

Mitigação das Causas da Queima de Transformadores de Distribuição – Ciclo II

H. Takayanagi *, N. R. Santos *, Shinzato, P. **, A. B. Borelli **, W. Schmidt **,

* Bandeirante de Energia S.A e ** Universidade Presbiteriana Mackenzie

RESUMO

Este trabalho parte de uma análise detalhada e estratificada das causas que ocasionam defeitos em transformadores de distribuição (Ciclo I) e realiza de forma sistemática e com maiores detalhes, uma pesquisa de métodos e processos que possibilitem a sua redução/eliminação. O objetivo é a melhoria da confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia. A manutenção de vida útil esperada para o transformador é um fator importante para garantir baixos custos de serviço ao consumidor. Observa-se que não foram realizadas pesquisas para atingir esses objetivos em relação aos transformadores de distribuição. A previsão de falha e o fenômeno de envelhecimento é uma pesquisa inédita para transformadores de distribuição

PALAVRAS-CHAVE

Falha em transformadores de distribuição, deterioração do isolante, vida útil de transformadores, reparo de transformadores, proteção dos transformadores.

I. INTRODUÇÃO

No Ciclo II foram selecionados como Área Piloto, quatro alimentadores, sendo dois na região de Mogi das Cruzes e dois na região de São José dos Campos. Nesses quatro circuitos prosseguiu-se os estudos e pesquisas dos índices de queima de transformadores de todos os alimentadores da nova área de concessão da Bandeirante (após cisão, que resultou em duas empresas: Bandeirante e Piratininga) no período de agosto de 2000 a julho de 2001. Os quatro alimentadores totalizavam 902 Estações Transformadoras, apresentando uma porcentagem média de queima de 8,65 % no período, índice muito acima dos padrões internacionais. Foi pesquisada em campo uma amostra aproximada de 10 % desse total de ET's.

TABELA 1

ALIMENTADORES ESCOLHIDOS		
Circuito	ETs	Queima(%)
JAC 1310	256	8,98
MCI 1305	215	10,23
GUL 0108	254	7,87
PME 0112	177	7,35

Agradecimentos às equipes técnicas da SIEMENS SA, ABB e LIGTEST, pela preciosa colaboração dada aos estudos e pesquisas realizadas durante o desenvolvimento do projeto. Cabe ressaltar o empenho e a dedicação da equipe técnica da Bandeirante Energia S.A de Mogi das Cruzes, de São José dos Campos e da equipe técnica de São Paulo, que não pouparam esforços para viabilização do projeto e para o alcance dos objetivos fixados. Agradecimentos à ANEEL pelos incentivos às empresas concessionárias para criação de um Programa de P & D.

Para a verificação das causas da queima, foram utilizados os levantamentos de dados da Empresa e aqueles obtidos em pesquisa de campo, além dos ensaios realizados no laboratório, totalizando 35 transformadores no Ciclo II. Esses transformadores queimaram em operação e pertenciam, na sua maioria, aos circuitos alimentadores em estudo.

TABELA 2

CAUSAS DE DEFEITOS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – LOTES 1,3 e 4

Causas	%
Sobretensão (de manobra ou descarga atmosférica)	20
Descarga Atmosférica	10
Sobrecarga	7
Final vida útil	14
Deficiência de materiais e do processo de reforma	27
Sobreaquecimento e curto-circuito	10
Curto-circuito da rede	7
Outros	5

II. ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO E DE CONTORNO DOS TRANSFORMADORES

TABELA 3

ATERRAMENTO	
Até 25 W	44
25 – 100 W	32
ACIMA DE 100 W	14
INEXISTENTE	17

TABELA 4

PÁRA-RAIOS	
Porcelana	66
Polimérico	42
Misto	6
Inexistente	4

TABELA 5

ETs SEM FIM DE LINHA	
Sim	17
Não	91

TABELA 6

TRANSFORMADORES REFORMADOS	
Sim	24
Não	106

TABELA 7

ESTADODO TANQUE	
Enferrujado	33
VAZAMENTO DE ÓLEO	9
FERRUGEM + ÓLEO	9
NORMAL	84

A. Constatações e Recomendações

Verificou-se que existe um número significativo de transformadores com carregamento zero. Há necessidade de reduzir esse número.

É também alto o número de transformadores enferrujados e/ou com vazamento de óleo e que devem, portanto, ser substituídos.

Observou-se que os valores de demanda através do GRADE estão muito acima dos valores de demanda medidos. Recomenda-se que seja reavaliada a atual curva estatística de transformação do kWh em kVA.

Tem sido freqüente o roubo do condutor neutro. Recomenda-se estudar a utilização de um outro tipo de condutor, ou a instalação do mesmo na parte superior da rede.

Deve-se fazer a verificação das interligações dos equipamentos (transformador e pára-raios) e neutro com a prumada. Deve-se proceder sempre à medida da resistência de aterramento e quando esta estiver acima do valor da norma da Bandeirante (100 W + 20 %), fazer as devidas correções.

As ET's devem ter os pára-raios de óxido de zinco.

Verificou-se que a vida média dos transformadores (16 anos e 2 meses) está abaixo dos 20 anos previsto pelo projeto. Os transformadores do alimentador MCI apresentam uma vida média de apenas 13,64 anos, indicando a necessidade de uma manutenção mais eficiente.

Os transformadores reformados tem uma vida média de 3 anos e 10 meses.

Constatou-se em vários trechos, arborização afetando a rede primária e secundária.

III. ENSAIOS E TESTES EM LABORATÓRIO

O objetivo da análise dos transformadores dos lotes 1, 3 e 4 (com avarias) foi o da determinação da causa da avaria para permitir a sua mitigação.

Os ensaios dos transformadores do lote 2 tinham por finalidade determinar a sua qualidade, tanto dos novos quanto dos reconicionados, face as deficiências constatadas quando colocados em funcionamento. Foram aplicados ensaios conforme as normas NBR 5356 e NTE – 049-4. Constatou-se no ensaio de aquecimento que 4 unidades foram reprovadas (duas novas e duas reconicionadas), equivalente a 36 % das unidades, valor inadmissível.

A. Constatações e Recomendações

Os dados obtidos não recomendam reconicionar transformadores com mais de 10 anos de uso.

A Bandeirante passou a exigir os ensaios de aquecimento e de impulso em todos os transformadores novos e reforma-dos, a partir de dezembro de 2001. Essa é uma medida que certamente contribuirá para elevar a vida útil dos transformadores.

IV. AVALIAÇÃO DOS REPAROS DOS TRANSFORMADORES

Foram feitas visitas técnicas a três empresas que prestam serviço à Bandeirante.

A. Constatações e Recomendações

Verificou-se que há necessidade de uma avaliação técnica rigorosa para aprovação de uma empresa como prestadora de serviço de reforma para a Bandeirante.

Deve-se exigir o controle de fornecedores de matéria-prima, que deverão ter bom conceito na praça e seus fornecimentos deverão ser testados em laboratórios certificados pela RBC – Rede Brasileira de Calibração.

Os equipamentos das áreas de testes das reformadoras deverão ter os certificados de aferição fornecidos por empresas certificadas pela RBC, para essa finalidade e dentro dos requisitos da NBR ISSO/IEC 17025.

Deverá ser exigido das reformadoras o esquema de pinturada caixa do transformador, verificando se está de acordo com a norma da Bandeirante.

Atenção especial deverá ser dada aos transformadores que passaram por mais de uma reforma.

V. CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES

Os transformadores da Bandeirante são adquiridos, considerando os valores de temperatura determinados pelas Normas Brasileiras NBR-5356 e NBR-5416. São limites de elevação de temperatura para funcionamento à potência nominal, conforme a tabela 3 a seguir:

TABELA 8

TEMPERATURA ADMISSÍVEL EM TRANSF. DISTR.	
PONTO	ELEVAÇÃO TEMP.(°C)
Óleo Isolante	50
Enrolamento	55
+ quente do enrolamento	65

Verifica-se que existe uma grande diferença na expectativa de vida do transformador operando à plena carga, continuamente, com as temperaturas indicadas na TABELA IV – Carregamento máximo de transformador de distribuição da Norma Brasileira, quando se compara as normas NBR-5416 e ANSI-C57.91.

Na NBR-5416, a expectativa de vida do transformador é de 7,42 anos, enquanto que a ANSI prevê uma expectativa de vida para transformadores de mesmas características e com idênticas condições de operação, de 20 anos.

Admitir que os transformadores de distribuição possam operar com um carregamento de até 150% da potência

nominal, implica em risco de deterioração do isolante e de aparecimento de falhas, quando da ocorrência de descarga ou curto-circuito.

Na análise de laboratório, constatou-se que os transformadores trifásicos de maior potência são danificados por curto-circuito e os de menor potência, por descarga atmosférica.

Admitir um carregamento maior que a potência nominal para o transformador de distribuição implica em duas premissas fundamentais:

- que todos os transformadores utilizados sejam projetados com esse objetivo;
- que haja um rigoroso gerenciamento da carga dos mesmos, de forma periódica e sistemática, inclusive com medições gráficas realizadas de tempos em tempos, conforme critério estatístico, para se ter uma comparação amostral com os dados obtidos dos sistemas de avaliação estatística do carregamento.

Outro ponto importante observado é que a admissão do carregamento de 150%, leva a um aumento da queda de tensão interna do transformador de distribuição que pode atingir valores superiores a 5% de queda de tensão, dependendo das condições do fator de potência na rede secundária, na hora da demanda máxima.

O desequilíbrio de corrente na rede secundária agrava as condições de sobrecarga, além de aumentar a queda de tensão interna no transformador, acarretando inclusive uma tensão inadequada na rede secundária, o que é indesejável sob o ponto de vista Empresa – Consumidor.

O controle do desequilíbrio de corrente por fase do transformador deve ser objeto de acompanhamento, da mesma forma que se propôs para o carregamento do mesmo.

O remanejamento de transformadores, a redivisão de circuitos e o balanceamento de carga entre fases, são ações que garantirão a vida útil do transformador e uma condição mais satisfatória de tensão no circuito secundário.

Outro ponto a se considerar é o problema das harmônicas, cuja ocorrência no circuito secundário parece ser mais freqüente. Para mitigar o impacto das harmônicas sobre o transformador, recomenda-se manter uma reserva de capacidade de pelo menos 10% para reduzir o impacto das cargas não-lineares sobre a vida do transformador de distribuição.

A recomendação final é que, a título de prudência, o critério de carregamento do transformador de distribuição seja igual à sua potência nominal especificada pelo fabricante. Admitir uma sobrecarga de 20% para as condições de emergência e/ou transitórias.

VI. PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO

Sobre esse aspecto, recomenda-se, após as observações realizadas:

- Reestudar os pára-raios que estão sendo utilizados.
- Estudar a viabilidade de se utilizar o pára-raio junto ao tanque do transformador.
- Estudar a instalação de pára-raios no secundário do trans-

formador.

- Melhorar o projeto dos pára-raios para garantir um desempenho mais efetivo na proteção dos transformadores.
- Continuar os estudos dos pára-raios com novas tecnologias.

VII. ESPECIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES

Caracterizar o enrolamento do transformador monofásico (dando prioridade ao entrelaçado).

Estudar e propor valores de tensão suportável nominal de impulso atmosférico para a baixa tensão (240/120 V ou 220/127 V).

Estudar a viabilidade de utilização de transformador de distribuição auto-protegido.

Estudar o nível de curto-circuito e a impedância para os enrolamentos dos transformadores em condições de ensaio.

VIII. OUTRAS RECOMENDAÇÕES

Reestudar o valor da resistência de aterramento para os transformadores de distribuição. O valor de 100 W parece elevado para as situações de curto-circuito na rede secundária.

Nas redes construídas com poste de madeira, instalar a Estação Transformadora de Distribuição em poste de concreto. Rever as normas de ensaios dos transformadores que estão sendo utilizadas.

Implantar um sistema de controle de desempenho de materiais e equipamentos, destacando-se o transformador, os pára-raios, a chave fusível e o fusível.

IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

PERIÓDICOS:

- [1] Agenor, F. “Transformadores: Suportabilidade a Impulsos atmosféricos e curto-circuitos> Eletricidade Moderna, Ed. Aranda, Ano XXI, Nº 231, junho 1993, pág. 44.
- [2] Paranhos, José R.M.R. e outros (Copel) “Materiais Poliméricos: Ensaio em Laboratório e Desempenho em Campo” Eletricidade Moderna, Ed. Aranda, Ano XXVII, Nº 313, abril 2000, pág. 312.
- [3] Álvares, M.C. “Harmônicas: Comportamento Térmico de Transformadores com Carga não Lineares” Eletricidade Moderna, Ed. Aranda, Ano XXVII, Nº 314, maio 2000, pág. 60.

LIVROS

- [4] Milasch, Milan “Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante” Edgar Bluecher Editora, Brasil, 1998..

RELATÓRIOS TÉCNICOS

- [5] Jardini, J.^a “Novo Método para Cálculo do Carregamento e da Vida Útil de Transformadores” Escola Politécnica USP, São Paulo, 1998.
- [6] Fronterotta, S.E. e outros “Avaliação da Vida Útil de Materiais e Equipamentos de Rede de Distribuição”. Projeto Mackenzie-Elektro Eletricidade e Serviço S/A São Paulo, 1999.
- [7] Fronterotta, S.E. e outros “Aterramento de Sistemas de Distribuição”
- [8] Projeto Mackenzie Bandeirante, São Paulo, 2000.

ARTIGOS EM ANAIS DE CONFERÊNCIAS (PUBLICADOS)

- [9] Espírito Santo Centrais Elétricas S/A “Redução da Taxa de Avaria em Transformador de Distribuição” jan. 1995

DISSERTAÇÕES E TESES

- [10] Ahun, S.U. “Política de Carregamento dos Transformadores de Distribuição” Dissertação de Mestrado na Escola Politécnica – USP, São Paulo, 1993.