

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – IMPACTOS ECONÔMICOS E NA QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA DEVIDO A REDUÇÃO DAS QUEIMAS

Bernardelli, W. H.; Bora, E. L.; Persinoti, C. E. P.; CMS Energy Brasil.

RESUMO

Este artigo apresenta o resultado do trabalho desenvolvido simultaneamente em quatro diferentes empresas distribuidoras de energia elétrica, localizadas geograficamente em locais distintos do estado de São Paulo, com o objetivo precípuo de reduzir a queima de transformadores de distribuição.

As características das redes elétricas nas quais os transformadores estavam em operação são as seguintes:

- Classe de tensão – 15 kV na alta tensão e 127/220V na baixa tensão;
- Rede nua trifásica na alta e baixa tensão;
- Cruzeta de madeira;
- Postes de concreto e madeira distribuídos aleatoriamente no sistema elétrico.

O resultado obtido foi a redução de mais de 60% do IQT – Índice de Queima de Transformadores, com baixo investimento e reduzido impacto nos indicadores técnicos da qualidade da energia elétrica, DEC e FEC durante a execução das melhorias no sistema de distribuição.

Na avaliação técnica constatou-se significativas melhorias nos indicadores de duração, frequência, nível de tensão e redução de atendimentos não programados decorrentes de falhas em transformadores e na rede secundária.

Sob aspectos econômicos observa-se que o investimento foi menor que aquele aplicado na substituição das unidades danificadas e com retorno do investimento mais vantajoso. Obteve-se ainda redução no custo gerado pelas atividades extraordinárias oriundas das ocorrências com transformadores, redução dos recursos aplicados na recuperação das unidades danificadas e também na aquisição de novas unidades para compor estoques estratégicos que atendem este tipo de emergência.

A avaliação dos efeitos secundários registrou aumento da disponibilidade das equipes de campo para serviços programados, redução dos custos de chamadas telefônicas para central de atendimento.

A manutenção dos resultados obtidos foi garantida através da incorporação das recomendações decorrentes deste trabalho nas atividades de manutenção, construção e operação do sistema elétrico.

PALAVRAS-CHAVE

Transformadores, Índice de Queima, Transformadores de Distribuição.

1. INTRODUÇÃO

A queima de transformadores na rede de distribuição de energia elétrica é um fator gerador de potenciais problemas nas empresas distribuidoras de energia elétrica, além de produzir elevação importante nos custos de operação das concessionárias.

As conseqüências internas devido a estas ocorrências impactam diretamente na operação diária do sistema elétrico, iniciando pela sobrecarga da central de atendimento aos clientes (SAC), passando pelo Centro de Operação e percorrendo todo processo de mobilização das equipes de campo para atendimento emergencial.

O custo desta operação emergencial pode ultrapassar em até 10 vezes o valor desta mesma atividade quando efetuada de forma programada, além de provocar um forte desgaste na imagem institucional da empresa, produzindo

danos intangíveis no momento da ocorrência e comprometendo posteriormente a avaliação do Índice de Satisfação do Cliente — IASC, pesquisado pela ANEEL.

Para a sociedade, os danos indiciam-se pela imediata paralisação da atividade produtiva e de lazer e na seqüência gera o natural descontentamento que a falta de energia elétrica trás, já que este serviço está profundamente incorporado ao dia a dia de todas as camadas sociais que integram o mosaico brasileiro.

Pode-se seguramente dizer, que atualmente, é “quase” inexplicável a falta de energia elétrica a menos, que haja forte interferência das condições atmosféricas percebida pela população afetada.

O presente estudo apresenta o resultado da análise das principais causas que provocaram as queimas de transformadores de distribuição nas distribuidoras CPEE — Companhia Paulista de Energia Elétrica, CSPE — Companhia Sul Paulista de Energia, CJE — Companhia Jaguarí de Energia e CLFM — Companhia Luz e Força de Mococa controladas pela empresa holding CMS Energy, possibilitando a proposição de ações na rede elétrica com objetivo de reduzir o IQT (Índice de Queima de Transformadores), melhorar o desempenho técnico do sistema de distribuição e reduzir o custo de operação das empresas.

2. HISTÓRICO

O índice de queima de transformadores de distribuição —IQT chegou a atingir patamares anuais de até 6% e era realmente necessário avaliar-se com precisão quais fatores produziam este elevado índice, já que essas ocorrências impactavam negativamente o desempenho técnico e comercial.

