

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
ESPECIALIZAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

ANDRÉ LUIZ GORCHINSKI

**RELEVÂNCIA DE INSPEÇÕES TERMOGRÁFICAS EM TODOS OS
RAMAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA SOB A ÓTICA
DAS COMPENSAÇÕES DIC FIC E DMIC**

MONOGRAFIA

PONTA GROSSA

2014

ANDRÉ LUIZ GORCHINSKI

**RELEVANCIA DE INSPEÇÕES TERMOGRAFICAS EM TODOS OS
RAMAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA SOB A OTICA
DAS COMPENSAÇÕES DIC FIC E DMIC**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Engenharia de Produção, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná Campus Ponta Grossa.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Trojan

PONTA GROSSA

2014



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CAMPUS PONTA GROSSA
Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação
Curso de Especialização em Engenharia de Produção



TERMO DE APROVAÇÃO

Título da Monografia

RELEVÂNCIA DE INSPEÇÕES TERMOGRÁFICAS EM TODOS OS RAMAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA SOB A ÓTICA DAS COMPENSAÇÕES DIC FIC DMIC

por

André Luiz Gorchinski

Esta monografia foi apresentada no dia 08 de março de 2014 como requisito parcial para a obtenção do título de ESPECIALISTA EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. O candidato foi argüido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Guataçara dos Santos Jr. (UTFPR)

Prof. Dr. Luis Mauricio Martins de Resende (UTFPR)

Prof. Dr. Flávio Trojan (UTFPR)
Orientador

Visto do Coordenador:

Prof. Dr. Luis Mauricio Martins de Resende
Coordenador
UTFPR – Câmpus Ponta Grossa

AGRADECIMENTOS

Certamente estes parágrafos não irão atender a todas as pessoas que fizeram parte dessa importante fase de minha vida. Portanto, desde já peço desculpas àquelas que não estão presentes entre essas palavras, mas elas podem estar certas que fazem parte do meu pensamento e de minha gratidão.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Flávio Trojan, pela sabedoria com que me guiou nesta trajetória.

Aos meus colegas de sala.

A Secretaria do Curso, pela cooperação.

Gostaria de deixar registrado também, o meu reconhecimento à minha família, pois acredito que sem o apoio deles seria muito difícil vencer esse desafio.

Enfim, a todos os que por algum motivo contribuíram para a realização desta pesquisa.

RESUMO

GORCHINSKI, André Luiz. **Relevância de inspeções termográficas em todos os ramais da rede de distribuição de energia sob a ótica das compensações DIC FIC DMIC**, 2014. 59p. Monografia (Especialização em Engenharia de Produção) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa, 2014.

O presente trabalho aborda a gestão da manutenção de redes de distribuição de energia elétrica. Faz uma análise visando o aumento da confiabilidade com a utilização da técnica da termografia, que possibilita a antecipação de falhas no sistema, identificando pontos sobreaquecidos que acabam resultando na avaria e rompimento do componente, por consequência causa interrupção no fornecimento de energia. Neste estudo foram analisados alimentadores de uma localidade do estado do Paraná, relacionando os indicadores DIC, FIC e DMIC com o custo operacional de inspeção para verificar a viabilidade da realização de inspeções termográficas em toda a extensão da rede de distribuição de energia.

Palavras-chave: Gestão da Manutenção. Termografia. Inspeções. Rede de distribuição de energia. DIC FIC DMIC.

ABSTRACT

GORCHINSKI, André Luiz. **Relevance of inspections thermographic all extensions of distribution grid power under the perspective of compensation DIC FIC DMIC** , 2014. 59p. Monografia (Especialização em Engenharia de Produção) - Federal Technological University of Paraná. Ponta Grossa, 2014.

This paper addresses the maintenance management of distribution grid for electricity. Makes a view to increasing reliability through the use of the technique of thermography analysis that enables the anticipation of system failures, identifying overheated points that eventually result in the breakdown and disruption of component therefore will cause an interruption in the power supply. In this study feeders from a location in the state of Paraná were analyzed by relating the DIC, FIC and DMIC with the operating cost of inspection indicators to verify the feasibility of thermographic inspections throughout the extent of the power distribution grid.

Keywords: Maintenance Management. Thermography. Inspections. Power distribution grid. DIC FIC DMIC.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - A relação entre produção e manutenção	19
Figura 2 - Custo anual da manutenção	20
Figura 3 - Síntese evolutiva da manutenção	21
Figura 4 - Fases da manutenção preditiva	25
Figura 5 - Pilares da TPM	26
Figura 6 - Diagrama genérico de um alimentador de distribuição	30
Figura 7 - Estrutura genérica de distribuição de energia	32
Figura 8 - Veículo com termo visor acoplado	33
Figura 9 - Termovisor portátil	33
Figura 10 - Parâmetros temperatura para priorização da manutenção	36
Figura 11 - Diagrama unifilar alimentador Santo André.....	43
Figura 12 - Diagrama unifilar alimentador Atlanta	44
Figura 13 - Diagrama unifilar alimentador Boqueirão	45
Figura 14 - Diagrama unifilar alimentador Pioneiros.....	46
Figura 15 - Consumidor do alimentador Atlanta.....	50
Figura 16 - Diagrama dos consumidores alimentador Santo André.....	51

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1- Compensações em 2013.....	48
Gráfico 2 - Valor médio das compensações	48
Gráfico 3 - Valor médio de compensações por consumidor	49
Gráfico 4 - Causas de interrupções alimentador Atlanta 2013	53
Gráfico 5 - Causas de interrupções alimentador Santo André 2013.....	54
Gráfico 6 - Retorno da realização das inspeções em consumidores relevantes.....	56
Gráfico 7 - Retorno da realização da inspeção em toda a rede.....	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Limites dos indicares.....	42
Tabela 2 - Características dos alimentadores	46
Tabela 3 - Classificação dos consumidores	47
Tabela 4- Consumidores alimentador Santo André.....	51

LISTA DE ABREVIATURAS

BT	Baixa Tensão
COI	Custo Operacional de Inspeção
KM	Quilometro
MT	Média Tensão
MVAR	Mega volte âmper reativo
MW	Mega Watts
RBM	<i>Risk Based Maintenance</i> (Manutenção Baseada no Risco)
RCM	<i>Reliability Centred Maintenance</i> (Manutenção centrada na confiabilidade)
TPM	<i>Total Productive Maintenance</i> (Manutenção Produtiva Total)

LISTA DE SIGLAS

ONS	Operador Nacional do Sistema
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas

LISTA DE ACRÔNIMOS

ABRADEE	Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica
ABRAMAN	Associação Brasileira de Manutenção
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de interrupção por Consumidor
FEC	Frequência Equivalente de interrupção por Consumidor
DIC	Duração de Interrupção individual por Consumidor
FIC	Frequência de Interrupção individual por Consumidor
DCRI	Duração da interrupção individual em dia crítico
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua
MIT	Manual de Instrução Técnica
PIB	Produto Interno Bruto
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1 TEMA.....	14
1.2 PROBLEMA	14
1.3 JUSTIFICATIVA.....	14
2. OBJETIVOS E METODOLOGIA.....	16
2.1 OBJETIVO GERAL.....	16
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	16
2.3 METODOLOGIA.....	16
3. REVISÃO DE LITERATURA	18
3.1 GESTÃO DA MANUTENÇÃO	18
3.2 EVOLUÇÃO DA MANUTENÇÃO	20
3.3 METODOLOGIAS DE MANUTENÇÃO.....	22
4. DESENVOLVIMENTO.....	30
4.1 INSPEÇÃO VISUAL.....	31
4.2 INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA	32
4.3 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA (PRODIST).....	36
4.2 ANÁLISE DE COMPENSAÇÕES.....	41
4.3 ANÁLISE DAS INTERRUPÇÕES SIGNIFICATIVAS.....	50
4.4 CAUSAS PRINCIPAIS DAS INTERRUPÇÕES.....	52
5. RESULTADOS	55
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	58
REFERÊNCIAS	59

1. INTRODUÇÃO

A importância da energia elétrica para o crescimento industrial, social e econômico revela a exigência do mercado consumidor por uma recepção de fornecimento de energia elétrica de boa qualidade.

Uma boa gestão da manutenção em redes de distribuição de energia elétrica reflete no avanço de técnicas que venham a detectar, com antecedência, um provável ponto de falha, proporcionando que evitem desligamentos no sistema. A Inspeção termográfica nas redes de distribuição propicia a manutenção pró ativa no sistema elétrico de potência, aumentando a confiabilidade e conseqüentemente reduzindo interrupções no fornecimento de energia elétrica.

A técnica termográfica galga delinear a imagem térmica através do monitoramento do equipamento para a verificação do seu comportamento. Algumas falhas que ocorrem nos circuitos aéreos de distribuição possuem características básicas de elevação anormal de temperatura de trabalho provocada pelo aumento da resistência de contato, esse fenômeno possibilita a utilização na inspeção do equipamento de termografia que realiza com precisão o apontamento dos pontos sobreaquecidos, quantificando esse aumento irregular de temperatura. Este mau contato elétrico produz um aquecimento que pode ser rápido ou lento, mas sempre progressivo, até a degradação total do componente ou rompimento da conexão, ocasionando a interrupção de fornecimento.

A evolução dos sistemas de distribuição, com o crescimento e sofisticação das cargas instaladas, fez com que as concessionárias de energia elétrica adequassem suas estruturas para manter seu desempenho compatível com as necessidades crescentes dos consumidores, no mínimo, alcançando os padrões estabelecidos pelas portarias da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), agência que regulamenta o fornecimento de energia elétrica no Brasil. A concessionária de energia que excede os valores limites para os índices regulados, arca com ressarcimentos aos consumidores e multas a agência reguladora quando tratar-se de índices equivalentes.

Para atender as exigências do órgão regulador e manter a satisfação do cliente, é necessário que as concessionárias de energia elétrica mantenham sempre em dia a manutenção das redes de energia, antecipando possíveis defeitos a um baixo custo de manutenção.

1.1 TEMA

Gestão da manutenção em redes de distribuição de energia elétrica, por meio da inspeção termográfica nas redes de distribuição possibilitando um aumento da confiabilidade e logo reduzindo interrupções no fornecimento de energia elétrica.

1.2 PROBLEMA

Observa-se que as alterações térmicas nos circuitos não aferidos podem gerar interrupções no abastecimento, assim acarretando dano ao consumidor final e perdas financeiras ao fornecedor. Posto assim, nos circuitos não inspecionados há alterações térmicas que não são mensuradas, assim gerando custos altos com manutenções corretivas e emergenciais.

A rede de distribuição de energia elétrica é bastante ampla, pois estende-se por zonas urbanas com grande fluxo de pessoas e também por zonas rurais de difícil acesso com terrenos íngremes, brejos, plantações e áreas de mata fechada. Para manter a confiabilidade do sistema são realizadas inspeções na rede de distribuição. A partir desta pressupõe-se: As inspeções termográficas são viáveis em todos os ramais da rede de distribuição de energia?

1.3 JUSTIFICATIVA

Sabe-se que o custo de manutenções preventivas são em media três vezes menor comparado a corretiva. Posto que em circuitos de energia a inspeção termográfica é a ferramenta que possibilita a antecipação de possíveis defeitos.

Também justifica-se a implementação da termografia nas redes elétricas de distribuição pelo benefício adquirido em longo prazo com maior durabilidade dos circuitos

alimentadores, maior disponibilidade de energia elétrica aos usuários e redução de custos com manutenção corretiva.

2. OBJETIVOS E METODOLOGIA

2.1 OBJETIVO GERAL

Verificar a viabilidade das inspeções termográficas em todos os ramais da rede de distribuição visando a redução das compensações pagas pela concessionária de energia.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Realizar um estudo bibliográfico no contexto de gestão da manutenção e as principais metodologias utilizadas atualmente.

Relacionar o custo das inspeções visuais e termográficas com o índice de confiabilidade.

Propor um procedimento de inspeções termográficas visando à melhoria da confiabilidade dos ativos ao menor custo possível.

Levantar os custos e o investimento para realizar inspeções termográficas em toda a rede de distribuição de energia

2.3 METODOLOGIA

Este trabalho pretende analisar a relação custo e confiabilidade para aplicação de inspeções termográficas em toda a rede de distribuição. A pesquisa enquadra-se como sendo uma pesquisa bibliográfica, descritiva e de corte transversal . Essa análise foi alicerçada nas seguintes premissas: a) As inspeções termográficas são viáveis apenas nos tronco de alimentadores, nos ramais de grande importância, ramais de difícil acesso e sem grande relevância as inspeções são apenas visuais. b) As inspeções termográficas são viáveis nos troncos de alimentadores, ramais de grande importância e ramais de fácil acesso, ramais de difícil acesso as inspeções são apenas visuais. c) As inspeções termográficas devem ser feitas

em toda rede de distribuição, inclusive ramais rurais de difícil acesso, assegurando um alto índice de confiabilidade.

Com o objetivo de corroborar essa hipótese torna-se necessário compreender os domínios envolvidos. Na fundamentação teórica serão abordados os domínios de gestão da manutenção, a evolução da manutenção e as metodologias de manutenção. A análise metodológica do tema será através do histórico de dados, dos alimentadores da subestação de da cidade de Carambeí, composto de inspeções termográficas, inspeções visuais, índice de confiabilidade e manutenções corretivas reativas. A análise e discussão dos resultados compararão os dados obtidos de forma sistemática.

3. REVISÃO DE LITERATURA

O presente trabalho insere-se no contexto de Gestão de Manutenção, a abordagem, sobre o tema relacionado, abrangem suas definições, a evolução da manutenção e as principais metodologias utilizadas nos dias atuais.

3.1 GESTÃO DA MANUTENÇÃO

Existem várias abordagens sobre o tema gestão da manutenção, todas trazendo resultados positivos na área industrial, os argumentos são variados com diversos enfoques: confiabilidade do sistema, qualidade, lucros, segurança e meio ambiente.

Para melhor compreensão busca-se a definição de manutenção:

Conforme apresentada por Giacomet (2001 apud ALKAIM, 2003, p. 32):

“Manutenção é toda ação realizada em um equipamento, conjunto de peças, componentes, dispositivos, circuito ou estrutura que se esteja controlando, mantendo ou restaurando, a fim de que o mesmo permaneça em operação ou retorne a função requerida, ou seja, o conjunto de condições de funcionamento para o qual o equipamento foi projetado, fabricado ou instalado. O equipamento deve desempenhar sua função requerida com segurança e eficiência, considerando as condições operativas, econômicas e ambientais”.

Para a ABNT NBR 5462 (1994): “Combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida”.

Para Dunn (2002 apud ALKAIM, 2003, p. 33):

“Manutenção – qualquer atividade executada num ativo de modo a assegurar que o mesmo continue a desempenhar sua função requerida ou para reparar o equipamento. Chama-se atenção que modificações não são manutenção, apesar delas poderem se executadas pelo pessoal de manutenção”.

Uma das melhores concepções de manutenção é apresentada por Gits nessa proposição (1992 apud ALKAIM, 2003):

O processo primário numa organização industrial é a produção no qual a sua entrada primária (material, energia, potência humana) é transformada na saída da produção primária (o produto desejado). Este processo de transformação se utiliza de um sistema técnico.

Um sistema técnico é uma coleção de elementos físicos que preenchem uma função específica. O estado do sistema técnico é a habilidade física considerada relevante para preenchimento de sua função. Este estado pode ser alterado por causas externas, envelhecimento e uso, que conduz inevitavelmente a uma saída de produção secundária, a demanda da manutenção.

Manutenção é o total de atividades requeridas para manter os sistemas, ou restaurá-los ao estado necessário para executar a função de produção.

A relação da produção e manutenção de Gits é apresentada na Figura 1.

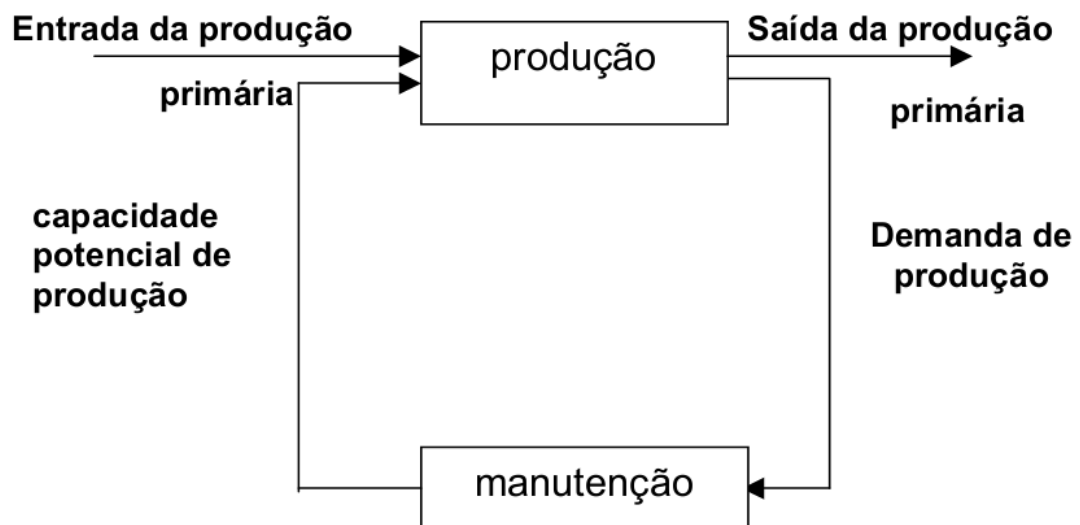


Figura 1 - A relação entre produção e manutenção
Fonte: Alkaim (2003).

Percebe-se pelas definições citadas que há grande predominância de expressões como: manter, restabelecer, conservar restaurar e preservar, um ativo físico do sistema. É evidente o papel que a manutenção exerce na eficiência e eficácia dos sistemas técnicos.

Segundo a Associação brasileira de manutenção (ABRAMAN), em seu último levantamento estatístico, revela o custo anual da manutenção com base no produto interno bruto (PIB), onde se extrai o percentual do custo total de manutenção pelo faturamento bruto, que pode se visto na Figura 2.

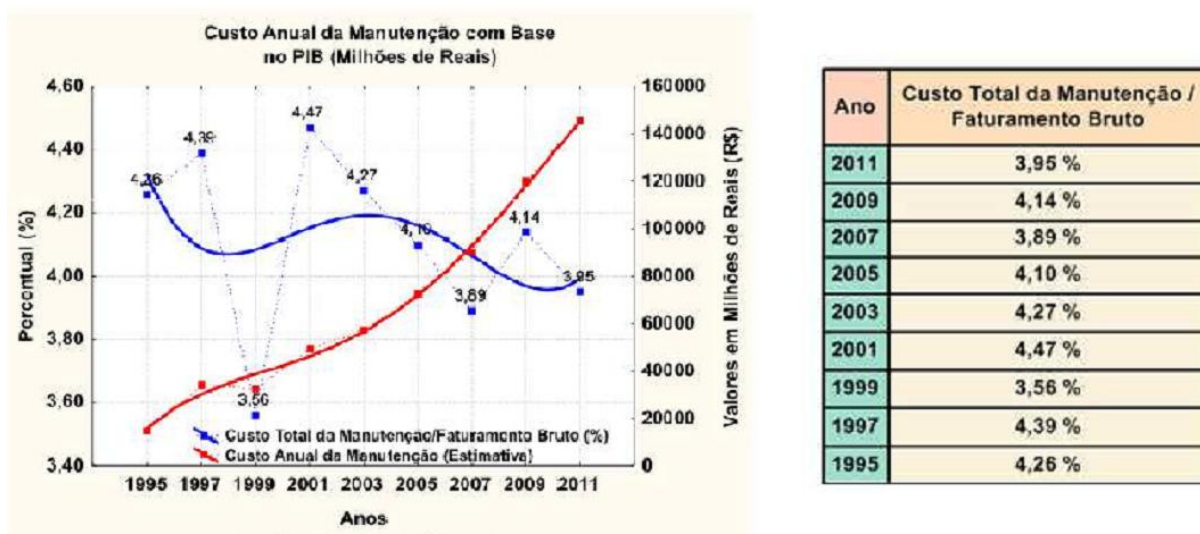


Figura 2 - Custo anual da manutenção
Fonte: ABRAMAN (2011).

Verifica-se que em 2011, o percentual do custo com manutenção foi 3,95% do faturamento bruto. Ressalta-se que é um percentual baixo perto dos transtornos que podem ocorrer devido a uma má gestão da manutenção. O que demonstra a existência de uma atenção em especial do setor de manutenção para uma maior eficiência e eficácia do processo.

3.2 EVOLUÇÃO DA MANUTENÇÃO

A evolução da manutenção acompanhou o desenvolvimento da indústria e meios de produção. Como definem alguns autores, percebe-se três gerações distintas da manutenção. A Figura 3 expõe cronologicamente os fatos das três gerações.

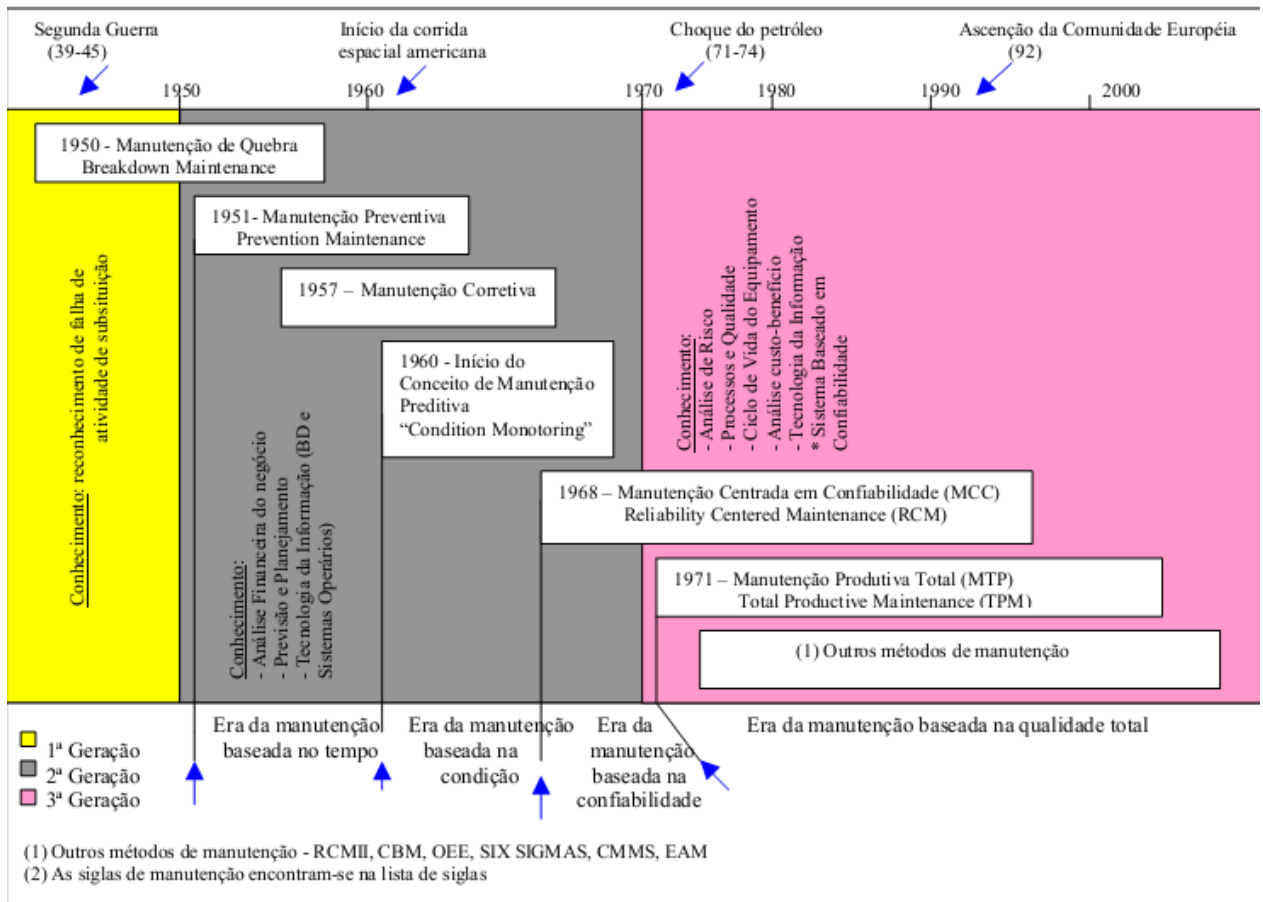


Figura 3 - Síntese evolutiva da manutenção
 Fonte: Alkain, 2003.

3.2.1 Primeira Geração

Abrange o período até o final da segunda guerra mundial, as indústrias eram pouco mecanizadas, nesse período, basicamente, as atividades de manutenção era o conserto após avaria, caracterizando apenas a manutenção corretiva reativa.

3.2.2 Segunda geração

Compreende a década de 50 e 60. O foco das indústrias era a maior disponibilidade maquinaria, maior vida útil dos equipamentos e menores custos. Começam-se manutenções preventivas sistemáticas com revisões gerais programadas, sistemas de planejamento e controle de trabalho. A concepção de falha era alicerçada na curva da banheira. Na

manutenção corretiva foi incorporado o conceito de melhorias. A segunda geração deu início aos conceitos de manutenção preditiva e manutenção centrada na confiabilidade.

3.2.3 Terceira geração

Começa na década de 70 até os dias atuais, a terceira geração é caracterizada pela maior disponibilidade da maquinaria, maior segurança, melhora na qualidade dos produtos, ausência de danos ao meio ambiente, maior vida útil dos equipamentos e o custo eficaz.

Houve a evolução das técnicas de gerenciamento com o monitoramento das condições, projetos visando a confiabilidade e facilidade de manutenção, estudo sobre riscos, sistemas especialistas com modos de falha e análise dos defeitos.

Surgimento da Manutenção Produtiva Total (TPM). As novas pesquisas revelaram seis padrões de falha, com mais 5 curvas além da curva da banheira. Crescimento de estudos e novos conceitos na área de manutenção com novas ferramentas de suporte a decisão e novas técnicas de manutenção.

Contudo, uma característica marcante da evolução da manutenção, no final do século vinte, foi à dependência, para a saúde física e financeira das organizações, da conservação e integridade continuada de seus ativos, tanto física quanto funcional. Evolui-se do velho paradigma da manutenção, que objetivava otimizar a disponibilidade da planta ao menor custo, para o novo paradigma que absorve também a integridade ambiental, eficiência energética e qualidade do produto (ALKAIM, 2003).

3.3 METODOLOGIAS DE MANUTENÇÃO

É evidente que as modelos de manutenção dependem da atividade da empresa, de sua dimensão, da tecnologia e dos equipamentos que afetam o processo. Existem alguns modelos globais que relacionam a manutenção com outros setores da empresa, dando uma visão geral da gestão de manutenção. Outros modelos são mais específicos com ferramentas e técnicas de manutenção.

3.3.1 Manutenção corretiva

Trata-se de uma política de manutenção curativa, efetuada após a ocorrência de uma pane, destinada a recolocar um item em condições de executar uma função requerida. A pane é o estado de um item caracterizado pela incapacidade de desempenhar uma função requerida (ABNT NBR 5462, 1994).

São inúmeros os inconvenientes da manutenção corretiva que resultam em duas consequências principais:

- O custo de manutenção aumenta fortemente a medida que os equipamentos vão envelhecendo.
- As quebras não previstas acarretam uma parada inesperada, resultando em grandes prejuízos devidos as perdas de produção.

A estratégia de manutenção corretiva engrandece o custo de manutenção tendo em vista a necessidade de peças de reposição, trabalhos extras da equipe da manutenção, elevado tempo de paralisação do equipamento e baixa disponibilidade da produção. Almeida (2005 apud SOUZA, 2008) indica que uma ação executada de modo corretivo reativo terá em média um custo três vezes maior que quando executado de modo programado ou preventivo.

A manutenção pode ser dividida em duas categorias: reativa e proativa. A reativa esta pautada na reparação ou reconstrução de um equipamento ou máquina; a proativa pauta-se no conceito de prevenção, de modo que sua evolução vem impetrando a ideia de preditiva (FARIA, 2009).

3.3.2 Manutenção preventiva

Manutenção efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item (ABNT NBR 5462, 1994). Nesse tipo de manutenção há aplicação de critérios estatísticos, recomendações dos manuais do fabricante e os conhecimentos práticos sobre o equipamento para estabelecer um cronograma de inspeções e intervenções.

A principal vantagem da preventiva se traduz pelo gerenciamento adequado da produção, pois as intervenções são feitas em paradas pré-determinadas. Porém o uso de

métodos estatísticos como indicadores de tempo médio entre falhas pode ocasionar um reparo dispensável ou uma pane desastrosa. Dependendo das condições operacionais do equipamento a manutenção pode ser totalmente desnecessária, desperdiçado material e mão de obra, ou pode haver a pane em um intervalo menor que o presumido no cronograma, resultando em uma ação corretiva de alto custo (SOUZA, 2008)

3.3.3 Preditiva

A manutenção preditiva permite garantir uma qualidade de serviço desejada, com base na aplicação sistemática de técnicas de análise, utilizando-se de meios de supervisão centralizados ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva. (ABNT NBR 5462, 1994).

A técnica preditiva utiliza o monitoramento condicional do equipamento para manteni-lo, ou seja, as intervenções estão condicionadas aos parâmetros de degradação do equipamento. Por essa razão é conhecida também como manutenção condicional.

Segundo Almeida (2008), “a manutenção preditiva é uma filosofia ou atitude que usa a condição operacional real do equipamento e sistemas da planta industrial para otimizar a operação total da planta industrial”.

Na manutenção preditiva é feita a medição dos parâmetros de controle, a evolução acelerada desses valores indica a degradação normal de algum componente do equipamento, como mostra a Figura 4.

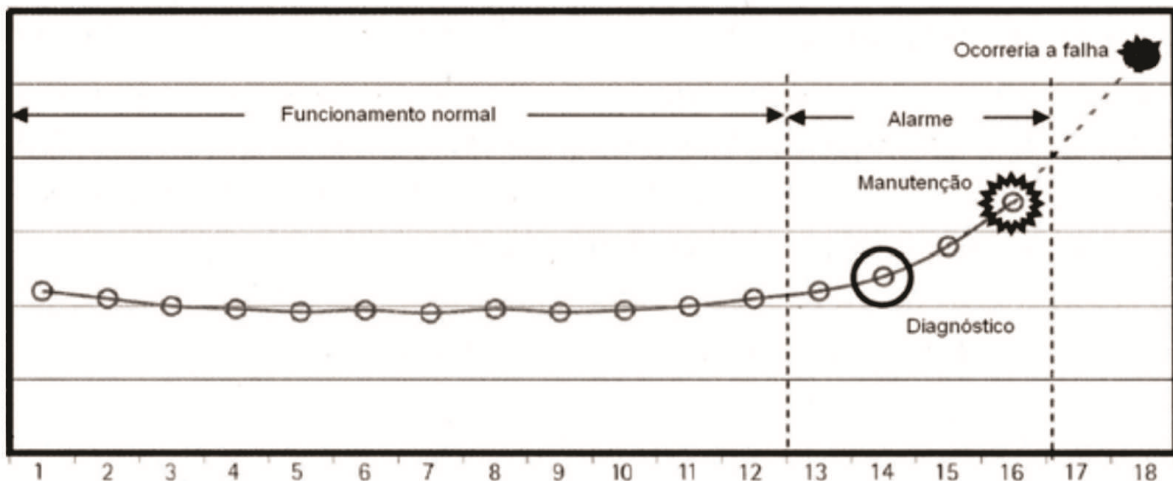


Figura 4 - Fases da manutenção preditiva
Fonte: Adaptado de Souza (2008).

Quando há a detecção da falha é feito o diagnóstico do defeito e o prognóstico do período de alarme, para programar a intervenção no equipamento para a manutenção. Com o prognóstico pode-se prever quando acontecerá a quebra propriamente dita.

3.3.4 TPM – *Total Productive Maintenance* (Manutenção Produtiva Total)

A TPM nasceu no Japão a no início da década de 70, na empresa Nippon Denso do grupo Toyota. A TPM busca a maximização da eficiência das máquinas com o envolvimento de todos em todos os níveis. Objetiva: zero paradas não programadas; zero defeitos causados pelo equipamento; zero perdas de velocidade no equipamento.

O modelo da TPM procura reduzir custos através da condução de uma manutenção preventiva lucrativa. Integra técnicas de manutenção corretiva, de manutenção preventiva sistemática e condicionada, pelo meio de diagnóstico precoce de avarias (GASPAR, 2003, p. 67). Nesse modelo é fundamental o envolvimento dos operadores, estando diariamente com as máquinas, são eles que conhecem o estado funcional da máquina, portanto os operadores que assumem medidas preventivas como inspeção diária, lubrificação e limpeza.

Para a TPM atingir a eficiência total do sistema de produção, deve haver a eliminação total das perdas que a prejudicam. Na metodologia seis grandes perdas são definidas: perdas por quebra; perdas por demora na troca de ferramentas e regulagem; perdas por operação em vazio (espera); perdas por redução da velocidade em relação ao padrão normal; perdas por defeitos de produção e perdas por queda de rendimento (SOUZA, 2008, p. 37).

Para eliminação dessas seis perdas, a TPM implementa oito pilares de sustentação do desenvolvimento da TPM como pode ser visto na Figura 5.

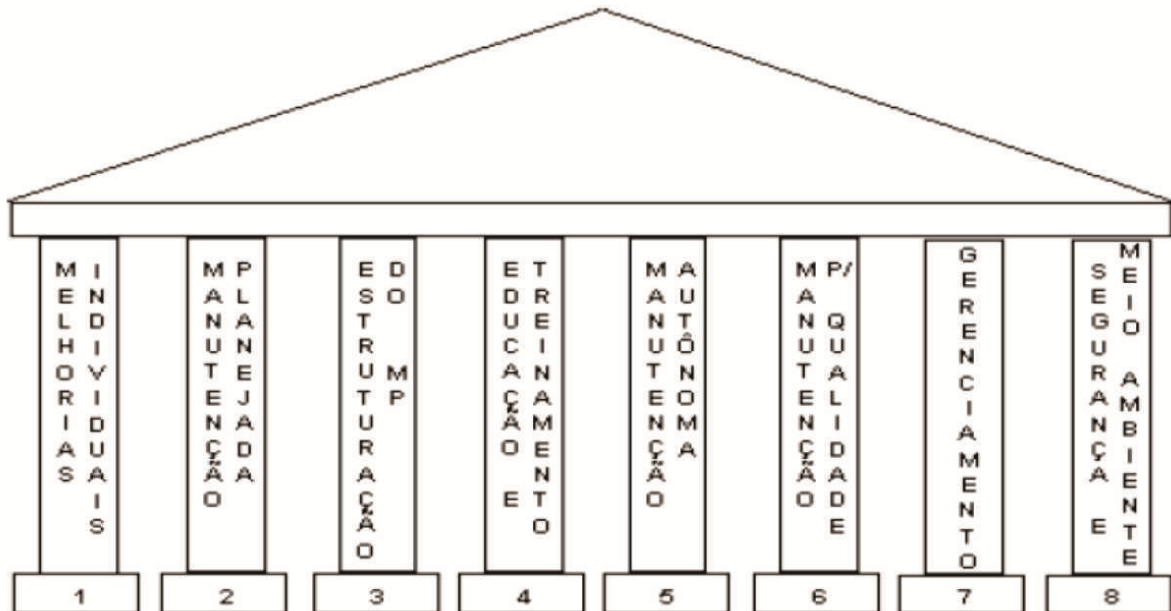


Figura 5 - Pilares da TPM
Fonte: Adaptado de Souza (2008).

3.3.5 Modelo RBM – *Risk Based Maintenance* (Manutenção Baseada no Risco)

A manutenção baseada no risco é uma política de manutenção centrada na busca da redução do risco global do equipamento produtivo. É um método quantitativo no qual valor do risco é usado para priorizar as inspeções e tarefas de manutenção. A implementação da RBM visa reduzir a probabilidade de uma falha inesperada que resultaria em um acidente, humano ou ambiental (STARR, 2003 apud SOUZA, 2008, p. 38).

Essa metodologia permite reunir os esforços da manutenção nas áreas onde o risco é elevado ou moderado, e em áreas de baixo risco reduzir os esforços da manutenção, portanto minimizando o escopo de trabalho e os custos de manutenção de forma estruturada e justificada (SOUZA, 2008, p. 38).

3.3.6 Modelo RCM – *Reliability Centred Maintenance* (Manutenção centrada na confiabilidade)

A RCM foi desenvolvida na indústria aeronáutica a partir da década de 60. Considera antes a segurança e o impacto ambiental e depois o impacto operacional, todos os esforços são empreendidos para minimizar todos os perigos, ambientais e de segurança, relacionados a equipamentos. Nesse modelo todos os tipos de manutenção têm valor, onde regras determinam qual é mais apropriado perante cada situação. O Foco principal da RCM esta em atividades de grande impacto na performance da empresa, a manutenção condicionada proporciona um aproveitamento da vida útil dos componentes em quase sua totalidade (GASPAR, 2003, p. 69).

Souza (2008, p. 38) apontada a RCM como uma metodologia de manutenção que tem como principal objetivo “a preservação das funções desempenhadas pelos sistemas e processos industriais de modo a garantir a confiabilidade e a segurança operacional dos equipamentos e da instalação ao menor custo”.

A RCM destaca-se entre as demais metodologias, encontrando grande aceitação no setor elétrico em função dos seus requisitos de confiabilidade. Diferente do que almeja a TPM, pois o enfoque da manutenção nos sistemas de potência não é aumentar a eficiência da produção. E é mais do que realizar uma avaliação sistemática dos riscos de falhas, como defende a RBM, é necessário avaliar sistematicamente os modos, os efeitos e a criticidade das falhas orientando as atividades de manutenção para a maximização da disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos (SOUZA, 2008, p. 38).

3.3.7 Inspeções termográficas

A termografia infravermelha é a ciência de aquisição e análise de informações térmicas, a partir de dispositivos de obtenção de imagens térmicas sem contato (ITC, 2007). Pode ser considerada como uma ferramenta para a manutenção, possibilita o monitoramento térmico do sistema analisado. Enquadra-se em diversas metodologias de manutenção como a preditiva e a RCM.

O Infravermelho é uma frequência eletromagnética naturalmente emitida por qualquer corpo com intensidade proporcional a sua Temperatura (ENGELETRICA, 2013).

Há três fatores extremamente relevantes que tornam a termografia útil na gestão de manutenção, mais especificamente na manutenção preditiva, são eles:

- Não necessita de contato – Utiliza sensor remoto mantendo o usuário longe do perigo, outrossim não afeta ou interfere o alvo de forma alguma;
- Tem duas dimensões – Pode medir a temperatura em dois pontos ou em uma centena de pontos na mesma imagem, comparando-as;
- É realizada em tempo real – Permite capturar mudanças rápidas nos padrões térmicos, sem alterar as formas que esses padrões mudam.

As inspeções termográficas possuem tanto caráter qualitativo quanto quantitativo. A análise qualitativa revela, dentro de padrões térmicos, a existência, localização e posição de anomalias térmicas. Já a análise quantitativa utiliza a medição de temperaturas como critério para determinar a seriedade de uma anomalia, estabelecendo prioridades para uma manutenção sobre condição (ITC, 2007).

Algumas falhas que ocorrem nos circuitos aéreos de distribuição possuem características básicas de elevação anormal de temperatura de trabalho provocada pelo aumento da resistência de contato, esse fenômeno possibilita a utilização na inspeção do equipamento de termografia que realiza com precisão o apontamento dos pontos sobreaquecidos, quantificando esse aumento irregular de temperatura. Este mau contato elétrico produz um aquecimento que pode ser rápido ou lento, mas sempre progressivo, até a degradação total do componente ou rompimento da conexão, ocasionando a interrupção de fornecimento.

Para Oliveira e Yokota (1985) a inspeções para detecção de pontos quentes podem ter caráter corretivo quanto à qualidade de energia fornecida, assim como preventivo quanto à continuidade de fornecimento, visto poderem acusar, antecipadamente, possíveis pontos de falhas do sistema.

Nas redes de distribuição de energia a utilização de câmeras termográficas possibilita a detecção de deficiências em isoladores, conexões, emendas, derivações, conexões de chaves fusíveis, facas, transformadores, para-raios, etc., sendo imperceptíveis aos métodos convencionais de inspeção e permite a correção em tempo hábil dos equipamentos sobre aquecidos antes que provoquem interrupções no fornecimento ou causem acidentes devidos ao rompimento de condutores sobre pessoas, residências, automóveis, etc.

É importante ressaltar que a termografia é realizada com os equipamentos e sistemas em pleno funcionamento, de preferência nos períodos de maior demanda, quando os pontos deficientes tornam-se mais evidentes, possibilitando a formação do perfil térmico dos

equipamentos e componentes nas condições normais de funcionamento no momento da inspeção.

4. DESENVOLVIMENTO

A pesquisa foi realizada em uma concessionária de distribuição de energia do estado do Paraná. Apurando os métodos de inspeções visuais e inspeções termográficas, a legislação que regulamenta os índices de confiabilidade no sistema, as indenizações pagas por violar índices regulados e a relação do custo operacional das inspeções termográficas com as indenizações pagas.

Segundo Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) o sistema de distribuição de energia é aquele que se confunde com a própria topografia das cidades, ramificado-se ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão aos consumidores finais da energia elétrica.

A rede de distribuição de energia é composta por circuitos alimentadores de média tensão (MT), esses basicamente começam na subestação e se estendem por uma rede principal, chamada de tronco do alimentador, até chegar às chaves fusíveis que dão origem aos ramais de distribuição, que por sua vez levam a energia até os transformadores e destes a energia vai pra os consumidores em circuitos de baixa tensão (BT). A Figura 6 mostra o diagrama genérico da MT de um alimentador.

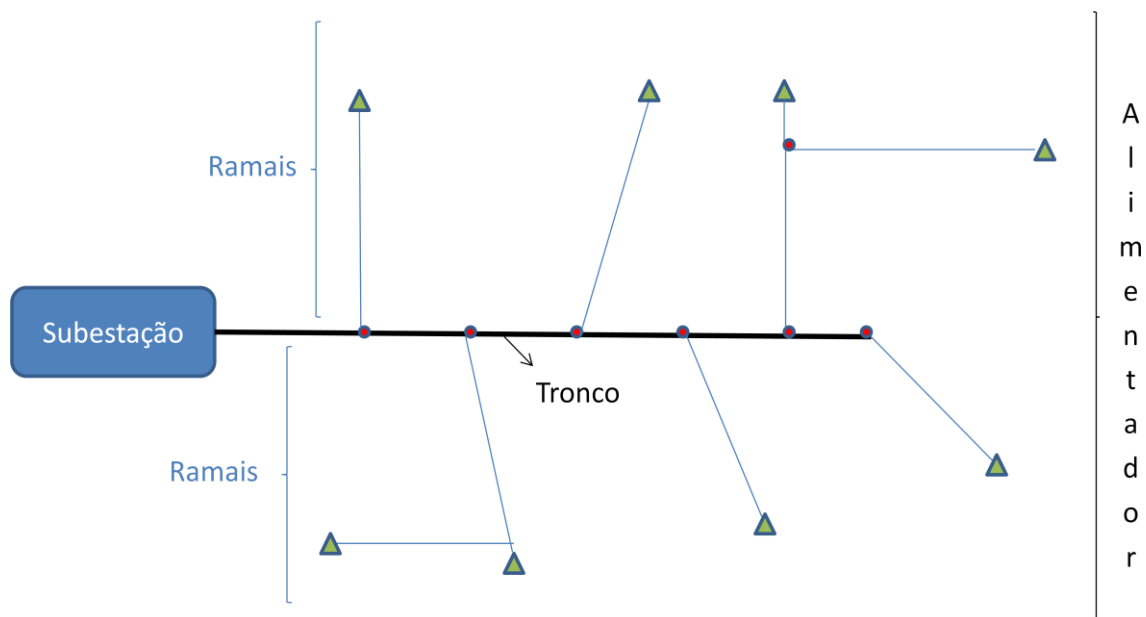


Figura 6 - Diagrama genérico de um alimentador de distribuição
Fonte: Desenvolvido pelo autor.

4.1 INSPEÇÃO VISUAL

A atividade de inspeção visual é vital no contexto de manutenção das redes aéreas, subterrâneas e de linhas de distribuição, por tornar possível o planejamento estratégico das necessidades, prioridades e melhoria das atividades de manutenção.

As inspeções visuais visam o levantamento e o registro das condições anormais das instalações, possibilitando a localização e a identificação das anomalias que influenciam na qualidade do fornecimento de energia e na própria integridade das instalações. Sua realização de forma precisa e detalhada permite a execução dos trabalhos de manutenção de modo mais eficaz.

Conforme o Manual de Instrução Técnica (MIT) da concessionária de distribuição de energia a inspeção visual pode ser classificada como:

- Inspeção Visual de Emergência - Inspeção realizada logo após a ocorrência de desligamentos, principalmente para possibilitar a identificação do trecho da rede de distribuição que necessita de manutenção.
- Inspeção Visual Programada - Inspeção realizada em intervalos regulares de tempo com a rede energizada, obedecendo ao cronograma estabelecido pelo setor de manutenção.

A inspeção começa pelo local da estrutura, logo após observa-se, no sentido ascendente, o poste, verificando a cruzeta, isoladores, ferragens, conexões, amarrações e demais acessórios instalados. A partir da cruzeta deve-se verificar o estado e nivelamento dos condutores, e as condições da faixa de servidão. Nos trechos de circuitos múltiplos, aqueles que possuem mais de um nível de cruzeta, a inspeção nos circuitos deve ser realizada de modo simultâneo. A Figura 7 ilustra a uma estrutura típica de distribuição de energia.

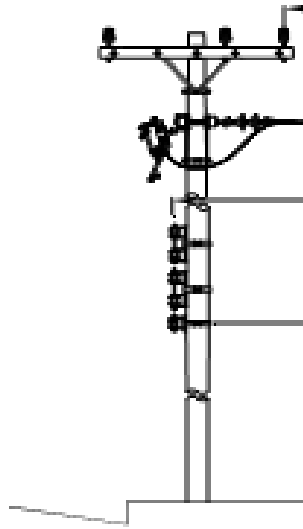


Figura 7 - Estrutura genérica de distribuição de energia
Fonte: Desenvolvido pelo autor.

4.2 INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA

Em uma concessionária de energia elétrica, a inspeção termográfica é uma técnica de inspeção que permite a medição de temperatura a partir da intensidade de radiação infravermelha emitida pelos corpos. Dentre os pontos importantes e benefícios deste tipo de inspeção destacam-se:

- A identificação de elementos da rede que apresentam anomalias térmicas;
- A otimização e eficiência da inspeção e manutenção;
- O aumento da confiabilidade do sistema devido a detecção de anomalias antes da ocorrência de interrupções no fornecimento de energia.

O equipamento utilizado para as inspeções termográficas é denominado Termovisor, dotado de um sistema com mapeamento infravermelho e recursos para análise, medição e registro de imagem térmica. Diferente das câmeras de vídeo, a câmera infravermelha capta e reproduz a imagem térmica utilizando os vários níveis de irradiação de calor emitido naturalmente pelos corpos. Através de recursos semelhantes ao brilho e contraste das câmeras comuns, pode-se amplificar e isolar os pontos mais significativos da imagem que servirão de indicativo de anomalia, separar, armazenar e efetuar análise através de um software

específico. A Figura 8 mostra o veículo utilizado para inspeção com o termo visor acoplado e a Figura 9 mostra um termovisor portátil modelo TI 384 da empresa ULIR.



Figura 8 - Veículo com termo visor acoplado
Fonte: Copel (2013).



Figura 9 - Termovisor portátil
Fonte: Copel (2013)

A análise dos parâmetros é feita através de um computador portátil, utilizado para a realização de inspeção termográfica. O computador portátil é responsável pela ordem de comando ao termovisor fixo, instalado lado externo do veículo, possibilitando o monitoramento das imagens de inspeções em tempo real e em movimento. A compilação das imagens termográficas obtidas, pelos termovisores fixos e portáteis, durante a inspeção e a edição do relatório, é o produto final da inspeção termográfica encaminhado às equipes de manutenção preventiva. Observa-se que nas inspeções onde se detectar falhas funcionais o processamento deste relatório deve ser realizado de imediato.

As inspeções termográficas podem ser de dois modos:

- Inspeção termográfica por varredura: inspeção realizada ao longo de um trecho de rede (alimentador, subestação, transmissão) utilizando-se o sistema de varredura com o veículo em movimento, e é utilizada na localização de anomalias potenciais (aspecto qualitativo) para depois fazer a identificação (aspecto quantitativo). Este tipo de inspeção apresenta alto ganho de produtividade.
- Inspeção termográfica por monitoramento contínuo: a inspeção termográfica por monitoramento contínuo é realizada quando se deseja acompanhar a evolução de uma anomalia potencial, também em ocasiões que exigem maior atenção devido a criticidade ou particularidade e após a execução da manutenção para garantir que a anomalia potencial foi sanada, chamada “reinspeção termográfica”.

As inspeções termográficas podem ser classificadas como:

- Inspeção termográfica programada: a definição dos alimentadores e subestações segue o contido nas normas de elaboração de cronogramas anuais de inspeção e manutenção, de acordo com o MIT 160902 (Planejamento, Programa Anual, Supervisão e Controle da Manutenção). A elaboração do Cronograma Anual de Inspeção e Manutenção é executada em conjunto entre as áreas de acompanhamento e gestão da manutenção.
- Inspeção termográfica de urgência: é direcionada pela Divisão de Acompanhamento da Manutenção e pela solicitação das áreas, decorrente das situações críticas de determinados alimentadores que apresentam sucessivos desligamentos, Falhas momentâneas (FM) ou oscilações frequentes, sem causas perceptíveis na inspeção visual.
- Inspeção termográfica especial: é a inspeção realizada em obras e/ou novas instalações energizadas com caráter de comissionamento.
- Reinspeção termográfica: é a inspeção realizada, após a execução da manutenção preventiva corretiva, para verificação da eficiência dos procedimentos aplicados. A reinspeção possui caráter contínuo até a eliminação da anomalia potencial.

A rede de distribuição de energia pode ser dividida em redes de baixa tensão (BT), redes rurais e redes urbanas. Nas redes de baixa tensão, a inspeção nos circuitos é feita até o ponto de entrega da unidade consumidora, quando houver solicitação da área de reclamações quanto à oscilação dos níveis de tensão. Nas redes rurais, a inspeção é realizada apenas nos troncos de alguns alimentadores com acesso ao veículo. Nas redes urbanas a inspeção é realizada em toda a extensão do alimentador.

Para verificar se um componente está termicamente aquecido é necessária uma temperatura de referência. Essa temperatura é obtida em um corpo aparentemente normal, de mesma característica física, avaliado pela sua estabilidade térmica.

A variação de temperatura, ou seja, a diferença de temperaturas entre o corpo aparentemente normal com o que apresenta anomalia potencial serve como parâmetro. Onde imprescindível que os corpos observados sejam de mesma característica e composição.

A Figura 10 expõe os parâmetros de variação da temperatura dos componentes para classificação da anomalia e priorização da manutenção. Os valores determinados são válidos para temperaturas obtidas após análise pelo software de estimativa de temperatura ou da realização de inspeção por monitoração por um período contínuo não inferior a 48 horas. Esta monitoração é necessária para possibilitar a verificação das curvas de temperatura máxima e mínima em função da corrente e tensão nominal do alimentador em seus momentos máximos.

VARIAÇÃO DE TEMPERATURA DOS COMPONENTES DE REDE			
DISPOSITIVO	PROGRAMADA ΔT	PRIORITÁRIA ΔT	URGENTE ΔT
Para-raio	–	0,1 à 3 °C	> 3,1 °C
Isolador de Pino	0,1 à 2 °C	2,1 à 4 °C	> 4,1 °C
Isolador de Disco	0,1 à 2 °C	2,1 à 4 °C	> 4,1 °C
Isolador Pilar	0,1 à 2 °C	2,1 à 4 °C	> 4,1 °C
Isolador Bastão de Porcelana	0,1 à 2 °C	2,1 à 4 °C	> 4,1 °C
Porcelana de Chave Fusível	0,1 à 2 °C	2,1 à 4 °C	> 4,1 °C
Porcelana de Chave Faca	0,1 à 2 °C	2,1 à 4 °C	> 4,1 °C
Parafuso / Cunha	0,1 à 40 °C	41 à 90 °C	> 91 °C
Chave Fusível	0,1 à 40 °C	41 à 90 °C	> 91 °C
Chave Seccionadora	0,1 à 40 °C	41 à 90 °C	> 91 °C
Estribo e Grampo	0,1 à 40 °C	41 à 90 °C	> 91 °C
Compressão	0,1 à 40 °C	41 à 90 °C	> 91 °C
Chave a Óleo	0,1 à 40 °C	41 à 90 °C	> 91 °C
Buchas de AT	0,1 à 40 °C	41 à 90 °C	> 91 °C
Buchas de BT	0,1 à 40 °C	41 à 90 °C	> 91 °C

Figura 10 - Parâmetros temperatura para priorização da manutenção
Fonte: Copel (2013).

4.3 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA (PRODIST)

Os procedimentos de distribuição de energia formulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tem por objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado (ANEEL, 2013). Caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitem fixar padrões para os indicadores de qualidade.

A ANEEL estabelece o controle de interrupções através dos indicadores de continuidade do serviço, podendo assim avaliar o desempenho do sistema elétrico. Os indicadores de continuidade são quanto à duração e a frequência de interrupção.

Os indicadores de continuidade apurados pela agência são os seguintes:

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DIC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*FIC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DMIC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i) \max$$

Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (*DICRI*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DICRI = t_{\text{crítico}}$$

onde:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora. Segundo a ANEEL (2013), considera-se dia crítico quando o total de emergências do dia ultrapassa em três vezes a média dos últimos 24 meses considerando todas as emergências registradas.

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a *n*;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

$t(i)_{max}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas;

$t_{crítico}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

Considera-se dia crítico quando a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados (ANEEL, 2013).

Há também os indicadores de conjunto de unidades consumidoras. O conjunto é formado por todos os consumidores que derivam de uma subestação de 138 kV. Os indicadores dos conjuntos são:

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*DEC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c}$$

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*FEC*), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c}$$

onde:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em Baixa Tensão (BT) ou Média Tensão (MT).

Na apuração dos indicadores são desconsideradas as seguintes interrupções:

Falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;

Interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;

Interrupção em situação de emergência;

Suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;

Vinculadas a programas de racionamento instituídos pela união;

Ocorridas em dia crítico;

Oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Na apuração do indicador DMIC, também não deverão ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que os consumidores sejam devidamente avisados e o início e o fim da interrupção estejam compreendidos no intervalo programado.

No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deve calcular a compensação ao consumidor acessante do sistema de distribuição e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração. O mesmo ocorre para o DICRI, onde a distribuidora deve efetuar a compensação ao consumidor para cada interrupção ocorrida em dia crítico que superar o limite do indicador.

Para o cálculo do valor da compensação utiliza-se as fórmulas:

- DIC

$$Valor = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei$$

- FIC

$$Valor = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei$$

- DMIC

$$Valor = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei$$

- DICRI

$$Valor = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) DICRI_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei$$

onde:

DIC_v = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMIC_v$ = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

$DMIC_p$ = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

FIC_v = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

$DICRI_v$ = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$DICRI_p$ = limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

$EUSD_{médio}$ = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 15 para ponto de conexão em Baixa Tensão, 20 para os pontos de conexão em Média Tensão e 27 para ponto de conexão em alta tensão.

Pela formulas verifica-se que quanto maior o consumo de energia ($EUSD_{médio}$) e maior foi o “Kei” de uma unidade consumidora maior será a compensação se houver a violação dos limites pré estabelecidos.

Os valores limites dos indicadores dependem do conjunto que o consumidor pertence, cada conjunto possui um limite pré-estabelecido, calculado de acordo com os atributos físico-elétricos dos mesmos.

4.2 ANALISE DE COMPENSAÇÕES

Para análise de compensações foram escolhidos 4 alimentadores de um conjunto, que fornecem energia a uma região homogênea, composta por áreas rurais e urbanas.

O conjunto analisado possui, para seus indicadores, os limites expostos na Tabela 1. Pode-se verificar que os limites dos indicadores urbanos são mais severos que os rurais e o

rigor aumenta também para consumidores atendidos em média tensão. Além disso, para consumidores de média tensão a fórmula para cálculo da compensação possui o multiplicador (kei) maior que os consumidores conectados em baixa tensão.

Tabela 1- Limites dos indicadores

Conjunto Ponta Grossa Norte					
		DIC	FIC	DMIC	DICRI
Urbano	Anual	24,60	13,70	-	-
	Trimestral	12,30	6,85	-	-
	Mensal	6,15	3,42	3,63	12,22
Rural	Anual	46,38	30,98	-	-
	Trimestral	23,19	15,49	-	-
	Mensal	11,59	7,74	6,39	16,60
Urbano MT	Anual	19,69	10,95	-	-
	Trimestral	9,54	5,47	-	-
	Mensal	4,77	2,73	2,85	9,77
Rural MT	Anual	43,50	20,19	-	-
	Trimestral	21,75	10,09	-	-
	Mensal	10,87	5,04	5,59	12,71

Fonte: Desenvolvido pelo autor

Alimentador Santo André – Alimentador de vasta extensão que atende exclusivamente consumidores rurais, dentre eles agroindústrias, suinoculturas, aviculturas, silos graneleiros e leiterias. Portanto, alimentador de grande importância para produção local e economia do município Figura 11.



Figura 11 - Diagrama unifilar alimentador Santo André
Fonte: Desenvolvido pelo autor

Alimentador Atlanta – Alimentador de atendimento misto, fornece energia para grandes indústrias locais, captação de água, produtores rurais, residências e comércio. Possui grande relevância, devido ao fato de consumidores importantes estarem conectados no mesmo Figura 12.



Figura 12 - Diagrama unifilar alimentador Atlanta
Fonte: Desenvolvido pelo autor

Alimentador Boqueirão – Alimentador de atendimento misto, fornece energia para alguns bairros residenciais, pequenas indústrias, produtores rurais e chácaras próximas a cidade. Possui consumidores residenciais, rurais, industriais e comerciais Figura 13.



Figura 13 - Diagrama unifilar alimentador Boqueirão
Fonte: Desenvolvido pelo autor

Alimentador Pioneiros – Alimentador exclusivo para atendimento do centro urbano, com conexões principalmente de consumidores residenciais, comerciais e pequenas indústrias. Alimentador de grande valor para o município Figura 14.



Figura 14 - Diagrama unifilar alimentador Pioneiros
Fonte: Desenvolvido pelo autor

A Tabela 2 mostra a extensão dos alimentadores, o número de consumidores e a demanda de energia. Essas são características importantes para saber a relevância dos circuitos, quanto maior a demanda de energia, maior a importância. Sendo que o consumo de energia, para fins de compensações, é diretamente proporcional ao valor indenizado. E sobretudo, se houver interrupção no fornecimento de energia, a concessionária deixará de “vender seu produto”.

Tabela 2 - Características dos alimentadores

Alimentador	Extensão (Km)	Demanda		Quantidade de consumidores
		MW	Mvar	
ATLANTA	24,96	2,31	0,86	306
BOQUEIRAO	54,92	0,65	0,50	3840
SANTO ANDRÉ	153,06	1,27	0,79	267
PIONEIROS	17,18	3,00	1,93	1520

Fonte: Desenvolvido pelo autor

Para a concessionária os consumidores podem ser classificados em: residenciais, comerciais e industriais. Sabe-se também que consumidores industriais necessitam de uma maior confiabilidade no fornecimento de energia. Assim como representam a maior fatia no consumo de energia comparado aos demais. A Tabela 3 - Classificação dos consumidores quantifica os consumidores por alimentador analisado, onde são classificados em industrial, comercial e residencial.

Tabela 3 - Classificação dos consumidores

Alimentador	Consumidores	Consumidores	Consumidores
	Industriais	Comerciais	Residenciais
ATLANTA	15	79	212
BOQUEIRAO	70	229	3541
SANTO ANDRÉ	0	199	68
PIONEIROS	31	324	1165

Fonte: Desenvolvido pelo autor

Para análise dos indicadores, regulados pela ANEEL, de cada alimentador é necessário verificar a quantidade de compensações ocorridas no período de estudo (ano de 2013). O indicador DICRI não será analisado por corresponder a dias em que as condições climáticas atípicas justificam o alto número de ocorrências emergenciais.

O Gráfico 1 mostra os valores e de modo comparativo percebe-se o indicador DIC muito superior no alimentador Santo André. Quanto ao indicador FIC, o alimentador Atlanta se destaca em relação aos outros. O indicador DMIC tem pouca variação nos alimentadores analisados.

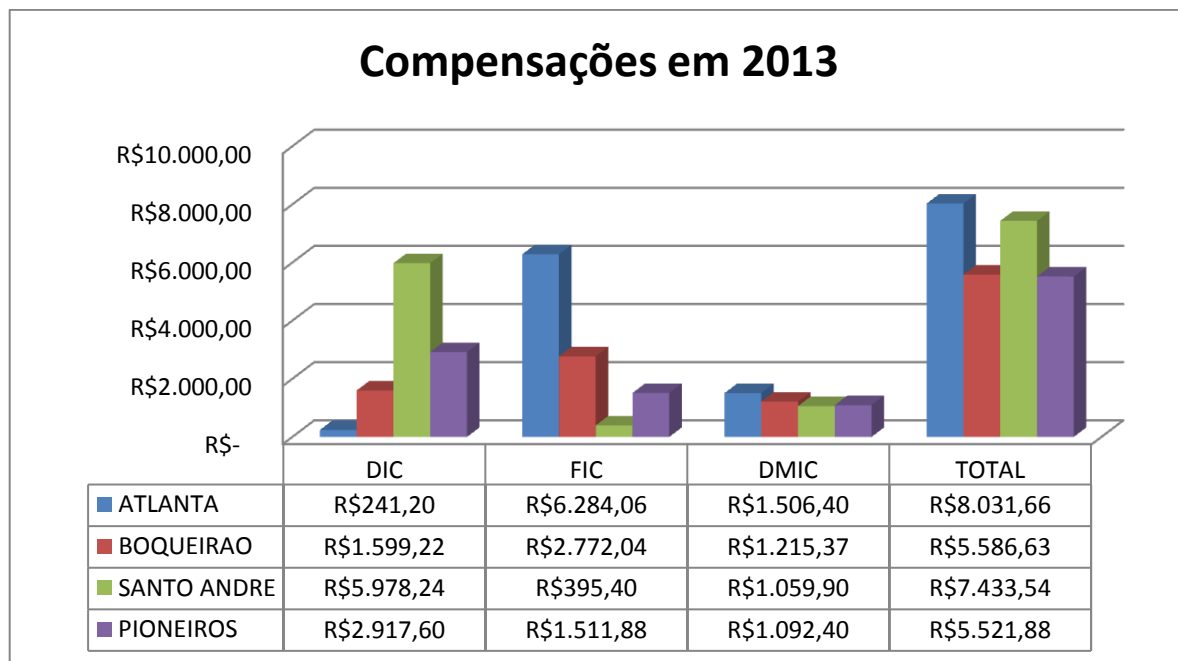


Gráfico 1- Compensações em 2013
Fonte: Desenvolvido pelo autor

O cruzamento dos dados da quantidade de compensações pelos valores, extrai-se o valor médio de cada compensação visto no Gráfico 2, essa informação tem grande importância, pois identifica em qual alimentador as compensações são maiores em relação ao número de multas.

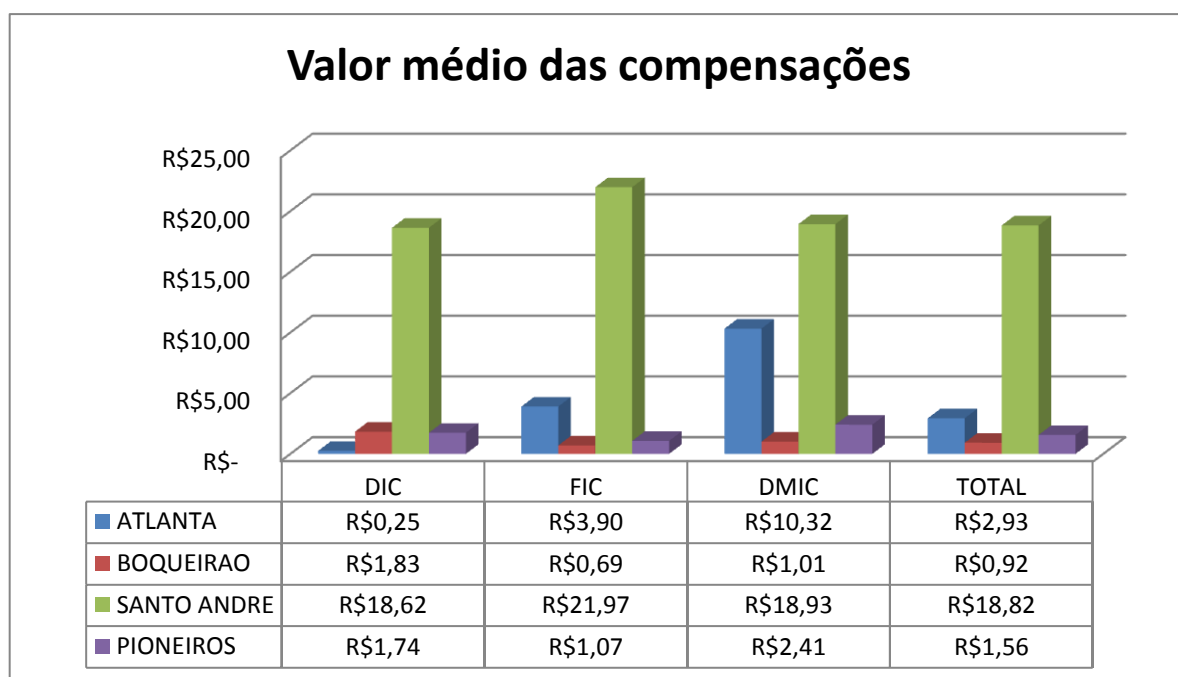


Gráfico 2 - Valor médio das compensações
Fonte: Desenvolvido pelo autor

Constata-se, nos três indicadores, o alimentador Santo André com uma média extremamente alta em relação aos outros. É importante lembrar algumas características o desse alimentador:

- Possui grande extensão (153,06 Km);
- Atende grandes produtores rurais;
- Demanda considerável, se tratando de alimentador rural;
- Possui consumidores conectados em média tensão.

Além do alimentador Santo André, destaca-se o alimentador Atlanta, responsável por prover energia a grandes indústrias e produtores rurais. No Gráfico 3 evidencia que os dois alimentadores são os grandes vilões, responsáveis por grande parte das compensações.

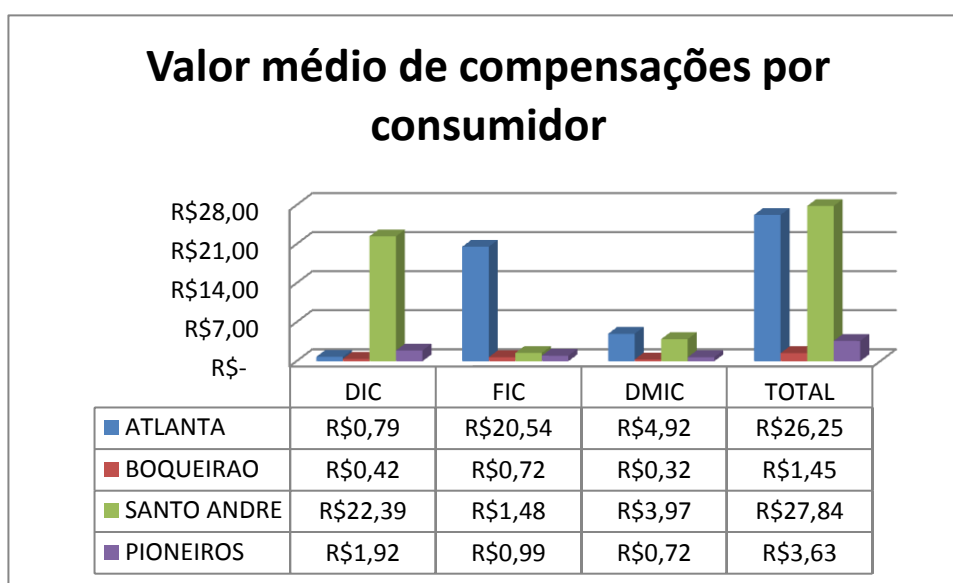


Gráfico 3 - Valor médio de compensações por consumidor
Fonte: Desenvolvido pelo autor

O valor médio de compensações por multa é extraído dividindo o valor total das compensações pelo número de consumidores do alimentador. Revela a média de quanto a concessionária paga a cada consumidor que está conectado no alimentador.

Os gráficos expostos direcionam para uma análise mais profunda dos alimentadores Santo André e Atlanta, avaliando os pontos que as compensações foram mais significativas e analisando as causas das mesmas.

4.3 ANALISE DAS INTERRUPTÕES SIGNIFICATIVAS

Para entender melhor as compensações nos alimentares, busca-se os pontos onde ocorreu a maior parte de indenizações e apura-se também as causas que as originou.

4.3.1 Analise das Interrupções Significativas Alimentador Atlanta

No alimentador Atlanta verifica-se que um consumidor, atendido em média tensão com demanda de 501,52 KVA, foi responsável por mais de 50% dos valores das compensações do alimentador. Localizado a apenas 1,9 km da subestação, Figura 15, esse consumidor está classificado como industrial e é considerado de grande relevância.

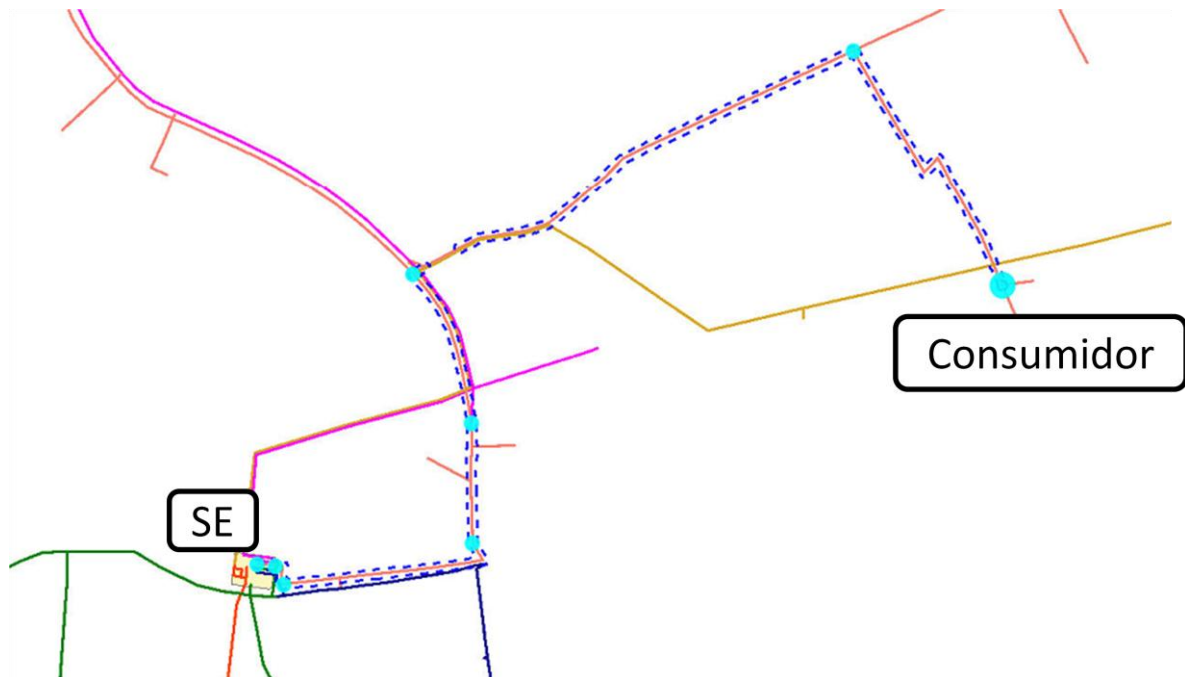


Figura 15 - Consumidor do alimentador Atlanta
Fonte: Desenvolvido pelo autor.

4.3.2 Analise das Interrupções Significativas Alimentador Santo André

No alimentador Santo André verificou-se que as dez maiores compensações são responsáveis por mais de 50% do total, dentre essas dez mais da metade são compensações específicas para consumidores conectados em média tensão . Observa-se no *ranking* das três maiores compensações, Tabela 4, estão três consumidores de média tensão, com grande demanda de energia.

Tabela 4- Consumidores alimentador Santo André

	Distância (km)	Demanda (kVA)
Consumidor 1	27,8	150
Consumidor 2	35,5	120,8
Consumidor 3	20,7	46,25

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Porém quando localizados no diagrama do alimentador os dez maiores pontos de indenização, verifica-se que não existe grande concentração em um determinado local e a maior parte esta localizada fora do no tronco do alimentador, o que pode ser visto na Figura 16.

Erro! Fonte de referência não encontrada.**Fonte: Desenvolvido pelo autor.**

Contudo, percebe-se que apesar de ser um alimentador rural, a continuidade do fornecimento de energia é primordial para esses consumidores de grande porte. Nesse contexto faz-se necessário apurar as principais causas das interrupções.

4.4 CAUSAS PRINCIPAIS DAS INTERRUPÇÕES

Entre as principais causas de falhas e interrupções no fornecimento de energia, destacam-se as seguintes:

- Abaloamento de postes provocados por terceiros;
- Vandalismo ou furto na rede;
- Vento/Vendaval;
- Descargas atmosféricas;

- Galhos ou árvores sobre a rede;
- Componentes avariados por corrosão/degradação;
- Queima de transformador;
- Sobrecarga.

Há algumas ocorrências com causa não identificada, isso é deve-se quando nenhuma causa aparente é encontrada para aquele desligamento, no momento da inspeção visual emergencial.

Verifica-se que dentro das causas listadas, pode se relaciona-las em três grandes grupos: Eventos terceiros (abalroamento de postes provocados por terceiros; vandalismo ou furto na rede); Eventos climáticos (vento/vendaval, descargas atmosféricas, galhos ou árvores sobre a rede); Gerenciamento do circuito (componentes avariados, queima de transformador e sobrecarga).

Das causas que se referem aos eventos ocasionados por terceiros, essas são imprevisíveis. As relacionadas a eventos climáticos, os circuitos são dotados e de proteções, como para-raios e religamentos automáticos para aquelas falhas momentâneas. Essas proteções minimizam as interrupções nos circuitos.

O gerenciamento dos circuitos é algo plenamente administrável e previsível. A termografia se sobressai nesse quesito, pois pode detectar com antecedência pontos quentes de componentes avariados ou degradados e desequilíbrio dos circuitos.

4.4.1 Principais Causas Interrupções Alimentador Atlanta

No alimentador Atlanta, Gráfico 4, a grande incidência de componentes avariados e descargas atmosféricas. Por percorrer regiões rurais o circuito é propício a eventos climáticos, entretanto para consumidores industriais a demanda de energia é grande exigindo um esforço maior dos componentes, principalmente conexões, que por sua vez podem estar no final de sua vida útil.

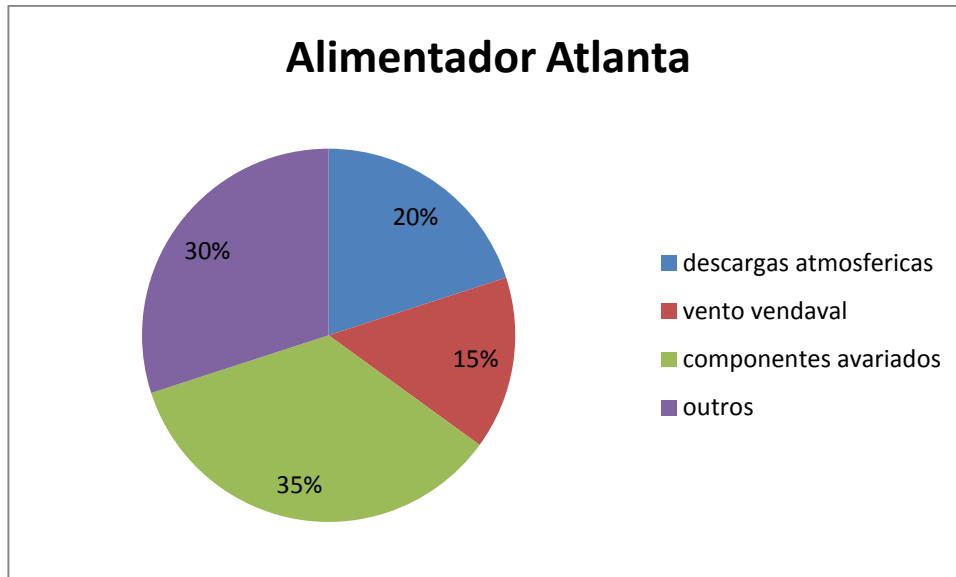


Gráfico 4 - Causas de interrupções alimentador Atlanta 2013
 Fonte: Desenvolvido pelo autor

4.4.2 Principais Causas Interrupções Alimentador Atlanta

No circuito do alimentador Santo André, as principais causas são eventos climáticos e componentes avariados, Gráfico 5.

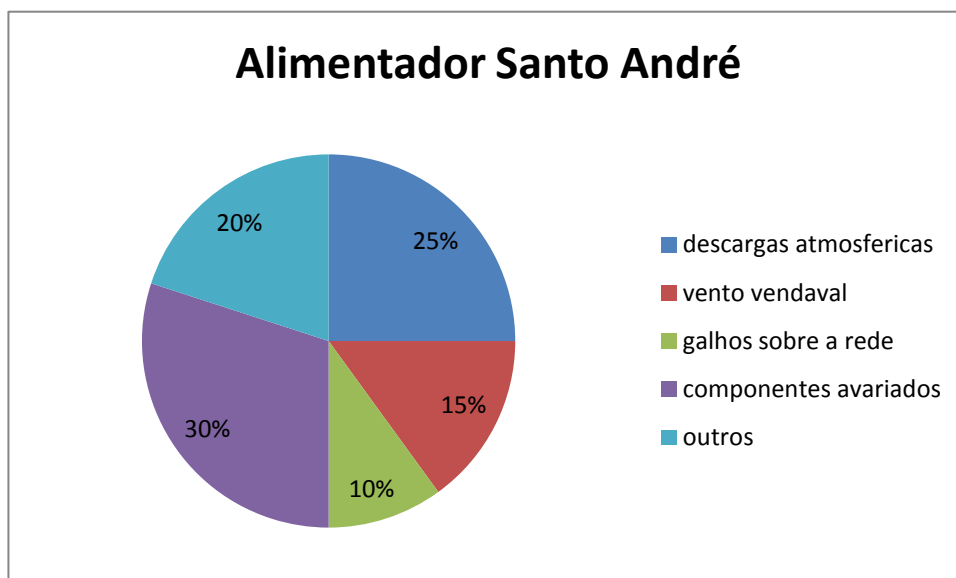


Gráfico 5 - Causas de interrupções alimentador Santo André 2013
 Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Por tratar-se de um alimentador rural de grande extensão, os eventos climáticos são responsáveis por grande parte das interrupções,, somado a eles os componentes avariados por

corrosão ou degradação formam um conjunto de 80% das causas, sendo as outras causas variadas e de pequena incidência.

5. RESULTADOS

Após análise das causas, acredita-se que inspeções termográficas podem minimizar cerca de 30% das interrupções, sobretudo por detectar com antecedência a degradação de um componente da rede de distribuição, evitando interrupção no fornecimento de energia.

Para avaliar o custo benefício das inspeções termográficas é necessário chegar especificamente ao seu custo. Esse composto pelo componente homem/hora e veículo/hora, a equipe de inspeção termográfica é formada por dois técnicos. Estimasse que o custo operacional de uma hora de inspeção, para o ano de 2013, foi em torno de R\$67,22. Quanto maior a distância maior a duração da inspeção, a relação de distancia e tempo é em média 10 Km inspecionados em uma hora. Logo temos que o custo operacional da inspeção (COI) é a multiplicação do valor hora (VH) pela distancia (d) divididos pela relação (R) de km/h inspecionados.

$$COI = (VH * d) / R$$

Analisando as hipóteses do inicio para os dois alimentadores de pior desempenho avaliados temos:

Hipótese a – Essa hipótese descreve a situação atual das inspeções termográficas onde as inspeções são feitas apenas nos troncos dos alimentadores urbanos, para os ramais de grande importância rurais, ramais de difícil acesso e sem grande relevância as inspeções são apenas visuais. Nessa situação irá se manter os índices atuais de confiabilidade e os valores de compensações, não havendo nenhum investimento para melhorias e nenhum retorno futuro.

Hipótese b - As inspeções termográficas são viáveis nos troncos de alimentadores e ramais de grande importância rurais os demais as inspeções são apenas visuais. O que difere da situação atual (hipótese a) é a inclusão dos ramais de grande importância, ou seja, grande demanda de energia, onde as compensações são maiores. Analisando esses ramais dos alimentadores Atlanta e Santo André, Figura 15 e **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, verifica-se as distâncias em quilômetros, para o cálculo do custo da inspeção termográfica.

- Alimentador Atlanta – o consumidor de maior relevância, o qual recebeu mais de 50% das compensações do alimentador, localiza-se apenas 1,9 km da subestação, sendo o trecho que a inspeção termográfica não abrange

equivalente a 1,4 km. Faz-se cálculo do custo operacional da inspeção e chega-se a R\$9,42.

- Alimentador Santo André – Somados os consumidores de maior importância, temos que a distância 52 km para inspeção termográfica. No caso desse alimentador não é realizada a inspeção termográfica, portanto para cálculo consideramos os 52 km. Faz-se cálculo do custo operacional da inspeção e chega-se a R\$ 349,54.

Para avaliação desses valores pode-se relacionar graficamente considerando que:+

- A inspeção termográfica reduzirá em 30% as interrupções;
- Os consumidores inspecionados somam uma fatia de mais de 50% das compensações.

O Gráfico 6, mostra que custo da inspeção termográfica é 6,45 vezes menor que os valores que a concessionária paga de compensações para os dois alimentadores. Nesse caso o índice de aumento da confiabilidade será de 15%, devido as considerações acima.

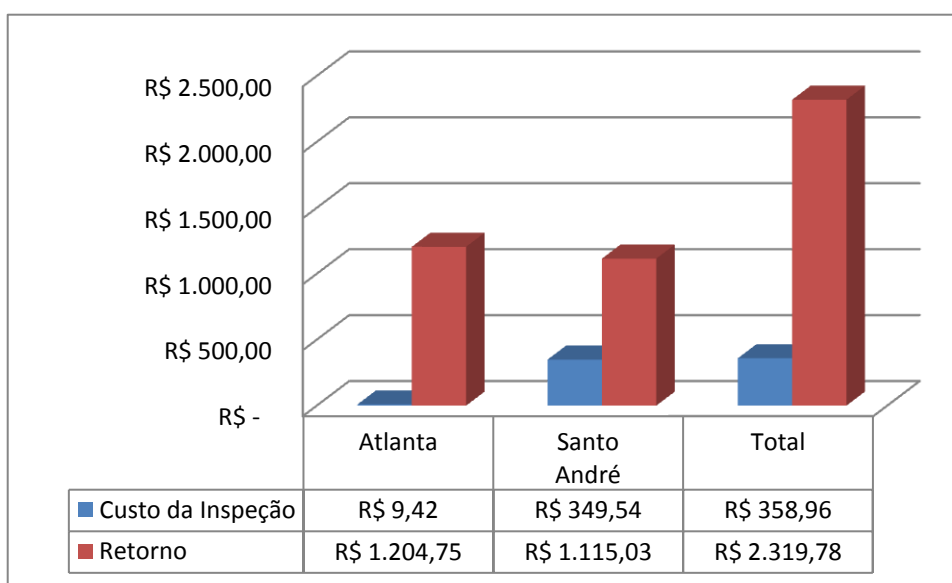


Gráfico 6 - Retorno da realização das inspeções em consumidores relevantes
Fonte: Desenvolvido pelo autor

Hipótese c - As inspeções termográficas devem ser feitas em toda rede de distribuição. Nessa situação toda a extensão do alimentador é inspecionada com o termovisor, deve-se então considerar as distancias contidos na Tabela 2.

- Alimentador Atlanta com uma extensão total de 24,6 km, logo pode-se calcular o custo operacional de inspeção, sua resultante é R\$ 165,36;
- Alimentador Santo André com 153,06 km de extensão total, chega-se ao custo operacional de inspeção de R\$1228,87.

Para a avaliação considera-se que a termografia reduzirá cerca de 30% das interrupções do fornecimento de energia, ou seja, aumentando o índice de confiabilidade nesse mesmo percentual. No Gráfico 7 temos a avaliação do custo benefício da inspeção, em toda a rede, nesses dois alimentadores críticos. Verifica-se que o custo da inspeção termográfica é 3,33 vezes menor que os valores que a concessionária paga de compensações.

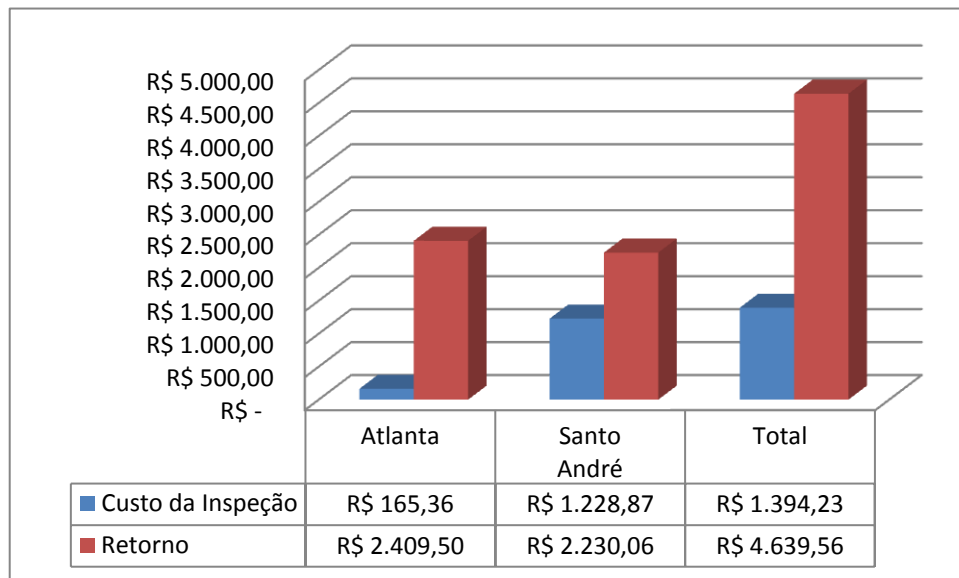


Gráfico 7 - Retorno da realização da inspeção em toda a rede
Fonte: Desenvolvido pelo autor

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos dias atuais, a gestão da manutenção ganha, nos grandes processos, cada vez mais ênfase. É de suma importância avaliar e reavaliar os métodos utilizados em busca da melhoria contínua. No caso da aplicação da termografia não é diferente, é preciso aumentar sua eficiência garantindo a qualidade do produto e a satisfação do cliente.

O presente estudo fez uma análise amostral criteriosa, onde buscou relacionar a confiabilidade dos alimentadores de distribuição de energia com compensações pagas a clientes prejudicados pela duração e frequência da falta de energia elétrica.

Mostra-se relevante a gestão da manutenção nos sistemas de distribuição de energia a utilização da termografia, técnica que propicia uma manutenção preditiva e monitoramento contínuo do sistema, evitando que componentes avariados ou danificados causem interrupção no sistema.

Avaliando o custo operacional da inspeção termográfica com as compensações pagas aos clientes, verificou-se que retorno, considerando apenas a parte indenizatória que a empresa deixará pagar, é pelo menos três vezes maior que o custo da inspeção. Conseqüentemente outros benefícios viram, como por exemplo, a maior satisfação do cliente, menor custo com manutenções corretivas reativas além da melhora da imagem da empresa.

Realizando as inspeções até os consumidores de maior demanda de energia já trás uma melhora de 15% na confiabilidade e redução de indenizações, sem a necessidade de mais inspetores. Embora a realização das inspeções termográficas em toda a extensão dos alimentadores, necessite de mais inspetores, o aumento do índice de será de 30%, um grande avanço na busca da melhoria contínua.

Contudo, é preciso chegar a altos índices de confiabilidade, avaliando outras técnicas além da termografia, que possam prever e evitar interrupções de modo que a rede de distribuição de energia seja praticamente imune às falhas.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. **Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica**.< Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia> >. Acesso em: 10 dez. 2013.
- ABNT. **NBR 5462 - confiabilidade e manutenibilidade** (1994). Disponível em: < <http://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=004086>>. Acesso em: 10 dez. 2013.
- ABRAMAN **Associação Brasileira de Manutenção**. Disponível em: <<http://www.abraman.org.br/>>. Acesso em: 10 dez. 2013.
- ALMEIDA, M. T. **Manutenção preditiva: benefícios e lucratividade**, 2008.
- ALKAIM, J. L. **Metodologia para incorporar conhecimento intensivo às tarefas de manutenção centrada na confiabilidade aplicada em ativos de sistemas elétricos**. 2003. 239f. Tese de Doutorado em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, SC.
- COPEL **Companhia Paranaense de Energia** Disponível em: <<http://www.copel.com>>. Acesso em: 01 dez. 2013.
- ENGELETRICA. **Termografia**. Disponível em: <http://www.engeletrica.com.br/eng_termografia.htm>. Acesso em: 01 setembro 2013.
- FARIA,I. B. **Seleção de um redutor de engrenagem para um agitador e planejamento das ações de manutenção**. Disponível em: <http://run.unl.pt/bitstream/10362/2511/1/Faria_2009.pdf>. Acesso em: 12 agosto 2013.
- GASPAR, D. A. G. M. M. **A análise organizacional na especificação dos sistemas de informação em gestão da manutenção**. (2003) Dissertação de Mestrado em Manutenção Industrial. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- ITC - INFRARED TRAINING CENTER. **Termografia** – Manual do Curso, 2007.
- SOUZA, R. Q. (2008). **Metodologia e desenvolvimento de um sistema de manutenção preditiva visando à melhoria da confiabilidade de ativos de usinas hidrelétrica**. , Dissertação de Mestrado em Sistemas Mecatrônicos, Publicação ENM.DM-23A/08, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, DF, 226p.