. 6, n. 2, p. 476-483, 1991.
- (6) CAMPOS, A. F. M. *et al.* Aplicação de Modelos para Definição da Data de Realização de Atividades de Manutenção. Brasil
- (7) LOPES, S. M. A., FLAUZINO, R. A., ALTAFIM, R. A. C., Incipient fault diagnosis in power transformers by data-driven models with over-sampled dataset. Electric Power Systems Research, v. 201, p. 107519, 2021.
- (8) ALVES, M. E. G. et al. Desenvolvimento de Metodologias Multicritérios para criar Escala de Hierarquização de Transformadores e de Reatores, para Monitoramento on-line, Suportadas por Software Experimental. In: Congresso Brasileiro de Manutenção e Gestão de Ativos, 34., 2019, Vitória
- (9) ALVES, M. E. G. et al. Metodologia para Determinação de Índice de Estado (Health Index) de Transformadores e Reatores - Estudo de Caso. SNPTTEE, 2019, Brasil, Belo Horizonte - MG.
- (10) ALVES, M. E. G. et al. Health Index and Hierarchizing Scale Methodologies for Prioritizing On-line Monitoring of Power Transformers and Reactors in the Brazilian Transmission Grid. CIGRE SESSION 2020, França, Paris
- (11) SIMÕES, A. J. M., ALVES, M. E. G. et al. Integração de Monitoração On-line nas Rotinas da Engenharia de Manutenção. SNPTTEE 2017, Brasil, Curitiba - PR
- (12) SANTOS, D. P., ALVES, M. E. G., MOURA, G. Experiência com a implantação de um centro nacional de gestão inteligente de ativos no Paraguai. SNPTTEE, 2015, Brasil, Foz do Iguaçu - PR
- (13) SANTOS, C., SANTOS, D. P., ALVES, M. E. G., Sensoriamento inteligente de transformadores para integração a sistemas de gestão. SNPTTEE, 2015, Brasil, Foz do Iguaçu - PR

DADOS BIOGRÁFICOS



Murilo Marques é graduado em Engenharia Eletrônica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) e cursando mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2021). Atualmente trabalha na Radice Tecnologia. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica/Eletrônica, nas áreas de programação, Data Science, inteligência artificial, processamento digital de sinais, projetos de circuitos eletrônicos, diagnóstico de falhas e sistemas de potência.

(2) RICARDO VERGNE DIAS
Engenheiro Eletricista, desde 2010, pela Universidade de Brasília. MBA em gestão de negócios pela Fundação Getúlio Vargas. Gerente de planejamento de sistema de energia e Gerente de Planejamento e Confiabilidade, desde 2012. Gerente multifuncional qualificado, com experiência em cargos de Engenharia de Planejamento, Qualidade, Confiabilidade, Automação e Manutenção no setor de concessionárias de energia.

(3) FREDERICO DOURADO DA SILVA
É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás (UFG) com foco em sistemas de energia elétrica. Realizou aperfeiçoamento em Regulação do Setor Elétrico pelo Centro Universitário de Brasília (UniCEUB). É engenheiro eletricista da CEB Distribuição desde 2011. Neste período, atuou por quase seis anos no planejamento elétrico da distribuidora e é, desde 2017, gerente de manutenção de subestações. Os focos de estudos são os sistemas de energia elétrica, métodos de manutenção otimizados para equipamentos de subestações utilizando os conceitos de manutenção por condição e técnicas de Machine Learning.

(4) MÁRIO JORGE RIBEIRO JÚNIOR
Engenheiro Eletricista com Pós Graduação em Engenharia e Segurança do Trabalho e Eletrotécnico. Ampla experiência em manutenção de redes subterrâneas com grande conhecimento em operação e manutenção de Protetores de Redes (Sistema Spot). Gestor e responsável técnico pelo projeto de recuperação da Linha de Distribuição subterrânea de 138kV que interliga SE Riacho Fundo x SE Hípica. Gestor e responsável técnico pelo projeto de recuperação do trecho subterrâneo de 138kV de interligação do Transformador T-2 ao Módulo Compacto (Subestação isolada em SF6 - GIS), da Subestação Estádio Nacional. Gestor do contrato de reforma civil e retrofit de 237 estações transformadoras.

(5) GABRIEL DE SOUZA
Graduado com Honra ao Mérito em Engenharia Eletrônica e Mestre em Engenharia Elétrica pela UNIFEI. Doutorando em Sistemas Inteligentes pela EESC-USP.

(6) MARCOS EDUARDO GUERRA ALVES
Marcos Alves é Doutor em Ciências desde 2013 pela USP/IEE, Mestre em Ciências (2005) pela USP/Polí e Engenheiro Eletricista pela USJT (2001). É Diretor de P&D na Radice Tecnologia, onde supervisiona projetos de PD&I, e Diretor de Tecnologia na Tretech Tecnologia, onde atua desde 1992. É especializado em sistemas de sensoramento, diagnóstico e prognóstico de estado e gestão de equipamentos de alta tensão. Tem larga experiência em sensores eletrônicos inteligentes (IEDs) e sistemas de monitoramento on-line, gestão de manutenção e gestão de ativos. É membro do IEEE/PES desde 2007 e do Cigré desde 2001.

(7) RAFAEL PRUX FEHLBERG
Mestrando em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, possui graduação em Engenharia de Controle e Automação pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (2003) e MBA em Gerenciamento de Projetos pela Unilasalle Canoas (2016). Atualmente é Engenheiro Eletricista Senior na Tretech Sistemas Digitais e Gestor de Projetos pela Radice Tecnologia. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em subestações de energia, transformadores de potência, disjuntores e seccionadores. Também possui experiência com gestão de projetos e certificação PMP.

(8) DANIEL CARRIJO POLONIO ARAUJO
Graduado em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (2006), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (2008) e Doutorado na Universidade de São Paulo (2021), na área de Sistemas Dinâmicos. É Diretor de Engenharia / PD&I na Tretech e Pesquisador Especialista na Radice. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, ênfase em Máquinas Elétricas e Dispositivos de Potência e Alta Tensão, atuando nos temas: Monitoração Online, Sensoriamento Remoto, Subestações, Técnicas e Metodologias de Manutenção para Equipamentos de Alta Tensão, Transformadores e Reatores, Buchas Condensivas, Inteligência Computacional, Sistemas Inteligentes, Processamento Digital de Sinais.

(9) CATIA PEDROSA URAS

Possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica pela Faculdade de Engenharia de São Paulo – FESP, Mestrado em Administração pelo Instituto COPPEAD / Universidade Federal do Rio de Janeiro UFRJ, especialização como Operadora de Mercado Financeiro, pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, FEAUSP, São Paulo, Brasil. Tem experiência na área de desenvolvimento de produtos, com ênfase em Engenharia da Confiabilidade, análise de estratégias corporativas e processos, gestão e supervisão dos procedimentos operacionais, contratos jurídicos e de propriedade intelectual e industrial.

(10) GILBERTO AMORIM MOURA

Electrotécnico pela Escola Técnica Federal e matemático pela Univ. Federal do Espírito Santo (UFES-1998), complementou a formação com estudos de Proteção de Sistemas Elétricos de Potência pela UNIFEI (CEPSE-2010) e Negócios Internacionais pela USP-SP (FIA 2007). Colaborador da Tretech e Pesquisador da Radice Tecnologia, com 20 anos de trabalhos no setor elétrico, participou em importantes projetos de sistemas de gestão e diagnóstico on-line de ativos de subestações elétricas nas Américas, Portugal e Rússia. Participa no Comitê de Transformadores A2 do Cigré, com vários artigos publicados sobre modernização de subestações e ativos de alta tensão, como transformadores, reatores, disjuntores e seccionadores de AT.

(11) ROGÉRIO ANDRADE FLAUZINO

Graduado em Engenharia Elétrica pela UNESP/Bauru, mestrado em Engenharia Industrial pela UNESP/Bauru, doutorado em Engenharia Elétrica pela USP/EESC e Livre-Docente pela USP/EESC desde 2014. É revisor do Journal of Control, Automation and Electrical Systems, IEEE Transaction on Power Delivery, IEEE Transaction on Power Systems, Electric Power Systems Research, International Journal of Electrical Power & Energy Systems e Applied Soft Computing. Atua também como Pesquisador pela Radice Tecnologia. As áreas de atuação se concentram em Sistemas Elétricos de Potência e Sistemas Inteligentes e os desenvolvimentos são direcionadas às redes inteligentes, estudo de sistemas de armazenamento de energia e gestão de ativos em sistemas elétricos.

(12) IONY PATRIOTA DE SIQUEIRA

Iony Patriota de Siqueira possui doutorado (Prêmio Brasil) e graduação em Engenharia Elétrica, Mestrado (com honras) em Pesquisa Operacional, e MBA em Sistemas de Informação. CIGRE Fellow e IEEE Member. Honorary Member, Distinguished Member, Strategic Advisor e past-Chairman of Study Committee B5 do CIGRE, membro brasileiro da TC 57 da IEC, presidente da Comissão de Estudos da ABNT sobre Gestão de Sistemas de Energia e Intercâmbio de Informações. Autor de quatro livros. Convenor dos Grupos B5.32, B5.64 e TF B5.01 do CIGRE. Membro Permanente da Academia Nacional de Engenharia, Presidente da Tecnix Engenharia e Arquitetura, Diretor Técnico do CIGRE-Brasil. Atua também como Pesquisador pela Radice Tecnologia.

(13) ARTHUR FRANKLIM MARQUES DE CAMPOS

Possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Atualmente é Superintendente de Manutenção do Sistema na Companhia Energética de Brasília, sendo responsável pela manutenção de todo o sistema elétrico de Brasília. Envolvendo manutenção em linhas e redes de distribuição aéreas e subterrâneas, subestações de distribuição, estações transformadoras e oficina eletromecânica. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, passando pelas áreas de planejamento elétrico, manutenção de linhas e redes de distribuição e manutenção de Subestações. Atualmente está cursando MBA em Gerenciamento de Projetos pela FGV.