XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Experiências na Aplicação da Termovisão na Manutenção de Redes de Distribuição Aéreas Contribuindo para o Aumento da Disponibilidade e Confiabilidade na COPEL.

Eduardo Ditzel Neto	João Santos de Melo	Rodolfo César Bathke
COPEL	COPEL	COPEL
edn@copel.com	joao.melo@copel.com	rodolfo.bathke@copel.com

Palavras-chave

Confiabilidade
Manutenção
Termovisão

Resumo

Este trabalho apresenta os resultados obtidos com o aperfeiçoamento do uso da termovisão na identificação de defeitos, imperceptíveis nas inspeções visuais, nas redes de distribuição de energia elétrica aéreas na tensão de 13.800 volts, na cidade de Curitiba, na área de concessão da Companhia Paranaense de Energia – COPEL.

Atualmente é imprescindível aos nossos clientes manterem suas unidades atendidas o maior número de horas e a utilização de tecnologias avançadas associadas a cronogramas de inspeção e manutenção adequados fazem com que a durabilidade e confiabilidade do fornecimento de energia sejam aumentados, garantindo satisfação e lucros aos clientes e à Copel.

Neste sentido foram definidos novos caminhos, passando pela: Análise do componente isolado, sob influência da temperatura, poluição, intempéries, etc.; Definição de parâmetros para intervenção; Os aspectos construtivos da rede; A qualidade e nível de conhecimento da mão-de-obra utilizada na manutenção e na construção; As improvisações adotadas pela construção e manutenção; As falhas de material; Identificação de material adulterado na rede, fora dos padrões estabelecidos pela Copel; Aspectos da intervenção da equipe de manutenção na troca dos componentes de forma a eliminar o defeito garantido maior vida útil do mesmo pelo aperfeiçoamento de sua correta aplicação; Ganhos Técnicos; e Ganhos Financeiros.

1. INTRODUÇÃO

A utilização do equipamento de termovisão já vinha sendo feito há vários anos na identificação de defeitos nas redes de distribuição, contudo desde 2003 foram feitos ajustes neste método de trabalho de forma a desenvolver o que chamamos de “manutenção inteligente”, priorizando a atividade e acima

de tudo olhando os resultados de forma científica, atacando as causas fundamentais, introduzindo práticas de padronização de atividades e métodos de trabalho, mão-de-obra técnica e especializada, treinamento e reciclagem das partes interessadas, buscando eliminação total do defeito, garantindo redução nos indicadores de desempenho e retorno sobre o investimento.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1. *Histórico da Superintendência Regional de Distribuição Leste*

Localizada na região leste do Estado do Paraná, é formada por 34 municípios, com população de aproximadamente 3.363.812 habitantes – correspondendo a 32,8% do total da população paranaense. Sendo a menor regional em termos de área geográfica 21.100 Km2 – equivalente a 10,6% da área do Estado.

Possui a maior concentração de clientes da Copel Distribuidora, totalizando 1.146.334 consumidores – correspondendo a 33,9% do total dos consumidores.

O âmbito deste trabalho restringe-se ao **Setor de Manutenção de Curitiba**, totalizando 657.387 consumidores, composta por 166 alimentadores na tensão de 13.800 volts – 43% do total dos alimentadores 13.800 volts da regional, totalizando aproximadamente 2.635 quilômetros de rede de distribuição e 15.532 transformadores de distribuição.

