

UNIVERSIDADE SANTA CECÍLIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
MESTRADO EM ENGENHARIA MECÂNICA

FABIO LOURENÇO

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA ESPECIALISTA PARA GESTÃO DE
ATIVOS EM CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA COM USO DE
LÓGICA PARACONSISTENTE ANOTADA**

SANTOS/SP

2024

FABIO LOURENÇO

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA ESPECIALISTA PARA GESTÃO DE
ATIVOS EM CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA COM USO DE
LÓGICA PARACONSISTENTE ANOTADA**

Dissertação apresentada à
Universidade Santa Cecília como
parte dos requisitos para obtenção de
título de mestre no Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Mecânica,
sob orientação do Prof. Dr. João
Inácio da Silva Filho

SANTOS/SP

2024

Autorizo a reprodução parcial ou total deste trabalho, por qualquer que seja o processo, exclusivamente para fins acadêmicos e científicos.

511.31 Lourenço, Fabio.
L934d DESENVOLVIMENTO DE SISTEMA ESPECIALISTA PARA GESTÃO DE ATIVOS EM CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA COM USO DE LÓGICA PARACONSISTENTE ANOTADA / FABIO LOURENÇO.2024.
80fls.
Orientador: Prof. Dr. João Inácio Da Silva Filho
Dissertação (Mestrado) - Universidade Santa Cecília, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Santos, SP, 2024.
1. Gestão de ativos. 2. Sistema especialista. 3. Lógica Paraconsistente Anotada 4. Transformadores de potência. 5. Concessionárias de energia elétrica
I. Da Silva Filho, J.I.
III. Desenvolvimento de sistema especialista para gestão de ativos em concessionárias de energia elétrica com uso de Lógica Paraconsistente Anotada

Elaborada pelo SIBi – Sistema Integrado de Bibliotecas – Unisanta

*Dedico este trabalho à minha família
e amigos, e a todos que cruzaram o
meu caminho iluminando cada passo
que eu viria a dar.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Spin Engenharia de Automação por ceder o software base sobre o qual foi desenvolvido este trabalho.

Agradeço à Universidade Santa Cecília pela bolsa parcial de estudos que permitiu a realização deste trabalho.

Agradeço a meu orientador João Inácio da Silva Filho pelo tempo despendido e boa vontade em qualquer situação em que se fez necessário.

*“A melhor maneira de prever o futuro
é criá-lo.”*

Peter Drucker

RESUMO

A imprevisibilidade das condições a que são submetidos ativos de grande porte em concessionárias de energia elétrica tais como transformadores de potência trazem enorme variabilidade na exploração da máxima vida útil destes equipamentos. Este trabalho combinou as melhores práticas normativas com algoritmos relacionados à Lógica Paraconsistente Anotada com Anotação de dois valores permitindo a criação de um Sistema Especialista que através de tratamento lógico de dados baseado nessa lógica não clássica fornece um índice de risco efetivo que faculta às empresas o desenvolvimento de procedimentos para proveito máximo desta vida útil. O *software* da estrutura computacional paraconsistente construída nesta pesquisa foi submetido a testes de possíveis combinações de falhas que podem ocorrer em empresas e concessionárias de energia, assim como testes com dados reais de falha ocorrida em concessionária de distribuição no Estado de São Paulo, e os resultados indicaram que a ferramenta apresenta com antecedência a presença de falha crítica que possa resultar na perda do ativo, e em caso de falhas menos graves a existência de problemas que podem não ser diagnosticados de outra forma, demonstrando o benefício que seu uso trará para as concessionárias e indústrias.

Palavras-Chave - Gestão de ativos. Sistema especialista. Lógica Paraconsistente Anotada. Transformadores de potência. Concessionárias de energia elétrica

ABSTRACT

The unpredictability of the conditions to which expensive assets such as power transformers in electrical energy companies are subjected bring enormous variability in the exploitation of the maximum useful life of this equipment. This work combined the best normative practices with algorithms related to Paraconsistent Annotated Logic with annotation of two Values, allowing the creation of an effective risk index that allows companies to develop procedures to utilize the most of this life cycle. The software have been tested for most of possible combinations of failures which may occur in power distribution companies, as well as tests with real data from failures that occurred at a distribution company in the State of São Paulo, and the results presented are that the software indicated in advance the presence of a critical failure which may result in loss of the asset, and in the case of less critical faults the existence of those faults that may not be detected by other means, demonstrating the benefit that its use will bring to power companies and industries.

Keywords - Asset management. Expert system. Paraconsistent Annotated Logic. Power transformers. Power companies.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Transformador de 40/60MVA isolado a óleo mineral de Guaianazes/São Paulo tipo ONAF com comutador de 17 posições.....	21
Figura 2. Representação do diagrama de blocos do método da equação diferencial de cálculo da temperatura de ponto mais quente conforme IEC 60076-7 e seus respectivos coeficientes.	27
Figura 3. Método de Doernenburg conforme IEEE C57.104.....	29
Figura 4. Triângulo 1 de Duval.	31
Figura 5. Representação gráfica no reticulado dos graus de certeza - Gc no eixo horizontal e contradição Gct no eixo vertical.	39
Figura 6. Algoritmo paraconsistente extrator de efeitos de contradição.	42
Figura 7. Rede de análise paraconsistente.	42
Figura 8. Entradas para o analítico de cálculo de risco efetivo via LPA2v.	43
Figura 9. Amostras de telas da plataforma Action.NET.....	47
Figura 10. Arquitetura física e virtual do <i>software</i>	48
Figura 11. Tela inicial com controle de acesso.	49
Figura 12. Tela de exibição do índice de risco dos ativos e alarmes.....	50
Figura 13. Tela principal do transformador com atalhos e módulo diagnóstico.	51
Figura 14. Tela de analíticos normativos e estatísticos.....	52
Figura 15. Tela de analíticos de gases dissolvidos em óleo. Em destaque, pentágono 1 de Duval.	53
Figura 16. Componentes do grupo G4 (Baixa contribuição) para o índice de risco efetivo.	54
Figura 17. Componentes do grupo G3 (Redução de vida útil) para o índice de risco efetivo.....	55
Figura 18. Componentes do grupo G2 (Insalubridade) para o índice de risco efetivo.	55
Figura 19. Componentes do grupo G1 (Falhas críticas com possível perda do ativo) para o índice de risco efetivo.	56
Figura 20. Passo a passo para calcular o índice de risco efetivo.	59
Figura 21. Obtenção do índice de risco efetivo a partir dos μ_r	60
Figura 22. Parametrização e código de cores do IRE.	61
Figura 23. IRE individual por falha.....	64

Figura 24. IRE uma semana antes da falha no transformador.	65
Figura 25. IRE uma hora antes da falha no transformador.	66
Figura 26. IRE no momento da descarga parcial e perda do ativo.	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Exemplo de tabela de carregamento máximo admissível para sistema de resfriamento ONAN, classe de elevação de temperatura 65°C e carga inicial a 50%.....	26
Tabela 2. Concentrações de gases dissolvidos conforme IEEE C57.104	29
Tabela 3. Parametrização dos lambdas conforme entrada.	56
Tabela 4. IRE obtido com e sem atuação de falhas de diferentes criticidades (Grupo).....	62

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1. Taxa de envelhecimento para papel convencional.....	24
Equação 2. Taxa de envelhecimento para papel termoestabilizado.....	24
Equação 3. Expectativa de vida do transformador.....	25
Equação 4. Termo de arrefecimento no cálculo de temperatura.....	33
Equação 5. Saturação relativa.....	35
Equação 6. Temperatura média de curto circuito para cabos de cobre.....	35
Equação 7. Temperatura média de curto circuito para cabos de alumínio	35
Equação 8. Temperatura de formação de bolhas por Oommen com a correção de Fessler.....	36
Equação 9. Umidade na celulose por Oommen com coeficientes de Piper.....	37
Equação 10. Variância.....	39
Equação 11. Peso das primeiras afirmações sobre o resultado final em uma rede de análise paraconsistente.....	44
Equação 12. Obtenção de μ através do λ correspondente.....	59
Equação 13. Cálculo do grau de certeza e contradição no primeiro NAP	59
Equação 14. Cálculo da distância de projeção no primeiro NAP.....	59
Equação 15. Cálculo do grau de evidência favorável real resultante do primeiro NAP.....	59
Equação 16. Cálculo do índice de risco efetivo em função de μ_r	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

27 – Alarme de subtensão conforme tabela ANSI
32 – Alarme de relé direcional de potência conforme tabela ANSI
50/51 – Alarme de sobre corrente instantânea e temporizada conforme tabela ANSI
59 – Alarme de sobre tensão conforme tabela ANSI
63 – Alarme de relé Buchholz conforme tabela ANSI
AGING – Analítico de envelhecimento relativo NBR 5356-7
ANOS REMAN – Analítico normativo de anos remanescentes via IEC 60076-7
BLOQ – Bloqueio do comutador
CARR MAX – Analítico de carga máxima admissível NBR 5416 anexo B
COM – Falha de comutação do OLTC
COROA – Falha da coroa do OLTC
DIF TEMP – Analítico diferencial entre temperatura calculada e medida
DIF VREF – Analítico de diferença entre tensão média e tensão de referência
DOERNENBURG – Analítico método de Doernenburg
DP – Grau de Polimerização
DUVAL – Analítico triângulo ou pentágono de Duval
EFF VENT – Analítico Eficiência da ventilação NBR 5356-7
FO – Alarme de relé de fluxo de óleo
GASES CHAVE – Analítico método dos gases chave IEEE C57-104
H2D – Variação de hidrogênio dissolvido diário
I REV – Falha de corrente reversa
MAN I2 – Alarme de manutenção pendente por somatória de corrente quadrada
MAN OP – Alarme de manutenção pendente por número de operações
NO – Alarme de nível de óleo
NOC – Alarme de nível de óleo do comutador
REG – Falha de regulação
ROGERS/IEC 60599 – Método de ROGERS substituído pela IEC 60599
SINAL – Falha de sinalização da posição de TAP do comutador
SR – Analítico de saturação relativa IEC 60450
TAP MAX – Falha de TAP máximo
TAP MIN – Falha de TAP mínimo
TCC – Temperatura de curto circuito
TE1A – Sobre temperatura de enrolamento 1
TE2A – Sobre temperatura de enrolamento 2
TE3A – Sobre temperatura de enrolamento 3
TEMP BORB – Analítico de temperatura de borbulhamento (Oommen)
TOA – Sobre temperatura de óleo
TPT – Analítico de contagem de TAP na semana
UMIDD CALC – Analítico de umidade de papel calculada (Oommen e Piper)
V NO LIM – Analítico de tensão no Limite (Prodist 8)
VAP – Alarme de válvula de alívio
VARIÂNCIA – Analítico estatístico da variância da tensão média

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}\text{C}$ – Grau centígrado
 θ_A – Temperatura ambiente
 θ_h – Temperatura de ponto mais quente (hot spot)
 θ_o – Temperatura de óleo
 A – Constante relativa ao tipo de papel e conteúdo de umidade ou Ampère (indicado in loco)
 DP_{end} – Grau de polimerização relativo ao final de vida útil do transformador
 DP_{start} – Grau de polimerização relativo ao transformador novo
 E_A – Constante relativa ao tipo de papel e conteúdo de umidade
 J – Densidade de corrente em A/m^2
 K – Carregamento do enrolamento
 K_{11}, K_{21}, K_{22} – Constantes do cálculo de temperaturas de ponto mais quente (hot spot)
 MM - Milhão
 MVA – Milhão de Volt Ampère
 V – Volt
 P_v – Pressão total de vapor d'água
 R – Constante universal dos gases ou fator de ensaio de carregamento (indicado in loco)
 x, y – Coeficientes relativos ao enrolamento no cálculo de temperatura de ponto mais quente (hot spot)
 W_e – Teor de umidade
 ζ_o, ζ_w – Constantes de tempo do cálculo de temperaturas de ponto mais quente (hot spot)
 μ – Grau de evidência favorável à proposição
 λ – Grau de evidência desfavorável à proposição
 C_p – Concentração percentual de água
 s^2 – Variância

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 Importância.....	16
1.2. Justificativa e Objetivo.....	18
1.3. Fundamentação Teórica	19
1.4 Entradas e analíticos	22
1.4.1 Alarmes.....	22
1.4.2 Algoritmo analítico envelhecimento relativo (<i>Aging</i>)	23
1.4.3 Algoritmo analítico de anos remanescentes IEC 60076-7 anexo A, IEEE C57.91 e NBR 5356.....	24
1.4.4 Algoritmo analítico carga máxima admissível NBR 5416 Anexo B...25	
1.4.5 Algoritmo analítico diferencial de temperatura medida e calculada ..26	
1.4.6 Algoritmo analítico diferencial de tensão média e de referência	28
1.4.7 Algoritmo analítico do método de Doernenburg.....	28
1.4.8 Algoritmo analítico dos triângulos e pentágonos de Duval.....	30
1.4.9 Algoritmo analítico da eficiência da ventilação	32
1.4.10 Algoritmo analítico do método dos gases chave.....	32
1.4.11 Algoritmo analítico da saturação relativa do óleo	33
1.4.12 Algoritmo analítico da temperatura de curto circuito.....	34
1.4.13 Algoritmo analítico da temperatura de borbulhamento	34
1.4.14 Algoritmo analítico de transição de posição de TAP	35
1.4.15 Algoritmo analítico da umidade de papel calculada.....	36
1.4.16 Algoritmo analítico da tensão no limite da regulamentação Aneel....	37
1.4.17 Algoritmo analítico da variância da tensão.....	37
1.5 Lógica Paraconsistente Anotada Com Anotação De 2 Valores	38
2. MATERIAIS E MÉTODOS	46
2.1 Materiais utilizados.....	46
2.2 Metodologia	53
2.2.1 Contribuições individuais para o índice de risco	54
2.2.2 Cálculo do índice de risco via LPA2v.....	57
3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	62
4. CONCLUSÃO	67
4.1 Trabalhos futuros	69
REFERÊNCIAS	70
ANEXOS	74
ANEXO A – Relação de normas técnicas utilizadas para o desenvolvimento de analíticos.....	74
ANEXO B – Graus de evidência utilizados para cada entrada.....	76
ANEXO C – Técnicas para gestão de riscos incluindo cálculo do índice de risco sugeridas por ABNT NBR ISO 31010	79

1. INTRODUÇÃO

As políticas de precificação dos órgãos governamentais acerca das tarifas de energia elétrica praticadas aos consumidores estão diretamente ligadas à vida útil dos ativos aos quais as concessionárias de energia elétrica detém concessão do poder público.

O princípio comercial é de que o órgão governamental concede o uso da infraestrutura do sistema elétrico, pelo qual a empresa concessionária paga uma contrapartida que leva em consideração o valor de faturamento da venda de energia aos clientes menos o custo de manutenção e operação do sistema (CPFL, 2023).

O custo de manutenção é diretamente proporcional ao valor gasto (reposição do equipamento, troca de peças, inspeções e revisões), dividido no prazo de sua vida útil, de forma que quanto maior é a expectativa de vida de cada ativo, menor é este custo mensal.

A partir desta premissa torna-se um desafio para as companhias maximizar cada vez mais o uso de seus ativos, e este trabalho visa fornecer uma ferramenta computacional que auxilie esta tarefa.

1.1 Importância

Os ativos imóveis mais caros de uma concessionária de Energia elétrica usualmente são os transformadores de potência. Principalmente empresas transmissoras e distribuidoras de energia elétrica necessitam deste ativo para elevar ou rebaixar o nível de tensão com o propósito de minimizar perdas ao longo da transmissão e subtransmissão.

Por transformar elevados potenciais em baixos potenciais aumentando o valor da corrente elétrica (ou o oposto), as distribuidoras acabam por ter uma dependência de dezenas e até centenas de milhares de consumidores em cada ativo, de forma que uma única falha crítica pode levar milhares de pessoas a ficar sem energia simultaneamente.

O custo de reposição de um transformador de potência depende de seu potencial, modelo e carga máxima, variando desde US\$200.000,00 para alguns

MVA, até US\$4.000.000,00 para uma centena de MVA, respeitando é claro as particularidades de cada companhia e acessórios.

A norma técnica por sua vez caracteriza a vida útil de um transformador como sendo a vida útil da isolação dos seus enrolamentos, que dependem do tipo de papel utilizado, *kraft* convencional ou termo estabilizado e sua temperatura média (IEEE, 2011).

De acordo com a norma, para uma temperatura média de 110 °C a vida útil de um transformador é de apenas 20,5 anos, o que para um transformador de US\$ 2 MM, representa um custo de reposição mensal de aproximadamente US\$ 8.000,00.

Por outro lado, se for mantida uma temperatura média 10 °C inferior, a taxa de vida remanescente é quase 3 vezes maior, enquanto para temperatura média 10 °C superior, a taxa de vida é quase 3 vezes menor.

Quanto mais quente, menor será a vida remanescente do equipamento. Assim, o custo de reposição mensal deste mesmo transformador pode variar de US\$ 2.600,00/mês até US\$24.000,00/mês, com apenas 10 °C de variação de temperatura.

Controlando parâmetros como temperatura e umidade é possível evitar a destruição precoce de transformadores, e se possível utilizá-los em período superior a 40 anos.

É difícil imaginar o tamanho deste impacto sem mencionar o tamanho das diferentes concessionárias existentes. Como exemplo, uma pequena distribuidora em Poços de Caldas possui 8 transformadores de potência, enquanto uma grande distribuidora na grande São Paulo chega a possuir 470 deles (DA SILVA, DA SILVA JÚNIOR, & BORGES, 2018), e este custo de reposição é proporcional, assim como é repassado aos consumidores.

1.2 Justificativa e Objetivo

Embora dependa de diversos fatores relativos à cada concessionária, em especial a idade do parque, o autor estima para a totalidade do país, com números obtidos junto às concessionárias de grande porte em diversas regiões do Brasil que a taxa de renovação de transformadores de grande porte de distribuição seja em média da ordem de 1% do parque (a checagem destes números pode ser feita diretamente com cada concessionária mas não pode ser exibida aqui por cláusulas de confidencialidade e violação da Lei Geral de Proteção de Dados por tratar de números ainda não divulgados em balanços oficiais).

A substituição destes ativos custou para as concessionárias milhões de reais que poderiam ter sido evitados se tivesse sido utilizada a totalidade da vida útil de cada equipamento.

Há de se lembrar que o crescimento desordenado das grandes cidades fez com que fossem violadas as boas práticas de utilizar apenas metade da carga de grandes subestações.

Desta forma em uma subestação com dois transformadores de potência de grande porte, em caso de perda de um destes ativos, o outro manteria o sistema, utilizando sua carga e a carga do outro transformador perdido até que a troca possa ser efetivada.

Com isso, frequentemente é possível ver que em caso de perda de grandes ativos, bairros inteiros ficam sem energia por longos períodos, assim como cidades em certos casos.

O objetivo deste trabalho foi desenvolver uma ferramenta computacional em plataforma proprietária que permita às equipes de engenharia, manutenção e operação das concessionárias geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica, assim como indústrias, revisar processos, identificar falhas com antecedência, e priorizar adequadamente através de um índice de risco efetivo, quais ativos estão em condição mais precária, evitando a perda, ou caso não seja possível, fornecer um panorama que permita a troca programada e não emergencial do equipamento.

Para alcançar este objetivo complexo, diversos objetivos menores foram traçados, como selecionar uma plataforma que conseguisse interagir com todos

os protocolos de comunicação de sistema elétrico para que o sistema pudesse receber as informações necessárias.

Outro objetivo secundário foi o desenvolvimento de telas que pudessem traduzir a informação para os operadores e funcionários dos corpos de engenharia e manutenção de forma clara, tornando mais rápido o processo.

Em uma concessionária de grande porte com centenas de transformadores, o fornecimento de diversas informações para cada equipamento traria a desvantagem de prover informações de forma escalada, ou seja, uma informação traria centenas de dados para serem absorvidos por minuto, duas inclusões trariam duas vezes mais informação e assim sucessivamente.

Com isso um objetivo secundário foi o *software* fornecer uma única informação ao usuário operador, para que este não perca tempo absorvendo informações, de forma a tornar mais efetivos os trabalhos da operação.

Ao mesmo tempo, o máximo de informação possível sobre o estado do equipamento foi disponibilizado para as equipes de manutenção e engenharia, para que possam diagnosticar eventuais problemas e planejar intervenções.

Diferentemente da operação, estes desejam o maior nível de detalhamento possível sobre o que possa estar acontecendo de maneira a aumentar sua assertividade sobre as ações a serem tomadas.

E o último objetivo foi que as informações possam ser veiculadas o mais rapidamente possível para que processos de operação e manutenção consigam ser desenvolvidos não apenas para falhas de evolução lenta, mas também para falhas de evolução rápida.

1.3 Fundamentação Teórica

Por definição, para ser efetivo um sistema especialista a ser desenvolvido deve contar com a maior quantidade de informações sob seu tema de especialidade, assim como analíticos disponíveis para profissionais de engenharia, a fim de que estes possam identificar erros de processos e comportamentos irregulares.

Analíticos é um termo derivado de inteligência analítica e se refere à análise de dados coletados com o propósito de responder questionamentos e testar ou refutar hipóteses, feita através de procedimentos para análise, técnicas de interpretação assim como todos os mecanismos e resultados matemáticos que se apliquem (TUKEY, 1962).

Ao mesmo tempo, profissionais de manutenção devem ter acesso a dados estatísticos, relatórios de manutenção, e monitoramento total em tempo real, incluindo analíticos que transformem as medições aquisitadas em informações relevantes de valor.

Atualmente não há uma uniformidade de técnica utilizada para resolver o problema proposto, de forma que cada empresa do setor energético procede utilizando as melhores habilidades de seu corpo de engenharia, investindo em treinamentos a fim de adquirir novas ferramentas que levem a uma redução de custo e aumento de produtividade, atribuindo o sucesso aos seus distintos profissionais.

Dentre as iniciativas no estado atual da arte que são encontradas no mercado podemos destacar o uso da ferramenta de termografia (DINIZ, 2013), aplicada atualmente em linhas de transmissão, isoladores, transformadores e outros ativos do setor.

Ferramentas digitais também têm sido implementadas em diversas frentes, seja para melhoria de visualização dos problemas e características do sistema através de *softwares* do tipo BIM (MOTA, 2017), seja através de técnicas de análise de dados via algum tipo de inteligência artificial ou modelo de aprendizado de máquina derivada de dados de medições (TREVISAM, 2023) ou de manutenção (SOUZA, 2020) e (COSTA, 2023).

Encontra-se ainda o uso de *software* para abordagens mais comerciais visando estabelecer competitividade estratégica (MENDES, 2021), e ainda com abordagens baseadas em estatísticas (PEREIRA, 2015) ou com técnicas de controle de qualidade (GISSONI, 2016).

A abordagem deste trabalho é generalista (aplica-se a todas as concessionárias e indústrias independente de particularidades), e combina as melhores técnicas existentes, somando-se a soluções especializadas para os desafios existentes encontrados.

O primeiro desafio enfrentado, no entanto, ocorre perante a operação, uma vez que as quantidades de informações fornecidas impactam diretamente na performance deste setor (PRINCE, WOLLENDERG, & BERTOIGNOLLI, 1989).

Em uma grande concessionária de Energia Elétrica, o setor de operação controla centenas de transformadores de potência, e a amostragem de cada informação adicionada e atualizada a cada minuto, o que representa centenas de informações a serem consumidas por minuto. O principal ativo alvo deste trabalho é o transformador de potência como mostrado na figura 1, já que seu valor é o mais expressivo em uma subestação, e embora não exista um modelo alvo, foi priorizado o ativo isolado a óleo, de 40 a 60MVA, por ser mais comum em quantidade nas distribuidoras, e possuir a maior quantidade de itens monitoráveis.



Figura 1. Transformador de 40/60MVA isolado a óleo mineral de Guaianazes/São Paulo tipo ONAF com comutador de 17 posições.

A forma encontrada para dirimir este dilema da quantidade de informação foi utilizar uma combinação de um algoritmo de classificação de tipo de aprendizado de máquina (transformadores só podem ter risco de vazamento de óleo se forem resfriados a óleo) com algoritmos que utilizam Lógica Paraconsistente Anotada com dois Valores para estabelecer um índice de risco, o que permite à operação lidar apenas com alarmes correntes, e uma única informação de cada transformador que leve em consideração todas as demais, enquanto as equipes de engenharia e manutenção possuem acesso às medições

em tempo real assim como todos os analíticos normativos que possam adicionar valor.

Especificamente o algoritmo de classificação seleciona quais analíticos contribuirão para o risco. A teoria é que a ventilação só ofereça risco se o transformador possuir ventiladores, ou que exista o risco de vazamento de óleo apenas se este transformador for isolado a óleo.

Uma vez selecionadas as entradas que contribuirão para o risco, estas são parametrizadas em duas grandezas, um grau de evidência favorável e um grau de evidência desfavorável à proposição “O ativo está insalubre”, que variam entre 0 e 1. Estas entradas são processadas no algoritmo analítico de Lógica Paraconsistente Anotada com 2 valores, retornando um índice de risco efetivo.

1.4 Entradas e analíticos

Para que o *software* permita ao corpo de engenharia e manutenção identificar desvios na condição ótima do transformador, restaurando o ativo à melhor situação, são monitorados alarmes oriundos de equipamentos de medição e IED, e algumas dessas medições são transformadas em analíticos (algoritmos especializados) que retornam um resultado que permita a estes profissionais tomar decisões mais acertadas quanto à operação e manutenção do equipamento.

1.4.1 Alarmes

Existem diversas medições que já caracterizam uma insalubridade do ativo automática, como é o caso dos alarmes provenientes de dispositivos de proteção e IED.

Nestes casos a falha já está automaticamente caracterizada, e o risco implicado está na possível perda do ativo. Muitas destas falhas, devido à sua criticidade, já desligam automaticamente o equipamento, como é o caso das falhas de relé Buchholz 63, relé de fluxo de óleo FO ou válvula de alívio VAP.

Em algumas, o *range* é importante, como é o caso dos alarmes de sobre temperatura, seja de óleo, seja de enrolamentos. Nestas, acima de certa temperatura (depende do modelo do transformador e tipo de óleo), o equipamento é desligado automaticamente, para medições intermediárias, um alarme de manutenção imediata é soado para receber atendimento.

1.4.2 Algoritmo analítico de envelhecimento relativo - *Aging*

O analítico envelhecimento relativo calcula uma taxa de envelhecimento conforme a temperatura medida no ponto mais quente. Ele depende do algoritmo de classificação, uma vez que a forma de calcular a taxa de envelhecimento varia conforme o tipo de papel, seja convencional ou termoestabilizado.

Na equação 1 da taxa de envelhecimento para papel convencional obtida a partir da NBR 5356-7 (capítulo 6, item 6.2), é calculada a taxa de envelhecimento V adimensional, e na equação 2 a taxa de envelhecimento para papel termoestabilizado, ambas em função da temperatura θ_h (°C).

$$V = 2^{\left[\frac{(\theta_h - 98)}{6}\right]} \quad (1)$$

$$V = e^{\left[\frac{15000}{110 + 273} - \frac{15000}{(\theta_h + 273)}\right]} \quad (2)$$

Este analítico parte do pressuposto que o papel *Kraft* convencional, se submetido a uma temperatura de 98°C possuirá uma taxa de envelhecimento igual a um (vida útil prevista em norma), assim como o papel termoestabilizado seguirá o mesmo padrão para uma temperatura igual a 110°C.

A partir desta suposição, ao se operar o transformador em temperaturas menores, a taxa de envelhecimento, e conseqüentemente o consumo de vida útil, será menor.

Por outro lado, operar o transformador em temperaturas acima destas indicadas, acelerará o consumo de vida útil, chegando até a dobrar a cada incremento de 6 graus.

Cabe notar que há divergências sobre o tempo estimado de vida útil da isolação perante a temperatura de acordo com a norma utilizada. Isto decorre do avanço da tecnologia de fabricação, onde em 1985 o estudo de (SHROFF & STANNETT, 1985) caracterizava a vida útil do papel em 15 anos, sendo possível acompanhar o aumento da duração da vida útil da isolação através da pesquisa com resultados sobre o envelhecimento relativo (BIANCHI, DE BRASIL CAMARGO, & DE SOUZA, 2001).

Este algoritmo é particularmente indicado quando se dispõe do custo mensal de reposição do transformador, pois este fornece a relação do desperdício financeiro ao operar em temperaturas acima do permitido.

1.4.3 Algoritmo analítico de anos remanescentes pela IEC 60076-7 anexo A, IEEE C57.91 e NBR 5356

O analítico de anos remanescentes apresentado na equação 3 da expectativa de vida do transformador é baseado no modelo de Arrhenius-Dakin, demonstrado em detalhes no anexo A da IEC 60076-7, e cujos coeficientes dependem do tipo de papel (termoestabilizado ou convencional), e do contato com ar e quantidade de umidade presente. O conceito é que um papel termoestabilizado durará mais que o convencional, e que quanto mais umidade e contato com o ar, menos vida útil o equipamento possuirá.

$$t(\text{anos}) = \frac{\frac{1}{DP_{end}} - \frac{1}{DP_{start}}}{A \cdot 24 \cdot 365} \cdot e^{\frac{E_A}{R \cdot (\theta_A + 273)}} \quad (3)$$

Onde DP (*end* e *start*) são as medições do grau de polimerização do papel quando novo e no final de sua vida útil, R é a constante dos gases, A e EA são constantes do tipo de papel e grau de umidade, e θ_A (°C) é a temperatura de ponto mais quente.

A norma IEC sugere que se assuma que o grau de polimerização de um transformador em final de vida seja da ordem de 200, enquanto um transformador novo possui grau de polimerização entre 1000 e 1500 (GORGAN, 2012), de forma que é possível se trabalhar com linearidade entre idade e grau de polimerização.

Assim, se houver a medição do grau de polimerização atual, por regra de 3 é possível saber qual a vida útil disponível do transformador em função da temperatura de ponto mais quente.

1.4.4 Algoritmo analítico de carga máxima admissível conforme NBR 5416 anexo B

O analítico de carga máxima admissível da NBR 5416 em seu anexo B, em complementação às outras normas que afirmam que um transformador pode ser operado em regime emergencial a 150% da carga nominal por até uma hora respeitados os limites de temperatura e condições impostas, estabelece os valores máximos de carga que um transformador pode ser operado, conforme sua carga inicial e o número de horas que este ultrapassou a carga nominal, sendo mais assertivo que os demais métodos.

O analítico é baseado em tabelas experimentais como a tabela 1 exibida de carregamento máximo admissível para sistema de resfriamento ONAN, classe de elevação de temperatura 65°C e carga inicial a 50%.

As diversas tabelas utilizadas trazem a medida da temperatura do óleo e dos enrolamentos, e baseado no tipo de resfriamento (ONAN, ONAF, ODAF, OFAF...), na classe de elevação de temperatura (55 ou 65 graus), e principalmente na carga inicial e temperatura ambiente que caracterizam a condição inicial, ele fornece a cada 30 minutos ou hora, a medição da carga máxima admissível a que este transformador pode ser submetido.

Esta forma de trabalhar permite em caso de emergência, com base na condição inicial do transformador, e na quantidade de carga a ser excedida da nominal, superar mais do que uma hora de operação, podendo permanecer por até 8 horas em regime de sobrecarga conforme o caso.

Tabela 1. Exemplo de tabela de carregamento máximo admissível para sistema de resfriamento ONAN, classe de elevação de temperatura 65°C e carga inicial a 50%

Carregamento de transformadores de 65°C.
Sistema de resfriamento: ONAN
Carga inicial = 50%

DP (h)	Ta (°C)	CP(%)	TO (°C)	TE (°C)	OBS.
0,5	10	150	47	95	
	15	150	52	100	
	20	150	57	105	
	25	150	62	110	
	30	150	67	115	
	35	150	72	120	
	40	143	76	120	
1,0	10	150	56	104	
	15	150	61	109	
	20	150	66	114	
	25	150	71	119	
	30	145	75	120	
	35	138	78	120	
	40	131	81	120	
2,0	10	150	70	118	
	15	147	74	120	
	20	142	77	120	
	25	136	79	120	
	30	130	82	120	
	35	124	85	120	
	40	118	87	120	
4,0	10	137	78	120	
	15	133	81	120	
	20	128	83	120	
	25	123	85	120	
	30	118	87	120	
	35	113	90	120	
	40	108	92	120	
	10	129	83	120	

1.4.5 Algoritmo analítico diferencial de temperatura medida e calculada

Existem três formas de medir a temperatura em transformadores de potência de grande porte. A primeira é a medição direta via fibra óptica ou outro meio diretamente no ponto mais quente. A segunda é indireta, e mede-se a temperatura de óleo via resistência PT-100 no topo do transformador, e com medições de temperatura ambiente e carga a que o transformador está submetido, é calculada a temperatura de ponto mais quente.

A última forma de se obter a temperatura de ponto mais quente é deixar o transformador desligado por um tempo até obter o equilíbrio térmico, ou seja, temperatura de enrolamentos, óleo e ambiente iguais. Depois ligar o mesmo e seguir o modelo de cálculo previsto na IEC 60076-7 e reproduzido na NBR 5356-7 no capítulo 8, incluindo um detalhamento do cálculo no anexo B, que através de coeficientes baseados no tipo de transformador e seus ensaios, e na medição da carga e temperatura ambiente, resolver uma equação diferencial que estima o cálculo da temperatura com um erro da ordem de 10% como descrito na norma.

O cálculo da temperatura de ponto mais quente é baseado no fato que a fonte proveniente de calor é a carga que passa nos enrolamentos, que leva um tempo para que este calor seja distribuído para o óleo, e que a temperatura ambiente é o termo que arrefece a temperatura.

	Transformadores de distribuição	Transformadores de média e grande potência						
	ONAN	ONAN restrito (ver Nota)	ONAN	ONAF restrito (ver Nota)	ONAF	OF restrito (ver Nota)	OF	OD
Expoente do óleo x	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
Expoente do enrolamento y	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,0
Constante k_{11}	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
Constante k_{21}	1,0	3,0	2,0	3,0	2,0	1,45	1,3	1,0
Constante k_{22}	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Constante de tempo τ_0	180	210	210	150	150	90	90	90
Constante de tempo τ_w	4	10	10	7	7	7	7	7

NOTA Se um enrolamento de um transformador com resfriamento tipo ON ou OF for resfriado com guia de óleo em zigue-zague, uma espessura radial dos espaçadores menor que 3 mm pode causar restrição à circulação do óleo, ou seja, um maior valor máximo da função $f_2(t)$ do que a obtida para espaçadores maiores ou iguais a 3 mm.

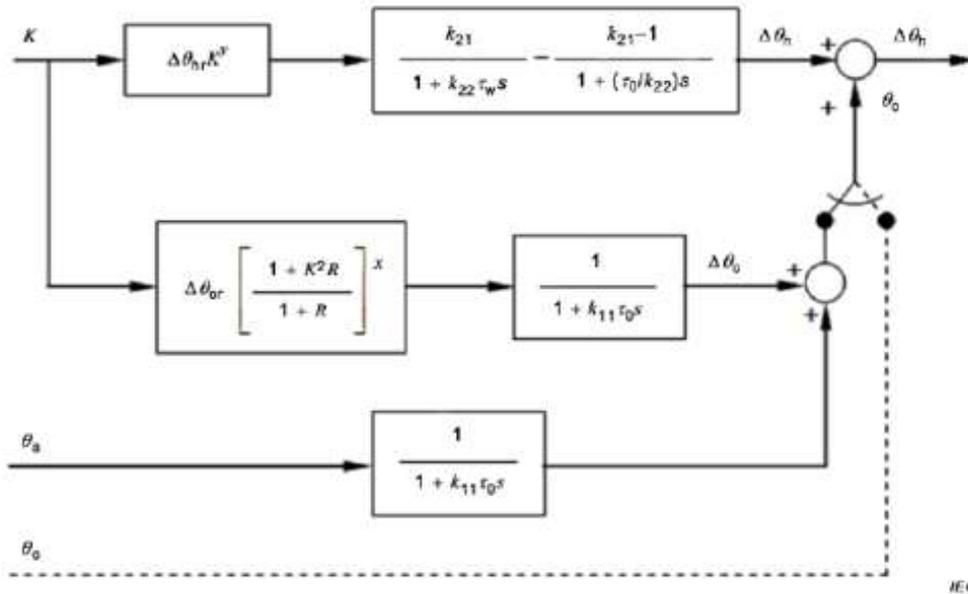


Figura 2. Representação do diagrama de blocos do método da equação diferencial de cálculo da temperatura de ponto mais quente conforme IEC 60076-7 e seus respectivos coeficientes.

Ainda é necessário levar em consideração se o carregamento está subindo ou descendo, uma vez que a redução de carga ajuda a temperatura ambiente a reduzir a temperatura do óleo, enquanto o aumento eleva ainda mais a temperatura. O método, devido à sua complexidade, é descrito em detalhes incluindo um exemplo de cálculo no anexo da norma técnica, e a representação dos termos é apresentada na figura 2 da representação do diagrama de blocos

do método da equação diferencial de cálculo da temperatura de ponto mais quente conforme IEC 60076-7 e seus respectivos coeficientes.

O propósito deste analítico é que se houver alguma falha em curso, antes que esta seja sinalizada, já será possível detectar uma diferença maior entre a temperatura medida e a calculada.

1.4.6 Algoritmo analítico diferencial de tensão média e de referência

A cada minuto são medidas as tensões de fase de cada um dos secundários, e uma média simples é calculada, chamada de tensão média. Desta forma, a cada dia serão estabelecidos 1440 valores médios de tensão, que resultarão em uma tensão média do transformador, sendo zerada esta média com a mudança do dia.

Por sua vez, a regulação de tensão do transformador modifica a posição de TAP do transformador conforme flutuação de carga, tendo como base a tensão de referência, que é a tensão que a operação tenta manter como padrão.

Conceitualmente, se houver um problema com a regulação de tensão, a diferença entre a tensão média e a tensão de referência será proporcional ao tamanho da falha.

1.4.7 Algoritmo analítico do método de Doernenburg

A IEEE C57.104 descreve como utilizar os principais métodos de análise de gases dissolvidos em óleo dos transformadores, e em seu anexo D, traz detalhamento sobre o método analítico de Doernenburg, que consiste em após atingidas algumas concentrações de certos gases dissolvidos no óleo, calcular razões entre os gases e classificar estas razões de modo a determinar falhas em curso.

Se pelo menos um dos gases H_2 , CH_4 , C_2H_2 ou C_2H_4 possuir concentração igual a duas vezes os valores da tabela 2, e CH_4 ou CO possuir valor maior que uma vez a tabela 2, que é a tabela de concentração mínima dos gases para

aplicação do método conforme IEEE C57.104, o método de Doernenburg pode ser aplicado.

Tabela 2. Concentrações de gases dissolvidos conforme IEEE C57.104.

Gás chave	Concentração limite [$\mu\text{L/L}$ (ppm)]
Hidrogênio H_2	100
Metano CH_4	120
Monóxido de carbono CO	350
Acetileno C_2H_2	1
Etileno C_2H_4	50
Etano C_2H_6	65

Cabe mencionar que a descrição deste método da IEEE recebe o nome de seu inventor, mas hoje ele possui algumas diferenças em relação ao método original preconizado por Doernenburg (DOERNENBURG, 1967).

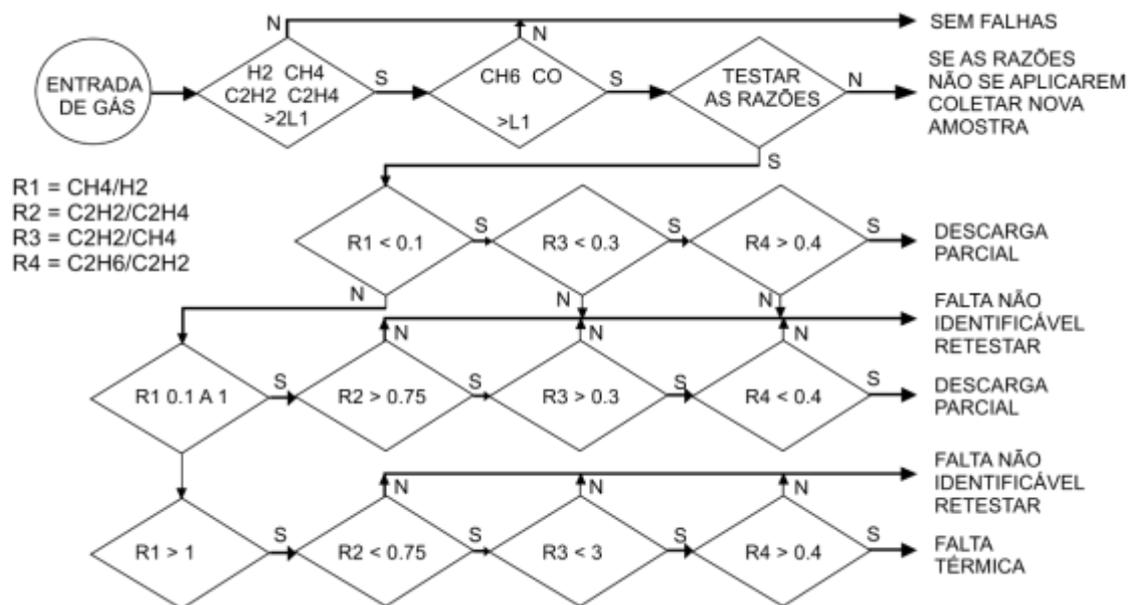


Figura 3. Método de Doernenburg conforme IEEE C57.104.

Na figura 3 são mostradas as razões a serem calculadas, e o fluxograma com os valores que guiam o caminho no diagrama de blocos para que seja diagnosticada a falta ocorrida.

1.4.8 Algoritmo analítico dos triângulos e pentágonos de Duval

O método dos triângulos e pentágonos de Duval é o método mais eficaz de detecção de falhas em transformadores de potência atualmente, embora ele possua grande número de diagnósticos incorretos (Sun, Huang, & Huang, 2012).

Ele consiste em calcular as proporções de cada gás do triângulo (em cada triângulo estes podem mudar) em relação aos outros gases, e projetar seu valor sobre o triângulo, que fornecerá um diagnóstico sobre a falha ocorrida.

Estes diagnósticos possíveis variam de triângulo para triângulo, mas em quase todos são detectadas as falhas, T1 (sobretensão até 150 graus), T2 (sobretensão até 300 graus), T3 (sobretensão até 700 graus), D1 (descarga parcial de baixa intensidade), D2 (descarga parcial de alta intensidade), DT (descarga parcial de alta intensidade somada a falha térmica) e PD (descarga parcial não vinculada à energia da descarga).

Há 7 triângulos que são aplicados conforme o caso, seja o óleo mineral ou vegetal, seja para falhas diversas ou de baixa temperatura, e seja para óleo do transformador ou do comutador.

A técnica prevê a utilização do triângulo 1 para óleo mineral, do triângulo 2 para óleo do comutador, e triângulo 3 para óleo vegetal. Caso o método deixe dúvida (o ponto coincidir com duas áreas) ou para maior eficácia do método, utiliza-se para avarias de baixa temperatura e óleo mineral o triângulo 4, e para alta temperatura o triângulo 5. De forma similar, para óleos não minerais, são utilizados os triângulos 6 e 7. É necessário observar que os triângulos 4 a 7 nunca devem ser aplicados diretamente afim de detectar a classe de temperatura da avaria, usando os triângulos 1 e 3.

É importante mencionar que ao longo dos anos o método e os triângulos foram atualizados pelo próprio Duval, primeiro em 2005 (DUVAL & DUKARM, Improving the reliability of transformer gas-in-oil diagnosis, 2005) e depois em 2008 (DUVAL, Calculation of DGA Limit Values and Sampling Intervals in Transformers in Service, 2008).

Cabe notar que a diferença entre os diferentes triângulos está nos gases que ficam nos eixos. De todos os métodos, este é o mais simples e mais rápido de ser aplicado.

Na figura 4 é mostrado o triângulo de Duval número 1 (DUVAL, 2002) que se aplica para diagnósticos em transformadores que utilizam óleo mineral, e que permite o uso em qualquer temperatura. Para localizar a falha correspondente,

basta verificar a proporção percentual do gás e traçar uma reta na direção marcada, de forma que o ponto onde as três retas se conectarem corresponde à falha ocorrida.

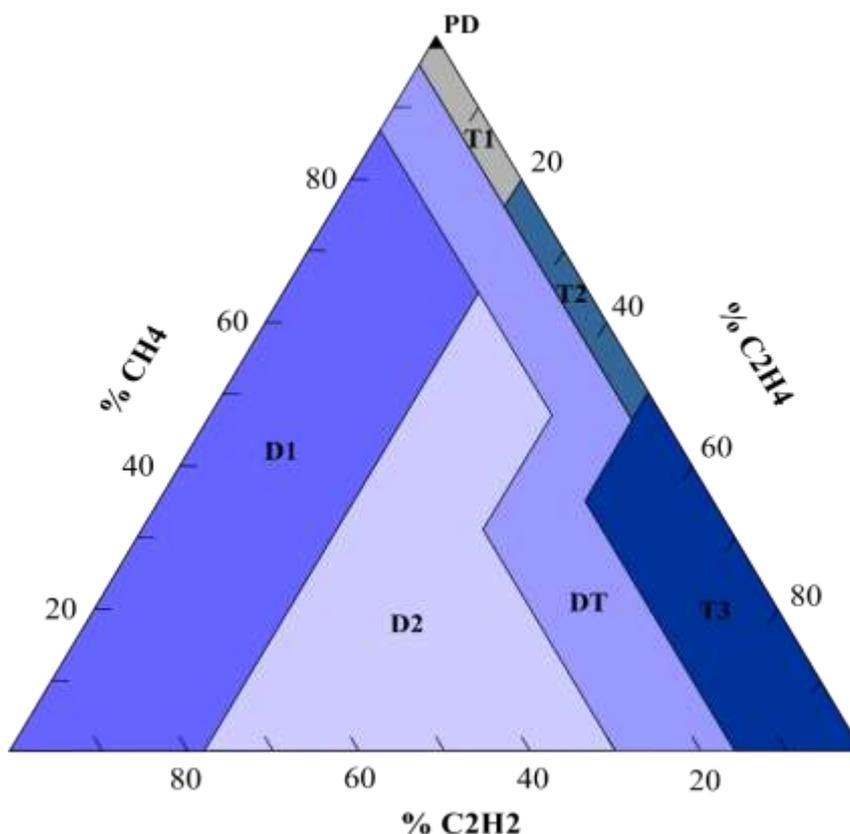


Figura 4. Triângulo 1 de Duval.

A combinação de triângulos forma os dois pentágonos de Duval (o pentágono 1 para óleo do transformador e o pentágono 2 para óleo do comutador), e o sistema é o mesmo, bastando identificar o ponto no qual as concentrações incidirão, e conforme a falha, seja PD, D1, D2, ou DT para as descargas parciais, ou falhas T1, T2 e T3 para as falhas térmicas, obter o diagnóstico.

1.4.9 Algoritmo analítico da eficiência da ventilação

A algoritmo do analítico de eficiência da ventilação foi desenvolvido pelo autor, e é uma comparação entre o termo de arrefecimento da temperatura

calculada de ponto mais quente na NBR 5356-7 capítulo 8, e a temperatura efetivamente medida no momento de redução de carga.

Ao se comparar o que deveria ter sido arrefecido com o valor calculado na equação 4 do termo de arrefecimento no cálculo de temperatura descrito na NBR 5356-7, é alcançada uma eficiência percentual em relação à temperatura do óleo.

Para valores abaixo de 55 ou 65 graus conforme modelo do transformador, pela ventilação estar desligada, o algoritmo retorna valor máximo de eficiência já que nesta condição a eficiência dependeria apenas das condições ambientes.

$$\theta_o = \Delta\theta_o \cdot \left[\frac{1+RK^2}{1+R} \right]^X \cdot e^{\left(\frac{-t}{K_{11} \cdot \tau_o} \right)} \quad (4)$$

O termo θ_o (°C) é a temperatura de óleo, o termo K se refere ao carregamento percentual do transformador, R é uma constante de placa calculada durante o ensaio de entrega do equipamento, e os demais termos da equação são os coeficientes estabelecidos na IEC 60076-7 e NBR 5356-7 em sua tabela E1 do anexo E.

1.4.10 Algoritmo analítico do método dos gases chave

O analítico dos gases chave é definido na IEEE C57.104 em seu anexo D no item D1, que descreve que toda assinatura de falha em um transformador possui um gás ou gases característicos, e que em certas proporções indica a ocorrência da falha.

Ela não traz especificamente as quantidades dos gases que devem ser utilizadas, mas possui certa efetividade quando bem aplicada. A técnica foi criada em 1973 por Pugh (PUGH, Combustible gas analysis, 1973) e estabelecida em 1974 (PUGH, Advances in Fault Diagnosis by Combustible Gas Analysis, 1974).

Se houver grande quantidade de C₂H₄ e pequenas quantidades de C₂H₆ e CH₄, a falha característica é térmica no óleo.

Se houver uma quantidade enorme de CO com traços de H₂, há uma falha térmica de óleo e celulose.

Se houver uma grande quantidade de H₂ com traços de CH₄, há uma falha de descarga parcial de baixa energia.

E se houver uma grande quantidade de H₂, e uma pequena quantidade de C₂H₂, há uma falha de descarga parcial de alta energia com arcos voltaicos.

1.4.11 Algoritmo analítico da saturação relativa do óleo

Há dois fatores que destroem um transformador lentamente sem que o proprietário perceba, a temperatura e a umidade. Com o avanço do monitoramento de ativos foram implementados medidores precisos de umidade, fornecendo um dado confiável desta grandeza.

Os parâmetros de medição da umidade conforme NBR 10576 estabelecem limites em até 20 ppm para medição de umidade no óleo de um transformador. Entretanto, com o aumento da temperatura do transformador, a umidade migra da celulose para o óleo, e com o decréscimo da temperatura, a umidade retorna do óleo para a celulose. Com este processo, a medição de umidade não traz precisão na detecção da deterioração do papel isolante pela presença de água.

Uma forma mais confiável é comparar o dado da umidade com a temperatura obtendo a saturação relativa do óleo exibida na equação 5 a partir da IEC 60422 e 60450, o qual é um parâmetro mais estável independentemente da condição de teste, eliminando a imprecisão do método anterior, mostrando quando o óleo precisa ser secado ou substituído.

$$R_s = 0,083381 \cdot e^{\left(\frac{1567}{T+273}\right)} \cdot Umidd \quad (5)$$

1.4.12 Algoritmo analítico da temperatura de curto circuito

O analítico de cálculo da temperatura de curto circuito, tanto para cabos de cobre como para cabos de alumínio, é previsto na NBR 5356-5 em seu capítulo 4, item 4.1.5, e sua duração prevista até 10 segundos traz um panorama acerca da isolação e condição do cabeamento em caso de curto circuito do transformador.

A temperatura média é calculada pelas equações 6 para o cabo de cobre, e 7 para o cabo de alumínio, e alarmes podem ser selecionados para quando esta temperatura exceder a capacidade do cabeamento ou isolação.

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2.(\theta_0+235)}{\frac{106000}{J^2.t}-1} \quad (6)$$

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2.(\theta_0+225)}{\frac{45700}{J^2.t}-1} \quad (7)$$

Nestas equações J se refere à densidade de corrente em A/m², t ao tempo em segundos, e θ_0 à temperatura inicial do cabo em graus Celsius.

1.4.13 Algoritmo analítico da temperatura de borbulhamento

O analítico de temperatura de borbulhamento traz informações importantes sobre um fenômeno importante que ocorre com transformadores de potência, que é a formação de bolhas demonstrada por (OOMMEN, PETRIE, & LINDGREN, 1995) incluindo a correção do primeiro termo demonstrada por (FESSLER, MCNUTT, & ROUSE, 1987), mostrada na equação 8 da temperatura de formação de bolhas.

A teoria diz que a umidade que está dissolvida no óleo segue seu diagrama de fase, que mostra que sob certa pressão, há uma temperatura na qual a água se dissocia do óleo, formando pequenas bolhas, que combinadas formam grandes bolhas de vapor de água que possuem baixa isolação, e ao se deslocar no interior do transformador causam descargas parciais que danificam o equipamento.

$$T_B(^{\circ}\text{C}) = \left[\frac{7069}{22,9499+1,4959.\ln W_e - \ln P_v} \right] - 273,15 \quad (8)$$

Para evitar grandes descargas parciais e arcos voltaicos que destruiriam a isolação dos enrolamentos é incluído no transformador um dispositivo chamado relé de gás ou relé Buchholz, que mecanicamente é acionado quando o acúmulo de bolhas de ar desloca um contato que desliga o equipamento. Este pode ser utilizado de várias formas, seja com desligamento temporizado, em duas fases, onde poucas bolhas acionam um alarme e uma quantidade maior desliga o equipamento, ou até diretamente, onde a detecção da presença de bolhas de ar desliga o transformador.

1.4.14 Algoritmo analítico de transição de posição de TAP

A regulação da tensão de saída dos secundários é feita através de um dispositivo eletromecânico chamado comutador, e que sobe e desce posições de TAP, que normalmente crescem ou decrescem 1% da tensão de saída, e assim é possível manter a tensão da linha estável.

O objetivo deste componente é que uma vez que a potência do transformador é constante, e esta depende diretamente do carregamento e da tensão de saída, quanto maior o carregamento, menor será a tensão de linha, e com a redução no carregamento, maior será a tensão de linha.

Em termos dinâmicos, em horários de pico por exemplo, como no momento em que a iluminação de rua é acionada toda de uma vez, ocorre um aumento no consumo e por sua vez uma queda na tensão de distribuição, e o consumidor consegue perceber uma redução na voltagem de suas tomadas. Para corrigir este fenômeno, a regulação de tensão percebe a redução de tensão, e manda subir posições de TAP restabelecendo a voltagem de linha ao consumidor.

Quando há um problema com a detecção de tensão de linha, com a regulação em si, ou mesmo a instalação está situada em uma região com uma flutuação grande de carga, pode ser necessário um trabalho de engenharia ou de manutenção.

Este analítico conta quantas mudanças de TAP ocorreram no período. Maior número de mudanças está relacionado com maior flutuação de carga, e conseqüentemente maior manutenção. O algoritmo está estabelecido para

contar a variação em 7 dias, podendo ser adequado o período conforme cada caso.

1.4.15 Algoritmo analítico da umidade de papel calculada

Embora a umidade seja um dos parâmetros mais destrutivos a qualquer transformador, é a presença dela no papel da isolação dos enrolamentos que causa o maior dano (ZIRBES, ROLIM, & ZÜRN, 2005), de forma que a norma internacional limita a quantidade máxima de umidade no papel para os transformadores.

Existem diversos métodos para calcular este teor de umidade, aqui foi utilizado o método de Oommen (OOMMEN T. , 1984) com os coeficientes de Piper, que atualizam os ábacos de Fabre-Pichon (FABRE & PICHON, 1960) para o papel e o óleo utilizados atualmente como demonstrado na equação 9 da umidade calculada na celulose.

$$C_p [\%] = 1,477 \cdot 10^{-7} \cdot P_v^{0,7016} \cdot e^{\left(\frac{4952,6}{\theta+273}\right)} \quad (9)$$

C_p é a concentração percentual de umidade no papel, P_v é a pressão de vapor da água no óleo na determinada temperatura, e θ a temperatura em graus Célsius.

A norma NBR 5356-7 em seu anexo G item G.2 estabelece a quantidade percentual máxima de umidade na celulose em 2% para transformadores até 230kV e 1,5% em transformadores acima deste potencial, trazendo inclusive os ábacos de Fabre-Pichon para correlacionar o percentual de umidade no papel com o teor de umidade no óleo para cada temperatura.

1.4.16 Algoritmo analítico da tensão no limite da regulamentação Aneel

A qualidade da energia distribuída por transformadores é medida seguindo o manual de procedimentos da Aneel conhecido como Prodist volume 8 (ANEEL, 2022).

Nesta resolução da agência nacional, todas as distribuidoras devem seguir os parâmetros de qualidade informados para que os ativos das concessionárias quanto de terceiros não sejam danificados.

Com isto são fornecidos conforme o porte de cada transformador o *range* de valores de medição de tensão permitido. Este analítico coleta uma amostra a cada minuto, e calcula qual o percentual em que este equipamento permaneceu dentro do limite do Prodist 8 no dia.

Este analítico não visa apenas preservar o ativo em si, mas evitar multas cujo valor se equipara aos custos mensais de substituição do ativo.

O propósito deste algoritmo é identificar quando um transformador está muito tempo fora dos limites do PRODIST, vinculando isso com a regulação de tensão, que pode não estar eficaz e este processo resultar em multa ou dano ao ativo.

1.4.17 Algoritmo analítico da variância da tensão

O analítico de variância é uma técnica estatística que foi aplicada para complementar o diagnóstico de má regulação de tensão ou excesso de flutuação de carga em determinada região.

A teoria do analítico é que se a flutuação das tensões for igual para valores acima da tensão de referência, assim como para valores inferiores a esta, a tensão média se manterá estável, e o analítico diferencial de tensão média para a tensão de referência não identificará problema.

Como a variância mostra o quanto a tensão variou no tempo, com este analítico simples é possível determinar problemas de regulação de tensão ou fornecimento.

A variância da amostra em relação ao grupo (TRIOLA, 2005) é encontrada na equação 10.

$$s^2 = \frac{\sum(X_i - \bar{X})^2}{n-1} \quad (10)$$

1.5 Lógica Paraconsistente Anotada com Anotação de 2 Valores

A Lógica Paraconsistente (LP) pertence à família das lógicas não clássicas que tem como principal característica se opor as leis binárias que fundamentam a lógica clássica, mais diretamente ao princípio da não contradição.

A Lógica Paraconsistente Anotada (LPA) é uma extensão da Lógica paraconsistente e possui um Reticulado associado onde podem ser representados estados lógicos em seus vértices. Para chegar no formalismo atualmente adotado diversos trabalhos fizeram pequenas contribuições, mas é com os trabalhos de Stanisław Jaśkowski e de Newton C. A. da Costa (PERZANOWSKI, 1999) que se reconhece a LPA em sua forma atual.

Seu uso em sistemas especialistas foi desenvolvido por Subrahmanian, com os trabalhos (SUBRAHMANIAN, 1987) e (BLAIR & SUBRAHMANIAN, 1989), onde é desenvolvida a programação anotada e aplicações.

A Lógica Paraconsistente Anotada com Anotação de dois Valores (LPA2v) (DA SILVA FILHO J. I., 1999) é uma lógica anotada evidencial e proposicional e utiliza dois valores em sua anotação. Estes dois valores, considerados graus de evidência, formam a anotação e conjuntamente atribuem estados lógicos à proposição P.

Portanto, a LPA2v pertence à família das lógicas não clássica que lida com dados que ultrapassam a forma de obter conclusões baseadas apenas nos estados definidos como verdadeiro ou falso, mas podem assumir estados com graus intermediários de classificação, permitindo ao seu usuário trabalhar com informações que possam ser contraditórias ou incompletas.

Seguindo o formalismo do trabalho de (DA SILVA FILHO J. I., 1999), na aplicação da LPA2v são coletadas duas informações acerca da proposição original, que recebem os nomes de grau de evidência favorável (μ) e grau de evidência desfavorável (λ) à proposição.

Estes graus de evidência são parametrizados em relação à conformidade à proposição original. Desta forma, o grau de evidência favorável receberá um valor entre 0 e 1 proporcional à conformidade em relação à proposição, ou seja,

se a informação for contrária à proposição receberá valor, 0, e se concordar com a proposição receberá valor 1.

A característica que torna a LPA2v mais versátil é que diferentemente da lógica clássica, que possuem apenas a dualidade verdadeiro e falso, e que nesta é possível atribuir valores intermediários a 0 e 1, inferindo um grau de evidência favorável intermediário.

Para a outra afirmação, classificada como grau de evidência desfavorável, o processo é inverso e similar. Se ela estiver em conformidade com a proposição original, o grau de evidência desfavorável λ é 0, e se estiver em desacordo recebe o valor 1. E assim como acontece com o grau de evidência favorável, esta afirmação pode receber valores intermediários entre 0 e 1.

Ainda segundo o trabalho de (DA SILVA FILHO J. I., 1999), a maneira como transformam-se estes graus de evidência em uma informação de valor é estabelecendo graus certeza G_c (eixo das abcissas) e de contradição G_{ct} (eixo das ordenadas) em relação à proposição. Esta condição e os valores de G_c e G_{ct} são apresentados na figura 5 com a representação gráfica do reticulado associado à LPA2v.

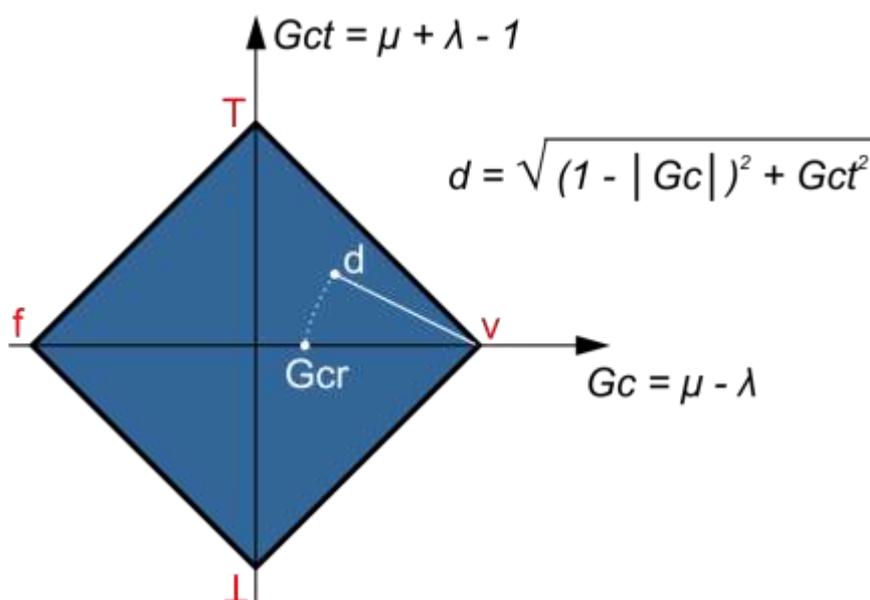


Figura 5. Representação gráfica no reticulado dos graus de certeza - G_c no eixo horizontal e contradição G_{ct} no eixo vertical.

Como o grau de certeza é a subtração do grau de evidência favorável e desfavorável, e estes possuem valores contidos obrigatoriamente no intervalo $[0, 1]$, o intervalo do grau de certeza é $[-1, 1]$.

A interpretação gráfica do grau de certeza é que quando este é igual a -1, a proposição é falsa, e se o grau de certeza é igual a 1, a proposição é verdadeira. E como a realidade não se limita a verdadeiro e falso, é possível encontrar valores intermediários, onde pode-se inferir que a proposição é parcialmente verdadeira ou falsa. Entretanto, existem duas possibilidades adicionais, que ocorrem quando as afirmações acerca da proposição são contraditórias, ou que não forneçam informações suficientes acerca da proposição, ou seja, incompletas.

Para tratar estas situações há o grau de contradição, descrito pela soma dos graus de evidência menos um. Como os graus de evidência estão obrigatoriamente contidos no intervalo $[0,1]$, o grau de contradição também estará contido no intervalo $[-1,1]$.

A interpretação gráfica do grau de contradição ocorre para valores negativos e positivos. Quando o grau de evidência favorável é 0, ou seja, não há informação que corrobore que a proposição seja verdadeira, e ao mesmo tempo o grau de evidência desfavorável é 0, ou seja, não há informação que corrobore que a proposição seja falsa, tem-se o grau de contradição igual a -1, que corresponde a uma informação incompleta, chamada pela teoria de Paracompleta.

O oposto ocorre quando o grau de evidência favorável diz que a informação é verdadeira ($\mu=1$), e o grau de evidência desfavorável diz que a informação é falsa ($\lambda=1$), resultando em um grau de contradição igual a 1, ou seja, as afirmações são totalmente contraditórias.

Para ilustrar foram abordados todos os casos absolutos, ou seja, quando o par ordenado $[G_c, G_{ct}]$ é igual a $[-1,0]$ (proposição falsa), $[0,-1]$ (informação paracompleta), $[1, 0]$ (proposição verdadeira) e $[0,1]$ (informação contraditória). No entanto, em casos reais, o par ordenado usualmente possuirá uma componente abcissa e uma componente ordenada.

A interpretação do resultado é feita através da projeção do ponto obtido no eixo das abcissas, fornecendo um panorama de quanto se pode inferir que a proposição é verdadeira ou falsa.

A Lógica Paraconsistente Anotada com anotação de 2 valores permite obter informações acerca de uma proposição com base em duas entradas para que sistemas especialistas tomem decisões respeitando limites estabelecidos

pelo programador. Para isso é comumente utilizado o algoritmo NAP - Nó de análise Paraconsistente (Da Silva Filho, 1999) conforme exposto a seguir:

Algoritmo NAP – Nó de Análise Paraconsistente

1. Apresente os dois valores normalizados provenientes das fontes de informação: μ_1 e μ_2
2. Calcule o grau de evidência desfavorável: $\lambda_1 = 1 - \mu_2$.
3. Calcule o grau de certeza: $G_C = \mu_1 - \lambda_1$.
4. Calcule o grau de contradição: $G_{ct} = (\mu_1 + \lambda_1) - 1$
5. Calcule a distância d: $d = \sqrt{(1 - |G_C|)^2 + G_{ct}^2}$
6. Considere a restrição:
Se $d > 1$, então faça $S_1 = 0,5 \rightarrow$ *Considerar indefinição na saída!*
Se não, vá para o próximo item.
7. Determine o Grau de Certeza real:
Se $G_C > 0$, Calcule: $G_{CR} = (1 - d)$
Se $G_C < 0$, Calcule: $G_{CR} = (d - 1)$
8. Calcule o Grau de Evidência resultante:

$$\mu_{ER} = \frac{G_{CR} + 1}{2}$$

9. Apresente os resultados na saída S_1 :

$$\text{Faça } S_1 = \mu_{ER}$$

9. Fim.

Técnicas adicionais foram trabalhadas como em (DA SILVA FILHO J. I., 2021) que permitem incluir mais fontes de informação para melhor caracterização da proposição. Uma destas técnicas é o algoritmo extrator de efeitos de contradição como mostrado na figura 6 (DA SILVA FILHO J. I., 2011), no qual são selecionados os dois maiores graus de evidência dentre as entradas de informação, onde é aplicada a técnica que resulta em um novo grau de evidência que retorna ao grupo e novamente o processo é repetido, até que apenas um grau de evidência a respeito da proposição reste, permitindo inferir sobre a natureza da proposição através de um grau de evidência favorável real.

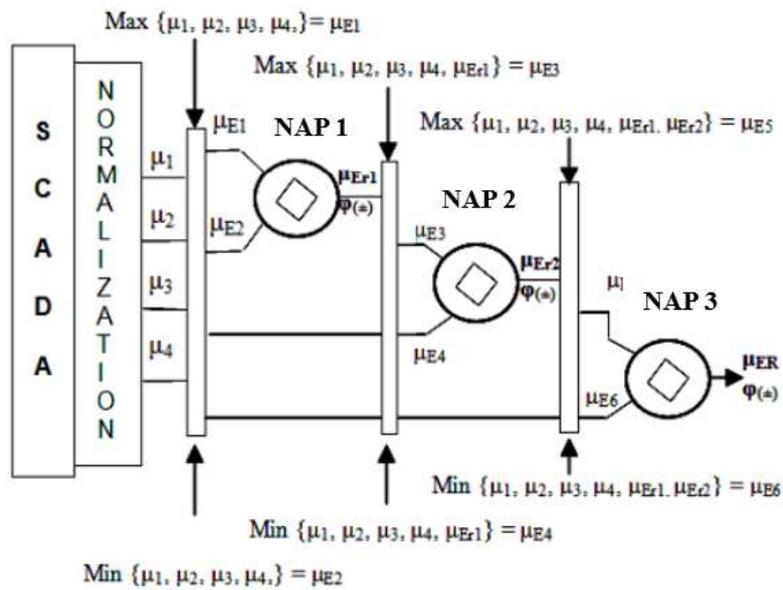


Figura 6. Algoritmo paraconsistente extrator de efeitos de contradição.
 Fonte: Da Silva Filho et al., 2011.

A característica que torna a LPA2v ótima para o uso com certas proposições reside nestas técnicas de rede de análise paraconsistente com múltiplas entradas. Isso acontece porque ao aplicar um nó de análise paraconsistente (primeira aplicação da LPA2v em uma rede de múltiplas entradas), as duas entradas (graus de evidência favorável e desfavorável) contribuem com 50% de peso no resultado desta aplicação.

No entanto, se for aplicada a técnica novamente, as duas primeiras entradas passam a contribuir com 25% no resultado final, enquanto a última informação inserida contribui com 50%, o que naturalmente atribui um peso às informações que são inseridas na análise.

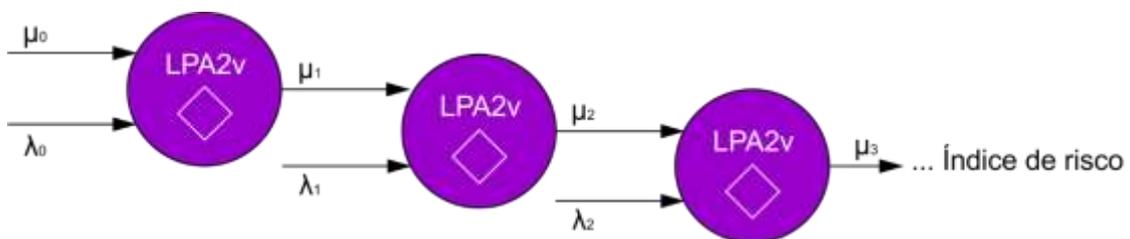


Figura 7. Rede de análise paraconsistente.

Desta forma, em uma rede de análise paraconsistente como a da figura 7, o peso das primeiras entradas em uma rede com N nós de aplicação de LPA2v, é descrito pela equação 11, que descreve o peso P sobre o resultado final em uma rede de análise paraconsistente, em função do nó de número de nós n.

$$P(n) = \frac{100}{2^n} \% \quad (11)$$

A figura 8 traz uma representação de entradas disponíveis que podem ser utilizadas em um sistema especialista capaz de avaliar o risco de um transformador típico como o que será abordado nesta pesquisa.



Figura 8. Entradas para o analítico de cálculo de risco efetivo via LPA2v.

Os significados das 42 entradas expostas na figura 8 são descritos a seguir:

VAP – Alarme de válvula de alívio

63 – Alarme de relé Buchholz conforme tabela ANSI

32 – Alarme de relé direcional de potência conforme tabela ANSI

50/51 – Alarme de sobre corrente instantânea e temporizada conforme tabela ANSI

27 – Alarme de subtensão conforme tabela ANSI

59 – Alarme de sobre tensão conforme tabela ANSI

NOC – Alarme de nível de óleo do comutador

COM – Falha de comutação do OLTC

REG – Falha de regulação
TAP MIN – Falha de TAP mínimo
TAP MAX – Falha de TAP máximo
BLOQ – Bloqueio do comutador
FO – Alarme de relé de fluxo de óleo
NO – Alarme de nível de óleo do transformador
COROA – Falha da coroa do OLTC
SINAL – Falha de sinalização da posição de TAP do comutador
I REV – Falha de corrente reversa
MAN OP – Alarme de manutenção pendente por número de operações
MAN I2 – Alarme de manutenção pendente por somatória de corrente quadrada
DOERNENBURG – Analítico método de Doernenburg
GASES CHAVE – Analítico método dos gases chave IEEE C57-104
TCC – Temperatura de curto circuito
CARR MAX – Analítico de carga máxima admissível NBR 5416 anexo B
V NO LIM – Analítico de tensão no Limite (Prodist 8)
DIF VREF – Analítico de diferença entre tensão média e tensão de referência
VARIÂNCIA – Analítico estatístico da variância da tensão média
DUVAL – Analítico triângulo e pentágono de Duval
ROGERS/IEC 60599 – Método de ROGERS substituído pela IEC 60599
DIF TEMP – Analítico diferencial entre temperatura calculada e medida
ANOS REMAN – Analítico normativo de anos remanescentes via IEC 60076-7
TEMP BORB – Analítico de temperatura de borbulhamento (Oommen)
AGING – Analítico de envelhecimento relativo NBR 5356-7
EFF VENT – Analítico Eficiência da ventilação NBR 5356-7
DP – Grau de Polimerização
SR – Analítico de saturação relativa do óleo
TE3A – Sobre temperatura de enrolamento 3
TE2A – Sobre temperatura de enrolamento 2
TE1A – Sobre temperatura de enrolamento 1
TOA – Sobre temperatura de óleo
H2D – Variação de hidrogênio dissolvido no óleo no dia
TPT – Analítico de contagem de TAP na semana
UMIDD CALC – Analítico de umidade de papel calculada (Oommen e Piper)

Como será demonstrado nos materiais e métodos, todas estas entradas da figura 8 foram utilizadas neste trabalho, com a exceção da entrada do relé direcional ANSI 87, que é uma das proteções mais utilizadas, e que não foi incluída neste trabalho por ser uma proteção da subestação que integra mais de um equipamento, e não especificamente o transformador, mas poderia ser facilmente integrada ao grupo mais crítico de entradas.

Algumas das entradas descritas na Figura 8 podem ter correlação com mais de um grau de evidência, como é o caso do método dos gases chave, que possui uma entrada quando há um diagnóstico de queima da celulose, um para queima do óleo, um para efeito corona, e um para arcos voltaicos.

Cabe aqui uma diferenciação entre entradas para os graus de evidência, e as anotações da lógica paraconsistente. Este trabalho lida com um total de 60 entradas, cuja forma como estas são trabalhadas ficará esclarecido em materiais e métodos.

Por sua vez, a descrição de lógica paraconsistente anotada com anotação de dois valores, os dois valores referidos tratam do rastreo da informação já que é possível obter os graus de evidência a partir do grau de certeza e do grau de contradição, e que não possui relação direta com o número de entradas utilizadas.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta pesquisa foi desenvolvida uma ferramenta computacional para apoio às concessionárias de energia elétrica nos procedimentos de revisar processos, identificar falhas com antecedência, e priorizar adequadamente através de um índice de risco efetivo, quais ativos estão em condição mais precária. Para o desenvolvimento do protótipo foram utilizados dois ambientes, um de desenvolvimento e um de teste.

Um índice de risco é composto pela possibilidade de determinado fato ocorrer concomitante com o impacto que este fato provocará. Neste trabalho esta composição é feita de maneira indireta, ponderando os graus de evidência conforme impacto mensurado. No anexo C são apresentadas as técnicas possíveis de mensuração deste impacto e possibilidade conforme ISO 31010 (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2018).

As sequências das etapas iniciais da pesquisa consistiram em após ser desenvolvida a primeira versão do *software*, este teve as suas funcionalidades testadas, e com as falhas nos testes, voltou-se ao ambiente de desenvolvimento corrigindo os problemas encontrados, sendo sucessivamente testado até que o produto estivesse em condições de receber dados reais para testes.

2.1 Materiais utilizados

O desenvolvimento de *softwares* para uso no setor elétrico nacional traz dificuldades adicionais em relação ao desenvolvimento de outros *softwares*, uma vez que todos os sistemas especialistas conectados nas concessionárias devem falar em linguagem protocolar que varia de concessionária para concessionária, trazendo a necessidade de desenvolvimento de múltiplas plataformas para os protocolos mais comuns, como IEC 61850, DNP 3.0, Modbus, IEC 60870-5-101/103/104, SOAP, entre outros.

Além desta dificuldade que poderia inviabilizar o desenvolvimento, há a necessidade de desenvolvimento de interfaces gráficas que pudessem ser atualizadas em tempo real, um CMS (sistema de gerenciamento de conteúdo) que pudesse lidar com uma grande amostragem de dados provenientes de sistemas supervisórios SCADA, e interações com bancos de dados.

Para contornar estas dificuldades foi escolhida uma plataforma de desenvolvimento de *software* chamada Action.NET de propriedade da Spin Engenharia de Automação Ltda., e que já possui instalada interface gráfica, banco de dados associado, e o mais importante, se comunica em mais de 50 protocolos do sistema elétrico nacional.

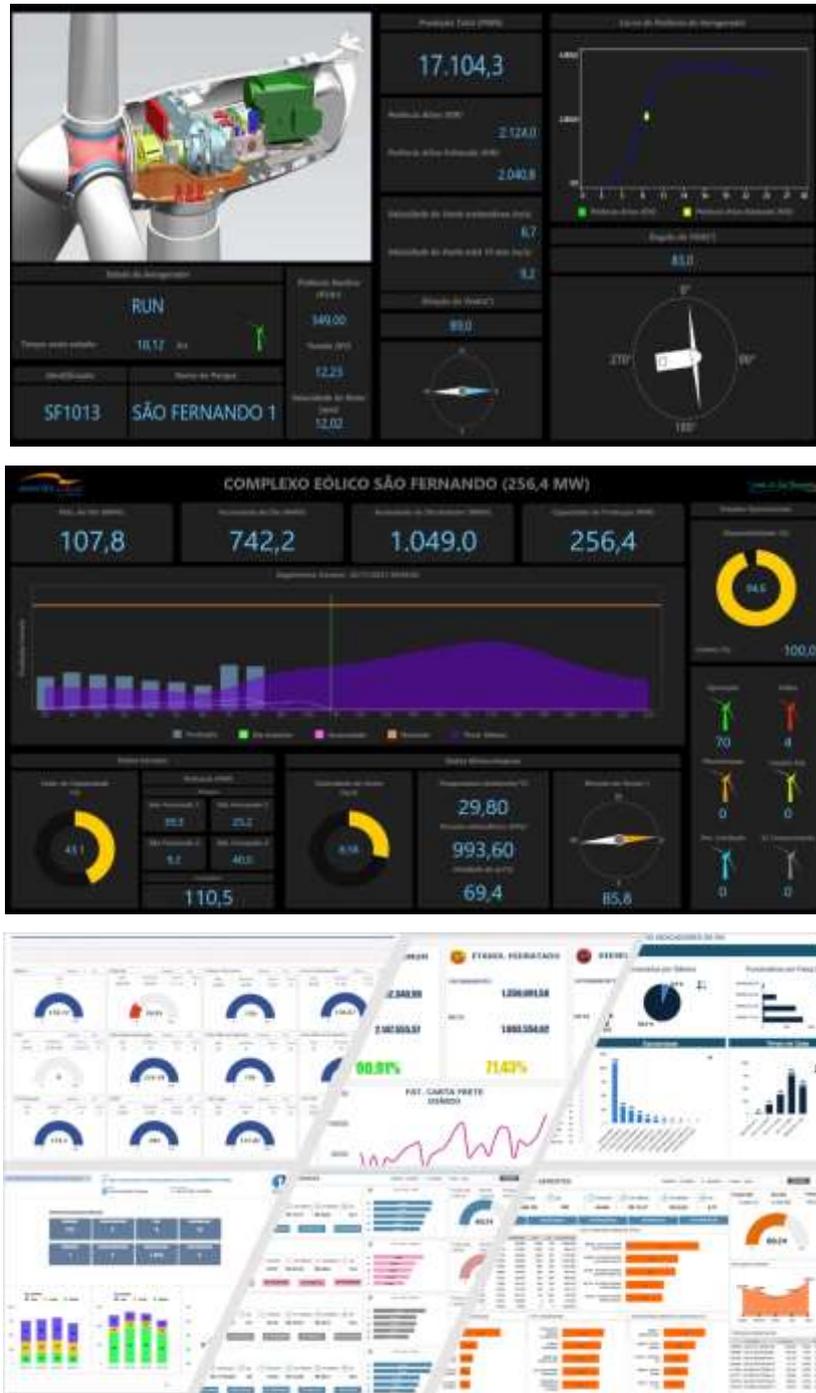


Figura 9. Amostras de telas da plataforma Action.NET.

Esta plataforma de desenvolvimento utiliza o *framework* Microsoft .NET, permitindo o uso de *API* e linguagens de alto nível como C#, além de facilidades

em relação à declaração de variáveis, amostragem de dados e inclusão de *scripts*.

Desta forma foi desenvolvido um *software* multitelas, onde amostras disponibilizadas pelo fabricante Spin Engenharia são demonstradas na figura 9, e cuja comunicação utilizada foi modbus, com acesso externo de dados via arquivo .CSV, e armazenamento em banco de dados integrado SQL.

A concepção utilizou uma arquitetura complexa, entretanto, esta pode ser demonstrada usando um simples notebook, que roda concomitantemente o servidor, cliente e provedor de dados.

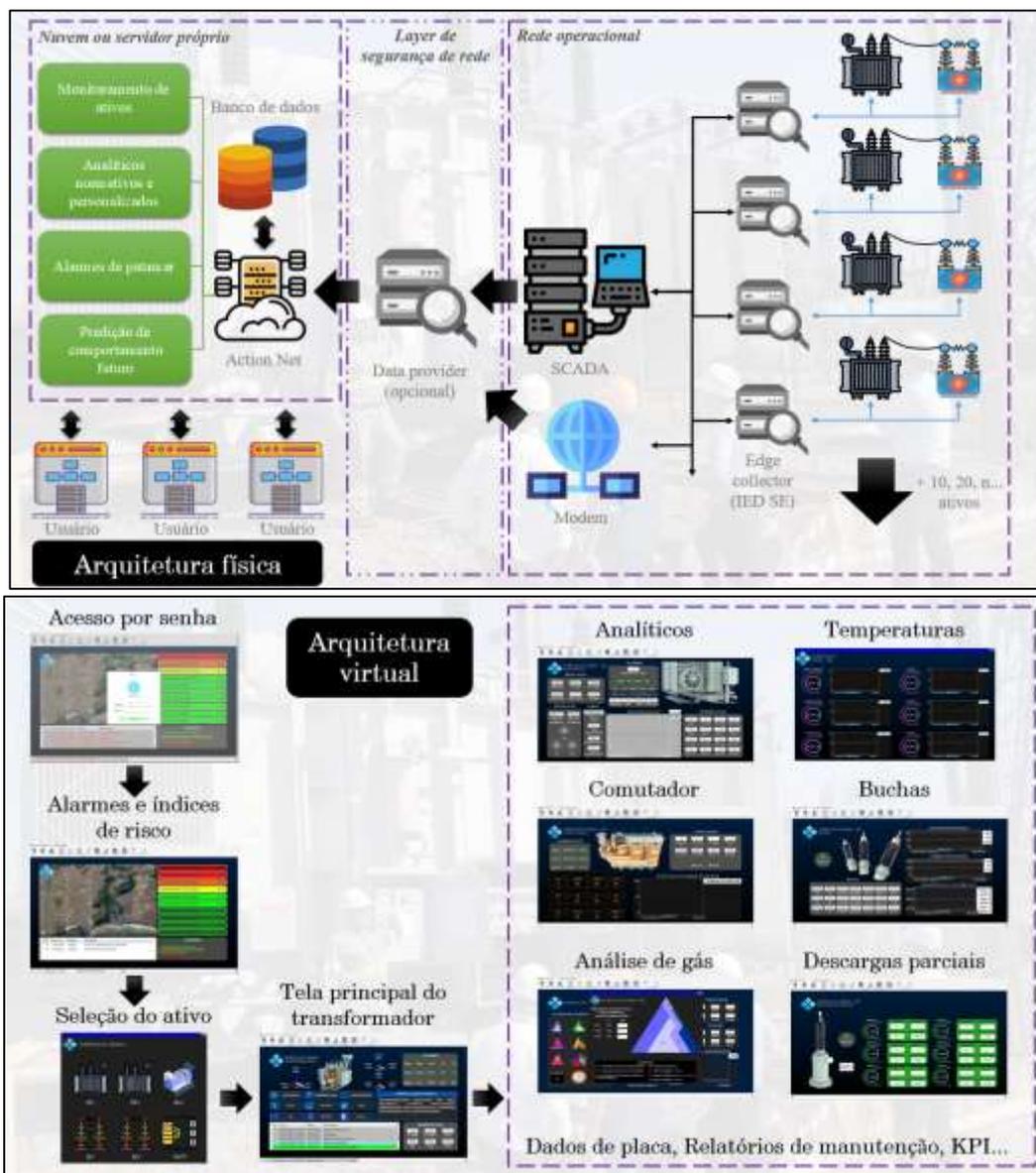


Figura 10. Arquitetura física e virtual do *software*.

A arquitetura física e virtual projetada do *software* é encontrada na figura 10, mostrando estrutura *front end* e *back end*, embora estas possam ser modificadas em outras situações.

A primeira tela desenvolvida é uma *dashboarboard* de acesso, como mostrada na figura 11, e seu propósito é permitir que apenas pessoas com permissão às informações possam visualizar elas respeitando a lei geral de proteção de dados, além de limitar cada usuário a interações de operação e manutenção conforme seu perfil.

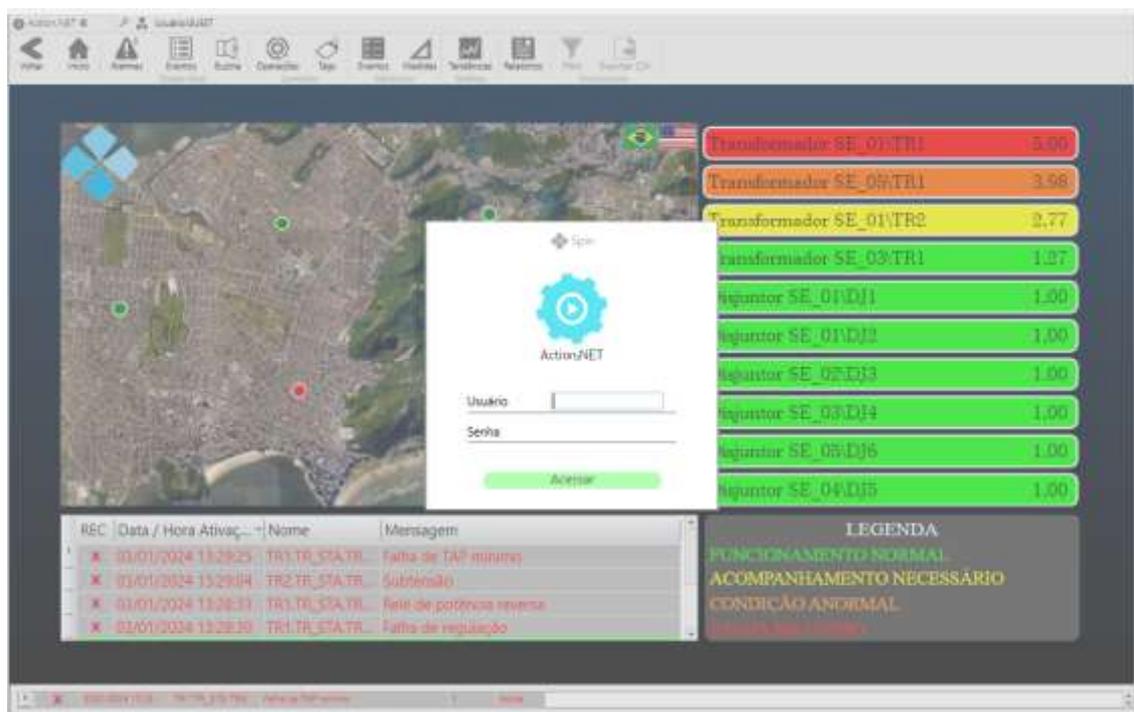


Figura 11. Tela inicial com controle de acesso.

Uma vez acessado o *software*, exibe-se a figura 12, onde há um mapa de uma localidade que seja relevante à concessionária. Ilustrativamente foi escolhida a cidade de Santos, onde foram colocados pequenos círculos com a posição geográfica das subestações (fictícias) e que em caso de falha leve ou crítica acendem na cor amarela ou vermelha.

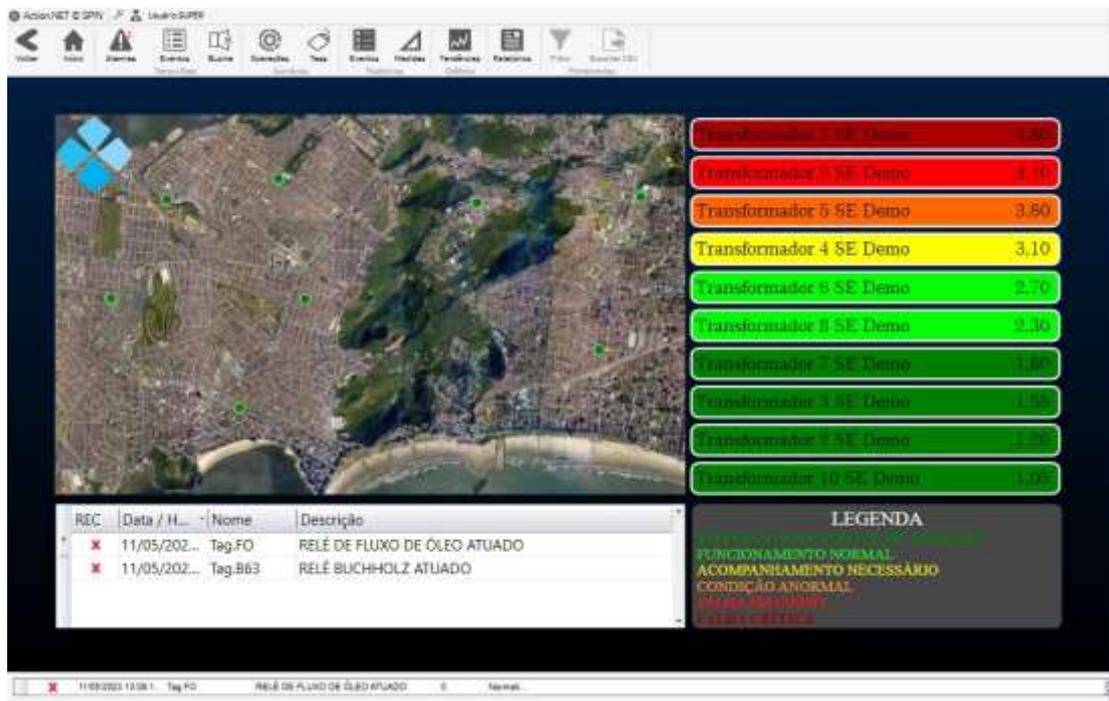


Figura 12. Tela de exibição do índice de risco dos ativos e alarmes.

Ao lado do mapa foi colocada uma tabela de exibição dos equipamentos organizada por risco calculado crescente em relação aos demais. O número de ativos exibidos foi limitado a 10, mas as telas podem ser configuradas conforme imaginação do programador.

A cor do risco dos transformadores vai de verde claro, quando o risco é quase inexistente, até vermelho escuro, quando o risco é alto e o perigo iminente. Este índice de risco foi parametrizado de 1 a 5, sendo 1 a melhor condição de trabalho correspondente à operação normal, e 5 a falha crítica instalada com possível perda do ativo.

Ainda nesta tela, são exibidos os alarmes correntes que podem ser priorizados conforme data, criticidade, ativo, ou qualquer outro campo relevante, sendo possível ainda navegar nestes alarmes.

E por fim, uma legenda para que qualquer usuário leigo possa entender a exibição de informações.

Ao clicar em cada subestação é possível navegar entre os ativos existentes nesta localidade, e ir para uma tela geral do ativo, onde são exibidos todos os parâmetros de gerenciamento do transformador.

Ao selecionar o ativo como mostrado na figura 13, a tela principal do transformador, são visualizadas as informações de correntes e tensões de cada fase do primário e secundários, os principais alarmes cuja cor pode ser parametrizada conforme status e criticidade do alarme, acompanhado de um aviso sonoro, além das temperaturas de óleo e enrolamentos.

Foi incluído ainda um módulo diagnóstico, onde conforme a ocorrência de cada alarme é exibida uma sugestão do procedimento a ser realizado, que é personalizado conforme os processos de cada concessionária, podendo conter recomendações de operação, chamada de manutenção ou avisos relevantes para o usuário.



Figura 13. Tela principal do transformador com atalhos e módulo diagnóstico.

A tela principal funciona também como um centralizador de atalhos para a geração de valor, a partir de onde é possível ao usuário obter a compilação de todos os dados monitorados (comutador, buchas, descargas parciais, temperaturas) em tempo real através de um módulo de monitoramento, acesso a um módulo de engenharia com os analíticos calculados ou visuais (análise de gases dissolvidos, analíticos normativos, estatísticos e propostos pelos principais autores modernos), e acesso a um módulo de gestão e manutenção, que compila os planos de manutenção e de gestão de ativos, indicadores, informes de manutenção e processos de qualidade como modos de falha.

Há de se esclarecer que a estrutura do material mostrada aqui possui independência servidor-cliente, ou seja, no servidor os *scripts* são executados continuamente conforme amostragem desejada, e cada usuário utiliza um programa em sua máquina que utiliza abordagem cliente, na qual cada cliente pode visualizar telas diferentes, fazer simulações independentes dos demais, e acessar diferentes ativos concomitantemente.

Na figura 14 são exibidos os analíticos do módulo de engenharia descritos na introdução teórica, tanto os normativos quanto os estatísticos. Seus códigos foram feitos em uma variação da linguagem C#, uma vez que estes somente possuem funcionalidade se utilizados na plataforma Action.NET, que faz a declaração de variáveis, aquisição amostrada, formato de dado e exportação personalizada do dado.

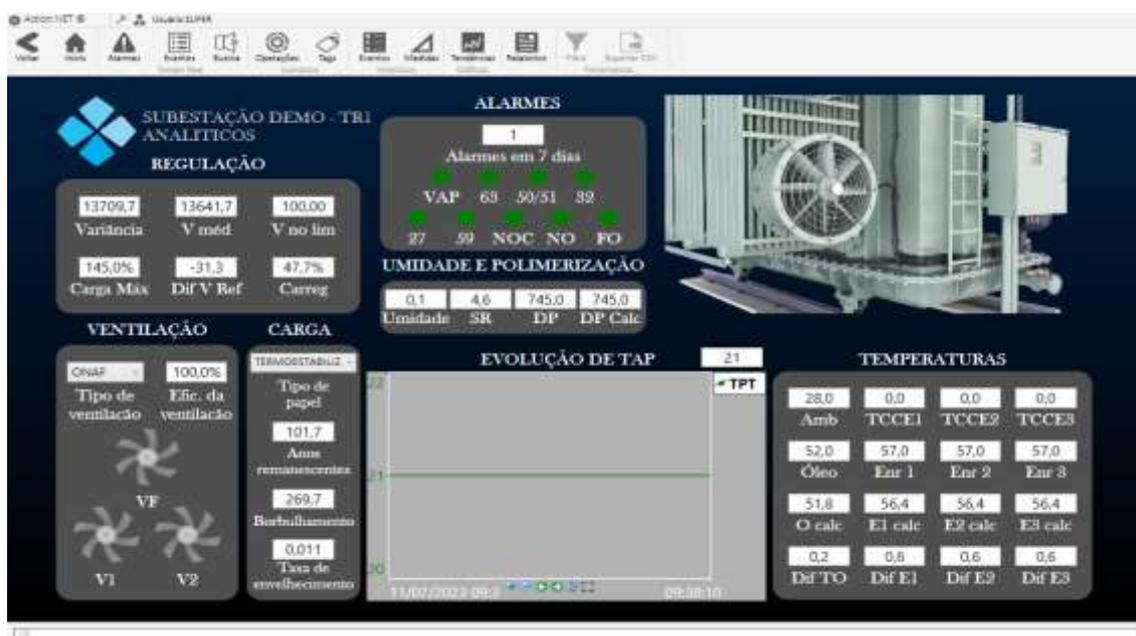


Figura 14. Tela de analíticos normativos e estatísticos.

Já na figura 15 são exibidos os analíticos de gases dissolvidos. Estes analíticos são importantes pois diversos diagnósticos de transformadores só podem ser efetuados através da análise dos gases dissolvidos no óleo, que revelam se este passou por falha térmica de óleo, falha térmica de celulose, arco voltaico, descarga de baixa intensidade, corona, entre outras.

Os analíticos de gases dissolvidos são em sua maioria visuais, deslocando mostradores sobre formas geométricas, ou piscando botões quando concentrações mínimas são alcançadas.

Os dados destes analíticos, tanto os de gases dissolvidos quanto os normativos e estatísticos entram no algoritmo do índice de risco efetivo utilizando Lógica Paraconsistente Anotada com anotação de 2 valores, como será demonstrado na metodologia utilizada.

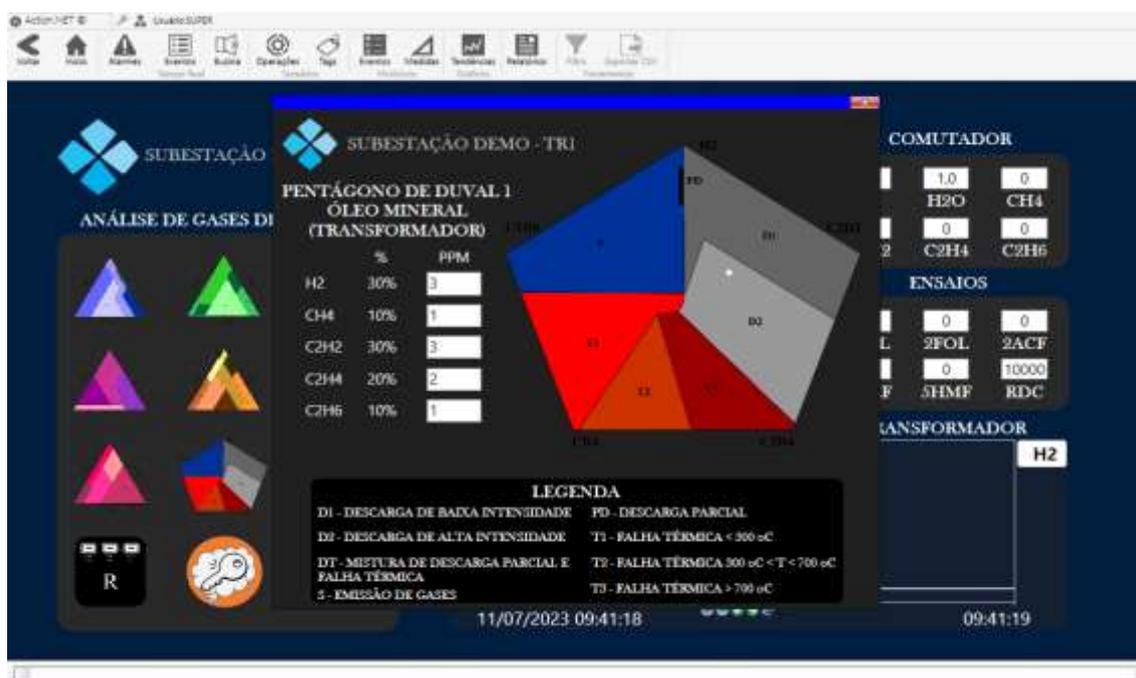


Figura 15. Tela de analíticos de gases dissolvidos em óleo. Em destaque, pentágono 1 de Duval.

2.2 Metodologia

A técnica envolve inicialmente estabelecer uma proposição a ser validada. Para este trabalho a proposição escolhida foi “O ativo está insalubre” devido a características muito específicas da LPA2v que serão mostradas mais adiante.

As entradas do método de cálculo do índice de risco efetivo foram divididas em 4 grupos, conforme grau de contribuição para a saúde do ativo. Para cada contribuição é feita uma parametrização, e um grau de evidência favorável é calculado para cada grupo. Ao final, todos estes são combinados em um único grau de evidência favorável à proposição, e transcrito em um valor de 1 a 5 para interpretação do usuário.

2.2.1 Contribuições individuais para o índice de risco

No primeiro grupo (G4) foram selecionadas as falhas ou condições nas quais há alguma contribuição para a saúde do ativo. A característica deste grupo é que nenhum dos elementos presentes ali pode indicar diretamente insalubridade do transformador, entretanto, refletem más práticas de operação e manutenção que podem resultar em uma falha ou condição que reduza a vida útil do ativo.

O segundo grupo (G3) é composto por falhas ou condições que também não indicam diretamente insalubridade do ativo, mas implicam automaticamente em redução da vida útil e possível evolução para falha crítica.

O terceiro grupo (G2) já reflete falhas ocorrendo em tempo real, e que indicam insalubridade do ativo e consequente redução proporcional da vida útil do transformador.

O último grupo (G1) por sua vez, é composto por falhas de alta criticidade, e que não apenas indicam a insalubridade do ativo, mas risco iminente de perda do equipamento e provável alta perda de vida útil.

Os elementos constituintes de cada grupo são mostrados nas figuras 16, 17, 18 e 19.



Figura 16. Componentes do grupo G4 (Baixa contribuição) para o índice de risco efetivo.



Figura 17. Componentes do grupo G3 (Redução de vida útil) para o índice de risco efetivo.



Figura 18. Componentes do grupo G2 (Insalubridade) para o índice de risco efetivo.



Figura 19. Componentes do grupo G1 (Falhas críticas com possível perda do ativo) para o índice de risco efetivo.

Para poder ser inserido no algoritmo de cálculo do índice de risco efetivo da LPA2v, cada componente teve de ser parametrizado, resultando em um grau de evidência desfavorável entre 0 e 1. Esta parametrização corresponde à transcrição de especialista de quanto e como cada uma destas variáveis contribui para o índice de risco. Na tabela 3 é apresentado um exemplo da parametrização de cada variável utilizada e seu correspondente grau de evidência μ ou λ , exibindo a tabela completa no anexo B.

Tabela 3. Parametrização dos graus de evidência conforme entrada.

Entradas LPA2v	λ / μ	Parametrização dos graus de evidência
Válvula de alívio	μ	Se VAP = 1, $\mu = 1$. Se VAP = 0, $\mu = 0,4$. Se G = 0, $\mu = 0$.
63 Buchholz	λ_1	Se 63 = 1, $\lambda = 0$. Se 63 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
32 Potência Direcional	λ_2	Se 32 = 1, $\lambda = 0$. Se 32 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
50/51 Sobre corrente	λ_3	Se 50/51 = 1, $\lambda = 0$, se 50/51 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
27 Subtensão	λ_4	Se 27 = 1, $\lambda = 0$, se 27 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
59 Sobretensão	λ_5	Se 59 = 1 e $V \geq 14000$ $\lambda = 0$. Se 59 = 1 e $V < 14000$ $\lambda = 0,15$. Se 59 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Nível de óleo do OLTC	λ_6	Se NOC = 1, $\lambda = 0$. Se NOC = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.

(3)

As variáveis de medição foram programadas para serem coletadas uma vez por minuto, enquanto as amostras de gases dissolvidos no óleo podem ser a cada 6 meses com medição laboratorial, ou a cada 30 minutos com equipamento de medição local. Já os alarmes e falhas são coletados em tempo real, no momento em que ocorrem. Essa coleta já atualiza os graus de evidência λ em tempo real, e o algoritmo de índice de risco igualmente.

2.2.2 Cálculo do índice de risco via LPA2v

O cálculo de um grau de evidência favorável real em relação à proposição é feito para cada grupo, seguindo sempre a mesma dinâmica, mostrada abaixo para o grupo 4, e que é feita simultaneamente para os grupos 3, 2 e 1, antes de serem combinados.

O grupo 4 possui 9 entradas, ou seja, 9 graus de evidência desfavorável (λ) para a proposição “O ativo está insalubre”, de forma que quanto mais próximo de 1 está o valor de λ , mais saudável o equipamento está. Estas entradas são então compiladas em um vetor com 10 posições, uma a mais que o número de entradas.

Desta forma segue-se a dinâmica de ordenamento:

- Testar se a posição P1 é maior que a posição P2;
- Se $P1 > P2$, colocar P1 em P10, P2 em P1, e P10 em P2;
- Repetir o processo para P3 a P9, testando em relação à todas as posições.

O resultado será um vetor organizado do menor valor para o maior, ou seja, $P1 \leq P2 \leq P3 \dots \leq P9$. Desta forma, ao executar o algoritmo da Lógica Paraconsistente Anotada com 2 valores LPA2v e calcular o grau de certeza e contradição, que se iniciará em P9 em direção a P1, a entrada que possui menor contribuição para a insalubridade do equipamento (λ mais próximo de 1), será também a que terá menor peso no cálculo, contribuindo com peso 2^{-8} .

Ao mesmo tempo, a entrada que possui maior contribuição para a insalubridade do ativo (λ mais próximo de 0), será também a que terá maior peso no cálculo, contribuindo com 50% do resultado.

Uma vez ordenado o vetor de graus de evidência desfavorável, calcula-se a rede de análise paraconsistente, até chegar em um grau de evidência

favorável real final, que refletirá quão verdadeira ou falsa é a proposição “o ativo está insalubre”. A dinâmica é descrita abaixo passo a passo, e depois ilustrada na figura 20:

- Transformar o grau de evidência desfavorável λ da última posição em grau de evidência favorável μ conforme equação 12

$$\mu = 1 - \lambda \quad (12)$$

- Calcular o grau de certeza e contradição do primeiro nó de análise paraconsistente (NAP) conforme equação 13

$$\begin{aligned} Gc &= \mu - \lambda \\ Gct &= \mu + \lambda - 1 \end{aligned} \quad (13)$$

- Eliminar a contradição projetando o par ordenado $[Gc, Gct]$ no eixo das abcissas usando a distância em relação ao vértice Verdadeiro ou Falso mais próximo calculada na equação 14

$$Dist = \sqrt{(1 - Gc)^2 + Gct^2} \quad (14)$$

- Encontrar o novo grau de evidência favorável resultante, chamado de grau de evidência favorável real calculado para os casos em que o grau de certeza é positivo ou negativo, conforme equação 15

$$\begin{aligned} \text{Se } (Gc < 0) & \gg \mu_r = \frac{Dist}{2} \\ \text{Se } (Gc \geq 0) & \gg \mu_r = \frac{2 - Dist}{2} \end{aligned} \quad (15)$$

- Repetir o processo para cada posição do vetor de graus de evidência desfavorável, usando como primeira entrada o μ_r

O processo todo é ilustrado na figura 20 tornando visual o passo a passo demonstrado nas equações acima.

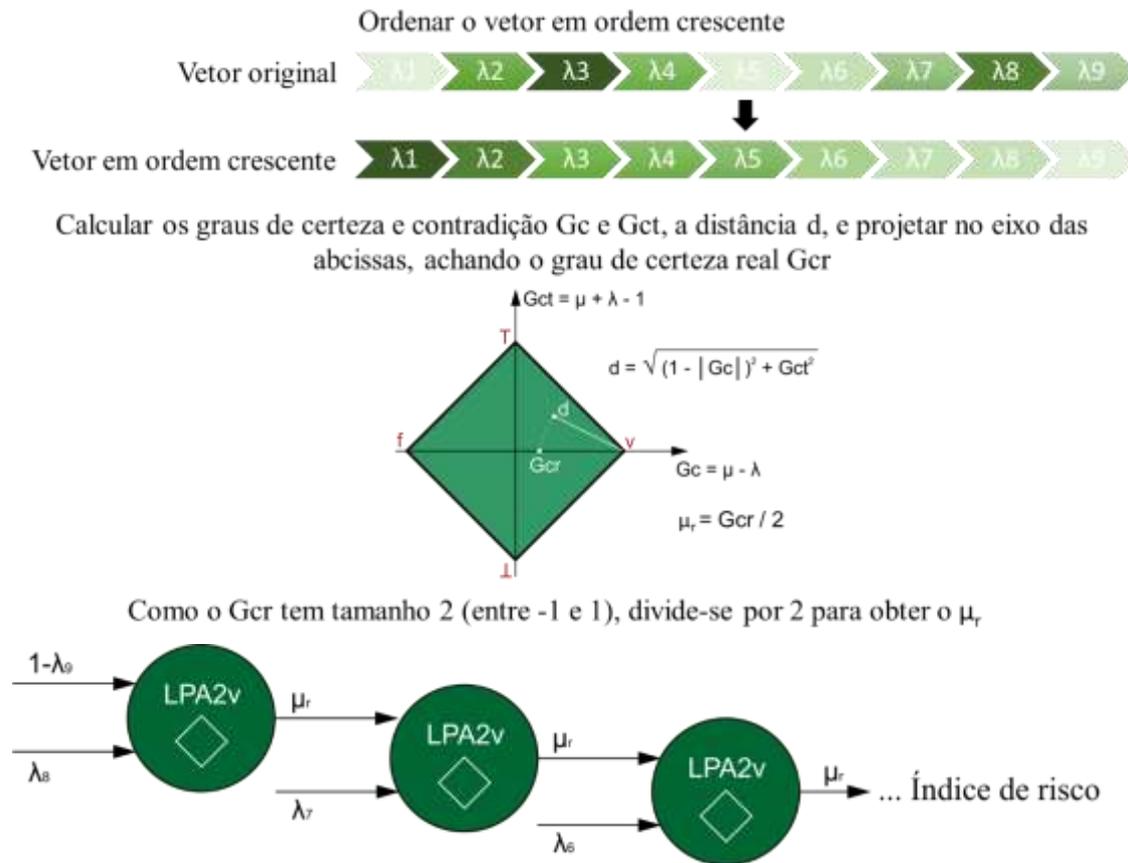


Figura 20. Passo a passo para calcular o índice de risco efetivo.

Após a execução de todos os nós de análise paraconsistente chegando ao λ_1 , encontra-se o grau de evidência favorável à proposição μ_r que corresponde ao grau de evidência favorável resultante deste grupo (G4), onde um $\mu_r = 0$ equivale a uma contribuição para um ativo totalmente saudável, e um $\mu_r = 1$ equivale a uma contribuição para um ativo totalmente insalubre, em comparação ao peso das entradas do grupo 4.

Para obtenção do índice de risco efetivo do transformador, o processo deve ser reaplicado para as entradas dos grupos 1, 2 e 3, produzindo similarmente um μ_r para cada grupo.

Estes graus de evidência real de cada grupo são então combinados em 3 nós de análise paraconsistente NAP, que resultarão em um μ_r final que corresponderá ao índice de risco efetivo, como mostrado na figura 21.

Desta forma o grupo 1 contribuirá com 50% do índice de risco, o grupo 2 com 25%, e os grupos 3 e 4 com 12,5% do índice de risco, como seria esperado uma vez que a criticidade das falhas é maior nos grupos 1 e 2.

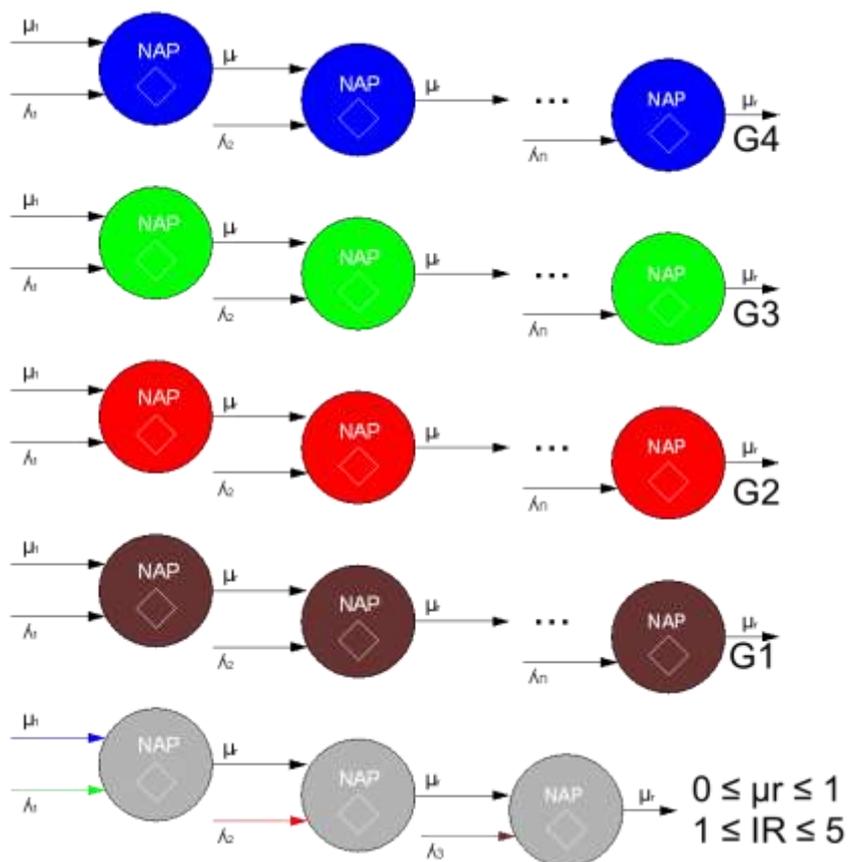


Figura 21. Obtenção do índice de risco efetivo a partir dos μ_r .

Os algoritmos utilizados nos *scripts* para elaboração de índice de risco efetivo usando a Lógica Paraconsistente Anotada com 2 valores está descrito no anexo A.

Uma vez obtido o grau de evidência favorável real à proposição “O ativo está insalubre”, este varia entre 0 (o equipamento está totalmente saudável) até 1 (o equipamento está totalmente insalubre), o que traz certo desconforto ao usuário para transcrever o risco efetivo do ativo. Desta forma é parametrizado o índice de risco efetivo (IRE) em função de μ_r de forma a deixar mais confortável ao usuário, como mostrado na equação 16.

$$\text{IRE} = 1 + 4 \cdot \mu_r \quad (16)$$

Para o processo de operação, inicialmente foi dividido o índice de risco efetivo IRE em 6 patamares (Sem falhas, Funcionamento normal, Acompanhamento necessário, Condição anormal, Falha em curso, e Falha crítica em curso).

Entretanto os testes mostraram que uma divisão tão particionada não trazia benefícios, e a divisão foi refeita em 4 patamares apenas, como mostrado na figura 22 (Funcionamento normal, Acompanhamento necessário, Condição anormal e Falha em curso).

Esta redução de patamares foi feita após observação de que as condições de “Sem falhas” e “Funcionamento normal” refletiam a mesma atitude de operação de não tomar qualquer ação. No outro extremo, As condições de “Falha em curso” e “Falha crítica em curso”, da mesma forma, provocavam a mesma ação operacional de acionar a manutenção.

Esta nova divisão caracterizou um nível de normalidade que permitisse aos operadores ignorar ativos caracterizados no nível normal. O próximo nível demonstraria uma possível redução de vida útil e um fator de priorização em relação a equipamentos que estejam no nível normal.

Os dois níveis seguintes requerem atendimento imediato, sendo o mais alto um fator de criticidade que denota a possível perda do ativo devendo ser priorizado o atendimento.



Figura 22. Parametrização e código de cores do IRE.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Uma vez construído o *software* em ambiente de desenvolvimento, este foi testado em ambiente de testes em duas etapas, onde a primeira simulou individualmente cada falha, e concomitantemente falhas aleatórias de grupos iguais e diferentes.

A segunda fase de testes utilizou dados de uma falha real ocorrida em uma subestação da empresa Enel distribuição São Paulo, na grande São Paulo, situada na região sul da cidade na ETD Varginha, onde um transformador teve a ocorrência de falhas de evolução rápida resultando na perda do ativo, um transformador TUSA 40/60MVA com 31 anos de uso.

Sendo o grupo 4 o grupo de falhas de menor insalubridade e o grupo 1 o grupo com maior insalubridade, foram escolhidas aleatoriamente falhas pertencentes ao grupo, tais como; falha de bloqueio do comutador, falha de regulação de tensão, atuação do relé Buchholz e outras, para serem testadas individualmente e depois concomitantemente com falhas de outros grupos, apenas para ilustrar o comportamento do *software* uma vez que a falha escolhida e o patamar de medições no momento do teste influenciam o resultado do índice de risco efetivo IRE. O resultado encontrado é mostrado na tabela 4 dos diferentes IRE obtidos com e sem atuação de falhas de diferentes criticidades (grupo).

Tabela 4. IRE obtido com e sem atuação de falhas de diferentes criticidades (Grupo).

Normal	G4	G3	G2	G1	G4G4
1,00	1,60	2,29	3,50	4,43	1,95
G4G3	G3G3	G3G2	G2G2	G1G2	G1G1
2,87	3,76	4,83	5,00	5,00	5,00

(4)

Como é possível observar, na condição normal e sem falhas, foram utilizadas medições que remetem a um transformador novo para que itens que possuem contribuição indireta como grau de polimerização resultem em um IRE 1.

A partir daí uma falha do grupo 4, que não indica uma insalubridade do ativo, mas uma condição não perfeita, só passará a contribuir para o primeiro nível que é acompanhamento necessário se ocorrerem 3 falhas deste grupo concomitantemente, sendo que até duas ainda permanecerá em condição normal.

Ao ser acionado um alarme do grupo 3, que é aquele que pode resultar em uma redução de vida útil, mas ainda não corresponde à condição de insalubridade, resultou em um IRE situado em “acompanhamento necessário”, e quando sujeito a duas falhas deste grupo, resultou em um nível de “condição anormal”, e apenas quando combinado com uma falha do grupo 2, que é o grupo de condição insalubre, o IRE é modificado para “Falha ocorrendo”.

Já falhas do grupo 2, iniciam com “condição anormal”, e qualquer cruzamento com falhas de outros grupos, já resulta em evolução para “falha ocorrendo”, resultando ainda em fator máximo, a depender de qual falha é concomitante.

E como era de se esperar, qualquer falha do grupo 1, inicia-se em “falha ocorrendo” e qualquer cruzamento com outras falhas resulta em fator de risco máximo.

Cabe notar que este teste só foi possível de ser feito em simulação de teste, já que as falhas dos grupos 2 e 1 usualmente envolvem medições que indiretamente contribuirão para falhas de outros grupos, e resultarão em alta criticidade do ativo em situações reais.

Para ilustrar individualmente a contribuição de cada falha, foram acionadas as falhas, e seu IRE foi graficado e indicado na legenda, na figura 23, demonstrando os resultados individuais das falhas.

Não foram mostradas todas as falhas possíveis uma vez que suas medições atuam ao mesmo tempo em outras, sendo representadas majoritariamente aquelas que puderam ser simuladas individualmente.

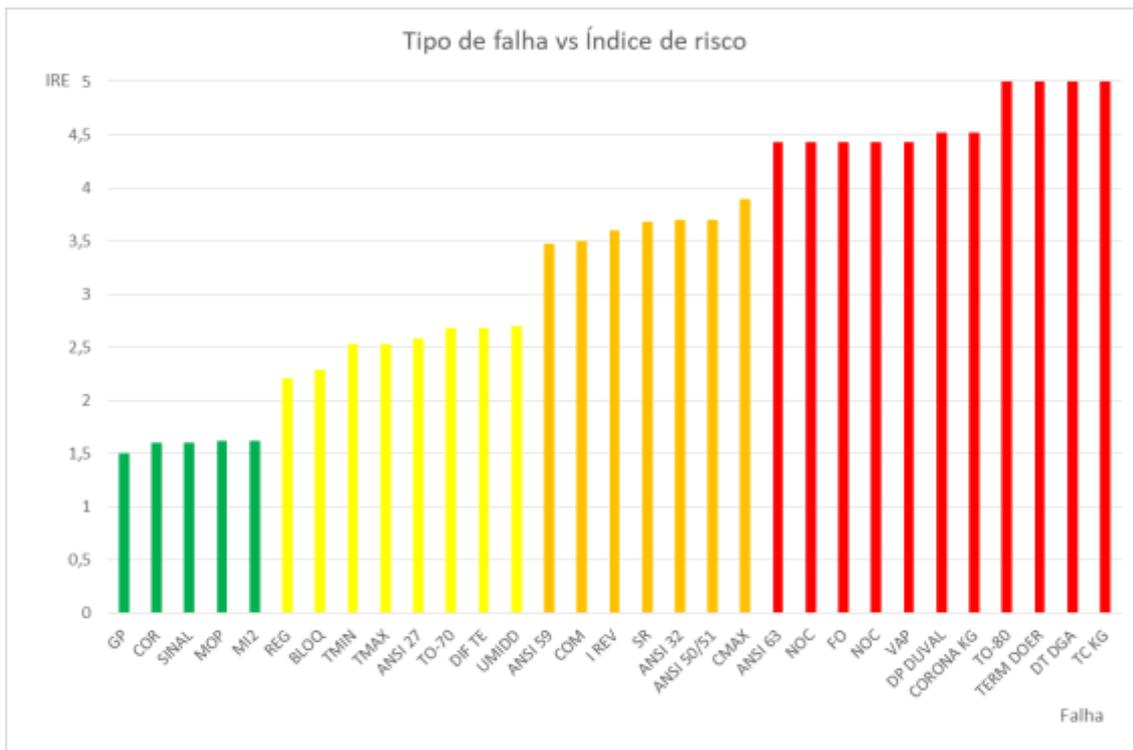


Figura 23. IRE individual por falha.

Por fim foram manualmente inseridos no *software* os dados da falha ocorrida em dezembro de 2021 no Transformador 2. Ele passou alguns dias por razões desconhecidas e talvez por uma falha não monitorada na posição de TAP número 1, que corresponde ao carregamento quase em vazio, e que não condizia com a carga utilizada.

Sua coroa não estava medindo a posição de TAP e com isso haveria também uma falha de sinalização de posição de TAP (ambas não medidas na época). A temperatura embora fosse dezembro, pela localidade do transformador (zona de mata e certa altitude) e clima na semana da falha, era amena e até fria para os padrões de dezembro, o que por sua vez não implicaria em redução da vida útil do ativo, mas aceleraria a criticidade da quantidade de umidade no papel.

Por volta de uma hora antes da ocorrência da falha os níveis de hidrogênio dissolvidos começam a subir até o momento da falha no qual, então, bolhas acionam a proteção e desligam o transformador. Este transformador contava com medições de gases dissolvidos apenas laboratorial, não havendo registros de sua leitura no momento da falha.

Os resultados obtidos, lançando os valores de temperatura medidos, grau de polimerização para consumo de mais de 60% de vida, falha de coroa e sinalização indicaram um índice de risco efetivo de 2,38, como demonstrado na figura 24, o que em um primeiro momento não alertaria o operador de um possível problema.

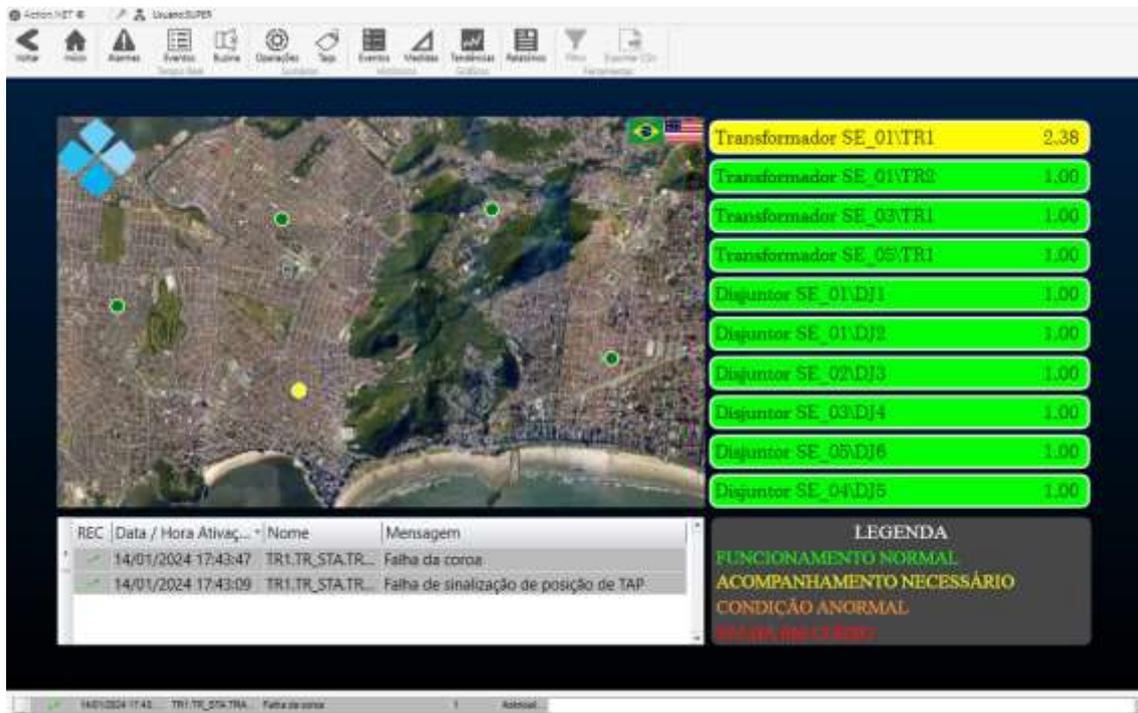


Figura 24. IRE uma semana antes da falha no transformador.

Ao inserir o aumento diário de hidrogênio dissolvido o sistema já entende que há uma falha corrente, e por um acúmulo, com as demais condições o IRE já sobe para 4,96 como mostrado na figura 25, indicando uma falha grave e com alta criticidade.

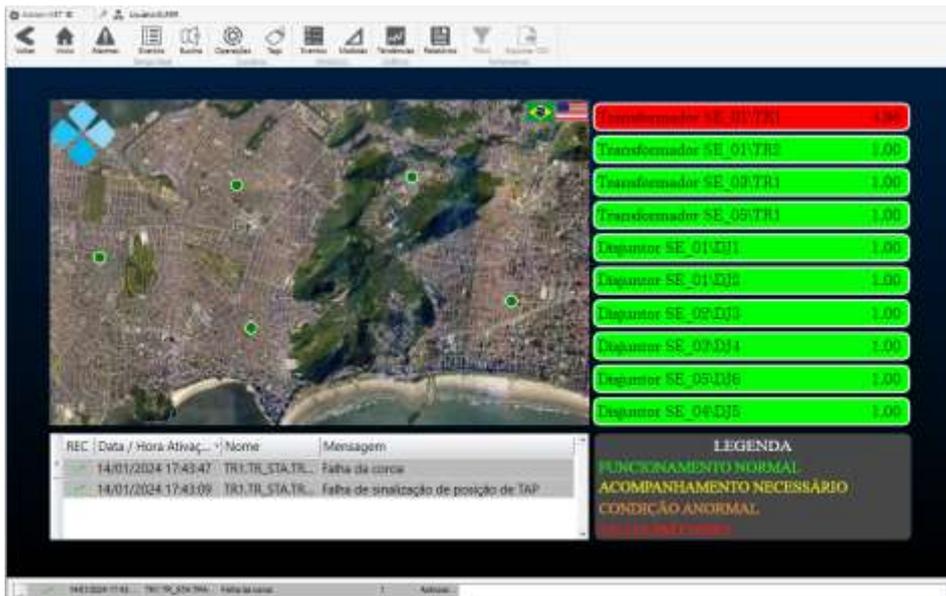


Figura 25. IRE uma hora antes da falha no transformador.

No momento da ocorrência da falha com o desligamento do transformador o IRE alcança seu valor máximo como mostrado na figura 26, já com a perda do ativo devido a descarga parcial e perda de isolamento.

Com base nos resultados obtidos em simulações individuais, simulações de falhas cruzadas por grupo de falha, e simulações usando dados reais de ocorrência, foram obtidos resultados condizentes com o que era esperado, e que teriam guiado tomadas de decisão em prol da extensão da vida útil do ativo, que era o objetivo do analítico de índice de risco efetivo.

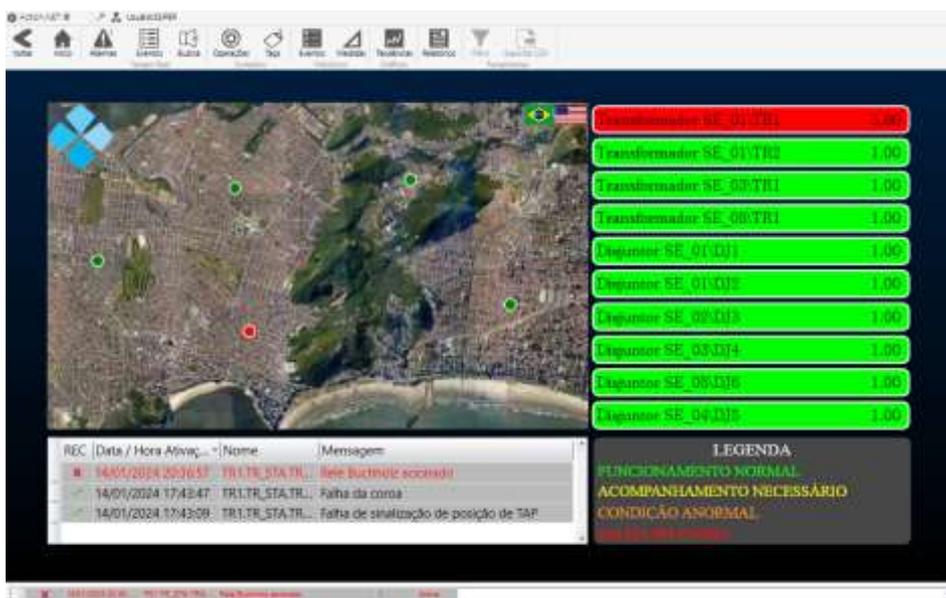


Figura 26. IRE no momento da descarga parcial e perda do ativo.

4. CONCLUSÃO

Essa pesquisa foi direcionada a apresentar meios computacionais que amenizem os problemas relacionados a ativos de grande porte em concessionárias de energia elétrica, tais como, transformadores de potência, que são submetidos a imprevisibilidade das condições com enorme variabilidade na exploração da sua máxima vida útil. Seguindo essa linha de pesquisa, este trabalho combinou as melhores práticas normativas com algoritmos relacionados à Lógica Paraconsistente Anotada com Anotação de dois valores permitindo a criação de um Sistema Especialista que através de tratamento lógico de dados baseado nessa lógica não clássica fornece um índice de risco efetivo que faculta às empresas o desenvolvimento de procedimentos para proveito máximo a vida útil destes equipamentos. Uma vez construído o *software* em ambiente de desenvolvimento, este foi testado em ambiente de testes em duas etapas, onde a primeira simulou individualmente cada falha, e concomitantemente falhas aleatórias de grupos iguais e diferentes. Na segunda fase de testes utilizou dados de uma falha real ocorrida em uma subestação da empresa Enel distribuição São Paulo, na grande São Paulo, situada na região sul da cidade na ETD Varginha, onde um transformador teve a ocorrência de falhas de evolução rápida resultando na perda do ativo, um transformador TUSA 40/60MVA com 31 anos de uso.

Destaca-se que o primeiro teste com dados simulados embora robusto por contar com mais de 1800 simulações correspondeu integralmente ao que era esperado em vincular condições críticas a uma necessidade de atendimento imediato, ao mesmo tempo em que demonstrou algum risco para faltas secundárias que não trariam perigo imediato ao equipamento, permitindo ao operador utilizar o índice de risco como fator de priorização sem incorrer em acionamento indevido de equipes de manutenção. Por outro lado, para o teste com dados reais do incidente ocorrido na subestação de Varginha o *software* demonstrou com antecedência que havia algo de errado acontecendo, e seu uso com os devidos processos de operação e manutenção poderiam ter gerado um resultado diferente na perda do ativo que gerou prejuízo pela substituição precoce.

Alguns dos testes realizados nas simulações teóricas apontam para condições que não existirão em casos reais, como é o caso de falhas de descarga parcial ou corona, e sobre temperatura acima de 700 graus Celsius detectados via triângulos de Duval, já que o triângulo aponta apenas para uma destas falhas por vez. O intuito de manter estes resultados foi prever o caso no qual o próprio *software* apresente falha, que podem ser identificadas através de análise pelas equipes de manutenção.

Os resultados obtidos nos testes mostraram que o *software* construído com as configurações de algoritmos fundamentados em LPA2v é uma ferramenta bastante útil que, através do seu índice de risco efetivo resultante da análise, produz benefícios que possibilitam às empresas de energia elétrica a atuar de modo muito eficiente para o proveito máximo da vida útil de seus ativos.

O teste que foi realizado com medições de caso real aponta ainda para a possibilidade da existência de falhas de evolução rápida, as quais o *software* iria detectar sua existência, mas que seria possível a ocorrência em um tempo que não permitisse ação corretiva antes do dano ou perda do ativo em questão.

4.1 Trabalhos futuros

Embora o teste tenha atendido aos critérios de uso por concessionárias, sejam elas geradoras, transmissoras ou distribuidoras de energia elétrica, tanto para uso em indústrias quanto em concessionárias sugere-se para trabalhos futuros estudar a sua *performance* com o incremento do custo de processo como fator de risco. Dessa forma, se um equipamento que estiver vinculado a um hospital onde vidas possam ser perdidas, ou a um minerióduto cuja interrupção possa entupir centenas de quilômetros de tubulação, estes ativos precisam de um fator de priorização e risco maior, que pode ser atrelado ao custo de processo. E isto se deve ao fato de que o *software* desenvolvido neste trabalho possui foco no ativo em si, porém gestores associam suas decisões em indústrias relacionadas a equipamentos em geral somando o custo e criticidade de processos derivados do ativo como um fator de decisão.

Sugere-se adicionalmente a identificação da existência de falhas de evolução mais rápida que um possível tempo de resposta da operação frente à

ocorrência e respectivamente sua proporcionalidade em relação à ocorrência de falhas comuns, com proposição de metodologia ou processo automatizado que permita reduzir um possível impacto destas no resultado obtido por esta ferramenta computacional.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. (Janeiro de 2022). Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist). *Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021*, 8. Brasília, DF, Brasil: ANEEL - Agência nacional de energia elétrica.
- BIANCHI, P. R., DE BRASIL CAMARGO, C. C., & DE SOUZA, F. L. (2001). CARACTERIZAÇÃO DE ENVELHECIMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA: ANÁLISE COMPARATIVA. XVI *SNPTEE*, 007 - 012.
- BLAIR, H. A., & SUBRAHMANNIAN, V. (1989). Paraconsistent Foundations for Logic Programming. *Journal of Non-Classical Logic*, 45-73.
- COSTA, A. A. (31 de Março de 2023). Avaliação do índice de saúde de transformadores de potência: uma ferramenta de apoio à gestão de ativos. *Dissertação de mestrado*. Itajubá, MG, Brasil: Universidade Federal de Itajubá. Fonte: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/3729>
- CPFL. (04 de Dezembro de 2023). *O que é tarifa de energia e como ela é calculada na conta de luz?* Fonte: CPFL Soluções: <https://cpflsolucoes.com.br/o-que-e-tarifa-de-energia-e-como-ela-e-calculada-na-conta-de-luz>
- DA SILVA FILHO, J. I. (1999). MÉTODOS DE APLICAÇÕES DA LÓGICA PARACONSISTENTE ANOTADA DE ANOTAÇÃO COM DOIS VALORES-LPA2v COM CONSTRUÇÃO DE ALGORITMO E IMPLEMENTAÇÃO DE CIRCUITOS ELETRÔNICOS. *Tese de doutoramento Universidade de São Paulo*. São Paulo, SP, Brasil.
- DA SILVA FILHO, J. I. (2011). Paraconsistent Algorithm Extractor of Contradiction Effects-ParaExtr. *Journal of Software Engineering and Applications*, 579-584.
- DA SILVA FILHO, J. I. (6 de May de 2021). Paraconsistent annotated logic algorithms applied in management and control of communication network routes. *Sensors*, 21(12), 4219. doi:<https://doi.org/10.3390/s21124219>

- DA SILVA, C., DA SILVA JÚNIOR, A., & BORGES, R. (2018). Desenvolvimento de Sistema Especialista para Gerenciamento de Transformadores. *IX WORKSPOT- WORKSHOP INTERNACIONAL SOBRE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA, EQUIPAMENTOS, SUBESTAÇÕES E MATERIAIS* (pp. 1-9). São Paulo: Cigré.
- DINIZ, H. E. (22 de Março de 2013). Termografia quantitativa como ferramenta de gestão de ativos do sistema elétrico de potência. *DISSERTAÇÃO DE MESTRADO*. Belo Horizonte, MG, Brasil: Universidade Federal de Minas Gerais.
- DOERNENBURG, E. G. (1967). Analysis of dissolved and free gases for monitoring performance of oil-filled transformers. *Brown Boveri Review*, 54(213), 104.
- DUVAL, M. (May-June de 2002). A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 18(3), 8-17. doi:10.1109/MEI.2002.1014963
- DUVAL, M. (2008). Calculation of DGA Limit Values and Sampling Intervals in Transformers in Service. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 24, 7-13. doi:10.1109/MEI.2008.4635656
- DUVAL, M., & DUKARM, J. (2005). Improving the reliability of transformer gas-in-oil diagnosis. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 21-27. doi:10.1109/MEI.2005.1489986.
- FABRE, J., & PICHON, A. (1960). Deteriorating processes and products of paper in oil. *Conférence Internationale des Grands Réseaux à Haute Tension*,. Paris: Cigré.
- FESSLER, W., MCNUTT, W., & ROUSE, T. (1987). *Bubble formation in transformers: Final report*. Semantic Scholar.
- GISSONI, R. T. (08 de Janeiro de 2016). Aplicação de recursos de gestão produtiva total (TPM) para gestão de ativos em empresas de distribuição de energia elétrica. *Dissertação de mestrado*. São Luiz, MA, Brasil: Universidade Federal do Maranhão. Fonte: <http://tedebc.ufma.br:8080/jspui/handle/tede/687>

- GORGAN, B. e. (2012). Calculation of the remaining lifetime of power transformers. *13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment* (pp. 293-300). Brasov - Romania: OPTIM Eindhoven University Technology.
- IEEE. (2011). Std C57.91. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed*. EUA: IEEE.
- MENDES, A. V. (Setembro de 2021). A importância da gestão de ativos para a competitividade das empresas de distribuição de energia elétrica. *Dissertação de mestrado*. Lisboa, Portugal: ISEL - Eng. Mecan. - Dissertações de Mestrado. Fonte: <http://hdl.handle.net/10400.21/14047>
- MOTA, P. P. (04 de Dezembro de 2017). MODELO BIM PARA GESTÃO DE ATIVOS. *DISSERTAÇÃO DE MESTRADO*. Campinas, SP, Brasil: UNICAMP.
- OOMMEN, T. (1984). Moisture Equilibrium Charts for Transformer Insulation Drying Practice. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, pp. 3062-3067.
- OOMMEN, T. V., PETRIE, E. M., & LINDGREN, S. R. (1995). Bubble Generation in Transformer Windings. *Doble Client Conference*. Boston: Doble.
- PEREIRA, S. M. (21 de Julho de 2015). Dimensionamento da reserva estratégica no âmbito do programa de gestão de ativos da EDP distribuição. *Dissertação de mestrado*. Coimbra, Portugal: FCTUC Eng.Mecânica - Teses de Mestrado. Fonte: <https://hdl.handle.net/10316/39067>
- PERZANOWSKI, J. (1999). Fifty years of parainconsistent logics. *Logic and Logical Philosophy*, 21-24.
- PRINCE, W. R., WOLLENDERG, B. F., & BERTOIGNOLLI, D. B. (Agosto de 1989). "Survey on excessive alarms (power system control)". *IEEE Transactions on Power Systems*, 4, 950-956. doi:10.1109/59.32584
- PUGH, D. (1974). Advances in Fault Diagnosis by Combustible Gas Analysis. *Minutes of Forty-First International Conference of Doble Clients*, 10-1201.

- PUGH, D. R. (1973). Combustible gas analysis. *Minutes of Fortieth International Conference of Doble Clients* (pp. 10-401). IEEE.
- SHROFF, D., & STANNETT, A. W. (November de 1985). A review of paper aging in power. *The Institution of Electrical Engineers*, 132, 312-319. doi:10.1049/ip-c.1985.0052
- SOUZA, M. P. (Dezembro de 2020). PROPOSTA DE ANÁLISE DO SISTEMA DE GESTÃO DE ATIVOS. *TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE ENGENHARIA*. Florianópolis, SC, Brasil: INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA.
- SUBRAHMANIAN, V. S. (1987). On the Semantics of Quantitative Logic Programs. *Unknown Host Publication Title. IEEE*, 173-182.
- Sun, H.-C., Huang, Y.-C., & Huang, C.-M. (2012). A Review of Dissolved Gas Analysis in Power Transformers. *Energy Procedia*, 14, 1220-1225. doi:https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.1079
- TREVISAM, B. A. (24 de Fevereiro de 2023). Aplicação de ferramentas inteligentes de classificação de dados não estruturados como suporte a gestão de ativos em sistemas elétricos de potência. *Dissertação de mestrado*. São Carlos, SP, Brasil: Escola de Engenharia de São Carlos. doi:https://doi.org/10.11606/D.18.2023.tde-16032023-075818
- TRIOLA, M. F. (2005). *Introdução à estatística*. Rio de Janeiro: LTC.
- TUKEY, J. W. (1962). The Future of Data Analysis. (I. o. Statistics, Ed.) *The Annals of Mathematical Statistics*, 33(1), 1-67. Fonte: <http://www.jstor.org/stable/2237638>
- ZIRBES, R., ROLIM, J. G., & ZÜRN, H. H. (2005). Metodologias para avaliação e diagnóstico do estado de isolamentos de papel impregnado com óleo mineral. *Sistemas de Potência • Sba Controle & Automação*, 16-19. doi: <https://doi.org/10.1590/S0103-17592005000300005>

ANEXOS

ANEXO A – Relação de normas técnicas utilizadas para o desenvolvimento de analíticos

IEC (*International Electrotechnical Commission*)

- IEC 60076 – 1 Transformadores de potência – Parte 1 geral
- IEC 60076 – 2 Transformadores de potência – Parte 2 Subida de temperatura para transformadores imersos em líquido
- IEC 60076 – 5 Transformadores de potência – Parte 5 Habilidade de suportar curto circuitos
- IEC 60076 – 7 Transformadores de potência – Parte 7 Guia de carregamento para transformadores imersos em óleo mineral
- IEC 60270 – SN Técnicas de testes de alta voltagem – Medições de descargas parciais
- IEC 60450 – SN Medição da média do grau de polimerização viscosimétrico de materiais isolantes elétricos celulósicos novos e envelhecidos
- IEC 60567 – SN Guia de amostragem de gases livres e análise de gases livres e dissolvidos em óleos minerais e outros líquidos isolantes – Equipamentos elétricos preenchidos a óleo
- IEC 60599 – SN Guia para interpretação de análises de gases livres e dissolvidos em equipamentos elétricos preenchidos com óleo mineral em serviço

IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*)

- IEEE C57.91 – Guia para carregamento de transformadores de potência imersos em óleo mineral e reguladores de voltagem de passo
- IEEE C57.92 – Guia para transformadores de potência imersos em óleo mineral até 100MVA com 55 ou 65 graus de subida média de temperatura
- IEEE C57.104 – Guia para interpretação de gases gerados em transformadores imersos em óleo mineral

ABNT NBR (Associação Brasileira de Normas Técnicas)

- ABNT NBR 5356 – 1 Transformadores de potência – Parte 1 Generalidades
- ABNT NBR 5356 – 2 Transformadores de potência – Parte 2 Aquecimento
- ABNT NBR 5356 – 5 Transformadores de potência – Parte 5 Capacidade de resistir a curto circuitos
- ABNT NBR 5356 – 7 Transformadores de potência – Parte 7 Guia de carregamento para transformadores imersos em óleo isolante
- ABNT NBR ISO 31000 Gestão de riscos – Princípios e incertezas
- ABNT NBR ISO 55000 Gestão de ativos – Visão geral, princípios e terminologia
- ABNT NBR ISO 55001 Gestão de ativos – Sistemas de gestão, requisitos

ANEXO B – Graus de evidência utilizados para cada entrada

Entradas LPA2v	λ / μ	Parametrização dos graus de evidência
Válvula de alívio	μ	Se VAP = 1, $\mu = 1$. Se VAP = 0, $\mu = 0,4$. Se G = 0, $\mu = 0$.
63 Buchholz	λ_1	Se 63 = 1, $\lambda = 0$. Se 63 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
32 Potência Direcional	λ_2	Se 32 = 1, $\lambda = 0$. Se 32 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
50/51 Sobre corrente	λ_3	Se 50/51 = 1, $\lambda = 0$, se 50/51 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
27 Subtensão	λ_4	Se 27 = 1, $\lambda = 0$, se 27 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
59 Sobretensão	λ_5	Se 59 = 1 e $V \geq 14000$ $\lambda = 0$. Se 59 = 1 e $V < 14000$ $\lambda = 0,15$. Se 59 = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Nível de óleo do OLTC	λ_6	Se NOC = 1, $\lambda = 0$. Se NOC = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Nível de óleo	λ_7	Se NO = 1, $\lambda = 0$. Se NO = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Fluxo de óleo	λ_8	Se FO = 1, $\lambda = 0$. Se FO = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Bloqueio do OLTC	λ_9	Se BLOQ = 1, $\lambda = 0,25$. Se BLOQ = 0, $\lambda = 0,7$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
TAP Máximo	λ_{10}	Se TAP MAX = 1, $\lambda = 0,15$. Se TAP MAX = 0, $\lambda = 0,7$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
TAP Mínimo	λ_{11}	Se TAP MIN = 1, $\lambda = 0,15$. Se TAP MIN = 0, $\lambda = 0,7$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
F Regulação	λ_{12}	Se REG = 1, $\lambda = 0,25$. Se REG = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
F Comutação	λ_{13}	Se COM = 1, $\lambda = 0,25$. Se COM = 0, $\lambda = 0,8$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Coroa	λ_{14}	Se COROA = 1, $\lambda = 0,3$. Se COROA = 0, $\lambda = 0,75$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
F Sinalização	λ_{15}	Se SINALIZ = 1, $\lambda = 0,3$. Se SINALIZ = 0, $\lambda = 0,75$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Corrente reversa	λ_{16}	Se IREV = 1, $\lambda = 0,1$. Se IREV = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Manutenção por Operações	λ_{17}	Se MAN OP = 1, $\lambda = 0,4$. Se MAN OP = 0, $\lambda = 1$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Manutenção por Corrente	λ_{18}	Se MAN I2 = 1, $\lambda = 0,4$, se MAN I2 = 0, $\lambda = 1$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Doernenburg	λ_{19}	Se DOERNEMBURG = 1, $\lambda = 0$, se DOERNEMBURG = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Doernenburg	λ_{20}	Se DOERNEMBURG = 1, $\lambda = 0$, se DOERNEMBURG = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Doernenburg	λ_{21}	Se DOERNEMBURG = 1, $\lambda = 0$, se DOERNEMBURG = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.

Tabela anexa – Parametrização dos graus de evidência utilizados

Gases chave	λ_{22}	Se Gases Chave = 1, $\lambda = 0$, se Gases Chave = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Gases chave	λ_{23}	Se Gases Chave = 1, $\lambda = 0$, se Gases Chave = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Gases chave	λ_{24}	Se Gases Chave = 1, $\lambda = 0$, se Gases Chave = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Gases chave	λ_{25}	Se Gases Chave = 1, $\lambda = 0$, se Gases Chave = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Rogers	λ_{26}	Se ROGERS = 1, $\lambda = 0$, se ROGERS = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Rogers	λ_{27}	Se ROGERS = 1, $\lambda = 0$, se ROGERS = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Rogers	λ_{28}	Se ROGERS = 1, $\lambda = 0$, se ROGERS = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Rogers	λ_{29}	Se ROGERS = 1, $\lambda = 0$, se ROGERS = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Rogers	λ_{30}	Se ROGERS = 1, $\lambda = 0$, se ROGERS = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Rogers	λ_{31}	Se ROGERS = 1, $\lambda = 0$, se ROGERS = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Rogers	λ_{32}	Se ROGERS = 1, $\lambda = 0$, se ROGERS = 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Duval PD	λ_{33}	Se DUVAL PD= 1, $\lambda = 0$, se DUVAL PD= 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Duval T1	λ_{34}	Se DUVAL T1= 1, $\lambda = 0$, se DUVAL T1= 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Duval T2	λ_{35}	Se DUVAL T2= 1, $\lambda = 0$, se DUVAL T2= 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Duval T3	λ_{36}	Se DUVAL T3= 1, $\lambda = 0$, se DUVAL T3= 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Duval D1	λ_{37}	Se DUVAL D1= 1, $\lambda = 0$, se DUVAL D1= 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Duval D2	λ_{38}	Se DUVAL D2= 1, $\lambda = 0$, se DUVAL D2= 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Duval DT	λ_{39}	Se DUVAL DT= 1, $\lambda = 0$, se DUVAL DT= 0, $\lambda = 0,9$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Variância	λ_{40}	Se VARI>1,4 VMED, $\lambda = 0,1$, se entre 1,2 E 1,4 VMED, $\lambda = 0,3$, se VARI= 1 A 1,2 VMED, $\lambda = 1$.

Cont. tabela anexa – Parametrização dos graus de evidência utilizados

DIF Tensão de ref.	λ_{41}	Se DIF V > 10%, $\lambda = 0$, se entre 5 E 10%, $\lambda = 0,2$, se DIF V entre 2 E 5%, $\lambda = 0,6$, E SE < 2%, $\lambda = 1$
Tensão no limite	λ_{42}	Se V LIM < 70%, $\lambda = 0$, se entre 70 E 95%, V LIM entre 95 E 98%, $\lambda = 0,6$, E SE > 98% $\lambda = 1$
Carga Max Adm.	λ_{43}	Se CAR MAX < CARR, $\lambda = 0$, se CAR MAX \geq CARR, $\lambda = 0,7$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Temperatura de Curto Circuito	λ_{44}	Se TCC = 1, $\lambda = 0$. Se TCC = 0, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Diferencial de Temp.	λ_{45}	Se DT > 15%, $\lambda = 0$, se DT entre 1 E 15%, $\lambda = 0,6$, SE < 1%, $\lambda = 0,8$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Anos Remanescentes	λ_{46}	Se AR < 1, $\lambda = 0$, se entre 1 E 5, $\lambda = 0,15$, se entre 5 E 10, $\lambda = 0,4$, se AR > 10, $\lambda = 1$
Temperatura de Borbulhamento	λ_{47}	Se T BORB \leq TO, $\lambda = 0$, se = 1,15 TO, $\lambda = 0,15$, se T BORB > 1,15 TO, $\lambda = 0,6$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Envelhecimento (T)	λ_{48}	Se Env > 0,15, $\lambda = 0$, se entre 0,04 E 0,15, $\lambda = 0,2$, se Env entre 0,04 E 0,03, $\lambda = 0,4$, SE < 0,03, $\lambda = 1$
Envelhecimento (K)	λ_{49}	Se Env > 1, $\lambda = 0$, se entre 1 E 0,1, $\lambda = 0,2$, se Env entre 0,25 E 0,1, $\lambda = 0,4$, SE < 0,1, $\lambda = 1$
Eficiência da Ventilação	λ_{50}	Se EFF VENT < 95%, $\lambda = 0,2$, se EFF VENT SE entre 95 E 98%, $\lambda = 0,6$, SE > 98%, $\lambda = 1$
Grau de polimerização	λ_{51}	Se DP < 200, $\lambda = 0$, se entre 200 E 400, $\lambda = 0,2$ DP se entre 400 E 600, $\lambda = 0,5$, SE > 600, $\lambda = 1$
Saturação relativa	λ_{52}	Se SR > 70, $\lambda = 0$, se entre 50 E 70, $\lambda = 0,1$ se SR SE entre 20 E 50, $\lambda = 0,5$, SE < 20, $\lambda = 1$
Umidade Calculada	λ_{53}	Se Umdd > 2%, $\lambda = 0,2$, se entre 1 E 2%, $\lambda = 0,25$, se Umdd entre 0,5 E 1%, $\lambda = 0,5$, SE < 0,5 %, $\lambda = 1$
Evolução de TAP (TPT)	λ_{54}	Se TPT > 250/Sem, $\lambda = 0,1$, se TPT. Se entre 140 E 250/Sem, $\lambda = 0,6$, se < 140/Sem, $\lambda = 1$
Variação de H2 Diária	λ_{55}	Se H2D > 50, $\lambda = 0$, se H2D entre 15 E 50, $\lambda = 0,6$, SE < 15, $\lambda = 1$
Temperatura de óleo	λ_{56}	Se TOA = 1, $\lambda = 0$, se TOA = 0 e TOW = 1, $\lambda = 0,15$, se TOW = 0, $\lambda = 0,7$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Temperatura de enrolamento 1	λ_{57}	Se TE1A = 1, $\lambda = 0$, se TE1A = 0 e TE1W = 1, $\lambda = 0,15$. Se TE1W = 0, $\lambda = 0,7$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Temperatura de enrolamento 2	λ_{58}	Se TE2A = 1, $\lambda = 0$, se TE2A = 0 e TE2W = 1, $\lambda = 0,15$. Se TE2W = 0, $\lambda = 0,7$. Se G = 0, $\lambda = 1$.
Temperatura de enrolamento 3	λ_{59}	Se TE3A = 1, $\lambda = 0$, se TE3A = 0 e TE3W = 1, $\lambda = 0,15$. Se TE3W = 0, $\lambda = 0,7$. Se G = 0, $\lambda = 1$.

Cont. tabela anexa – Parametrização dos graus de evidência utilizados

ANEXO C – Técnicas para gestão de riscos incluindo cálculo do índice de risco sugeridas por ABNT NBR ISO 31010

