



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

CB/GTM/01

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO XIII

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

**METODOLOGIA PARA REENERGIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA APÓS INTERRUPÇÕES
NÃO PROGRAMADAS NO SISTEMA ELÉTRICO**

André Pereira Marques (*)
Cláudio Henrique Bezerra Azevedo
José Augusto Lopes dos Santos
Sérgio Gomes Machado
CELG Distribuição S.A

Cacilda de Jesus Ribeiro
Nicolas Kemerich de Moura
Yuri Andrade Dias
Leonardo da Cunha Brito
Universidade Federal de Goiás - EMC

RESUMO

Tem-se como objetivo, neste trabalho, apresentar um método de análise de engenharia de manutenção quanto ao estado dos transformadores em operação com vistas à classificação e à intervenção naqueles que estiverem em situação mais crítica e, ainda, subsidiar tomadas de decisão referentes à reenergização destes, diante da atuação do sistema de proteção, bem como subsidiar intervenções de manutenções corretivas.

Para este fim, desenvolveu-se uma ferramenta computacional tomando-se como base as condições operativas, as características e os resultados de técnicas preditivas de 394 transformadores em serviço na empresa CELG Distribuição (CELG D), com potências de 2,5 MVA a 50 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 138 kV e idades de 1 a 46 anos. Também é apresentada uma análise estatística de interrupções de serviço destes equipamentos, referente a um período de 37 anos (1979 a 2016), visando à qualidade no fornecimento de energia elétrica. Este método de análise já está sendo utilizado pela área de Engenharia e Controle da Manutenção da empresa para compor o diagnóstico dos transformadores, classificá-los por criticidade e emitir ações de intervenção.

PALAVRAS-CHAVE

Diagnóstico, manutenção preventiva, reenergização, técnicas preditivas, transformadores de potência.

1.0 INTRODUÇÃO

De acordo com [1], cerca de 10% das faltas nos sistemas elétricos de potência ocorrem em transformadores de potência, sendo 70% destas faltas causadas por curtos-circuitos em seus enrolamentos. Faltas em transformadores causam prejuízos, principalmente devido aos custos da energia não suprida, a multas, a ressarcimentos de prejuízos causados a consumidores e, ainda, aos custos de reparos de danos dos próprios transformadores [2].

A análise de desligamentos forçados (não programados) da rede de operação é realizada para se obterem informações precisas e de qualidade quanto ao desempenho do sistema e é apresentada, por exemplo, em [3], um documento em que são compilados dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e dos Agentes de Transmissão, além da análise crítica da fiscalização. No período de 1º de agosto de 2014 a 31 de julho de 2015, ocorreram 3.386 desligamentos forçados, de origem interna ou secundária, em equipamentos e linhas de transmissão da Rede Básica e da Rede Complementar do Sistema Interligado Nacional – SIN [3].

Nesse cenário, cabe ressaltar que a reenergização de transformadores de potência é um dos momentos em que estes equipamentos mais sofrem estresses eletromecânicos, devido aos fenômenos transitórios eletromagnéticos envolvidos. Desta forma, a reenergização de transformadores que sofreram desligamentos indesejados não deve ser feita levando em conta apenas os resultados da análise da ocorrência que levou à interrupção do sistema, mas também os dispositivos de proteção envolvidos e, principalmente, as condições em que se encontra o próprio transformador.

As empresas de energia, seguindo os requisitos exigidos pelo agente regulador (ANEEL), no sentido de cumprir os limites dos índices de continuidade de fornecimento, têm que tomar decisões rapidamente para o

(*) CELG Distribuição, Rua 2, n° 505, Ed. Eletra, Bloco A, Sala T-14A, Setor Jardim Goiás – CEP 74.805-180, Goiânia, GO – Brasil - Tel: (+55 62) 3243-2553 – Email: andre.pm@celg.com.br

restabelecimento do sistema. Neste contexto, estão os desligamentos de transformadores, os quais são provocados por ocorrências variadas durante os seus ciclos de operação.

Sendo assim, para se realizar o diagnóstico e definir o procedimento de reenergização com mais segurança e eficiência, tem-se, como diferencial deste trabalho, o desenvolvimento de um novo método, com a elaboração de um programa computacional, denominado MAESTRO (acróstico de Análise de Engenharia de Manutenção do Estado dos Transformadores em Operação para Reenergização). Este programa baseou-se nas condições operativas e nos resultados de técnicas preditivas aplicadas a 394 unidades de transformadores em serviço na empresa CELG D, com potência de 2,5 MVA a 50 MVA, tensões nominais de 34,5 kV a 138 kV e com idades de 1 a 46 anos, considerando-se ainda os históricos dos mesmos, registrados em período de 37 anos (1979 a 2016).

Os objetivos, com este novo método, são:

- a) Classificar os transformadores de potência em serviço quanto ao seu estado, atribuindo notas e seus respectivos pesos, com base em suas condições operativas e em resultados de técnicas preditivas (não invasivas e sem desligamentos), estabelecendo, com isto, uma lista de prioridades para a atuação das equipes de manutenção;
- b) Classificar as ocorrências de desligamentos em transformadores, atribuindo notas com base no estado do equipamento e na severidade da ocorrência. Neste caso, atribui-se, além de uma nota, também um peso, o qual é função das proteções que atuarem;
- c) Com base nas classificações acima, subsidiar e dar qualidade às tomadas de decisão quando da retirada, forçada, de serviço de um transformador, apresentando diagnóstico e recomendando diferentes ações de reenergização (ou não) do equipamento;
- d) Reduzir o tempo de indisponibilidade dos transformadores e normalização do sistema com maior probabilidade de sucesso; e
- e) Evitar o agravamento de falhas e não gerar situações catastróficas.

Observa-se que os desligamentos e consequentes religamentos de equipamentos do sistema elétrico de potência são necessários para manutenção ou por conveniência operativa, e que se torna importante descrever quais são os procedimentos a serem seguidos, principalmente devido ao risco que a energia elétrica apresenta [4]. Neste sentido, as empresas possuem roteiros de manobras definidos na programação de intervenções no sistema, com as devidas atualizações constantes [4]. Ademais, estudos são realizados sobre modelagem e simulação de relés de proteção, a fim de avaliar os seus desempenhos quando aplicados na proteção de transformadores de potência frente às diferentes ocorrências [5-6]. Porém, conforme apresentado em [7], não há uma prática universal no que diz respeito à reenergização de um transformador que tenha sido desconectado do sistema elétrico de potência por ação do seu sistema de proteção, a qual pode ter sido causada por uma falha do equipamento. Muitas empresas realizam a verificação completa do transformador antes de reenergizá-lo após a atuação da proteção e na ausência de informação de que a falha seja externa ao equipamento. Além da inspeção visual, tem-se a realização de análises e de ensaios disponíveis na instalação [7]. Desta forma, o ineditismo deste trabalho está em sua metodologia diferenciada, que classifica o equipamento por meio de notas e conceitos, subsidiando tomadas de decisão, com identificação de ações, diante da necessidade de reenergização de transformadores de potência após a atuação da proteção, mediante as diversas situações de operação às quais o sistema elétrico está exposto.

Além disso, é também apresentado um estudo de caso e sua respectiva aplicação na área de engenharia de manutenção, bem como uma análise dos dados estatísticos de falhas nestes equipamentos, concluindo, assim, a contribuição original deste trabalho.

2.0 DESENVOLVIMENTO

A metodologia empregada no desenvolvimento desta ferramenta computacional baseou-se nos dados de 394 transformadores de potência, no período de 37 anos, conforme citado anteriormente, e também:

- a) nas condições operativas dos transformadores de potência: carregamento, temperatura ambiente, equipamentos que operam em paralelo;
- b) nas características construtivas, idade, histórico de ocorrências e restrições operativas;
- c) no estado do equipamento, inferido com base nas técnicas preditivas de análise de gases dissolvidos em óleo (AGD) e ensaios físico-químicos (FQ); e
- d) na identificação das proteções que atuaram, para se inferir a severidade da ocorrência.

2.1 Condições operativas

As condições operativas basearam-se em:

- a) Carregamento: seria necessário um grande esforço computacional para se fazerem simulações de carregamentos objetivando-se verificar as condições térmicas e operativas de cada uma das unidades do sistema. Assim, a estratégia adotada foi calcular a carga equivalente para cada transformador, a partir do pico de carga e fator de carga das curvas de carregamento, fator de potência e, conseqüentemente, o fator de perdas (referentes às medições do local/posto em que está instalado no sistema);
- b) Identificação dos equipamentos que operam em paralelo, por questões de carregamento em condições de rotina e em contingências; e
- c) Temperatura ambiente: foram utilizados dados históricos de temperatura ambiente, conforme a localização dos transformadores por região do Estado de Goiás (informações obtidas do INPE e de registros internos da empresa). Estes dados são utilizados juntamente com o carregamento para inferir a temperatura operativa dos mesmos.

2.2 Características

As características consideradas – a partir de registros extraídos do sistema SAP (Sistema de Gestão Integrada) da empresa – foram:

- d) Idade: esta reflete a tecnologia de fabricação de uma época, sendo ainda um indicativo do grau de envelhecimento da isolação e demais componentes do equipamento, principalmente se associada ao histórico de carregamento e a resultados de ensaios físico-químicos e de cromatografia;
- e) Características construtivas e restrições operativas: foram levadas em conta para cada equipamento, tais como deficiências construtivas e limitações de carregamento; e
- f) Histórico de ocorrências: foram também considerados os históricos de cada transformador, como, por exemplo, fragilidades em decorrência de danos anteriores, reformas etc.

2.3 Técnicas preditivas

As técnicas preditivas, cujos resultados foram utilizados – extraídos do Programa de Controle LABO, do Laboratório da empresa – foram:

- a) Análise de gases dissolvidos em óleo (AGD): por meio desta técnica pode-se inferir as condições do equipamento, bem como se detectarem falhas incipientes (ou aceleradas) em evolução na sua parte ativa;
- b) Ensaio físico-químico (FQ): por meio desta técnica pode-se inferir as condições do óleo isolante do transformador, as quais impactam na isolação dos enrolamentos e, conseqüentemente, no sistema isolante do equipamento.

2.4 Relés de proteções do sistema

Os relés de proteção do sistema elétrico considerados (Tabela ANSI/IEC 61850) foram:

- a) Relé de temperatura do óleo (26);
- b) Relé de temperatura do enrolamento (49);
- c) Relé de sobrecorrente instantânea da alta tensão (50-AT);
- d) Relé de sobrecorrente temporizado da alta tensão (51-AT);
- e) Relé de sobrecorrente temporizado de baixa tensão (51-BT);
- f) Relé de sobrecorrente temporizado das saídas de baixa tensão (51-BT-Saídas);
- g) Relé de gás ou Buchholz (63);
- h) Relé de fluxo do comutador de derivações em carga (63C);
- i) Relé diferencial (87); e
- j) Válvula de alívio de pressão (VAP);

2.5 Classificação dos equipamentos

A classificação de cada equipamento é realizada por meio de uma nota global, que reflete seu estado geral em serviço, a qual é obtida fazendo-se uma soma duplamente ponderada normalizada (SDPN), detalhada e padronizada em [8], das notas individuais obtidas para os itens – já citados anteriormente – concernentes às condições operativas, características e técnicas preditivas.

2.6 Relação de prioridades com base na classificação

Após a realização da classificação dos transformadores por notas, estas podem ser organizadas em ordem crescente (das piores para as melhores), de forma a se ter uma relação de prioridades de programação de manutenção preventiva ou corretiva na forma de planilha eletrônica, permitindo ao usuário filtrar os dados conforme for conveniente.

2.7 Dados de Entrada

Por meio deste método, para se obter os resultados e proceder às análises do estado dos transformadores, é necessária a inserção dos seguintes dados de entrada atualizados na ferramenta computacional. Esta inserção é realizada de forma prática e sistemática, com base em bancos de dados da empresa:

- a) relação atualizada dos transformadores efetivamente em operação, em razão de substituições e/ou novas instalações que podem ter ocorrido;
- b) dados característicos dos equipamentos efetivamente em operação;
- c) carregamento máximo verificado para cada transformador;
- d) fator de carga e fator de potência, referentes às curvas de carregamento dos sábados, domingos e dias úteis de todos os transformadores;
- e) relação dos transformadores que operam em paralelo no sistema elétrico;
- f) temperaturas ambientes;
- g) histórico de ocorrências e restrições operativas destes equipamentos;
- h) análise de gases dissolvidos em óleo (AGD) de cada equipamento; e
- i) resultados dos ensaios físico-químicos (FQ) de cada equipamento.

Dessa forma, por meio da ferramenta computacional MAESTRO, têm-se as seguintes opções para análise dos resultados:

- a) Classificação dos estados dos equipamentos, por meio das notas globais obtidas; e
- b) Tomada de decisão para reenergização de um determinado transformador, com consulta específica referente a uma determinada ocorrência, sendo necessárias, neste caso, as seguintes informações adicionais, as quais podem ser selecionadas rapidamente em uma lista de opções:

- relés e dispositivos de proteção que atuaram; e
- identificação se a ocorrência se deu no horário de maior carregamento (ponta) ou fora deste.

2.8 Interrupções em transformadores de potência no período de 37 anos

Neste trabalho também é realizada a análise estatística sobre falhas em transformadores de potência em função de ocorrências nestes equipamentos, escalonadas por tensão nominal e com base nos dados extraídos do *software* SAP, referentes ao período de 1979 até novembro de 2016 (últimos 37 anos).

3.0 RESULTADOS

3.1 Classificação (com notas e conceitos) e relação de prioridades

As classificações dos transformadores de potência, com as informações sobre o local de instalação, a idade, potência, notas – por unidade (pu) – dos resultados das técnicas preditivas (FQ e AGD), das condições operativas (carregamento), condições climáticas e das restrições, com as respectivas notas globais e conceitos dos equipamentos, ilustradas na Tabela 1, como dados de exemplos numa determinada data de análise com a ferramenta MAESTRO. Cabe destacar, nesta tabela, a relação de prioridades de vinte equipamentos para programação das manutenções preventivas ou corretivas, com base nos conceitos de “A” a “E”. Esses dados são atualizados sistematicamente, em função das diversas condições de operação do sistema elétrico de potência.

Tabela 1 - Exemplo de classificação de alguns transformadores de potência, com notas do equipamento (escala de 0 a 1 pu) e conceitos (variando de “A” a “E”).

Equipamento	Idade (Anos)	Potência (MVA)	Notas do Estado do Equipamento (EE)				Notas das Condições Operativas (CO)			Notas das Restrições (RT)		Nota Global do Eqpto. (NE)	Conceito do Equipamento
			Físico-Químico	AGD	Idade	Nota EE	Carregamento	Condições Climáticas	Nota CO	Restrição	Nota RT		
TR1	26	6,25	0,700	0,576	0,319	0,512	0,020	0,656	0,102	1,000	1,000	0,285	E
TR4	24	9,375	0,884	0,808	0,348	0,612	0,020	0,656	0,102	1,000	1,000	0,300	E
TR11	30	6,25	0,340	0,808	0,267	0,393	0,100	0,656	0,183	1,000	1,000	0,306	E
TR12	12	6,25	0,829	0,576	0,590	0,654	0,020	0,656	0,102	1,000	1,000	0,304	E
TR18	35	6,25	0,265	0,576	0,214	0,316	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,411	D
TR160	35	15	0,333	0,576	0,214	0,349	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,443	D
TR161	45	5	0,580	0,576	0,138	0,382	0,774	0,656	0,722	1,000	1,000	0,469	D
TR239	35	10	0,380	0,808	0,214	0,388	0,522	0,656	0,563	1,000	1,000	0,451	D
TR240	37	6,25	0,480	0,808	0,196	0,417	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,508	C
TR243	37	25	0,634	0,576	0,196	0,429	1,000	0,656	0,805	0,600	0,600	0,511	C
TR291	42	25	0,738	0,808	0,158	0,445	0,721	0,656	0,694	1,000	1,000	0,522	C
TR306	23	20	0,800	0,576	0,363	0,552	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,629	C
TR347	18	12,5	0,942	0,576	0,453	0,614	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,680	B
TR358	24	20	0,921	0,808	0,348	0,616	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,682	B
TR379	12	9,375	0,856	0,576	0,590	0,659	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,715	B
TR384	8	33,3	0,980	0,808	0,703	0,827	0,590	0,656	0,613	1,000	1,000	0,738	B
TR395	4	50	1,000	0,808	0,839	0,878	0,934	0,656	0,786	1,000	1,000	0,850	A
TR407	2	9,375	0,920	0,864	0,916	0,898	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,868	A
TR421	2	50	0,920	0,864	0,916	0,898	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,868	A
TR428	2	20	0,930	0,864	0,916	0,902	1,000	0,656	0,805	1,000	1,000	0,870	A

Sendo assim, a partir das notas individuais, são obtidas as notas globais e as classificações com conceitos de “A” a “E” para os transformadores, os quais são correlacionados, conforme mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 – Conceitos (“A” a “E”) em relação às notas dos equipamentos (NE)

Conceito (significado)	Notas do equipamento (NE)
A (Excelente)	$0,80 \leq NE$
B (Bom)	$0,65 \leq NE < 0,80$
C (Marginal)	$0,50 \leq NE < 0,65$
D (Ruim)	$0,35 \leq NE < 0,50$
E (Péssimo)	$NE < 0,35$

Quando da ocorrência de atuação de proteção e retirada de um transformador de operação, é feita, então, a ponderação da nota global do equipamento (já conhecida previamente, conforme exemplo da Tabela 1) com a nota relativa à severidade da ocorrência, a qual é obtida em função das proteções atuadas.

Para apresentar a validação desta ferramenta, implementada com bons resultados na área de Engenharia e Controle da Manutenção da empresa CELG D, têm-se, na Tabela 4, os resultados de simulações para diferentes atuações de proteção, efetuadas na ferramenta MAESTRO, para 291 transformadores, com potências de 3,75 MVA a 50 MVA e tensões de 34,5 kV a 138 kV, onde se constata a otimização na tomada de decisão de reenergização dos equipamentos, para aqueles que obtiveram conceito A, B e mesmo C (observando-se a Tabela 3).

Tabela 3 – Classificações das avaliações e ações recomendadas diante de uma ocorrência

Conceito (significado)	Ação recomendada
A (Excelente)	Tentar Religar uma (01) só vez. Se houver novamente atuação de proteção, acionar o engenheiro plantonista da manutenção
B (Bom)	Aguardar 15 minutos e energizar em vazio . Aguardar mais 5 minutos e começar a recompor a CARGA, um circuito por vez.
C (Marginal)	Fazer Inspeção Local . Não sendo possível, aguardar 30 minutos e energizar em vazio . Aguardar mais 10 minutos e começar a recompor a CARGA, um circuito por vez.
D (Ruim)	Ocorrência Grave. Risco de Falha do Transformador. Não Energizar . Acionar engenheiro plantonista da manutenção
E (Péssimo)	Ocorrência Gravíssima. Risco de Falha do Transformador. Não Energizar . Acionar engenheiro plantonista da manutenção

Tabela 4 - Simulação efetuada na ferramenta MAESTRO para 291 transformadores, com potências de 3,75 MVA a 50 MVA e tensões de 34,5 kV a 138 kV, para atuações de diferentes relés de proteção

Proteção Atuada	Conceito A	Conceito B	Conceito C	Conceito D	Conceito E	Total
	Religamento	Aguardar 15 minutos	Aguardar 30 minutos	Não Energizar	Não Energizar	
51-BT-Saídas	36,4%	46,4%	16,8%	0,3%	0,0%	100%
51-BT	11,0%	55,3%	33,0%	0,7%	0,0%	100%
51-AT	11,0%	55,3%	33,0%	0,7%	0,0%	100%
26	35,1%	46,0%	18,6%	0,3%	0,0%	100%
49	35,1%	46,0%	18,6%	0,3%	0,0%	100%
87	16,8%	53,6%	28,9%	0,7%	0,0%	100%
50-AT	0,0%	0,0%	0,0%	96,6%	3,4%	100%
63	0,0%	0,0%	0,0%	96,6%	3,4%	100%
63C	0,0%	0,0%	0,0%	96,6%	3,4%	100%
VAP	0,0%	0,0%	0,0%	96,6%	3,4%	100%

A tela principal da ferramenta MAESTRO é ilustrada na Figura 1, com todas as informações necessárias para os procedimentos de análises. Nota-se a facilidade de interpretação do diagnóstico final do equipamento.

SELEÇÃO DO LOCAL/POSTO DA OCORRÊNCIA

POTÊNCIA, TENSÃO E IDADE DO EQUIPAMENTO

SUBESTAÇÃO, POSTO SAP, IDENT. DO TRANSF.

INDICAÇÃO DE DATA E HORÁRIO DA CONSULTA

CELG DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E CONTROLE DA MANUTENÇÃO

MAESTRO - Análise de Engenharia de Manutenção do Estado dos Transformadores em Operação para Reenergização

Versão: 1.0.4

Data: 14/07/2016

REAL-REL-S-TRF-TR2

TD0000114 POTÊNCIA: 33.3 MVA; TENSÃO: 138 KV; IDADE: 2 ANO(S)

Ocorrência foi no horário de PONTA de CARGA? Sim Não

26 Sim Não

49 Sim Não

63 Sim Não

63C Sim Não

87 Sim Não

VAP Sim Não

Há Indicação de Atuação de Alguma Proteção? Sim Não

50-AT Sim Não

51-AT Sim Não

51-BT Sim Não

51-BT-SDs Sim Não

SELEÇÃO DAS PROTEÇÕES QUE ATUARAM E SE A OCORRÊNCIA É NA PONTA DE CARGA

S/E REAL

REL-S-TRF-TR2

TD0000114

ESTIMATIVA DA CONDIÇÃO TÉRMICA DO EQUIPAMENTO

CONDICÃO TÉRMICA ESTIMADA DO TRANSF.:

ZONA INFERIOR: SATISFATORIA

HÁ DISJUNTOR(es) de CUBICULO de 13,8 KV a PVO

INDICAÇÃO DE PRESEÇA DE DISJUNTORES DE CUBICULO DE 13,8 KV À PVO

DIAGNÓSTICO do TRANSFORMADOR

INDICAR QUAIS PROTEÇÕES OPERARAM

APRESENTAÇÃO DO DIAGNÓSTICO

Figura 1 – A tela principal da ferramenta MAESTRO com todas informações para os procedimentos de análise.

3.2 Estudo de caso: Transformador de potência de 33,3 MVA.

Na Figura 2, ilustra-se o resultado da análise com a tomada de decisão para reenergização do estudo de caso de um transformador de potência de 33,3 MVA, com a classificação “A” e a ação recomendada (Tabela 3) para: “Tentar Religar uma (01) só vez. Se houver novamente atuação de proteção, acionar o Engenheiro Plantonista da

Manutenção”. Porém, é de extrema importância observar que há um alerta, indicado na cor vermelha, em complemento à ação recomendada, devido ao risco de falha de disjuntor, que diz: “Fazer inspeção local no(s) cubículo(s) de 13,8 kV a PVO (Pequeno Volume de Óleo)”, em virtude destes já se encontrarem em idade avançada (serão substituídos brevemente pela empresa).

Figura 2 - Exemplo de análise para reenergização de equipamento e de alertas emitidos pelo programa.

Fazendo-se a inspeção solicitada, veio a se constatar que, de fato, o disjuntor havia sinistrado, conforme é mostrado na Figura 3. Assim, evitou-se a reenergização do transformador em cima de uma falha, em um equipamento próximo a ele, o que poderia ter sido catastrófico, com sério risco de falha do próprio transformador e com agravamento dos danos da instalação sinistrada.



Figura 3 – Exemplo de cubículo de disjuntor de 13,8 kV à PVO sinistrado.

3.3 Considerações sobre o método:

Os tempos de espera de 15 min e 30 min para reenergização dos transformadores de potência, que constam na Tabela 4, não são novidade. De acordo com o histórico de atendimento a emergências da empresa dos últimos 30 anos, constata-se que, anteriormente, havia operadores bem treinados nas subestações e era regra fazer-se inspeção local, quando de ocorrências, levantando-se informações de qualidade, as quais eram repassadas ao Centro de Operação do Sistema (COS) e, na sequência, aos Engenheiros Plantonistas da Manutenção. Isto, ao final, resultava em um tempo de espera salutar para os equipamentos, possibilitando a recomposição dielétrica da isolamento regenerativa e para o arrefecimento dos mesmos.

Salienta-se que quando não há indicação da proteção que atuou, como a causa pode ter sido grave, a recomendação da Engenharia de Manutenção é de que não se energize o transformador e se faça inspeção local.

Cabe ressaltar que transformadores não devem ser energizados com carga, por causa das consequências dos fenômenos transitórios, com destaque para a corrente de *inrush*, que já é um evento, por si só, estressante para a isolamento, mesmo quando o equipamento é energizado em vazio. Quando o mesmo é energizado em carga, este efeito é muito mais pronunciado, sendo a possibilidade de falha ainda maior.

Sendo assim, sobre as ocorrências com transformadores de potência, devem ser consideradas: a comunicação (em sintonia) entre áreas de Operação e de Manutenção, com informações completas, propiciando qualidade e eficiência no atendimento; a presença do operador na subestação, que potencializa a possibilidade de acerto de

avaliação tanto do despachante de operação quanto do engenheiro plantonista; e a constatação da utilização desta ferramenta MAESTRO, que proporciona aumento de acerto na tomada de decisão.

3.3 Análise de interrupções em transformadores de potência

As análises de interrupções em transformadores de potência são úteis para a área de engenharia e controle da manutenção, permitindo verificar os perfis de interrupções em transformadores e autotransformadores ao longo do tempo em relação ao universo desses equipamentos em operação, direcionando e adequando esforços das equipes de manutenção para a prevenção de criticidades no sistema. Tais análises também fornecem subsídios aos investimentos em melhorias nas técnicas de manutenção aplicadas a estes equipamentos, ensejando a implementação de novas técnicas preditivas.

Considerando o período de 1979 até novembro de 2016, foi calculada a taxa global de falha por tensão nominal, apresentada na Tabela 5, dada pela relação entre o total de falhas ocorridas nesse período e o total de transformadores e autotransformadores efetivamente em operação nesses 37 anos.

Tabela 5 - Taxa global de falha por tensão nominal

Tensões Nominais	Taxa Global de Falha (1979 até novembro/2016)		
	34,5 kV	69 kV	138 kV
Taxas de Falha (%)	1,72%	2,66%	1,83%

Na Figura 4, tem-se a variação das taxas de falhas em transformadores por ano e por tensão nominal (no período de 1979 até novembro de 2016), na qual se verifica a diminuição significativa das mesmas com o tempo. Neste trabalho, também são consideradas como sendo falhas, estatisticamente, as retiradas de transformadores de serviço devido à aplicação de técnicas preditivas, pois estas, de toda forma, provocaram a saída forçada do equipamento, mesmo que a falha ainda não tivesse de fato ocorrida, mas estando o equipamento na iminência de falhar.

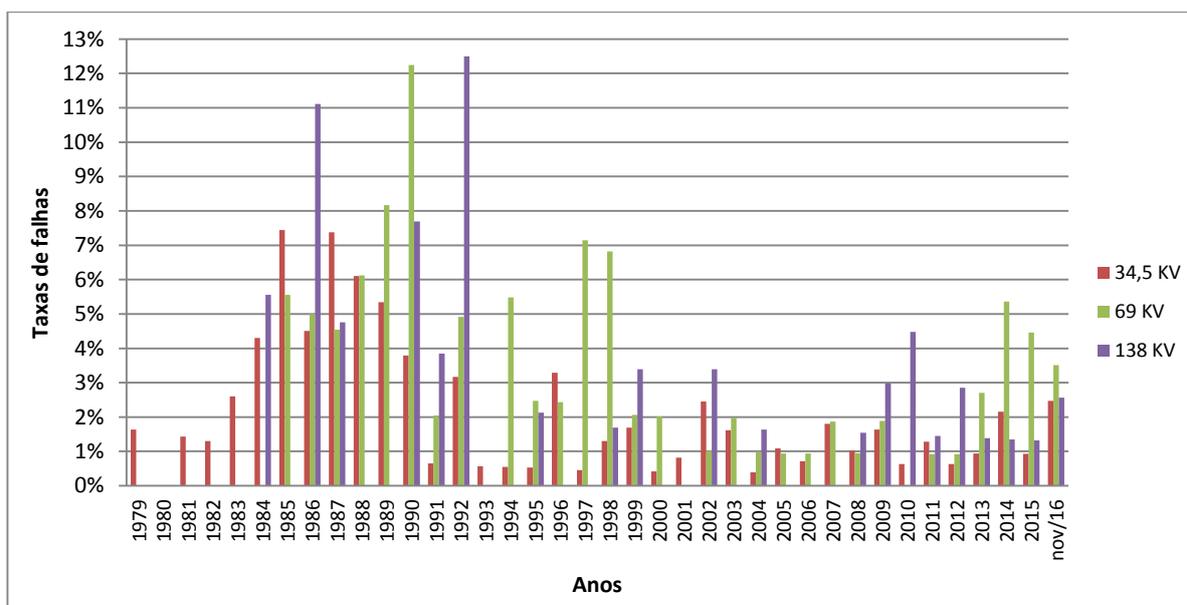


Figura 4 – Taxa de falhas em transformadores por ano e por tensão nominal (no período de 1979 até novembro de 2016)