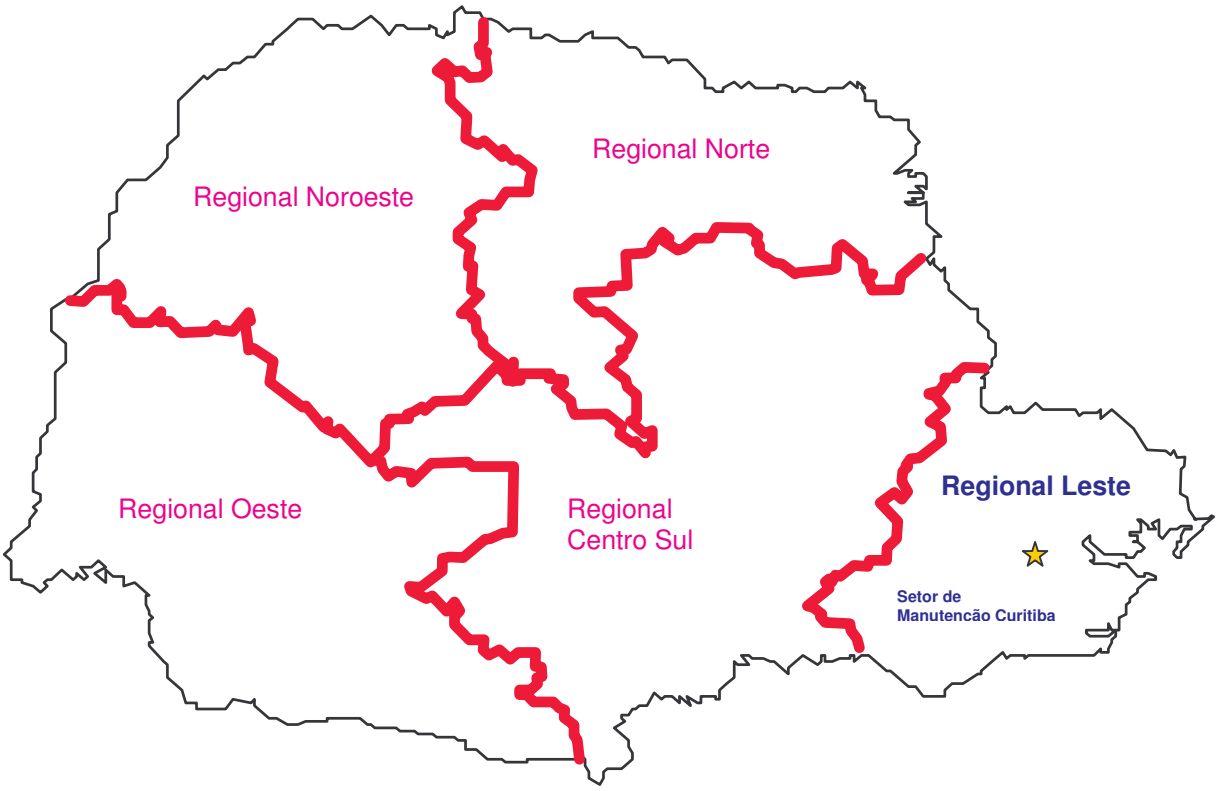

Figura 1 – Mapa

2.2. *Considerações Técnicas*

A termografia é a técnica que estende a visão humana através do espectro infravermelho utilizando um equipamento de captação de imagens infravermelhas, denominado de TERMOVISOR, através do qual

podemos "ver" a energia térmica sendo irradiada de um corpo, ou seja, passamos a ver o que podíamos sentir na forma de calor.

Diferente da luz visível, no universo infravermelho, todo objeto com uma temperatura acima do zero absoluto emite calor. Mesmo objetos muito frios, como cubos de gelo, emitem infravermelhos.

Os equipamentos termográficos não só possuem a qualidade de visão dessas diferenças de temperatura, como também são capazes de medir as mesmas com precisão, sem que haja o contato ou mesmo proximidade com o que se pretende medir.

A equipe técnica de inspeção instrumental faz uso de uma câmera FLIR modelo P 675.

2.2.1. *Benefícios*

- Detectar problemas em potencial que seguramente evoluirão para falhas nos sistemas elétricos de distribuição antes de uma interrupção forçada do mesmo, em parte ou total;
- Redução da duração das interrupções;
- Redução da manutenção emergencial;
- Redução do número de homens-hora gastos em manutenções preditivas por localizar com exatidão as áreas que necessitam de intervenção, diminuindo ou até eliminando atuações em áreas desnecessárias;
- Minimização dos tempos e custos da manutenção programada por permitir que os itens de reposição estejam disponíveis antes da execução dos trabalhos programados;
- Aumento significativo da vida útil dos equipamentos;
- Aumento da confiabilidade do fornecimento de energia;
- Aumento da eficiência dos programas de manutenção preditiva e preventiva;
- Melhoria na qualidade dos componentes, *feedback* aos fabricantes;
- Prevenção de acidentes, lesões pessoais e danos ao patrimônio da empresa e de terceiros.

2.3. *Considerações Práticas*

Quando se adotou o procedimento de inspeção termográfica na Copel, os trabalhos eram executados por vários profissionais, algumas vezes, sem qualquer preparo técnico para a tarefa, fazendo com que a qualidade das informações fosse questionável, contribuindo para a perpetuação de muitas falhas do sistema e avarias em equipamentos.

Normalmente a tarefa consistia na execução da inspeção termográfica em campo e no repasse das imagens com algumas informações de forma escrita ao departamento de manutenção terminando neste ponto a participação da equipe de termografia no processo.

A partir da constituição da **equipe técnica de inspeção instrumental**, a inspeção termográfica pôde ser aprofundada, pois passou a ser executada de forma meticulosa, evoluindo de simples captação de imagens para observação, medição e comparação de valores e resultados, levando-se em conta todos os fatores que podem interferir ou contribuir nas medições, como temperatura ambiente, umidade relativa do ar, temperatura de operação dos equipamentos e componentes, bem como a associação das normas técnicas de materiais e padrões construtivos, desenvolvidas pela Superintendência de Engenharia.

Um ponto fundamental a ser considerado é: Que parâmetros deveriam ser utilizados na decisão de retirar ou não um componente da rede? Como a literatura apresenta quase nenhuma referência a este respeito, ou em alguns casos discrepâncias muito grandes, buscou-se definir estes limites através do que estávamos observado *in loco*, ou seja com base no imenso laboratório que eram nossa redes, comparando itens que haviam sido retirados e cadastrados em nosso acervo com itens termografados e deixados na rede que na seqüência apresentaram defeito, ajustando a cada rodada nossa planilha de registros. Atualmente temos a seguinte base de referencia:

	INTERVENÇÃO		
COMPONENTE/TIPO MATERIAL	PROGRAMADA	PRIORITÁRIA	URGENTE
Pára-Raios	-	ARO01 + 1º C a 4º C	> 4º C
Conexões: Conec/CF/CFA/Compre	ARO01 a 80º C	80º C a 100º C	> 100º C
Conexões: CO/TR/BT	ARO01 + 10º C a 80º C	80º C a 100º C	> 100º C
Porcelana	ARO01 + 1º C a 4º C	4º C a 6º C	> 6º C

Tabela 1 – Parâmetros

A adoção destes procedimentos culminou na introdução de novas técnicas e práticas que contribuíram para desenhar novas formas de eliminação de defeitos e anomalias, instituindo correções nos processos de manutenção e de construção e também treinamentos de mão de obra na manutenção e construção de redes, criando o que chamamos de manutenção inteligente e científica.

2.3.1 *Etapas do Trabalho*

A equipe, após uma deliberação, desloca-se até o alimentador a ser inspecionado e executa uma varredura detalhada e tudo o que é observado como anormal é registrado em imagem VHS em videocassete e em imagens digitais que são armazenadas no termovisor, associados à localização física dos pontos a qual é indicada em um mapa unifilar com o perfil da rede.

Nesta etapa, o termovisor é utilizado apenas como fonte de captura e armazenamento de imagens devido ao grande volume de informações identificadas e para que se possa manter um ritmo de inspeção, já que a análise das informações demanda tempo.

Figura 2 – Técnico realizando levantamento com Termovisor

2.3.2. *Processamento das Informações*

Todas as imagens termográficas salvadas no cartão de memória do termovisor são transferidas a um microcomputador, onde um software de termografia permite um refino da imagem que auxilia na identificação do ponto exato do problema, como também se efetua a medição da temperatura que esta afetando o componente observado em relação ao componente em bom estado e deste ponto pode ser determinado o grau de prioridade da manutenção, que pode ser programável, prioritária ou urgente.

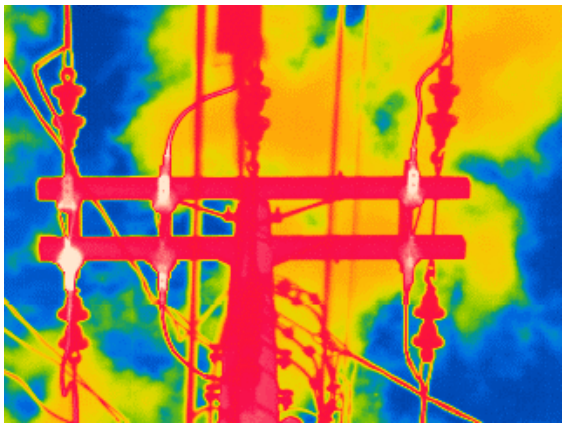

Figura 3 – Imagem gerada originalmente pelo Termovisor

Seqüência de imagens refinadas, geradas a partir da imagem da figura 3.

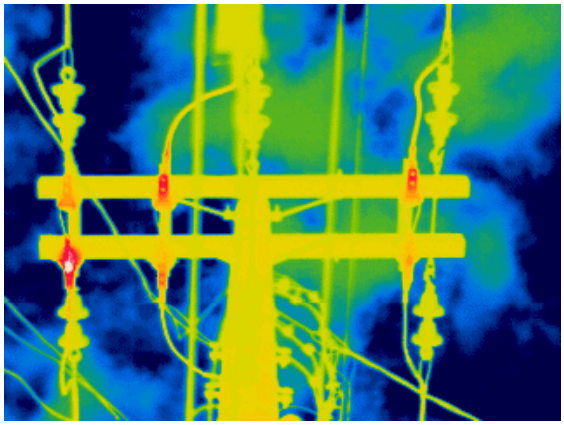

Figura 4

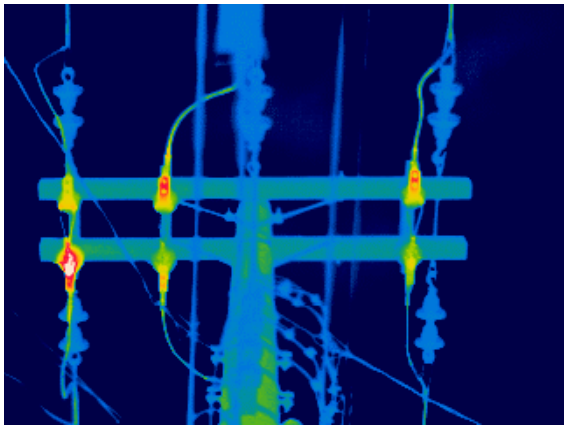

Figura 5

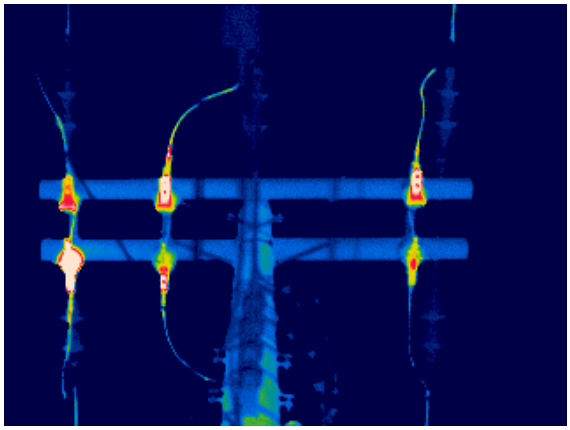

Figura 6

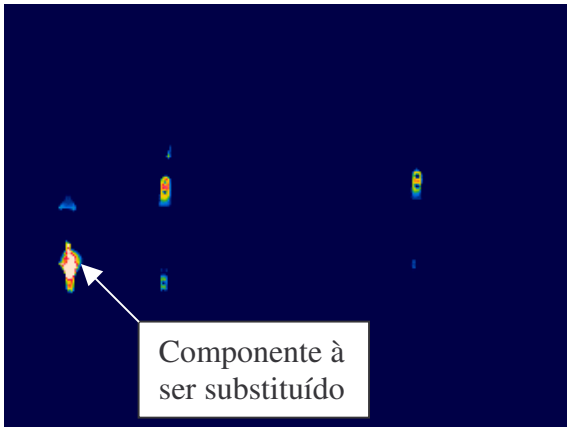

Figura 7

A seqüência acima, figuras 4 até 7, demonstram a forma de isolar ao máximo o componente afetado, possibilitando agir com precisão na manutenção do mesmo.

2.3.3. *Relatório da Inspeção*

Como forma de repassar as informações anteriormente processadas às equipes de campo, a planilha de imagens ganha além da informação visual, procedimentos a serem adotados, registros de informações extras e dos materiais substituídos, conforme item 5 abaixo. O relatório de inspeção retorna ao técnico responsável juntamente com os materiais substituídos para que seja feita uma análise detalhada das possíveis causas.

2.3.4. *Manutenção*

Como forma de garantir a uniformidade do processo foram definidas duas equipes que trabalham especificamente na execução dos levantamentos efetuados pela termografia e que são divididos em manutenção de alta tensão, geralmente executados com linha viva, no período diurno e manutenção de baixa tensão, executada por equipe de linha morta, no período da noite.

As equipes envolvidas e sua supervisão foram treinadas a respeito do como proceder com o relatório da termovisão, bem como os aspectos de substituição dos componentes.

Este critério do direcionamento dos trabalhos com equipes fixas mantém uma linha padrão entre o que se propõe e o que se executa na manutenção, sempre norteado pelo resultado final que é a eliminação do problema.

2.3.5. *Reinspeção*

É a fase final do ciclo do trabalho de termografia, que consiste em voltar ao local inspecionado e manutenido, conferindo os resultados da manutenção. Todos os pontos são verificados novamente, exceto aqueles que por decisão da coordenação da manutenção são irrelevantes e não necessitam da reinspeção. Todos os problemas que tiveram êxito na manutenção são avaliados pelas ações anotadas na planilha e passam a ser referencial para as próximas manutenções. Quanto aos problemas não solucionados, discute-se o procedimento adotado pela equipe que retorna ao local reinspecionado para nova intervenção. Esse processo se mantém assim até que haja a completa solução do problema e o alimentador esteja 100% confiável.

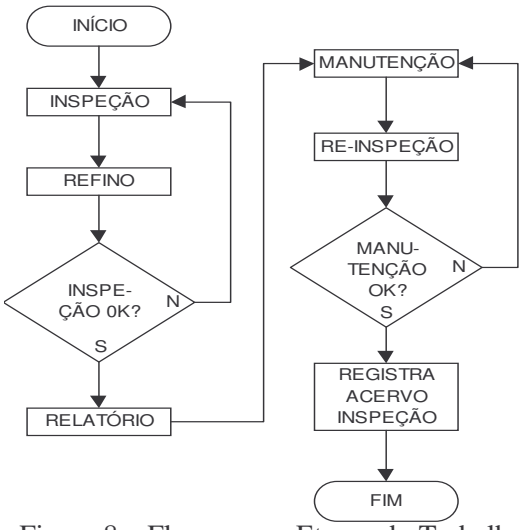

Figura 8 – Fluxograma Etapas do Trabalho

2.3.6. *Resultados Obtidos*

Os resultados a seguir fazem parte de uma amostra destinada à análise crítica do processo e serviu de base para o desenvolvimento deste trabalho, e consiste num universo composto por 78 alimentadores, onde foram detectados 1271 pontos quentes na Alta Tensão – 13,8 kV e 1045 pontos quentes na Baixa Tensão – 220/127 V, sendo que os principais estão estratificados conforme abaixo:

Pontos Quentes	Componente	Percentual
377	**Aperto do parafuso no terminal da chave seccionadora**	**30%**
203	Isolador de Pino	16%
158	Porcelana da Chave Fusível	12%
157	Pára-raios	12%
121	Isolador de Disco ou de Bastão	10%
104	Encaixe de Porta Fusível	8%
82	Estribo e Grampo de Linha Viva	6%
69	Outros	18%

Tabela 2 – Resultados obtidos na Rede de Distribuição de Alta Tensão – 13,8 kV

Pontos Quentes	Componente	Percentual
523	**Conexão de Parafuso com a Rede de Baixa Tensão**	**49,86%**
519	**Conexão nos Bornes do Transformador de Baixa Tensão**	**49,86%**
3	Conexão de Emenda Pré-formada	0,28%

Tabela 3 – Resultados obtidos na Rede de Distribuição de Baixa Tensão – 220/127 V

Cabe ressaltar que tanto para as Redes de Distribuição de Alta como Baixa Tensão, os principais defeitos com 30,00% e 99,72% respectivamente, foram gerados a partir de falha humana, o que determina ações corretivas de baixo custo, pois visa mudança de procedimentos.

As constatações acima provocaram a primeira iniciativa do Departamento de Manutenção no sentido de adotar uma solução ao problema que não se resumisse a simples troca dos componentes, medida comum no método anterior, mas realizando um *workshop* com a participação dos Departamentos de Manutenção e de Projetos e Obras para divulgação dos resultados obtidos, apresentação do acervo de materiais e equipamentos retirados da rede e uma oficina para treinamento de técnicos e eletricistas, próprios e terceirizados, na maneira correta de calibrar uma matriz de compressão, como comprimir uma luva ou terminal, como usar um torquímetro no aperto de parafusos em chaves e terminais.

2.3.7. *Mudanças de Procedimentos*

Conforme mencionado no item acima, a pura substituição dos componentes avariados não trás melhorias duradouras, pois existem algumas falhas de procedimentos e de treinamento dos profissionais executores que necessitam serem trabalhadas para que se possa eliminar de forma permanente todas as falhas.

A partir destas conclusões, surgiram as seguintes propostas:

2.3.7.1. *Terminais de Compressão e Aperto*

Foram realizadas pesquisas nas normas internas da Companhia, no sentido de se conhecer tecnicamente o material aplicado, as recomendações de instalação e montagem, as especificações relativas ao torque nos parafusos dos terminais e a compressão no condutor dos mesmos. De posse destas informações adotou-se o torque com torquímetro nos parafusos e todo o equipamento de compressão de terminais (alicates de compressão hidráulicos e mecânicos), antes da sua utilização, passaram por uma prévia calibragem com um manômetro de medida de compressão. Após a adoção destes métodos, verificou-se pela reinspeção que 100% destas conexões não mais apresentavam variações de temperatura.

2.3.7.2. *Bornes e Conexões de Baixa Tensão*

As primeiras tentativas de manutenção implicaram em apenas troca do componente avariado, exemplo: um conector aquecido – troca do conector. Contudo esta medida não solucionava o problema de forma permanente, com retorno do aquecimento, fato confirmado pela reinspeção, imediatamente após a conclusão da manutenção. A solução adotada foi a substituição completa de todo o conjunto do barramento afetado, compreendendo: substituição dos condutores, conectores e utilização do torquímetro no aperto do terminal do borne de baixa tensão do transformador. Também neste caso, 100% dos pontos reinspecionados foram solucionados. Mesmo parecendo óbvias tais medidas não eram praticadas, mesmo a Companhia oferecendo em seus manuais toda a informação necessária.

2.3.7.3. *Treinamento*

Visto que a principal causa dos defeitos são provocados por ação humana, conforme demonstrado no item 2.3.6, desenvolvemos treinamento para os colaboradores próprios e terceirizados, envolvidos na manutenção e construção de redes de distribuição visando a conscientização na utilização de equipamentos de precisão e calibração. Foi também realizado um *workshop* para apresentação e discussão das conclusões obtidas e a demonstração das novas práticas propostas, bem como a exibição do acervo de materiais recolhidos da rede.

Figura 9 – Treinamento Calibragem de Compressão

2.3.7.4. *Padronização do Processo*

Considerando o sucesso deste trabalho e a sua premiação do VII Seminário Paranaense de Manutenção, promovido pela ABRAMAN em outubro de 2006, em Curitiba - PR, a Superintendência de Engenharia da Distribuição, resolveu dar início ao processo de padronização à nível de Companhia do método de trabalho em pauta, sendo que constituiu equipe especializada nesta atividade, a qual iniciou um inventário das diversas modalidades de desenvolvimento desta atividade dentro da Diretoria de Distribuição da Copel o que culminou na criação de um Grupo de Trabalho, com representantes de todas as superintendências envolvidas, no sentido de consolidar este modelo como o padrão para a Distribuição, buscando padrão de inspeção, manutenção, equipamentos e treinamento dos envolvidos.

2.4. Ganhos

2.4.1. *Aspectos de Tempo de Interrupção*

No período trabalhado, estratificado neste trabalho, de janeiro a setembro de 2006, tivemos 1271 pontos quentes identificados na alta tensão – 13,8 kV, sendo que constatamos que cerca de 31,5% dos pontos quentes **geram pontos quentes críticos**, os quais são classificados como de intervenção urgente. **Nesta amostra trata-se de 400 pontos quentes críticos.**

Após realizada a manutenção destes pontos, a qual foi executada com rede energizada, calculamos uma interrupção evitada nos diversos circuitos envolvidos da ordem de 7%, ou seja uma redução da Duração Equivalente por Consumidor – DEC em todos os consumidores do Setor de Manutenção de Curitiba – SMACTA de 30 minutos.

A Duração Equivalente por Consumidor – DEC leva em conta o tempo médio ponderado que cada cliente fica desligado por ação de uma interrupção. Nesta amostra consideramos a situação mais crítica possível, ou seja, que cada ponto quente crítico provocasse uma interrupção, que normalmente é no tronco ou ponto chave do alimentador, o que provocaria a abertura do religador geral do alimentador na subestação, submetendo todos os clientes deste alimentador à interrupção, levando em conta os tempos de manobra, deslocamento do técnico de manutenção, preparação e deslocamento da turma de manutenção e reparo do defeito.

DEC = (Somatório de Clientes Interrompidos / Somatório de Clientes do SMACTA) x horas interrompidas

2.4.2. *Aspectos Financeiros*

Com base no volume de MWh faturado na área de abrangência do Setor de Manutenção de Curitiba - SMACTA, bem como o valor em reais deste MWh e do tempo onde não houve distribuição de energia por ação das interrupções provocadas pelos defeitos, chegamos ao valor unitário médio que cada ponto crítico manutenido reverte a Companhia, ou seja, R$ 758,00.

Considerando que a amostra, onde observamos os 1271 pontos quentes, corresponde a um universo de 37.057 postes, podemos afirmar que temos **uma talha de falha para pontos quentes de 0,034 defeitos por poste** e uma **taxa de falha de pontos quentes críticos de 0,0113 defeitos por poste**.

Tendo em vista que a capacidade de inspeção anual da equipe é de 72.000 postes, associado este volume de produção à taxa de falha de pontos quentes críticos por poste, concluímos que neste período poderemos ter até 816 falhas críticas potenciais na rede, considerando o custo evitado de cada uma de R$ 758,00, obtemos um valor evitado ao ano de R$ 618.528,00, poupados através da ação preventiva da equipe de manutenção termográfica. Cabe destacar que temos ainda associados às interrupções diversos custos intangíveis, como lucros cessantes dos consumidores e depreciação da imagem da COPEL junto à sociedade, o que multiplica em várias vezes o valor acima apresentado.

De posse do valor evitado de R$ 618.528,00 no ano 1, podemos analisar os ganhos sob os aspectos de **Taxa Interna de Retorno e *Pay-Back*.**

A equipe de inspeção é composta por um veículo jeep Troller, uma câmera termográfica, micro computador, vídeo cassete e dois técnicos de distribuição, o que representa um investimento inicial em equipamentos de R$ 339.000,00 e custos de manutenção do veículo, equipamentos e pessoal de R$ 97.500,00 ao ano. Considerando que a energia e as despesas com custeio sofrerão um aumento médio anual de 5% e que os defeitos na rede, com a sistematização das intervenções, sofrerão uma queda de 20% ao ano, limitado este valor ao piso de 50% do valor inicial considerando que os mesmos estabilizem nesta marca após o quinto ano de inspeções e manutenções sistemáticas, temos que a **Taxa Interna de Retorno é de 160,78% e o Retorno do Investimento – *Pay-Back* se dá em 153 dias.**

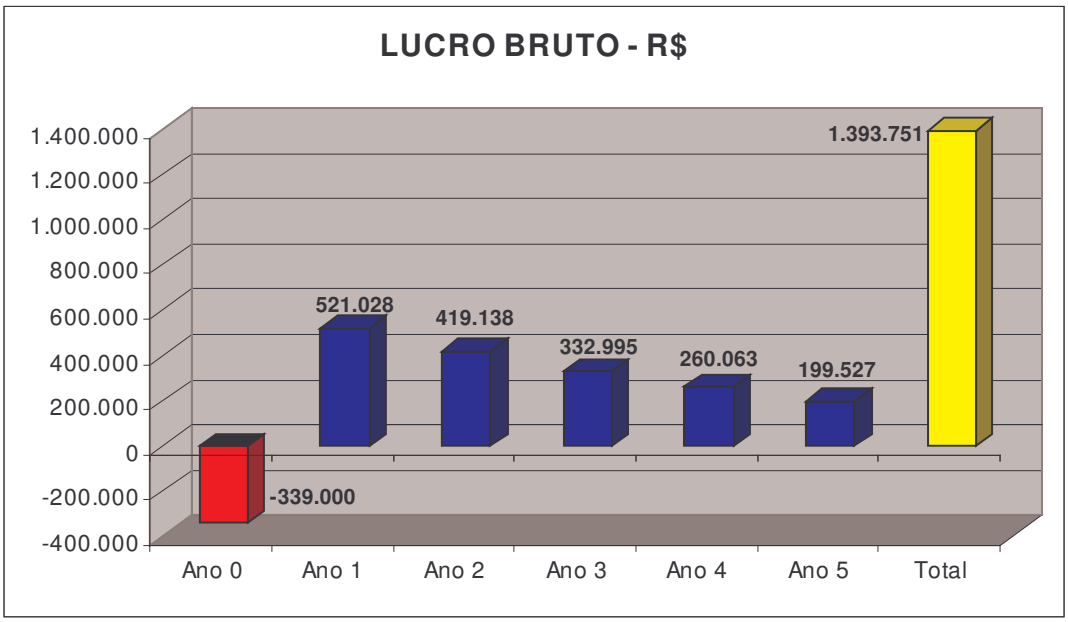

Gráfico 1 – Lucro Bruto

3. CONCLUSÃO

Este trabalho que está sendo desenvolvido pela Companhia Paranaense de Energia está em processo de evolução, visto a reformulação proposta pelo mesmo em relação aos antigos conceitos e práticas.

Os ajustes ao processo serão gradativos, conforme já pudemos constatar com o progresso do mesmo até agora e exigirá comprometimento dos envolvidos para alcançarmos sucesso.

Nossa busca com este processo é atingir uma manutenção não apenas eficiente, mas acima de tudo eficaz, ou seja, não basta apenas reparar os equipamentos rapidamente, mas é preciso mantê-los disponíveis para operação, aumentando a confiabilidade e continuidade do sistema, reduzindo a probabilidade de paralisações no fornecimento de nossos serviços, tão necessários a toda população do Estado do Paraná, rentabilizando ainda mais nossos ativos, rumando a excelência nos procedimentos de manutenção.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

I. **Copel, Companhia Paranaense de Energia**: NTC – Normas Técnicas Copel
Manual Técnico - Materiais de Distribuição - Especificações

II. **Site Internet**: GEOCITIES

5. ANEXOS

Anexo I

SUBESTAÇÃO PILARZINHO

21:12:57 14/03/06

Object parameter	Value
Ambient	21,6°C
Relative humidity	0,66
Label	**Value**
AR01 : max	17,1°C
AR02 : max	135,9°C
AR03 : max	69,9°C
AR04 : max	34,3°C

Su 6627 - alimentador monterey.img

PROCEDER MANUTENÇÃO CONFORME SUGERIDO ABAIXO

SUGESTÃO DE MANUTENÇÃO PARA SU(S) DE SAÍDA DE SUBESTAÇÃO:
1-Verifique se a(s) SU(s) da imagem acima possuem a especificação de 15kV/630A para alimentação em 13.8kV ou 36kV/400A para alimentação em 34,5Kv. O equipamento que estiver fora destes parametros ou apresentar danos em sua estrutura deve ser substituido;
2-Substitua todos os parafusos dos terminais verificando se possuem arruela lisa e arruela de pressão;
3-Substitua todos os terminais de aluminio que apresentam aquecimento;
4-Lixe os terminais da(s) SU(s) e terminais de aluminio até que estejam completamente limpos;
5-Faça o torque dos parafusos com torquimetro, utilizando de 4.7/NxM a 5.6/NxM (NTC 812800/13 - Item 5.2.1) ou aplicar a força indicada, em relevo, na parte superior do parafuso.

IMAGEM	EQUIPAMENTO RETIRADO	FABRICANTE
AR02		
AR03		
AR04		
AR05		

PRIMEIRA MANUTENÇÃO - CAMPO DE PREENCHIMENTO PARA A EQUIPE DE MANUTENÇÃO

EQUIPE DE MANUTENÇAO	
ENCARREGADO DA EQUIPE	
DATA DA MANUTENÇÃO	___/___/_____

PRIMEIRA REISPEÇÃO - CAMPO DE PREENCHIMENTO PARA A EQUIPE DE INSPEÇÃO

O PROBLEMA FOI SOLUCIONADO?	SIM( ) NAO( )
DATA DA REINSPEÇÃO	___/___/_____ IMAGEM:

SEGUNDA MANUTENÇÃO - CAMPO DE PREENCHIMENTO PARA A EQUIPE DE MANUTENÇÃO

EQUIPE DE MANUTENÇAO	
ENCARREGADO DA EQUIPE	
DATA DA MANUTENÇÃO	___/___/_____

SEGUNDA REINSPEÇÃO - CAMPO DE PREENCHIMENTO PARA A EQUIPE DE INSPEÇÃO

O PROBLEMA FOI SOLUCIONADO?	SIM( ) NAO( )
DATA DA REINSPEÇÃO	___/___/_____ IMAGEM: