**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Daniel Augusto Pagi Ferreira

**Análise de falhas em
transformadores de distribuição por
metodologia forense**

São Carlos

2013

Daniel Augusto Pagi Ferreira

Análise de falhas em transformadores de distribuição por metodologia forense

Dissertação apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador: Prof. Titular Ruy Alberto Corrêa Altafim

São Carlos

2013

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

F439a Ferreira, Daniel Augusto Pagi
 Análise de falhas em transformadores de
distribuição por metodologia forense / Daniel Augusto
Pagi Ferreira; orientador Prof Ruy Alberto Corrêa
Altafim. São Carlos, 2013.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.

1. Falhas em transformadores de distribuição. 2.
Metodologia forense. 3. Índice de polarização. 4.
Índice de absorção dielétrica. 5. Análise
físico-química. 6. Descargas atmosféricas. 7.
Transformadores de distribuição. 8. Para-raios. I.
Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **DANIEL AUGUSTO PAGI FERREIRA.**

Título da dissertação: "Análise de falhas em transformadores de distribuição por metodologia forense".

Data da defesa: 26/09/2013

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Titular **Ruy Alberto Corrêa Altafim (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovado

Prof. Dr. **Rogério Andrade Flauzino**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovado

Prof. Dr. **Luiz Gonçalves Júnior**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP - Bauru)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente
da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Dedicatória

Dedico este trabalho de mestrado aos meus pais, Paulo Augusto Ferreira e Eliana Maria Melchiori Pagi, e a minha irmã, Patrícia Cristina Melchiori Pagi Ferreira, que sempre me apoiaram em todos os momentos da minha vida da melhor maneira possível.

Agradecimentos

Ao Professor Titular Ruy Alberto Corrêa Altafim pela orientação fornecida durante a elaboração deste trabalho.

Aos amigos do Grupo de Alta Tensão e Materiais (GATM), em especial ao Professor Dr. Ruy Alberto Pisani Altafim pelas revisões de artigos, ao Fumio Nakagawa e Felipe Schiavon Inocência de Sousa pelas ajudas em ensaios e viagens.

Ao Laboratório de Alta Tensão do Instituto de Energia e Eletrotécnica (IEE) da Universidade de São Paulo (USP) pela colaboração durante o período da pesquisa. Em especial ao técnico Clóvis Yoshio Kodaira pela paciência que demonstrou e pelo conhecimento compartilhado.

À Fundação para o Incremento da Pesquisa e do Aperfeiçoamento Industrial (FIPAI) e à Elektro pelo apoio financeiro e de equipamentos.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo pela oportunidade de realização do Mestrado.

A todos os amigos com quem tive o prazer de conviver durante o período do Mestrado.

Epígrafe

“A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original”

Albert Einstein

Resumo

FERREIRA, D. A. P. **Análise de falhas em transformadores de distribuição por metodologia forense.** 2013. 62f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

A maior parte das concessionárias de energia elétrica brasileiras normalmente não trata as falhas em transformadores de distribuição como um problema relevante sob ponto de vista financeiro, uma vez que qualquer ação preventiva para minimizar o problema dentro da realidade atual pode ser mais onerosa. Portanto, políticas adequadas para investigar as falhas de transformadores de distribuição são geralmente relegadas a segundo plano ou às vezes nem existem. Neste contexto, a informação existente em falhas de transformadores pode não conter dados importantes. No entanto, novas leis que afetam as concessionárias de energia estão mais severas e demandam por maior eficiência por parte delas. Neste novo cenário, uma metodologia forense, criada há muitos anos por várias concessionárias para analisar falhas em transformadores de distribuição, foi recentemente resgatada com a análise de 3159 equipamentos. Essa metodologia é conhecida como Metodologia Forense para Transformadores de Distribuição (MFTD) e será utilizada como ferramenta de diagnóstico para estudos de casos. Novos testes e ensaios como medição de resistência de isolamento, índice de absorção dielétrica e polarização, análise físico-química entre outros, serão agregados à metodologia forense para aprimorá-la. Além disso, os para-raios, sendo parte do sistema de proteção de transformadores de distribuição, também são estudados com o objetivo de verificar possíveis falhas de projeto e desafios a serem superados.

Palavras-chave: Falhas em transformadores de distribuição. Metodologia forense. Índice de polarização. Índice de absorção dielétrica. Análise físico-química. Descargas atmosféricas. Sobrecargas. Falhas na isolação. Transformadores de distribuição. Sistemas de proteção. Para-raios.

Abstract

FERREIRA, D. A. P. **Analysis of distribution transformers failure by forensic methodology**. 2013. 62f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

Most Brazilian utility companies normally do not treat failures in distribution transformers as a relevant problem in large financial point of view, since any preventive action to minimize them within the current reality can be more costly. Thus, proper policies for investigating faults in distribution transformers are usually disregarded by the power utilities and sometimes policies may not even exist. In this context, existing information on faulty distribution transformers may not contain important data. However, new laws affecting power distribution companies are becoming more severe and there are demands for greater efficiency. In this new scenario, a forensic methodology to analyse faults in distribution transformers, created some years ago by many utilities, has recently been resurrected with the analysis of 3,159 distribution transformers. This methodology is known as Forensic Analysis Applied to Distribution Transformers (FAADT). New tests and trials as measuring insulation resistance, polarization index and dielectric absorption, physical and chemical analysis among others, will be added to the forensic methodology to improve it. Moreover, the surge-arresters, being part of the system of protection of distribution transformers, are also studied in order to evaluate possible design flaws and challenges to overcome.

Keywords: Faults in distribution transformers. Forensic methodology. Polarization index. Dielectric absorption index. Lightning. Overload. Insulation failures. Protection systems. Surge arresters.

Lista de Figuras

<i>Figura 1 - Invólucro para proteção da bucha de alta do transformador de distribuição</i>	39
<i>Figura 2 - Curvas cerâmicas do Brasil</i>	42
<i>Figura 3 - Para-raios de óxido de zinco para redes aéreas de distribuição de energia elétrica da classe 15kV</i>	43
<i>Figura 4 - Padrão de instalação de transformador de distribuição, protegido por para-raios e chaves fusíveis, para rede de distribuição compacta</i>	43
<i>Figura 5 - Blocos de ZnO</i>	44
<i>Figura 6 - Curva V-I de um para-raios de óxido de zinco</i>	45
<i>Figura 7 - Chave-fusível utilizada para proteção contra sobrecorrente em redes aéreas de distribuição de energia elétrica da classe 15kV</i>	48
<i>Figura 8 - Bloco de ZnO que pode apresentar falha por descargas parciais</i>	59
<i>Figura 9 - Bloco de ZnO separados</i>	59
<i>Figura 10 - Pontos de carbonização da fita isolante que envolve o bloco de ZnO</i>	60
<i>Figura 11 - Tensão aplicada ao equipamento protegido pelo para-raios</i>	61
<i>Figura 12 - Fluxograma da metodologia forense e análises complementares</i>	63
<i>Figura 13 - Ensaio de medição de resistência de isolamento</i>	67
<i>Figura 14 - Transformador 1</i>	69
<i>Figura 15 - Presença de sedimento e ferrugem no núcleo do transformador 1</i>	69
<i>Figura 16 - Coloração escura do óleo do transformador 1</i>	70
<i>Figura 17 - Danos no suporte das bobinas do transformador 1 causado, provavelmente, por manuseio ou transporte inadequado</i>	70
<i>Figura 18 - Manchas no tanque do transformador 2 indicam vazamento de óleo isolante e terminal X2 de baixa tensão é diferente dos demais, indicando que foi substituído</i>	71
<i>Figura 19 - Formação de crostas de ferrugem na culatra e no núcleo do transformador 2</i>	71
<i>Figura 20 – Detalhe das crostas de ferrugem na culatra do transformador 2</i>	72
<i>Figura 21 - Transformador 3</i>	72
<i>Figura 22 - Transformador 3 aberto para inspeção visual</i>	73
<i>Figura 23 – Vista frontal da deformação mecânica de uma das bobinas do transformador 3 e presença de sedimento no núcleo</i>	73
<i>Figura 24 – Vista traseira da deformação mecânica de uma das bobinas do transformador 3 e presença de sedimento nas culatras</i>	74
<i>Figura 25 - Presença de sedimento nas culatras e no núcleo do transformador 3</i>	74
<i>Figura 26 - Transformador 4</i>	75
<i>Figura 27 - Bobinas do transformador 4</i>	75
<i>Figura 28 - Núcleo, culatras e terminais de baixa tensão do transformador 4</i>	76

<i>Figura 29 - Transformador 5</i>	76
<i>Figura 30 - Bobinas do transformador 5</i>	77
<i>Figura 31 - Núcleo do transformador 5</i>	77
<i>Figura 32 - Machas no tanque e terminal X3 diferente dos demais, indicando possível falha anterior e recondicionamento</i>	78
<i>Figura 33 - Pontos de ferrugem nas culatras do transformador 6</i>	78
<i>Figura 34 - Transformador 30</i>	79
<i>Figura 35 - Formação de crosta de ferrugem no núcleo nas culatras do transformador 7, indicando que houve infiltração de água</i>	79
<i>Figura 36 - Deslocamento da bobina do transformador 7</i>	80
<i>Figura 37 - Transformador 8</i>	80
<i>Figura 38 - bobinas do transformador 8</i>	81
<i>Figura 39 - Núcleo do transformador 8</i>	81
<i>Figura 40 - Hipot (Modelo Hipotronics HD100) utilizado para ensaio de tensão aplicada</i>	82
<i>Figura 41 - Ensaio de tensão aplicada. Conexão entre bucha de alta tensão e tanque</i>	82
<i>Figura 42 - Tela do programa computacional, ainda em desenvolvimento, para diagnóstico de transformadores de distribuição</i>	84
<i>Figura 43 – Segunda tela do programa computacional, ainda em desenvolvimento, para diagnóstico de transformadores de distribuição</i>	85
<i>Figura 44 - Planilha criada para utilizar a metodologia forense</i>	86
<i>Figura 45 - Causas de falhas de transformadores de distribuição do banco de dados analisado</i>	86
<i>Figura 46: Falha em transformadores por descarga por ano de fabricação</i>	87
<i>Figura 47 - Quantidade de falhas em transformadores por descarga atmosférica por fabricante</i>	88
<i>Figura 48 - Quantidade de transformadores que falharam por sobrecarga por ano de fabricação</i>	88
<i>Figura 49 - Quantidade de transformadores que falharam por sobrecarga por fabricante</i>	89
<i>Figura 50 - Para-raios da amostragem coletada</i>	90
<i>Figura 51 - Forma de onda da corrente durante MCOV aplicado nos seus terminais (característica predominantemente capacitiva)</i>	92
<i>Figura 52 - Forma de onda da corrente quando a tensão de referência é aplicada nos seus terminais (característica predominantemente resistiva)</i>	93
<i>Figura 53 - Figura de Lissajous obtida na medição de descargas parciais do para-raios 1.</i>	94
<i>Figura 54 - Figura de Lissajous obtida na medição de descargas parciais do para-raios 2.</i>	94
<i>Figura 55 - Oscilograma de tensão e corrente do ensaio de tensão residual no para-raios 2</i>	96
<i>Figura 56 - Oscilograma de tensão e corrente do ensaio de tensão residual no para-raios 3</i>	96
<i>Figura 57 - Oscilograma de tensão e corrente do ensaio de tensão residual no para-raios 4</i>	97
<i>Figura 58 - bomba de vácuo (modelo MA 057/1 da Marconi)</i>	97
<i>Figura 59 - Tubo de acrílico utilizado no ensaio de estanqueidade</i>	98

<i>Figura 60 - Para-raios no início do ensaio de estanqueidade</i>	<i>99</i>
<i>Figura 61 - Formação de bolhas no invólucro polimérico</i>	<i>99</i>
<i>Figura 62 - Formação de bolhas no desligador automático</i>	<i>100</i>
<i>Figura 63 - Falha de vedação em para-raios evidenciado pela saída de bolhas de ar</i>	<i>100</i>
<i>Figura 64 - falha de vedação em para-raios.</i>	<i>101</i>
<i>Figura 65 - Para-raios novo que foi submetido ao ensaio de estanqueidade</i>	<i>101</i>
<i>Figura 66 - Para-raios no início do ensaio de estanqueidade</i>	<i>102</i>
<i>Figura 67 - Formação de bolhas no para-raios novo</i>	<i>102</i>
<i>Figura 68 - Detalhes de formação de bolhas no para-raios novo</i>	<i>103</i>
<i>Figura 69 - Formação de bolhas na extremidade superior do para-raios de invólucro cerâmico</i>	<i>103</i>
<i>Figura 70 - Formação de bolhas na extremidade inferior do para-raios de invólucro cerâmico</i>	<i>104</i>
<i>Figura 71 - Detalhe de falha de vedação no desligador do para-raios de invólucro cerâmico</i>	<i>104</i>

Lista de Tabelas

<i>Tabela 2.1 - Elos fusíveis para transformadores de distribuição.</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 3.1- Critérios a serem verificados na análise físico-química e normas técnicas relacionadas</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 3.2 - Condição da isolação sólida baseada nos índices de polarização e absorção dielétrica</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 4.1 - Características dos transformadores analisados</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 4.2 - Ensaio de relação de transformação.</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 4.3 - Índices de polarização e absorção dielétrica dos transformadores analisados</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 4.4 - Resultados dos ensaios físico-químicos do óleo dos transformadores</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 4.5 - Tensão máxima aplicada indicada pelo HiPot</i>	<i>83</i>
<i>Tabela 4.6 - Causas de falhas dos transformadores analisados</i>	<i>83</i>
<i>Tabela 4.7 - Características elétricas dos para-raios ensaiados</i>	<i>91</i>
<i>Tabela 4.8 - Ensaio de tensão de referencia.</i>	<i>91</i>
<i>Tabela 4.9 - Ensaio de medição de descargas parciais.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabela 4.10 - Ensaio de tensão residual.</i>	<i>95</i>

Sumário

1	<i>Introdução</i>	21
1.1	Objetivos	22
1.2	Organização do trabalho	23
1.3	Trabalhos resultantes desta dissertação	23
2	<i>Revisão Bibliográfica</i>	25
2.1	Principais causas de falhas de transformadores	25
2.1.1	Descargas atmosféricas	27
2.1.2	Sobrecarga	30
2.1.3	Falhas na isolação	33
2.1.4	Sobretensões	35
2.1.5	Umidade	36
2.1.6	Erros de projeto	37
2.1.7	Contaminação do óleo	38
2.1.8	Demais causas	38
2.2	Proteção de transformadores de distribuição	39
2.2.1	Proteção contra sobretensões	40
2.2.1.1	Características dos para-raios	44
2.2.1.2	Falhas em para-raios	46
2.2.2	Proteção contra sobrecorrente	48
2.3	Falhas de transformadores de distribuição no Brasil	49
2.4	Considerações finais	49
3	<i>Metodologia Forense</i>	51
3.1	Descrição da metodologia	51
3.1.1	Inspeção Visual externa	52
3.1.2	Análise físico-química (contaminação do óleo)	52
3.1.3	Inspeção visual interna	53
3.2	Ensaio complementares	55

3.2.1	Relação de transformação	55
3.2.2	Medição de resistência de isolamento e cálculo dos índices de polarização e de absorção dielétrica	55
3.2.3	Ensaio de tensão aplicada	56
3.3	Ensaio nos para-raios	57
3.3.1	Tensão de referência e corrente de fuga	57
3.3.2	Descargas parciais	58
3.3.3	Tensão residual ou de descarga	60
3.3.4	Estanqueidade.....	61
3.4	Considerações finais	62
4	Análises e resultados	65
4.1	Análise dos transformadores danificados	65
4.1.1	Ensaio de relação de transformação	66
4.1.2	Medição de resistência de isolamento e cálculo dos índices de polarização e de absorção dielétrica	66
4.1.3	Ensaio físico-químico	67
4.1.4	Inspeção visual interna e externa	68
4.1.4.1	Transformador 1.....	68
4.1.4.2	Transformador 2	70
4.1.4.3	Transformador 3	72
4.1.4.4	Transformador 4	74
4.1.4.5	Transformador 5	76
4.1.4.6	Transformador 6	77
4.1.4.7	Transformador 7	78
4.1.4.8	Transformador 8	80
4.1.5	Ensaio de tensão aplicada	82
4.1.6	Causas verificadas de falhas dos transformadores.....	83
4.1.7	Programa computacional para diagnóstico de transformadores de distribuição	84
4.2	Banco de dados	86
4.3	Análise dos para-raios.....	90
4.3.1	Ensaio de tensão de referência.	91
4.3.2	Descargas parciais.....	93
4.3.3	Ensaio de tensão residual	95
4.3.4	Ensaio de estanqueidade	97

4.3.5	Resultados e conclusões dos ensaios nos para-raios	104
5	<i>Conclusões e trabalhos futuros</i>	107
5.1	Conclusões	107
5.2	Trabalhos futuros	109
	<i>Referências.....</i>	111
	<i>Anexo A.....</i>	117

1 Introdução

O tempo de vida útil dos transformadores de distribuição está relacionado a muitos fatores, como, por exemplo, o carregamento acima de sua capacidade nominal, cargas desbalanceadas, equipamentos mal projetados, sobretensões internas e externas, sistemas de proteção inadequados e procedimentos de manutenção preventiva. Alguns desses fatores vêm sendo, muitas vezes, negligenciados acarretando uma significativa redução do tempo de vida do equipamento. No caso dos sistemas de proteção, um exemplo são os para-raios de redes de distribuição que, geralmente, não estão de acordo com normas técnicas específicas e/ou possuem sistema de aterramento mal projetados e/ou executados e sem qualquer manutenção periódica. Quanto aos procedimentos preditivos, em muitas empresas nada é feito e espera-se que o equipamento apresente algum tipo de falha ou defeito, onde normalmente é feita sua substituição para posterior reparo ou descarte. Este aparente descaso tem com principal causa a econômica, que envolve custos dos equipamentos e equipes de manutenção. Em contraponto, no atual modelo do setor elétrico, onde as concessionárias são constantemente exigidas, a qualidade no fornecimento de energia elétrica, as reduções do tempo de vida de equipamentos e aumento no tempo de interrupção do fornecimento de energia tornam-se fatores impactantes.

No que tange à detecção de falhas por parte das concessionárias, não há um sistema de monitoramento para verificar se um transformador de distribuição encontra-se em operação normal ou se houve alguma falha. Portanto, quando uma ocorre, a concessionária não tem meios diretos de saber qual transformador da sua rede de distribuição falhou. As informações são obtidas através de um sistema de atendimento (*Call Center*) por onde se identifica o setor do transformador falhado, agrupando-se as reclamações dos consumidores afetados e, posteriormente, uma equipe de campo é enviada até o local para fazer a substituição deste equipamento por outro, que pode ser tanto novo quanto reformado. O transformador que falhou é enviado para uma empresa

reformatora, onde passa por uma triagem para verificar a possibilidade de recondição, analisando-se sua viabilidade econômica e técnica.

No Brasil, por muitos anos foi sendo desenvolvida uma metodologia forense para análise de transformadores de distribuição pelas concessionárias de energia, sendo assim possível determinar as principais causas de falhas. Contudo, com a privatização das concessionárias de energia, essa metodologia ficou restrita às empresas reformatoras e até esquecida. Neste trabalho, ela foi resgatada e aplicada para que se detectem as principais causas de falhas dos transformadores de distribuição das redes de uma concessionária de energia durante um período de dez anos, o que resultou na concepção de um banco de dados. Além disso, viabilizou-se a possibilidade de usá-la em estudo das principais causas de falhas de transformadores de distribuição e também com seu aprimoramento, tornar-se um importante ferramental para avaliar as principais causas de falhas em ramais da rede das concessionárias.

1.1 Objetivos

Tendo em vista os pontos explicados anteriormente e a situação atual dos transformadores de distribuição, este trabalho tem como objetivos:

- Estudar quais são as principais causas de falhas de transformadores de distribuição;
- Resgatar e aplicar a metodologia forense para transformadores de distribuição – MFTD, voltada a verificação a causa de falha de transformadores;
- Propor novos testes e ensaios para aprimorar a metodologia forense e validá-los;
- Desenvolvimento de um software que tenha a capacidade de diagnosticar um transformador de distribuição e de armazenar informações sobre o mesmo;
- Estudar os sistemas de proteção contra sobretensão dos transformadores de distribuição.

1.2 Organização do trabalho

O presente trabalho está dividido em seis capítulos. O primeiro apresenta uma visão geral da situação atual dos transformadores de distribuição

O segundo capítulo apresenta a revisão bibliográfica referente às principais causas de falhas de transformadores, métodos de diagnósticos e proteção de transformadores de distribuição. Neste último, serão apresentadas as características dos para-raios e algumas de suas causas de falhas.

No terceiro capítulo será apresentada a metodologia forense aplicada neste trabalho, além dos testes e ensaios necessários, bem como das normas técnicas que devem ser consultadas. Serão apresentados, também, os ensaios que devem ser realizados nos para-raios para que sua condição de operação possa ser verificada.

O quarto capítulo apresentará as análises e resultados obtidos, incluindo-se análise de bancos de dados, aplicação da metodologia forense em oito transformadores de distribuição, uma proposta de software para detectar a causa de falha de transformadores de distribuição e os ensaios realizados em trinta para-raios.

O capítulo cinco apresenta as conclusões, discussões e sugestões de trabalhos futuros.

Por fim, o último capítulo mostra as referências bibliográficas utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho.

1.3 Trabalhos resultantes desta dissertação

Foi produzido um artigo, apresentado no Electrical Insulation Conference – 2013 em Ottawa, tendo recomendação excelente para ser apresentado em sessão oral, que se encontra em anexo.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo será apresentada uma revisão da literatura técnica procurando-se apresentar uma visão geral sobre as principais causas de falhas de transformadores de distribuição, os avanços alcançados por alguns pesquisadores para diminuí-las e métodos de diagnósticos, entre outros. Além disso, serão apresentados os equipamentos utilizados para proteção de transformadores de distribuição, isto é, para-raios e fusíveis, focando-se principalmente os primeiros.

2.1 Principais causas de falhas de transformadores

Schwarz e Muhr (2008) fizeram uma revisão dos métodos de diagnósticos de transformadores de potência dividindo-os em quatro categorias: químico, elétrico, térmico/óptico e mecânico. Os testes químicos consistem em análise dos gases dissolvidos, verificação da umidade no óleo isolante e atuação do relé Buchholz. Além destes, outros testes são importantes para verificação da condição do óleo isolante como verificação de cor e aparência, acidez, valor de neutralização, tensão interfacial, conteúdo de sujeira, contagem de partículas e sulphur corrosive. Os testes elétricos são medição de descargas parciais, resposta em frequência e curvas de polarização e despolarização. Os testes térmicos/ópticos realizados são monitoração de temperatura, inspeção termográfica e visual. Por fim, os testes mecânicos são análises acústicas e dinâmicas.

Os transformadores de distribuição podem falhar por diversas causas sem serem necessariamente de origem elétrica. Para que se tenha uma visão holística dessas causas, devem-se verificar todos os parâmetros envolvidos no problema que incluem desde as condições do ambiente até dos componentes do transformador. Bartley (2003) analisou as falhas dos transformadores que ocorreram na Hetford Steam Boiler Inspection & Security Co durante cinco anos, e propôs a seguinte classificação:

- Descargas atmosféricas (algumas confundidas com surtos de linha);
- Sobrecarga, situações nas quais os transformadores com carregamento acima da nominal têm sua vida útil reduzida;

- Falhas na Isolação, excluindo-se aquelas por descargas atmosféricas e sobretensões, concentrando-se naquelas por pirolise, oxidação, acidez e umidade embora esta última seja muitas vezes também excluída. Essas falhas normalmente ocorrem em transformadores com tempo de vida superior a 18 anos;
- Sobretensões em linhas, oriunda de chaveamentos, curtos-circuitos e outras anormalidades das linhas de transmissão e distribuição;
- Umidade que penetrou nos transformadores devido a falhas nos anéis de vedação e outros orifícios causados por corrosão ou vandalismo. Essa falha também pode ser considerada como manutenção inadequada;
- Erros de projeto, onde foram incluídas as perdas ou cargas nominais mal especificadas, isolação do núcleo inadequada, suportabilidade ao curto-circuito mal dimensionada e objetos estranhos no interior do tanque;
- Fogo externo, cujas temperaturas podem sobreaquecer o transformador iniciando uma falha interna. O fogo pode ser proveniente de queimadas ilegais em matas e plantações;
- Operações inadequadas e manutenções impróprias, resultando no acúmulo de sujeira, umidade, ninhos de pássaros e insetos, corrosão e perdas de conexão externas às carcaças dos transformadores;
- Contaminação do óleo, situações nas quais o óleo fica carbonizado ou perde suas propriedades físico-químicas;

Desse estudo, foi possível elaborar um plano estratégico de reposição dos transformadores para as companhias americanas, considerando a reforma, relocação para áreas com demandas menores e substituição por novos.

Baseado na classificação apresentada, que foi proposta por Bartley (2003), foi feito um levantamento bibliográfico com o intuito de identificar quais são os principais efeitos e influências destas causas de falhas nos transformadores, os avanços conquistados pelos pesquisadores para reduzi-las e melhorar a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.1.1 Descargas atmosféricas

Comumente consideradas como a principal causa de falha de transformadores de distribuição, as descargas atmosféricas desempenham um papel importante tanto no projeto quanto na operação dos transformadores e redes de distribuição. Em projeto, pois o equipamento deve suportar até um determinado nível de surtos, conhecido como Nível Básico de Isolamento (NBI), e em operação, pois a rede de distribuição onde o transformador está instalado também deve suportar certo nível de surtos, dependendo de fatores como nível cerâmico da região e geometria das linhas, dentre outros. Além disso, deve ser verificado no momento do projeto de uma rede de distribuição se a mesma possui uma proteção contra descargas adequada além de estudos de coordenação de isolamento. Diferentemente das linhas de transmissão, as redes de distribuição geralmente não possuem cabo-guarda para protegê-las das descargas, tornando-as mais sujeitas a seus efeitos físicos nos equipamentos. Apesar das redes de distribuição possuírem alguma blindagem proporcionada pelas edificações em seu redor, há muitos pontos onde ela está totalmente desprotegida. No caso das redes rurais, por exemplo, não há nenhuma blindagem.

Em um dos trabalhos de Darveniza e Mercer (1989), juntamente com a Southern Electric Authority of Queensland, é mostrado o desenvolvimento dos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas após um período de quase 30 anos de testes. Inicialmente, havia uma quantidade excessiva de falhas devido às descargas atmosféricas. Foi constatado que os comprimentos dos cabos que conectam os terminais de fase e de terra dos para-raios eram muito longos e, também, que não havia proteção contra sobretensões na rede de baixa tensão. Após corrigirem esses dois problemas, os autores verificaram uma diminuição na taxa de falhas de 2,42% para 0,66% transformadores ao ano no período de 1962 até 1975 e de 0,9% para 0,46% ao longo de toda área de Queensland. Além disso, os autores verificaram que o sistema de proteção recomendado por eles praticamente eliminou todas as falhas de transformadores de distribuição, com exceção daquelas resultantes de falhas internas nas bobinas. As hipóteses levantadas para explicar as demais falhas são de redução do NBI dos transformadores devido à sobrecarga e surtos do lado de baixa tensão, como sobretensões induzidas.

Em outro estudo, Parrish (1991) analisou os dados do Electric Power Research Institute (EPRI) referentes a três anos de monitoramento de 2448 transformadores de distribuição instalados na Florida em local com alta densidade de descargas atmosféricas. Ali a taxa de

falha dos transformadores por descargas atmosféricas foi de 0,25% em uma taxa de falha geral dos transformadores de 0,79%, representado 32% de todas as falhas nos transformadores. Como metodologia de estudo foram medidas simultaneamente as correntes e tensões que ocorreram nas linhas, o ponto de incidência das descargas e os transformadores avariados por esse dano. Foram usados o LTR (lightning transient recorder) e o CLED (Coincident lightning events detector). A densidade média na área estudada era de 10 descargas por km² por ano. As linhas de distribuição eram aéreas com postes e cruzetas de madeira. Os transformadores eram monofásicos protegidos por para-raios de linha, MOV - Metal Oxide Varistor. Muitos dos transformadores também estavam protegidos internamente por para-raios de distribuição de carboneto de silício. Observaram também que, nesses três anos de estudos, nenhum transformador monitorado pelos LTR e CLED sofreu avaria por descargas atmosféricas, fato que ilustra o grau de dificuldade na documentação precisa de eventos sincronizados, ou seja, descargas atmosféricas como causa de falha no transformador.

Plummer et al. (1994) estudaram como reduzir a taxa de falhas de transformadores de distribuição devido às descargas atmosféricas em um alimentador por meio do aprimoramento do seu sistema de proteção contra descargas. O alimentador em questão localizava-se em uma região de elevado índice cerâmico, com 761 transformadores de distribuição instalados em postes e operando com tensão primária de 13,2kV. As ações tomadas pelos pesquisadores foram as seguintes:

- Diminuição dos cabos de linha e terra dos para-raios;
- Instalação de para-raios com o menor nível de proteção disponível;
- Instalação de elos fusíveis capazes de suportar as tensões de surto;
- Instalação de para-raios de baixa tensão no secundário dos transformadores.

Após um ano dessas mudanças, mesmo com um aumento de 250% de incidência de descargas atmosféricas na região, verificou-se uma diminuição de 88% do número de falhas de transformadores de distribuição, demonstrando que as mudanças propostas foram extremamente eficientes.

Lunsford (1996) estudou mudanças nos sistemas de proteção contra sobrecorrente de transformadores de distribuição que possuem para-raios internos. Da mesma forma que outros autores, a redução do comprimento do cabo de linha dos para-raios foi um dos principais motivos que o fizeram considerar proteção por para-raios internos ou instalados no tanque do

transformador. Essa mudança, apesar de reduzir as falhas devido às descargas atmosféricas, acarreta alterações na filosofia de proteção dos transformadores, visto que os para-raios estarão à jusante das chaves fusíveis, resultando numa mudança de seletividade. Com isso, torna-se necessário cumprir novas metas de proteção antes inexistentes. Uma das sugestões propostas pelo autor foi a instalação de fusíveis limitadores de corrente para proteger o transformador contra curtos-circuitos internos nos enrolamentos.

Também preocupado com as taxas de falhas em transformadores de distribuição, Piantini (2008) fez uma síntese de todos os cálculos de sobretensões e apresentou uma metodologia computacional baseada no modelo de Rusck modificado. Foram feitas diversas análises comparativas entre os desempenhos frente às descargas atmosféricas entre redes com e sem para-raios e concluíram que os para-raios de linha, quando instalados ao longo desta, são eficientes e reduzem do número de desligamentos causados por descargas indiretas, desde que o espaçamento entre eles seja de 2 km ou menos. Concluiu-se, também, que os desligamentos causados por queda direta podem ser minimizados por cabos-guarda instalados nas linhas de distribuição e devidamente aterrados.

Em um caso que se assemelha com a realidade brasileira, Al Arayni, Malik e Qureshi (2012) fizeram um estudo durante 3 anos em uma região da Arábia Saudita onde havia uma grande taxa de falhas de transformadores de distribuição. Durante esse período, a taxa média de falha foi de 1150 transformadores por ano, quase 2% do total de equipamentos, aproximadamente 59000 transformadores. As redes de distribuição operavam nas tensões de 13,8 kV e 33 kV e possuíam tanto transformadores de distribuição instalados em postes quanto do tipo pad-mounted, utilizado em redes subterrâneas. As potências nominais dos primeiros eram de 50, 100, 150, 200 e 300kVA enquanto que as dos segundos eram de 500, 750 e 1000 kVA. De todas as falhas que ocorreram, verificou-se que 98% dos casos eram falhas de transformadores instalados em postes, sugerindo que eram causadas por descargas atmosféricas, tendo em vista que geralmente não há nenhuma blindagem para esse tipo de rede. Além disso, foram verificadas as maneiras como os transformadores eram instalados, medições de resistência de aterramento e testes em para-raios foram feitos para verificar se estavam dentro dos requisitos técnicos. Com as recomendações feitas pelo autor, as falhas de transformadores foram reduzidas consideravelmente.

Como nem toda região mostra-se crítica quanto às descargas atmosféricas, um método simplificado para determinar o desempenho de linhas aéreas de distribuição, quando submetidas a descargas atmosféricas, encontra-se no Institute of Electrical and Electronics

Engineers - IEEE (2011). Nele, a estimativa da taxa de desligamento por km² por ano é calculada com base no nível ceráunico da região, geometria da linha, níveis de isolamento dos isoladores e sua estrutura. Com essa taxa pode-se localizar as regiões mais críticas quanto às descargas atmosféricas e para elas definir critérios mais rigorosos de proteção. Nesse método também são consideradas as descargas diretas e tensões induzidas nas linhas.

2.1.2 Sobrecarga

Uma das causas de falhas mais comuns de transformadores de distribuição é a sobrecarga, isto é, alimentar uma carga de potência acima da sua capacidade nominal. Embora as isolações elétricas dos transformadores suportem esse ciclo de carregamento, deve-se sempre considerar o fator do envelhecimento precoce facilitando falhas de isolação e reduzindo o tempo de vida útil do equipamento. A prática de sobrecarregamento de transformadores de distribuição é comum, não apenas no Brasil, e permitida pelas normas técnicas como um mecanismo de maximização do retorno de capital. Para projetos de novas redes de distribuição de energia elétrica, as normas da concessionária de energia da região de implantação devem ser consultadas para conhecer qual é o carregamento máximo admitido para o dimensionamento do transformador (PROJETO..., 2009). Como tanto a sobrecarga quanto o envelhecimento têm implicações econômicas, aconselha-se que quando for adotada para minimizar custos deve-se antes determinar seu valor ótimo.

De acordo com o IEEE (2012a), a aplicação de sobrecarga em transformadores apresenta riscos ao equipamento visto que, além de aumentar a taxa de envelhecimento e a deterioração mecânica da isolação das bobinas, pode causar:

- Evolução de gases dissolvidos no óleo;
- Expansão térmica de condutores, partes estruturais e materiais isolantes resultando em deformações permanentes;
- Aumento da pressão interna;
- Redução da resistência mecânica resultante da operação com temperaturas elevadas;
- Expansão do óleo;
- Equipamentos internos ao transformador também podem sofrer os mesmos danos.

Rood (1963) propôs um método para estimativa de vida útil de transformadores de distribuição baseado no ciclo e pico de carga anual. Estudos preliminares mostraram que um

crescimento no carregamento de 24% causa um aumento de 20 vezes na taxa de envelhecimento de um transformador e que carregamentos esporádicos têm também uma significativa influência no envelhecimento da isolamento.

Além dos efeitos já discutidos, as sobrecargas podem gerar bolhas dentro do tanque dos transformadores podendo resultar em falhas dielétricas conforme o trabalho de Oommen e Lindgren (2001), no qual foi realizado um experimento com o intuito de obter uma nova formulação matemática para o problema de evolução das bolhas no tempo. Foram utilizados dois modelos de bobinas diferentes, um com três discos e outro com apenas um, sendo que em ambos os casos havia medição de temperatura e verificação visual de formação de bolhas. No segundo modelo de bobina, ainda era possível verificar a formação de bolhas pela detecção de descargas parciais. Além disso, a quantidade de umidade no papel isolante foi variada entre 0,3% e 8% e a de nitrogênio variou entre 0,45% e 12,3%. Após os testes, verificaram que a formulação antiga do problema indicava que a formação de bolhas começaria numa temperatura abaixo da observada nos experimentos, podendo chegar numa diferença de até 50°C. Assim, uma nova formulação empírica foi proposta, de tal forma que fosse mais condizente com os resultados experimentais e previsse, também, a temperatura para formação de bolhas dentro dos transformadores.

Chang-ho, Jae-Chul e Sang-yun (2002) fizeram um estudo para verificar os critérios para sobrecarga de transformadores de distribuição para a realidade coreana da época. Esses critérios eram baseados na norma C57.91-1981 do IEEE, ou seja, datado de 20 anos antes do momento do estudo. Isso significa que a norma não era exatamente adequada para os novos projetos de transformadores de distribuição e o formato da curva de demanda dos consumidores da Coreia em 2000. Naquele país, o critério de sobrecarga de transformadores de distribuição levava em consideração a estação do ano em que se encontra. Portanto, durante o inverno, é permitida uma sobrecarga por um tempo maior devido à temperatura ambiente mais baixa enquanto que, durante o verão, a sobrecarga deve ocorrer num tempo menor. Além disso, foi verificado que o padrão não contemplava cargas diferenciadas entre consumidores e que considerava uma sobrecarga de 30% acima da capacidade nominal durante 4 horas como sendo aplicável para qualquer transformador de distribuição em qualquer circunstância. A partir dessas observações, os autores estudaram o maior carregamento admissível em transformadores de distribuição com potencia nominal abaixo de 100kVA através da determinação da maior temperatura do óleo isolante. Essa última característica foi escolhida, visto que era passível de medição, diferentemente de outros

critérios como ponto mais quente e temperatura média dos enrolamentos. Assim, foram testados 20 transformadores e foi possível estipular o tempo em que suportariam sobrecargas de até 60% acima da nominal, tanto no verão quanto no inverno.

Shahbazi et al. (2007) fizeram um trabalho sobre a abordagem econômica dos procedimentos para carregamento de transformadores de potência. Uma das motivações do estudo foi considerar o fator econômico juntamente com os danos térmicos causados pela sobrecarga. Na modelagem proposta, não foram levados em consideração os fatores oxigênio e umidade, pois graças aos modernos sistemas de preservação de óleo, apenas a temperatura do transformador é um parâmetro de controle. Os autores concluíram que o sobrecarregamento dos transformadores deve estar dentro das suas capacidades para evitar falhas que possam resultar em perdas econômicas como produto de interrupção de fornecimento de energia elétrica e aceleração da taxa de envelhecimento do equipamento. Caso seja bem planejado, o sobrecarregamento controlado pode melhorar a confiabilidade da rede pela maior energia disponível e os lucros das concessionárias.

Uma das características que se espera de um sistema de distribuição de energia é que possua cargas balanceadas entre as três fases, isto é, cada fase alimenta a mesma potência. Em projetos de novas redes de distribuição, como de loteamentos ou núcleos habitacionais, cada setor de transformador deve ter a mesma quantidade de clientes atendidos em cada fase da rede secundária (PROJETO..., 2012). Porém, nem sempre isso é possível, pelas razões mais diversas. Em redes já existentes é ainda mais difícil se encontrar sistemas balanceados, uma vez que provavelmente já ocorreram diversas alterações do projeto original. Em locais de baixa renda, a experiência das concessionárias indica que as ligações clandestinas são as maiores responsáveis pelo não balanceamento das cargas, pois são feitas entre a fase mais baixa e o neutro. Essa situação faz com que a transferência de potência não seja uniforme através do transformador, deixando alguma bobina mais sobrecarregada que outra(s). Isso significa que alguma(s) bobina(s) passará(ão) a alimentar uma carga acima de sua capacidade nominal, resultando em um maior aquecimento da(s) mesma(s). Portanto, pode-se concluir que cargas desbalanceadas podem causar praticamente os mesmos danos que sobrecarga nos transformadores, com a diferença de que nestes pode não ser em todas as bobinas.

Um estudo que comprova esta hipótese foi feito por Singh e Signh (2010) cujo foco era investigar as causas de falhas de transformadores de distribuição na Índia, devido às altas

taxas de falhas (por volta de 25% ao ano). Foram analisados três casos de transformadores de distribuição que falharam com 23 meses, 11 meses e 4 anos e 4 meses, ou seja, abaixo do tempo normal previsto de operação. Em todos os casos analisados, a falha verificada pelos autores foi sobrecarga resultante de cargas desbalanceadas. A principal causa de falha levantada pelos autores para a realidade local é a sobrecarga resultante de cargas desbalanceadas, harmônicos, corrente de Cold Load Pickup¹ (CLP) e roubo de energia. Este último fato, ainda segundo o autor, é um grande e rotineiro problema encontrado na Índia. Os autores ainda concluíram que os transformadores falham em um curto período de tempo devido à ausência de manutenção apropriada por parte das concessionárias de energia elétrica. Infelizmente tem-se informações de que o desbalanceamento de transformadores por roubo de energia também ocorre com frequência no Brasil.

2.1.3 Falhas na isolação

O sistema de isolação é vital para o bom funcionamento do transformador e deve estar sempre em boas condições. A qualidade do papel isolante pode ser prejudicada por diversos fatores, sendo o principal deles a presença de umidade. Já o óleo isolante pode ser prejudicado pela presença de sujeira e umidade (MILASCH, 1984).

Cygan e Laghari (1990) apresentam uma revisão dos modelos de envelhecimento da isolação dos transformadores devido a efeitos elétricos e térmicos simultaneamente. O primeiro, comumente chamado de stress elétrico, é causado devido a um grande gradiente de potencial na isolação enquanto que o segundo é causado pelo aumento da temperatura ambiente, perdas pela resistividade ou instabilidade química da isolação. Além destes, os transformadores estão sujeitos a efeitos mecânicos, como expansão térmica e vibrações, e ambientais, como umidade e radiação. Todos os tipos de stress relatados podem acelerar o processo de envelhecimento da isolação do transformador, resultando na diminuição da vida útil do mesmo. Após apresentarem sucintamente alguns métodos para investigação do envelhecimento da isolação, os autores concluíram que a vantagem de utilizar métodos térmicos e elétricos simultaneamente é uma maior aproximação da condição real do transformador. No entanto, esses modelos são, naturalmente, mais complexos de serem aplicados e/ou estudados.

¹ Corrente de partida de cargas a frio como, por exemplo, energização de circuitos.

Emsley e Stevens (1994) fizeram uma revisão dos principais indicadores químicos de degradação do papel isolante utilizado em transformadores que possuem suas partes ativas mergulhadas em óleo isolante. Fatores como calor, umidade e presença de oxigênio degradam, por meio de processo de despolimerização, a celulose do papel isolante, reduzindo a resistência mecânica do material que pode resultar em falha térmica ou dielétrica. Esse processo ainda gera alguns gases como monóxido de carbono, dióxido de carbono e hidrocarbonetos que ficam dissolvidos no óleo isolante. Existem alguns critérios para estimar a vida útil do transformador por meio da condição do óleo isolante baseado na análise desses gases dissolvidos como, por exemplo, os métodos de Rogers e Duval. Dentre as conclusões dos autores, tem-se que:

- Os cálculos de vida útil do papel isolante apresentam erros de $\pm 20\%$ ou até maiores;
- É preciso uma grande quantidade de informações do histórico de operação do transformador e das condições da isolação, tanto sólida quanto líquida, para tentar melhorar a acurácia das estimativas de vida útil ou condição dos isolantes.

No estudo de Bartley (2003), as falhas de isolação foram as mais frequentes dentro dos casos analisados. Como já explicado anteriormente, essas falhas são aquelas resultantes de alguns processos físico-químicos como pirólise, oxidação e acidez. Esses fatores ajudam a diminuir a qualidade da isolação do transformador, facilitando com isso que outros como sobrecargas ou curtos-circuitos externos sejam ainda mais críticos ao equipamento.

Saha (2003) fez uma revisão dos métodos químicos e elétricos de diagnóstico para verificar a condição do isolamento de transformadores de potência que já estão em operação e que, conseqüentemente, já sofreram algum tipo de envelhecimento. No que tange aos ensaios químicos, o autor ressalta a importância de cada método separadamente e provê uma breve explanação de cada um deles. Dentre os métodos tratados, estão:

- Análise da umidade, tendo em vista que um aumento na quantidade de água em materiais isolantes resulta em aumento da condutividade elétrica e do fator de dissipação, além de reduzir a rigidez dielétrica;
- Análise dos gases dissolvidos, um dos métodos mais aceitos e utilizados no mundo, para detecção de falhas incipientes. Esses gases são produzidos pela degradação do óleo e da isolação sólida como papel entre outros;
- Medição do grau de polarização para verificação da qualidade do papel isolante.

No que tange aos testes elétricos, o autor trata principalmente da medição da polarização tanto no domínio do tempo quanto no da frequência. Com esses métodos ele pode mensurar a corrente de polarização para diferentes concentrações de umidade no papel e de condutividade do óleo isolante. O autor concluiu que, para transformadores que foram reconicionados ou que tiveram seu óleo isolante substituído, as análises de gases dissolvidos e furano podem não mostrar qualquer sinal de degradação, mesmo que a celulose (papel isolante) esteja seriamente degradada, podendo resultar numa nova falha do equipamento, ao ser reenergizado.

Lundgaard et al. (2004) estudaram o envelhecimento do papel isolante imerso em óleo isolante utilizado em transformadores de potência. Após uma revisão detalhada sobre os eventos químicos envolvendo a celulose, foram feitos testes para verificar o envelhecimento da mesma em diferentes condições (papel seco ou úmido, com ou sem filtragem de gás e etc). As implicações práticas dos resultados obtidos foram discussões relacionadas aos métodos de manutenção e secagem do óleo e suas eficiências. Os autores indicam que a simples manutenção do óleo isolante não estenderá a vida útil da celulose a menos que a água, o oxigênio e os ácidos, fatores que aceleram o envelhecimento, sejam removidos do papel isolante. Portanto, o processo de secagem deve ser executado em todo transformador e não apenas no óleo. O tempo a que o transformador será submetido ao processo de secagem dependerá da concentração de água na celulose. Além disso, os autores indicam que, em transformadores que tiveram uma baixa taxa de crescimento de umidade durante muito tempo, o papel pode absorver a água e sofrer deformações plásticas como encolhimento, que pode resultar em diminuição na pressão em volta das bobinas, deixando-as soltas.

2.1.4 Sobretensões

De acordo com o IEEE (2009b), sobretensões são elevações de tensão acima de 1,1 pu com duração acima de 1 minuto. Elas podem ser resultado de chaveamentos de carga ou de compensadores de reativos como, por exemplo, rejeição de carga e banco de capacitores, respectivamente. Sistemas de regulação de tensão mal projetados e erros de escolha de tap de transformadores também podem gerar sobretensões. Equipamentos elétricos como transformadores, cabos, barramentos, transformadores de instrumentos (TCs e TPs) e máquinas rotativas geralmente não apresentam falha imediata. Porém, caso as sobretensões sejam frequentes ou sustentadas nesses equipamentos, podem resultar em perda da vida útil do equipamento devido à degradação da isolação.

Os transformadores, tanto de potência quanto de distribuição, estão sujeitos a transitórios rápidos e muito rápidos de tensão que podem levar a uma distribuição de tensão não linear ao longo dos enrolamentos, causando um stress adicional. Além disso, dependendo da frequência desse transitório, pode ocorrer o fenômeno de ressonância, resultando em sobretensões internas Florkowski et al. (2010). Os autores propuseram um filtro RL (choke) instalado a montante do transformador, de tal forma a diminuir o tempo de subida da frente de onda e minimizar esses efeitos transitórios no equipamento. Opcionalmente, pode ser instalado um pequeno capacitor de surto para complementar o filtro. Foram realizados testes em um transformador de potencia de 25MVA (110/15kV) onde a resposta em frequência obtida mostra uma grande atenuação das sobretensões internas.

ElNozahy, El-Shatshat e Salama (2012) desenvolveram um sistema especialista baseado em redes neurais artificiais para classificação de sobretensões em transformadores de potência. Baseando-se na corrente do secundário, a transformada wavelet discreta foi utilizada para construir a base de dados para treinamento. A arquitetura de rede neural utilizada foi o Perceptron Multi-Camadas (PMC) com 20 neurônios na camada escondida e 3 na camada de saída. O PMC foi capaz de classificar as sobretensões originadas por ferroressonância, chaveamento de capacitores e chaveamento de cargas de eletrônica de potência. O algoritmo proposto poderia ser utilizado para desenvolver um modelo online para verificar a condição dos transformadores de potência e, a partir disso, fazer o planejamento da manutenção. Além disso, poderia haver alterações na filosofia de proteção contra sobretensões uma vez que, no caso de ser temporária, não haveria necessidade de nenhum dispositivo de proteção atuar. Portanto, se passaria a utilizar apenas a proteção instantânea, deixando de lado a temporizada.

2.1.5 Umidade

Seguindo a classificação proposta por Bartley (2003), a umidade pode ser encontrada dentro dos transformadores por falhas nos anéis de vedação e outros orifícios causados por corrosão ou vandalismo. Essa falha também pode ser considerada como manutenção inadequada. Além disso, a água pode ser resultado da decomposição da celulose e do óleo isolante (MILASCH, 1984).

Segundo Emsley e Stevens (1994), a presença de umidade dentro dos transformadores acelera o processo de envelhecimento desse equipamento, devido ao aumento da

condutividade e da probabilidade de formação de bolhas, reduzindo a estabilidade térmica do sistema de isolamento principalmente em situações de sobrecarga.

2.1.6 Erros de projeto

Há uma grande variedade de projetos de transformadores, sejam de potência ou de distribuição, sendo que cada uma apresenta suas particularidades. Transformadores com uma quantidade maior de aletas podem ter um tanque reduzido enquanto que, aqueles com menos aletas, precisam de um tanque maior. Mesmo assim, todos os transformadores devem passar pelos mesmos ensaios de tipo e de recebimento, de tal forma a garantir que eles operem dentro do esperado.

Baranowski e Goedde (1990) fizeram um estudo de viabilidade para redução do NBI dos transformadores de distribuição. O incentivo deles era econômico visto que a redução de parte da isolamento do transformador teria um impacto em toda a sua estrutura, resultando em uma redução apreciável de custo e melhores características elétricas. Os autores explicam que os transformadores eram projetados de forma a ter uma rigidez dielétrica mais alta para suportar os efeitos de envelhecimento resultantes de sobrecarga por um tempo maior. Porém, se as recomendações da American National Standard Institute (ANSI) fossem seguidas, tais efeitos seriam minimizados, fazendo com que não houvesse necessidade desse acréscimo. Foi verificado que os para-raios que existiam no mercado na época seriam capazes de proteger os transformadores com NBI reduzido. Porém, o comprimento do cabo de linha dos para-raios deveria ser o menor possível e deveriam ser instalados para-raios no lado de baixa tensão. Os autores concluíram que o desempenho do transformador com NBI reduzido não é muito diferente dos convencionais, além de apresentar um melhor desempenho térmico. No entanto, eles ainda precisavam fazer testes em larga escala para verificar se o novo projeto de transformador atenderia a todos requisitos técnicos.

O estudo acima não pode ser considerado como uma falha de projeto, mas mostra que, em um determinado momento, houve propostas de mudanças de projetos e de processos de fabricação como fruto da preocupação econômica. Apesar dos resultados obtidos sugerirem que a diminuição do NBI não prejudicaria o desempenho dos transformadores, isso seria verdade se todos os critérios de carregamento apresentados na ANSI fossem respeitados, o que nem sempre acontece.

2.1.7 Contaminação do óleo

Um estudo sobre a condição de transformadores de potência por meio da análise do óleo isolante foi realizado por Phadungthin et al. (2010), onde ele apresenta os testes de contaminação do óleo e a análise dos gases dissolvidos como métodos de diagnósticos. O primeiro, também conhecido como análise físico-química do óleo, verifica os seguintes aspectos:

- Rigidez dielétrica – caso o óleo apresente baixa rigidez dielétrica, pode ser concluído que foi contaminado por partículas, diminuindo a suportabilidade do óleo;
- Tensão interfacial – medida da força necessária para separar a mistura óleo isolante e água. Um valor baixo de tensão interfacial significa que há uma grande quantidade de pequenas partículas no óleo;
- Acidez ou Índice de neutralização – é a quantidade de ácidos no óleo isolante medida em mg KOH/gm, que significa a quantidade de hidróxido de potássio em miligramas necessária para neutralizar o ácido em um grama de óleo;
- Conteúdo de água – a água ajuda a acelerar o processo de degradação do óleo isolante, diminuindo a eficiência do sistema de resfriamento;
- Coloração – é representada por um número e comparada com o ASTM-D1500. Um número alto indica que o óleo está em más condições;
- Fator de potência – também conhecido por fator de dissipação, representa as perdas dielétricas no óleo. Há duas medições de fator de potência: a 25°C e 100°C. A primeira identifica contaminação por água e a segunda por subprodutos da água, carbono e partículas condutoras.

A análise dos gases dissolvidos no óleo isolante geralmente não é realizada em transformadores de distribuição. Sendo assim, será dada importância somente à análise físico-química.

2.1.8 Demais causas

Não foram encontrados estudos relevantes referentes às causas restantes classificadas por Bartley (2003) isto é, fogo externo e Manutenção/Operação inadequada.

2.2 Proteção de transformadores de distribuição

Até o presente momento, foram estudadas as principais causas de falhas em transformadores de distribuição considerando-se apenas aquelas do próprio equipamento. Faz-se necessário, também, verificar quais as condições dos sistemas de proteção do transformador que, no caso dos sistemas de distribuição, são as chaves fusíveis e para-raios que o protegem contra sobrecorrentes e sobretensões, respectivamente. Isso se justifica pelo fato de que uma falha no sistema de proteção deixará o transformador, obviamente, sujeito a eventos na rede como, por exemplo, sobretensões de origem atmosférica, podendo acarretar em uma falha do mesmo.

Além das proteções contra sobretensão e sobrecorrente, é possível encontrar transformadores equipados com um invólucro polimérico para evitar o contato de aves e animais com as buchas de alta tensão, evitando curtos-circuitos entre as últimas, como indicado na figura 1.

Figura 1 - Invólucro para proteção da bucha de alta do transformador de distribuição

Pelo fato deste trabalho de mestrado estar focado em falhas de transformadores de distribuição, serão considerados apenas os para-raios de distribuição. Vale ressaltar que esta é uma área muito ampla dentro dos estudos de proteção de sistemas elétricos, sendo necessário concentrar os esforços apenas para os aspectos relevantes para este trabalho de forma a não deixá-lo generalista.

2.2.1 Proteção contra sobretensões

Conforme explicado na seção 2.1.3, as sobretensões são elevações de tensão acima de 1,1 pu com duração acima de 1 minuto e podem ser resultante de efeitos internos e externos aos sistemas elétricos como chaveamentos e descargas atmosféricas, respectivamente. Não apenas os transformadores de distribuição, mas todos equipamentos dos sistemas elétricos de potencia podem sofrer grandes solicitações elétricas, caso não estejam devidamente protegidos. Pode haver, por exemplo, rompimento da isolação de condutores ou ferroressonância entre outros.

Considera-se o sistema de distribuição de energia como sendo toda infraestrutura pertencente a uma concessionária de energia elétrica, a partir da subestação até a medição de cada unidade consumidora. No caso das subestações, a proteção contra sobretensões é realizada pelos para-raios e cabos-guarda, sendo os últimos responsáveis pela blindagem, isto é, proteção contra descargas atmosféricas diretas.

Já no caso das redes de distribuição, principal foco deste trabalho de mestrado, por serem os locais de instalação dos transformadores de distribuição, esta proteção é realizada pelo para-raios. De acordo com o IEEE (2009a), as redes de distribuição de energia elétrica geralmente não possuem cabo-guarda para protegê-las contra descargas diretas, pois são economicamente inviáveis. Sendo assim, a blindagem que se encontra, principalmente nas cidades, é aquela provida por objetos próximos à rede como, por exemplo, edifícios e seus sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), conforme IEEE (2011). Além disso, como mostrado por McDermott, Short e Anderson (1994), árvores também contribuem para diminuir a quantidade de descargas diretas nas linhas. Há modelos para calcular a quantidade de descargas diretas nas linhas que consideram os objetos próximos a elas, como descrito em IEEE (2011). Para isso, é atribuído um fator de blindagem (shielding factor) para os objetos próximos à rede, que representa a porcentagem de descargas que foram desviadas da rede, dado por:

$$N_s = N(1 - S_f)$$

onde:

- N_s é o número de descargas interceptadas;
- N é o número de descargas na região;

- S_f é o fator de blindagem provido pelas objetos próximos à rede.

Um fator de blindagem $S_f = 0$ representa uma linha em um terreno plano sem blindagem por objetos próximos enquanto que um fator $S_f = 1$ representa uma linha totalmente blindada de descargas diretas.

Dessa forma, a proteção contra sobretensões presente nos sistemas de distribuição de energia elétrica é feita quase que exclusivamente pelos para-raios de distribuição. Além disso, ainda segundo o IEEE (2011), dentre as sobretensões que podem ocorrer, aquelas de origem atmosférica são as mais preocupantes exatamente pela ausência de blindagem. Consequentemente, os estudos de coordenação de isolamento para proteção contra descargas atmosféricas são os mais pertinentes para os sistemas de distribuição de energia elétrica. Para fazê-lo, deveriam ser coletadas informações como, por exemplo, nível cerâmico, como mostrado na figura 2, e probabilidade de incidência de descargas atmosféricas em uma determinada região. Contudo, considerando-se que os equipamentos do sistema de distribuição são ativos de custo baixo e numerosos, é economicamente inviável fazer estudos independentes para especificação do para-raios a ser utilizado. Além disso, para sistemas da classe 15kV, a margem de proteção entre o NBI dos equipamentos protegidos e as características do para-raios é muito grande, não sendo de grande importância, como mostrado pelo IEEE (2009).

Figura 2 - Curvas cerâmicas do Brasil
Fonte: Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT (2005)

Como resultado das observações anteriores, há uma padronização, de tal forma que possam ser utilizados para-raios de mesmas características em regiões diferentes. No caso de uma concessionária de energia brasileira do Estado de São Paulo, o para-raios padronizado para sistemas de distribuição da classe 15kV é o de óxido de zinco (ZnO), de invólucro polimérico, sem centelhador, com desligador automático, corrente de descarga nominal de 10kA e tensão nominal de 12kV, como ilustrado na figura 3 (PROJETO..., 2009). Porém, convém sempre verificar qual é o para-raios padronizado para a concessionária de energia do local onde se pretende instalá-lo.

Figura 3 - Para-raios de óxido de zinco para redes aéreas de distribuição de energia elétrica da classe 15kV
Fonte: Delmar (2012a)

Um dos vários padrões de instalação dos para-raios está apresentado na figura 4 utilizado para proteger transformadores de distribuição em redes aéreas compactas.

Figura 4 - Padrão de instalação de transformador de distribuição, protegido por para-raios e chaves fusíveis, para rede de distribuição compacta
Fonte: Adaptado de Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL (2011)

Quando há incidência indireta de uma descarga atmosférica, isto é, esta não atinge diretamente os condutores da rede de distribuição, ocorre o fenômeno da sobretensão induzida afetando tanto a rede primária quanto a secundária. De acordo com Piantini (2008), apesar desse fenômeno ser mais frequente do que a descarga direta, geralmente não são instalados para-raios de baixa tensão para proteger os transformadores de distribuição. Os estudos de Darveniza e Mercer (1989), Plummer et al. (1994) mostram que, nas situações encontradas

por eles, essa foi uma ação eficiente para aprimorar a proteção contra sobretensão com consequente diminuição do número de falhas em equipamentos.

2.2.1.1 Características dos para-raios

O princípio de funcionamento de um para-raios é o resistor não-linear, ou varistor, que apresenta uma alta resistência para baixas tensões e baixas resistências para altas tensões. O elemento que atua como resistor não-linear utilizado atualmente nas redes de distribuição de energia elétrica é o óxido de zinco (ZnO), sendo que o anterior era o carboneto de silício (SiC). Internamente ao para-raios, há uma associação em série de blocos de ZnO, conforme apresentado na figura 5.

Figura 5 - Blocos de ZnO
Fonte:Siemens (2001)

Segundo Abdel-Salam et al. (2000), a corrente dos varistores está relacionada com a tensão aplicada de acordo com a equação

$$I = cV^{\alpha} \quad (1)$$

onde c é uma constante e α é um expoente não-ohmico dado por:

$$\alpha = \frac{V}{I} \frac{dI}{dV} \quad (2)$$

Se $\alpha = 1$, tem-se um resistor linear (ôhmico) e se $\alpha = \infty$, tem-se uma não-linearidade ideal. Os varistores de ZnO apresentam α variando de 30 até 100, enquanto que aqueles de SiC apresentam α até 10, evidenciando, assim, uma característica não-linear melhor dos primeiros quando comparados com os segundos. Uma curva V-I está apresentada, de maneira genérica, na figura 6 e possui as seguintes regiões e pontos de referência (Em: <http://www.arresterworks.com/arresterfacts/pdf_files/ArresterFacts_027_Arrester_Reference_Voltage.pdf>, acesso em 01/08/2013):

Figura 6 - Curva V-I de um para-raios de óxido de zinco

- Região de operação: apresenta a corrente que será conduzida pelo para-raios na tensão nominal do sistema elétrico em questão. Nessa região, apenas alguns miliampères de corrente de fuga capacitiva são conduzidos pelo para-raios, sendo este valor definido por cada fabricante. Além disso, essa região é bastante dependente da temperatura ambiente;
- O ponto MCOV (Maximum Continuous Operating Voltage) indica a tensão máxima de operação que pode ser aplicada continuamente aos terminais do para-raios, conforme definição do IEEE (2009);
- A região V_{ref} e I_{ref} (tensão e corrente de referência, respectivamente) é aquela na qual a corrente conduzida pelo para-raios muda da característica capacitiva para

resistiva. Nessa região, pequenas variações na tensão aplicada nos terminais do para-raios implicam em grandes variações da corrente conduzida pelo mesmo;

- A região de sobretensões temporárias também inclui o ponto de V_{ref} . Essa hipótese pode ocorrer, por exemplo, no momento de um curto-circuito, quando a(s) fase(s) envolvida(s) apresenta(m) uma sobretensão(ões);
- Nas regiões de surtos de chaveamento e de descargas atmosféricas, os para-raios estão em condução. As formas de onda das correntes serão impulsivas, isto é, da ordem de tempo de milissegundos e microssegundos, para os casos acima tratados. Nesse momento, os varistores são praticamente independentes da temperatura.

2.2.1.2 Falhas em para-raios

Diversos estudos sobre falhas em para-raios foram encontrados na literatura técnica. Dentre aqueles que foram estudados, pode-se destacar o de Sakshaug, Burke e Kresge (1989), onde foram feitas várias comparações entre o desempenho dos para-raios de carboneto de silício e os de óxidos metálicos. Esses equipamentos podem apresentar falhas em sua operação por diversos motivos, variando de sistema a sistema. Os autores propuseram a seguinte classificação:

- Presença de umidade e contaminação;
- Sobretensões (chaveamento e ressonância inclusive);
- Surtos de excessiva duração e intensidade.

O

apresenta algumas origens possíveis para cada causa de falha de para-raios.

Causa de falha do para-raios	Origem da falha
Presença de umidade	Falhas no sistema de vedação e/ou rachaduras no invólucro. Os para-raios de carboneto de silício e os que possuem invólucros cerâmicos são mais susceptíveis a essa falha
Contaminação	Acúmulo de poluição no invólucro do para-raios.
Sobretensões	Regulação de tensão Ferroressonancia Cogeração Faltas fase-terra
Surtos elétricos de excessiva duração e/ou intensidade	Aumento da energia dissipada pelo para-raios

Quadro 2-1: Possíveis causas de falhas de para-raios e suas origens

Os autores concluíram que os para-raios de óxidos metálicos são menos susceptíveis a falhar por presença de umidade e contaminação quando comparados com os de carboneto de silício. No entanto, os primeiros podem falhar mais facilmente por causa de sobretensões uma vez que, por apresentarem uma característica mais não-linear que os segundos, pequenas variações na tensão nos seus terminais implicam em maiores valores de corrente conduzidas para terra, resultando num maior aquecimento e aceleração da taxa de envelhecimento. Por fim, eles ainda concluíram que os para-raios de óxidos metálicos apresentam maior absorção de energia que os de carboneto de silício e que a probabilidade de haver falha pode ser alta em regiões com altas intensidades de descargas atmosféricas.

Bui, Loubiere e Hassanzadeh (1989) estudaram a degradação das características elétricas de varistores de ZnO utilizados nos para-raios de óxidos metálicos devido a descargas parciais. Os autores observaram que a curva $V \times I$ característica de um para-raios pode degradar em ambientes úmidos e, também, quando submetidos às descargas parciais. Como resultado, haverá uma maior corrente de fuga e uma diminuição na tensão de ruptura do dielétrico, ficando assim mais propenso a falhas quando da ocorrência de uma sobretensão. Foi verificado, também, que esses efeitos são reduzidos quando há alguma proteção para os varistores como uma camada de epoxy ou de vidro. Esses últimos protegem os varistores contra os efeitos da umidade, principalmente.

De acordo com Singh e Singh (2002), a contaminação do para-raios é proveniente do acúmulo de poluição na sua superfície. Como resultado, pode haver uma corrente de fuga maior, implicando em maior aquecimento, e distribuição não-linear de tensão ao longo do equipamento. Essa última pode causar um stress elétrico excessivo em pequenas regiões do para-raios, o que pode causar ruptura externa.

Tighilt, Bayadi e Haddad (2010), propuseram um modelo de circuito elétrico para o para-raios considerando a influência de uma camada de poluição. Para desenvolver esse modelo, o método dos elementos finitos foi aplicado para calcular as capacitâncias parasitas e a distribuição não uniforme de tensão. Os autores concluíram que, diferentemente da situação na qual o invólucro está seco, um caminho para condução de correntes parasitas é criado quando a superfície possui poluição. Entretanto, em ambos os casos, não foram verificadas divergências entre as correntes parasitas internas ao para-raios.

2.2.2 Proteção contra sobrecorrente

O equipamento utilizado para proteção de transformadores de distribuição contra sobrecorrente é a chave-fusível, conforme figura 7.

Figura 7 - Chave-fusível utilizada para proteção contra sobrecorrente em redes aéreas de distribuição de energia elétrica da classe 15kV

Fonte: Delmar (2012b)

O elo fusível, instalado no interior da chave, é determinado a partir da potência nominal do transformador e tensão de operação da rede em questão, conforme Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Elos fusíveis para transformadores de distribuição

Potência nominal do transformador (kVA)	Elo fusível	
	11,9 ou 13,8 kV	23kV
15	1H	1H
30	2H	1H
45	3H	2H
75	5H	3H
112,5	6K	5H
150	8K	5H
225	10K	8K
300	15K	10K

Fonte: CPFL (2012)

2.3 Falhas de transformadores de distribuição no Brasil

Como pode ser verificado, há uma grande quantidade de causas de falhas de transformadores, tanto de distribuição quanto de potência. No Brasil, tem havido uma crescente preocupação com a qualidade da energia elétrica fornecida pelas concessionárias para os consumidores. No caso de falhas em transformadores, quando da ocorrência de uma, invariavelmente haverá interrupção do fornecimento de energia elétrica. Consequentemente, haverá uma piora nos índices de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, podendo gerar ressarcimentos por parte das concessionárias para os consumidores. Assim, reduzir o número de falhas de transformador de distribuição contribui diretamente para a melhoria da qualidade da energia fornecida por uma concessionária bem como a confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica.

Para que se tenha uma conclusão sobre as principais causas de falhas de transformadores de distribuição no Brasil, é necessário que seja feita uma mobilização por parte, principalmente, das concessionárias de energia elétrica para a obtenção de informações. Com isso, seria possível identificá-las por região, fabricante, ano de fabricação entre outros aspectos, podendo então gerar políticas, seja de manutenção seja de alterações de projetos, que poderiam reduzi-las para níveis aceitáveis.

2.4 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentadas as principais causas de falhas em transformadores a partir de uma revisão da literatura técnica. Baseando-se na classificação proposta por Bartley (2003), procurou-se apresentar trabalhos relevantes sobre cada causa de falha separadamente e mostrar quais são seus efeitos nos transformadores. Além disso, procurou-se apresentar quais medidas foram tomadas para tentar reduzir a taxa de falhas e aprimoramento de técnicas entre outros.

Como pode ser verificado, identificar a real causa de falha de um transformador pode ser uma tarefa relativamente árdua. Diversos pesquisadores ao redor do mundo buscam maneiras de diagnosticar um transformador ou aprimorar as existentes. Porém, é observado que uma maior importância é dada àqueles de potência, visto que são ativos de custo muito elevado, da ordem de milhões de dólares e que, no momento de uma falha, podem gerar grandes prejuízos econômicos e interrupção do fornecimento de energia elétrica para uma

grande quantidade de consumidores. Quando se pensa nos transformadores de distribuição, pode-se dizer que pouco é feito uma vez que, como os custos envolvidos são muito menores se comparados aos transformadores de potência, uma falha não é geralmente tratada como um problema econômico grave.

Como resultado, não há muitos estudos na literatura técnica que analisam as falhas de transformadores de distribuição, reforçando, portanto, a importância deste trabalho.

3 Metodologia Forense

Neste capítulo serão apresentados a metodologia forense utilizada e os ensaios que devem ser realizados para analisar as causas de falhas de transformadores de distribuição. Além disso, serão apresentadas algumas propostas de melhorias que complementarão os resultados obtidos pelo método original.

Serão apresentados, também, os ensaios realizados para verificar a condição de operação dos para-raios, isto é, se estão aptos a ser instalados nas redes de distribuição de energia elétrica.

3.1 Descrição da metodologia

No Brasil, durante muitos anos foi desenvolvida uma metodologia forense para análise de transformadores de distribuição pelas concessionárias de energia, sendo assim possível determinar as principais causas de falhas. Contudo, com a privatização das concessionárias, essa metodologia ficou restrita às empresas reformadoras. Recentemente, ela foi resgatada e aplicada para detectar as principais causas de falhas das redes de uma concessionária de energia durante um período de dez anos. Ao todo, 3159 transformadores que falharam foram analisados por meio dessa metodologia, denominada de metodologia forense para transformadores de distribuição – MFTD, o que resultou na concepção de um banco de dados.

Essa metodologia mostrou ser uma importante aliada na identificação não só das causas de falha de transformadores mas também um instrumento para análise daquelas mais frequentes nas redes de distribuição de uma dada região de concessão. Ela consiste em uma síntese das observações feitas por inúmeras equipes técnicas com ampla experiência em trabalhos de campo e pode ser dividida resumidamente em três etapas:

- Inspeção visual na parte externa do transformador;
- Análise físico-química (contaminação do óleo);

- Inspeção visual na parte interna do transformador;

Apesar de simples, essa técnica tem se mostrado muito poderosa e tem auxiliado no entendimento e na identificação das causas de falhas dos transformadores de distribuição. A seguir será apresentada uma breve explanação de cada etapa da metodologia.

3.1.1 Inspeção Visual externa

A inspeção visual externa tem a finalidade de detectar prováveis danos nas buchas de alta e baixa tensão, corrosões e vazamento no tanque e presença elementos estranhos, como ninhos de aves, cupins e formigas. É possível identificar, também, se o transformador já foi recondicionado anteriormente.

3.1.2 Análise físico-química (contaminação do óleo)

Uma amostra de óleo isolante é retirada do transformador de distribuição com o objetivo de realizar uma análise físico-química. Diferentemente dos transformadores de potência, não é feita a análise cromatográfica, pois os gases podem se desprender devido ao tempo de transporte e longo armazenamento nas firmas reformadoras. Os ensaios físico-químicos devem estar de acordo com as normas técnicas vigentes, sumarizadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1- Critérios a serem verificados na análise físico-química e normas técnicas relacionadas

Análise físico-química	Norma técnica relacionada
Teor de água – ppm (medido)	-
Teor de água – ppm - 20°C (corrigido)	NBR 10710
Fator de potência a 100°C	NBR 12133
Rigidez dielétrica – calota	NBR IEC 60156
Índice de neutralização	NBR 14248
Tensão interfacial	NBR 6234
Cor	NBR 14483
Densidade relativa 20/4°C	NBR 7148
Aspecto visual	-

3.1.3 Inspeção visual interna

Os transformadores são abertos para que suas partes internas sejam inspecionadas, procurando identificar os efeitos físicos observáveis de cada causa de falha. Além disso, é uma maneira de identificar danos não detectáveis pelos ensaios físico-químicos como, por exemplo, curto-circuito externo. Os quadros 3-1 e 3-2 mostram a relação entre efeitos físicos e causas de falhas.

Parte Afetada	Possível causa de falha		
	Descarga atmosférica	Curto-circuito externo	Curto-circuito interno
Bobinas de AT	Pontos de queima na isolação. Normalmente não ocorrem deformações.	Deformações mecânicas	Não apresentam sinais de Deformações mecânicas
Bobinas de BT			
Painel ou Comutador	Curto devido à formação de trilhas (queima do material isolante)		Sem efeito
Buchas de AT	Queima do esmalte da porcelana	Sem efeito	
Terminais BT	Pontos de chamuscamento e material deformado		
Núcleo	Pontos de fusão	Presença de sedimento	Pontos de fusão sendo curto de BT
Culatras	Pontos de chamuscamento e material deformado		Sem efeito
Cabos de AT	Pontos de queima na isolação. Não ocorrem deformações	Sem efeito	
Tanque interno	Pontos de chamuscamento	Sem efeito	Pontos de chamuscamento
Óleo	Não altera as características do óleo		Presença de sedimento no óleo e sobre as partes ativas

Quadro 3-1- Causas de falhas de transformadores e efeitos físicos observáveis durante inspeção visual

Parte Afetada	Possível causa de falha		
	Sobrecarga	Carga desbalanceada	Infiltração de água
Bobinas de AT	Os isolamentos aparecem escuros ou quebradiços em todas as fases. Não apresentam deformações mecânicas	Os isolamentos aparecem escuros ou quebradiços em 1 ou 2 fases. Não apresentam deformações mecânicas	Pontos de queima ao longo do papel, decomposição do papel isolante.
Bobinas de BT			Efeito não visível, decomposição do papel isolante.
Painel ou Comutador	Deposição de sedimento sobre a placa isolante	Sem efeito	Curto devido à formação de trilhas (queima do material isolante)
Buchas de AT	Sem efeito		
Terminais BT			
Núcleo	Pontos de fusão sendo curto de BT	Presença de sedimento	Sinais de ferrugem, crostas de ferrugem e bolhas d'água.
Culatras	Sem efeito		
Cabos de AT	Sem efeito		Sem efeito
Tanque interno			Presença de água no fundo do tanque
Óleo	Presença de sedimento no óleo e sobre as partes ativas e coloração escura do óleo	Presença de sedimento no óleo e sobre as partes ativas e coloração escura do óleo	Presença de água no óleo

Quadro 3-2- Causas de falhas de transformadores e efeitos físicos observáveis durante inspeção visual

3.2 Ensaios complementares

Além dos ensaios da metodologia forense original, são propostos alguns novos para aprimorá-la e refinar os resultados, identificando as causas de falhas com maior eficiência. Os ensaios complementares serão brevemente apresentados.

3.2.1 Relação de transformação

Conforme IEEE (1992), o ensaio de relação de transformação é realizado aplicando-se uma tensão AC conhecida no lado de alta e medindo-se a tensão induzida no lado de baixa. Seu objetivo é verificar se houve o rompimento ou curto-circuito de alguma bobina pela ausência de leitura de tensão no lado de baixa tensão.

3.2.2 Medição de resistência de isolamento e cálculo dos índices de polarização e de absorção dielétrica

Ainda de acordo com a IEEE (1992), o propósito do ensaio de medição de resistência de isolamento é a verificação da condição geral do sistema de isolamento do transformador, isto é, a isolamento entre bobinas e entre estas e o tanque. Esse ensaio deve ser feito com um megômetro que aplique tensão CC e que meça a resistência do isolamento em megaohm (MΩ). Deve ser medida a resistência de isolamento entre os terminais de alta e baixa tensão, terminais de alta tensão e tanque e, por fim, terminais de baixa tensão e tanque. No caso dos transformadores de distribuição da classe 15kV, a medição é realizada aplicando-se 2,5kV de tensão contínua durante 10 minutos.

Os índices de polarização e absorção dielétrica são baseados nas medidas de resistência de isolamento após 30 segundos, 1 minuto e 10 minutos de teste e calculados conforme equações (3) e (4):

$$IP = \frac{R_{10min}}{R_{1min}} \quad (3)$$

$$IP = \frac{R_{1min}}{R_{30s}} \quad (4)$$

onde IP é o índice de polarização, IAD é o índice de absorção dielétrica, R_{30s} , R_{1min} e R_{10min} são os valores medido com 30 segundos, 1 minuto e 10 minutos de teste.

Com esses dois índices é possível verificar a condição da isolamento sólida do transformador. Se apresentar valores baixos, pode ser concluído que houve penetração de umidade no papel isolante. De acordo com Milasch (1984) e o IEEE (1992), a condição da isolamento sólida está relacionada com os índices de polarização e de absorção dielétrica como indicado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Condição da isolamento sólida baseada nos índices de polarização e absorção dielétrica

Condição da isolamento sólida	Índice de polarização	Índice de absorção dielétrica
Perigosa	Abaixo de 1	Abaixo de 1.1
Fraca	1.0 – 1.1	1.10 - 1.25
Questionável	1.1 – 1.25	1.25 - 1.4
Razoável	1.25 - 2	1.4 - 1.6
Boa	Acima de 2	Acima de 1.6

Fonte: adaptado de Milasch (1984) e IEEE (1992)

De acordo com o trabalho de Naiqing e Fa (1988), ambos os índices devem ser verificados. Entretanto, o índice de polarização pode ser considerado mais importante entre os dois uma vez que leva em consideração os transformadores que possuem maiores constantes de tempo de absorção.

3.2.3 Ensaio de tensão aplicada

Esse ensaio é utilizado para detectar falhas na isolamento das bobinas do transformador, conforme explica o IEEE (1992). Quan et al. (2012) classificam esse teste como sendo o mais efetivo e direto na detecção da condição da isolamento do transformador, na detecção de falhas na isolamento das bobinas e para determinar se o equipamento deveria sair de operação. O teste é realizado com um HiPot, aplicando-se uma tensão AC nos terminais de alta até que a tensão nominal seja atingida ou o equipamento indique que houve falha na isolamento. Neste caso, o HiPot indicará a maior tensão que foi aplicada antes da isolamento falhar.

3.3 Ensaios nos para-raios

Para verificar as condições dos para-raios, foram realizados os seguintes ensaios que serão brevemente explicados nas próximas sessões:

- Tensão de referência e corrente de fuga;
- Descargas parciais;
- Tensão residual (ou de descarga);
- Estanqueidade.

Com esses ensaios é possível obter informações sobre a condição de operação dos para-raios, isto é, se estão adequados ou não para ser instalados. Ressalta-se aqui que esses ensaios não colaboram para determinar a causa de falha de um equipamento como, por exemplo, transformador de distribuição.

3.3.1 Tensão de referência e corrente de fuga

De acordo com a International Electrotechnical Commission – IEC (2001), a tensão de referência de um para-raios é o valor de pico dividido por $\sqrt{2}$ que, quando aplicada aos terminais deste, produz a corrente de referência. Esta última ocorre quando a parcela resistiva da corrente de condução do para-raios torna-se mais predominante que a parcela capacitiva (corrente de fuga). A tensão de referência é definida pela equação (5):

$$V_{ref} = \frac{V_{pico}}{\sqrt{2}} \quad (5)$$

onde V_{ref} é a tensão de referência e V_{pico} é a tensão de pico.

Cada fabricante deve informar quais são os valores normais de corrente e tensão de referência. Esse ensaio pode ser utilizado para verificar se o para-raios ainda está em condições de operação e, no caso de falha do mesmo, pode indicar se foi devido à passagem de grandes correntes (WOODWORTH, 2011).

Segundo Kodaira (2013), esse ensaio é importante para verificar se houve alguma alteração na característica não-linear do para-raios (Informação pessoal²).

3.3.2 Descargas parciais

De acordo com o IEEE (2012b), descargas parciais são descargas elétricas localizadas resultada da ionização de um sistema de isolamento quando a tensão aplicada excede um valor crítico. Esse fenômeno ocorre quando há uma pequena região dentro de um dielétrico com rigidez dielétrica menor que a do próprio dielétrico. Dessa forma, ao aplicar um gradiente de potencial, poderá ocorrer ruptura dielétrica nessa pequena região.

De acordo com a IEC (2000), a medição de descargas parciais indica qual é a quantidade de cargas que, se induzas num determinado espaço de tempo no sistema, produzirão o mesmo efeito da própria descarga parcial (tensão ou corrente), em picoCoulombs (pC). O procedimento para medição de descargas parciais deve ser realizado de acordo com o IEEE (2009c) e não deve exceder 10pC, caso contrário o para-raios será considerado impróprio para uso.

Esse ensaio é importante para verificar a condição da isolamento interna do para-raios. O trabalho de Izumi, Honda e Tanaka (1991) mostra que as descargas parciais podem produzir gases (O₂, O₃, CO₂ entre outros) que podem deteriorar o para-raios. Além disso, segundo Kodaira, nesse ensaio verifica-se a qualidade do contato entre os blocos de ZnO (informação pessoal²).

A figura 8 apresenta um bloco de ZnO que pode apresentar problemas de descargas parciais pela falha apresentada na camada metálica, que causa distribuição não uniforme de tensão e corrente.

² Kodaira, C. Y. Mensagem recebida por kodaira@iee.usp.br em 15 ago. 2013

Figura 8 - Bloco de ZnO que pode apresentar falha por descargas parciais

A situação apresentada na figura 9 também pode ser uma fonte de problemas por descargas parciais pela falha de contato que há no bloco de ZnO. A separação do bloco pode ocorrer quando da passagem de grandes correntes.

Figura 9 - Bloco de ZnO separados

Por fim, outro indício de descargas parciais é a presença de pontos de carbonização na fita isolante que envolve o bloco do ZnO, como apresentado na figura 10.

Figura 10 - Pontos de carbonização da fita isolante que envolve o bloco de ZnO

3.3.3 Tensão residual ou de descarga

De acordo com a IEC (2001), a tensão residual é o valor de pico que aparece entre os terminais do para-raios no momento da passagem da corrente de descarga (valor de crista na forma de onda de $8/20\mu s$). Essa tensão deve ser determinada com surtos de diferentes formas de onda. Outro termo passível de utilização é a tensão de descarga, como definido no IEEE (2009).

Essa é uma das características mais importantes do para-raios e indica a tensão na qual o equipamento protegido ficará submetido caso seus terminais estejam muito próximos, como mostra Mamede Filho (2005). Ou seja, um aumento na tensão residual significa que o equipamento protegido será submetido a uma tensão igualmente maior, indicando uma redução da margem de proteção. Caso a tensão residual diminua, a corrente de descarga nominal do para-raios, bem como a sua temperatura, aumentarão. A variação da corrente de descarga nominal do para-raios é dada pela equação 6:

$$I_d = \frac{2V_s - V_r}{Z_{surto}} \quad (6)$$

Onde:

- I_d é a corrente de descarga (kA);
- V_s é a tensão suportável de impulso do sistema (kV);

- V_r é a tensão residual (kV);
- Z_{surto} é a impedância de surto (Ω).

De acordo com o IEEE (2009), a tensão à qual o equipamento protegido ficará submetido será a somatória da tensão residual do para-raios e das tensões que surgem nos cabos de conexão do mesmo, isto é, cabos de fase e de terra. Pela característica indutiva desses condutores, a tensão que será estabelecida dependerá da taxa de variação da corrente de descarga e do comprimento dos cabos, sendo esta última considerada entre o ponto de conexão do cabo de fase com a rede e a interconexão do cabo de terra com o aterramento do equipamento protegido. A figura 11 ilustra este conceito.

Figura 11 - Tensão aplicada ao equipamento protegido pelo para-raios
Fonte - Adaptado de Woodworth [2010?]

3.3.4 Estanqueidade

Como verificado no trabalho de Sakshaug Burke e Kresge (1989), a infiltração de água é uma das principais causas de falhas dos para-raios. Dessa forma, verificar sua estanqueidade é uma maneira de verificar se o equipamento pode apresentar falha por essa causa.

Nesse teste, o para-raios é imerso em um tubo com água onde é produzido vácuo. O intuito do ensaio é verificar se o equipamento apresenta problemas de infiltração de água em algum ponto de sua estrutura (superfície da cobertura polimérica, extremidades

e etc). Caso o equipamento apresente bolhas saindo do seu interior, pode-se concluir que há falha de vedação.

3.4 Considerações finais

A metodologia forense apresentada é uma ferramenta bastante poderosa para determinar a causa de falha de transformadores de distribuição e os ensaios que devem ser feitos cobrem aquelas mais frequentes. Os ensaios complementares apresentados procuram aprimorar o diagnóstico do transformador e, nos casos em que há incertezas, gerar mais informações que possam levar à causa correta de falha.

É importante salientar que, com exceção do ensaio de tensão aplicada, todos demais são ensaios não destrutivos. Sendo assim, a ordem em que são realizados é irrelevante, desde que o de tensão aplicada seja o último deles. A figura 12 apresenta um fluxograma com a sequência de ensaios que será adotada neste trabalho para determinar a causa de falha dos transformadores que serão analisadas.

Os ensaios apresentados que devem ser realizados nos para-raios tem o objetivo principal de determinar se os mesmos estão em condições de operação ou não. Assim sendo, não é possível obter nenhuma informação sobre a causa de falha, no caso deste trabalho, de um transformador de distribuição. É possível, porém, verificar se o para-raios ensaiado seria capaz de operar corretamente, isto é, proteger adequadamente os equipamentos da rede de distribuição.

Figura 12 - Fluxograma da metodologia forense e análises complementares

4 Análises e resultados

Neste capítulo serão apresentadas as análises realizadas até o presente momento, bem como os resultados obtidos. Primeiramente, serão analisados oito transformadores de distribuição danificados utilizando-se a técnica forense apresentada no capítulo 3 para identificar qual a causa de falha de cada um deles. Em seguida, será apresentado um estudo quantitativo de um banco de dados, fornecido por uma concessionária de energia, para determinar quais são as causas de falhas de transformadores de distribuição mais frequentes em sua área de concessão além de se levantar algumas hipóteses para explicá-las. Por fim, serão analisados trinta para-raios de distribuição, que estavam instalados na rede de distribuição, para verificar suas condições.

4.1 Análise dos transformadores danificados

Nesta etapa do trabalho, oito transformadores danificados foram investigados por meio da técnica forense apresentada para que cada causa de falha fosse determinada.

Esses equipamentos foram fornecidos por uma concessionária de energia de maneira aleatória, sem dar preferência para fabricantes ou regiões onde estavam instalados. A Tabela 4.1 apresenta os anos de fabricação dos transformadores e suas potências nominais.

Tabela 4.1 - Características dos transformadores analisados

Número	Potência (kVA)	Ano de fabricação
1	30	Janeiro de 2003
2	45	Dezembro de 2002
3	30	1981
4	45	Agosto de 1996
5	30	Março de 2006
6	30	Desconhecido
7	45	Julho de 1998
8	30	Julho de 2006

4.1.1 Ensaio de relação de transformação

O ensaio de relação de transformação foi o primeiro a ser realizado aplicando-se uma tensão alternada de 127 V nos terminais de alta tensão e medindo-se a tensão induzida nos terminais de baixa tensão. Seus resultados estão apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Ensaio de relação de transformação.

Transformador	Tensão no terminal X1 (V)	Tensão no terminal X2 (V)	Tensão no terminal X3 (V)
1	1,9	1,9	1,9
2	1,9	1,8	1,9
3	Sem leitura	1,2	1,5
4	1,8	2,2	2,1
5	1,8	2,2	2,2
6	1,8	2,2	2,2
7	1,8	2,2	2,1
8	1,9	2,2	2,2

O transformador 3 não apresentou tensão induzida na bobina X1 do seu lado de baixa, indicando que a mesma estava rompida. Os demais transformadores apresentaram resultados normais.

4.1.2 Medição de resistência de isolamento e cálculo dos índices de polarização e de absorção dielétrica

Nesta seção serão apresentados os resultados dos cálculos dos índices de polarização e absorção dielétrica, ambos obtidos a partir da medição de resistência de isolamento, de acordo com as equações 3 e 4, para os oito transformadores de distribuição analisado. A figura 13 mostra o experimento realizado.

Figura 13 - Ensaio de medição de resistência de isolamento

A Tabela 4.3 apresenta os índices de polarização (IP) e de absorção dielétrica (IAD) calculados a partir das medições de resistência de isolamento.

Tabela 4.3 - Índices de polarização e absorção dielétrica dos transformadores analisados

Transformador	1	2	3	4	5	6	7	8
Índice de polarização								
Alta x Tanque	1.26	1.74	1.09	1.90	1.02	1.37	2.42	1.71
Baixa x Tanque	1.99	1.24	0.97	1.23	1.40	1.15	2.30	1.84
Alta x Baixa	3.40	2.54	1.11	2.65	1.88	1.56	3.89	2
Índice de absorção dielétrica								
Alta x Tanque	1.38	2.30	1.14	2.26	1.14	1.55	3.40	2.01
Baixa x Tanque	2.62	1.51	0.99	1.64	1.69	1.32	2.93	2.56
Alta x Baixa	4.76	2.94	1.18	3.65	2.38	1.91	6.29	2.62

Os transformadores 3, 6, 7 e 8 apresentaram índices de polarização ou de absorção dielétrica abaixo do desejável conforme tabela 3.2, indicando que a isolação sólida não estava em boas condições. Portanto, nesses equipamentos provavelmente houve absorção de água pelo papel isolante ou havia sujeira no óleo. Para confirmar, é necessário retirar uma amostra do óleo isolante para fazer os ensaios físico-químicos.

4.1.3 Ensaios físico-químicos

Uma amostra de um litro de óleo isolante foi removida de cada transformador para que os ensaios físico-químicos fossem realizados. Todos os testes foram feitos de

acordo com as normas técnicas vigentes por uma empresa especializada que foi contratada. Os resultados dos ensaios físico-químicos estão resumidos na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Resultados dos ensaios físico-químicos do óleo dos transformadores

Transformadores		1	2	3	4	5	6	7	8
Teor de água - ppm (medido)	-	14	11	29	13	10	20	19	19
Teor de água - ppm - 20°C (corrigido)	máximo 10	10	8	20	9	7	14	14	14
Fator de Potência a 100°C (%)	máximo 20	1,03	0,44	1,8	1,8	0,55	1,23	1,13	1,13
Rigidez Dielétrica - Calota (kV)	mínimo 40	48	49	40	74	75	44	63	63
Índice de neutralização (mgKOH/g)	máximo 0,20	0,01	0,01	0,05	0,09	0,02	0,04	0,03	0,03
Tensão Interfacial (mN/m)	mínimo 20	40,2	41	26,3	21,6	32	29,1	35,4	35,4
Densidade Relativa 20/4°C (g/mL)	-	0,85	0,867	0,845	0,85	0,85	0,862	0,851	0,851

Observa-se que os transformadores 3, 6 e 8 possuem uma quantidade de água acima da tolerada no óleo isolante, confirmando a interpretação do IP e do IAD. No entanto, o transformador 7 também apresentou uma quantidade de água acima do permitido em norma, apesar do IP e IAD não o indicarem.

4.1.4 Inspeção visual interna e externa

A inspeção visual externa foi a primeira etapa a ser realizada na investigação da causa de falha dos transformadores de distribuição analisados. Porém, essa etapa da metodologia será abordada juntamente com a inspeção visual interna por questões de organização do texto.

Cada um dos transformadores foi aberto para receber uma inspeção visual completa para tentar indicar a causa da falha, de acordo com os quadros 3-1 e 3-2.

4.1.4.1 Transformador 1

Na inspeção visual externa não foi detectado nada além do normal, conforme figura 14.

Figura 14 - Transformador 1

As figuras 15 e 16 mostram sinais de que o transformador 1 sofreu danos por sobrecarga pois há depósito de sedimento no núcleo e no óleo, além deste último apresentar coloração escura. Sinais de ferrugem no núcleo também foram verificados, indicando possível infiltração de água. Além disso, pelos danos na madeira existente entre as bobinas e o suporte do núcleo, como mostra a figura 17, pode-se afirmar que esse transformador não foi transportado de maneira adequada.

Figura 15 - Presença de sedimento e ferrugem no núcleo do transformador 1

Figura 16 - Coloração escura do óleo do transformador 1

Figura 17 - Danos no suporte das bobinas do transformador 1 causado, provavelmente, por manuseio ou transporte inadequado

4.1.4.2 Transformador 2

A inspeção visual externa desse transformador detectou que já ocorreu vazamento do óleo isolante através do terminal de baixa tensão X2 e que esse terminal foi substituído, visto que é diferente dos demais, conforme figura 18. Porém, não se pode

afirmar que essa foi a causa de falha desse transformador, mas apenas que já sofreu danos e foi recondicionado.

Figura 18 - Manchas no tanque do transformador 2 indicam vazamento de óleo isolante e terminal X2 de baixa tensão é diferente dos demais, indicando que foi substituído

As figuras 19 e 20 mostram formações de crostas de ferrugem nas culatras e no núcleo do transformador 2, indicando que houve infiltração de água.

Figura 19 - Formação de crostas de ferrugem na culatra e no núcleo do transformador 2

Figura 20 – Detalhe das crostas de ferrugem na culatra do transformador 2

4.1.4.3 Transformador 3

Externamente, o transformador 3 não apresentou nenhuma característica fora do comum, apenas indicações de que sofreu deterioração por causa da ação do tempo, conforme figura 21.

Figura 21 - Transformador 3

Esse transformador sofreu falha resultante de um curto-circuito externo. Isso é observável pelas deformações mecânicas que a corrente de curto-circuito causou nas

bobinas de alta e baixa tensão e pela presença de sedimentos sobre o núcleo e as culatras, como mostram as figuras 22 a 25.

Figura 22 - Transformador 3 aberto para inspeção visual

Figura 23 – Vista frontal da deformação mecânica de uma das bobinas do transformador 3 e presença de sedimento no núcleo

Figura 24 – Vista traseira da deformação mecânica de uma das bobinas do transformador 3 e presença de sedimento nas culatras

Figura 25 - Presença de sedimento nas culatras e no núcleo do transformador 3

4.1.4.4 Transformador 4

A inspeção visual externa verificou que o transformador 4 possui uma bucha de alta tensão (H1) diferente das demais, indicando que o mesmo provavelmente já apresentou algum falha e foi recondicionado. Além disso, é possível ver que há um ninho de pássaro entre o tanque e as aletas, conforme mostra a figura 26.

Figura 26 - Transformador 4

Não foi possível identificar visualmente qual foi a causa de falha do transformador 4 uma vez que não foi identificado nenhum dos efeitos físicos descritos nos quadros 3-1 e 3-2. As figura 27 e 28 mostram as bobinas e o núcleo do transformador, respectivamente.

Figura 27 - Bobinas do transformador 4

Figura 28 - Núcleo, culatras e terminais de baixa tensão do transformador 4

4.1.4.5 Transformador 5

Não foi possível verificar nada de anormal no transformador 5 por meio da inspeção visual externa, como indica a figura 29.

Figura 29 - Transformador 5

Da mesma forma que para o transformador 4, não foi possível identificar pela inspeção visual interna qual foi a causa de falha uma vez que não foi identificado nenhum dos efeitos físicos descritos nos quadros 3-1 e 3-2. As figuras 30 e 31 mostram as bobinas e o núcleo do transformador, respectivamente.

Figura 30 - Bobinas do transformador 5

Figura 31 - Núcleo do transformador 5

4.1.4.6 Transformador 6

A figura 32 mostra manchas no tanque devido a vazamento de óleo isolante do transformador 6 e que o terminal X3 de baixa tensão é diferente dos demais, indicando que esse equipamento provavelmente já falhou e foi recondicionado

Figura 32 - Machas no tanque e terminal X3 diferente dos demais, indicando possível falha anterior e recondicionamento

A figura 33 mostra pequenos pontos de ferrugem na culatra do transformador 6, indicando que houve infiltração de água.

Figura 33 - Pontos de ferrugem nas culatras do transformador 6

4.1.4.7 Transformador 7

Não foi possível detectar nada fora do normal para o transformador 7, mostrado na figura 34.

Figura 34 - Transformador 30

Já na figura 35 é possível ver sinais de infiltração de água no transformador 7 pelo fato de haver crostas de ferrugem nas culatras.

Figura 35 - Formação de crosta de ferrugem no núcleo nas culatras do transformador 7, indicando que houve infiltração de água

Pode ser observado um deslocamento da bobina na figura 36, causado por problemas de transporte e manuseio inadequado, que pode resultar em falha por curto-circuito interno.

Figura 36 - Deslocamento da bobina do transformador 7

4.1.4.8 Transformador 8

Não foi possível verificar visualmente, tanto internamente quanto externamente, qual foi a causa de falha do transformador 8. As figuras 37, 38 e 39 mostram o equipamento, as bobinas e o núcleo, respectivamente.

Figura 37 - Transformador 8

Figura 38 - bobinas do transformador 8

Figura 39 - Núcleo do transformador 8

4.1.5 Ensaio de tensão aplicada

O ensaio de tensão aplicada foi realizado usando o equipamento HiPot (modelo Hipotronics HD100), apresentado na figura 40. Um exemplo de uma conexão de ensaio está mostrado na figura 41, onde os terminais do HiPot foram ligados em uma das buchas de alta tensão e o tanque do transformador.

Figura 40 - Hipot (Modelo Hipotronics HD100) utilizado para ensaio de tensão aplicada

Figura 41 - Ensaio de tensão aplicada. Conexão entre bucha de alta tensão e tanque

Os resultados desse ensaio estão apresentados na tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Tensão máxima aplicada indicada pelo HiPot

Transformador	1	2	3	4	5	6	7	8
Alta x Tanque	1700	1800	700	2500	1000	700	100	100
Baixa x Tanque	100	500	300	-	300	600	300	800
Alta x Baixa	1700	500	700	2500	100	300	400	700

O resultado desse teste indica qual foi a máxima tensão aplicada no transformador antes de haver falha na isolamento. Conclui-se, portanto, que a isolamento de todos os transformadores analisados estava comprometida, tendo em vista que, no melhor caso, a tensão aplicada foi de 2,5kV, muito abaixo da nominal de operação de transformadores de distribuição da classe 15kV (aproximadamente 8kV de tensão de fase).

4.1.6 Causas verificadas de falhas dos transformadores

A tabela 4.6 compara as causas de falhas identificadas pelos testes elétricos e físico-químicos, metodologia forense e novos testes e, por fim, a real causa de falha.

Tabela 4.6 - Causas de falhas dos transformadores analisados

Transformador	Falha identificada pelos testes elétricos e físico-químicos	Falha identificada pela metodologia forense e novos testes	Verdadeira causa de falha
1	Infiltração de água	Sobrecarga e infiltração de água	Sobrecarga e infiltração de água
2	Infiltração de água	Infiltração de água	Infiltração de água
3	Curto-circuito externo / rompimento de bobina	Curto-circuito externo	Curto-circuito externo
4	Não identificada	Não identificada	Curto-circuito interno
5	Não identificada	Não identificada	Curto-circuito interno
6	Infiltração de água	Infiltração de água	Infiltração de água
7	Infiltração de água	Infiltração de água	Infiltração de água
8	Infiltração de água	Infiltração de água	Infiltração de água

4.1.7 Programa computacional para diagnóstico de transformadores de distribuição

Baseado na metodologia forense apresentada foi feita uma proposta de programa computacional para ser utilizado em aparelhos portáteis que tivesse a capacidade de determinar a causa de falha de um transformador de distribuição. O usuário deve informar ao programa quais foram efeitos físicos (quadros 3-1 e 3-2) observados no transformador. A partir dessas informações, o programa deve indicar qual foi a provável causa de falha. As figuras 42 e 43 apresentam essa proposta inicial.

Figura 42 - Tela do programa computacional, ainda em desenvolvimento, para diagnóstico de transformadores de distribuição

Figura 43 – Segunda tela do programa computacional, ainda em desenvolvimento, para diagnóstico de transformadores de distribuição

Porém, optou-se por fazer este programa utilizando o software *Microsoft Excel*, conforme apresentado na figura 44, que mostra um exemplo de infiltração de água, de forma a aumentar a gama de dispositivos móveis que poderiam utilizá-lo, além de simplificar consideravelmente o seu desenvolvimento.

Região afetada	Efeito observado
Bobinas de AT	Pontos de queima na isolação da bobina. Normalmente não ocorrem deformações mecânicas
Bobinas de BT	Não apresentam sinais de deformações mecânicas
Painel ou comutador	Sem efeito
Buchas de AT	Sem efeito
Terminais e BT	Sem efeito
Núcleo	Sinais de ferrugem sobre o núcleo, bolhas de água, formação de crostas de ferrugem
Culatras	Presença de borra sobre o núcleo e culatras
Cabos de AT	Sem efeito
Tanque interno	Presença de acúmulo de água no fundo do tanque
Óleo	Presença de água com óleo
Causa de falha verificada	Infiltração de água

Figura 44 - Planilha criada para utilizar a metodologia forense

4.2 Banco de dados

Como já mencionado no capítulo anterior, o banco de dados utilizado neste trabalho contém as informações referentes às falhas de 3159 transformadores de distribuição de uma concessionária de energia elétrica. Uma síntese do banco de dados pode ser vista na figura 45, onde se relacionam as porcentagens de cada causa de falha desses transformadores.

Figura 45 - Causas de falhas de transformadores de distribuição do banco de dados analisado

Verificou-se que a principal causa de falha de transformadores de distribuição no banco de dados analisado é a sobrecarga, sendo responsável por 24,48% do total dos casos analisados, seguida por descargas atmosféricas com 23,51% e curto-circuito externo com 18,08%.

A informação acima serve apenas como uma visão generalizada do problema de falhas em transformadores de distribuição. Porém, quando se trata de cada falha ou cada fabricante separadamente, podemos supor novas hipóteses. Por exemplo, extraindo-se apenas as falhas por descargas atmosféricas é possível verificar as datas de fabricação destes transformadores, conforme figura 46.

Figura 46: Falha em transformadores por descarga por ano de fabricação

A figura 46 mostra todas as falhas por descargas atmosféricas pelo ano de fabricação dos transformadores do banco de dados analisado. Observa-se que houve uma grande quantidade de falhas pouco tempo após seu ano de fabricação, isto é, muito antes da sua vida útil projetada (aproximadamente 30 anos). Era esperado que os transformadores fabricados entre as décadas de 60 e 80 apresentassem falhas, uma vez que já estão em operação há muito tempo. Porém, nota-se que há transformadores falhando com menos de 10 anos de operação, o que é totalmente inaceitável. Por exemplo, aproximadamente 50 transformadores que foram fabricados em 2006 falharam por decorrência de descarga atmosférica. Portanto, cria-se a hipótese de que há possíveis falhas de projeto de transformadores e/ou nos sistemas de proteção dos mesmos.

Já na figura 47, tem-se uma quantificação das falhas de transformadores por descargas atmosféricas por fabricante, onde se pode observar que há alguns com taxa de falhas muito maior quando comparados com outros. Esse gráfico corrobora apenas a hipótese de erro de projetos levantada anteriormente, sem influenciar naquela de sistema de proteção.

Figura 47 - Quantidade de falhas em transformadores por descarga atmosférica por fabricante

De maneira análoga, foram extraídos os anos de fabricação dos transformadores que falharam devido a sobrecargas, conforme figura 48.

Figura 48 - Quantidade de transformadores que falharam por sobrecarga por ano de fabricação

Observa-se que, da mesma forma que no caso de falhas por descargas atmosféricas, há um grande número de transformadores que falharam por sobrecarga pouco tempo depois da sua fabricação. Por exemplo, 62 transformadores que foram fabricados em 2006 falharam por sobrecarga. Apesar do ano no qual ocorreu a falha ser desconhecido, estes equipamentos teriam, no máximo, 5 anos de operação, ou seja, muito abaixo do tempo esperado.

A figura 49 mostra a quantidade de transformadores que falharam por sobrecarga por fabricante e, como verificado para o caso de descargas atmosféricas, há fabricantes com taxas de falha muito maiores quando comparados com outros, como é o caso do fabricante I.

Figura 49 - Quantidade de transformadores que falharam por sobrecarga por fabricante

4.3 Análise dos para-raios

Nesta etapa do trabalho, foram coletados aleatoriamente trinta para-raios de distribuição de uma empresa concessionária que estavam instalados no campo. Dentre eles, alguns foram selecionados e enviados para ensaios elétricos no Instituto de Energia e Eletrotécnica da USP enquanto que os demais foram submetidos ao ensaio de estanqueidade. Um desses para-raios está apresentado na figura 50, onde é possível verificar a presença de uma camada de poluição no invólucro polimérico e que o mesmo está com uma de suas saias deformada, provavelmente devido ao transporte.

Figura 50 - Para-raios da amostragem coletada

A tabela 4.7 apresenta as características elétricas dos para-raios de acordo com cada fabricante. Os de número 5, 6 e 7 são para-raios novos, isto é, não estavam instalados no campo como os demais.

Tabela 4.7 - Características elétricas dos para-raios ensaiados.

Para-raios	Invólucro	Corrente de referência (I_{ref} em mA)	MCOV	Corrente de descarga nominal (I_n em kA)	Tensão residual (kV)
1	Polimérico	5	10,2	10	41,6
2	Polimérico	5	10,2	10	41,6
3	Polimérico	5	10,2	10	41,6
4	Polimérico	1	10,2	10	46,2
5	Polimérico	1	10,2	10	43,9
6	Polimérico	1	10,2	10	43,9
7	Polimérico	1	10,2	10	43,9
8	Cerâmico	1	10,2	5	?
9	Polimérico	1	10,2	5	43,9
10	Polimérico	1	10,2	5	46,2

4.3.1 Ensaio de tensão de referência.

De acordo com o IEEE (2012b), a tensão de referência não deve variar mais que $\pm 5\%$ do valor informado pelo fabricante. Caso isso ocorra, o para-raios é considerado como não aprovado nesse ensaio. A tabela 4.8 apresenta os resultados do ensaio.

Tabela 4.8 - Ensaio de tensão de referencia.

Para-raios	I_{ref} (mA)	V referencia	Vref (fabricante)	Variação (%)
1	5, <1,5mA	<14kV	12	16,66
2	5	14	12	16,66
3	5	14	12	16,66
4	1	12,8	12	6,66
5	1	13	12	8,33
6	1	13,2	12	9,99
7	1	13	12	8,33
8	1	14,5	12	20,83
9	1	13	12	8,33
10	1	14	12	16,66

De acordo com o IEEE (2012), se houver variação maior que $\pm 5\%$ o para-raios será considerado reprovado no ensaio de tensão residual. Portanto, conforme

evidenciado na última coluna na tabela acima, todos os para-raios ensaiados foram reprovados no ensaio.

A partir da tensão de referência, há uma mudança na característica da corrente conduzida pelo para-raios, passando a apresentar uma componente resistiva. Dessa forma, há duas formas de ondas de corrente que devem ser verificadas no ensaio: a da corrente durante o MCOC e corrente com V_{ref} . A primeira está apresentada na figura 51 e a segunda na figura 52.

Figura 51 - Forma de onda da corrente durante MCOV aplicado nos seus terminais (característica predominantemente capacitiva)

Figura 52 - Forma de onda da corrente quando a tensão de referência é aplicada nos seus terminais (característica predominantemente resistiva)

4.3.2 Descargas parciais

Conforme apresentado na seção 3.3.2, a medição de descargas parciais não deve exceder 10 pC, caso contrário o para-raios será considerado como impróprio para uso. A tabela 4.9 apresenta os resultados do ensaio de medição de descargas parciais.

Tabela 4.9 - Ensaio de medição de descargas parciais

Para-raios	Descargas parciais (pC)
1	>50
2	<10
3	<10
4	<10
5	<10
6	<10
7	<10
8	<10
9	<10
10	<10

Apenas o para-raios 1 foi reprovado neste ensaio, indicando que provavelmente existe problema de contato entre os blocos de óxidos metálicos ou pequena falha na isolamento. Outra maneira de avaliar as descargas parciais é por meio da figura de

Lissajous, apresentada na figura 53. O ruído apresentado (segundo quadrante do eixo cartesiano) é uma evidência de descargas parciais.

Figura 53 - Figura de Lissajous obtida na medição de descargas parciais do para-raios 1.

Para efeitos de comparação, a figura 54 apresenta a figura de Lissajous obtida neste ensaio com o para-raios 2. Observa-se que não há qualquer ruído na imagem, estando de acordo com a carga medida no ensaio ser menor que 10 pC.

Figura 54 - Figura de Lissajous obtida na medição de descargas parciais do para-raios 2.

4.3.3 Ensaio de tensão residual

Nesse ensaio foi comparado o valor de tensão residual medido em ensaio com o padronizado em norma para uma forma de onda de corrente de descarga de 8/20 μ s. A tabela 4.10 apresenta os valores reais do tempo de frente e de cauda para cada ensaio, além da corrente de descarga e a tensão residual obtida.

Tabela 4.10 - Ensaio de tensão residual

Para-raios	Forma de onda de impulso aplicada	Corrente de descarga aplicada (kA)	Tensão residual medida (kV)	Tensão residual (kV)	Variação (%)
1	7,7/16,6	10,1	35,8	41,6	-13,94
2	7,7/16,7	10	36	41,6	-13,46
3	7,7/16,7	0,9	36,1	41,6	-13,22
4	7,8/16,7	0,7	38,4	46,2	-16,88
5	7,7/16,7	0,3	38,5	43,9	-12,3
6	7,6/16,7	10	39,8	43,9	-9,33
7	7,6/16,7	10	38,7	43,9	-11,84
8	7,4/16,7	0,5	38	?	#VALOR!
9	7,6/16,6	0,1	38,2	43,9	-12,98
10	7,4/17,2	0,5	42	46,2	-9,09

A partir dos oscilogramas de corrente e tensão obtidos nesse ensaio nota-se que os para-raios 3 e 4 apresentam um degrau de tensão típico de falha de isolamento dos blocos de ZnO, de acordo com Kodaira (2013, Informação pessoal³). Caso um bloco tenha a isolamento comprometida, haverá um arco elétrico sobre ele, diminuindo a tensão residual medida do equipamento. As figuras 55, 56 e 57 apresentam os oscilogramas de tensão e corrente dos para-raios 2, 3 e 4; o primeiro apresenta normalidade.

³ Kodaira, C. Y. Mensagem recebida por kodaira@iee.usp.br em 10 jul. 2013

Figura 55 - Oscilograma de tensão e corrente do ensaio de tensão residual no para-raios 2

Figura 56 - Oscilograma de tensão e corrente do ensaio de tensão residual no para-raios 3

Figura 57 - Oscilograma de tensão e corrente do ensaio de tensão residual no para-raios 4

4.3.4 Ensaio de estanqueidade

Nessa etapa, os para-raios foram colocados em um tubo cilíndrico de acrílico preenchido com água. Vedando-se o tubo, acionou-se uma bomba de vácuo (modelo MA 057/1 da Marconi) para verificar falhas no sistema de vedação do para-raios (figura 58). A pressão de vácuo gerada foi de -650 mm Hg, para todos os ensaios.

Figura 58 - bomba de vácuo (modelo MA 057/1 da Marconi)

De acordo com Mamede Filho (2005) e Sakshaug, Burke e Kresge (1989), os para-raios de invólucro cerâmico são mais propícios a apresentar falha de vedação nas

suas extremidades, o que seria evidenciado pela formação de bolhas. No caso daqueles de invólucro polimérico, devido a suas características hidrofóbicas, são mais esperadas ausências de bolhas. A figura 59 mostra um para-raios prestes a ser ensaiado, isto é, imerso no tubo cilíndrico com a bomba de vácuo desligada.

Figura 59 - Tubo de acrílico utilizado no ensaio de estanqueidade

Nesse ensaio, todos os para-raios apresentaram formação de bolhas, isto é, apresentavam problemas de infiltração de água. As figuras 60 e 61 mostram o para-raios da figura 59 no início e após alguns minutos de ensaio, respectivamente. No início é possível verificar que há apenas poucas bolhas no para-raios. Com o passar do tempo, a quantidade delas aumenta, chegando à situação evidenciada pela segunda figura. Conclui-se, portanto, que pode haver passagem de ar entre o equipamento e o ambiente externo.

Figura 60 - Para-raios no início do ensaio de estanqueidade

Figura 61 - Formação de bolhas no invólucro polimérico

A Figura 62 apresenta a formação de bolhas próximas ao desligador automático do para-raios apresentado na Figura 59.

Figura 62 - Formação de bolhas no desligador automático

Ficou evidenciada em alguns para-raios de invólucro polimérico a falha de vedação em uma de suas extremidades, como mostra a figura 63, onde é possível verificar uma bolha saindo da tampa.

Figura 63 - Falha de vedação em para-raios evidenciado pela saída de bolhas de ar

A figura 64 mostra outra evidencia de falha de vedação no para-raios. O quadrado destaca a pequena bolha observada.

Figura 64 - falha de vedação em para-raios.

Também foram ensaiados para-raios de invólucro polimérico novos com o intuito de verificar se também estariam sujeitos à infiltração de água. Como mostram as figuras 65 a 68, também foi observada formação de bolhas nos para-raios novos.

Figura 65 - Para-raios novo que foi submetido ao ensaio de estanqueidade

Figura 66 - Para-raios no início do ensaio de estanqueidade

Figura 67 - Formação de bolhas no para-raios novo

Figura 68 - Detalhes de formação de bolhas no para-raios novo

No para-raios de invólucro cerâmico foi observada falha de vedação em suas extremidades e no desligador, conforme mostram as figuras 69 a 71 .

Figura 69 - Formação de bolhas na extremidade superior do para-raios de invólucro cerâmico

Figura 70 - Formação de bolhas na extremidade inferior do para-raios de invólucro cerâmico

Figura 71 - Detalhe de falha de vedação no desligador do para-raios de invólucro cerâmico

4.3.5 Resultados e conclusões dos ensaios nos para-raios

A partir dos resultados dos ensaios feitos em laboratório foi possível observar que todos os para-raios ensaiados não estão em condições de operação. Com exceção do ensaio de medição de descargas parciais, no qual apenas um para-raios não foi considerado adequado, nos demais todos os corpos de prova foram reprovados. De

acordo com os critérios de aprovação de um para-raios pelos órgãos regulamentadores (IEEE e IEC); se o corpo de prova falhar em pelo menos um ensaio, o mesmo será considerado inadequado.

Os ensaios apresentados são relativamente simples e fornecem uma informação confiável em relação à condição dos para-raios. No entanto, não se pode afirmar o que os degradou, uma vez que não estão disponíveis informações sobre eventos na rede de distribuição (descargas atmosféricas, sobretensões de chaveamento, etc) nem sobre o local onde estavam instalados. Suspeita-se, portanto, que esses equipamentos estavam nessas condições devido à ausência de manutenção.

5 Conclusões e trabalhos futuros

O objetivo deste capítulo é apresentar as conclusões finais obtidas com este trabalho. Serão apresentadas, também, sugestões de trabalhos futuros que deem continuidade ao assunto discutido.

5.1 Conclusões

Neste trabalho foram analisados oito transformadores de distribuição com o intuito de validar a metodologia forense apresentada no capítulo 3, incluindo testes elétricos e físico-químicos. Tal técnica se mostrou eficiente, não apenas por poder identificar a provável causa de falha, mas, também, por fornecer importantes informações sobre o envelhecimento do transformador. Dessa forma, uma falha que é informada como resultante de descarga atmosférica, por exemplo, pode estar fortemente associada ao envelhecimento, sobrecargas, planejamento do sistema (cargas desbalanceadas), problemas operacionais (transporte e manuseio inadequados) ou ainda falhas de projeto. A real causa da falha pode ser o resultado de uma série de eventos. Outro exemplo é o caso de curto-circuito externo que pode estar relacionado a pássaros e insetos quando há um ninho. Neste caso, o desenvolvimento de técnicas preditivas para evitar esses animais seria interessante para as concessionárias de energia. Esta metodologia, juntamente com o teste de resistência de isolamento e análise físico-química, que possuem uma grande acurácia na identificação de infiltração de água, mas pouca precisão para detectar a real causa de falha, permite antecipar e confirmar a presença de umidade, deterioração do óleo e erros de projeto. No caso de deterioração do óleo, esta causa pode ser a responsável por curtos-circuitos internos e envelhecimento prematuro da isolação sólida. O óleo utilizado em transformadores de distribuição raramente é inspecionados durante sua vida útil.

Ainda no caso dos curtos-circuitos internos, estes são considerados os de maior dificuldade de detecção no momento de diagnóstico. De acordo com o Quadro 3-1, os efeitos físicos observáveis do curto-circuito interno são pontos de fusão, sendo curto de

BT no núcleo, pontos de chamuscamento no tanque interno e presença de sedimento no óleo e sobre as partes ativas. Entretanto, esses efeitos também podem ser oriundos de outros fenômenos como descargas atmosféricas, sobrecarga e desbalanço de carga. Faz-se necessária, portanto, a utilização de outras técnicas ou ensaios para verificar se a causa foi um curto-circuito interno como, por exemplo, o ensaio de relação de transformação. Assim, se não houver leitura de tensão em alguma bobina de baixa tensão e as demais causas possíveis (curto-circuito externo e descarga atmosférica) já forem descartadas, pode-se considerar que a falha foi devido ao curto circuito interno. Portanto, ainda é necessário aprimorar a técnica para se detectar os curtos-circuitos internos com maior confiabilidade.

Outro parâmetro importante é a localização e o ramo onde o transformador estava instalado antes de falhar, o que deveria ser providenciado pelas concessionárias. Essa informação, se associada à metodologia aqui apresentada, permitirá a criação de um banco de dados com as causas de falhas mais frequentes em um ramo específico além de determinar quais medidas preventivas devem ser tomadas. Se for confirmado que a principal causa de falha de transformadores de distribuição em uma determinada região é a ocorrência de descargas atmosféricas, por exemplo, o desempenho dessa rede com relação às descargas poderia ser estudado e aprimorado. Assim, a quantidade de falhas poderia ser reduzida além da reincidência delas, isto é, um segundo transformador (novo ou reformado) falhar pela mesma causa no mesmo local de instalação.

A metodologia forense ainda permite uma verificação de falhas de projeto e problemas de manuseio. Como a tendência do mercado é a redução de custos, muitos fabricantes vêm reduzindo as dimensões de segurança e a qualidade do isolamento. Como exemplo, há tanques reduzidos que dificultam a movimentação do óleo e a transferência de calor. Esse aumento na temperatura pode ajudar a reduzir a vida útil do transformador. No que diz respeito ao manuseio inadequado, melhorias nos procedimentos de transporte podem evitar deslocamento das bobinas, uma das principais causas de falhas por curto-circuito interno.

Com relação aos para-raios, foram apresentadas algumas das suas principais causas de falhas, além de ensaios para se determinar se estão em condições adequadas de operação. Foram recolhidos aleatoriamente trinta para-raios que estavam instalados em campo na área de concessão de uma concessionária de energia do Estado de São

Paulo. Apesar do baixo número de amostras, havia para-raios de tecnologias ultrapassadas de invólucro (cerâmico), revelando que a quantidade pode ser considerável. Os ensaios realizados foram os de medição de tensão de referência, descargas parciais, tensão residual e estanqueidade, todos apresentados nos capítulos 2 e 3. Foi observado que todos os para raios ensaiados foram considerados como não adequados, isto é, não estão em condições de ser instalados na rede de distribuição de energia elétrica para proteção da mesma e de seus equipamentos. Aqui encontram-se os transformadores de distribuição, foco maior deste trabalho. Portanto, conclui-se que os para-raios ensaiados não estão adequados para proteção de equipamentos, o que resultará, conseqüentemente, em um maior stress elétrico e possíveis falhas.

Este trabalho começou o desenvolvimento de um software com capacidade de fazer diagnóstico de transformadores de distribuição baseado nos efeitos físicos apresentados nos quadros 3-1 e 3-2. Utilizando-se interfaces gráficas, o usuário deve selecionar qual efeito físico foi observado em uma determinada região do equipamento e o software indicará a causa de falha. Apesar de ser relativamente simples, esse é um passo muito importante que deve ser dado em direção à criação de novos bancos de dados mais completos e unificados.

5.2 Trabalhos futuros

Como trabalhos futuros tem-se:

- Aprimorar a detecção de falhas, principalmente aquelas por curto-circuito interno;
- Continuar o desenvolvimento do programa computacional dedicado à montagem de base de dados e diagnóstico de falha de transformadores;
- Estudar os sistemas de aterramento em sistemas de distribuição de energia elétrica e a sua influência na proteção contra descargas atmosféricas.

Referências

ABDEL-SALAM, M. et al.(2000). **High-voltage engineering: theory and practice**. 2nd ed.rev. e exp. New York: CRC Press.

AL-ARAINY, A. A.; MALIK, N. H.; QURESHI, M. I. (2012). A Study of failure of pole mounted distribution transformers. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON HIGH VOLTAGE ENGINEERING AND APPLICATION, 2012, Shanghai. **Proceedings...** Shangai: IEEE. p.95-99.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. (2005). **NBR 5419: Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas**. Rio de Janeiro.

BARANOWSKI, J. F.; GOEDDE, G. L. (1990). Distribution transformer BIL reduction feasibility study. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 1, p. 509-513.

BARTLEY, P. (2003). **Analysis of transformer failures**. [S.l: S. n.]. p.1-13.

BUI, A.; LOUBIERE, A.; HASSANZADEH, M. (1989). Electrical characteristic degradation of ZnO varistors subjected to partial discharges. **Journal of Applied Physics**, v. 65, n. 10, p. 4048-4050.

CHANG-HO, P.; JAE-CHUL, K.; SANG-YUN, Y. (2002). Overload criterions of mineral-oil-immersed distribution transformer rated 100 kVA and less using the characteristics of top-oil temperature rising. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. **Proceedings...** New York: IEEE. v.1, p.488-493.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. (2011). **Rede primária compacta 15kV e 25kV – transformador – montagem**. Disponível em:<<http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=zsrEew9jpbs%3d&tabid=1418&mid=2065>>. Acesso em: 15 jun. 2013.

_____. (2012). **Projeto de rede de distribuição – cálculo elétrico**. Disponível em:<<http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=OKqiMXdtFYU%3d&tabid=1417&mid=2064>>. Acesso em: 13 jul. 2013.

CYGAN, P.; LAGHARI, J. R. (1990). Models for insulation aging under electrical and thermal multistress. **IEEE Transactions on Electrical Insulation**, v. 25, n. 5, p. 923-934.

DARVENIZA, M.; MERCER, D. R.(1989). Lightning protection of pole mounted transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 1087-1095.

DELMAR (2012). **Chave fuzível de distribuição "DHC"**. Disponível em: <<http://www.delmar.com.br/produto.asp?ID=58>>. Acesso em: 10 jul. 2013.

_____. (2013). **Pára-raios de distribuição polimérico modelo "NLZ-P" - 10kA**. Tatuí. Disponível em: <<http://www.delmar.com.br/produto.asp?ID=72>>. Acesso em: 10 jul. 2013.

ELNOZAHY, M. S.; EL-SHATSHAT, R. A.; SALAMA, M. M. A. (2012). A Robust technique for overvoltages classification in power transformers. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2012, San Diego. **Proceedings...** New York: IEEE. p.1-8.

EMSLEY, A. M.; STEVENS, G. C. (1994). Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers. In: IEE SCIENCE MEASUREMENT AND TECHNOLOGY, 1994. **Proceedings...** New York: IEE. v.141, n.5, p. 324-334.

FLORKOWSKI, M. et al. (2010). Internal overvoltages in transformer windings in frequency domain. In: ANNUAL REPORT CONFERENCE ON ELECTRICAL INSULATION AND DIELECTRIC PHENOMENA, 2010, West Lafayette. **Proceedings...** New York: IEEE. p.1-4.

HURICHSEN, V. (2001). **Metal oxide surge arresters** - fundamentals. Berlin: Siemens AG.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2000). **IEC 60270**: High-voltage test techniques: Partial discharge measurements. Geneva.

_____. (2001). **IEC 60099-4**: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems. Geneva.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. (1992). **C57.125-1991**: IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors.

_____. (2009a). **IEEE Standard C62.22-2009**: IEEE Guide for the application of metal-oxide surge arresters for alternating-current systems. p. 1-131.

_____. (2009b). **IEEE Standard 1159-2009**: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. p. c1-81. Revision of IEEE Std 1159-1995.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. (2009c). **IEEE Standard C37.301-2009: IEEE Standard for High-Voltage Switchgear (Above 1000 V) Test Techniques: Partial Discharge Measurements.** p. c1-63.

_____. (2011). **IEEE Standards Association 1410-2010: IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines.** p.1-73. Revision of IEEE Std 1410-2004.

_____. (2012a). **Standards Association C57.91-2011 : IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators.** p. 1-123, 2012. Revision of IEEE Standards Association C57.91-1995.

_____. (2012b). **IEEE Standard C62.11-2012: IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1 kV).** p. 1-121. Revision of IEEE Standard C62.11-2005

IZUMI, K.; HONMA, H.; TANAKA, J. (1991). Deterioration of metal oxide surge arrester element caused by internal partial discharges under polluted conditions. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROPERTIES AND APPLICATIONS OF DIELECTRIC MATERIALS, 3., 1991, Tokyo. **Proceedings...** New York: IEEE. p.517-520 vol.1.

LUNDGAARD, L. E. et al. (2004). Aging of oil-impregnated paper in power transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 1, p. 230-239.

LUNSFORD, J. M. (1996). Overcurrent protection of pole top distribution transformers that have tank mounted lightning arresters. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 1996, Los Angeles. **Proceedings...** New York: IEEE. p.586-590.

MAMEDE FILHO, J. (2005). **Manual de equipamentos elétricos.** Rio de Janeiro: LCT.

MCDERMOTT, T. E.; SHORT, T. A.; ANDERSON, J. G. Lightning protection of distribution lines. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 9, n. 1, p. 138-152, 1994. ISSN 0885-8977.

MILASCH, M. (1984). **Manutenção de transformadores em líquido isolante.** São Paulo: Edgard Blucher.

NAIQING, W.; FA, C. (1988). The characteristics of insulation resistance of transformers. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROPERTIES AND

APPLICATIONS OF PROPERTIES AND APPLICATIONS OF DIELECTRIC MATERIALS, 2., 1988, Beijing. **Proceedings...** New York: IEEE. v.2, p.463-466.

OOMMEN, T. V.; LINDGREN, S. R. (2001). Bubble evolution from transformer overload. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2001. **Proceedings...** New York: IEEE/PES. v.1, p.137-142.

PARRISH, D. E. (1991). Lightning-caused distribution transformer outages on a Florida distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.6, n.2, p.880-887.

PHADUNGTHIN, R. et al. (2010). Analysis of insulating oil to evaluate the condition of power transformer. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL ENGINEERING/ELECTRONICS COMPUTER TELECOMMUNICATIONS AND INFORMATION TECHNOLOGY, 2010. **Proceedings...** [S.l.:s.n.]. p.108-111.

PIANTINI, A. (2008). Lightning protection of overhead power distribution lines. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 29., 2008. **Proceedings...** [S.l.:s.n.]. p.1-29.

PLUMMER, C. W. et al. (1994). Reduction in distribution transformer failure rates and nuisance outages using improved lightning protection concepts. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 1994. **Proceedings...** New York: IEEE. p.411-416.

QUAN, Y.-S. et al. (2012). Study on the methodology of detection for transformer winding insulation defects based on applied voltage test. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON CONFERENCE RECORD OF THE ELECTRICAL INSULATION, 2012. **Proceedings...** New York: IEEE. p.153-155.

ROOD, R. E. (1963). Method for estimating the thermal life expectancy of distribution transformers. In: **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v.82, n.69, p.1015-1018.

SAHA, T. K. (2003). Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, v.10, n.5, p.903-917.

SAKSHAUG, E. C.; BURKE, J. J.; KRESGE, J. S. (1989). Metal oxide arresters on distribution systems: fundamental considerations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.4, n.4, p.2076-2089 .

- SCHWARZ, R.; MUHR, M. (2008). Diagnostic methods for transformers. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONDITION MONITORING AND DIAGNOSIS, 2008. **Proceedings...** [S.l.:s.n.]. p.974-977.
- SHAHBAZI, B. et al. (2007). A New approach for transformer overloading considering economic terms. power engineering. In: CONFERENCE ON LARGE ENGINEERING SYSTEMS, 2007. **Proceedings...** [S.l.:s.n.]. p.54-57.
- SINGH, R. P.; SINGH, T. V. P. (2002). Influence of pollution on the performance of metal oxide surge arresters. In: IEEE CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING, 2002. **Proceedings...** New York: IEEE. v.1, p.224-229.
- SINGH, R.; SINGH, A. (2010). Causes of failure of distribution transformers in India. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING, 9., 2010. **Proceedings...** [S.l.:s.n.]. p.388-391.
- TIGHILT, F.; BAYADI, A.; HADDAD, A. M. (2010). Voltage distribution on ZnO polymeric arrester under pollution conditions. In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 45., 2010. **Proceedings...** [S.l.:s.n.]. p.1-5.
- WOODWORTH, J. (2011). **Arrester reference voltage.** (ArresterFacts 027). Disponível em:<http://www.arresterworks.com/arresterfacts/pdf_files/ArresterFacts_027_Arrester_Reference_Voltage.pdf>. Acesso em: 1 Aug. 2013.
- WOODWORTH, J. [2010?]. **Arrester lead length.** (ArresterFacts 001). Disponível em:<http://www.arresterworks.com/ArresterFacts_files/ArresterWorks_ArresterFacts-001_ArresterLeadLength.pdf>. Acesso em: 1 Aug. 2013.

Anexo A

Nesse anexo encontra-se o e-mail de aceitação de um artigo que foi submetido ao 31º Electrical Insulation Conference (EIC), a ser realizado em 2013. Dentre os comentários recebidos, consta que o artigo foi considerado excelente e recomendado para apresentação oral.

Dear Authors,

Thank you once again for submitting a paper to EIC 2013.
We are pleased to inform you that your paper has been accepted as it is
Below are the reviewers' comments about your paper

- Once accepted by the Sub-Chair, you will be invited to process your final reviewed and approved paper through the IEEE PDF eXpress system <http://www.pdf-express.org> .
Deadline April 14th
- At this stage your Author registration for the conference should be fully paid.
- Once the papers has approved through the PDFeXpress, please submit this pdf output from the IEEE eXplore file tonoirhomme.bernard@ireq.ca <<mailto:tonoirhomme.bernard@ireq.ca>> and emad.sharifi@andritz.com <<mailto:emad.sharifi@andritz.com>> clearly titled "EIC 2013 Paper # xyz final version". This is required by April 14th or sooner.
- The conference program will be posted in the conference web page on March 27.
- The deadline for advance conference registration cut-off is April 14th. (All the key dates on the conference web page will be updated soon)

Very best regards

Bernard Noirhomme
Co tech chair EIC 2013

Paper 094

Validation of the Forensic Analysis Applied to Distribution Transformers (FAADT)

Yes	1. The abstract summarizes the paper, and covers the same items as the conclusions.
Yes	2. The paper is relevant to the conference topic.
Yes	3. The paper is original. Plagiarism is not allowed.
Yes	4. The paper is sufficiently different from others presented at IEEE conferences.
Yes	5. The paper is factual and/or theoretically valid, i.e. experimental results are realistic, the analysis is correct and the theory is mathematically and scientifically sound.
Yes	6. The paper avoids blatant commercialism, and logos are absent.
Yes	7. The English is readable and the work is presented in a clear and logical order.
Yes	8. There are sufficient references, which are referred to appropriately in the text.
Yes	9. The paper follows the recommended format, i.e. the text of the full paper MUST be in double-column, IEEE format.
Yes	10. The Figures/Tables are legible and clear, with readable legends.
Yes	11. The paper is limited to a total of 5 pages with a paid registration fee (there will be a surcharge of \$100 for each additional page). Keynote Speakers are exempt.

Please add your comments that Technical Program Chair will communicate to the Author:

Excellent paper , for oral session