São apresentados, na Figura 5(a), os motivos de retirada de serviço dos transformadores, que são identificados pela análise de gases dissolvidos em óleo (cromatografia), ensaios físico-químicos, detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica e outros, destacando-se a contribuição das técnicas preditivas.

Na Figura 5(b) são apresentadas as falhas por componentes, predominando as ocorrências em enrolamentos, em buchas e em comutadores de derivações em carga (CDC) e sem tensão (CDST), que totalizam 87,59% das falhas.

Cabe ressaltar que a técnica de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica foi implementada na empresa somente no ano de 2009. Daí a sua porcentagem correspondente ser menor em relação às demais.

Da síntese das estatísticas referentes a falhas em transformadores e autotransformadores de potência, em função de ocorrência nestes equipamentos, escalonadas por tensão nominal, no período de 1979 até novembro de 2016, constata-se que:

- a) a expectativa de vida útil estimada para transformadores de potência é usualmente considerada como sendo de aproximadamente 30 anos. Porém, há equipamentos em operação com idades superiores a esta estimativa. Este fato, juntamente com os valores das taxas de ocorrências, que estão reduzindo com o

tempo, mostra uma consequência direta do uso das técnicas preditivas e ações de manutenção preventiva aplicadas nos transformadores de potência da empresa;

- b) os transformadores e autotransformadores podem ser retirados de operação antes da ocorrência de falhas através da aplicação de técnicas preditivas. Observa-se na Figura 5(a) que as técnicas que, com maior frequência, detectam defeitos e iminências de falha nestes equipamentos são a Análise de Gases Dissolvidos (cromatografia), Ensaio Físico-Químico e a Detecção de Descargas Parciais por Emissão Acústica; e
- c) Ainda na Figura 5(a) pode-se perceber que 30,13% da retirada de transformadores de serviço foram em decorrência da aplicação das técnicas preditivas citadas. Nos outros motivos (69,87%), estima-se que parte das falhas tenha sido causada por fatores que não são passíveis de prévia detecção, tais como descargas atmosféricas e distúrbios elétricos.

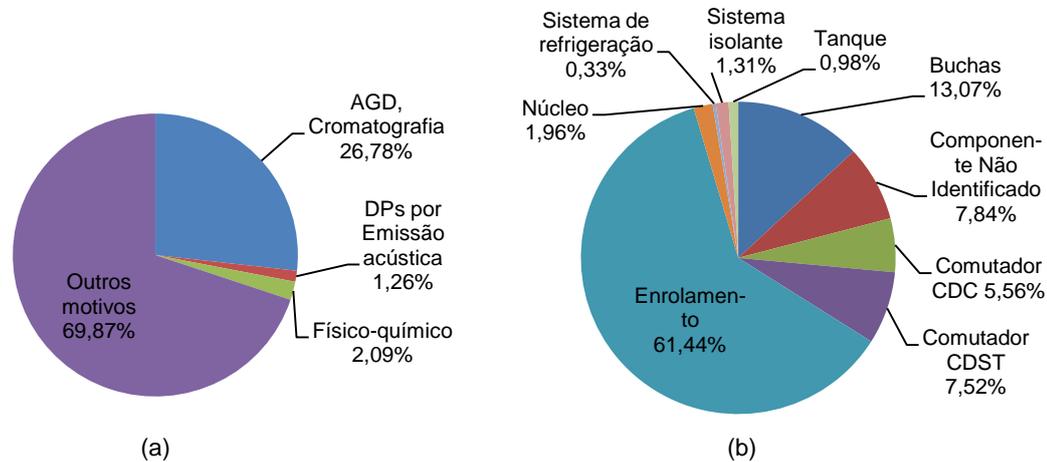


Figura 5 - Falhas em transformadores e autotransformadores: a) por motivo de retirada; b) por componente.

4.0 CONCLUSÕES

Com o advento no setor elétrico da filosofia de implantação de subestações desassistidas, em que não há operadores nas subestações, a inspeção nos equipamentos torna-se especialmente crítica quando de contingências, ficando as equipes de manutenção sem informações valiosas para balizar decisões quanto à reenergização de um transformador. Junte-se a isto o fato de que, por vezes, há problemas nas unidades remotas de telemedição e controle, não se tendo acesso às informações referentes às proteções que atuaram. Neste contexto, evidencia-se a importância do trabalho desenvolvido.

Na validação da ferramenta proposta, constatou-se uma elevada porcentagem de acertos, evidenciando que este novo método auxilia as equipes de manutenção e operação na tomada de decisão, proporcionando o restabelecimento do fornecimento de energia com segurança e o mais rápido possível, visando não comprometer os indicadores coletivos de continuidade de energia (DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Além disso, é importante destacar que esse novo método permite a diminuição das consequências indesejadas decorrentes de interrupções não programadas no sistema elétrico.

Os levantamentos quantitativo e qualitativo de interrupções permitem análises conclusivas sobre os fatores que contribuíram para estas ocorrências e quais as probabilidades de que elas se repitam. Ademais, fornece uma base de informações que subsidia planejamento, estudos e ações da área de engenharia de manutenção, identificando os pontos críticos nestes equipamentos e a eficiência das técnicas preditivas aplicadas.

Portanto, conclui-se que a ferramenta apresentada neste trabalho pode propiciar aos mantenedores e operadores do sistema elétrico de potência orientações rápidas, que permitam se decidir adequadamente pela reenergização (ou não) de um transformador, reduzindo-se riscos de falha inerentes a este procedimento.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BLACKBURN, J; DOMIN, T. Protective Relaying: Principles and Applications, Third Edition. [S.l.]: Taylor & Francis, 2006.
- (2) MEDEIROS, R.P. Proteção Diferencial de Transformadores de Potência Utilizando a Transformada Wavelet. Dissertação de Mestrado da Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2014.
- (3) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório de Análise: desligamentos forçados do Sistema de Transmissão. ANEEL, 346 p., Brasília, 2016.
- (4) SILVA, A.P. Pré-operação de centros de controle de transmissão e geração de energia elétrica – procedimento para validação de manobras de equipamentos da rede elétrica. Dissertação de Mestrado da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011.

(5) TAVARES, K.A. Modelagem e simulação da proteção diferencial de transformadores de potência no ATP. Dissertação de mestrado da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, 2013.

(6) IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. IEEE Std. C37.91. Guide for Protecting PowerTransformer. New York, IEEE, 2008. ISBN: 978-07381-5389-6.

(7) OLIVEIRA, M.O. Proteção diferencial adaptativa de transformadores de potência baseada na análise de componentes Wavelets. Tese de Doutorado da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

(8) MARQUES, A.P.; MOURA, N.K.; DIAS, Y.A.; RIBEIRO, C.J.R.; ROCHA, A.S.; AZEVEDO, C.H.B.; SANTOS, J.A.L.; BRITO, L.C. Method for the evaluation and classification of power transformer insulating oil based on physicochemical analyses. In: IEEE Electrical Insulation Magazine, v.33, p.39 – 49, 2017.

6. DADOS BIOGRÁFICOS



André Pereira Marques, nascido em Araguari, Minas Gerais, em 25/02/1961.

Mestre (2004) em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG) e graduado (1984) em Engenharia Elétrica na EMC/UFG. Gerencia e atua no Departamento de Engenharia e Controle da Manutenção da CELG Distribuição S.A. e é professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.



Cláudio Henrique Bezerra Azevedo, nascido em Goiânia, Goiás, em 27/05/1961.

Mestre em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG) e graduado (1983) em Engenharia Elétrica na EMC/UFG. Atua no Departamento de Manutenção da Alta Tensão da CELG Distribuição S.A.



José Augusto Lopes dos Santos, nascido em Porto, Portugal, em 28/07/1954.

Graduado (1982) em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG). Atua Departamento de Manutenção da Alta Tensão da CELG Distribuição S.A.



Sérgio Gomes Machado nascido em Jataí, Goiás, Brasil, em 20/09/1952.

Mestre (1982) em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) e graduado (1976) em Engenharia Elétrica na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG). Gerencia e atua no Departamento de Manutenção da Alta Tensão da CELG Distribuição S.A.



Cacilda de Jesus Ribeiro, nascida em Matão, São Paulo, em 08/08/1971.

Doutora (2002) e pós-doutora (2004) em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) da Universidade de São Paulo (USP). Engenheira Eletricista graduada (1994) na Unifeb, e Especialista em Engenharia de Segurança do Trabalho (2008) pela UFG. Atua como professora associada na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica de Computação da Universidade Federal de Goiás



Nicolas Kemerich de Moura nascido em Panambi, Rio Grande do Sul, em 21/08/1994.

Graduado em Engenharia Elétrica (2016) pela Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG). Atualmente está cursando o Mestrado na mesma instituição, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação.



Yuri Andrade Dias nascido em Goiânia, Goiás, em 25/10/1994.

Graduado em Engenharia Elétrica (2016) pela Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG). Técnico em Eletrônica (2012) pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. Atualmente está cursando seu mestrado pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da EMC/UFG.



Leonardo da Cunha Brito, nascido em Goiânia, Goiás, em 09/12/1975.

Doutor (2003) e Mestre (2001) em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília (UnB) e graduado (1998) em Engenharia Elétrica na EMC/UFG em Engenharia Elétrica. Atua como professor associado na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG).