



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GTM/02

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO XIII

**GRUPO DE ESTUDO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS EMERGENTES
(GTM)**

**ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS EM TRANSFORMADORES COMO FERRAMENTA DE MANUTENÇÃO:
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DOS PRINCIPAIS MÉTODOS E A EXPERIÊNCIA DA COPEL DISTRIBUIÇÃO**

Rodger V. Pereira(*)
COPEL Distribuição

Mateus Giesbrecht
FEEC, UNICAMP

José A. de França
DEEL, UEL

Ana L. de S. M. Felício
LA2I

RESUMO

Este trabalho traz análises de ocorrências em transformadores de potência utilizando métodos tradicionais de diagnóstico com Análise de Gases Dissolvidos (AGD). Para tanto são empregados dados de transformadores de propriedade da COPEL Distribuição, com tensão nominal de 34 kV a 138 kV, em condições operacionais peculiares ao Sistema Interligado Nacional. Realiza-se a análise nos dados de registros de AGD e de manutenção de forma geral e posteriormente em particular alguns eventos importantes que evoluíram para falhas. Sobre os eventos e dados é analisada e comentada a assertividade dos métodos descritos para as diferentes ocorrências avaliadas.

PALAVRAS-CHAVE

Análise de Gases Dissolvidos, diagnóstico, transformadores de potência, falha, defeito.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os Transformadores de Potência (TF) são parte fundamental dos sistemas elétricos de potência e a importância de se dispensar uma atenção maior às suas condições é devida aos custos e tempos envolvidos em sua manutenção, reparo ou até mesmo substituição. Sua indisponibilidade pode provocar interrupções prolongadas no fornecimento de energia elétrica e sua retirada de operação demanda uma logística de grandes proporções envolvendo equipes de operação, manutenção e por vezes de seus fabricantes. As implicações de defeitos envolvendo equipamentos comuns à distribuição de energia elétrica e seus respectivos tempos típicos de reparo ou substituição baseado na experiência da COPEL Distribuição e dos autores podem ser observados na Tabela 1.

TABELA 1 – Comparativo de consumidores e tempos afetados por perda de equipamentos. FONTE: Autores.

Equipamento	Nº. de Domicílios	Tempo de reparo
TF de distribuição	50	15 min a 1 h
Alimentador	700 a 2000	40 min a 3 h
TP, TC, disjuntores e para-raios $\leq 34,5$ kV	2000 a 5000	3 h a 1 dia
TF $\leq 34,5$ kV ≤ 7 MVA	2000 a 5000	1 dia a 4 meses
TP, TC, disjuntores e para-raios ≥ 69 kV	27000 a 40000	1 dia a 4 meses
TF ≥ 69 kV ≥ 10 MVA	27.000 a 40.000	20 dias a 10 meses

Assim como as buchas, comutadores de derivação sob carga, reatores série e outros equipamentos isolados a óleo, os TF não só dependem da integridade das características físico-químicas do óleo isolante (1), como também este último traz informações a respeito dos esforços sofridos pelo equipamento e estado de degradação de suas partes ou componentes internos. As condições gerais dos óleos, além de peculiares, apresentam repetitividade e

podem indicar a ocorrência de faltas, falhas, defeitos e revelar a ocorrência de problemas com o TF. A maneira mais difundida de se fazer esta avaliação é por meio da Análise dos Gases Dissolvidos (AGD).

Eventos internos ou externos em TF como: faltas incipientes, umidade, curtos passantes ou sobrecargas, por exemplo, podem degradar as condições físico-químicas do óleo, o isolamento de celulose e suas conexões, acarretando a formação de gases. Os gases mais comumente associados a estes eventos são o hidrogênio (H₂); oxigênio (O₂); nitrogênio (N₂); metano (CH₄); etano (C₂H₆); etileno (C₂H₄); acetileno (C₂H₂); monóxido (CO) e dióxido de carbono (CO₂). Estes gases são solúveis em óleo e suas concentrações são acompanhadas por meio de cromatografia gasosa (CG) e posterior AGD, o que ocorre em periodicidade definida por normas, como a IEEE.C57.104 (2), para acompanhamento das condições gerais de serviço do TF. Os dados coletados, da ordem µl/l contados em partes por milhão (ppm), são submetidos a métodos de análise no intuito de se estimar ou até prever, respectivamente, as condições operacionais atual e futura do TF.

Os volumes de gases dissolvidos em óleo Mineral Isolante (OMI) possuem um comportamento não linear com relação à temperatura. Isso se deve tanto ao comportamento da solubilidade dos gases em função da temperatura, quanto à quantidade de gases gerados durante a liberação de energia que ocorre durante uma falta e ao gradiente de temperatura ao redor da região sob falta. A solubilidade dos gases de interesse no óleo mineral assim como a sua dependência da temperatura são fatores importantes a serem considerados na AGD. A maioria dos gases indicativos de faltas são bastante solúveis no óleo: H₂ 7% em volume, N₂ 8,6%, CO 9%, O₂ 16% , CH₄ 30%, CO₂ 120%, C₂H₆ 280%, C₂H₄ 280%, C₂H₂ 400% (todos em equilíbrio Estático á 760 mm Hg e 25 °C). Deve-se notar que há quase duas ordens de grandeza de diferença entre o gás menos solúvel (H₂) e o gás mais solúvel (C₂H₂). Quando as taxas de geração de gases estão sendo acompanhadas é importante também levar em conta as solubilidades destes gases como uma função da temperatura do óleo. Acima da faixa de temperatura de 0 a 80 °C alguns gases aumentam em solubilidade em mais de 79% enquanto outros decrescem em solubilidade em até 66%. Apesar das quantidades geradas serem intimamente relacionadas ao tipo e à energia da falta conforme indica (3), quantidades diferentes de gases se dissolvem em temperaturas diferentes. Este fato justifica a necessidade de se utilizar um processo não linear de reconhecimento de padrões para correlacionar as faltas às concentrações e gases dissolvidos.

2.0 - ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS

Os métodos convencionais, amplamente reconhecidos e utilizados de AGD, em geral, se baseiam na correlação entre os defeitos observados (por inspeção) em equipamentos que sofreram avarias e razões entre determinadas concentrações de gases definidos (3) (4) (5) ou da quantidade de gás gerado dividido pelo total de gases gerados (6). Estas concentrações são obtidas por cromatografia gasosa a partir dos OMI destes equipamentos e, após inferência estatística, são definidos: valores aceitáveis, valores de razões entre concentrações de gases e as respectivas avarias associadas. Os resultados de cada razão são submetidos a tabelas que referenciam os valores a defeitos encontrados (3) (4) (5), ou gráficos referenciando as prováveis falhas a regiões predefinidas (6) (7). Tais métodos apresentam grande dependência da habilidade e experiência dos técnicos ao realizar os diagnósticos e possuem grau considerável de incerteza associada (8). Os métodos de AGD mais comumente utilizados são: IEEE C57.104; Dörnenburg; Rogers; IEC 60599; Duval; e GE (9). Nas seções seguintes se faz uma breve descrição dos principais métodos.

2.1 Método IEEE C57.104-2008

Introduzido em 1978 (9), este método apresenta algumas formas de diagnósticos como: gases chaves, Rogers, Dörnenburg. Contudo, sua singularidade está em apresentar também sugestões de ações em função da condição em que se encontra o TF. O método pode ser resumido a quatro etapas: na primeira se calcula o total de gases combustíveis dissolvidos (TGCD) em ppm,

$$TGCD = [H_2] + [CO] + [CH_4] + [C_2H_6] + [C_2H_4] + [C_2H_2],$$

na sequência, se classifica a condição do equipamento em função de cada gás e do TGCD; na terceira se calcula a quantidade de gases gerados em ppm/dia e, finalmente, são sugeridas quais ações podem ser tomadas em função dos dados obtidos e a condição em que o TF se encontra. As quatro condições definidas pelo método são: Condição 1 - operando satisfatoriamente; Condição. 2 - possível presença de faltas; Condição 3 - provável presença de faltas e Condição 4 - operação pode resultar em falha. Estas quatro condições podem ser definidas em função de quantidades individuais de gases ou do TGCD conforme indicado na Tabela 2.

TABELA 2 – Limites Individuais de Gases.

Gás	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TGCD
Cond. 1	<100	<120	<35	<50	<65	<350	<2500	<720
Cond. 2	101 - 700	121 - 400	36 - 50	51 - 100	66 - 100	351 - 570	2500 - 4000	721 - 1920
Cond. 3	701 - 1800	401 - 1000	51 - 80	101 - 200	101 - 150	571 - 1400	4001 - 10000	1921 - 4630
Cond. 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Conforme a condição operacional do TF, diferentes frequências de amostragem de OMI são sugeridas baseadas em diferentes taxas de geração de gases. Para tanto, o método recomenda frequências de amostragem de OMI e acompanhamento conforme a Tabela 3. Estas frequências se intensificam na medida em que a condição do TF se agrava dentro dos parâmetros da norma (2).

TABELA 3 – Frequência de acompanhamento da condição do equipamento em função da condição operacional.

Taxa (ppm/dia)	Cond. 1	Cond. 2	Cond. 3	Cond. 4
<10	anual	trimestral	mensal	semanal
10 - 30	trimestral	mensal	semanal	diário
>30	mensal	mensal	semanal	diário

De acordo com a condição do equipamento e a taxa de geração de gases é sugerido um procedimento operacional e de manutenção específico conforme Tabela 4. As recomendações variam desde a avaliação da dependência da carga na geração dos gases, asseverando-se à medida que a situação operacional do equipamento se agrava, podendo chegar à retirada de operação do equipamento sob avaliação.

TABELA 4 – Procedimentos operacionais sugeridos em função da condição do equipamento.

Condição	ppm/dia	Procedimento sugerido
Cond. 1	<30	Operação normal
Cond. 1	>30	Proceder com cuidado, determinar a dependência da carga
Cond. 2	Todas	Proceder com cuidado, determinar a dependência da carga
Cond. 3	Todas	Proceder com extremo cuidado, planejar a parada para manutenção e chamar o fabricante
Cond. 4	<10	Proceder com extremo cuidado, planejar a parada para manutenção e chamar o fabricante
Cond. 4	>10	Considerar aretirar de operação e contatar o fabricante

A norma não apresenta nenhuma metodologia própria de estimação baseada em AGD, apenas apresenta os métodos de Rogers, Duval e dos Gases Chaves.

2.2 Método de Rogers

O método de Rogers, de forma semelhante ao método de Döernembrug, baseia-se em relações de concentrações de gases chave: CH₄/H₂; C₂H₄/C₂H₆ e C₂H₂/C₂H₄ (2) e ainda C₂H₆/CH₄ (9). As falhas apontadas pelo método são apresentadas em duas tabelas de forma recursiva: Tabela 5 e Tabela 6. Na Tabela 5 se codificam valores de razões em faixas específicas, derivadas das temperaturas alcançadas nas diferentes faixas de solubilidades de gases, na Tabela 6 relacionam-se estas razões com as falhas.

TABELA 5 – Razões entre concentrações de gases de Rogers.

Relação de gases	R ₁ : CH ₄ /H ₂				R ₂ : C ₂ H ₆ /CH ₄		R ₃ : C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆			R ₄ : C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄		
Faixa de Variação	≤ 0,1	0,1<R<1	1≤R<3	≥3	< 1	≥ 1	< 1	1≤R3<3	≥3	< 0,5	0,5≤R<3	≥3
Código	5	0	1	2	0	1	0	1	2	0	1	2

TABELA 6 – Diagnósticos para as Razões de Rogers.

R1	R2	R3	R4	Diagnóstico	Abreviatura
0	0	0	0	Normal	N
5	0	0	0	Descargas Parciais	DP
1,2	0	0	0	Sobreaquecimento <150 °C	S1
1,2	1	0	0	Sobreaquecimento 150 °C <T<200 °C	S2
0	1	0	0	Sobreaquecimento 200 °C <T<300 °C	S3
0	0	1	0	Sobreaquecimento de condutor	SC
1	0	1	0	Sobreaquecimento por correntes parasitas	SP
1	0	2	0	Sobreaquecimento	SS
0	0	0	1	Arco sem potência	D1
0	0	1,2	1,2	Arco com potência	D2
0	0	2	2	Centelhamento com flutuação de potencial	CFP

2.3 Método de Duval

O método proposto por Duval (6), (9) e extensa bibliografia associada preconizam a proporção entre um gás de interesse e o total de gases de interesse gerados conforme a equação

$$X\% = \frac{[X]}{[CH_4] + [C_2H_2] + [C_2H_4]} \times 100,$$

onde X% é a concentração percentual do gás X. Os resultados são desenhados sobre um gráfico de concentrações parciais como o da Figura 1 – (a). Os diagnósticos possíveis para os resultados são: descargas parciais (DP) - corona; sobreaquecimento $T < 300\text{ °C}$ (T1); sobreaquecimento $300\text{ °C} \leq T < 700\text{ °C}$ (T2); sobreaquecimento $T > 700\text{ °C}$ (T3); descargas de baixa energia (D1); descargas de alta energia (D2); combinação de sobreaquecimento e descargas (DT). Neste método, é utilizado um triângulo para OMI (vide Figura 1 – (a)) e um para cada tipo de líquido isolante como silicone e éster vegetal isolante, por exemplo, e também um triângulo específico para comutadores sob carga e faltas térmicas de baixa temperatura envolvendo o papel.

Mais recentemente, novo método proposto por Duval (7) leva em conta também as quantidades de H_2 e C_2H_6 geradas, tomando a equação

$$Y\% = \frac{[Y]}{[\text{H}_2] + [\text{CH}_4] + [\text{C}_2\text{H}_2] + [\text{C}_2\text{H}_4] + [\text{C}_2\text{H}_6]} \times 100,$$

onde Y% é a concentração percentual do gás Y. De forma análoga seus resultados são desenhados sobre um gráfico pentagonal de concentrações parciais como o da Figura 1 – (b). O resultado é dado pelo centroide do polígono formado pelos pontos dados pelas concentrações relativas de cada um dos gases.

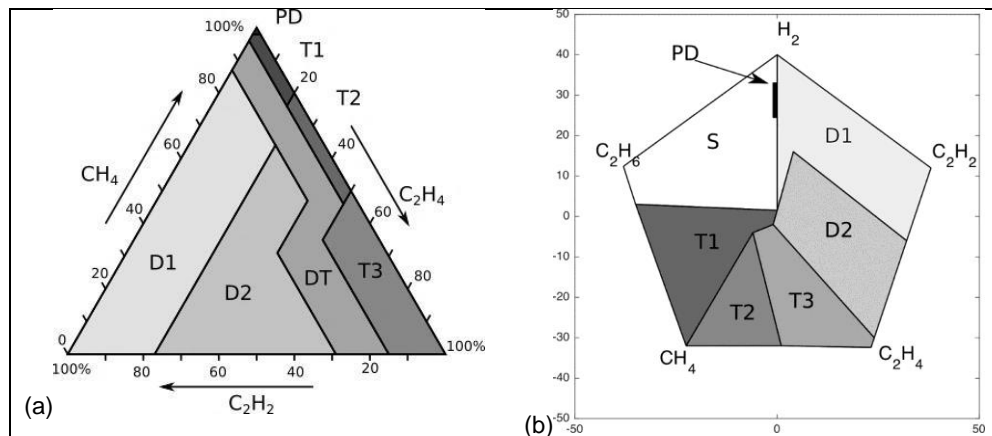


FIGURA 1 – Métodos gráficos de AGD em TF: (a) Triângulo nº 1 de Duval; (b) Pentágono nº 1 de Duval.

2.4 Método IEC 60599 e NBR 7274

A norma IEC 60599 (11) traz primeiramente um apanhado geral sobre os mecanismos que levam à formação dos gases e a energia empregada nas diversas reações envolvidas. Em seguida, apresenta os tipos de defeitos que se propõe a identificar, utiliza para tanto as relações entre $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, CH_4/H_2 e $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ de concentração dos citados gases, as faixas características são demonstradas na Tabela 7.

TABELA 7 – Interpretação de AGD segundo (11) e (3)

Abrev.	Falha característica	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
DP	Descargas parciais	NS	<0,1	<0,2
C1	Centelhamento ^b	0 - 0,6	0,1-1	<1
D1	Descargas de baixa energia	>1	0,1-0,5	>1
D2	Descargas de alta energia	0,6-2,5	0,1-1	>2
T1	Sobreaquecimento $T < 300\text{ °C}$	<0,01	>1	<1
T2	Sobreaquecimento $300\text{ °C} \leq T < 700\text{ °C}$	<0,1	>1	1-4
T3	Sobreaquecimento $T > 700\text{ °C}$	<0,2	>1	>4

NOTA: ^b - exclusivo na norma (3)

A norma NBR7274 (3) traz os mesmos critérios gerais da (11), apresentando alguns acréscimos. Notadamente sugere uma categoria diferente de defeitos, o Centelhamento, e também que o método seja utilizado, a exemplo da (11), para valores de referência de concentração de gases, mas também sugere que seja utilizado para valores de TGCD $\geq 900\text{ ppm}$, suas faixas são indicadas na Tabela 7.

3.0 - METODOLOGIA

Para que se possa avaliar a assertividade dos métodos convencionais de AGD, foram tomados dados obtidos ao longo de aproximadamente 30 anos, destes, foram separados para observação 14.332 conjuntos de dados. Os dados separados são referentes a um total de 807 TF, de 29 fabricantes, de tensões de 34,5 kV, 69 kV e 138 kV e de potências diversas. À época da coleta do OMI são anotados temperatura do óleo e carregamento a que o TF

esta submetido. As amostras são submetidas à CG e seus resultados, tabulados em registros de manutenção para posterior AGD e observação da dinâmica da concentração dos gases.

Foram selecionados 17 transformadores, os quais sofreram eventos significantes que culminaram em ações de manutenção ou reforma dos mesmos, baseando-se nos registros de manutenção e de operação, e utilizando-se do mesmo conjunto de dados. Estes casos são analisados separadamente e com maior profundidade.

4.0 - RESULTADOS

Analisando-se toda a base de dados de CG dos TF selecionados obtém-se as quantidades de diagnósticos observados, os quais são apresentados na Tabela 8, nela se observam algumas discordâncias de diagnóstico entre os diferentes métodos utilizados.

Na figura 2 são apresentados 5 gráficos, sendo que cada um deles contém o número de transformadores diagnosticados em cada condição da norma IEEE57-104 (2) para alguns diagnósticos estabelecidos em outras normas, que são normal (Figura 2 – (a)), descargas parciais (Figura 2 – (b)), não definidas pelo método (N/D) (Figura 2 – (c)), sobreaquecimento (Figura 2 – (d)) e descargas (Figura 2 – (e)). A partir dos gráficos se conclui que as discrepâncias de diagnóstico diminuem para as condições 3 e 4 da norma IEEE.C57.104 (2), detalhadas na seção 2.1 deste artigo,

TABELA 8 – Comparação entre os diagnósticos dos principais métodos de AGD.

Diagnóstico Geral	ROGERS	NBR	DUVAL	IEC60599
Centelhamento	200	201	N/D	N/D
Descargas	445	502	1618	502
Descargas e Sobreaquecimento	N/D	N/D	454	N/D
Descargas Parciais	3513	982	1503	982
Método não se Aplica	3983	4177	956	4378
Normal	2289	6573	N/D	6573
Sobreaquecimento	3902	1897	9801	1897

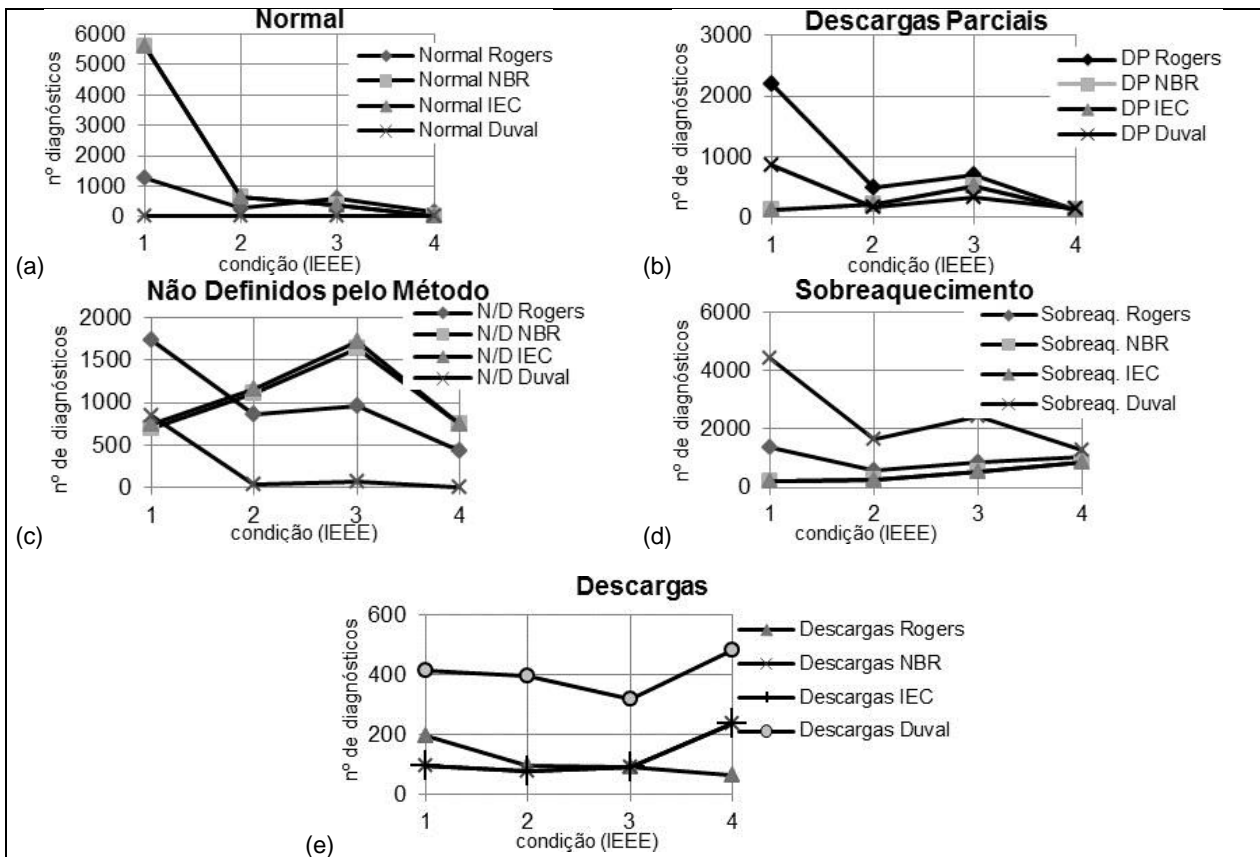


FIGURA 2 – Divergências entre diferentes diagnósticos de falhas em diferentes condições da norma IEEE (2): (a) normal, (b) descargas parciais, (c) não definidos, (d) sobreaquecimento e (e) Descargas.

Em um segundo instante, foram estudados eventos em 17 TF que progrediram para falhas ou defeitos importantes. As causas e efeitos dos eventos estudados e as ações corretivas adotadas são apontadas na Tabela 9.

TABELA 9 - Comparação entre ocorrências (efeito, causa e ação) e diagnósticos para 17 TF.

TF nº	Efeito	Causa	Ação
1	sobreaquecimento	n/d	recuperação
1	sobreaquecimento no condutor	má conexão	manutenção
2	nível alto de OMI nas bichas de Alta Tensão	OMI acima do nível	manutenção
3	curto-circuito entre espiras e enrolamentos.	curto-circuito externo.	recuperação
4	Aquecimento: conexão de aterramento do núcleo	má conexão.	manutenção
5	retirado de operação	baixa isolamento do OMI	manutenção
6	explosão da bucha H2 do TP 13,8 kV	Indeterminada	manutenção
7	proteções 87T, 86T e 59G	curto-circuito externo	manutenção
8	proteção 87T	curto-circuito externo	manutenção
9	curto-circuito entre espiras e enrolamentos.	curto-circuito externo	recuperação
10	curto-circuito entre espiras e enrolamentos.	curto-circuito externo	recuperação
11	migração de óleo do CDC para conservador	problema na vedação	manutenção
12	migração de óleo do CDC para conservador	problema na vedação	manutenção
13	atuação do 63A	atuação indevida	manutenção
14	aquecimento do condutor de saída	condutor de saída avariado	manutenção
15	vazamentos de óleo	trincas nas soldas do tanque principal	manutenção
16	AGD aponta sobreaquecimento	seccionado secundário do TC, TF sob carga	manutenção
17	AGD aponta sobreaquecimento, atuação 63A	curto-circuito entre espiras.	sucateado

Na Tabela 10 são apresentados os diagnósticos provenientes de AGD, estes apresentaram maior concordância que os apresentados na Tabela 8, ainda que haja discordância de diagnóstico em algumas ocorrências. Utilizando-se de forma conjunta os dados da Tabela 9 e Tabela 10 observa-se que em quatro casos, nos quais foi necessário reforma e recuperação das unidades, três estavam na condição 4 e um na condição 3 da norma (2). Na mesma situação, observa-se que nos casos onde a falha ou defeito foram sanados com ações de manutenção mais simples cinco encontravam-se na condição 1, três na condição 2 e dois na condição 3 e três deles na condição 4. Entre os defeitos ou falhas mais comuns tem-se em ordem de ocorrências: sobreaquecimento, curto-circuito entre espiras, problemas diversos com OMI e demais efeitos em menor quantidade. Os pontos mais prejudicados nestes eventos foram: isolamento líquido e sólido e enrolamento, sendo bastante sensíveis a eventos inclusive externos aos TF.

TABELA 10 - Comparação entre condições de operação, tempo em operação, fabricantes para 17 TF.

TF nº	Fabricante	Tensão (kV)	Pot. (MVA)	Fabricação	Ocorrência	Tempo em serviço (anos)	Diagnóstico				
							IEEE	Rogers	Duval	NBR	IEC
1	A	138	41,67	1979	2003	25	Cond. 4	S2	T1	T1	T1
1	A	138	41,67	1979	2004	25	Cond. 1	S1	T2	N	N
2	A	69	41,67	1979	2004	25	Cond. 4	S2	T1	T1	T1
3	B	138	30	1976	2003	27	Cond. 4	D2	D1	D1	D1
4	C	138	41,67	1977	2011	34	Cond. 4	DP	N/D	N	N
5	D	138	41,67	1977	2004	27	Cond. 4	DP	DP	N	N
6	E	69	41,67	1982	2012	30	Cond. 1	S1	T1	T1	T1
7	E	138	41,67	1983	2015	32	Cond. 1	S1	T1	N	N
8	E	138	41,67	1983	2005	22	Cond. 2	S1	T1	N	N
9	H	138	41,67	1990	2011	21	Cond. 4	D1	D1	N/D	N/D
10	F	69	41,67	1991	2012	21	Cond. 3	N/D	T2	T2	T2
11	F	138	41,67	1995	2005	10	Cond. 3	N/D	D1	N/D	N/D
12	F	138	30	2004	2013	9	Cond. 1	DP	D1	N	N
13	G	138	41,67	2005	2010	5	Cond. 2	N	T1	N	N
14	F	69	41,67	2005	2015	10	Cond. 3	S1	T1	T1	T1
15	H	138	41,67	2006	2009	3	Cond. 1	DP	N/D	N	N
16	D	69	41,67	2010	2015	5	Cond. 2	DP	DP	N	N
17	I	138	31,25	1969	2004	35	Cond. 4	CFP	D1	D1	D1

Observando a sazonalidade das falhas ou defeitos, verifica-se que estes ocorreram em etapas maduras, porém em momentos diversos da vida útil dos transformadores, incluindo-se algumas falhas e defeitos os quais podem ser considerados prematuros nos TF de 12 a 16. Os valores podem ser observados em maior detalhe no gráfico da Figura 3, e de modo similar, observa-se um discreto aumento na quantidade de ocorrências para determinados fabricantes ainda que deva-se levar em conta a participação de cada fabricante no espaço amostral. Entre os eventos causadores, o mais comum é sobrecarga intensa por curto-circuito externo, sendo este o causador de 29% das falhas.

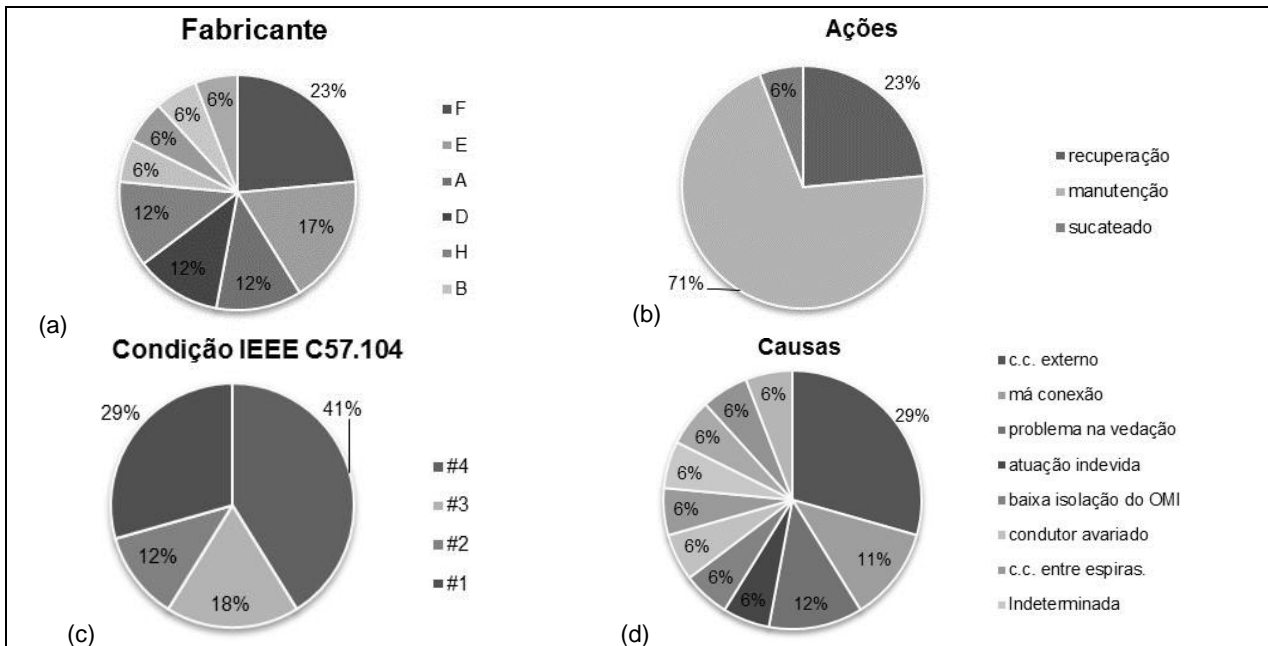


FIGURA 3 – Valores de falhas ou defeitos escalonados por: (a) Fabricante; (b) ações de manutenção; (c) condição conforme IEEE C57.104 e (d) causas.

5.0 - CONCLUSÃO

Os resultados mostram que os diagnósticos obtidos por AGD são importantes ferramentas auxiliares na manutenção, que podem sugerir tanto o tipo de falha ou defeito ou mesmo a gravidade destes. Contudo estão sujeitos a discordância de diagnóstico entre os métodos para uma mesma falha conhecida, conforme foi observado com os resultados extraídos da operação da COPEL Distribuição. Neste caso a incerteza pode ser inserida por vários aspectos no processo de amostragem e parece interferir nos diagnósticos.

Apesar da maturidade e aceitação dos métodos de AGD, as discordâncias entre diagnósticos encontradas demonstram que esse é um tema que não se encontra esgotado, o que também é demonstrado pelo fato de haver recentes publicações (7) que exploram novas possibilidades e topologias de métodos. Partindo-se do modo como se comportam a solubilidade dos gases e a dinâmica da geração de gases durante eventos, dada a variação de temperatura e energia durante faltas, falhas e defeitos, sugere-se que o problema deva ser abordado de forma não linear. Diversos enfoques têm sido aplicados, como a associação de métodos de diagnóstico de falhas com métodos de diagnóstico de severidade como relatado por (13) que parece ser valioso ainda que pareça não ser uma solução definitiva. O emprego de inteligência artificial também vem sendo estudado com várias topologias e métodos, mas também sem se esgotar o tema, o que também indica a possibilidade de um maior número de pesquisas sobre o tema.

Também é possível concluir que a maioria dos eventos catastróficos têm origem externa ao TF, muitos destes (71%) puderam ser reparados com manutenções efetuadas pela própria concessionária, permitindo recolocar o TF em condições operacionais por um longo período de tempo. A grande maioria das falhas ou defeitos foram passíveis de manutenção ou recuperação dos equipamentos num total de 94%. Observa-se que a sobrecarga intensa por curto-circuito externo ao TF apresentou-se como a causa mais comum destes eventos.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Companhia Paranaense de Energia - COPEL Distribuição e à Agência Nacional de Energia Elétrica pelo fomento à pesquisa e desenvolvimento PD-2866-0380/2013 Proj. e Des. de um Sistema "On-line" de Detecção de Falhas em Transformadores Isolados a Óleo Por Análise de Gases Livres, e também aos pesquisadores do Laboratório de Automação e Instrumentação Inteligente.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ZIRBES, R., ROLIM, J., e ZURN, H. H., Metodologias para avaliação e diagnóstico do estado de isolamentos de papel impregnado com óleo mineral - Revista Controle e Automação, vol. 16, no. 3, Agosto de 2005.
- (2) IEEE.C57.104-2008, Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers - IEEE Power & Energy Society, Fevereiro de 2009.
- (3) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço, NBR7274:2012.
- (4) ROGERS, R. R., IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis - IEEE Trans. Dielect. Elect. Insulation, vol. E1-13, p. 349–354, Outubro de 1978.
- (5) DÖRNENBURG, E. e STRITMATTER, W., Monitoring oil-cooled transformers by gas analysis - Brown Boveri Rev., vol. 61, no. 5, pp. 238–247, Maio de 1974.
- (6) DUVAL, M., Fault gases formed in oil-filled breathing e.h.v. power transformers: the interpretation of gas analysis data - Proc. IEEE Power Eng. Soc. Conf.
- (7) DUVAL, M., e LAMARRE L., The Duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers - Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 30, no. 6, pp. 9–12, Novembro de 2014.
- (8) DUVAL, M. e DUKARM, J., Improving the Reliability of Transformer Gas-in-Oil Diagnosis, IEEE Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 21, no. 4, pp 21-27, Agosto de 2005.
- (9) GIBEAULT, J. P., BEAUCEHMAN, C. e SPARLING, B. D., Tutorial: Online monitoring of key fault gases in transformer oil: an operational experience accumulated over the years - Syprotec Inc., Tech. Rep., Agosto de 1997.
- (10) DUVAL, M., Dissolved gas analysis: It can save your transformer - Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 5, no. 6, pp. 22–27, Novembro de 1989.
- (11) IEC60599-2007, Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis - IEC tech. committee 10: Fluids for Electrotechnical Applications, Maio de 2007.
- (12) MILASCH, M., Manutenção de transformadores em líquido isolante – São Paulo. Ed. Blucher; Escola de Engenharia, 1984.
- (13) BRITO, Leonardo C., RIBEIRO, Cacilda de J., ROCHA, Adson S., DIAS, Yuri A., MOURA, Nicolas K., PALHARES, Pedro H. S., MARQUES, André P., AZEVEDO, Cláudio H. B., SANTOS, José A. L., Abordagem Combinada dos Guias IEEE e IEC para Interpretação de Análises de Gases Dissolvidos em Óleo Mineral Isolante – SBSE VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Rodger Vitoria Pereira é natural de Bauru – SP em 1968. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Londrina (2005) mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Londrina (2008) especialista em proteção de sistemas Elétricos de potência pela Universidade Cruzeiro do Sul (2011). Atualmente é engenheiro eletricista da Companhia Paranaense de Energia. Tem experiência na área de engenharia elétrica, com ênfase em operação manutenção e proteção de sistemas elétricos de potência, instrumentação eletrônica, circuitos elétricos, magnéticos e eletrônicos, atuando principalmente nos seguintes temas: sistemas elétricos de potência, instrumentação, controle, sensores e agrometeorologia.



Prof. Dr. Mateus Giesbrecht. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Unicamp (2006), Mestrado em Engenharia Elétrica pela Unicamp (2008) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela Unicamp (2013). Trabalhou por quase 10 anos como engenheiro eletricista e coordenador de projetos de hidrogeradores na Andritz Hydro. Durante seus estudos, pesquisou a aplicação de técnicas de inteligência computacional nos problemas de identificação de sistemas e de realização de séries temporais. Desde 2015 é professor e pesquisador na Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da Unicamp, onde leciona disciplinas relacionadas a transformadores, máquinas elétricas, tratamento de sinais multivariáveis e identificação de sistemas.



José Alexandre de França. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba (1995), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba (1997) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2005). Atualmente é membro do Conselho Assessor Acadêmico da Fundação Araucária de Apoio ao Desenv. Científico e Tecnológico do Paraná e professor adjunto da Universidade Estadual de Londrina. Revisor dos Periódicos; IEEE Transactions on Image Processing; Controle & Automação;. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Instrumentação Eletrônica, atuando principalmente nos seguintes temas: Agricultura de Precisão, Sistemas Embarcados, Aquisição de Dados Remotos, desenvolvimento de instrumentos baseados em Espectroscopia do Infravermelho Próximo.



Ana Lúcia de Souza Madureira Felício. Possui mestrado em Química pela Universidade Estadual de Londrina na área de Química Analítica e Ambiental com pesquisa de pesticidas de cana-de-açúcar(2011). Possui graduação em Licenciatura em Química pela Universidade Estadual de Londrina e Universidade Estadual Paulista (2008). Habilitação profissional técnica em laboratório e análises químicas (1999). Tem experiência na área de Química, com ênfase em Química Analítica, atuando principalmente com pesquisa e desenvolvimento de metodologias em equipamentos como FTIR, NIR, HPLC e CG.