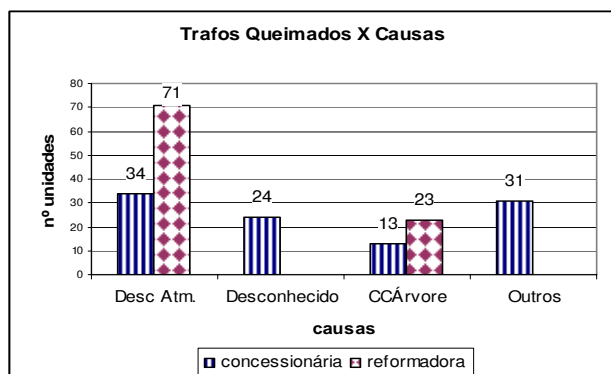
Esta questão foi analisada segundo os relatos oficiais das ocorrências de danos em transformadores, registradas no banco de dados da operação e a partir destas informações foi desenvolvido um estudo técnico com base em um lote de 102 unidades substituídas no ano 2002.

As causas que provocaram danos nestas unidades foram estratificadas e observou-se que três causas se destacaram, por ocasionarem 70% dos danos, totalizando 71 unidades queimas.

Deste mesmo lote de transformadores avariados, 94 unidades foram analisadas na oficina da reformadora e o resultado da análise apontou para duas causas que resumem toda queima de transformadores.

A tabela —1 e o gráfico - 1, a seguir ilustram o resultado desta avaliação.

| causas | unidades queimadas | |
|--------------------------------------|--------------------|-------------|
| | concessionária | reformadora |
| Descargas atmosféricas | 34 | 71 |
| Causa desconhecida | 24 | - |
| Curto circuito provocado por árvores | 13 | 23 |
| Outros | 31 | - |
| | 102 | 94 |



Nota-se que existe aparentemente um descompasso entre as informações obtidas em campo com aquelas obtidas na reformadora.

É também verdade que no campo efetua-se avaliação visual e este método é pouco científico e muitas vezes impreciso, assim sujeito a erros, mesmo porque em muitas ocasiões a prioridade é o restabelecimento da energia aos clientes. Por outro lado a análise efetuada na oficina da reformadora ocorre em condições mais favoráveis se comparadas com as em campo, mas mesmo assim não podemos afirmar com certeza que esse resultado é 100% correto.

Fato é que as causas denominadas de “Desconhecido e Outros” complementam as diferenças constatadas entre o comparativo dos diagnósticos de campo e da reformadora.

3. LEVANTAMENTO DE DADOS PARA ANÁLISE DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO EM QUE AS UNIDADES ESTAVAM AVARIADAS

Em campo foi também efetuada detalhada inspeção das instalações dos postos de transformadores substituídos devido a avarias.

Nesta inspeção de campo foram verificados os seguintes itens:

- Existência de pára-raios na AT;
- Aterramento das ferragens;
- Continuidade do condutor de aterramento;
- Conexão do sistema de aterramento ao neutro da rede de BT;
- Interligação do neutro da rede ao neutro da subestação;
- Valor da resistência de aterramento local considerando o sistema multiterrado—valor de referência 50Ω;
- Nivelamento da rede secundária;
- Existência de objetos estranhos na rede e contato com arborização;
- Verificação da capacidade do elo fusível de proteção.

Em complementação as atividades de campo, os transformadores queimados foram plotados nos endereços georeferenciados, conforme exemplificado na figura 1 abaixo.

O objetivo desta análise foi verificar se havia concentração de danos em transformadores em áreas específicas, que pudessem ser relacionados com acidentes geográficos, construções, bosques, etc. e inicialmente constatou-se que em algumas regiões urbanas havia indicativo de que este fato ocorria.

Como pode ser observado na figura —4 deste exemplo há duas regiões não contíguas, uma delas localizada na área superior registrou 7 transformadores danificados e na área inferior mais 5 unidades, totalizando 12 transformadores no universo de 15 unidades danificadas nesta região.

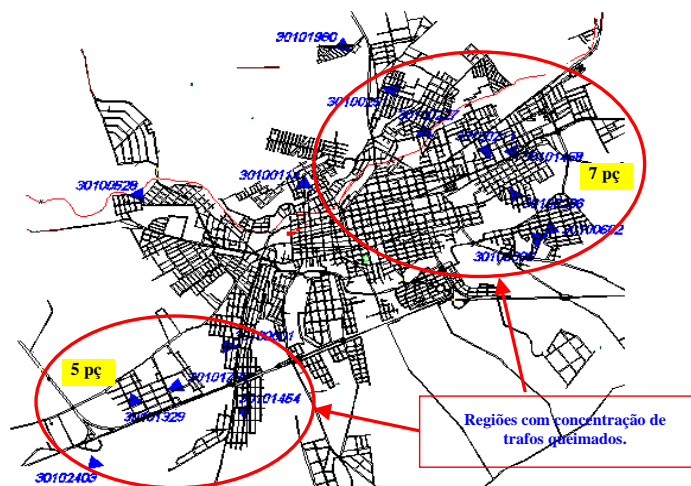


Figura —1

4. ANÁLISE DAS CAUSAS DE QUEIMA DE TRANSFORMADORES

Para esta avaliação é importante descrever o padrão CMS Energy do posto de transformação:

- Pára-raios nas três fases;
- Aterramento da carcaça do transformador e ferragens;
- Interligação do neutro do transformador ao neutro da rede;
- Malha de terra com o valor da medição para aterramento multiterrado não deve exceder a referência de 50Ω e para medição convencional até 25Ω, mas o desejável é 20Ω.

Para medição do aterramento multiterrado utilizamos dois tipos de equipamentos semelhantes, conforme figura -2 são eles:

Fabricante Prova, modelo 5600 Clamp-on e Fabricante Minipa, modelo ET 4300 Clamp-on, ambos Cat III 300V e Cat II 600V.

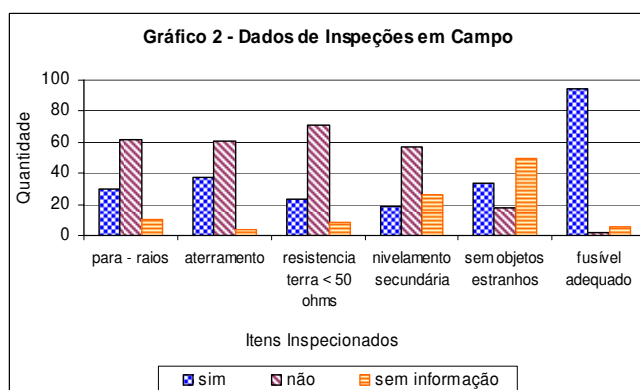


Figura —2

Inicialmente foi efetuada inspeções e medições em campo, nos locais onde ocorreram as queimas dos 102 transformadores da amostra sob estudo. O objetivo foi de diagnosticar as condições das instalações verificando-se os itens especificados no item 3. Uma dificuldade adicional para este diagnóstico foi o fato de que a maioria destes transformadores já havia sido substituída, dificultando avaliação

mais acurada. A tabela 2 e o gráfico 2 apresentam o resultado desta avaliação.

| Itens inspecionados | sim | não | s/ informação |
|-----------------------------|-------|-------|---------------|
| | qdade | qdade | qdade |
| Para - raios | 30 | 62 | 10 |
| Aterramento | 37 | 61 | 4 |
| Resistência terra < 50 ohms | 23 | 71 | 8 |
| Nivelamento secundário | 19 | 57 | 26 |
| Sem objetos estranhos | 34 | 18 | 50 |
| Fusível adequado | 94 | 2 | 6 |



Importante observar que dos 102 transformadores da amostra, 19 unidades atendiam em 100% a norma.

Nas áreas em que foi observada elevada concentração de transformadores queimados, como exemplificado da figura 1, foi efetuada inspeção visual e não foram encontrados fatores geográficos, vegetais, edificações ou características construtivas da rede elétrica que se destacaram no sentido de contribuir para a queima destes transformadores.

O fato significativo constatado nestes locais foi que a resistência de aterramento (multiaterrado) das unidades danificadas apresentava valores sempre acima de 150Ω.

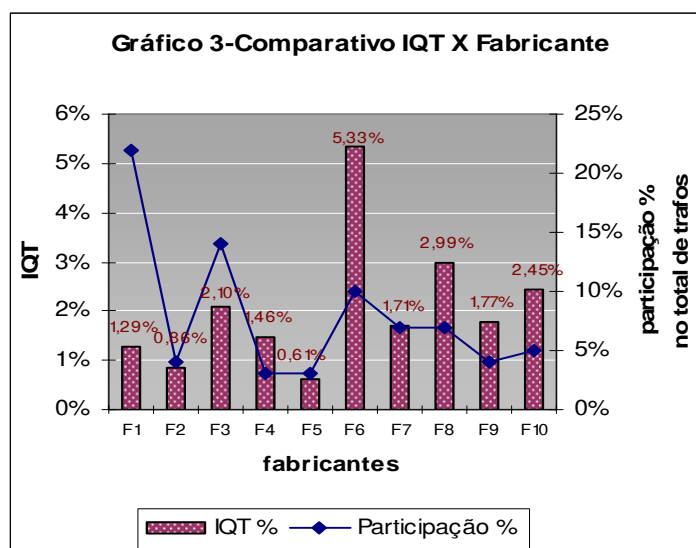
Foi também, inspecionado em campo, postos de transformação que não sofreram avarias e estavam instalados nas vizinhanças daqueles avariados. Constatou-se que estavam operando em boas condições e a instalação quase sempre atendia a norma técnica, mas o fato relevante foi que o sistema multiaterrado apresentava valores abaixo de 20Ω.

5. ANÁLISE DAS CAUSAS DE QUEIMA DE TRANSFORMADORES POR FABRICANTE

Existe instalado na rede elétrica das empresas do grupo CMS Energy, transformadores de 77 diferentes fornecedores e foi efetuada análise do desempenho deste parque de transformadores considerando-se os diferentes fabricantes.

Estratificando-se estes fabricantes, constatou-se o que 79% dos transformadores instalados naquela época, 4.193 unidades, eram originários de 10 fornecedores que representam 13% do total de fabricantes. Na tabela 3 e gráfico 3 pode-se observar com clareza esta estratificação.

| Fabricante | Qdade | Danificado | IQT % | Participação % |
|--------------|-------------|------------|--------------|----------------|
| F1 | 1161 | 15 | 1,29% | 22% |
| F2 | 232 | 2 | 0,86% | 4% |
| F3 | 761 | 16 | 2,10% | 14% |
| F4 | 137 | 2 | 1,46% | 3% |
| F5 | 165 | 1 | 0,61% | 3% |
| F6 | 507 | 27 | 5,33% | 10% |
| F7 | 350 | 6 | 1,71% | 7% |
| F8 | 368 | 11 | 2,99% | 7% |
| F9 | 226 | 4 | 1,77% | 4% |
| F10 | 286 | 7 | 2,45% | 5% |
| Total | 4193 | 76 | 1,81% | 79% |



Avaliando-se o IQT, observa-se que o fabricante **F6** representa o pior desempenho, seguido pelo **F8** em segundo lugar, a terceira posição é ocupada pelo **F10** e a quarta posição pelo **F3** com participação importante nos trafos instalados.

Por outro lado o fabricante **F5** apresenta o melhor desempenho, seguido pelos fabricantes **F2** e **F1**, sendo que este último apresenta maior participação porcentual nos trafos instalados.

Quando estas informações foram levadas a uma análise mais detalhada, com relação a amostra dos 102 transformadores queimados, não foi possível evoluir concretamente nesta direção devido a falta de registros mais detalhados no banco de dados técnicos, como por exemplo tempo de instalação, evolução do carregamento, tipo e quantidade de ocorrências, etc. Mas é claro que este também é um caminho a ser pesquisado mais detalhadamente.

6. AÇÕES DESENVOLVIDAS EM CAMPO

Com base na análise das informações contidas no banco de dados das concessionárias, pode-se concluir que descargas atmosféricas e curtos-circuitos provocados por arborização, representam 47% das queimas e os demais 53% são devido a causas desconhecidas e outros motivos.

Pelo lado da reformadora as queimas ficaram restritas as sobretensões devido às descargas atmosféricas e aos curtos-circuitos no secundário destes transformadores.

Por outro lado também foi possível verificar em campo que apenas 18% dos postos de transformação estavam adequados com relação às proteções e aterramento.

Ressalta-se ainda que nas regiões com maior concentração de queima de transformadores, as unidades em operação próximas aos transformadores danificados apresentavam resistência de terra de até 20Ω enquanto que 77% dos equipamentos danificados, constatou-se que a resistência de aterramento estava acima de 50Ω .

Considerando o elevado número de queima de transformadores e a constatação de que as origens das causas mais significativas responsáveis pelos danos em transformadores são passíveis de controle, a decisão estratégica da empresa foi melhorar a gestão da queima de transformadores e desenvolver ações para redução deste indicador.

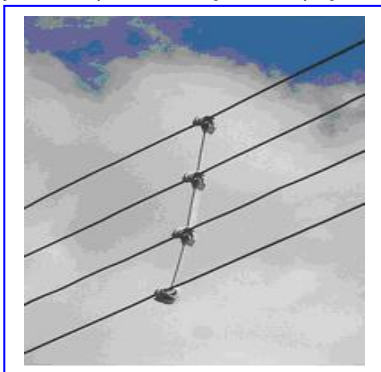
Em decorrência desta decisão estratégica, o desafio técnico foi o de reduzir o IQT - Índice de Queima de Transformadores, a um custo adequado, melhorar a qualidade do banco de dados para possibilitar uma gestão eficaz deste ativo e das consequências advindas da avaria destes transformadores; estava aí estabelecido o paradigma.

As áreas técnicas empreendem ações a partir de 2003 de prevenção de queimas de transformadores de distribuição instalados na rede elétrica. Este trabalho foi intensificado em 2004 e 2005 baseados em treinamento, melhorias das instalações dos postos de transformação existentes e dos novos projetos, além de outras ações distribuídas ao longo das redes de energia.

Foi enfatizado durante o programa de treinamento, para que as equipes de campo e de operação buscassem exaustivamente as causas das avarias e adequadamente as registrassem.

A seguir apresentam-se as ações que foram e são aplicadas na rede elétrica para implementação do programa de redução do IQT e melhoria do sistema elétrico.

- **Medição e correção de aterramentos rompidos em postos de transformação e finais de linha de distribuição secundárias.** Os transformadores de distribuição tiveram a resistência de aterramento avaliada quanto à sua continuidade e valor. Para esta avaliação utilizou-se um medidor de resistência de aterramento para sistema multi-aterrado. Os pontos que apresentavam condutores de aterramento rompido ou com mau contato foram refeitos e aqueles que apresentavam valor de resistência de aterramento acima de 50Ω (valor de referência comparativo) o sistema de aterramento local foi melhorado.
- **Instalação de pára-raios nas três fases do primário dos transformadores.** Todos os postos de transformação foram equipados com pára-raios nas três fases.
- **Instalação de espaçadores de linhas na rede secundária.** Este dispositivo possibilita melhor desempenho da rede elétrica secundária, reduzindo a ocorrência de curtos-circuitos, que é uma das principais causas de redução de vida e posterior queima de transformadores de distribuição. O programa de instalação iniciou-se em 2003 e neste período já instalou-se 74.000 unidades. Todo novo projeto que utiliza a tecnologia de rede nua, já contempla a instalação de espaçadores.



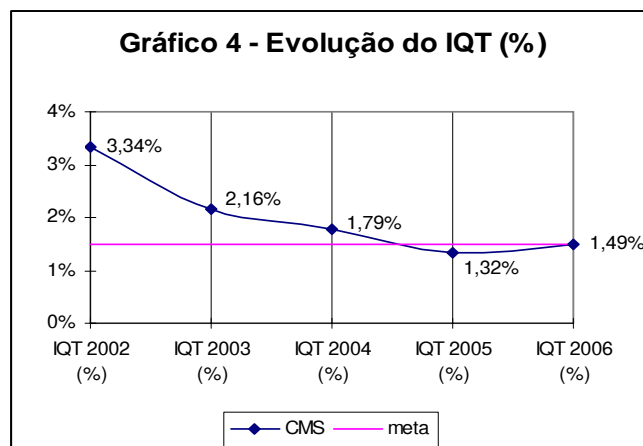
VII CBQEE –2007- Santos, SP.

- **Intensificação e melhoria da gestão do programa de podas de árvores e roçada de vegetação sob as redes e linhas.** Em 2003 iniciou-se um programa de gestão da poda de árvores e roçada de vegetação, com objetivo de reduzir das ocorrências devido a estes fatores. A melhor qualidade da poda reduziu as ocorrências principalmente na rede elétrica secundária que é o primeiro ponto de contato com as árvores. Por outro lado possibilitou também a redução da incidência das sobrecorrentes de falta produzidas durante o contato da rede elétrica com a vegetação, reduzindo a aceleração do envelhecimento e minimizando os danos produzidos aos transformadores.
- **Implantação de controle de ocorrências de transformadores danificados em campo.** Este controle, preenchido pelas equipes de campo com base em uma "Lista de Verificação", engloba informações detalhadas que permite avaliação da ocorrência de avaria do transformador e possibilita a gestão precisa das ações a serem empreendidas. Os itens desta "Lista de Verificação" também constitui-se em uma relação de ações que deverão ser desenvolvidas em campo no momento da substituição da unidade avariada.

| Lista de Verificações | |
|-----------------------|---------------------------------------|
| 1 | Inspeção detalhada na rede secundária |
| 2 | Existência de espaçadores |
| 3 | Objeto estranho |
| 4 | Sinais de curto - circuito |
| 5 | Desnívelamento da secundária |
| 6 | Continuidade do aterramento |
| 7 | Medição resistência terra |
| 8 | Poda de árvores |
| 9 | Padronização da estrutura |
| 10 | Instalação de pára-raios |
| 11 | Sobrecarga |
| 12 | Fusível de proteção |

7. RESULTADOS OBTIDOS

O gráfico 4 apresenta a evolução do histórico do IQT de 2002 até 2005, estratificado nas quatro empresas, com destaque para redução significativa, contínua e sustentada deste indicador.



Como pode ser constatado, houve redução dos Índices de Queima dos Transformadores e manutenção em valores inferiores aos praticados anteriormente, fato este que comprova a eficácia das medidas adotadas.

8. ANÁLISE ECONÔMICA

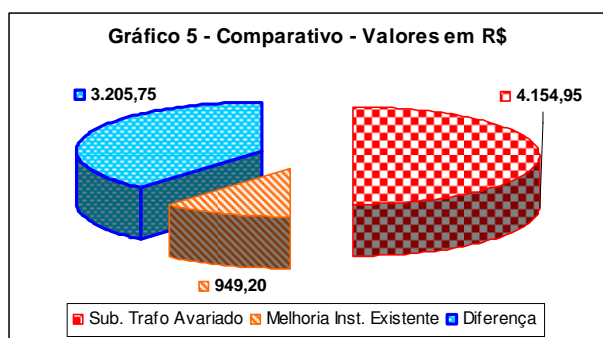
A análise será feita com base no custo de substituição e posterior recuperação das unidades avariadas e comparado-se com o investimento necessário para melhoria da instalação existente para possibilitar melhor desempenho das unidades já instaladas e em operação.

A tabela a seguir apresenta em detalhes os custos de cada alternativa em valor presente.

O gráfico 5 possibilita a visualização destas alternativas.

| Custo de Substituição Trafo Avariado (R\$) | | | | |
|--|----------|---------|-----------|----------|
| MO sub. | Reforma | Estoque | Adm (25%) | Total |
| 387,00 | 2.824,00 | 112,96 | 830,99 | 4.154,95 |

| Melhoria da Instalação Existente (R\$) | | | | |
|--|----------|-----------|-----------|-------|
| MO insp. | PR+Terra | Espaçador | Adm (25%) | Total |
| 52,56 | 573 | 133,8 | 189,84 | 949,2 |



A diferença média entre a substituição emergencial da unidade avariada e a melhoria da instalação existente é de R\$ 3.205,75, valor que representado 338% a maior contra a substituição da unidade avariada.

Os valores obtidos nesta avaliação são baseados no custo médio de recuperação de transformadores com potência variando de 30 a 75 kVA e a média de instalação de 20 espaçadores por setor de transformador.

Os valores econômicos isolados apresentam mais de três vezes vantagens para recuperação da instalação existente. Mas existe ainda uma questão importante a ser resolvida.

Até que porcentagem de postos de transformadores apresenta um retorno do investimento viável?

Para este caso real, estatisticamente 14% dos postos de transformadores apresentavam alguma não conformidade que deveria ser regularizada, padronizando-se o posto de transformação a um custo unitário de R\$ 949,20.

Os 86% dos demais postos de transformação deveriam ser inspecionados a um custo de R\$ 52,56 por inspeção.

O custo de inspeção e padronização ponderados representa um valor efetivo de recuperação de R\$ 1.263,40 por posto de transformação padronizado a razão de 14%/86% de recuperados e inspecionados, respectivamente.

Didaticamente utilizaremos lotes de 100 postos de transformação e consideraremos como taxa de sucesso do empreendimento a obtenção de redução média ao ano de 0,62% na queima de transformadores, até atingir-se a meta do IQT de 1,5% ao ano.

Os valores serão todos em VPL (Valor presente líquido) para facilitar a análise temporal.

A tabela a seguir ilustra este caso didático com bastante clareza:

| Ano | IQT % | Custo IQT | Difer. com ano zero | Nº postos padronizados |
|-------|-------|---------------|---------------------|------------------------|
| ano 0 | 3,34% | R\$ 13.877,53 | 0 | 0 |
| ano 1 | 2,72% | R\$ 11.301,46 | R\$ 2.576,07 | 2,0 |
| ano 2 | 2,10% | R\$ 8.725,40 | R\$ 5.152,14 | 4,1 |
| ano 3 | 1,50% | R\$ 6.232,43 | R\$ 7.645,11 | 6,1 |

A coluna “Nº de postos padronizados” representa o número anual de postos possíveis de padronização com a economia obtida com a redução do IQT a partir do ano zero. Em três anos foi possível a padronização de 12,2 postos de transformação.

Pode-se inferir, baseado na amostra didática de 100 postos de transformação, que 12,2% do total dos postos de transformação foram padronizados nos três primeiros anos.

Para o caso real 14% dos postos foram padronizados e desta forma falta ainda uma diferença de 1,8% de postos de transformadores a serem padronizados.

A análise mais detalhada deste case indica que ainda não se obteve o IQT de 1,5% já que 1,8% dos postos necessitam de padronização.

Mas fica claro também que no ano 4 a diferença obtida com a redução do IQT será maior que o necessário para padronização dos 1,8% restante, equivalente a R\$ 2.300,00, para amostra analisada.

Em menos de quatro anos é possível obter-se a retorno do investimento aplicado na padronização dos postos de transformação para a razão de 14%/86% de recuperados e inspecionados, respectivamente.

Nota-se que para cada 0,6% de redução do IQT é possível obter-se recursos para padronização de 2% de postos de transformação. Este valor é cumulativo e se realmente consolidado esta meta de IQT de 1,5% será possível geração de recursos para outros investimentos e distribuição de dividendos aos acionistas.

9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Pode-se com clareza observar que as vantagens econômicas não são simplesmente com base nos custos técnicos das duas alternativas sob comparação. Na verdade são muito mais abrangentes.

Permeiam toda operação de uma concessionária de energia abrangendo deste o atendimento telefônico em uma das pontas até a ação emergencial devido a falta de energia, que é uma situação extrema.

Como decorrência destas ações técnicas preventivas obtém-se imediatamente a melhoria nos indicadores de continuidade do fornecimento, nível de tensão, redução de ressarcimento de danos elétricos, redução do acionamento das equipes de call center, centro de operação e equipes de campo.

Na gestão financeira, os recursos extras obtidos pela redução do nível de queima de transformadores, poderão ser investidos em outras atividades e possibilitar melhor gestão dos ativos e no perfil tarifário.

Outra importante conclusão é de que tanto em oficina como em campo verifica-se que a causa predominante dos danos é a sobretensão provocada por descargas de origem atmosférica, e este é um caminho a se perseguir tanto pelos fabricantes de transformadores com relação a pesquisa de materiais e projetos mais adequados, pelos fabricantes de pára-raios para produção de equipamentos mais eficientes e duradouros, bem como pelas concessionárias no desenvolvimento de melhores estruturas e técnicas construtivas de redes elétricas.

Outro desafio a ser superado é a de que é necessário melhorar a qualidade das informações obtidas em campo para que os subsídios à análise das áreas de engenharia sejam mais consistentes.

Recomenda-se também programas periódicos de treinamento para detectar preventivamente potenciais problemas em curso, principalmente para as equipes que desenvolvem atividades em campo.

A seguir sugerimos alguns pontos importantes que devem ser focados no preparo destas equipes:

- Treinamento sobre a determinação das causas das ocorrências em campo, abrangendo operadores, eletricitas, técnicos e engenheiros. Focar incisivamente as **causas desconhecidas**, uma vez que sempre são em número elevado. Importante ressaltar que mesmo não identificando com precisão as causas, dados como condições atmosféricas, vento, vegetação, indícios de vandalismo, possível sobrecarga etc, auxiliam na análise.
- Elaboração de tabela de causas para facilitar a identificação em campo das unidades danificadas, tais como: Sobrecarga, Falta de Fase, Descarga Atmosférica, Infiltração de Água, Ramal de Serviço, Abaloamento, Padrão de Entrada Defeituoso, Desnívelamento da Rede, Conectores (mau contato), Corrosão, Vazamento de Óleo e outras.
- Em toda nova instalação ou substituição de transformador **deve-se observar no mínimo** os seguintes requisitos:
 1. *Inspecção minuciosa na rede elétrica para identificar indícios de sobrecarga, má conexão, contato com vegetação, materiais estranhos na rede, sinais de curto-circuito, queda de tensão, capacidade do elo fusível etc;*
 2. *Inspecção no sistema de aterramento verificando a continuidade, resistência de aterramento, conexão com o neutro da rede e demais ferragens;*
 3. *Verificação se a unidade transformadora não está sobrecarregada, e se constatado substituir por outra mais adequada;*
 4. *Na ocasião da substituição, toda a poda deve ser efetuada, espaçadores instalados, a rede nivelada e a estrutura padronizada se for o caso.*
- Em locais onde a arborização for muito intensa estudar a possibilidade da instalação de cabos isolados na rede secundária.
- Localizar nos diagramas georeferenciados, como no exemplo apresentado neste trabalho, as unidades danificadas e verificar pontos de concentração para analisar possíveis causas externas que poderiam levar ao aumento do IQT.
- Utilizar prática de análise detalhada das ocorrências, que poderá apontar causas potencialmente danosas para operação das unidades transformadoras de distribuição, tais como queima de elos fusíveis, reclamações sobre variação de tensão, etc. de modo que preventivamente se desenvolvam as ações corretivas. Ressaltamos que estas ações são sempre programadas e desta forma produzem resultados eficientes e de baixo custo agregado.
- Acompanhar a recuperação nas reformadoras para avaliação quanto aos diversos tipos construtivos dos transformadores e possíveis pontos vulneráveis de modo auxiliar no processo de especificação, compra e inspeção de novas unidades transformadoras.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] - Curso de Gerência de Sistemas da Distribuição - ABRADÉE / COGE / MACKENZIE - Julho/2004.
- [2] —Priorização de Circuitos de Distribuição para Manutenção — XVI SENDI 2004 - Bernardelli, W. H.; Persinoti, C. E.; Cipoli J. A.; Ferreira, B. E. ; De Marco, M. A.
- [3] —Switchgear Manual —Asea Brown Pocket Book —9th edition.
- [4] —Introdução à Técnica das Altas Tensões —M Wellauer.
- [5] — Sistemas de Gestão da Pós —Operação e Pré — Manutenção para Otimização da Distribuição —SITENEL —2005

- W.H.Bernardelli, J.A.Cipoli, B.E.M.Ferreira, M.A.de Marco, C.E.P. Persinoti

[6] —RESOLUÇÃO ANEEL n. 024 de 26/11/2001 que atualiza a Portaria DNAEE 047 de 17/04/1978.

[7] —Contratos de Concessão da CJE, CPEE, CSPE e CLFM.

[8] —ELETROBRÁS - Coleção Distribuição de Energia Elétrica - Volume 5 - CONTROLE DE TENSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.

[9] — CIPOLI, JOSÉ ADOLFO - ENGENHARIA DE DISTRIBUIÇÃO - CAPÍTULO 2 - "Engenharia de Distribuição das Concessionárias e os Consumidores".

[10] —Técnica de las Altas Tensiones —Volumen II —G. Enríquez Harper.

[11] —Manual de Instalações Elétricas —BBC —Ordens dos Engenheiros —Região Norte —Porto, Portugal.

11. BIOBRAFIAS

Bernardelli, Walter Henrique graduado em engenharia elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos, obteve grau M.Sc. pela UNESP —Ilha Solteira em 2002 e MBA pela Escola de Administração de Empresas da Fundação Getúlio Vargas em 1998. Trabalhou na CPFL e atualmente é gerente de engenharia na CMS Energy Brasil desenvolvendo atividades na área de planejamento, operação, manutenção e gestão de ativos. É professor associado da escola de Engenharia e Administração de Empresas na Fundação Educacional de Barretos. wbernardelli@cmsenergy.com.br.

Bora L. Eliézer, Técnico Eletrotécnico graduado pela ETE João Batista de Lima Figueiredo, cursando 7^º semestre de engenharia Elétrica pela UNIP - Universidade Paulista, atualmente trabalho na CMS Energy Brasil desenvolvendo atividades de gestão de manutenção de Linhas e Redes e nível de tensão. elbora@cmsenergy.com.br.

PERSINOTI, C.E.P, Engenheiro Eletricista graduado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá e MBA em Gestão de Energia pela FGV, além de outros cursos de especialização na área de sistemas elétricos. Trabalhou na CESP nas áreas de projetos, construção e manutenção e na ELEKTRO na área de manutenção. É coordenador das áreas de planejamento, projetos, P&D e Eficientização Energética da CMS Energy Brasil. ceppersinoti@cmsenergy.com.br.