

MONITORAMENTO E PREDIÇÃO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES A ÓLEO

Laiane Souza Araújo¹; Eduardo Luz Macedo¹; Mariana Costa Falcão^{2,7}; Jair Antônio Longo Júnior^{3,7}; André Aparecido Leal de Almeida^{4,7}; Thiago Raniel^{5,7}; Rogério Henrique Scheolin^{6,7*}

¹ Engenheiro eletricitista – FITL/AEMS; ² Engenheira eletricitista – UNESP; Mestre em engenharia elétrica – UNESP; Doutoranda em engenharia elétrica – UNESP; ³ Mestre em Engenharia Elétrica – UNESP; ⁴ Esp. em Segurança Cibernética – IGTL; ⁵ Mestre em Engenharia Elétrica (Automação) – UNESP; ⁶ Engenheiro eletricitista – UNESP; ⁷ Docente das Faculdades Integradas de Três Lagoas – FITL/AEMS
* autor correspondente: rhzuliani@yahoo.com.br

RESUMO

Os equipamentos que fazem parte do ramo de geração de energia, analisam os gases dissolvidos no óleo devido a sua degeneração, e essa análise faz parte da manutenção preditiva. São realizadas apenas análises de óleos anuais e utilização de métodos simples de diagnósticos de falhas e muitas vezes não são acompanhados o que faz acarretar várias perdas financeiras e baixa confiabilidade do ativo e acaba gerando vários reparos nos equipamentos. Para evitar tais situações, um sistema de monitoramento foi estudado para a aplicação. O objetivo deste artigo é mostrar um monitoramento das análises dos gases dissolvidos no óleo e desta forma diagnosticar alguns defeitos em transformadores. O sistema proposto é para auxiliar no processo de tomada de decisões de acordo com o diagnóstico de falhas e assim manter um acompanhamento da evolução. Esse monitoramento foi baseado em quatro métodos em que relacionam os gases e geram um diagnóstico, de forma a aumentar a confiabilidade em relação à utilização dos métodos. Para gerar esses diagnósticos foram utilizados dados reais de análises de quatro transformadores. Os dados vão passar por uma simples programação onde estão alocados os métodos de diagnósticos e irá para uma tela de visualização que mostrará a condição do ativo. Os resultados encontrados foram compatíveis com o parecer do laboratório e a ferramenta poderá ser utilizada como suporte para tomadas de decisões em relação ao transformador.

PALAVRAS-CHAVE: transformadores; acetileno; diagnósticos.

1 INTRODUÇÃO

Evidentemente, o fornecimento de energia é muito importante para várias empresas e até mesmo os cidadãos comuns. E para o fornecimento de energia, torna-se vital a implantação e operação de equipamentos como os transformadores, entretanto como todo ativo, eles também apresentam falhas com o passar dos anos, como perda de eficiência e em seu pior caso podem ser retirados do sistema elétrico.

O transformador é um equipamento de operação estática que por meio de indução eletromagnética transfere energia de um circuito, chamado primário, para um ou mais circuitos denominados,

respectivamente, secundário, sendo, no entanto, mantida a mesma frequência, porém com tensões e correntes diferentes (MAMEDE FILHO, 2005.)

Para que os aparelhos consumidores de energia elétrica sejam utilizados com segurança pelos usuários, é necessário que se faça sua alimentação com tensões adequadas (MAMEDE FILHO, 2005.)

Os transformadores são adjetivados em função da posição que ocupam no sistema, podem ser na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (MAMEDE FILHO, 2005.)

1.1 Transformadores a óleo

Os transformadores estão dentre os

equipamentos mais caros do mercado, porém possuem grande versatilidade tanto em suas funcionalidades quanto em especificações.

Figura 1. Transformador de potência.



Fonte: Extraído de WEG, 2020.

O transformador surgiu na década de 1880 devido à necessidade de transmitir energia elétrica por longas distâncias. Com o transformador de corrente alternada, a transmissão de energia elétrica em corrente contínua deixou de ser de interesse visto que a transmissão em corrente alternada (CA) é muito mais vantajosa que a transmissão em CC quanto ao aspecto de perdas e a distância de cobertura. (CHAPAMAN, 2013).

Na sua concepção mais simples, um transformador é constituído de dois enrolamentos: o enrolamento primário, que recebe a energia do sistema supridor, e o enrolamento secundário, que transfere esta energia para o sistema de distribuição (Figura 2) (MAMEDE FILHO, 2005).

A relação entre as tensões do primário (E_p) e do secundário (E_s) se dão através do número de espiras das respectivas bobinas.

$$E_p / E_s = N_p / N_s = a \quad (1)$$

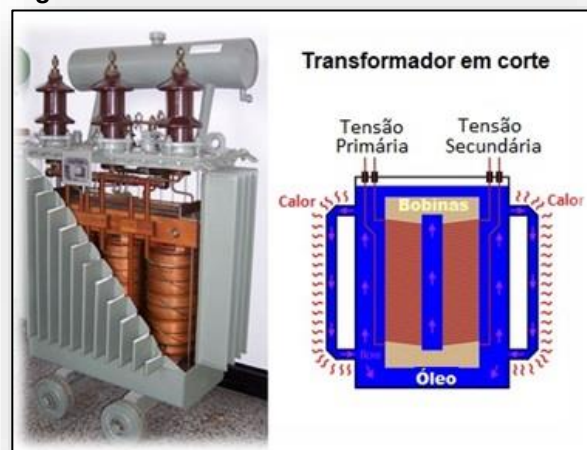
Sendo a a relação de transformação. A relação entre as correntes do primário e secundário é o inverso da relação

de transformação.

$$i_p / i_s = N_s / N_p = 1 / a \quad (2)$$

Os transformadores são classificados quanto ao meio isolante e um deles é o líquido isolante que é empregado em sistema de distribuição e força e em plantas industriais comuns (MAMEDE FILHO, 2005.)

Figura 2. Transformador em corte.



Fonte: Extraído de Seg Maqs, 2020.

1.2 Óleo isolante

O óleo isolante é o fluido mais comumente utilizado em transformadores de distribuição e de força (MAMEDE-FILHO, 2005). Traz inúmeros benefícios para o ativo, como refrigerar o interior do equipamento, e é importante ter um grau de viscosidade baixo, para poder circular com mais facilidade. Mesmo que tenha uma temperatura alta, o óleo não pode sofrer alterações físicas ou químicas influenciando a sua viscosidade. É vital que o transformador apresente uma rigidez dielétrica elevada, para que o líquido preencha os espaços entre os enrolamentos e o núcleo, e uma condutividade térmica que permita a transferência de um ponto a outro de calor por unidade de tempo.

O óleo deve ser sempre bem conservado, sem contaminantes, é importante para a vida útil do transformador que os cuidados necessários sejam realizados. O óleo deve estar livre de

impurezas, mas com o passar dos anos os gases dissolvidos começam a aparecer e é necessário acompanhamento de análises (MAMEDE-FILHO, 2005).

1.3 Gases dissolvidos

Quando um equipamento entra em operação, é realizada uma análise cromatográfica do óleo, para identificar as concentrações dos gases presentes. A partir desses valores é possível definir a frequência de análise. Usualmente, as análises são realizadas anualmente, porém quando há um grande índice de gases faz-se necessário o acompanhamento do ativo, realizando análises numa frequência menor de tempo, geralmente de três em três meses. Os gases que são contemplados nos três métodos abrangidos neste trabalho são: (i) hidrogênio (H_2); (ii) metano (CH_4); (iii) monóxido de carbono (CO); (iv) etileno (C_2H_4); (v) etano (C_2H_6); (vi) acetileno (C_2H_2). Os gases dissolvidos podem gerar problemas na isolação do transformador, que está relacionado à temperatura e relação direta da severidade do stress elétrico ou térmico. A análise de gases dissolvidos no óleo dos transformadores está diretamente ligada à confiabilidade e à sustentabilidade do fornecimento de energia que é relacionado à qualidade do produto, pois são fatores que estão sendo atingidos pelos projetos de monitoramento constante (JARDINI, 1996, CAMINHA, 2004).

2 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é apresentar um modelo inédito e simples para a representação de um diagnóstico de transformadores imersos em óleo isolante realizado em laboratórios com a aplicação de técnicas inteligentes de análise de gases dissolvidos no óleo. Assim, elaborou-se um monitoramento de falhas por meio das análises de óleo dos transformadores a óleo, utilizando três métodos consolidados dentro do *Knime Analytics Platform* e no final obteve-se uma tela para a visualização, no *Qlik Sense*.

3 MATERIAL E MÉTODOS

Para a criação deste monitoramento, utilizaram-se os métodos de diagnóstico, tais como, método de Rogers, método IEC, gases individuais e triângulo de Duval.

3.1 Método de Rogers

O método de Rogers passou por três atualizações até então, a primeira versão foi a do ano de 1973, que é uma das mais simples, apresentando somente códigos 0 e 1, depois 1975 e 1977 que será utilizada para esta análise, onde trabalha com quatro razões de cinco gases (Quadro 1). Os gases utilizados para a elaboração do método de Rogers são: hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2).

Quadro 1. Razões de gases.

Razões de Gases			
R1	R2	R3	R4
CH_4/H_2	C_2H_6/CH_4	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_2/C_2H_4

Fonte: Extraído de IEEE std C57.104, 2008.

Logo após encontrar os resultados das razões (Quadro 1), existem intervalos que geram codificações para tais razões, e então é gerado um código para saber o diagnóstico (Quadro 2).

O método segue uma linha de análise que pode ser explicitada através de um diagrama de blocos, o qual demonstra

como a metodologia trabalha os dados para realizar o diagnóstico requerido (ARANTES, 2005).

Cada código sequenciado quatro vezes (Quadro 3), mostram um determinado diagnóstico para o equipamento, podendo ser uma possível falha.

Quadro 2. Códigos.

Intervalo das Razões	Código
$0 < R1 \leq 0,1$	1
$0,1 < R1 < 1$	2
$R1 = 0$	2
$1 \leq R1 < 3$	3
$R1 \geq 3$	4
$R2 < 1$	0
$R2 \geq 1$	1
$R3 < 1$	0
$1 \leq R3 < 3$	1
$R3 \geq 3$	2
$R4 < 0,5$	0
$0,5 \leq R4 < 3$	1
$R4 \geq 3$	2

Fonte: Extraído de IEEE std C57.104, 2008.

Quadro 3. Diagnóstico de falhas.

Interpretação da sequência de códigos				
Código R1	Código R2	Código R3	Código R4	Diagnóstico de falha
2	0	0	0	Deterioração normal.
1	0	0	0	Descarga parcial (efeito corona).
3	0	0	0	Leve sobreaquecimento – abaixo de 150°C
4	0	0	0	Leve sobreaquecimento – abaixo de 150°C
3	1	0	0	Sobreaquecimento – 150°C a 200°C.
4	1	0	0	Sobreaquecimento – 150°C a 200°C.
2	1	0	0	Sobreaquecimento – 200°C a 300°C.
2	0	1	0	Sobreaquecimento geral em condutores.
3	0	1	0	Corrente de circulação nas bobinas.
3	0	2	0	Corrente de circulação entre bobinas e tanque com sobreaquecimento de junções.
2	0	0	1	Descarga sem fluxo de energia.
2	0	1	1	Arco com fluxo de energia.
2	0	1	2	Arco com fluxo de energia.
2	0	2	1	Arco com fluxo de energia.
2	0	2	2	Arco com fluxo de energia.
2	0	2	2	Centelhamento contínuo para potencial flutuante.
1	0	0	1	Descarga parcial com sinal.
1	0	0	2	Descarga parcial com sinal.

Fonte: IEEE std C57.104, 2008.

Quadro 4. Razões dos gases e códigos identificadores.

Relação de Gases	Código		
	R= C2H2/C2H4	R= CH4/H2	R= C2H4/C2H6
$0,1 > R$	0	1	0
$0,1 < R < 1$	1	0	0
$1 < R < 3$	1	2	1
$3 < R$	2	2	2

Fonte: Extraído de IEEE std C57.104, 2008.

3.2 Método IEC (*International Electro-technical Commission*)

Já o método IEC apresenta três razões de cinco gases, e também os

intervalos para o código de cada razão. Os cinco gases são metano (CH₄), hidrogênio (H₂), etano (C₂H₆), etileno (C₂H₄) e o acetileno (C₂H₂), utilizando a seguintes

relações C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , e C_2H_4/C_2H_6 para estabelecer os seus diagnósticos (Quadro 4).

Seguindo a mesma linha do método

de Rogers, correlacionado os códigos três vezes, tem-se uns diagnósticos para uma possível falha no transformador (Quadro 5).

Quadro 5. Diagnósticos pelo método IEC.

Caso	Defeito característico	Relação			Exemplos típicos
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
A	Sem falha	0	0	0	Envelhecimento normal
B	Descargas parciais de pequena densidade de energia	0	1	0	Descargas nas bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, de supersaturação ou de alta umidade.
C	Descargas parciais de alta densidade de energia	1	1	0	Como acima, porém provocando alvorejamento ou perfuração da isolamento sólida.
D	Descargas de energia reduzida.	1-2	0	1-2	Centelhamento contínuo no óleo devido às más conexões de diferentes potenciais.
E	Descargas de alta energia.	1	0	2	Descargas de potência, arco, ruptura dielétrica do óleo entre enrolamentos. Entre espiras e massa, interrupção de corrente em comutadores de tap.
F	Defeito térmico de baixa temperatura 150°C	0	0	1	Sobreaquecimento generalizado de condutores isolados.
G	Defeito térmico de baixa temperatura 150°C a 300°C	0	2	0	Sobreaquecimento global do núcleo devido à concentração de fluxo magnético. Pontos quentes de temperatura crescente, variando desde pequenos pontos quentes no núcleo, sobreaquecimento do cobre devido a correntes de Foucault, mau contato (formação de carbono por pirólise) até pontos quentes devido a circulação de correntes entre núcleo e tanque.
H	Defeito térmico de baixa temperatura 150°C	0	2	1	
I	Defeito térmico de baixa temperatura 150°C	0	2	2	

Fonte: Extraído de IEEE std C57.104, 2008.

Quadro 6. Níveis normais e anormais dos gases individuais.

Gás	Normal (<)	Anormal (>)	Interpretação
Hidrogênio	150 ppm	1000 ppm	Corona, arco elétrico
Metano	25	80	Centelha
Etano	10	35	Sobre aquecimento local
Etileno	20	150	Sobre aquecimento severo
Acetileno	15	70	Arco elétrico
Monóxido de carbono	500	1000	Sobre aquecimento severo
Dióxido de carbono	10.000	15.000	Sobre aquecimento severo
Nitrogênio	1 to 10%	N.A.	N.A.
Oxigênio	0,2 to 3,5%	N.A.	N.A.
Total de combustíveis	0,03%	0,5%	N.A.

Fonte: Extraído de IEEE std C57.104, 2008.

3.3 Gases individuais

A análise de gases individuais é a mais simples e geralmente vem historiada pelo laboratório, porém é de suma relevância a utilização desta, pois combinada aos métodos, ou seja, seu monitoramento será mais assertivo. Os valores para se obter os diagnósticos estão apresentados no Quadro 6.

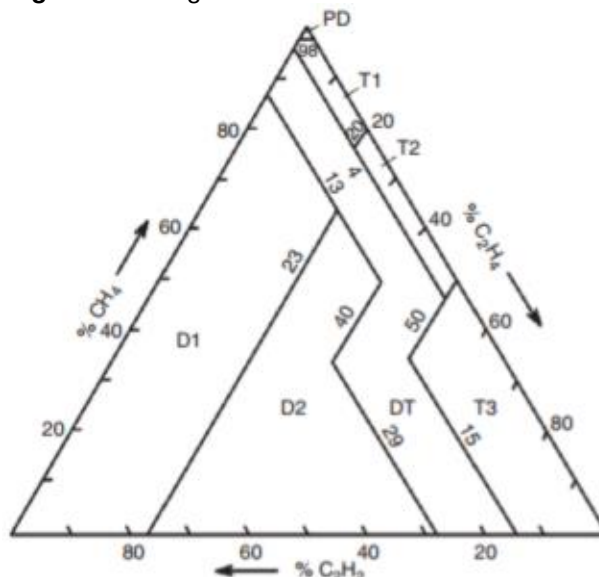
3.4 Triângulo de Duval

Este método é somente usado quando apresenta os três gases explosivos em certas quantidades, (i) metano

(CH₄) > 50 ppm, (ii) etileno (C₂H₄) > 50 ppm e (iii) acetileno (C₂H₂) > 1 ppm. (DUVAL, 2002).

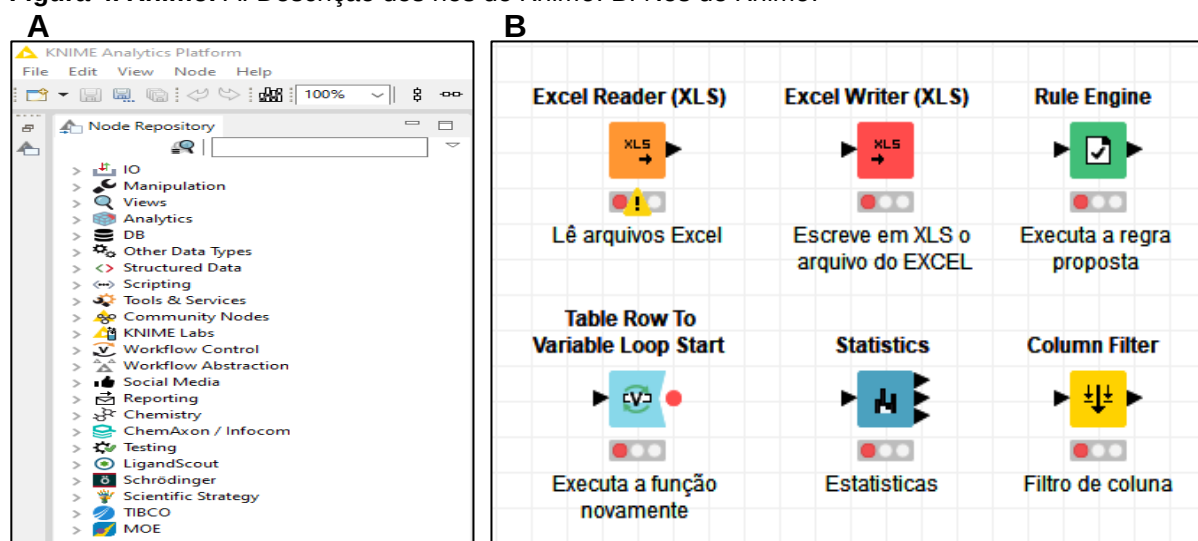
O triângulo de Duval é separado em regiões de falha (Figura 3), como D1 – descargas de baixa energia (centelhamento); D2 – descargas de alta energia (arco elétrico); DT – arco elétrico e falta térmica; T1 – falta térmica < 300 °C (ponto quente); T2 – falta térmica entre 300-500°C (ponto quente); T3 – falta térmica >500°C e PD – descargas parciais do tipo Corona (DUVAL, 2002).

Figura 3. Triângulo de Duval.



Fonte: Extraído de Singh e Bandyopadhyay, 2010.

Figura 4. *Knime*. A. Descrição dos nós do *Knime*. B. Nós de *Knime*.



Fonte: Elaborado pelos autores.

3.5 Knime analytics platform (KNIME)

O *KNIME* é a ferramenta de análise de dados utilizada para o monitoramento. Esta ferramenta permite ler dados, manipular os dados, e dar as soluções requeridas a partir de seus nós. O fluxo de trabalho pode ser criado com os nós bem explicativos da ferramenta (Figura 4A). Para criar um fluxo de trabalho é necessário modelar cada etapa da análise, controlar o fluxo de dados e garantir uma resposta e conhecer o que cada nó executa (Figura 4B).

O monitoramento consiste em ler uma planilha que está disponível na rede, com os dados das análises laboratoriais. Esta planilha foi criada para o *KNIME* ler os dados de uma base do Excel (Figura 6), pois os dados são enviados em um arquivo PDF pelo laboratório para a empresa (Figura 5).

Logo após definir o local onde ficará a planilha, começa o processo da montagem do *workflow* dentro do *KNIME*.

Figura 5. Análise laboratorial em PDF.

		LAUDO DE ENSAIOS EM ÓLEO ISOLANTE		O.S. CR 4291/17		
Empresa MACIAS ELETROTÉCNICA LTDA.		Status da Análise CR: Normal				
Solicitante						
Equipamento:	Transformador de potência	Motivo:	Manutenção preventiva	Data da Coleta:	14/07/2017	
Nº Série:	1013140761	TAG:		Temp. Amb. (°C):	-	
Tensão(kV):	35,2/13,8	Vol. Óleo (Litros):	23430	Temp. Óleo (°C):	-	
Potência(kVA):	140000	Tipo de Óleo:	óleo mineral isolante	Temp. Amostra (°C):	53	
Fabricante:	WEG	CDC/Óleo:	não informado	Umid. Rel. (%):	-	
Identificação:	TG-01	Sist. Refrig.:	não informado	Ponto de Amostragem:	Reg. Inferior	
Ano Fabr.:	2011	Sist. Preserv.:	não informado	Operando:	Sim	
Instalação:	Eldorado Brasil	Temp. Enrolamento:	-			
ANÁLISE CROMATOGRÁFICA NBR 7070 - Gases dissolvidos (ppm)		HISTÓRICO DE RESULTADOS			Taxa de Crescimento (% ao mês)	RESULTADO
		0572/16 03/02/2016	1504/16 18/03/2016	5585/16 20/09/2016		
Hidrogênio (H2)	3	4	1	-10.10		ND
Oxigênio (O2)	5800	7200	9000	-3.25		6100
Nitrogênio (N2)	34800	44100	43700	-6.43		15900
Metano (CH4)	102	132	75	-10.10		ND
Monóxido de Carbono (CO)	186	252	170	-10.10		ND
Dióxido de Carbono (CO2)	5790	7780	4930	-9.90		100
Etileno (C2H4)	112	150	99	-10.10		ND
Etano (C2H6)	27	22	16	-10.10		ND
Acetileno (C2H2)	ND	ND	ND	-		ND

Fonte: Extraído de MGM, 2017.

Figura 6. Planilha de gases no Excel.

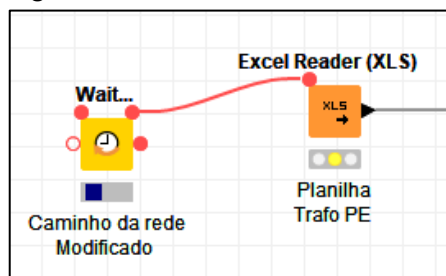
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
	ID	DATA	DIAS CORRIDOS	EMPRESA	N. SÉRIE	Hidrogenio_H2	Metano_CH4	Etileno_C2H4	Etano_C2H6	Acetileno_C2H2				
1	1	19/04/2018	1966	MGM	600911/1	4	0	5	6	4				
2	2	19/04/2018	1966	MGM	600912/1	1	0	0	0	0				
3	3	06/04/2016	1223	MGM	600913/1	99	15	24	4	1				
4	4	03/03/2017	1554	MGM	600913/1	71	11	11	2	1				
5	5	19/04/2018	1966	MGM	600915/1	1	0	0	0	0				
6	6	06/04/2016	1223	MGM	600916/1	21000	23750	26450	3140	1900				
7	7	03/03/2017	1554	MGM	600916/1	35	1431	4886	831	241				
8	8	10/05/2017	1622	MGM	600916/1	107	1459	3390	515	181				
9	9	15/12/2017	1841	MGM	600916/1	144	1783	6100	984	410				
10	10	06/04/2016	1223	MGM	600917/1	150	0	5	1	0				
11	11	03/03/2017	1554	MGM	600917/1	12	15	71	14	4				
12	12	06/04/2016	1223	MGM	600918/1	540	180	318	68	44				
13	13	10/05/2017	1622	MGM	600918/1	281	42	20	12	5				
14	14	15/12/2017	1841	MGM	600918/1	260	54	28	21	11				
15	15	06/04/2016	1223	MGM	600919/1	321	22	28	8	0				
16	16	10/05/2017	1622	MGM	600919/1	1493	210	43	86	175				
17	17	15/12/2017	1841	MGM	600919/1	2600	434	124	175	623				
18	18	19/04/2018	1966	MGM	600919/1	4	0	1	1	0				

Fonte: Elaborado pelos autores.

O primeiro nó (Figura 7) a ser utilizado será o “Wait” ele tem a função de buscar onde a planilha está alocada, ou seja, o caminho, e como o próprio nome diz, ele espera até que essa planilha seja modificada e então ele executa todo o fluxo de trabalho à frente, enquanto ele

não detecta que nada foi modificado ele ficará rodando normalmente. O outro nó mostrado na Figura 7 é o de leitura. A planilha está em um arquivo Excel (XLS), então anexada dentro do nó ele lerá para prosseguir para a análise de dados.

Figura 7. Nós de leitura dos dados.

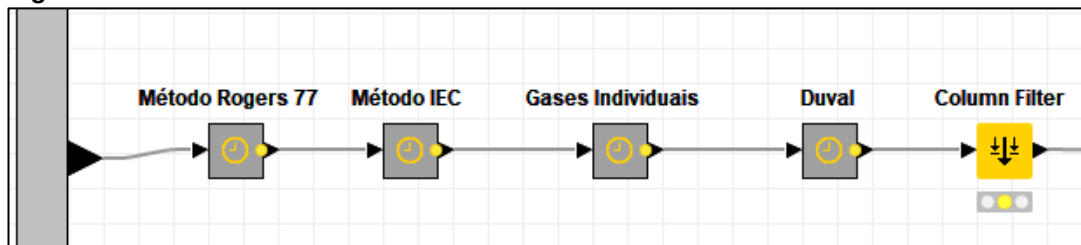


Fonte: Elaborado pelos autores.

O seguinte passo é iniciar a implantação dos métodos para a predição de falha dos transformadores a óleo dentro do KNIME. O primeiro metanode é o da

razão dos gases, logo após os intervalos indicando os códigos, e depois os diagnósticos que correlacionam os códigos, conforme mostra a Figura 8.

Figura 8. Metanodes.



Fonte: Elaborado pelos autores.

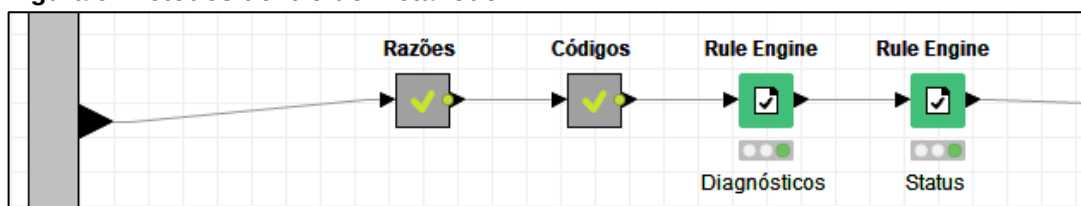
O status é de acordo com o diagnóstico, será utilizado para o Qlik Sense, onde mostrará os indicadores de normal, observação, alerta e alarme.

Como mostrado na Figura 9, o primeiro metanode é o de razões, o nó utilizado para essa relação de gases é chamado de “Math Formula” que tem a

função de avaliar expressões matemáticas baseadas nas linhas (Figura 10).

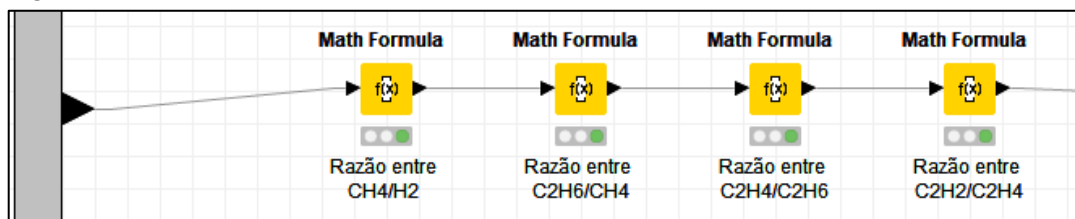
O segundo metanode é composto pelos códigos, e o nó utilizado é o “Rule Engine” que fundamentalmente pega uma lista de regras definidas pelo usuário e tenta correspondê-las a cada linha na tabela de entrada (Figura 11).

Figura 9. Métodos dentro do metanode.



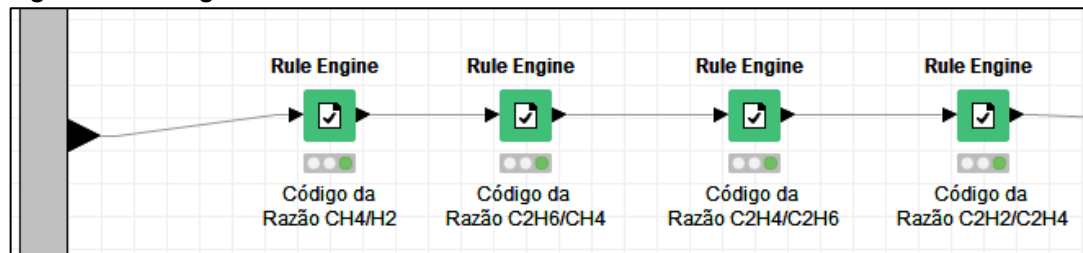
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 10. Razões do Knime.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 11. Códigos no Knime.



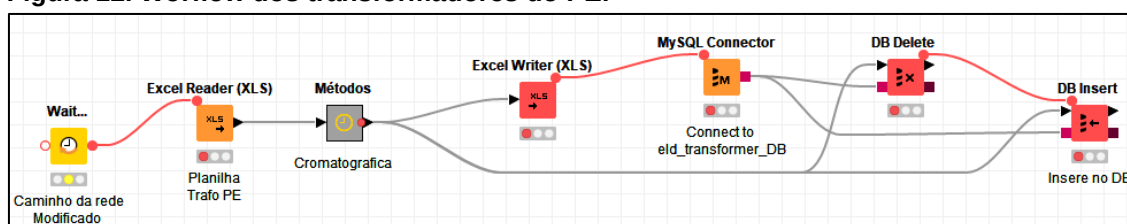
Fonte: Elaborado pelos autores.

Estes nós são usados para os quatro métodos, o que difere é o modelo do método, como o Rogers que são quatro razões, o IEC, são três razões e os gases individuais não utiliza razões, apenas um limite que determina os diagnósticos, em que são aplicados pelo “rule engine”.

Seguidamente, será necessário gravar a tabela novamente na rede, para a pessoa responsável analisar os diagnósticos, e o nó é o “Excel Writer (XLS)”.

No final do workflow (Figura 12), a planilha é salva em um banco de dados para fazer uma conexão com o Qlik Sense, os nós utilizados no KNIME são MySQL Connector que cria uma conexão com um servidor MySQL via seu driver JDBC, o DB Delete, como o próprio nome diz, deleta toda a tabela dentro do banco, para não ser gravar duplicado, e o DB Insert, insere a tabela com as linhas novas no banco de dados.

Figura 12. Workflow dos transformadores do PE.



Fonte: Elaborado pelos autores.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Uma vez detectado que o transformador apresenta anomalias por meio da análise de gases dissolvidos no óleo, a tela criada no Qlik Sense a partir do fluxo de atividade criado no KNIME mostrará uma condição baseada em regras na tela (Figura 13). As principais metodologias

para o diagnóstico das falhas são os métodos (i) de Rogers; (ii) IEC; (iii) dos gases individuais e (iv) do triângulo de Duval.

Uma desvantagem dos métodos (Rogers e IEC) é que algumas razões das análises cromatográficas podem resultar numa falha com valores fora do intervalo de códigos, então nesse caso foi adotado que “Não se aplica”.

A regra para a tomada de decisão se está havendo mesmo a falha e é necessária uma intervenção, parte da ideia de que se tem 3 métodos determinísticos, em que pelo menos 2 desses métodos apresentem alguma anormalidade em seu diagnóstico, e por último o método do triângulo de Duval para confirmação de

que o equipamento está em condição de anormalidade.

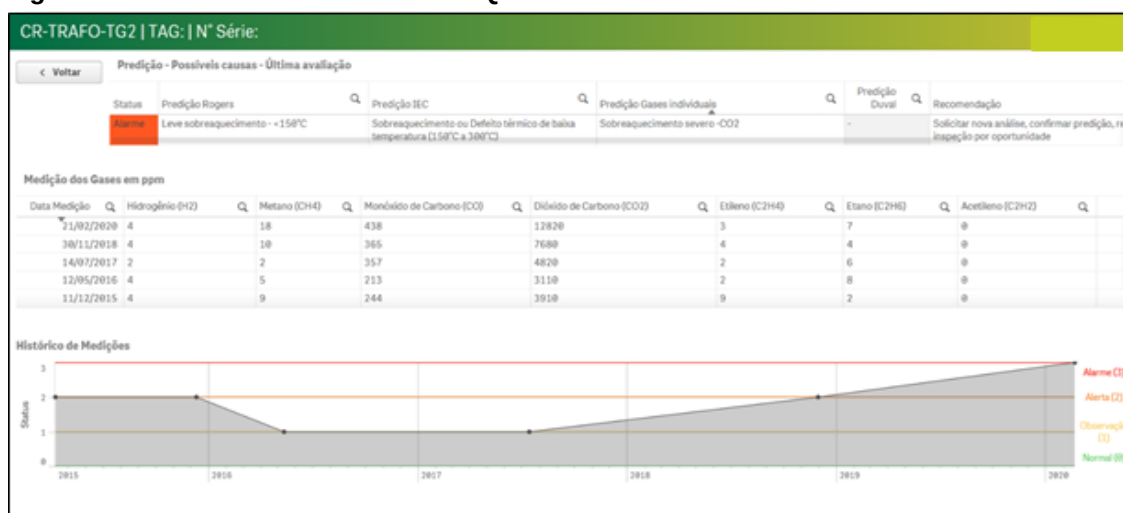
E por fim, na tela de visualização (Figura 14) terá uma recomendação dando um norte para saber o que deve ser feito após dos dados das amostras.

Figura 13. Tela de monitoramento do Qlik Sense.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 14. Tela de monitoramento do Qlik Sense.



Fonte: Elaborado pelos autores.

5 CONCLUSÕES

Com esse mapeamento é possível melhorar o planejamento e utilizá-lo como uma oportunidade de troca ou reparo do

equipamento, sem que necessite paradas forçadas por uma queima ou problema do ativo, e que se faça substituição para atenuar ou mitigar os modos de falhas, garantindo a funcionalidade do ativo.

A implantação do projeto traz a previsibilidade do diagnóstico de diversos modos de falhas no qual ajudará na tomada de decisão, quanto ao que fazer se o equipamento estiver crítico.

REFERÊNCIAS

ARANTES, J. G. Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência pela Análise de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante através de Redes Neurais, 2005.

CHAPMAN, S. J. Fundamentos de Máquinas Elétricas, 5ª Edição, 2013.

DUVAL, M., "A Review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers". IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 18, p. 8-17, 2002.

FITZGERALD, A. E.; UMANS, S. D.; KINGSLEY, C. Máquinas Elétricas, 6ª Edição 2006.

IEEE. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil Immersed Transformers. IEEE Standards, Std C57.104, 1991.

MAMEDE FILHO, J. Manual de equipamentos elétricos/ João Mamede Filho. – 3 ed. – Rio de Janeiro: LTC, 2005.

SINGH, S.; BANDYOPADHYAY, M. N. Duval triangle: a noble technique for DGA in Power transformers. International Journal of Electrical and Power Engineering. 2010.