



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARIA FILOMENA BRITO DO CORRAL

**GESTÃO DA MANUTENÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
VISANDO À QUALIDADE NO FORNECIMENTO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

DM 25 / 2008

UFPA / ITEC / PPGEE
Belém-Pará-Brasil
2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARIA FILOMENA BRITO DO CORRAL

**GESTÃO DA MANUTENÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
VISANDO À QUALIDADE NO FORNECIMENTO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida à banca
examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
UFPA para a obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Belém-Pará-Brasil
2008

C82m Corral, Maria Filomena Brito do
Manutenção de transformadores de distribuição visando à qualidade
no fornecimento de energia elétrica / Maria Filomena Brito do Corral; orientadora,
Maria Emília Lima Tostes.-2008

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2008.

1. Sistemas de energia elétrica – controle de qualidade. 2. Transformadores. 3.
Energia elétrica – distribuição. I. Título.

CDD – 22. ed. 621.3191

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**GESTÃO DA MANUTENÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
VISANDO À QUALIDADE NO FORNECIMENTO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

AUTOR: MARIA FILOMENA BRITO DO CORRAL

APROVADO EM: 14 / 11 / 2008

Dissertação de mestrado submetida à avaliação da banca examinadora aprovada pelo colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará e julgada adequada para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica na Área de Sistemas de Energia Elétrica.

Banca Examinadora:

Profa. Maria Emilia de Lima Tostes, Dra.
Orientador – UFPA

Prof. Ubiratan Holanda Bezerra, Dr.
Co-orientador – UFPA

Prof. Carlos Renato Lisboa Frances, Dr.
Membro – UFPA

Profa. Carminda Célia Moura de Moura Carvalho, Dra.
Membro - UFPA

Cláudio Luciano da Rocha Conde, Dr.
Membro externo

Visto:

Prof. Dr. Marcos Vinicius Alves Nunes
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - UFPA

UFPA / ITEC / PPGEE

Dedico esta dissertação a todos aqueles que se fizeram presentes neste momento, permitindo que a cada dia eu acreditasse que seria possível chegar ao final. Final que não tem sabor de fim, mas de início de um novo momento.

AGRADECIMENTOS

Agradecer nos leva a pensar o quanto o passado está no nosso presente. Neste arrastar de lembranças, as pessoas, mais do que qualquer coisa, são tão importantes.

Neste momento uns participaram de forma indireta, outros de forma direta por estarem mais próximos. Entretanto, existe um lugar em que todos se encontram: dentro de mim, que é o lugar onde os guardo com carinho.

Norberto (*in memoriam*) e Izabel por terem honrado o compromisso assumido quando ainda estavam em outro plano e me deram a vida, ensinando-me que a honestidade é um valor que deve ser conquistado e nunca perdido.

Manuel, Manuela, Mônica e Miedja por me fazerem sentir que estar junto é mais importante do que acertar e errar.

Domingas Barra, George Carvalho e Marcos Marques por me mostrarem como se pode praticar Engenharia Elétrica com responsabilidade e qualidade.

Armando Tupiassú por ter acreditado junto comigo que um sonho de mestrado poderia virar realidade.

Universidade Federal do Pará, representada pela banca de avaliadores, por ter viabilizado a minha participação neste curso, contribuindo para a ampliação do meu conhecimento.

Emilia Tostes e Ubiratan Bezerra, pela experiência que lhes é conferida, perceberem as minhas reais possibilidades de desenvolver uma dissertação dentro do foco do meu conhecimento.

Por fim, saber atuar em todos os segmentos nem sempre é possível, mas naqueles que já dominamos a nossa inteligência flui e ela se torna o motivo do nosso maior agradecimento, à vida e a Deus.

O homem é do tamanho do seu sonho.

Fernando Pessoa

SUMÁRIO

Capítulo 1	17
1 INTRODUÇÃO	17
1.1 ORIGEM DO TRABALHO.....	17
1.2 OBJETIVO GERAL.....	18
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
1.4 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO.....	18
1.5 METODOLOGIA.....	21
1.5.1 Definição do problema.....	22
1.5.2 Modelo proposto.....	22
1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	23
Capítulo 2	25
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
2.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA.....	25
2.1.1 Tipos de redes de distribuição.....	25
2.1.2 Principais componentes elétricos da rede de distribuição.....	27
2.2 O TRANSFORMADOR NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA.....	31
2.2.1 Modelos.....	33
2.2.2 Características elétricas básicas.....	34
2.3 ASPECTOS OPERACIONAIS E MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA.....	36
2.3.1 Aspectos operacionais.....	36
2.3.2 Aspectos da manutenção.....	39
2.4 QUALIDADE DO FORNECIMENTO.....	41
2.4.1 Continuidade do fornecimento.....	42
2.4.2 Conformidade da tensão elétrica.....	43
2.4.3 Manutenção centrada na confiabilidade.....	44
2.5 ASPECTOS FINANCEIROS.....	45
2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	46
Capítulo 3	48
3 SISTEMA DE INFORMAÇÕES	48
3.1 INTRODUÇÃO.....	48
3.2 DESENVOLVIMENTO.....	49
3.3 ARQUITETURA.....	51
3.4 DATA WAREHOUSE.....	53
3.4.1 Conceitos de Data Warehouse e Data Mart.....	55
3.4.2 Interface de banco de dados.....	58
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	59
Capítulo 4	60
4 SISTEMA PROPOSTO	60

4.1	<i>INTRODUÇÃO</i>	60
4.2	<i>ELABORAÇÃO DO PROJETO DO SISTEMA</i>	62
4.3	<i>TRATAMENTO PRÉVIO DOS DADOS DE MONITORAÇÃO</i>	64
4.3.1	Por interrupção, FEC e carregamento.....	65
4.3.2	Por carregamento.....	68
4.3.3	Por causas das interrupções.....	69
4.4	<i>AMBIENTE OPERACIONAL</i>	70
4.5	<i>CONSIDERAÇÕES FINAIS</i>	72
Capítulo 5		74
5	ESTUDO DE CASO	74
5.1	<i>INTRODUÇÃO</i>	74
5.2	<i>INFORMAÇÕES OBTIDAS DO SISTEMA DE GESTÃO DE MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES</i>	76
5.2.1	Aspectos gerais.....	76
5.2.2	Aspectos específicos.....	77
5.3	<i>CONSIDERAÇÕES FINAIS</i>	109
Capítulo 6		110
6	CONCLUSÕES	110
REFERENCIAS		114
ANEXO: Programa Geral de Manutenção e Principais defeitos apresentados em transformadores de distribuição		118

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Ligação delta – estrela aterrado	35
Figura 2.2: Crescimento das expectativas de manutenção	44
Figura 3.1: Necessidade / finalidade dos SI ao longo do tempo	49
Figura 3.2: Fluxo da informação em uma empresa	51
Figura 3.3: Fluxo do processo de preparo dos dados	52
Figura 3.4: Fases do desenvolvimento <i>Data Marts</i> Independentes	56
Figura 4.1: Processo de gestão de manutenção de transformadores originado nas interrupções e carregamentos.	61
Figura 4.2: Sistema de Gestão de Manutenção de Transformadores	63
Figura 4.3: Transformadores de distribuição – Causas e subcausas de ocorrências	69
Figura 4.4: Fluxograma do sistema.	71
Figura 5.1: Sistema de Gestão de Manutenção de Transformadores – Tela Principal	77
Figura 5.2: Escolha do tipo de análise desejada	77
Figura 5.3: Análise por interrupção – Tela Principal	78
Figura 5.4: Relatório de Hierarquização por Subestação	79
Figura 5.5: Filtro de segmentação lógica – Interrupções por alimentador–opção total	80
Figura 5.6: Relatório de Hierarquização por Alimentador – opção total	81
Figura 5.7: Filtro de segmentação lógica – Interrupções por alimentador	82
Figura 5.8: Relatório de Hierarquização por Alimentador – por subestação	82
Figura 5.9: Filtro de segmentação lógica – Interrupções por transformadores	83
Figura 5.10: Relatório de Hierarquização por Transformador – alimentador definido	84
Figura 5.11: Filtro de segmentação lógica – Interrupções SE / Alimentador	85
Figura 5.12: Relatório de Hierarquização por Subestação / Alimentador	86
Figura 5.13: Filtro de segmentação lógica – Alimentador / Transformador	87
Figura 5.14: Relatório de Hierarquização por Alimentador / Transformador	88
Figura 5.15: Relatório de Hierarquização por Subestação / Alimentador / Transformador	89
Figura 5.16: Filtro de análise por Carregamento – segmentação lógica	90
Figura 5.17: Relatório de carregamento por Subestação	91
Figura 5.18: Relatório de carregamento por Alimentador	92
Figura 5.19: Relatório de carregamento para um alimentador específico	93
Figura 5.20: Relatório de carregamento por Transformador	94
Figura 5.21: Relatório de carregamento por Subestação / Alimentador	95
Figura 5.22: Relatório de carregamento por Alimentador / Transformador	96
Figura 5.23: Relatório de carregamento por Subestação / Alimentador / Transformador	97
Figura 5.24: Filtro de segmentação lógica – Análise de Causas de Interrupções	98
Figura 5.25: Relatório de Causa/Subcausa por Empresa	99
Figura 5.26: Relatório de Causa/Subcausa por Empresa	100
Figura 5.27: Relatório de Causa/Subcausa por Empresa	101
Figura 5.28: Relatório de Causa/Subcausa por Subestação	103
Figura 5.29: Relatório de Causa/Subcausa por Alimentador	104
Figura 5.30: Relatório de Causa/Subcausa por Alimentador	105
Figura 5.31: Relatório de Causa/Subcausa por Alimentador	106
Figura 5.32: Relatório de Causa/Subcausa por Transformador	107
Figura 5.33: Relatório de Causa/Subcausa por Transformador	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - ANEXO: Programa Geral de Manutenção	118
Tabela 2 - ANEXO: Programa Geral de Manutenção	120
Tabela 2.1: Tensões Nominais e Derivações - Transformadores Monofásicos	33
Tabela 2.2: Tensões Nominais e Derivações - Transformadores Trifásicos	34
Tabela 2.3: Níveis de isolamento	35
Tabela 2.4: Custos Diretos – valores	45
Tabela 3.1: Principais arquiteturas de SI	53
Tabela 3.2: Sistemas Aplicativos e Sistemas de Informação	55
Tabela 3.3: <i>Data Mart</i> Independente – vantagens e desvantagens	57
Tabela 4.1: Tamanho da amostra de dados	64

LISTA DE ABREVIACOES E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
AWG	<i>American Wire Gauge</i>
BT	Baixa Tensão
CAA	Com alma de aço
CA	Sem alma de aço
CEB	Companhia Energética de Brasília
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A
CELG	Companhia Energética de Goiás
COD	Centro de Operação da Distribuição
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão.
FEC	Freqncia Equivalente de Interrupção por Consumidor
f.e.m.	Força eletromotriz
FIC	Freqncia de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
http	<i>Hiper Text Transfer Protocol</i>
Hz	Hertz
I	Corrente
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
kV	kilo Volt
LAN	<i>Local Area Network</i>
MCM	Mil Circular Mil
MRT	Monofásico com Retorno pela Terra
NA	Normalmente Aberta
NBR	Normas Brasileiras
NF	Normalmente Fechada
OLAP	<i>On line Analytical Processing</i>
OLTP	<i>Online Transaction Processing</i>
PC	<i>Personal Computer</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
R	Resistência
RD	Rede de Distribuição
RGE	Rio Grande Energia
SE	Subestação
SGMT	Sistema de Gestão de Manutenção de Transformadores
SI	Sistema de Informação

TI	Tecnologia da Informação
V	Volt
www	<i>World Wide Web</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

T	Tê
°C	Grau Celsius
Σ	Somatório
Δ	Delta ou Triangulo
Y	Ípsilon
%	Percentual

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo a gestão eficiente da manutenção em transformadores, que se encontram operando na rede elétrica de distribuição, permitindo ações efetivas que preservem a qualidade de energia entregue ao consumidor, procurando atender deste modo os critérios estabelecidos pelo PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. O método aplicado para atingir este objetivo é a criação de um sistema de informações, que permita ao gestor da área de manutenção da distribuição de uma rede elétrica, tomar decisões considerando as interrupções ocorridas, o impacto que causaram no valor do FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e no carregamento dos transformadores. Entende-se que com isso as medidas mitigadoras serão tomadas em tempo hábil, podendo preservar a qualidade do fornecimento.

PALAVRAS-CHAVES: Manutenção. Qualidade de Energia. Transformadores.

ABSTRACT

This paper has the objective of showing the efficient management of the maintenance in power transformers that are operating in the electrical distribution grid, allowing effective actions which preserve the quality of the energy delivered to consumers, considering the criteria established in PRODIST – Electrical Energy Distribution Procedures in the Brazilian Electrical System. The applied method to reach this objective is the creation of an information system, which allows that the distribution maintenance manager to take decisions considering the occurred interruptions and the impact caused in FEC – Equivalent Frequency of Interruptions for unit consumer and in loading of transformers. It is understood that the mitigation actions will be taken in sufficient time, being able to preserve the quality of the supply.

KEYWORDS: Maintenance. Power Quality. Transformers

Capítulo 1

1 INTRODUÇÃO

1.1 ORIGEM DO TRABALHO

O ensejo pela abordagem do tema Manutenção em Transformadores de Distribuição está fundado na importância deste equipamento da rede elétrica, que, se não está corretamente operando provoca situações de perda da qualidade no fornecimento de energia aos consumidores da concessionária.

Para que as empresas de distribuição de energia elétrica cumpram os Índices de Qualidade de Fornecimento, é necessário o ajuste correto do sistema elétrico e, o funcionamento eficiente do transformador de distribuição é um dos mais importantes fatores a serem observados.

Os procedimentos para manter a qualidade do fornecimento de energia elétrica determinados pela legislação do Setor Elétrico se aplicam aos sistemas de distribuição e todos os agentes envolvidos devem atender as exigências estabelecidas.

A regulamentação do PRODIST (Brasil. PRODIST, 2007) pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica teve como objetivo qualificar o atendimento ao consumidor de energia elétrica em todo o território nacional, criando assim uma isonomia no fornecimento, exigido pelo atual marco regulatório, que hoje rege a indústria de energia elétrica.

Para observar as determinações contidas no PRODIST, os processos da concessionária precisam seguir regras claras, que possam ser auditados do início ao fim. Neste contexto os diagnósticos automáticos de falhas na rede de distribuição e os indicadores das medidas mitigadoras, irão abreviar o processo de correção e prevenir com mais eficácia, situações desfavoráveis ao fornecimento da energia com qualidade.

Portanto no cenário atual, se faz mister que as concessionárias persigam propostas técnicas e economicamente viáveis, chegando ao resultado que satisfaça ao cliente, observem a Legislação do Setor Elétrico e mantenha, é claro, o equilíbrio de mercado.

1.2 OBJETIVO GERAL

Através de referenciais teóricos e análises de casos existentes, a dissertação aborda como poderá ser estabelecido um processo eficiente de gestão de manutenção de transformadores da rede elétrica de distribuição.

O método aplicado para atingir este objetivo foi a partir dos dados existentes em uma empresa de distribuição de energia elétrica, achar a correlação existente entre eles, para permitir ao gestor da área de manutenção da distribuição de uma rede elétrica tomar decisões considerando as interrupções ocorridas, o impacto que causaram no valor do FEC da concessionária e o carregamento dos transformadores que, sem intervenção, possam ocasionar o não cumprimento das disposições estabelecidas pela ANEEL através do PRODIST, sendo apoiado este processo de gestão por um Sistema de Informações – SI.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Como objetivos específicos serão apresentados:

- Como as diretrizes estabelecidas no PRODIST vêm definir as práticas para a qualidade de fornecimento de energia;
- Como os registros de ocorrências emergenciais em transformadores da rede elétrica de distribuição podem ser classificados e tratados de modo a que não haja comprometimento da qualidade de energia;
- Um levantamento dos benefícios e impeditivos para que a prática de priorizar ações nas causas de falhas, que geram manutenções de transformadores da rede elétrica de distribuição, possa ser aplicada.

1.4 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

A escolha do tema foi baseada na importância que as empresas distribuidoras de energia elétrica precisam considerar no que se refere à qualidade no fornecimento do seu produto de comercialização, energia elétrica. Essas empresas, por determinação da ANEEL deverão certificar o processo de coleta de dados e de apuração dos indicadores individuais e

coletivos, com base na NBR ISO 9002 (1994) da ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas.

A *International Organization for Standardization* - ISO, organização internacional de normalização, é composta por vários países e vários comitês técnicos. A ISO 9002 é um sistema da qualidade, modelo para garantia da qualidade em produção, instalação e serviços. A empresa consegue este certificado de qualidade através da implantação de todas as normas NBR ISO 9002 e com auditoria de certificação por empresas certificadoras e auditorias periódicas após a certificação.

Assegura-se aos clientes a confiabilidade da qualidade dos produtos e serviços, gerando maior credibilidade da empresa junto a estes e aos fornecedores, visando expansão de mercado e de competitividade, mantendo sob equilíbrio os fatores técnicos, administrativos e humanos. Com relação aos funcionários dessa empresa, gera qualidade nos serviços, com treinamento, responsabilidade e envolvimento de toda a equipe.

Dentro da área técnica residem os processos ligados ao foco de negócio da empresa que é o fornecimento e venda de energia elétrica. Um desses processos é o de Manutenção de Transformadores, que assim como os demais, deve ser otimizado e monitorado para que as metas estabelecidas pela empresa e pelos Órgãos Reguladores sejam cumpridas.

O bom rendimento destas máquinas estáticas que transferem energia elétrica de um circuito para outro, mantendo a mesma frequência e normalmente variando valores de corrente e tensão, está ligado à sua instalação que deve obedecer a especificações técnicas tratadas na ABNT, tais como: altitude de instalação, ligações, aterramento do tanque e componentes de proteção e manobra, bem como este rendimento também está ligado a aspectos da sua manutenção preventiva e corretiva, foco deste trabalho.

A partir do tratamento de ocorrências de problemas na rede elétrica de distribuição, urgentes ou programadas, será possível tomar ações preventivas e corretivas ligadas à manutenção de transformadores utilizando mecanismos que possam detectar a necessidade de intervenção, preservando deste modo o fornecimento da energia elétrica com qualidade.

Na pesquisa efetuada, constatou-se que os modelos de manutenção corretiva e preventiva existentes em algumas empresas do setor elétrico brasileiro não conseguem acompanhar a busca contínua por produtividade maior, e somando-se a isto um crescimento contínuo da demanda elétrica e o envelhecimento dos equipamentos. Esta dissertação de

mestrado propõe um recurso de gestão para apoiar as atividades de manutenção de transformadores da distribuição com o objetivo de eficientizar a solução dos problemas.

Neste cenário o mercado apresenta novos modelos de gestão apoiados por ferramentas que passam a visar os resultados financeiros satisfatórios para a empresa, bem como qualidade e confiabilidade do produto fornecido ao cliente. Segundo Alkain:

Os exemplos evidenciam tanto a relevância intrínseca da manutenção aos processos organizacionais, como sua crescente participação no cenário financeiro de organizações do setor tecnológico e energético, em particular.

Neste sentido, a inclusão de fatores que promovam sua maior eficácia e eficiência contribuem diretamente na melhoria organizacional e podem, dependendo do negócio, constituírem-se em fatos de distinção de mercado. (ALKAIM, 2003, p.38).

O estado da arte mostra, portanto, que a tendência do processo da manutenção é passar a se preocupar cada vez mais com a integração das áreas, em especial as de manutenção e operação, com a gestão de gerenciamento utilizando a informática, o que é de fundamental importância, pois permite agregar eficiência e confiabilidade cada vez maior ao desempenho da rede.

Também pode ser observado que a mudança de postura inicia desde a recuperação dos ativos de rede. Em algumas concessionárias a preocupação com os seus transformadores, recuperando-os para que mantenham a qualidade técnica, prolongando a sua vida útil e reduzindo custos, já apresenta resultados, segundo mostra Marcus Álvares em seu trabalho:

Apresenta a possibilidade de recuperação de transformadores de RD, mantendo-se a qualidade técnica, inclusive com redução de perdas elétricas originais, fazendo o equipamento voltar ao mesmo nível de isolamento do equipamento novo, prolongando sua vida útil, a custos vantajosos, que chegam em alguns casos até 50% do valor de um trafo novo de mesmas características. (ÁLVARES, 2008, p.4)

No trabalho apresentado por Klimkowski, Bassler *et al.* (2003) as manutenções corretivas da rede, que afetam os transformadores e outros componentes da rede elétrica, são conduzidas a partir da utilização de métodos de análise para verificar as causas e subsidiar outras áreas da empresa que tratam da padronização de materiais, equipamentos, aquisição e inspeção de qualidade e outros. Entretanto, quando a causa é externa ao componente, o que é comum nas redes de distribuição expostas ao meio ambiente, deve ser adotado medidas com apoio das campanhas de conscientização junto à comunidade.

Para a manutenção preventiva, o mesmo trabalho trata da determinação das condições dos componentes das redes de distribuição relativo aos modos de falha, onde uma ação pode

ser prevista partindo de uma inspeção visual ou instrumental, analisando o estado potencial de falha. A metodologia inclui a simulação da confiabilidade de cada alimentador, avaliando se a parcela da manutenção preventiva possível é suficiente para manter ao alimentador nas metas de qualidade fixadas.

É válido contextualizar, nos dias atuais, que a tendência da gestão para a área de manutenção independe do componente da rede, adotando-se procedimentos centrados na confiabilidade, conforme citado:

Com as crescentes expectativas em relação à manutenção, aliadas às novas tecnologias, houve um grande crescimento de novas técnicas de manutenção. Surge então um processo que tem por objetivos principais determinar as necessidades de manutenção de cada componente de um equipamento, dentro do contexto de operação em que se encontra. A este processo é dado o nome de Manutenção Centrada na Confiabilidade. (Veiga, Ferraz *et al.*, 2003,p.3).

Assim, o objetivo é fazer com que a própria utilização destes procedimentos e desta idéia incentive e aumente a conscientização das empresas do setor elétrico para preservar a qualidade do produto entregue ao cliente.

1.5 METODOLOGIA

A metodologia proposta para esta dissertação envolve o desenvolvimento de um SI - Sistema de Informação, como ferramenta de apoio a processo de gestão, onde a informação é o seu principal elemento, tendo como objetivo armazenar, tratar e fornecer dados para apoiar o processo de gestão da Manutenção de Transformadores da Distribuição.

O processo de gestão passa a ter um papel relevante onde é possível a partir dele, elaborar um planejamento adequado a cada realidade. Mesmo diante de restrições, sempre é possível tomar decisões mais assertivas que retornam resultados satisfatórios para as empresas.

O SI será desenvolvido utilizando a estratégia de informática de *Data Warehousing* que ao armazenar dados em sistemas de informação e consolidá-los, pode prover a diferentes áreas de uma empresa informações para a tomada de decisão de modo rápido e eficaz.

A parte prática de toda a pesquisa será acompanhada pela avaliação de casos existentes em uma concessionária, sendo alterados os dados que identificam a segmentação

lógica (empresa, subestação e alimentador) para dados fictícios, contando ainda com embasamento técnico e regulatório disponível no Setor Elétrico Brasileiro.

Assim, busca-se estabelecer uma ligação entre a parte teórica do trabalho e a sua veracidade e aplicabilidade prática, nas empresas de distribuição de energia elétrica.

Será apresentado o Sistema de Gestão de Manutenção de Transformadores - SGMT através de um estudo de caso, visando à melhoria da QEE - Qualidade de Energia Elétrica, na supervisão da manutenção de um sistema de distribuição de energia

1.5.1 Definição do problema

As informações das organizações normalmente encontram-se registradas em bancos de dados relacionais. A maioria delas contém dados, que estão sendo armazenados e manipulados para suportar as atividades críticas, tais como, faturamento, arrecadação, contabilidade, entre outros, através do uso de sistemas de processamento de transações on line (*OLTP - Online Transaction Processing*). Estes sistemas apresentam como característica o baixo tempo de resposta para processar suas requisições.

Para que uma organização tenha eficiência e eficácia em seus processos não basta armazenar dados em sistemas transacionais e somente suportar atividades ligadas a determinadas áreas da empresa que são atendidas por esta tecnologia sem grandes prejuízos.

No caso das concessionárias de energia elétrica se faz necessário em determinadas áreas, como é o caso da área que cuida da manutenção da rede elétrica de distribuição, dispor em tempo hábil de informações que permitam a gestão do processo de manutenção, como é o caso dos transformadores, elementos da rede elétrica que precisam ter as suas manutenções priorizadas de acordo com as suas causas de falha, para o correto desempenho da rede.

1.5.2 Modelo proposto

O modelo é baseado em uma proposta de gestão da manutenção de transformadores utilizando para isto o desenvolvimento de um sistema de informações que terá dois propósitos a serem atingidos. O primeiro é que a organização das informações permita a formulação dos problemas que afetam a rede elétrica voltados para a manutenção dos transformadores de distribuição. O segundo é a validação prática da metodologia proposta utilizando o SI

efetuando esta gestão, para que haja comprometimento com a qualidade da energia fornecida ao consumidor.

O sistema de gerenciamento utilizado para o banco de dados foi o *Microsoft Access* que possui ferramentas de desenvolvimento que atendem as necessidades do SI (consultas, relatórios, gráficos, etc.), além de permitir que a informação seja tratada com segurança e de fácil integração com outras ferramentas ou aplicativos para o *Microsoft Windows*.

A outra vantagem do *Microsoft Access* é o de poder ser utilizado em redes locais, também conhecidas como *LAN – Local Area Network*, onde um grupo de computadores e periféricos associados, conectados por um canal de comunicação, é capaz de compartilhar arquivos e outros recursos com os usuários. Possibilita ainda interligar vários setores da empresa, facilitando o fornecimento das informações da organização, tornando-se uma importante ferramenta de auxílio ao SI.

1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho está estruturado em 6 capítulos. O primeiro capítulo apresenta questões relativas a origem do trabalho, objetivos geral e específicos, justificativa para o trabalho, a metodologia utilizada e a forma de organização.

No capítulo 2 é tratada a fundamentação teórica sobre rede de distribuição elétrica, os modelos de transformador que operam nesta rede com suas características elétrica básicas, os aspectos operacionais e manutenção de transformadores na rede. Com relação a qualidade do fornecimento foi considerada a continuidade, faixas de tensão e manutenção centrada na confiabilidade.

No capítulo 3 é abordado um levantamento sobre os sistemas de informações, suas características, aplicações e de que modo pode ser implementado utilizando a tecnologia de *data warehouse*.

O capítulo 4 explica como foi elaborado o projeto do sistema proposto e o tratamento prévio dos dados que serão utilizados no *data warehouse*.

O capítulo 5 apresenta o estudo de caso realizado num banco de dados hipotético onde, a partir do uso de um sistema, são apresentadas extrações de informações que apóiam as atividades de gestão da manutenção de transformadores de distribuição visando a qualidade no fornecimento de energia.

No capítulo 6 a conclusão da dissertação mostra as considerações finais de como as atividades de gestão passam a ter destaque nas práticas atuais das empresas do Setor Elétrico, como forma de obter resultados mais eficazes na área de manutenção da distribuição de uma rede com qualidade e confiabilidade, atendendo principalmente a tendência do mercado.

Capítulo 2

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo destina-se a explanação sobre o objeto de aplicação do sistema de gerenciamento criado para efetuar a gestão da manutenção do transformador de distribuição. Para isto é importante falar sobre a rede de distribuição elétrica e seus componentes onde esse equipamento está atuando.

2.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA

A energia elétrica gerada nas usinas é transmitida até locais onde será utilizada, pelas linhas de transmissão trifásicas em alta tensão. Essas linhas são interligadas pelas subestações, onde se localizam os transformadores.

Dentro do perímetro urbano das cidades estão localizadas as subestações de distribuição, as quais são utilizadas para baixar o nível de tensão até o patamar que permita a sua distribuição nos centros de consumidores.

A partir das subestações de distribuição, a energia elétrica chega até aos consumidores através da rede elétrica, a qual é dividida em duas sub-redes: rede de alimentação primária e rede de alimentação secundária.

2.1.1 Tipos de redes de distribuição

2.1.1.1 Redes de distribuição primária

A rede de distribuição primária é o lado da rede que se conecta a alta tensão do transformador de distribuição, comumente energizada em 13,8 ou 34,5 kV.

A rede primária energiza os enrolamentos ligados em delta do transformador de distribuição e atende aos consumidores primários como conjuntos comerciais, industriais e de porte médio.

No que diz respeito às configurações, segundo Kagan, Oliveira e Robba (2005, p.13), elas podem ser:

- Redes aéreas com primário radial

São construídas para atender as necessidades de fornecimento de energia nas zonas urbanas e rurais, utilizando postes de concreto ou de madeira tratada. Os condutores são de alumínio com alma de aço (CAA), ou sem alma de aço (CA), nus ou protegidos; em algumas situações particulares utilizam-se condutores de cobre, por apresentar melhor condutividade.

- Redes aéreas com primário seletivo

A característica deste sistema, utilizado tanto para redes aéreas e subterrâneas, é a construção da linha em circuito duplo, com chaves de transferência o que permite que os consumidores, em caso de emergência, sejam transferidos de um circuito para outro. É importante observar que cada circuito deve ter a capacidade de suportar toda carga do outro, sendo o carregamento admissível em condições normais de operação.

- Redes subterrâneas com o primário operando em malha aberta

Para este tipo de rede subterrânea, um fator relevante são os custos mais elevados, operando com sistema de proteção sofisticado, sendo recomendado para locais com altas densidades de carga e grandes consumidores.

- Redes subterrâneas *spot network*

Este tipo de rede de distribuição pode ser alimentado por uma subestação ou por subestações distintas e é suprido por dois ou três circuitos, devido ao custo elevado deste tipo de sistema, somente é recomendado para locais de grande densidade de carga.

2.1.1.2 Redes de distribuição secundária

A rede de distribuição secundária conecta-se ao lado de baixa tensão do transformador de distribuição. A rede secundária é alimentada pelos enrolamentos ligados em estrela aterrado do transformador de distribuição.

Em geral energizada em 127V, 220V ou 380V, é nela que ficam conectados os consumidores de baixa tensão e onde ocorre a maior quantidade de problemas, como por exemplo:

- Desbalanceamento de circuito

O desbalanceamento de cargas provoca em um circuito elétrico perdas técnicas significativas e tem maior impacto nas redes elétricas secundárias, já que nesse componente é

maior a possibilidade de ocorrência quando comparado com o sistema primário e o sistema de transmissão, pois a corrente de desequilíbrio dispõe de caminho de retorno para a fonte através do condutor neutro.

Além disso, na rede secundária as cargas monofásicas devido aos diferentes hábitos das unidades consumidoras, ligações novas, cortes e religamentos sem observar o equilíbrio das fases, etc., tendem a provocar um desequilíbrio constante nas cargas, já as cargas bifásicas e trifásicas contribuem também porque geralmente não permanecem com seus circuitos internos balanceados. Entretanto, deve ser perseguida a otimização do balanceamento da carga da rede secundária, definindo-se critérios para ligação de novos consumidores monofásicos e bifásicos na(s) fase(s) adequada(s), considerando a demanda máxima solicitada e o tipo de classe do consumidor baseado na curva de carga, além do que é de fundamental importância o monitoramento permanente dos carregamentos das fases do circuito secundário.

- Curto-circuito entre fases e entre fase-neutro

A configuração vertical da rede elétrica facilita este tipo de ocorrência causada geralmente por sobrecarga no circuito, o que faz com que os condutores fiquem com a tração diminuída e se toquem. Objetos na rede como árvores, pipas, etc. podem também causar esse tipo de ocorrência.

2.1.2 Principais componentes elétricos da rede de distribuição

Os principais componentes de uma rede elétrica de distribuição são:

- Postes (estruturas primárias e secundárias)

Os tipos de postes utilizados na rede de distribuição urbana são de concreto, seção circular, aplicados em áreas centrais e vias de acesso principais e secundárias das cidades, e duplo T, aplicados em bairros periféricos com baixo grau de desenvolvimento e urbanização.

A escolha está diretamente ligada à densidade de carga, grau de urbanização e posteação existente!

Quando existir a instalação de equipamentos nas estruturas, estas deverão ser feitas somente em poste de concreto seção circular, com exceção dos transformadores monofásicos que podem ser instalados em postes duplo T.

- Cabo

O dimensionamento dos cabos na rede primária e na secundária se dá de acordo com a carga a ser transportada, por exemplo:

Rede primária

É trifásica a 3 fios, bifásica a 2 fios ou monofásica a 1 fio e o neutro ou retorno pela terra (MRT) sendo as bitolas e os materiais dos condutores padronizados para as redes primárias, os quais são comumente de alumínio simples (CA) ou com alma de aço (CAA), nas bitolas 2, 1/0, 4/0 AWG e 336,4 MCM, sendo também usado o condutor de cobre, principalmente nas áreas salitrosas.

Na rede primária o dimensionamento de condutores deve ser feito considerando os seguintes pontos:

- Máxima queda de tensão admissível, em condições normais e de emergência;
- Capacidade térmica dos condutores.

Rede secundária

A rede secundária é alimentada por transformadores trifásicos, bifásicos e monofásicos. Os condutores utilizados normalmente são de cabos de alumínio simples (CA), com bitolas de 2, 1/0 e 4/0 AWG, em alguns casos é utilizado o cabo de cobre de 35 mm.

Quanto ao dimensionamento da carga o ideal é que a rede secundária seja projetada de modo a não ser necessário substituir os condutores, sendo aplicada a divisão de circuitos, para o atendimento de novas cargas.

- Transformador

A ABNT através da sua norma técnica NBR 5458 (1981), define o transformador como sendo: “Um dispositivo que por meio da indução eletromagnética, transfere energia elétrica de um ou mais circuitos (primário) para outro ou outros circuitos (secundário), usando a mesma frequência, mas, geralmente, com tensões e intensidades de correntes diferentes”.

Para este componente da rede elétrica devem ser considerados quatro pontos: as tensões de entrada e de saída, o tipo de enrolamento, a potência e a forma do núcleo. Quanto as tensões de entrada e de saída, o transformador pode ser do tipo abaixador de tensão ou elevador de tensão. O transformador será abaixador de tensão quando a tensão de entrada for

maior que a tensão de saída, e será elevador de tensão quando a situação for inversa. Neste trabalho de dissertação este equipamento será tratado no item 2.2.

- Equipamentos de proteção, regulação de tensão e seccionamento

Os sistemas de proteção em redes de distribuição devem contemplar os seguintes pontos:

- Proteção em materiais e equipamentos contra danos causados por curto-circuito;
- Melhoria e confiabilidade do circuito de distribuição, por restringir as possibilidades dos efeitos de uma falha ao menor trecho possível do circuito no menor tempo; com isto, há a diminuição da potência envolvida e número de consumidores atingidos.
- Racionalização do custo dos esquemas de proteção que não devem exceder os benefícios decorrentes de sua utilização.

Os equipamentos que serão instalados na RD - Rede de Distribuição devem ter tensão nominal e nível básico de isolamento compatível com a classe de tensão do sistema e capacidade de interrupção em função do local onde estão instalados.

A proteção contra sobretensões na rede é realizada pelos pára-raios e deverão ser projetados nos seguintes pontos da rede elétrica:

- Em transformadores com localização no fim da rede primária;
- Caso em que no fim da rede trifásica seguir com uma monofásica, serão previstos pára-raios para todas as fases;
- Em pontos de transição de rede aérea para a subterrânea e vice-versa;
- Nas estruturas que contenham religadores, seccionalizadores e banco de capacitores, instalar pára-raios;
- Na estrutura que tenha banco de regulador de tensão, devem ser instalados dois jogos de pára-raios para maior proteção;
- Nas chaves NF - Normalmente Fechadas, não instalar pára-raios;
- No caso das chaves NA - Normalmente Abertas, instalar dois conjuntos de pára-raios nos postes adjacentes à chave;
- Em subestações consumidoras.

Pontos recomendados para a instalação das chaves fusíveis:

- Proteção de circuitos primários;
- Na estrutura de transformadores de distribuição;
- Na estrutura de banco de capacitores fixos e automáticos;
- Nas derivações para atendimento aos consumidores de AT.

Pontos recomendados para instalação de religadores:

- Onde os equipamentos de subestação não sejam sensíveis aos possíveis defeitos no fim do circuito, além de que não seja técnico-economicamente justificável a utilização de chaves fusíveis;
- Em tronco de alimentadores ou ramais, quando se desejar estabelecer a coordenação do sistema;
- Na bifurcação de alimentadores em dois ou mais ramais que possuam corrente de carga representativa para o sistema e, técnico-economicamente seja inviável a utilização de chaves fusíveis ou seccionalizadores.
- Após um consumidor especial e/ou centro de carga, a qual seja significativa para o sistema.

Quanto aos seccionalizadores deverão sempre ser instalados em série, com equipamento de religamento automático na retaguarda nos seguintes pontos:

- Áreas sujeitas a falhas, as quais devem ser supridas;
- Ao longo do alimentador, após cargas com demandas significativas;
- Em alimentadores que tenham cargas relativamente altas, que sejam bifurcadas em dois circuitos pelo menos, quando houver necessidade.

Lembrando que o nível de curto-circuito, no local onde vai ser instalado o seccionalizador, deverá estar de acordo com as capacidades de interrupção desse equipamento.

- Ferragens e acessórios

As ferragens e acessórios utilizados em uma rede de distribuição exigem especificações que são padronizadas através de normas praticadas no Setor Elétrico, as quais fixam desde as exigências mínimas na sua fabricação até o seu recebimento, quando então são aplicadas às redes elétricas.

O desempenho destes componentes na rede elétrica de distribuição é importante, pois caso não seja satisfatório podem contribuir para ocorrências de falhas.

Com relação à resistência mecânica, as ferragens quando montadas, devem atender as finalidades para as quais foram projetadas e resistir aos esforços mecânicos previstos nas suas especificações.

2.2 O TRANSFORMADOR NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA

O transformador é importante como um componente ou equipamento auxiliar em diferentes tipos de circuitos elétricos e eletrônicos efetuando a conversão da energia eletromagnética. Opera desde sinais pouco perceptíveis presentes em aparelhos eletrônicos até potentes sinais presentes em sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, trabalhando com as mais diversas tensões, correntes e frequências.

A energia elétrica produzida a partir de fontes geradoras é levada, através de condutores de eletricidade, aos lugares onde é utilizada. Para transportar esta energia, postes e fios não são suficientes. Toda rede de distribuição depende, em boa parte dos transformadores, que elevam e rebaixam a tensão de modo a que haja economia de energia durante a transmissão. Ou seja, no sistema elétrico de potência ocorrem mudanças de níveis de tensão na geração, transmissão e na distribuição. Portanto, um transformador pode estar servindo para a mudança de níveis de tensão e de corrente em um sistema elétrico, sem alterar a frequência da onda fundamental.

Esta função é provavelmente a mais evidenciada, em face da presença constante das redes de distribuição de energia, dos ramais de fornecimento, das redes de transmissão e das usinas geradoras de energia elétrica. Os transformadores de distribuição efetuam a tipificação na etapa quase final da utilização da energia elétrica, transformando a eletricidade recebida da alta tensão (distribuição) para baixa tensão (utilizada pelo consumidor).

No suprimento da rede elétrica de média tensão, na grande maioria são utilizados transformadores de subestações trifásicos de dois ou de três enrolamentos. No suprimento da rede de baixa tensão, têm-se os transformadores de distribuição que podem ser monofásicos, bancos de dois ou três transformadores e os trifásicos.

Transformadores monofásicos ligados em banco, de modo a formar um equivalente trifásico, apresentam uma vantagem na manutenção e operação: quando for danificada uma

fase, basta trocar um dos transformadores, por um de reserva, com menor tempo de parada. Porém a desvantagem está no capital inicial empregado em 3 transformadores monofásicos ao invés de 1 transformador trifásico de potência equivalente e de custo menor.

Foram selecionadas por região geográfica empresas do Setor Elétrico Brasileiro para que, a partir de pesquisas efetuadas pela autora, através dos periódicos de internet referenciados na bibliografia deste trabalho, fosse constatado com relação ao item transformador de tensão, a similaridade nas suas práticas, de acordo com suas normas técnicas internas e na utilização das normas da ABNT (Pesquisa de normas. São Paulo: ABNT, 2008. Disponível em: <<http://www.abnt.org.br/default.asp?resolucao=1024X768>>. Acesso em: 02 jun. 2008). As empresas pesquisadas foram:

Região Norte

CELPA – Centrais Elétricas do Pará S.A.

Região Centro Oeste

CEB – Companhia Energética de Brasília

CELG – Companhia Energética de Goiás

Região Sudeste

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

Região Sul

COPEL – Companhia Paranaense de Energia

RGE – Rio Grande Energia

Região Nordeste

COELCE – Companhia Energética do Ceará

Os endereços dos periódicos de internet dessas empresas, utilizados na pesquisa, estão citados na bibliografia da dissertação. Para que a afirmação da similaridade das práticas pudesse ser ratificada, através de uma pesquisa presencial, foi efetuado levantamento na Centrais Elétricas do Pará S.A., na área que elabora as normas técnicas internas e na área que efetua o controle de manutenção de transformadores dessa empresa, confirmando que para as Redes Aéreas de Distribuição – classes 15 e 36,2 kV, as práticas entre as empresas

apresentam poucas variações, as quais podem ser desconsideradas para o foco desta dissertação, por não trazerem alterações significativas no resultado final.

2.2.1 Modelos

Os modelos dos transformadores para as Redes Aéreas de Distribuição – Classes 15 e 36,2 kV são dos tipos monofásicos e trifásicos, de acordo com a necessidade de atendimento aos clientes da concessionária de distribuição de energia elétrica.

Nas áreas urbanas de média, alta e muito alta densidades de carga serão instalados transformadores trifásicos. Nas áreas urbanas de baixa densidade e nas áreas rurais podem ser utilizados transformadores monofásicos.

Para que seja definido corretamente, antes da instalação de transformadores monofásicos, deve ser avaliada a existência de unidades consumidoras que precisem de alimentação trifásica, ou se existe previsão de aumento de carga a médio prazo. Com esta análise pode ser evitada a ampliação prematura de transformadores, de monofásico para trifásico.

2.2.1.1 Transformador monofásico

O transformador monofásico é o transformador que é alimentado por um sistema de corrente alternada monofásica, ou por um circuito fase-neutro ou fase-fase derivado de um circuito polifásico. Este tipo de transformador é utilizado para consumidores de pequeno porte que necessitam uma tensão de 127 V a 380 V.

Tabela 2.1: Tensões Nominais e Derivações - Transformadores Monofásicos

TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO (kV EFICAZ)	DERIVAÇÃO	PRIMÁRIO		SECUNDÁRIO	
		TENSÃO (V)	LIGAÇÃO	TENSÃO (V)	LIGAÇÃO
15	1*	7967	fase-neutro	230/115	série a três terminais
	2	7621**			
	3	7275			
36,2	1*	19919**			
	2	19053			
	3	18187			

* Derivação principal
 ** Tensão de expedição

Fonte: CELPA ETD-01 (2000).

Podem ser observados na tabela 2.1 os valores atribuídos para a tensão máxima do equipamento em kV, tensão nominal e ligação no primário e no secundário do transformador.

2.2.1.2 Transformador trifásico

O transformador trifásico apresenta um núcleo trifásico, os enrolamentos podem ser associados em ligações denominadas de estrela ou delta. Esta escolha depende de fatores como acesso a neutro, bitola de condutores por fase, nível de isolamento, sistema de aterramento, defasagem angular requerida, etc.

Conforme tabela 2.2 podem ser observados os valores atribuídos para a tensão máxima do equipamento em kV, tensão nominal e ligação no primário e no secundário do transformador.

Tabela 2.2: Tensões Nominais e Derivações - Transformadores Trifásicos

TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO (kV EFICAZ)	DERIVAÇÃO	PRIMÁRIO		SECUNDÁRIO	
		TENSÃO (V)	LIGAÇÃO	TENSÃO (V)	LIGAÇÃO
15	1*	13.800			
	2	13.200**			estrela
	3	12.600			
36,2	1*	34500**	triângulo	220/127	com neutro acessível
	2	33000			
	3	31500			

* Derivação principal

** Tensão de expedição

Fonte: CELPA ETD-01 (2000).

2.2.2 Características elétricas básicas

Os parâmetros elétricos de um transformador são determinados segundo perdas máximas aceitáveis, conforme ABNT NBR 5440 (1999):

- Potências nominais

Entende-se por potência nominal de um transformador, o valor convencional de potência aparente, que serve de base ao projeto, aos ensaios e às garantias de fabricante, e que determina o valor da corrente nominal, nas condições específicas nas respectivas normas adotadas no setor elétrico.

- Relação de tensões e derivações

Dentre os tipos de ligação o mais utilizado pelo Setor Elétrico Brasileiro, na distribuição secundária de energia elétrica, obedece ao esquema da figura 2.1. O primário do transformador tem seus enrolamentos ligados em delta ou triângulo tendo cada um a tensão de 13,8 kV. O secundário tem os enrolamentos ligados em estrela e o nó central é chamado de neutro, o que adiciona um quarto condutor ao circuito; isto pode ser observado através dos quatro fios que aparecem na parte intermediária dos postes em uma rede de distribuição elétrica. O condutor neutro é geralmente conectado a um aterramento, ficando com um potencial nulo em relação a terra.

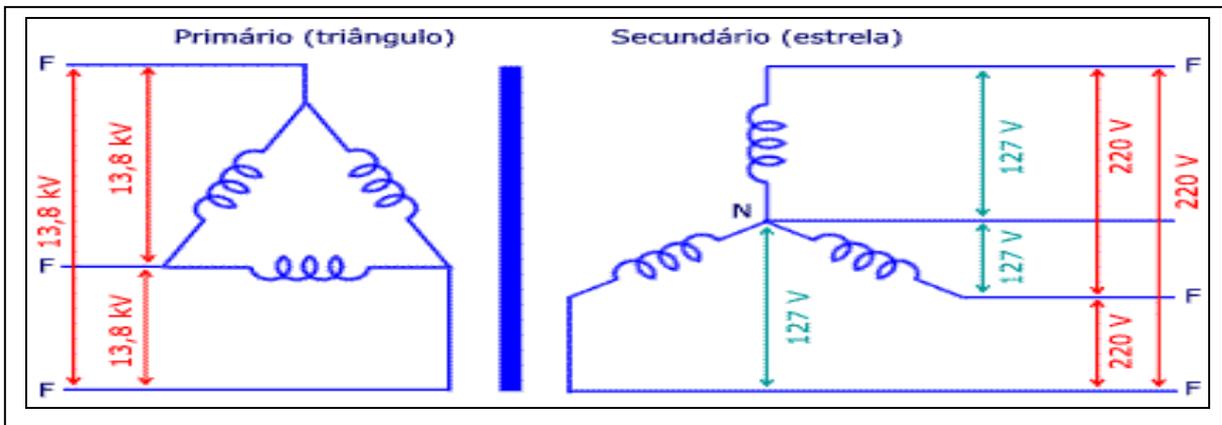


Figura 2.1: Ligação delta – estrela aterrado

Fonte: Confeção própria

- Níveis de isolamento

O transformador de acordo com a tensão máxima do equipamento, deve obedecer aos níveis de isolamento para a tensão suportável nominal na frequência industrial e tensão suportável nominal de impulso atmosférico (tabela 2.3).

Tabela 2.3: Níveis de isolamento

TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO	TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL FREQUÊNCIA INDUSTRIAL	TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL DE IMPULSO ATMOSFÉRICO
(kV)	DURANTE 1 MINUTO (kV EFICAZ)	(kV)
15	34	95
36,2	50	150

Fonte: CELPA ETD-01 (2000).

É recomendado que as buchas possuam nível de isolamento de valor igual ou superior ao nível de isolamento dos enrolamentos ao qual estão ligadas.

- Perdas, corrente de excitação e impedância de curto-circuito

Comparado aos outros equipamentos, o transformador apresenta perdas baixas. As perdas provocam o aquecimento do transformador, e a ABNT, através de suas publicações, estabelece a elevação máxima de temperatura dos enrolamentos e do líquido isolante acima da temperatura ambiente.

- Capacidade de suportar curto-circuito

Os transformadores sem sofrerem danos, devem ter capacidade para suportar os efeitos térmicos e dinâmicos causados em seus terminais secundários pelas correntes de curto-circuito.

Esta corrente provoca esforços mecânicos elevados e é necessário que os enrolamentos estejam muito bem ancorados, por disposição de calços e amarrações, para tornar o conjunto rígido.

2.3 ASPECTOS OPERACIONAIS E MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA

2.3.1 Aspectos operacionais

Para uma rede de distribuição elétrica os transformadores são máquinas estáticas que transferem energia elétrica de um circuito para outro, sempre mantendo a mesma frequência e variando valores de corrente e tensão. Durante esta transferência de energia ocorrem perdas as quais estão diretamente ligadas à construção do transformador, ao seu regime de funcionamento e a manutenção nele efetuada.

As principais perdas de energia no transformador estão relacionadas às perdas no cobre e as perdas no ferro e afetam questões operacionais e de manutenção deste elemento de rede. Estas perdas se apresentam principalmente no núcleo e nos enrolamentos e podem se classificar em:

- Perdas no material dos enrolamentos
 - Perdas na resistência ôhmica dos enrolamentos: são perdas que surgem pela passagem de uma corrente (I) por um condutor de

determinada resistência (R); sendo representadas pela expressão I^2R e dependem da carga aplicada ao transformador.

- Perdas parasitas no condutor dos enrolamentos: são perdas produzidas pelas correntes parasitas induzidas, nos condutores das bobinas, pelo fluxo de dispersão, são perdas que dependem da corrente (carga), do carregamento elétrico e da geometria dos condutores das bobinas.
- Perdas no ferro do núcleo magnético
 - Perdas por histerese: são as perdas provocadas pela propriedade das substâncias ferromagnéticas de apresentarem um “atraso” entre a indução magnética e o campo magnético. O fenômeno da histerese é análogo ao da inércia mecânica.
 - Perdas por correntes parasitas: de modo semelhante ao caso das perdas parasitas no material condutor dos enrolamentos, o fluxo indutor variável induz no ferro forças eletromotrizes (f.e.m.) que por sua vez farão circular as correntes parasitas em circuitos elétricos fechados, estas são proporcionais ao quadrado da indução.

Com relação às perdas no cobre, para se determinar o carregamento econômico de cada transformador devem ser considerados os parâmetros que estão ligados aos aspectos de:

- Construção
- Operação
- Tempo de utilização com carga e em vazio
- Preço da energia elétrica.

Na prática, deve-se evitar o funcionamento dos transformadores com carga superior à potência nominal.

Para as perdas no ferro, deve-se avaliar o regime de operação em vazio de cada transformador, verificando-se a possibilidade de desligamento nos períodos onde eles não fornecem energia útil, evitando essas perdas. Essa avaliação deve levar em consideração as características construtivas de cada transformador e os custos de operação e manutenção envolvidos.

2.3.1.1 Operação em condições normais e especiais

Um transformador opera em condições normais quando: a altitude da instalação não supera os 1000 metros, a temperatura do ar ambiente, que irá resfriar o transformador, seja no máximo de 40 °C e média diária de 30 °C e o seu transporte e instalação estando em acordo com as normas ABNT NBR 7036 (1990) e NBR 7037 (1993).

Quanto à instalação os seguintes procedimentos devem ser tomados, entre outros:

- As ligações do transformador devem estar compatíveis com o diagrama de ligações da sua placa de identificação;
- As ligações das buchas deverão ser apertadas de modo correto, para que nenhum esforço seja transmitido aos terminais, o que poderá ocasionar afrouxamento das ligações, mau contato e posteriormente vazamentos por sobre aquecimento no sistema de vedação;
- As terminações devem ter flexibilidade para serem evitados esforços mecânicos causados pela expansão e contração, ocasionando por vezes a quebra da porcelana dos isoladores;
- O tanque deverá estar permanentemente aterrado utilizando conector de aterramento. Uma malha de terra permanente de baixa resistência é fundamental para uma proteção adequada;
- Com relação aos componentes de proteção e manobra eles têm que estar protegidos contra sobrecarga, surtos de tensão e curto-circuito.

2.3.1.2 Operação em paralelo

São consideradas operações em paralelo quando se faz necessário atender duas situações:

- Aumentar a carga de determinada instalação sem modificação profunda de *lay-out* da mesma;
- Ao prever pane em um dos transformadores, houver a necessidade de continuar operando o sistema, mesmo à carga reduzida.

Dois transformadores operam em paralelo, se estão ligados ao mesmo sistema de rede, tanto no primário quanto no secundário, chamado de paralelismo de rede e barramento, respectivamente.

Dois transformadores serão ligados em paralelo de forma satisfatória se:

- Os diagramas vetoriais tenham o mesmo deslocamento angular;
- As relações de transformações sejam as mesmas, inclusive nas derivações;
- Possuam impedâncias iguais.

2.3.2 Aspectos da manutenção

As manutenções dos transformadores podem ocorrer de forma preditiva, preventiva e corretiva. No primeiro e segundo caso a partir de informações de controle, a Área de Manutenção propõe um plano de ação em acordo com a alta direção da empresa e demais áreas envolvidas, entre elas a Área de Operação, para que sejam executados os procedimentos.

Em algumas situações existe uma disponibilidade de tempo maior permitindo uma programação detalhada das verificações e trabalhos de melhoria que podem ser executados, acertando com a Área de Operação qual será a melhor data para executar o serviço. Em outros casos, as informações obtidas requerem uma ação urgente, pois no caso de demora podem ocorrer problemas graves no transformador.

Um programa geral de manutenção, de acordo com Oliveira, Cogo e Abreu (1984, p.36) abrange os seguintes itens, conforme tabela 1 (ANEXO), onde são estabelecidos os itens a inspecionar, o que deve ser feito e a frequência da inspeção.

Segundo Beato e Sampaio (1973) na publicação *Manutenção e Reforma de Transformadores*, para uma empresa distribuidora de energia elétrica, os principais defeitos que ocorrem em transformadores, as causas e as providências que são tomadas para solucionar problemas estão relacionadas na tabela 2 (ANEXO).

Entre as ocorrências que demandam manutenções programadas podem ser citadas:

- Secagem das partes ativas dos transformadores

Quando forem verificados índices excessivos de umidade no óleo, por ocasião do ensaio de rigidez dielétrica e determinação do teor de água será necessário desidratar o óleo e secar a parte ativa do transformador.

É importante proceder ao tratamento e secagens do óleo se a parte ativa contiver retida água nos isolantes. Ao tomar este procedimento, ao fim de pouco tempo o óleo voltará quase ao mesmo estado de umidade anterior.

- Anomalias na atuação do comutador de derivação em carga

Quando ocorrerem anomalias na atuação do comutador de derivação em carga, deverá ser bloqueada a atuação do comutador, de acordo com as orientações repassadas pela Área de Operação e aguardar para desligamento em ocasião mais propícia.

- Enchimento com óleo

Antes de se iniciar o enchimento de um transformador:

- Verificar o valor da rigidez dielétrica do óleo de hora em hora.
- O vácuo deve ser verificado a cada 5 minutos.
- Os valores de rigidez dielétrica do óleo devem ser concordantes com os obtidos antes do início do enchimento e devem respeitar os limites indicados nas normas técnicas da ABNT.
- O óleo proveniente do tanque de armazenamento deve circular pelo equipamento de tratamento e pelo tanque até se obter para o óleo características iguais ou superiores às estabelecidas para o óleo novo.

O enchimento deve ser efetuado pela parte inferior do transformador e deve ser realizado até que toda a parte ativa esteja coberta de óleo.

- Medição da resistência dos enrolamentos

A medição da resistência dos enrolamentos é executada: no ensaio durante a recepção, após uma reparação que tenha sido feita nos enrolamentos ou após a ocorrência de arcos internos, deste modo poderá ser analisado como se encontra o estado interno do transformador.

O desequilíbrio na resistência das fases, após uma manutenção, pode ser proveniente de erros no número de espiras, diferenças nas seções das barras ou até alterações na qualidade do cobre eletrolítico usado.

Quando da ocorrência de ruídos internos que podem ser originados de arcos internos, deve ser realizada a medição das resistências ôhmicas dos vários enrolamentos. Deste modo pode ser avaliado se houve corte de condutores ou curto-circuito entre espiras de camadas antes mesmo da abertura do tanque.

Existem manutenções programadas que apresentam problemas onde cabem ações mais rápidas do que as acima citadas. As soluções destes problemas exigem o desligamento do

transformador em um prazo mais curto do que normalmente outro tipo de manutenção programada. Entre estas podem ser mencionadas:

- Vazamentos de óleo pequenos ou moderados;
Desde que não ofereçam risco de abaixamento perigoso do nível.
- Aquecimento pequeno nos conectores;
Este aquecimento deve ter sido indicado pelos critérios de avaliação do equipamento termovisor, para que possa ser avaliada corretamente a intensidade do problema.
- Anormalidades no ensaio de óleo.
Quando os resultados obtidos no ensaio de óleo apresentar valores diferentes dos estabelecidos pelas normas técnicas da ABNT, ou valores considerados anormais por comparação com medições anteriores.

As manutenções corretivas têm um caráter emergencial e exigem providências imediatas quando são detectadas pelos técnicos da Área de Operação, ou pelos da Área de Manutenção quando executam suas atividades. Estas atividades podem exigir o desligamento da rede elétrica e devem ser executadas de comum acordo com estas duas áreas. Como exemplos apresentam-se a seguir as seguintes situações:

- Ruído interno anormal;
- Vazamento forte de óleo;
- Sobreaquecimento excessivo nos conectores verificado através do termovisor.

2.4 QUALIDADE DO FORNECIMENTO

Ainda não se encontra claramente uma definição padrão para qualidade de energia elétrica, entretanto, fatores como a disponibilidade, a instalação elétrica, a suscetibilidade dos equipamentos, o aterramento e as interferências são determinantes da qualidade. De acordo com Ricardo Aldabó:

Analisando o sistema como um todo verifica-se que o processo está sujeito a diversos fatores que podem afetar sua qualidade. A quantidade de falhas provocadas por condições climáticas (raio, vento, inundação, etc.) e por acidentes, é substancial. A própria operação normal do sistema gera interferências de natureza elétrica como um subproduto capaz de degradar a energia elétrica. (ALDABÓ, 2001, p.15).

A qualidade requerida pelos consumidores de energia elétrica exige da concessionária que os seus Centros de Operação da Distribuição e Centros de Operação do Sistema estejam estruturados, para manter um canal aberto com os consumidores, de modo a poder coordenar as providências necessárias para restabelecer o fornecimento mais rápido possível nas condições de emergência. Entretanto, isto não é suficiente para que a qualidade no fornecimento seja satisfatória para o produto fornecido, a energia elétrica. São avaliados principalmente:

- Continuidade do fornecimento;
- Conformidade da tensão elétrica

Por este motivo o foco do trabalho aborda estes dois itens, lembrando também que oscilação rápida de tensão, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de tensão são situações que podem ser gerenciados para a melhora da qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Outro fator que deve ser lembrado e que vem a agregar recursos para a qualidade no fornecimento é a manutenção centrada na confiabilidade, onde cada vez mais as práticas do sistema elétrico brasileiro enfrentam dois grandes desafios: o crescimento contínuo da demanda elétrica e o envelhecimento dos equipamentos.

2.4.1 Continuidade do fornecimento

Os índices operativos permitem através de seu estabelecimento avaliar se a continuidade do fornecimento está ocorrendo na rede elétrica. Os índices são utilizados pelas concessionárias de energia elétrica e são considerados como valores de referência nos processos de decisão, que envolvem as áreas de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção responsáveis pelo sistema de distribuição. Estes índices também chamados de indicadores operativos estão regulamentados pela ANEEL e são definidos por consumidor e por conjunto de consumidores de acordo com a Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000 (Brasil. 2000, p.2).

Por unidade consumidora:

- Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC), expressa em horas e em centésimos de hora;

- Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão (FIC), expressa em número de interrupções;
- Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DMIC), expressa em horas e centésimos de hora.

Por conjunto de unidades consumidoras:

- Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) é o período de tempo que, em média, cada consumidor do sistema ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;
- Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) é o número médio de interrupções que cada consumidor sofreu no período considerado, expressa em número de interrupções e centésimos de número de interrupções.

2.4.2 Conformidade da tensão elétrica

Em condições normais ou de emergência são determinados pela ANEEL, de acordo com a Resolução 505, de 26 de novembro de 2001 (Brasil, 2001) valores admissíveis para os níveis de tensão. Foi fixada a tensão nominal para a distribuição secundária, para corrente alternada, frequência de 60 Hz, em 380/220 volts ou 220/127 volts, para redes trifásicas a quatro fios, já para as redes monofásicas a três fios foi fixada em 230/115 volts.

No caso de um transformador em sobrecarga o circuito secundário sofre variação de tensão, cuja queda tende a se agravar à medida que as unidades consumidoras se distanciam do barramento do transformador. Os consumidores das pontas do circuito geralmente sofrem maiores conseqüências, entre elas a queima ou mau funcionamento de equipamentos.

Existe também a possibilidade maior de curtos circuitos na rede de distribuição de baixa tensão, devido às altas correntes provenientes do sobre carregamento, que distendem o condutor provocando curtos entre fases e/ou fase e neutro, caso a referida rede não esteja bem tracionada.

Efetuar a gestão da manutenção de transformadores que apresentam sobrecarga atende a necessidade regulatória e técnica de circuitos, que passarão a apresentar tensão em níveis dentro das normas e satisfatórios para o consumidor.

2.4.3 Manutenção centrada na confiabilidade

Atualmente as expectativas de sucesso, acertos e resultados positivos estão definitivamente atreladas ao mundo globalizado, logo as empresas dependem cada vez mais de sua capacidade de gerar, processar e aplicar de forma eficiente a informação baseada no conhecimento.

Neste contexto, os modelos de manutenção procuram apresentar características adequadas, utilizando os recursos disponíveis na tecnologia da informação, para atender as exigências dos órgãos reguladores, como é o caso do setor elétrico, a otimização de recursos nas empresas e do meio ambiente.

Segundo Moubray (1997, p.02-06 *apud* ALKAIM, 2003) os modelos de técnicas de gerenciamento de manutenção apresentam as seguintes mudanças em escala crescente (figura 2.2):

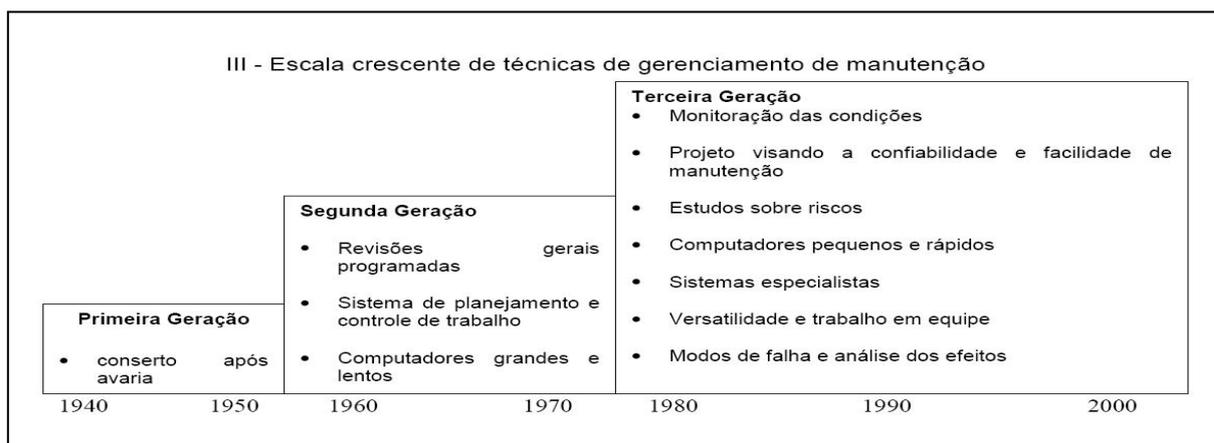


Figura 2.2: Crescimento das expectativas de manutenção

Fonte: Moubray (1997, p.02-06 *apud* ALKAIM, 2003)

Entre a primeira e a terceira geração ao longo do período de 1940 a 2000 até os dias de hoje, é observado que o aumento da demanda pelos sistemas de manutenção está vinculado às exigências organizacionais, onde a substituição do equipamento após avaria (primeira geração), não atende mais o requerido pelo mundo atual.

A terceira geração aponta itens a serem atendidos pelas empresas, tais como, disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos e cuidado com o impacto ao meio ambiente. Diante deste cenário as escalas crescentes de exigências necessitam de um

conhecimento cada vez maior nas atividades devido às demandas nas políticas de manutenção, que ao serem praticadas atendem a rede elétrica e a qualidade no fornecimento.

2.5 ASPECTOS FINANCEIROS

A ausência de uma gestão adequada de manutenção na área de distribuição causa prejuízos para a empresa de energia elétrica, decorrentes da perda de transformadores, entretanto, outros prejuízos estão atrelados a esta análise, podendo ser considerados para apropriá-los estarem divididos em custos diretos e indiretos. Normalmente estes custos contemplam os seguintes itens:

Custos diretos:

- kWh interrompido;
- custo de recuperação do equipamento;
- custo de mão-de-obra com a retirada e instalação do equipamento.

Custos indiretos:

- imagem da empresa de energia elétrica;
- prejuízos com queima de equipamento;
- aumento do imobilizado com o estoque de transformadores reserva.

Com relação aos custos diretos, fazendo uma análise a partir dos valores de uma empresa pesquisada, é possível perceber o impacto financeiro que este tipo de problema ocasiona.

A simulação feita para um transformador considerou os seguintes parâmetros:

Tabela 2.4: Custos Diretos - valores

Cálculo dos Custos Diretos	
Itens considerados	Valor
Potência do transformador	75 kVA
Fator de potência considerado	0,92
Fator de utilização estimado do equipamento	0,82
Tempo médio de interrupção devido a queima do transformador	6 horas
Tarifa média classe residencial, tipo Convencional (sem incidência de impostos)	R\$0,32 / kWh
Custo médio de recuperação do equipamento (ano 2008)	R\$ 1.500,00
Custo médio de mão-de-obra (retirada e instalação do equipamento-ano 2008)	R\$ 550,00

Fonte: Confeção própria

Calculando o valor do kWh para um período de 6 horas de interrupção do fornecimento de energia, é verificado o quanto a empresa deixou de vender ($75 \text{ kVA} \times 0,92 \times 0,82 \times 6 = 339,48 \text{ kWh}$). Neste cálculo foi considerado o fator de utilização estimado do equipamento em 0,82. Após levantamento efetuado em uma empresa de distribuição de energia elétrica foi verificado que o fator de utilização médio do equipamento fica na faixa de 0,80 a 0,85.

Utilizando a tarifa média para a classe residencial, tipo convencional, aplicada nos kWh interrompidos é encontrado o valor de R\$ 108,63 ($339,48 \text{ kWh} \times \text{R\$ } 0,32$).

Finalmente, adicionando os custos de mão-de-obra (retirada e instalação do equipamento), e o de recuperação de equipamento, respectivamente, obtém-se o valor de R\$ 2.158,63 para o custo direto do prejuízo que será imputado à empresa.

Com relação aos custos indiretos não será possível, mesmo que de forma superficial, mensurar todos os impactos, pois estão ligados a fatores que exigirão da empresa uma diversidade de ações.

Deste modo, a distribuidora de energia elétrica, por não entregar ao cliente um produto adequado, terá a sua imagem comprometida. O custo com o aumento dos índices de continuidade (DEC e FEC) fará com que tenha um desembolso financeiro considerável

Enquanto as ações de gestão de manutenção eficiente e eficaz, não forem sedimentadas como prática usual poderá haver necessidade do aumento do imobilizado com estoque de transformadores para atender a demanda de problemas da rede elétrica.

Informações como estas evidenciam que a prática de uma gestão adequada vai muito além do que lucros financeiros; ela permite atingir resultados que estarão compatíveis com a qualidade no fornecimento, atingindo o principal objetivo que é evitar a ausência do produto ao cliente.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo abordou-se a fundamentação teórica básica necessária para este estudo, abordando conceitos de rede elétrica, seus tipos e principais componentes elétricos, onde o transformador está inserido com seus modelos e características elétricas.

Por se tratar do desenvolvimento de um sistema de informações que irá contemplar a gestão da manutenção dos transformadores de distribuição, os aspectos operacionais, como

perdas de energia e os aspectos da manutenção que podem ocorrer de forma preventiva ou corretiva, foram analisados.

Para a qualidade no fornecimento foram apresentadas considerações sobre a continuidade, faixas de tensão, manutenção centrada na confiabilidade e aspectos financeiros relacionados a falta de uma gestão eficaz, permitindo um entendimento do que se busca para o produto a ser fornecido ao cliente.

Dando continuidade, o capítulo seguinte, discorre sobre como os sistemas de informação podem ajudar, utilizando a tecnologia da informação, para atingir este objetivo.

Capítulo 3

3 SISTEMA DE INFORMAÇÕES

3.1 INTRODUÇÃO

Um sistema de informações é um sistema que tem como propósito armazenar, processar e compartilhar informações. (MALLACH, 2000, p.664 *apud* CLEMES, 2001, p.23).

De acordo com Lesca (1996 *apud* CLEMES, 2001, p.23) a definição de um sistema de informações é de conjunto interdependente das pessoas, da estrutura organizacional, das tecnologias de informações, dos procedimentos e métodos, os quais disponibilizam em tempo hábil às organizações as informações que são precisas ao seu funcionamento atual e para a sua evolução.

Laudon e Laudon (1998 *apud* CLEMES, 2001, p.23), definem sistema de informações como um conjunto de componentes inter-relacionados que coleta (ou recupera), processa, armazena e distribui informações para suporte ao controle e tomada de decisão nas organizações.

A partir destas definições, pode ser dito que o Sistema de Informações é o responsável em uma empresa por prover a organização das informações que ela precisa para a tomada de decisões gerenciais em diferentes áreas e aspectos, transformando dados em informações, que em seguida se transformarão em conhecimento, obtendo assim meios para uma decisão segura.

As informações têm uma grande interligação com o processo decisório da empresa sendo um recurso vital, logo, é recomendado que sejam eficientes para um processo adequado de decisões, onde a forma de apresentação da informação deve facilitar a sua utilização. Para isto hoje as empresas contam com as inovações tecnológicas da informática que permitem o armazenamento e o tratamento da informação de forma adequada. Quando a informação não é utilizada de forma correta afeta e influencia a produtividade, lucratividade e as decisões estratégicas.

No papel de monitoração e eficiência o SI ajuda a estabelecer objetivos relevantes e quantificados, monitorizar resultados e taxas de sucesso, enviar alerta na periodicidade que se fizer necessária aos gestores de cada nível da organização, podendo considerar variações entre resultados e objetivos pré-estabelecidos; devido a estes fatores eles vêm se tornando uma tecnologia cada vez mais importante nas empresas.

3.2 DESENVOLVIMENTO

Para que seja realizada uma análise sobre o modo como os sistemas de informação de negócios se comportaram ao longo dos anos até hoje, faz-se necessário abordar aspectos que envolvem as quatro últimas décadas (figura 3.1).

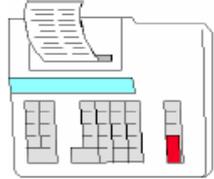
Sistema de Informações	máquina de contabilidade eletrônica (EAM) 	sistema de informações gerenciais (MIS) 	suporte a decisão (DSS) Suporte a Executivos (ESS) 	sistema de informações empresariais sistema estratégico 
Conceito de Informação	mal necessário, exigência burocrática, eliminação de papéis	suporte propósitos gerais	controle gerência customizado	recurso estratégico, vantagem competitiva, base do negócio
Finalidade	velocidade na contabilização e processamento de papéis	necessidades de relatórios rapidamente	melhoramento e customização na tomada de decisão	promover a sobrevivência e prosperidade da organização
Tempo	1950-1960	1960s-1970s	1970s-1980s	1985-2000

Figura 3.1: Necessidade / finalidade dos SI ao longo do tempo
Fonte: Laudon e Laudon (1998 *apud* CLEMES, 2001, p.23)

Na década de 1950-1960 somente as maiores organizações adquiriam estes sistemas e eram chamados de *sistemas eletrônicos de processamento de dados*. Estes sistemas

registravam e armazenavam dados de arquivos, artigos jornalísticos e jornais especializados tendo como atividade principal o suporte às operações.

Nos anos 60 passaram a ser chamados de *sistemas de informação de gestão* e geravam relatórios pré-definidos numa tentativa em dar suporte às tomadas de decisão nas empresas.

Nos anos 70 foram introduzidas flexibilidades permitindo que os *sistemas de suporte à decisão* viabilizassem a escolha de várias opções, personalizando resultados e configuração de programas para atender necessidades específicas, entretanto, este recurso tinha um custo embutido no uso do sistema, o da permanência de um técnico de sistemas no local, de modo a promover as adequações para personalização dos resultados.

Nos anos 80 foi introduzida a computação descentralizada e com isto o PC (*Personal Computer*) passou a ser usado em vários locais da organização mudando toda uma sistemática de trabalho, não sendo mais necessário entrar na fila de espera quando era enviado um trabalho para a área da empresa que era responsável pelo departamento de computadores, cada área passava a ter seu computador e a executar seus trabalhos. Esta facilidade trouxe um problema: inicialmente era esperado que o uso do papel fosse racionalizado, quando da geração das informações, mas o PC fez com que fosse gerada uma quantidade considerável de relatórios, muitas vezes sem importância significativa, só porque era possível. Foi preciso ajustar o processo viabilizando os *sistemas de informação executiva*, oferecendo aos gestores das áreas da empresa informações mais em acordo com o que procuravam.

Nos anos 90 a vantagem competitiva passa a ser um fator bastante discutido no contexto da gestão e para apoiar este novo momento as empresas de *software* fornecem ferramentas que permitem criar os *sistemas de informação estratégicos*. Na virada do século são introduzidos dois fatores em apoio a este contexto, a comercialização da Intranet e o crescimento das intranets e extranets.

Para a próxima década os softwares irão procurar atender mais o enfoque de processos, provendo recursos para melhor orientar as empresas, observando as tarefas que cada função desempenha. O *sistema de informação de negócio* será totalmente integrado, circulando através dele todo o tipo de informação do negócio de uma empresa, de forma transparente.

3.3 ARQUITETURA

Para entender a arquitetura de um SI é importante que se detalhe o fluxo das informações de uma empresa, a forma de coleta de dados e a importância que demandam em relação às decisões a serem tomadas (figura 3.2).

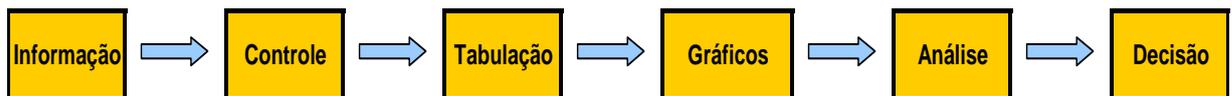


Figura 3.2: Fluxo da informação em uma empresa
Fonte: Confecção própria

Existem diferentes formas de coletar informações as quais podem ter características internas, ou seja, pertencem à área afim, ou podem ter características externas, oriundas de outros pontos da empresa ou de fora da empresa. A coleta dos dados pode ser feita através de formulários ou de softwares desenvolvidos para esta atividade.

O dado por si só não transmite um entendimento, entretanto, a informação é um conjunto de dados, analisados e dispostos de uma forma coerente baseada em fatos.

A informação tem como principais características:

- Integridade – Deve ser fidedigna para apoiar o processo decisório com um mínimo de risco;
- Disponibilidade – Deve estar disponível no momento certo a quem precisa utilizá-la;
- Confidencialidade – Cada pessoa deve ter o seu nível de acesso definido, evitando que informações sejam utilizadas de modo não oportuno;
- Conhecimento – Deve ser utilizada de modo a ajudar no processo decisório e nas mudanças de uma organização.

Desta maneira é praticado o seguinte processo, ilustrado na figura 3.3 de preparo dos dados:

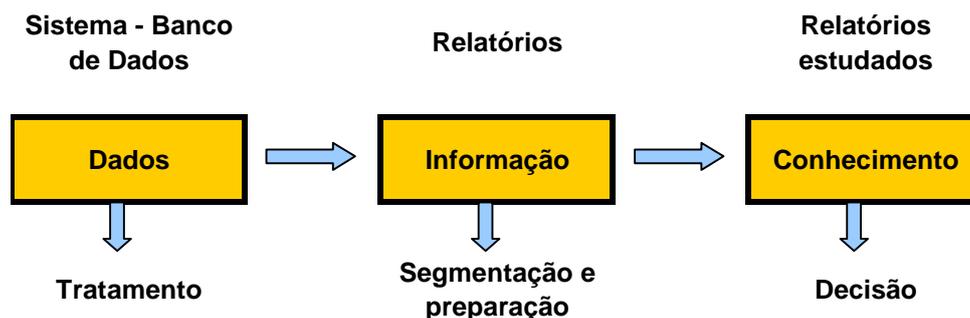


Figura 3.3: Fluxo do processo de preparo dos dados

Fonte: Confecção própria

Com um fluxo implantado nestes moldes, o sistema de informações pode fornecer indicadores de desempenho, apresentados de forma numérica ou gráfica, que podem quantificar diferentes tipos de informação, sendo utilizados para efetuar a gestão em diferentes pontos na empresa.

Com relação aos relatórios devem conter informações de cada área, apresentadas de modo amigável, facilitando o seu uso. Somente os relatórios coerentes e com informações que se traduzam em conhecimento, podem trazer resultados na tomada de decisão. Eles podem ser dos seguintes tipos:

- Relatórios programados – São produzidos periodicamente, ou seja, apresentam uma sazonalidade definida;
- Relatórios de pontos críticos – Resumem atividades críticas que já ocorreram;
- Relatórios de exceção – São elaborados quando ocorre uma situação adversa;
- Relatórios sob solicitação – São elaborados quando é necessária uma informação específica.

No que diz respeito à tomada de decisão o SI apóia as decisões programadas e as não programadas. As decisões programadas são as decisões de rotina, onde é estabelecido um procedimento padrão, que será acionado cada vez que surja uma necessidade. As situações que envolvem este tipo de decisão são bem definidas, para as quais existem informações adequadas. As decisões não programadas não apresentam uma estrutura definida e caracterizam-se pela novidade, não sendo possível por este fator estruturar um método padrão para serem acionadas. O problema a ser resolvido exige que sejam adotadas medidas específicas, este tipo de decisão é inserido num contexto de ambiente dinâmico, que deve ser flexível a modificações no decorrer do tempo.

De forma resumida o tabela 3.1 mostra as três principais arquiteturas de um sistema de informações.

Tabela 3.1: Principais arquiteturas de um SI

Arquitetura	Definição	Características
<i>Hardware</i>	infra-estrutura onde o sistema será executado	equipamentos, <i>mainframe</i> , redes
<i>Software</i>	recursos e ferramentas utilizados pelo sistema para visualizar e acessar os dados	<i>interface</i> com usuário acesso aos sistemas gerenciadores de bancos de dados (SGBD)
Dados	localização física dos dados	dados na origem dados intermediários

Fonte: Furlan *et al.* (1994, p.157 *apud* CLEMES, 2001, p.30)

De acordo com Mallach (2000 *apud* CLEMES, 2001, p.30) a arquitetura para sistemas de suporte à decisão, ou qualquer outro tipo de sistema de informação, deve contemplar:

- Interoperabilidade dos sistemas, esta característica faz com que as informações possam ser acessadas, fácil e rapidamente;
- Compatibilidade dos sistemas permite que os recursos possam ser compartilhados e distribuídos através da organização com facilidade;
- Expansibilidade dos sistemas assegura que limitações em componentes de funções simples não criem obstáculos para o crescimento da organização.

O que se procura atender com a implementação de um SI são as necessidades dos executivos de uma empresa e mais do que isto que forneça informações para decisões em qualquer nível, onde ao fornecer informações internas, informações externas, ou sobre a percepção de clientes, venha a permitir análises e simulações, sendo um ambiente que integra informações disponíveis e relevantes para o êxito da organização.

Dentro deste contexto atualmente é apontado como tendência para um SI acessos através da internet, intranet corporativa e um sistema de *Data Warehousing*.

3.4 DATA WAREHOUSE

Na década de 1990, apesar de ser possível dispor de recursos de informática para o armazenamento de grande volume de informações surgia a dificuldade de obter informações úteis sobre esse volume pela incapacidade de analisá-los.

De acordo com Brackett (1996, p.578 *apud* CLEMES, 2001, p.34), o volume de dados está dobrando a cada dois anos, deste modo, considerando que cada vez mais a tomada

de decisão requer menos tempo, se faz necessário que as empresas utilizem meios eficientes para analisá-los.

Neste contexto, as organizações utilizam tanto os sistemas transacionais também chamados de operacionais (OLTP- Online Transaction Processing), como os sistemas analíticos (OLAP- On line Analytical Processing). Tanto os sistemas transacionais como os analíticos utilizam os bancos de dados relacionais.

Os bancos de dados relacionais permitem a definição de estrutura de dados, armazenamento, operações de recuperação de dados e criação de restrições de integridade. Os dados e as relações entre eles estão organizados em tabelas, formalmente chamadas de relações.

Pode ser dito para maiores esclarecimentos, que nas organizações o processo inicial de informatização é baseado fundamentalmente no desenvolvimento e na implantação de sistemas de informação transacionais. Estes sistemas normalmente suportam as operações básicas do cotidiano dos seus usuários. Apesar de conseguirem pesquisar e manipular grande volume de dados, não são tão eficientes para que em um tempo ideal permitam a análise e o entendimento dos mesmos.

Para atender a necessidade de respostas em tempo mais exíguo surge o *Data Warehouse*. O *Data Warehouse* tem como objetivo suportar o processamento analítico *on-line*, sendo uma solução tecnológica que envolve uma coleção de dados organizados por assunto, que estão integrados, não são voláteis (não sofrem exclusões), são históricos e cujo propósito primordial é fornecer suporte à tomada de decisão.

Os sistemas transacionais são orientados por transações que são processadas *on-line* a um nível considerável por dia. Segundo Kimball (1998), um sistema OLTP processa milhares ou mesmo milhões de transações por dia. Cada transação contém uma pequena porção de dados. Um *Data Warehouse* frequentemente processará apenas uma transação por dia, mas essa transação contém milhares ou milhões de registros.

De acordo com Singh (2001), as organizações passam a desenvolver um *Data Warehouse* para dispor de informações de alta qualidade que possam ser facilmente acessadas e analisadas (sistemas analíticos). Na tabela 3.2, ainda segundo Singh, são feitas as seguintes comparações para sistemas aplicativos (transacionais) e sistemas de informações (analíticos):

Tabela 3.2: Sistemas Aplicativos e Sistemas de Informação

SISTEMAS APLICATIVOS	SISTEMAS DE INFORMAÇÃO
Suporta decisões cotidianas	Suporta decisões estratégicas de longo prazo.
Com base em transações	Com base em análise
Dados mudam constantemente	Dados mudam raramente
Processamento repetitivo	Processamento heurístico
Mantém dados atuais	Mantém dados históricos
Armazena dados de detalhe	Armazena dados de detalhe e sumarizados
Orientado a aplicações	Orientado a assunto
Padrão de uso previsível	Padrão de uso imprevisível
Serve a comunidade administrativa e transacional	Serve à alta direção

Fonte: Singh (2001, p.37)

3.4.1 Conceitos de Data Warehouse e Data Mart

Segundo ressalta Cledes (2001, p.35), o conceito de *Data Warehousing* não é recente e para melhor entendimento as definições a seguir podem ser consideradas para um *Data Warehouse*, as quais traduzem com clareza o que vem a ser este ambiente.

Devlin (*apud* CLEMES, 2001, p.35) define data warehouse como um repositório de dados simples, completo e consistente, obtido de uma variedade de fontes e disponibilizado para os usuários finais de maneira que eles entendam e usem no contexto organizacional.

Enquanto que SOFTWARE AG (*apud* CLEMES, 2001, p.36), define *Data Warehouse* como um ponto focal de disseminação da informação para usuários finais para suporte à decisão e gerenciamento das necessidades de informação.

Inmon (*apud* DATE, 2004, p.603) define Data Warehouse como um depósito de dados orientado por assunto, integrado, não volátil, variável com o tempo, para apoiar as decisões da gerência.

De modo a agregar estes conceitos, o entendimento é que *Data Warehouse* é um ambiente que contém dados extraídos do ambiente de produção da empresa que em seguida passaram por um processo de seleção e depuração, de modo a serem utilizados para processamento de consulta e não para processamento de transações. Podendo deste modo, apoiar a organização com informações em tempo hábil para dar suporte à decisão e compartilhamento da informação.

O *Data Warehouse* é formado de uma estrutura apenas para leitura, onde os dados são armazenados no formato relacional ou multidimensional, permitindo confeccionar relatórios

muito mais flexíveis e que são populados a partir de banco de dados relacionais. Sendo um *OLAP – On line Analytical Processing* e não um *OLTP – On line Transaction Processing*, deve ser desenhado para permitir a análise de dados.

Entre as estratégias do *Data Warehouse* tem-se o *Data Mart*. O *Data Mart* vem a ser um subconjunto de dados de um *Data Warehouse*, o qual foi desenhado para suportar uma necessidade do negócio ou uma unidade organizacional específica. Um requisito que deve ser respeitado é que um *Data Mart* deve se incorporar à arquitetura de um *Data Warehouse*, sem perder a visão do conjunto.

Para Date (2004, p.604) um *Data Mart* é um depósito de dados especializado, orientado por assunto, integrado, volátil e variável no tempo, que fornece apoio a um subconjunto específico de decisões de gerência.

A diferença básica entre o *Data Mart* e o *Data Warehouse* é que o primeiro opera um conjunto menor de dados e tem um enfoque departamental, enquanto que o segundo apresenta uma visão corporativa.

Nesta dissertação foi utilizado um *Data Mart Independente* que permitirá a implementação de casos existentes em uma concessionária, no ambiente do SI, de modo a efetuar a gestão das ocorrências da manutenção de transformadores de uma rede de distribuição de energia elétrica. Este tipo de *Data Mart* apresenta as seguintes fases de desenvolvimento (figura 3.4) e vantagens e desvantagens (tabela 3.2):

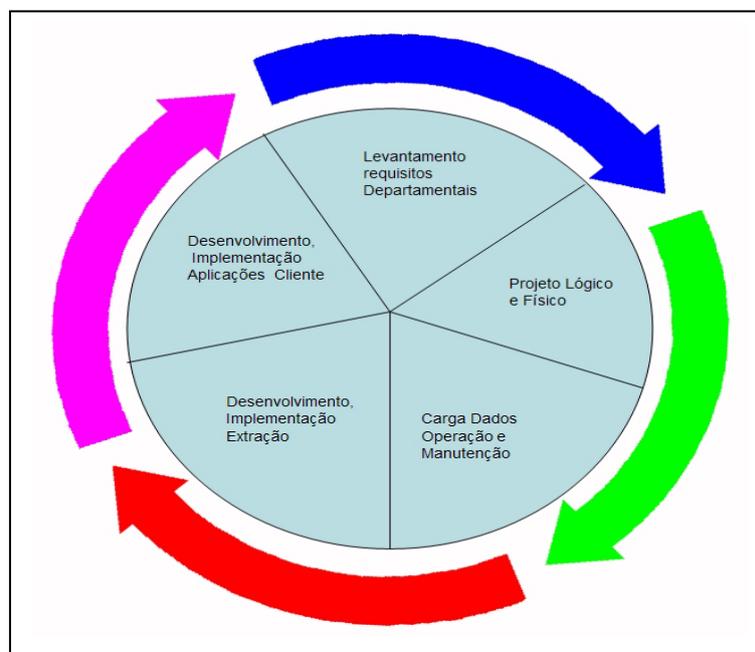


Figura 3.4: Fases do desenvolvimento *Data Marts* Independentes
Fonte: Clemes (2001, p.42)

Tabela 3.3: *Data Mart* Independente - vantagens e desvantagens

Vantagens	Desvantagens
Apresentação de resultados é realizada de modo rápido e barato.	Os <i>Data Marts</i> apresentam baixa integração.
O projeto não precisa de muitos recursos para iniciar.	O acesso aos dados do <i>Data Mart</i> será somente aos seus proprietários.
Extração dos dados dispensa o suporte da equipe de TI.	Identificação das necessidades de informação, levantamento das fontes de dados e implementação dos processos de extração replicados em cada <i>Data Mart</i> .
O gerenciamento é facilitado por apresentar área de abrangência reduzida.	

Fonte: Confeção própria

Reforçando a escolha deste tipo de *Data Mart*, Singh (2001) relata que essa abordagem permite a um departamento ou grupo de trabalho implementar um Data Mart com um mínimo ou nenhum impacto de TI (Tecnologia da Informação). Entretanto, irá requerer algumas qualificações técnicas, mas que poderão ser administradas pelo departamento ou grupo de trabalho.

Outros conceitos que são importantes serem apresentados é o de metadados, granularidade, tabela de fatos e tabelas dimensionais.

As pessoas que tem contato com uma ferramenta de Tecnologia da Informação utilizam alguma forma de metadados. De acordo com Singh (2001, p.126), metadado é frequentemente definido como dados sobre dados, ou um pouco menos vago, como a informação necessária para tornar úteis dados científicos. Para este trabalho será utilizado a definição no sentido geral, isto é para definir um contexto.

Para um esclarecimento mais adequado, pode ser dito que os metadados são apresentados em três camadas diferentes:

- Metadados Operacionais: São aqueles que definem a estrutura dos dados mantidos pelos bancos operacionais, portanto utilizados pelas aplicações de produção da empresa.
- Metadados Centrais de um Data Warehouse: São orientados por assunto e definem como os dados transformados devem ser interpretados, incluem definições de agregação e campos calculados, assim como visões sobre cruzamentos de assuntos.

- Metadados do Nível do Usuário: Organizam os metadados do Data Warehouse para conceitos que sejam familiares e adequados aos usuários finais.

Através da exploração dos metadados, os usuários podem encontrar as tabelas que originaram os dados do Data Warehouse.

A granularidade do Data Warehouse registra em que nível de detalhe os dados estarão disponíveis para a análise do usuário, o que está relacionado diretamente com o tamanho do banco de dados.

A palavra granularidade deriva da palavra grão, comparativamente se os grãos começam a aumentar de tamanho é sinal de que se tem poucos detalhes, no caso de eles serem pequenos é sinal de que se tem mais detalhes. Resumindo, quanto maior a granularidade, maior o grão, menor o nível de detalhe, quanto menor a granularidade, menor é o grão, maior o nível de detalhe.

Para o entendimento do que vem a ser tabela de fatos e tabelas de dimensões, Kimball (1998) define a primeira como sendo a tabela que armazena medições numéricas do negócio e as segundas aquelas que armazenam as descrições textuais das dimensões do negócio.

Dessa forma, os fatos por serem dados numéricos e aditivos, podem ser agregados por: soma, média ou outras funções. Uma tabela de fatos em um esquema relacional corresponde a uma relação muitos-para-muitos (n-m) entre tabelas. A sua chave primária (utilizada para identificar unicamente um registro) é composta de várias chaves estrangeiras (atributo ou conjunto de atributos cujos valores aparecem necessariamente na chave primária de outra tabela) que se relacionam com as tabelas de dimensão.

Uma dimensão é um conjunto de atributos textuais, que descrevem objetos da organização, e que se encontram relacionados uns com os outros.

3.4.2 Interface de banco de dados

A interface de banco de dados vem a ser um conjunto de ferramentas e configurações que permitem associar as linhas das tabelas do banco de dados com algum elemento, tornando possível o acesso e a manipulação de dados a partir do ambiente do programa em uso. As consultas ao banco de dados podem ser transformadas em respostas gráficas na tela do monitor ou em relatórios para apresentação de resultados.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou a tendência dos componentes mais importantes de um moderno sistema de informações corporativas, para suprir os usuários com informações que atendam ao negócio da empresa, utilizando um sistema de *Data Warehousing*, o qual será detalhado no capítulo 4.

Capítulo 4

4 SISTEMA PROPOSTO

4.1 INTRODUÇÃO

Para realizar o desenvolvimento do Sistema de Gestão de Manutenção de Transformadores foi inicialmente levantado o processo que contempla a gestão da área de manutenção de uma distribuidora de energia elétrica, no item transformador (figura 4.1), no que diz respeito às interrupções e carregamento.

A partir das ocorrências de interrupções do sistema de distribuição de energia elétrica que afetam a qualidade de fornecimento, o cliente pode registrar as suas reclamações junto à concessionária através do *Call Center*.

Em um segundo momento, da decisão da concessionária caberá ao cliente apresentar recursos junto a Ouvidoria da empresa, Órgãos de Defesa do Consumidor, Agente Regulador e Mídia.

As reclamações de falta de energia recebidas através do *Call Center* geram nos sistemas transacionais registros, os quais receberão as informações do atendimento realizado.

As fontes de informações para o SGMT vêm através dos registros de atendimento de falta de energia e do carregamento dos transformadores. As demais fontes são utilizadas pelo gestor, em consequência das reclamações registradas no *Call Center* não terem sido atendidas pela concessionária de modo eficaz.

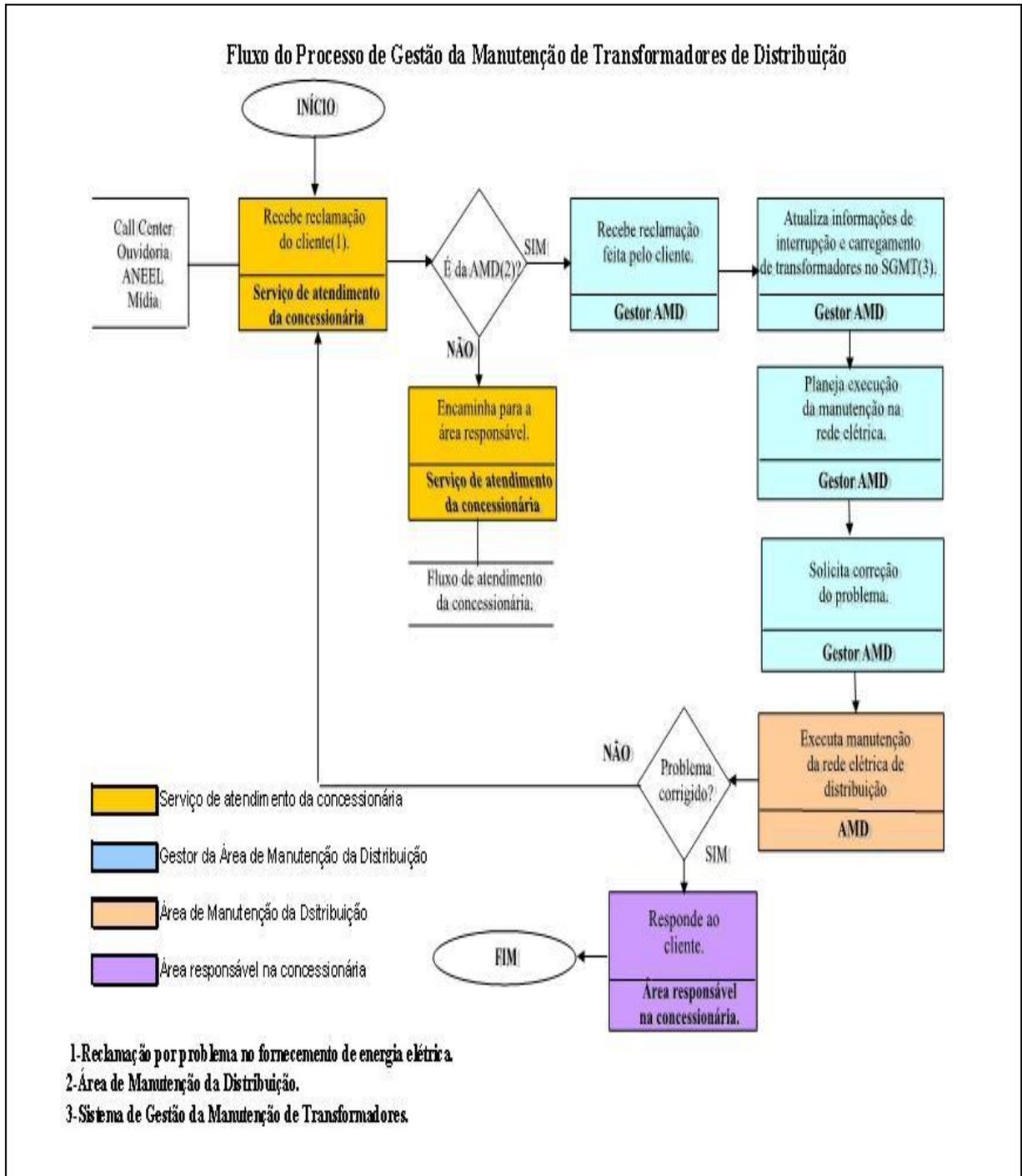


Figura 4.1: Processo de gestão de manutenção de transformadores originado nas interrupções e carregamentos.
Fonte: Confeção própria

Para a melhoria deste processo o SGMT se propõe a tratar as interrupções e o carregamento em transformadores provendo o gestor da Área de Manutenção, de uma ferramenta que permita ações efetivas que terão reflexos positivos no sistema de distribuição de energia elétrica e, conseqüentemente, ao cliente.

4.2 ELABORAÇÃO DO PROJETO DO SISTEMA

O projeto para elaboração do sistema de gestão (figura 4.2) foi composto de:

- Interface que permite aos usuários das áreas técnicas afins ao processo de manutenção de transformadores, terem acesso às informações extraídas, ao executarem a partir de recursos de informática existente nos sistemas transacionais da empresa, um arquivo (.txt).

Esse recurso permite selecionar para este arquivo, através das rotinas de filtragem, que são rotinas que selecionam, a partir de parâmetros de escolha, os dados de interesse ao ambiente do Data Warehouse, tais como:

- Interrupções em transformadores de distribuição de responsabilidade da concessionária, registradas pelo cliente no Call Center;
 - Causas e subcausas que caracterizam problemas físicos no transformador;
 - Informações sobre o carregamento, entre outras, de transformadores de distribuição de responsabilidade da concessionária.
- Tratamento prévio dos dados através do sistema, após a filtragem, utilizando algoritmos, tendo como resultado a Base de Dados (tabelas de fato e dimensão);
 - Sistema que efetue a transformação dos dados em informações, elaborando telas de gestão, considerando as interrupções ocorridas, impactos que causaram no valor do FEC da concessionária e o carregamento dos transformadores. Este sistema permite ao gestor tornar eficiente a manutenção de transformadores, visando à qualidade no fornecimento da energia elétrica.

A rotina de filtragem carregou o *Data Warehouse* com informações de 3 anos das interrupções e dados referentes aos transformadores. Na primeira extração de dados dos sistemas transacionais foram criados arquivos contínuos e posteriormente para as novas interrupções, em uma frequência semanal, poderá ser criado por meio do acréscimo de um instantâneo de dados, um novo arquivo contínuo para a tabela fato tab_interrupções.

O instantâneo de dados é um arquivo que contém novas informações que passarão a fazer parte do *Data Warehouse* juntando-se as já existentes.

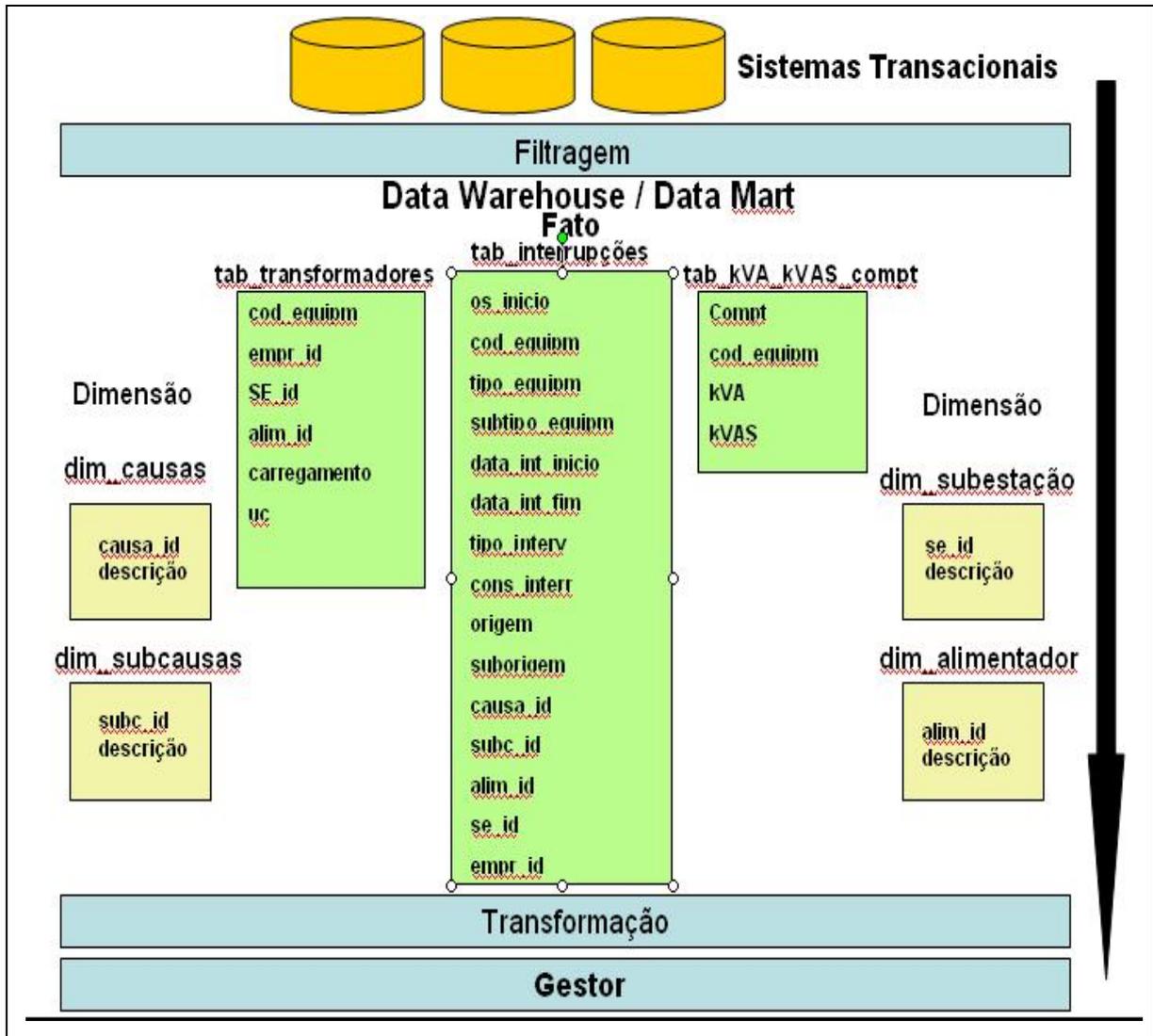


Figura 4.2: Sistema de Gestão de Manutenção de Transformadores

Fonte: Confeção própria

Com relação aos transformadores foi efetuado o mesmo procedimento, com periodicidade mensal, atualizando as informações nas tabelas fato *tab_transformadores* e *tab_kVA_kVAS_compt*. Deste modo a base de dados do *Data Warehouse* é mantida com dados históricos associados aos mais recentes.

As informações dos 3 anos que efetuaram a carga do *Data Warehouse* fazem parte de dados reais extraídos de empresas distribuidoras do setor elétrico, num total de 3 subestações cada uma com 3 alimentadores, num total de 861 transformadores (tabela 4.1). Esta massa de

dados permitiu a simulação do processamento das informações com a extração de diferentes tipos de relatórios e gráficos, para análises devidas ao processo de gestão da manutenção de transformadores de distribuição.

Tabela 4.1: Tamanho da amostra de dados

Tamanho da amostra de dados		
Subestações	Alimentadores	Quantidade de transformadores
EDU	EU01	84
EDU	EU02	100
EDU	EU03	77
FIL	FL01	98
FIL	FL02	58
FIL	FL03	216
MAR	MR01	58
MAR	MR02	57
MAR	MR03	113
	Total	861

Fonte: Confeção própria

No SGMT as informações são segmentadas por subestação (SE), alimentador e equipamento, mostrando quais transformadores contribuem de modo não satisfatório para os resultados da concessionária, o que afeta o cliente.

Para transformadores que estão vinculados a interrupções deverão ser tomadas ações corretivas, entretanto, para os transformadores que ainda não sofreram interrupções, mas já tem seu carregamento comprometido, ações preventivas são recomendadas.

4.3 TRATAMENTO PRÉVIO DOS DADOS DE MONITORAÇÃO

Para que as saídas do SGMT estejam formatadas adequadamente é preciso que primeiramente sejam efetuados tratamentos prévios nos dados e dependendo de qual seja a opção escolhida, por interrupção, por carregamento ou por causa de interrupção, o banco de dados, usando as tabelas de apoio, receberá este tratamento através dos recursos do sistema.

Com a utilização desses recursos, vemos que a principal contribuição do sistema será a de apoiar o processo de gestão da manutenção dos transformadores de distribuição, armazenando os dados para que, ao serem tratados, viabilizem informações que irão subsidiar o planejamento adequado a cada situação que se apresenta e afete o transformador,

comprometendo a qualidade no fornecimento de energia elétrica, caso não venha a ser resolvida pela concessionária em tempo hábil.

4.3.1 Por interrupção, FEC e carregamento

No tratamento prévio dos dados de monitoração só foram consideradas as interrupções não programadas em transformadores de distribuição. Nestes casos, a análise do gestor pode ser feita em um período determinado, sendo aplicado um algoritmo de hierarquização para tratamento prévio dos dados, considerando os seguintes fatores:

- Número de interrupções ocorridas no transformador;
- Contribuição do transformador no valor do FEC da concessionária;
- Valor do carregamento do transformador.

O DEC não foi considerado para a composição do algoritmo por ser um indicador operativo que sinaliza condições de operação, isto é, agilidade de atendimento. Já o FEC traduz situações de manutenção na rede elétrica.

Os valores para os três fatores, por transformador, foram apurados de acordo com os seus critérios de cálculo de conhecimento do setor elétrico e para que pudessem ter a mesma sensibilidade numérica foi aplicado um processo de normalização.

O processo de normalização constou em efetuar o somatório dos valores de cada fator acima, por tipo de fator, para todo o banco de dados. Ou seja, a normalização foi aplicada com o objetivo de harmonizar as escalas dos valores.

Em seguida, cada fator teve seus valores individuais recalculados, a partir da divisão do valor original pelo valor do seu somatório, de modo que o somatório dos novos valores, por tipo de fator, apresentasse como resultado a unidade, garantindo desta forma a mesma sensibilidade numérica para todos eles.

Com os novos valores individuais dos fatores (número de interrupções, FEC e o carregamento) é efetuado o cálculo somando os três componentes do algoritmo, já normalizados, para saber quanto o equipamento contribuiu em valor (pontos do equipamento) no comprometimento da rede elétrica. A partir deste valor, dentro deste mesmo entendimento, são calculados os pontos de contribuição de comprometimento para os alimentadores, subestações e empresa. A seguir estes cálculos são apresentados:

$$FEC = \frac{N_{ci}}{N_{ct}} \quad (4.1)$$

Onde:

FEC – Valor do FEC

N_{ci} – Número de consumidores interrompidos por transformador

N_{ct} – Número de consumidores totais da empresa

$$FEC_n = \frac{FEC_{eq}}{FEC_e} \quad (4.2)$$

Onde:

FEC_n – FEC normalizado

FEC_{eq} – FEC calculado para cada equipamento

FEC_e – FEC da empresa

$$FEC_e = \sum FEC_{eq} \quad (4.3)$$

$$NIn = \frac{N_{ieq}}{N_{ie}} \quad (4.4)$$

Onde:

NIn – Número de interrupções normalizado

N_{ieq} – Número de interrupções por equipamento

N_{ie} – Número de interrupções da empresa

$$N_{ie} = \sum N_{ieq} \quad (4.5)$$

$$C_n = \frac{C_{eq}}{C_e} \quad (4.6)$$

Onde:

C_n – Carregamento dos transformadores normalizado

C_{eq} – Carregamento por transformador

C_e – Carregamento da empresa

A empresa pesquisada estima o valor do carregamento através da seguinte fórmula:

$$C_{eq} = \frac{kVA_s}{kVA} \quad (4.7)$$

Onde o kVAs é a demanda máxima em kVA de um transformador calculada de maneira estatística, como função do seu consumo de energia em kWh e o kVA sua potência nominal.

No entanto, qualquer empresa que utilizar o SGMT poderá adotar o carregamento calculado a partir do kWh total do transformador dividido pelo kWh total da empresa.

Em qualquer situação, quando da definição sobre a troca do transformador será necessário a medição gráfica, pois sendo as condições operativas e funcionais da rede muito dinâmicas, ocorrem várias modificações entre o momento em que o SGMT detectou a necessidade de intervenção e o da operacionalização da mesma, como aumento ou diminuição de carga, nova situação física dos componentes internos do transformador (necessidade de manutenção) por: contaminação do óleo, núcleo, enrolamentos ou buchas comprometidas, entre outros, o que vai influenciar em seus resultados.

C_e – Carregamento da empresa

$$C_e = \frac{\sum kVAs}{\sum kVA} \quad (4.8)$$

$$Peqn = \sum (FECn + NIn + Cn) \quad (4.9)$$

Onde:

$Peqn$ - Pontuação por equipamento normalizada;

$FECn$ – Frequência equivalente de interrupção por consumidor normalizada;

NIn – Número de interrupções ocorridas no transformador normalizado;

Cn – Carregamento do transformador normalizado.

$$Pan = \sum_1^n Peqn \quad (4.10)$$

Pan – Pontuação do alimentador normalizada

$$Psen = \sum_1^n Pan \quad (4.11)$$

$Psen$ – Pontuação da subestação normalizada

$$P_{empn} = \sum_1^n P_{sen} \quad (4.12)$$

P_{empn} – Pontuação da empresa normalizada

A partir destes valores são calculados os percentuais de contribuição dos equipamentos nos alimentadores, nas subestações e na empresa.

$$\%ALIM = \frac{P_{eqn}}{P_{an}} \times 100 \quad (4.13)$$

$\%ALIM$ – Valor percentual de comprometimento do alimentador por equipamento.

$$\%SE = \frac{P_{eqn}}{P_{sen}} \times 100 \quad (4.14)$$

$\%SE$ – Valor percentual de comprometimento da subestação por equipamento.

$$\%EMP = \frac{P_{eqn}}{P_{empn}} \times 100 \quad (4.15)$$

$\%EMP$ – Valor percentual de comprometimento da empresa por equipamento.

Para se obter o valor classificatório de uma segmentação lógica desejada, basta que sejam somados os valores percentuais encontrados, classificando-os em ordem decrescente de comprometimento.

4.3.2 Por carregamento

Para estabelecer a hierarquização nas consultas por carregamento dos transformadores as informações são classificadas em ordem decrescente, utilizando os valores do carregamento normalizado (C_n) por equipamento, somando-os para hierarquizá-los de acordo com a segmentação lógica desejada para a análise.

4.3.3 Por causas das interrupções

As causas/subcausas encontradas nos registros das interrupções não programadas, para os transformadores de distribuição, podem ser cadastradas pelas empresas de energia elétrica de acordo com a descrição que for mais conveniente, desde que descrevam claramente os problemas que ocasionaram as interrupções, para que sejam tomadas providências de manutenção cabíveis a cada situação. Para esta dissertação foram consideradas as causa/subcausas da figura 4.3.

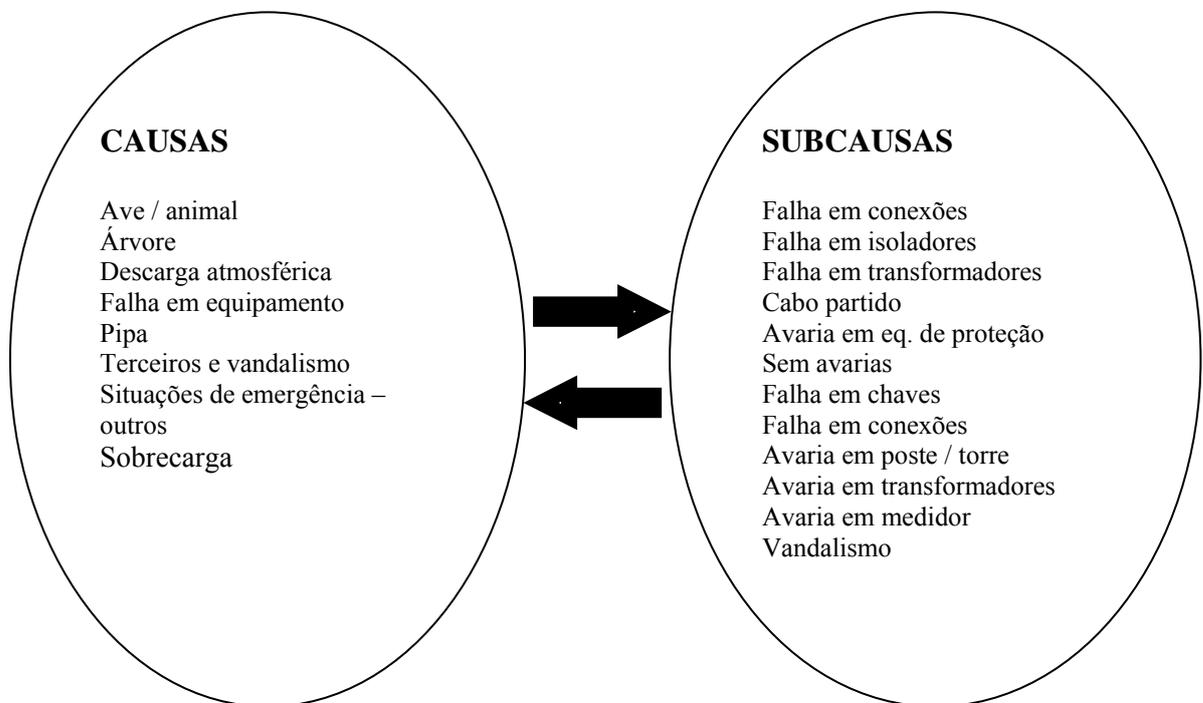


Figura 4.3: Transformadores de Distribuição - Causas e subcausas de ocorrências

Fonte: Confeção própria

Quanto ao critério de hierarquização utilizado para a extração das informações de causas das interrupções, dentro de uma segmentação lógica desejada, é efetuada a somatória das ocorrências das interrupções agrupando-as por causa.

4.4 AMBIENTE OPERACIONAL

Para descrever o ambiente operacional do sistema é apresentado abaixo o fluxograma do SGMT – Sistema de Gestão da Manutenção de Transformadores. O fluxograma é uma representação esquemática do processo de utilização do sistema, representado através de gráficos ilustrando de modo simples a transição de informações entre os elementos que o compõem.

Ao iniciar o uso do sistema (**INICIO**) é executado automaticamente na abertura da tela principal o cálculo do algoritmo de normalização para os campos que o compõem: **“Iniciar o uso do SGMT. É efetuado nesse momento o cálculo do algoritmo de normalização para os campos: no. interrupções, FEC e Carregamento.”**, em seguida o usuário deverá verificar se há necessidade de atualizar informações que irão compor os relatórios de análise: **“Verificar se o SGMT está atualizado”**, definindo o procedimento a ser adotado para este questionamento: **“SGMT atualizado?”**.

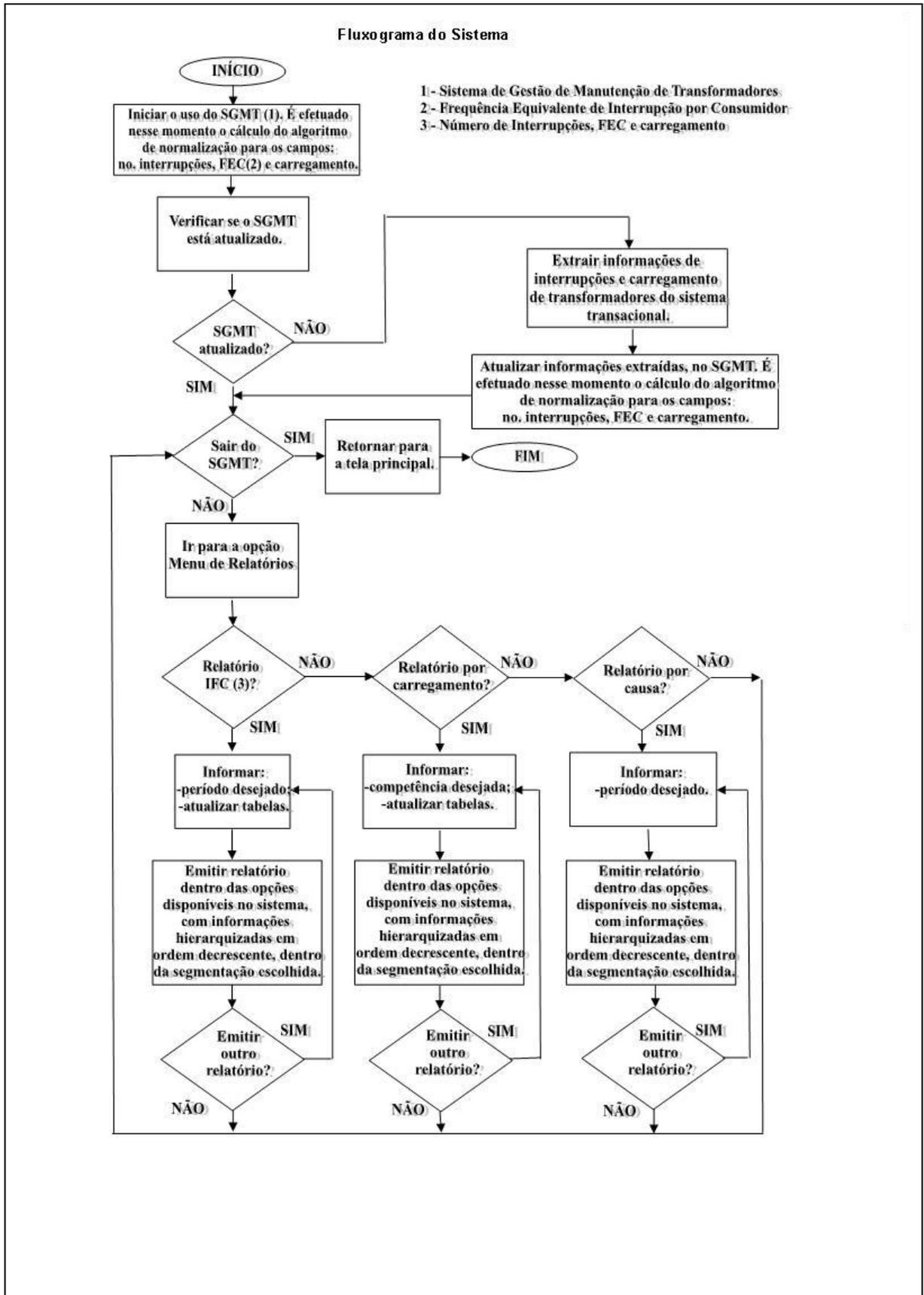


Figura 4.4: Fluxograma do sistema
Fonte: Confecção própria

Em havendo necessidade de atualizar as informações, executar o procedimento de: **“Extrair informações de interrupções e carregamento de transformadores do sistema transacional.”**. Os arquivos gerados pelo usuário deverão atualizar o banco de dados a ser consultado, por ocasião das análises. Após a atualização o sistema efetua o cálculo do algoritmo de normalização para os campos que o compõem: **“Atualizar informações extraídas, no SGMT. É efetuado nesse momento o cálculo do algoritmo de normalização para os campos: no. interrupções, FEC e carregamento.”**.

Após a atualização o usuário define se irá sair do sistema: **“Sair do SGMT?”**. Em caso afirmativo retorna a tela principal: **“Retornar para a tela principal.”** e encerrar o uso do sistema (FIM), se a resposta for negativa, o usuário poderá optar por emitir os relatórios: **“Ir para a opção Menu de Relatórios.”**.

No Menu de Relatórios existem as seguintes opções que podem ser escolhidas de acordo com o grupo de análise desejada: **“Relatório IFC”**, **“Relatório por carregamento”** ou **“Relatório por causa”**. Para o primeiro e terceiro grupo deve ser informado o período desejado e para o segundo grupo a competência desejada. Para o primeiro e segundo grupo, deve ser utilizada a funcionalidade de atualizar tabelas, disponível na tela. A finalidade desta funcionalidade é proceder à organização das tabelas de dados para a melhora do tempo de processamento, quando da emissão dos relatórios.

A próxima etapa é a emissão dos relatórios desejados: **“Emitir relatório dentro das opções disponíveis no sistema, com informações hierarquizadas em ordem decrescente, dentro da segmentação escolhida.”**.

Na necessidade de emitir mais relatórios de um mesmo grupo, o usuário deverá responder afirmativamente a pergunta: **“Emitir outro relatório?”**, se não, poderá ir para outro grupo de relatórios ou sair do sistema (FIM).

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O capítulo detalhou como o projeto do sistema é elaborado, mostrando que a partir de uma base de dados estruturada de modo correto sobre os sistemas legados e uma infraestrutura de *hardware* e *software* apropriada e de fácil implantação, é possível implementar um protótipo de *data warehouse* para uma empresa de energia elétrica no atendimento a gestão da manutenção de transformadores de distribuição.

Podem ser citados como fatores importantes para o projeto: a definição adequada do foco, acesso aos dados, comprometimento do gestor e o acompanhamento constante, com o objetivo de ações corretivas, quando necessário, que mantenham o interesse no projeto.

Foi apresentado o tratamento prévio dos dados de monitoração, detalhando os algoritmos de hierarquização, a serem utilizados nas análises por: número de interrupções / carregamento / FEC, carregamento e causas/subcausas. Essas hierarquizações utilizadas no tratamento dos dados pelo sistema fornecem informações que permitem identificar, por diferentes ângulos, problemas na rede elétrica relacionados com transformadores de distribuição. As informações irão compor o planejamento da manutenção da distribuição, permitindo ao gestor dessa área, ações adequadas que são traduzidas em resultados satisfatórios para a concessionária e para o cliente.

Neste capítulo também foi detalhado o ambiente operacional apresentando o fluxograma do sistema e suas funcionalidades.

No capítulo 5 é apresentado o estudo de caso para uma empresa hipotética, mostrando os recursos disponíveis no sistema de informações, que apóiam a atividade de gestão da área de manutenção da distribuição.

Capítulo 5

5 ESTUDO DE CASO

5.1 INTRODUÇÃO

O estudo de caso irá mostrar de que modo o sistema proposto se operacionaliza através da utilização das informações obtidas do banco de dados, oriundas da Área de Faturamento e da Área Técnica de Operação, transformando-as em subsídios para a tomada de providências no sentido de evitar a perda de equipamentos com prejuízos para o DEC e FEC da empresa.

Com relação aos dados do faturamento, pode ser dito que, como o gerenciamento de rede totaliza os kWh por transformador é possível obter as informações de transformadores com carregamento acima do admissível, definindo ações a fim de evitar a perda do equipamento.

As decisões podem ser a troca de um transformador por outro de maior potência, isso quando a RD de BT (Baixa Tensão) não é muito longa e sem previsão efetiva de grande aumento de carga. Outro recurso é dividir o circuito sendo instalado outro transformador, calculando o centro de carga dos dois novos circuitos. Esta medida é adotada quando a rede de distribuição de BT é longa e com efetivo caráter de expansão.

As informações das ocorrências registradas no COD – Centro de Operação da Distribuição são analisadas pela central de operações, considerando a localização da área de defeito, os danos, recursos materiais e humanos necessários à restauração do sistema elétrico e prazo provável de conclusão diante dos fatores apresentados, principalmente, registrando todos os detalhes do atendimento, ao qual se chama de ocorrência. Caso o cliente volte a entrar em contato novamente com a concessionária, o prazo provável para término do serviço está registrado e poderá ser informado. Essas ocorrências, especificamente a dos transformadores de distribuição, serão submetidas ao sistema de gestão apresentado, criando uma hierarquia de urgência nas providências a serem tomadas pela Área de Manutenção.

Os mais constantes defeitos que afetam os transformadores apresentam as seguintes características:

- Vazamento de óleo – pode ocorrer pela carcaça do transformador estar enferrujada, ou por aquecimento do material interno isolante, o qual ao expandir-se pressiona principalmente os radiadores. Nestes casos o transformador deve ser trocado.
- Defeito na bucha – pode ocorrer nas conexões ou mesmo nos isoladores de porcelana, causando vazamento ou mau contato com a ligação a rede elétrica. Este item deve ser avaliado com critérios, observando se é um defeito de fácil solução, pois a demora numa correção na rede elétrica pode ocasionar a ultrapassagem dos índices de qualidade, ficando mais caro do que trocar o transformador.
- Curto-circuito na RD de BT – tem como efeito o desarme da proteção em chave fusível no lado da AT (Alta Tensão) do transformador, neste caso é fundamental a coordenação geral da proteção da rede, caso o fusível esteja super dimensionado não irá atuar causando a queima do transformador, o que interfere direto na qualidade do fornecimento. Além do tempo para a troca, se o curto-circuito não for trifásico, poderá ocorrer a sub-tensão na rede por alguns segundos, o que poderá queimar equipamentos elétricos dos consumidores. Os curtos-circuitos por sobrecarga provocam distensão dos condutores fazendo com que se toquem, visto que a RD de BT é vertical. Árvores ou outros objetos estranhos a rede elétrica também provocam curto-circuito e conseqüentemente danos aos equipamentos dos clientes da concessionária.
- Corrosão/oxidação em conexões dos transformadores – estes tipos de problemas podem ser identificados com o uso do equipamento termovisor. No momento de uma inspeção da rede elétrica, ele identifica os “pontos quentes”. O “ponto quente” tem origem na má conexão que dissipa grandes quantidades de energia pela produção de calor, decorrente da resistência elétrica do mau contato. O termo é conhecido entre os engenheiros e técnicos que atuam no setor elétrico. Tanto a corrosão como a oxidação podem ocasionar abruptamente a interrupção da proteção da rede. Caso a proteção não tenha uma atuação trifásica, os danos são maiores devido a ligação do transformador

ser ΔY aterrado. Consumidores na BT também poderão sofrer danos em seus equipamentos elétricos.

Existem outros tipos de defeitos, mas para demonstrar a importância do gerenciamento eficaz no bom desempenho dos transformadores, serão suficientes estes.

O gestor da manutenção, de posse do sistema proposto que, através dos resultados formatados em relatórios e gráficos, deixa clara a situação geral dos transformadores gerenciados, poderá direcionar providências cabíveis de acordo com as causas das ocorrências. O sistema apresentado permite um planejamento, subsidiado por informações de comportamento histórico e sazonal, com otimização de custos, de maneira rápida e eficaz.

5.2 INFORMAÇÕES OBTIDAS DO SISTEMA DE GESTÃO DE MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES

Neste item serão abordados os procedimentos que devem ser adotados para a extração das informações, sendo divididos em aspectos gerais e aspectos específicos.

Nos aspectos gerais são tratados os procedimentos de atualização do *Data Warehouse* que possibilitam manter as tabelas atualizadas para posterior extração das informações. Nos aspectos específicos é tratada a extração das informações, com comentários da aplicação prática que cada caso conduz.

5.2.1 Aspectos gerais

Para que sejam extraídas informações do SGMT é recomendado quando necessário, que se atualizem as tabelas que armazenam as informações de interrupções e carregamento dos transformadores de distribuição no *Data Warehouse*. As atualizações são executadas a partir da tela principal do sistema, como apresentado na figura 5.1.

O botão *Atualizar dados de interrupção* ao ser pressionado, carregará a partir do arquivo de extensão *.txt*, gerado no sistema transacional, as informações. Processo semelhante deverá ser feito para atualização dos carregamentos dos transformadores de distribuição, pressionando o botão *Atualizar dados de transformadores*.



Figura 5.1: Sistema de Gestão de Manutenção de Transformadores – Tela Principal

Fonte: Confeção própria

Após as atualizações as informações podem ser extraídas conforme a necessidade do gestor da área de manutenção da distribuição, retornando à tela principal (figura 5.1) e pressionando a opção *Ir para o Menu de Relatórios*.

Em todas as telas do sistema existe no canto inferior direito um botão, que ao ser pressionado, permite retornar à tela anterior, até a saída definitiva do sistema pela tela principal (figura 5.1).

5.2.2 Aspectos específicos

Nos aspectos específicos são tratadas as extrações das informações com abordagem de pesquisa em cima de três enfoques: por interrupção, por carregamento e por causa. Ao pressionar a opção desejada (figura 5.2), o sistema poderá extrair informações da empresa com diferentes combinações da segmentação lógica: subestação, alimentador e transformador.

A hierarquização, tratada no capítulo anterior, por comprometimento na rede elétrica, vai permitir desde a menor granularidade da informação (transformador) até a maior (empresa), fazer análises e tomar decisões junto à área de manutenção da distribuição.

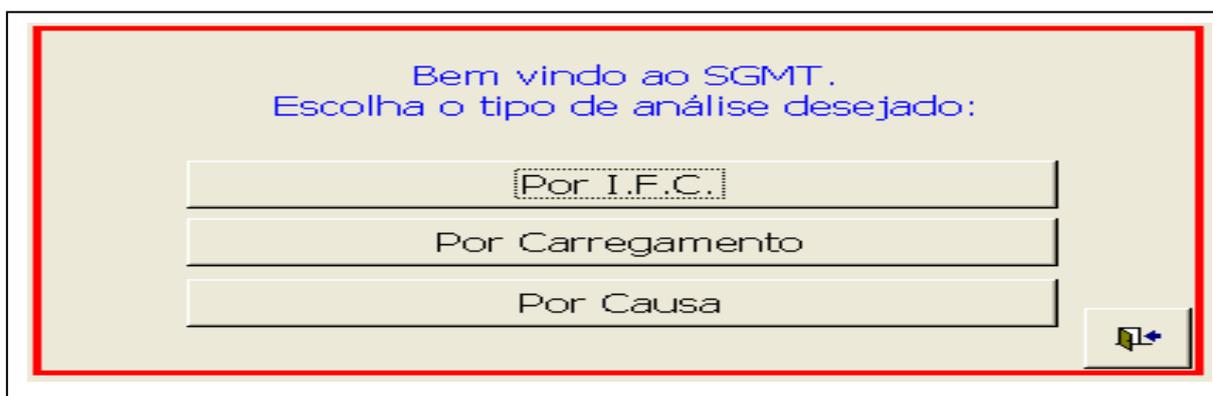


Figura 5.2: Escolha do tipo de análise desejada

Fonte: Confeção própria

Os valores apresentados nos relatórios por tipo de análise desejada (figura 5.2) apresentam-se expressos de dois modos: percentualmente e numericamente. Os valores percentuais são obtidos da normalização descrita do capítulo 4 e utilizados para hierarquizá-los, de acordo com o universo de pesquisa desejado. Estes valores estão identificados no cabeçalho dos relatórios com o símbolo (%) percentual. Os valores numéricos dizem respeito aos valores reais das informações a que estão vinculados.

5.2.2.1 Análise por interrupção, FEC e carregamento

A partir de um período selecionado as informações das interrupções podem ser extraídas em diferentes níveis da topologia da rede elétrica de distribuição. Entretanto, antes de serem extraídas deverá ser utilizado o recurso disponível na tela da figura 5.3, *Atualizar Tabelas*. Ao pressionar este botão o sistema atualiza tabelas de apoio que são utilizadas para a emissão dos relatórios e gráficos.

Figura 5.3: Análise por interrupção – Tela principal

Fonte: Confecção própria

O período informado para extração das informações deve apresentar para a competência final no máximo o último mês e ano contido no banco de dados, sendo garantido isto através da rotina de crítica do sistema.

A análise direcionada para as subestações que mais comprometem o bom desempenho do sistema elétrico de distribuição da empresa tem como suporte as informações do Relatório de Hierarquização por Subestações (figura 5.4), obtido ao ser pressionado o botão Por Subestação (figura 5.3). Neste relatório o campo % da Empresa é um valor obtido a

partir do processo de normalização, conforme detalhado no item 4.3.1 deste trabalho e, os campos: N° de Interrupções, FEC, Carregamento e MVA, são valores reais.

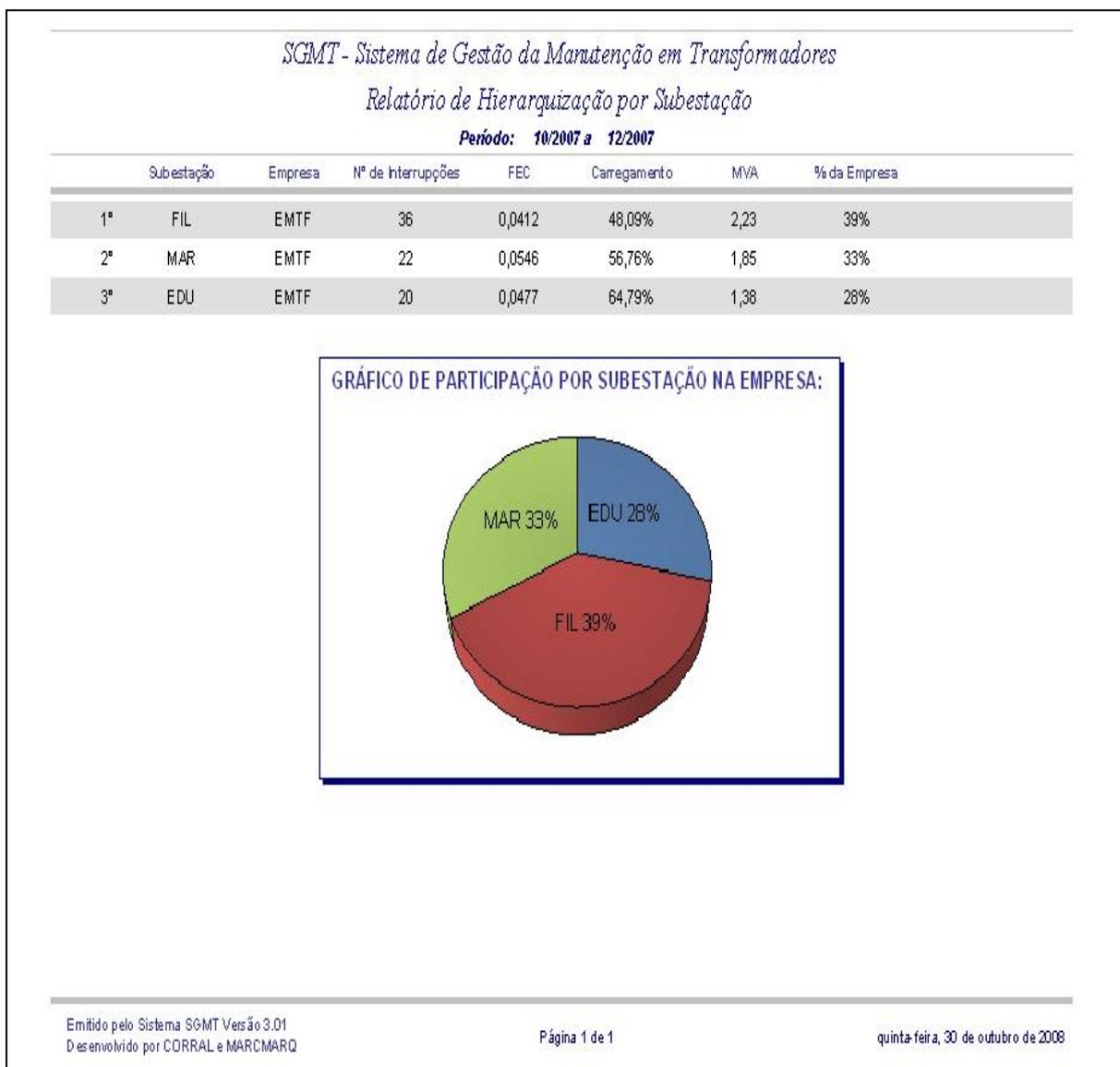


Figura 5.4: Relatório de Hierarquização por Subestação

Fonte: Confecção própria

O relatório mostra os valores do número de interrupções ocorridas, FEC e carregamento por subestação, hierarquizando-as em ordem decrescente de comprometimento, apresentando este percentual com relação à empresa. Uma representação gráfica permite uma melhor visualização para análise.

Embora ainda de forma sintética, o gestor pode verificar qual a subestação mais problemática. Na figura 5.4 a subestação FIL contribui com 39% de comprometimento ocasionado pelas interrupções, indicando uma necessidade de detalhamento das causas que as

provocaram. A subestação MAR que responde como a segunda pior tem um número de interrupções igual a 22, além de possuir o maior valor de FEC da empresa (0,0548). Na subestação EDU o valor de 64,79% para o carregamento dos transformadores, deverá conduzir o gestor a análises averiguando quais equipamentos precisam ser readequados, distribuindo suas cargas ou outras medidas para solucionar o problema.

No relatório da figura 5.6, por alimentador, o sistema passa a apresentar o recurso de filtro apresentado na figura 5.5, que permite direcionar a pesquisa para a subestação de interesse. Sem o preenchimento do filtro e pressionando o botão Visualizar Relatório o sistema irá gerar o Relatório de Hierarquização por Alimentador para todos os alimentadores, independente de qual seja a subestação.



Figura 5.5: Filtro de segmentação lógica – Interrupções por alimentador–opção total

Fonte: Confecção própria

O Relatório de Hierarquização por Alimentador mostra o quanto cada alimentador contribuiu na subestação a qual pertence por ter sofrido interrupções, bem como o valor deste comprometimento com relação à empresa. Foi utilizada a representação gráfica dos resultados, permitindo uma visão dos 10 piores alimentadores em suas respectivas subestações.

No relatório da figura 5.6 e no da figura 5.7 os campos % da Empresa e % da Subestação são valores obtidos a partir do processo de normalização, conforme detalhado no item 4.3.1 deste trabalho e, os campos: N° de Interrupções, FEC, Carregamento e MVA são valores reais.

A extração das informações por alimentador constata que o pior alimentador da empresa, FL03, está localizado na pior subestação (figura 5.4), com um comprometimento de

18,39% e que, os alimentadores FL01 e FL02 da mesma subestação, encontram-se na quinta e sétima posição dentro da classificação dos alimentadores mais comprometidos.

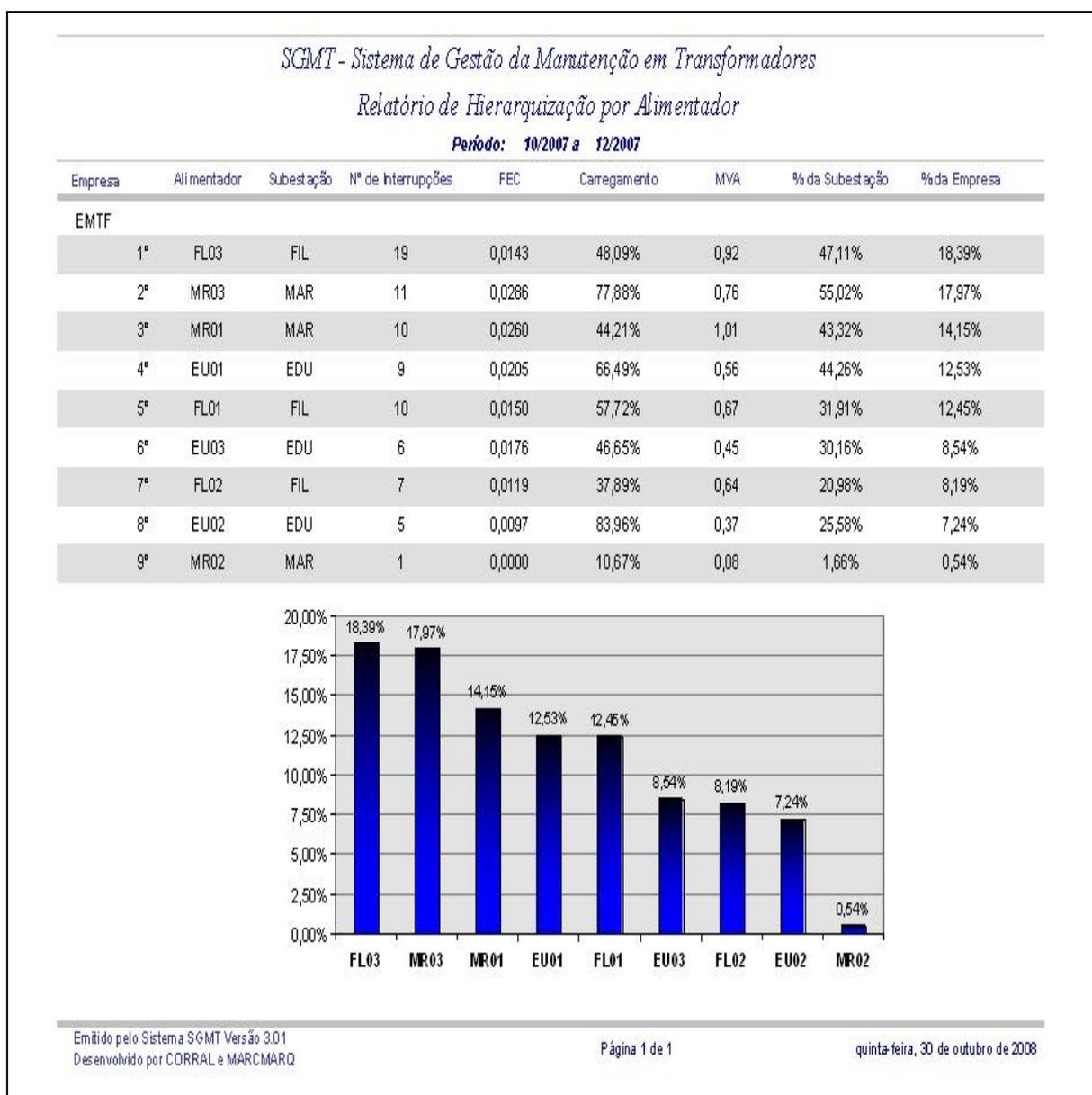


Figura 5.6: Relatório de Hierarquização por Alimentador – opção total

Fonte: Confeção própria

Para o alimentador FL03 o número de interrupções (19) é superior aos demais, as causas deverão ser averiguadas pelo gestor, utilizando os relatórios por causa de interrupção voltados para este enfoque.

Caso o interesse seja de atuar em uma SE específica deve ser preenchido no filtro da figura 5.7 o nome da subestação.

SISTEMA DE GESTÃO DE MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES - SGM

HIERARQUIZAÇÃO DE INTERRUPÇÕES POR ALIMENTADOR

Escolha uma subestação no menu abaixo ou deixe o campo vazio para analisar todos os alimentadores

Subestação:

Por Subestação:

Figura 5.7: Filtro de segmentação lógica – Interrupções por alimentador
Fonte: Confecção própria

No relatório da figura 5.4 a subestação FIL se apresenta como a mais problemática, extraíndo o Relatório de Hierarquização por Alimentador (figura 5.8) não só é permitido ver quais os alimentadores desta subestação se encontram em pior situação, como através do gráfico compará-los aos piores da empresa, mostrando ainda o comprometimento que cada um causa para a empresa e para a própria subestação.

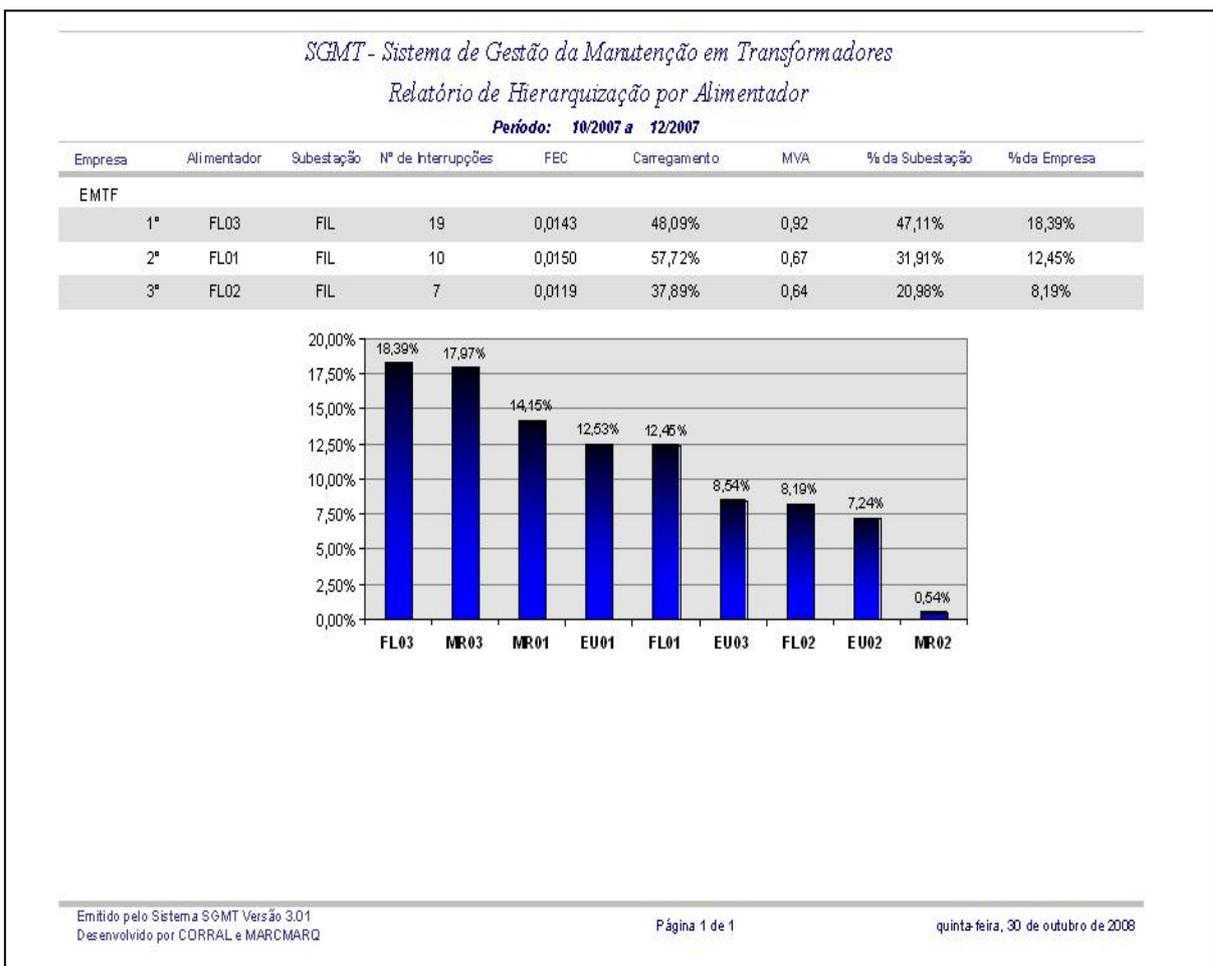


Figura 5.8: Relatório de Hierarquização por Alimentador – por subestação
Fonte: Confecção própria

Nesse relatório os campos % da Empresa e % da Subestação são valores obtidos a partir do processo de normalização, conforme detalhado no item 4.3.1 deste trabalho e, os campos: N° de Interrupções, FEC, Carregamento e MVA são valores reais.

Análise de comprometimento por transformador é obtida ao pressionar o botão Por Transformador, preenchendo no filtro as informações conforme a abrangência da pesquisa desejada (figura 5.9):

- todos os transformadores – não preencher o filtro;
- transformadores de uma determinada subestação – informar a subestação e não preencher o alimentador;
- transformadores de um determinado alimentador – informar a subestação e o alimentador.



Figura 5.9: Filtro de segmentação lógica - Interrupções por Transformador

Fonte: Confecção própria

Como exemplo, a figura 5.10 apresenta o relatório de uma seleção (transformadores de um determinado alimentador – informar a subestação e o alimentador). Neste relatório os campos % da Empresa, % da Subestação e % do Alimentador são valores obtidos a partir do processo de normalização, conforme detalhado no item 4.3.1 deste trabalho e, os campos: N° de Interrupções, FEC, Carregamento e kVA são valores reais.

No Relatório de Hierarquização por Transformador o alimentador MAR03 pertencente a segunda pior subestação (figura 5.4), no transformador 1138 que foi apontado como o pior para este alimentador, verificam-se duas interrupções e carregamento não adequado de 82,67%. O gestor poderá analisar as causas das interrupções e a evolução dos valores de carregamento tomando medidas assertivas na solução. Estas informações podem ser obtidas através do sistema pelas opções de emissão de relatórios para análises por carregamento e por causa de interrupção.

Para o transformador 9333 o carregamento de 140,00% está elevado, o que conduz a necessidade de troca de equipamento por outro de potência mais elevada ou transferência de carga.

O relatório permite ainda ver para cada transformador quanto foi a sua contribuição de comprometimento no alimentador, na SE e na empresa.

<i>SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores</i>												
<i>Relatório de Hierarquização por Transformadores</i>												
<i>Período: 10/2007 a 12/2007</i>												
Transformador	Empresa	Subestação	Alimentador	Nº de Interrupções	FEC	Carregamento	kva	%do Alimentador	%da Subestação	% da Empresa		
1º	1138	EMTF	MAR	MR03	2	0,0063	82,67%	75	17,44%	9,59%	3,13%	
2º	9333	EMTF	MAR	MR03	1	0,0032	140,00%	45	13,76%	7,57%	2,47%	
3º	10131	EMTF	MAR	MR01	2	0,0046	48,00%	150	17,15%	7,43%	2,43%	
4º	1838	EMTF	MAR	MR01	2	0,0049	41,96%	112	17,14%	7,42%	2,42%	
5º	4142	EMTF	MAR	MR03	2	0,0043	32,14%	112	12,26%	6,75%	2,20%	
6º	1139	EMTF	MAR	MR03	1	0,0030	114,00%	150	12,20%	6,72%	2,19%	
7º	1141	EMTF	MAR	MR03	1	0,0039	80,36%	112	11,66%	6,41%	2,09%	
8º	0770	EMTF	MAR	MR01	1	0,0018	126,67%	75	14,35%	6,22%	2,03%	
9º	0767	EMTF	MAR	MR01	1	0,0040	61,33%	150	13,90%	6,02%	1,97%	
10º	9331	EMTF	MAR	MR03	1	0,0019	110,67%	75	10,52%	5,79%	1,89%	
11º	9516	EMTF	MAR	MR03	1	0,0025	70,67%	75	9,38%	5,16%	1,69%	
12º	12328	EMTF	MAR	MR01	1	0,0032	26,00%	150	10,20%	4,42%	1,44%	
13º	0760	EMTF	MAR	MR01	1	0,0030	22,32%	112	9,65%	4,18%	1,37%	
14º	0761	EMTF	MAR	MR01	1	0,0024	39,29%	112	9,65%	4,18%	1,37%	
15º	4129	EMTF	MAR	MR03	1	0,0020	30,67%	75	6,72%	3,70%	1,21%	
16º	1839	EMTF	MAR	MR01	1	0,0020	22,00%	150	7,95%	3,44%	1,12%	
17º	9337	EMTF	MAR	MR03	1	0,0015	31,11%	45	6,06%	3,33%	1,09%	
18º	4082	EMTF	MAR	MR02	1	0,0000	10,67%	75	100,00%	1,66%	0,54%	

Emitido pelo Sistema SGM Versão 3.01
Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ

Página 1 de 1

quinta-feira, 30 de outubro de 2008

Figura 5.10: Relatório de Hierarquização por Transformador – alimentador definido

Fonte: Confecção própria

A opção SE/Alimentador permite obter informações combinando dois itens da segmentação lógica, com isto, a visão analítica tem uma formatação mais abrangente, apresentando as piores subestações e dentro destas, classificado na mesma ordem de comprometimento, seus alimentadores.

É possível extrair o Relatório de Hierarquização por Subestação/Alimentadores (figura 5.12) utilizando o filtro da figura 5.11. Sem preenchimento todas as subestações serão informadas. Para uma específica selecioná-la no filtro.



Figura 5.11: Filtro de segmentação lógica – Interrupções SE/Alimentador

Fonte: Confecção própria

Nesse relatório os campos % da Empresa e % da Subestação são valores obtidos a partir do processo de normalização, conforme detalhado no item 4.3.1 deste trabalho e, os campos: N° de Interrupções, FEC, Carregamento e MVA são valores reais.

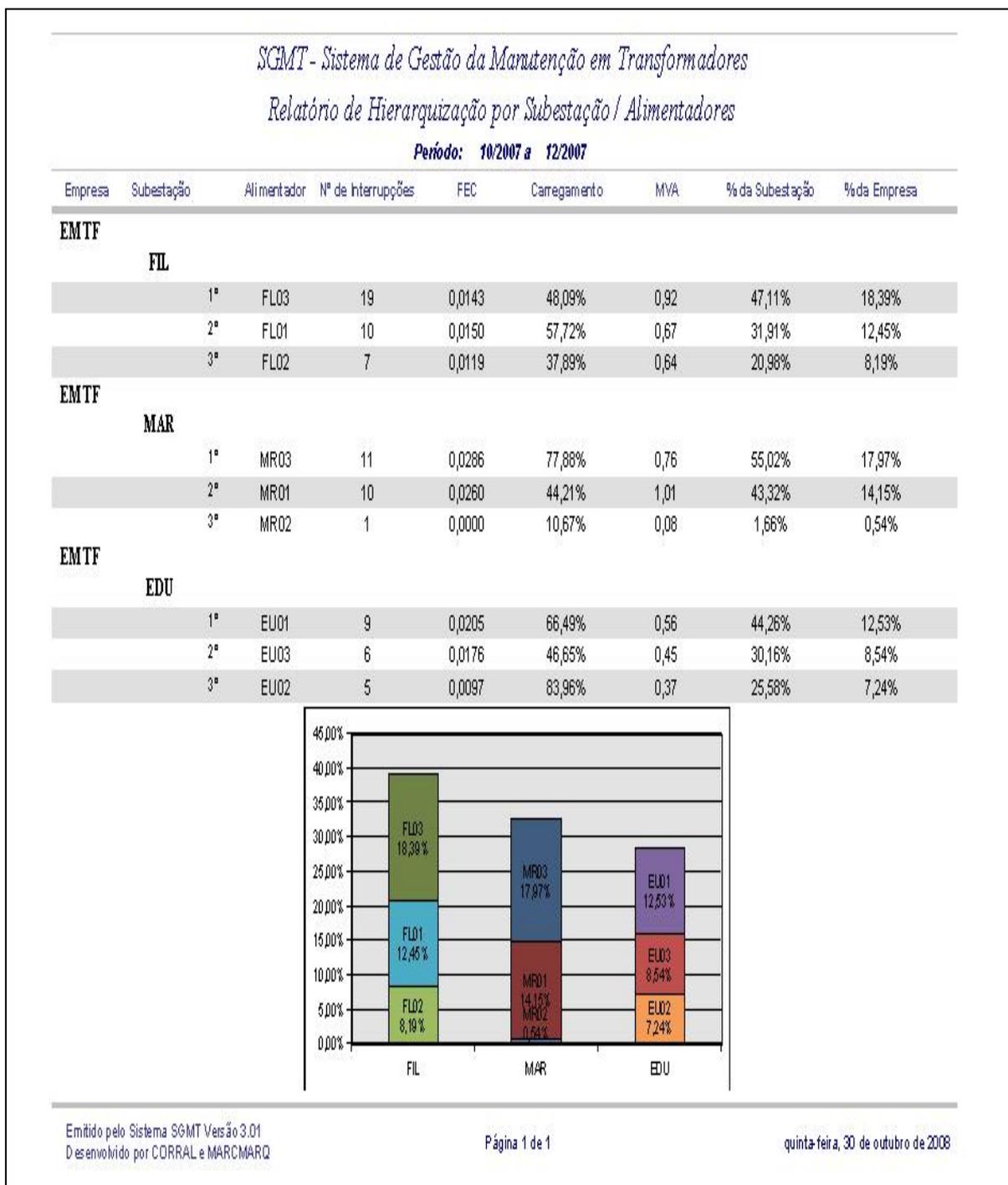


Figura 5.12: Relatório de Hierarquização por Subestação / Alimentadores

Fonte: Confeção própria

Para a SE FIL, como visto anteriormente, o fato mais relevante está associado ao número de interrupções dos transformadores superior ao das outras subestações. Uma investigação mais detalhada é recomendada em cima das causas, pois o carregamento dos alimentadores está regular. A SE EDU está comprometendo os valores da empresa em menos de 30%, conforme pode ser observado no gráfico, no entanto possui valores que devem ser observados para o carregamento dos seus alimentadores (EU01 66,49%, EU03 46,65% e

EU02 83,96%). Neste caso, o gestor providencia a inspeção no alimentador, identificando quais os transformadores que devem ser encaminhados para vistoria da manutenção da distribuição.

As duas últimas opções de relatórios são Alimentador/Transformador e SE/Alimentador/Transformador os quais utilizam o mesmo tipo de filtro (figura 5.13), com recursos parecidos aos anteriormente mostrados.



Figura 5.13: Filtro de segmentação lógica – Alimentador / Transformador

Fonte: Confecção própria

O Relatório de Hierarquização por Alimentador / Transformadores (figura 5.14) e o Relatório de Hierarquização por Subestação / Alimentador / Transformador (figura 5.15) fornecem mais recursos de visualização, mostrando por alimentador quais os transformadores que mais comprometem a qualidade e a confiabilidade da rede elétrica. É possível identificar estes equipamentos e o quanto percentualmente estão afetando o alimentador, a subestação e a empresa.

Para o pior alimentador da empresa, o FL03, os transformadores 10843, 8359 e 10795 estão com um carregamento considerável de 98,67%, 105,33% e 106,67% respectivamente, o que evidencia ao gestor medidas de redistribuição de cargas ou substituição por outros de capacidade mais adequada para que não haja perda do equipamento e consequentemente interrupção do fornecimento de energia elétrica ao consumidor.

Nesses relatórios os campos % da Empresa, % da Subestação e % do Alimentador são valores obtidos a partir do processo de normalização, conforme detalhado no item 4.3.1 deste trabalho e, os campos: N° de Interrupções, FEC, Carregamento e kVA são valores reais.

SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores
Relatório de Hierarquização por Alimentador / Transformadores

Período: 10/2007 a 12/2007

Empresa	Alimentador	Transformador	Nº de Interrupções	FEC	Carregamento	kva	%do Alimentador	%da Subestação	% da Empresa
EMTF									
FL03									
	1º	10843	2	0,0031	98,67%	75	13,71%	6,46%	2,52%
	2º	8359	1	0,0019	105,33%	75	10,04%	4,73%	1,85%
	3º	10795	1	0,0016	106,67%	75	9,74%	4,59%	1,79%
	4º	12042	2	0,0013	21,33%	75	7,52%	3,54%	1,38%
	5º	10812	2	0,0005	13,33%	45	6,10%	2,87%	1,12%
	6º	8312	1	0,0008	46,67%	30	5,73%	2,70%	1,05%
	7º	8385	1	0,0010	38,67%	75	5,57%	2,63%	1,02%
	8º	11951	1	0,0006	46,67%	15	5,47%	2,57%	1,00%
	9º	10800	1	0,0006	42,22%	45	5,32%	2,51%	0,98%
	10º	9572	1	0,0012	28,00%	75	5,31%	2,50%	0,98%
	11º	11161	1	0,0001	53,33%	45	5,22%	2,46%	0,96%
	12º	8411	1	0,0003	37,78%	45	4,62%	2,18%	0,85%
	13º	8424	1	0,0003	35,56%	45	4,49%	2,11%	0,82%
	14º	10798	1	0,0004	30,67%	75	4,48%	2,11%	0,82%
	15º	9552	1	0,0006	16,00%	75	3,90%	1,84%	0,72%
	16º	8321	1	0,0000	6,67%	45	2,77%	1,31%	0,51%
EMTF									
MR03									
	1º	1138	2	0,0063	82,67%	75	17,44%	9,59%	3,13%
	2º	9333	1	0,0032	140,00%	45	13,76%	7,57%	2,47%
	3º	4142	2	0,0043	32,14%	112	12,26%	6,75%	2,20%
	4º	1139	1	0,0030	114,00%	150	12,20%	6,72%	2,19%
	5º	1141	1	0,0039	80,36%	112	11,66%	6,41%	2,09%

Emitido pelo Sistema SGMV Versão 3.01
 Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ

Página 1 de 4

quinta-feira, 30 de outubro de 2008

Figura 5.14: Relatório de Hierarquização por Alimentador / Transformador
Fonte: Confeção própria

SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores
Relatório de Hierarquização por Subestação / Alimentador / Transformadores
 Período: 10/2007 a 12/2007

Empresa	Subestação	Alimentador	Transformador	Nº de Interrupções	FEC	Carregamento	kva	% do Alimentador	% da Subestação	% da Empresa
EMTF										
FIL										
FL03										
	1ª		10843	2	0,0031	98,67%	75	13,71%	6,46%	2,52%
	2ª		8359	1	0,0019	105,33%	75	10,04%	4,73%	1,85%
	3ª		10795	1	0,0016	106,67%	75	9,74%	4,59%	1,79%
	4ª		12042	2	0,0013	21,33%	75	7,52%	3,54%	1,38%
	5ª		10812	2	0,0005	13,33%	45	6,10%	2,87%	1,12%
	6ª		8312	1	0,0008	46,67%	30	5,73%	2,70%	1,05%
	7ª		8385	1	0,0010	38,67%	75	5,57%	2,63%	1,02%
	8ª		11951	1	0,0006	46,67%	15	5,47%	2,57%	1,00%
	9ª		10800	1	0,0006	42,22%	45	5,32%	2,51%	0,98%
	10ª		9572	1	0,0012	28,00%	75	5,31%	2,50%	0,98%
	11ª		11161	1	0,0001	53,33%	45	5,22%	2,46%	0,96%
	12ª		8411	1	0,0003	37,78%	45	4,62%	2,18%	0,85%
	13ª		8424	1	0,0003	35,56%	45	4,49%	2,11%	0,82%
	14ª		10798	1	0,0004	30,67%	75	4,48%	2,11%	0,82%
	15ª		9552	1	0,0006	16,00%	75	3,90%	1,84%	0,72%
	16ª		8321	1	0,0000	6,67%	45	2,77%	1,31%	0,51%
EMTF										
FIL										
FL01										

Emittido pelo Sistema SGM Versão 3.01
 Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ

Página 1 de 5

quinta-feira, 30 de outubro de 2008

Figura 5.15: Relatório de Hierarquização por Subestação / Alimentador / Transformador
Fonte: Confecção própria

5.2.2.2 Análise por carregamento

A análise por carregamento para os transformadores de distribuição adota a mesma segmentação lógica das interrupções e permite que as informações sejam extraídas de acordo com a necessidade do processo de gestão (figura 5.16).

Figura 5.16: Filtro de Análise por Carregamento – segmentação lógica

Fonte: Confecção própria

A competência a ser analisada é informada e em seguida é pressionado o botão Atualizar Tabelas, para que as tabelas auxiliares quando atualizadas, sirvam de apoio para a emissão dos relatórios e gráficos. A hierarquização das informações, abordada no capítulo anterior no item 4.3.2, só é realizada para o mês da competência informado pelo gestor. Com relação aos relatórios de análise, os campos dos valores do carregamento dos transformadores, no período analisado, apresentam valores reais para cada mês.

Os diferentes tipos de filtros utilizados para a opção por interrupção, também podem ser utilizados na opção por carregamento, permitindo com isso dentro da segmentação lógica desejada gerar relatórios específicos para uma determinada subestação ou alimentador.

A opção na tela principal Por Subestação emitirá para a competência requerida as informações do carregamento das subestações, classificando-as em ordem decrescente de comprometimento (figura 5.17) mostrando os valores do percentual atribuído a cada uma e o histórico do carregamento, permitindo com isto ver o reflexo do comportamento das medidas que foram adotadas nos últimos 12 meses. Para a competência de dezembro/2007 a subestação EDU apresenta um carregamento de 53,80%, acima do valor médio da empresa que é de 46,18%. Para essa subestação, apesar do valor estar dentro dos padrões aceitáveis de operação, entretanto, a análise por transformador ao longo dos alimentadores demonstra a necessidade de ações por parte da manutenção.

Os relatórios deste segmento de análise do sistema, por carregamento, também mostram os valores percentuais atribuídos a empresa, composto pelos últimos 12 meses, referentes ao mês de competência informado.

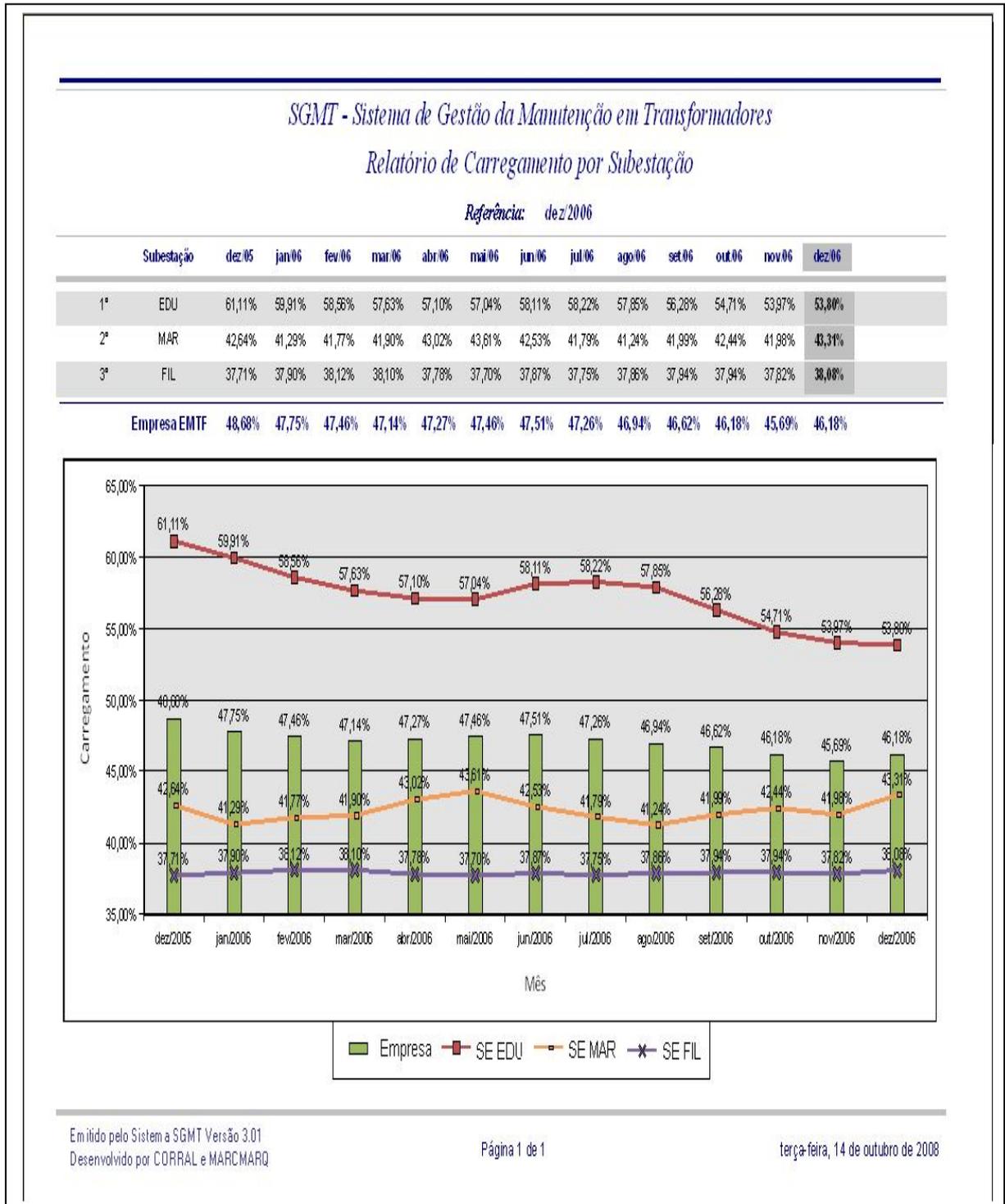


Figura 5.17: Relatório de Carregamento por Subestação

Fonte: Confecção própria

Para que sejam tratadas as informações mais especificamente é recomendado utilizar as opções de análise por alimentador e por transformador (figuras 5.18 e 5.19).

No nível de detalhamento dos relatórios é possível verificar que os três piores alimentadores da empresa (EU02, EU03 e EU01) são os que se encontram com valores de

carregamento mais elevados: 52,50%, 50,37% e 40,96% respectivamente, enquanto que as outras subestações alternam a classificação dos seus alimentadores com relação a este parâmetro para a competência analisada.

Após a constatação há necessidade que o gestor identifique para esses alimentadores, quais os transformadores que ocasionaram o problema. Cada caso deverá ser analisado de forma específica podendo demandar ações de troca ou manutenção de transformadores ou redistribuição de cargas na rede elétrica com procedimentos de divisão de circuito.

<i>SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores</i>													
<i>Relatório de Carregamento por Alimentador</i>													
<i>Referência: dez/2007</i>													
<i>Alimentador</i>	<i>dez.06</i>	<i>jan07</i>	<i>fev07</i>	<i>mar07</i>	<i>abr07</i>	<i>mai07</i>	<i>jun07</i>	<i>jul07</i>	<i>ago07</i>	<i>set07</i>	<i>out07</i>	<i>nov07</i>	<i>dez07</i>
1ª EUD2	52,55%	52,53%	51,53%	50,12%	50,09%	49,96%	50,20%	49,11%	50,18%	50,95%	52,10%	53,27%	52,50%
2ª EUD3	52,75%	54,16%	54,05%	55,06%	54,66%	53,08%	53,74%	54,16%	53,83%	54,37%	53,87%	55,26%	50,37%
3ª EUD1	56,89%	56,27%	55,26%	53,31%	52,83%	51,54%	51,04%	50,50%	51,57%	49,49%	49,88%	47,87%	48,38%
4ª MRD3	47,72%	47,17%	47,32%	46,87%	46,73%	45,19%	45,08%	43,84%	43,37%	44,66%	45,66%	45,59%	45,30%
5ª FL02	51,41%	50,14%	50,58%	49,78%	48,46%	47,04%	47,25%	46,81%	46,74%	45,23%	44,91%	45,38%	45,29%
6ª MRD1	40,63%	41,71%	43,32%	44,28%	44,31%	44,79%	44,51%	44,30%	44,90%	43,66%	43,47%	42,66%	43,37%
7ª FL03	36,21%	35,65%	36,26%	37,01%	37,25%	37,60%	37,31%	37,47%	36,64%	36,24%	36,75%	36,06%	35,66%
8ª MRD2	39,65%	40,25%	40,99%	41,66%	39,75%	39,63%	40,74%	40,50%	37,84%	35,85%	34,66%	34,31%	35,53%
9ª FL01	33,66%	33,19%	32,75%	32,67%	32,25%	31,72%	31,23%	31,73%	31,64%	31,91%	32,25%	31,74%	32,67%
Empresa EMTF	46,16%	46,24%	46,27%	45,12%	45,32%	44,96%	45,12%	44,75%	44,41%	44,16%	44,31%	44,27%	43,82%

Figura 5.18: Relatório de Carregamento por Alimentador

Fonte: Confecção própria

O relatório abaixo é uma opção para obter informações de carregamento de um alimentador específico.

<i>SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores</i>													
<i>Relatório de Carregamento por Alimentador</i>													
Referência: dez/2007													
Alimentador	dez.06	jan.07	fev.07	mar.07	abr.07	mai.07	jun.07	jul.07	ago.07	set.07	out.07	nov.07	dez.07
1ª EU02	52,55%	52,53%	51,53%	50,12%	50,09%	49,96%	50,20%	49,11%	50,18%	50,95%	52,10%	53,27%	52,50%
2ª EU03	52,75%	54,16%	54,05%	55,06%	54,86%	53,08%	53,74%	54,16%	53,83%	54,37%	53,87%	55,26%	50,37%
3ª EU01	56,89%	56,27%	55,26%	53,31%	52,83%	51,54%	51,04%	50,50%	51,57%	49,49%	49,88%	47,87%	48,98%
Empresa EMTF	46,18%	46,24%	46,27%	46,12%	45,32%	44,96%	45,12%	44,75%	44,41%	44,16%	44,31%	44,27%	43,82%

Emitido pelo Sistema SGMT Versão 3.01
Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ

Página 1 de 1

quinta-feira, 2 de outubro de 2008

Figura 5.19: Relatório de Carregamento para um alimentador específico

Fonte: Confecção própria

O gestor poderá verificar para o alimentador EU02, quais os transformadores que precisam ser analisados e se necessário for, encaminhar medidas de correção para que a área de manutenção trate dos problemas. O SGMT dispõe para isto do Relatório de Carregamento por Transformador (figura 5.20), podendo ser emitido utilizando o filtro. Os transformadores desse alimentador apresentam-se hierarquizados em ordem decrescente por comprometimento de carregamento.

<i>SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores</i>																
<i>Relatório de Carregamento por Transformador</i>																
<i>Referência: dez/2007</i>																
Transformador	Subestação	Alimentador	dez/06	jan/07	fev/07	mar/07	abr/07	mai/07	jun/07	jul/07	ago/07	set/07	out/07	nov/07	dez/07	
1ª	941	EDU	EJ02	131%	130%	139%	114%	129%	118%	121%	127%	145%	137%	137%	135%	158%
2ª	8873	EDU	EJ02	128%	149%	127%	101%	119%	132%	128%	123%	135%	129%	139%	137%	148%
3ª	940	EDU	EJ02	112%	123%	121%	139%	144%	160%	145%	116%	103%	111%	119%	127%	131%
4ª	916	EDU	EJ02	129%	145%	144%	133%	141%	123%	110%	88%	97%	114%	135%	138%	122%
5ª	13132	EDU	EJ02	82%	96%	107%	109%	89%	104%	102%	113%	122%	120%	109%	113%	120%
6ª	9066	EDU	EJ02	99%	107%	97%	108%	103%	99%	85%	99%	107%	100%	95%	104%	117%
7ª	3931	EDU	EJ02	110%	113%	99%	98%	105%	90%	107%	96%	103%	113%	136%	112%	117%
8ª	3933	EDU	EJ02	46%	55%	46%	51%	61%	53%	59%	67%	67%	80%	95%	109%	116%
9ª	7673	EDU	EJ02	152%	133%	155%	130%	130%	111%	88%	96%	104%	121%	119%	109%	112%
10ª	5921	EDU	EJ02	55%	55%	47%	51%	51%	56%	63%	73%	83%	88%	95%	95%	111%
11ª	880	EDU	EJ02	139%	123%	112%	127%	137%	115%	109%	91%	75%	79%	91%	103%	111%
12ª	981	EDU	EJ02	130%	125%	111%	115%	103%	113%	98%	91%	87%	102%	115%	98%	108%
13ª	9741	EDU	EJ02	70%	59%	65%	67%	72%	80%	96%	89%	103%	98%	98%	102%	99%
14ª	3939	EDU	EJ02	129%	154%	146%	133%	152%	136%	121%	103%	82%	86%	91%	104%	96%
15ª	7898	EDU	EJ02	70%	64%	74%	63%	73%	82%	94%	82%	83%	94%	81%	95%	95%
16ª	12794	EDU	EJ02	82%	91%	100%	118%	111%	111%	107%	124%	111%	91%	109%	102%	87%
17ª	925	EDU	EJ02	110%	96%	103%	104%	96%	87%	81%	86%	98%	112%	91%	91%	87%
18ª	988	EDU	EJ02	59%	69%	75%	84%	87%	100%	87%	93%	103%	103%	91%	92%	84%
19ª	9066	EDU	EJ02	88%	73%	88%	82%	98%	90%	96%	98%	96%	89%	103%	85%	83%
20ª	3943	EDU	EJ02	151%	129%	133%	142%	161%	149%	120%	122%	102%	96%	85%	97%	82%
21ª	917	EDU	EJ02	68%	69%	83%	85%	72%	71%	67%	75%	79%	88%	89%	73%	81%
22ª	934	EDU	EJ02	87%	85%	88%	93%	108%	99%	81%	89%	75%	83%	84%	93%	80%
23ª	908	EDU	EJ02	79%	75%	65%	73%	87%	94%	83%	70%	72%	86%	71%	66%	79%
24ª	9742	EDU	EJ02	71%	71%	71%	84%	84%	75%	84%	87%	75%	80%	91%	89%	79%
25ª	9312	EDU	EJ02	96%	79%	69%	57%	64%	59%	64%	76%	79%	91%	100%	85%	76%

Emitido pelo Sistema SGMT Versão 3.01
Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ

Página 1 de 5

terça-feira, 7 de outubro de 2008

Figura 5.20: Relatório de Carregamento por Transformador
Fonte: Confeção própria

É consenso no Setor Elétrico que os transformadores da rede de distribuição devem permanecer no máximo com 85% de carga, garantindo as manobras de transferências de carga, nas emergências. Além disso, as distribuidoras precisam preservar um mínimo de folga de potência, visando o atendimento as ligações do Grupo B que surgem todos os dias.

Logo, para os 25 transformadores do relatório pertencentes ao alimentador EU02, são recomendadas ações no planejamento da manutenção que contemplem a correção da sobrecarga. O histórico para o período de um ano destes transformadores reforça esta medida.

Os Relatórios de Carregamento por Subestação / Alimentador (figura 5.21), Carregamento por Alimentador / Transformador (figura 5.22) e Carregamento por Subestação / Alimentador / Transformador (figura 5.23) são outras formas de uso da segmentação lógica que possibilitam ao gestor analisar as informações da rede elétrica de distribuição.

SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores														
Relatório de Carregamento por Subestação / Alimentador														
Referência: dez/2007														
Subestação	Alimentador	dez06	jan07	fev07	mar07	abr07	mai07	jun07	jul07	ago07	set07	out07	nov07	dez07
EDU														
1ª	EU02	52,55%	52,53%	51,53%	50,12%	50,09%	49,96%	50,20%	49,11%	50,18%	50,95%	52,10%	53,27%	52,30%
2ª	EU03	52,75%	54,16%	54,05%	55,06%	54,66%	53,08%	53,74%	54,16%	53,83%	54,37%	53,87%	55,26%	50,37%
3ª	EU01	56,89%	56,27%	55,26%	53,31%	52,63%	51,54%	51,04%	50,50%	51,57%	49,40%	49,88%	47,87%	48,98%
FIL														
1ª	FL02	51,41%	50,14%	50,58%	49,78%	48,46%	47,04%	47,25%	46,91%	46,74%	45,23%	44,91%	45,38%	45,29%
2ª	FL03	36,21%	35,66%	36,26%	37,01%	37,25%	37,60%	37,31%	37,47%	36,64%	36,24%	36,75%	36,06%	35,66%
3ª	FL01	33,56%	33,19%	32,75%	32,67%	32,25%	31,72%	31,23%	31,73%	31,64%	31,91%	32,25%	31,74%	32,67%
MAR														
1ª	MR03	47,72%	47,17%	47,32%	46,87%	45,73%	45,19%	45,08%	43,84%	43,37%	44,86%	45,66%	45,59%	45,30%
2ª	MR01	40,83%	41,71%	43,32%	44,28%	44,31%	44,79%	44,51%	44,30%	44,90%	43,66%	43,47%	42,66%	43,37%
3ª	MR02	39,65%	40,25%	40,99%	41,66%	39,75%	39,63%	40,74%	40,50%	37,84%	35,85%	34,56%	34,31%	35,53%

Emitido pelo Sistema SGMT Versão 3.01
Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ

Página 1 de 1

quinta-feira, 2 de outubro de 2008

Figura 5.21: Relatório de Carregamento por Subestação / Alimentador
Fonte: Confeção própria

SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores
Relatório de Carregamento por Alimentador / Transformador

Referência: dez/2007

Alimentador	Transformador	dez06	jan07	fev07	mar07	abr07	mai07	jun07	jul07	ago07	set07	out07	nov07	dez07
EU02														
1º	941	131%	130%	130%	114%	129%	118%	121%	127%	146%	137%	137%	135%	159%
2º	8673	128%	149%	127%	101%	119%	132%	128%	123%	135%	129%	139%	137%	148%
3º	940	112%	123%	121%	139%	144%	160%	145%	116%	103%	111%	119%	127%	131%
4º	916	129%	145%	144%	133%	141%	123%	110%	88%	97%	114%	135%	138%	122%
5º	13132	82%	96%	107%	109%	89%	104%	102%	113%	122%	120%	109%	113%	120%
6º	9056	99%	107%	97%	108%	103%	99%	85%	99%	107%	100%	95%	104%	117%
7º	3931	110%	113%	99%	98%	105%	90%	107%	96%	103%	113%	136%	112%	117%
8º	3933	46%	55%	46%	51%	61%	53%	59%	67%	67%	80%	95%	109%	116%
9º	7673	152%	133%	155%	130%	130%	111%	88%	96%	104%	121%	119%	109%	112%
10º	930	139%	123%	112%	127%	137%	115%	109%	91%	75%	79%	91%	103%	111%
11º	5921	55%	55%	47%	51%	51%	56%	63%	73%	83%	89%	95%	95%	111%
12º	981	130%	125%	111%	115%	103%	113%	98%	91%	87%	102%	115%	98%	103%
13º	9741	70%	59%	65%	67%	72%	80%	96%	89%	103%	98%	98%	102%	99%
14º	3939	129%	154%	146%	133%	152%	136%	121%	103%	82%	86%	91%	104%	96%
15º	7998	70%	64%	74%	63%	73%	82%	94%	82%	83%	94%	81%	95%	95%
16º	12794	82%	91%	100%	118%	111%	111%	107%	124%	111%	91%	109%	102%	87%
17º	925	110%	96%	103%	104%	96%	87%	81%	86%	98%	112%	91%	91%	87%
18º	998	59%	69%	75%	84%	87%	100%	87%	93%	103%	103%	91%	92%	84%
19º	9065	88%	73%	88%	82%	98%	90%	96%	98%	96%	89%	103%	85%	83%
20º	3943	151%	129%	133%	142%	161%	149%	120%	122%	102%	96%	85%	97%	82%
21º	917	66%	69%	83%	85%	72%	71%	67%	75%	79%	88%	89%	73%	81%
22º	934	87%	85%	88%	93%	108%	89%	81%	89%	75%	83%	84%	93%	80%
23º	908	79%	75%	65%	73%	87%	94%	83%	70%	72%	86%	71%	66%	79%
24º	9742	71%	71%	71%	84%	84%	75%	84%	87%	75%	80%	91%	89%	79%
25º	9312	96%	79%	69%	57%	64%	59%	64%	76%	79%	91%	100%	85%	76%
26º	10466	159%	153%	127%	103%	97%	79%	67%	67%	63%	75%	87%	88%	73%

Emitido pelo Sistema SGMT Versão 3.01
 Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ

Página 1 de 4

quinta-feira, 2 de outubro de 2008

Figura 5.22: Relatório de Carregamento por Alimentador / Transformador
 Fonte: Confeção própria

<i>SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores</i>															
<i>Relatório de Carregamento por Subestação / Alimentador / Transformadores</i>															
Referência: dez/2007															
Subestação	Alimentador	Transformador	dez06	jan07	fev07	mar07	abr07	mai07	jun07	jul07	ago07	set07	out07	nov07	dez07
EDU															
EU01															
1ª	846		87%	71%	71%	85%	99%	95%	111%	103%	111%	99%	109%	124%	141%
2ª	1525		159%	143%	135%	115%	109%	91%	101%	119%	125%	128%	153%	147%	132%
3ª	11314		57%	69%	74%	83%	93%	79%	94%	106%	128%	131%	155%	136%	131%
4ª	1533		145%	157%	160%	145%	131%	157%	144%	135%	147%	150%	121%	118%	128%
5ª	9820		151%	145%	149%	152%	136%	131%	140%	112%	131%	119%	115%	111%	125%
6ª	878		124%	144%	129%	118%	127%	144%	151%	140%	144%	140%	138%	127%	122%
7ª	8672		119%	97%	83%	109%	129%	133%	126%	136%	120%	99%	97%	105%	121%
8ª	889		134%	121%	136%	125%	149%	146%	144%	155%	142%	121%	127%	112%	118%
9ª	12687		91%	96%	113%	107%	111%	118%	116%	131%	131%	131%	138%	127%	116%
10ª	855		114%	128%	103%	121%	121%	138%	157%	133%	107%	87%	86%	95%	113%
11ª	847		75%	83%	91%	81%	95%	92%	101%	99%	119%	127%	149%	136%	112%
12ª	1979		45%	47%	48%	55%	61%	71%	77%	75%	87%	103%	85%	100%	112%
13ª	867		127%	143%	159%	141%	127%	101%	111%	127%	151%	136%	127%	116%	111%
14ª	882		93%	102%	107%	96%	94%	109%	117%	126%	147%	135%	119%	106%	109%
15ª	842		91%	94%	97%	93%	86%	99%	107%	123%	110%	101%	96%	88%	105%
16ª	11136		123%	127%	146%	135%	133%	139%	135%	149%	136%	135%	119%	104%	97%
17ª	861		154%	144%	136%	143%	154%	157%	143%	121%	117%	121%	110%	104%	88%
18ª	777		147%	121%	139%	121%	125%	110%	119%	98%	114%	104%	89%	98%	88%
19ª	864		103%	94%	106%	114%	99%	86%	96%	104%	94%	81%	97%	90%	86%
20ª	848		96%	79%	83%	83%	80%	80%	90%	90%	96%	81%	96%	83%	86%
21ª	11729		99%	115%	93%	93%	82%	77%	63%	56%	62%	54%	63%	74%	82%
22ª	901		53%	62%	69%	63%	55%	64%	57%	69%	78%	70%	71%	82%	80%
23ª	839		39%	44%	40%	34%	33%	38%	42%	47%	54%	60%	68%	74%	80%
24ª	12374		75%	85%	88%	84%	88%	71%	73%	84%	99%	84%	79%	66%	78%
25ª	835		77%	89%	103%	95%	99%	85%	91%	87%	101%	88%	77%	82%	77%

Emitido pelo Sistema SGMT Versão 3.01
Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ

Página 1 de 32

domingo, 5 de outubro de 2008

Figura 5.23: Relatório de Carregamento por Subestação / Alimentador / Transformador
Fonte: Confeção própria

Com esses recursos é possível se ter uma visualização total da empresa, sem perder o foco analítico permitindo que o gestor possa estudar remanejamento de carga entre as

subestações e/ou alimentadores, equilibrando a rede elétrica, bem como atender a necessidades de substituição de transformadores por outros de potência adequada no atendimento de cada caso.

5.2.2.3 Análise por causas de interrupções

A extração das causas e subcausas que estão ligadas as interrupções dos transformadores de distribuição, requer que seja informado o período de análise, para que o sistema possa identificar as informações que irão fazer parte dos relatórios. Estas podem se apresentar Por Empresa, Por Subestação, Por Alimentador e Por Transformador (figura 5.24) ao ser pressionado, a partir da tela principal, o botão da segmentação lógica desejada.

SISTEMA DE GESTÃO DE MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES - SGM

-- Análise por Causas de Interrupções --

Informe o período que você deseja analisar:

Data Inicial

Data Final

Escolha o relatório que você deseja analisar:

Figura 5.24: Filtro de segmentação lógica – Análise de Causas de Interrupções

Fonte: Confeção própria

O Relatório de Causa/Subcausa por Empresa, de forma sintética, mostra em ordem decrescente por número de interrupções as causas/subcausas que ocorrerem para o período analisado de 01/10 a 31/12/2007, a contribuição de cada subcausa na causa (percentual) e estas na empresa.

No relatório (figuras 5.25 e 5.26) os campos Contrib. % na Empresa e Contrib. % na Causa são valores obtidos conforme detalhado no item 4.3.3 deste trabalho. Os valores percentuais são calculados dentro da segmentação lógica desejada em um período informado. A partir da somatória das ocorrências das interrupções, agrupando-as por causa, é calculado o valor do percentual de contribuição para classificá-las em ordem decrescente. O campo Interr. Por Sub Causa é o valor resultante da somatória das interrupções por subcausa.

No relatório pode ser constatado que para o trimestre analisado a empresa apresentou 128 interrupções, sendo que um índice de 49,02% foi devido à falha em equipamentos. Dentro

deste valor, 42,37% foi atribuída a falha em conexões, causando um impacto de 19,53% na empresa.

Pode ser considerado normal que o maior percentual de falhas seja nas conexões, visto que este é o componente mais frágil e em maior número na rede. O gestor irá nesse caso planejar a manutenção geral visando à troca dos conectores. Baseado em um estudo de custo X benefício poderá optar por modelos mais eficientes e menos suscetíveis a falhas por corrosão, hoje disponíveis na indústria.

<i>SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores</i>				
<i>Relatório de Causa/Sub Causa por Empresa</i>				
<i>Período: 1/10/2007 a 31/12/2007</i>				
Causa	Sub Causa	Interr. por Sub Causa	Contrib %na Causa	Contrib %na Empresa
1ª FALHA EM EQUIPAMENTOS				
	1ª FALHA EM CONEXÕES	25	42,37%	19,53%
	2ª CABO PARTIDO	22	37,29%	17,19%
	3ª A/ARIA EM TRANSFORMADORES	12	20,34%	9,38%
	Totais para a causa FALHA EM EQUIPAMENTOS	59	100,00%	46,09%
2ª ARVORE				
	1ª CABO PARTIDO	15	55,56%	11,72%
	2ª SEM A/ARIAS	6	22,22%	4,69%
	3ª A/ARIA EM EQ. PROTECAO	5	18,52%	3,91%
	4ª FALHA EM CHAVES	1	3,70%	0,78%
	Totais para a causa ARVORE	27	100,00%	21,09%
3ª TERCEIROS / VANDALISMO				
	1ª CABO PARTIDO	9	42,86%	7,03%
	2ª SEM A/ARIAS	6	28,57%	4,69%
	3ª A/ARIA EM EQ. PROTECAO	5	23,81%	3,91%
	4ª A/ARIA EM POSTE/TORRE	1	4,76%	0,78%
	Totais para a causa TERCEIROS / VANDALISMO	21	100,00%	16,41%
4ª DESCARGA ATMOSFERICA				
	1ª SEM A/ARIAS	4	44,44%	3,13%
	2ª A/ARIA EM EQ. PROTECAO	3	33,33%	2,34%
	3ª A/ARIA EM TRANSFORMADORES	2	22,22%	1,56%
	Totais para a causa DESCARGA ATMOSFERICA	9	100,00%	7,03%

Figura 5.25: Relatório de Causa/Subcausa por Empresa

Fonte: Confecção própria

<i>SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores</i>				
<i>Relatório de Causa/Sub Causa por Empresa</i>				
<i>Período: 1/10/2007 a 31/12/2007</i>				
Causa	Sub Causa	Intern. por Sub Causa	Contrib %na Causa	Contrib %na Empresa
5ª SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA- OUTROS				
	1ª SEM A/ARIAS	5	83,33%	3,91%
	2ª A/ARIA EM TRANSFORMADORES	1	16,67%	0,78%
	Totais para a causa SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA - OUTROS		100,00%	4,69%
6ª PIPA				
	1ª SEM A/ARIAS	3	60,00%	2,34%
	2ª CABO PARTIDO	1	20,00%	0,78%
	3ª FALHA EM CHAVES	1	20,00%	0,78%
	Totais para a causa PIPA		100,00%	3,91%
7ª AVE / ANIMAL				
	1ª A/ARIA EM EQ. PROTEÇÃO	1	100,00%	0,78%
	Totais para a causa AVE / ANIMAL		100,00%	0,78%
TOTALS PARA A EMPRESA		128		

Figura 5.26: Relatório de Causa/Subcausa por Empresa
Fonte: Confecção própria

É possível através do sistema obter uma representação gráfica dos resultados (figura 5.27), o que facilita a visualização para os diferentes tipos de causas que trouxeram impactos à rede da empresa distribuidora de energia elétrica, bem como os valores atribuídos para o número de interrupções nas subcausas.

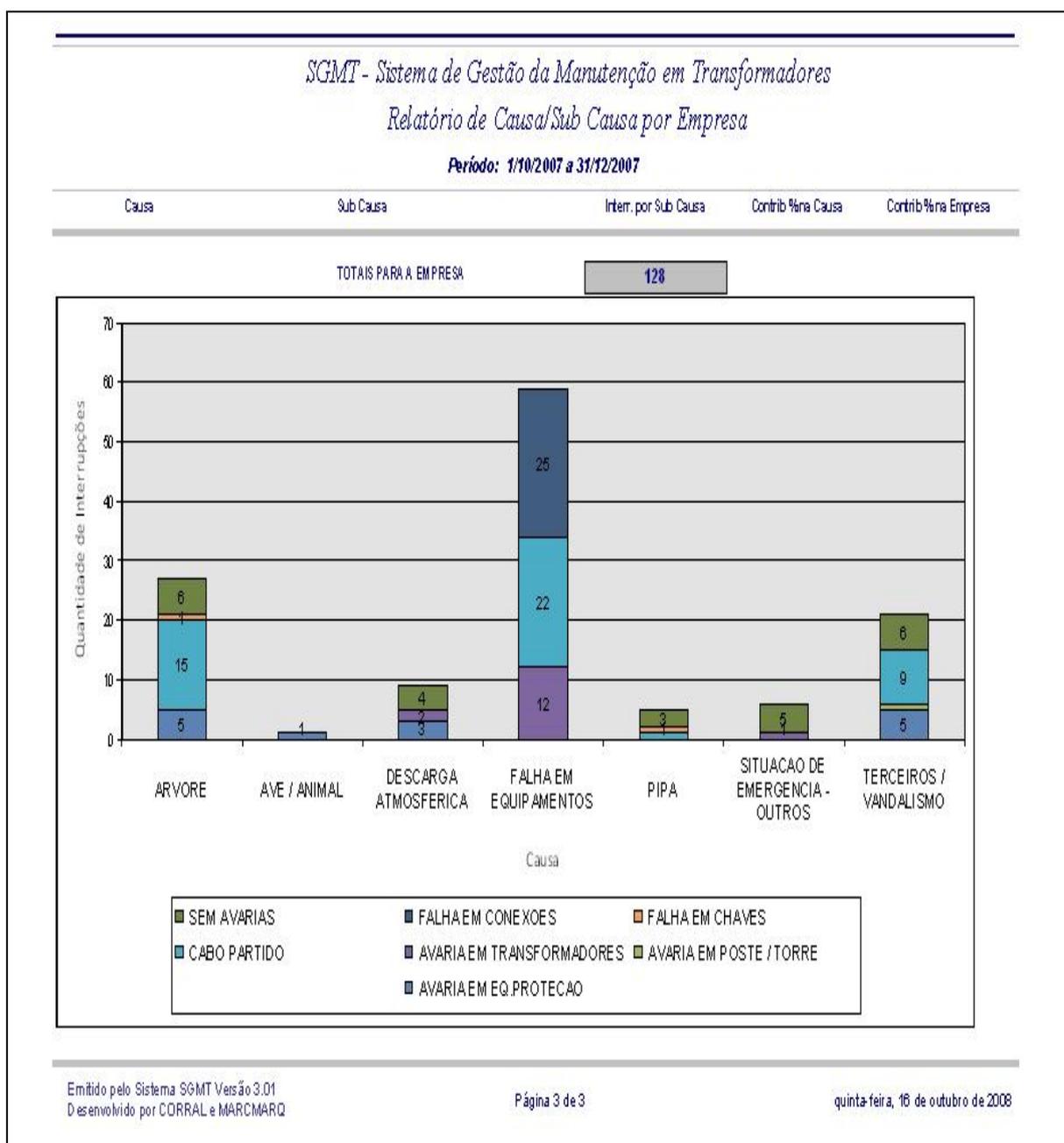


Figura 5.27: Relatório de Causa/Subcausa por Empresa
Fonte: Confeção própria

Para que o gestor possa tomar ações eficazes é preciso que as informações sejam segmentadas. O SGM T na opção de análise por subestação verifica quais as causas das

interrupções apontadas são mais significativas. No Relatório de Causas/Subcausas por Subestação (figura 5.28) os campos: Contrib. % na Empresa, Contrib. % na SE e Contrib. % na Causa são valores obtidos conforme detalhado no item 4.3.3 deste trabalho.

Os valores percentuais são calculados dentro da segmentação lógica desejada em um período informado. A partir da somatória das ocorrências das interrupções, agrupando-as por causa, é calculado o valor do percentual de contribuição para classificá-las em ordem decrescente. O campo Interr. Por Sub Causa é o valor resultante da somatória das interrupções por subcausa.

O Relatório de Causa/Subcausa por Subestação (figura 5.28) mostra que para a subestação FIL a incidência de árvore na rede contribui com 41% das interrupções, tendo como subcausa de maior percentual (20,34%) cabo partido.

Nesse caso além de poda é necessário a manutenção geral para a substituição de condutores que estão visivelmente fragilizados.

Também pode ser verificado que as causas que mais contribuíram no comprometimento da rede elétrica para a subestação FIL, árvore e falha em equipamento, confirmaram a análise do relatório da figura 5.27, onde a nível de empresa, esses são os principais fatores apontados nas interrupções.

SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores						
Relatório de Causa/Sub Causa por Subestação						
Período: 1/10/2007 a 31/12/2007						
Subestação	Causa	Sub Causa	Interr. por Sub Causa	Contrib %na Causa	Contrib %na SE	Contrib %na Empresa
FIL						
ARVORE						
	1º	CABO PARTIDO	12	50,00%	20,34%	9,38%
	2º	SEM AVARIAS	6	25,00%	10,17%	4,69%
	3º	AVARIA EM EQ. PROTECAO	5	20,83%	8,47%	3,91%
	4º	FALHA EM CHAVES	1	4,17%	1,69%	0,78%
	Totais para a causa ARVORE		24	100%	41%	19%
FALHA EM EQUIPAMENTOS						
	1º	FALHA EM CONEXOES	9	60,00%	15,25%	7,03%
	2º	CABO PARTIDO	4	26,67%	6,78%	3,13%
	3º	AVARIA EM TRANSFORMADORES	2	13,33%	3,39%	1,66%
	Totais para a causa FALHA EM EQUIPAMENTOS		15	100%	25%	12%
DESCARGA ATMOSFERICA						
	1º	SEM AVARIAS	3	42,86%	5,08%	2,34%
	2º	AVARIA EM EQ. PROTECAO	3	42,86%	5,08%	2,34%
	3º	AVARIA EM TRANSFORMADORES	1	14,29%	1,69%	0,78%
	Totais para a causa DESCARGA ATMOSFERICA		7	100%	12%	5%
TERCEIROS / VANDALISMO						
	1º	SEM AVARIAS	3	42,86%	5,08%	2,34%
	2º	CABO PARTIDO	2	28,57%	3,39%	1,66%
	3º	AVARIA EM POSTE / TORRE	1	14,29%	1,69%	0,78%
	4º	AVARIA EM EQ. PROTECAO	1	14,29%	1,69%	0,78%
	Totais para a causa TERCEIROS / VANDALISMO		7	100%	12%	5%
Emitido pelo Sistema SGMT Versão 3.01 Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ						
				Página 1 de 4	terça-feira, 14 de outubro de 2008	

Figura 5.28: Relatório de Causa/Subcausa por Subestação

Fonte: Confecção própria

Continuando o processo de investigação o sistema mostra em quais alimentadores há maior incidência de árvores na rede, completando o exemplo dado. Para isso o gestor dispõe do Relatório de Causa/Subcausa por Alimentador (figuras 5.29, 5.30 e 5.31).

Nesse relatório os campos: % na Empresa, % na SE, % no Alim e % na Causa são valores obtidos conforme detalhado no item 4.3.3 deste trabalho. Os valores percentuais são calculados dentro da segmentação lógica desejada em um período informado. A partir da

somatória das ocorrências das interrupções, agrupando-as por causa, é calculado o valor do percentual de contribuição para classificá-las em ordem decrescente. O campo Interr. Por Sub Causa é o valor resultante da somatória das interrupções por subcausa.

O relatório apresenta um resumo de contribuição de comprometimento por causa, alimentador, subestação e empresa toda vez que ocorre a mudança de causa/subcausa, de alimentador, subestação e empresa, possibilitando ao gestor que mesmo estando trabalhando com um nível de detalhamento da informação, não perca a percepção do impacto desta na empresa.

<i>SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores</i>								
<i>Relatório de Causa/Sub Causa por Alimentador</i>								
Período: 1/10/2007 a 31/12/2007								
SE	Alim	Causa	Sub Causa	Interr. por Sub Causa	%na Causa	%no Alim	%na SE	%na Empresa
FIL								
FLO3								
ARVORE								
			1ª CABO PARTIDO	7	46,67%	21,88%	11,86%	5,47%
			2ª AVARIA EM EQ. PROTEÇÃO	5	33,33%	15,63%	8,47%	3,91%
			3ª SEM AVARIAS	2	13,33%	6,25%	3,39%	1,66%
			4ª FALHA EM CHAVES	1	6,67%	3,13%	1,69%	0,78%
			Totalis para a causa ARVORE	15	100,00%	46,88%	25,42%	11,72%
DESCARGA ATMOSFERICA								
			1ª AVARIA EM EQ. PROTEÇÃO	3	60,00%	9,38%	5,08%	2,34%
			2ª SEM AVARIAS	2	33,33%	6,25%	3,39%	1,66%
			3ª AVARIA EM TRANSFORMADORES	1	16,67%	3,13%	1,69%	0,78%
			Totalis para a causa DESCARGA ATMOSFERICA	6	100,00%	18,75%	10,17%	4,89%
FALHA EM EQUIPAMENTOS								
			1ª FALHA EM CONEXÕES	4	66,67%	12,50%	6,78%	3,13%
			2ª AVARIA EM TRANSFORMADORES	2	33,33%	6,25%	3,39%	1,66%
			Totalis para a causa FALHA EM EQUIPAMENTOS	6	100,00%	18,75%	10,17%	4,89%
TERCEIROS/ VANDALISMO								
			1ª SEM AVARIAS	2	50,00%	6,25%	3,39%	1,66%
			2ª AVARIA EM EQ. PROTEÇÃO	1	25,00%	3,13%	1,69%	0,78%
			3ª CABO PARTIDO	1	25,00%	3,13%	1,69%	0,78%
			Totalis para a causa TERCEIROS/ VANDALISMO	4	100,00%	12,50%	6,78%	3,13%
Emitido pelo Sistema SGMT Versão 3.01								
Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ								
				Página 1 de 8				terça-feira, 14 de outubro de 2008

Figura 5.29: Relatório de Causa/Subcausa por Alimentador

Fonte: Confecção própria

SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores								
Relatório de Causa/Sub Causa por Alimentador								
Período: 1/10/2007 a 31/12/2007								
SE	Alim	Causa	Sub Causa	Interr. por Sub Causa	%na Causa	%no Alim	%na SE	%na Empresa
AVE / ANIMAL								
			1ª AVARIA EM EQ. PROTEÇÃO	1	100,00%	3,13%	1,69%	0,78%
		Totais para a causa AVE / ANIMAL		1	100,00%	3,13%	1,69%	0,78%
		Totais para o alimentador FLO3		32		100,00%	54,24%	25,00%
		Totais para a subestação FIL		59			100,00%	46,09%
FIL								
		FLO2						
		ARVORE						
			1ª CABO PARTIDO	3	60,00%	18,75%	5,08%	2,34%
			2ª SEM AVARIAS	2	40,00%	12,50%	3,39%	1,56%
		Totais para a causa ARVORE		5	100,00%	31,25%	8,47%	3,91%
		FALHA EM EQUIPAMENTOS						
			1ª FALHA EM CONEXÕES	3	60,00%	18,75%	5,08%	2,34%
			2ª CABO PARTIDO	2	40,00%	12,50%	3,39%	1,56%
		Totais para a causa FALHA EM EQUIPAMENTOS		5	100,00%	31,25%	8,47%	3,91%
		SITUAÇÃO DE EMERGENCIA - OUTROS						
			1ª SEM AVARIAS	3	100,00%	18,75%	5,08%	2,34%
		Totais para a causa SITUAÇÃO DE EMERGENCIA - OUTROS		3	100,00%	18,75%	5,08%	2,34%
		TERCEIROS / VANDALISMO						
			1ª AVARIA EM POSTE/TORRE	1	50,00%	6,25%	1,69%	0,78%
			2ª SEM AVARIAS	1	50,00%	6,25%	1,69%	0,78%
		Totais para a causa TERCEIROS / VANDALISMO		2	100,00%	12,50%	3,39%	1,56%
Emitido pelo Sistema SGM Versão 3.01								
Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ								
Página 2 de 8								
terça-feira, 14 de outubro de 2008								

Figura 5.30: Relatório de Causa/Subcausa por Alimentador

Fonte: Confeção própria

SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores								
Relatório de Causa/Sub Causa por Alimentador								
Período: 1/10/2007 a 31/12/2007								
SE	Alim	Causa	Sub Causa	Item. por Sub Causa	%na Causa	%no Alim	%na SE	%na Empresa
DESCARGA ATMOSFERICA								
			1ª AVARIA EM TRANSFORMADORES	1	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
			Totais para a causa DESCARGA ATMOSFERICA	1	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
PIPA								
			1ª SEM AVARIAS	1	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
			Totais para a causa PIPA	1	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
			Totais para o alimentador EUD3	9		100,00%	31,03%	7,03%
			Totais para a subestação EDU	29			100,00%	22,66%
			Totais para a Empresa EMTF	128				100,00%

Figura 5.31: Relatório de Causa/Subcausa por Alimentador
Fonte: Confeção própria

A partir desse nível de informação, por exemplo, já é possível constatar que para os alimentadores FL03 e FL02 a causa árvore apresenta a mesma subcausa: cabo partido, o que deverá indicar ao gestor ações de manutenção na rede voltadas para a substituição de condutores. Para isto, além do material envolvido e turma de trabalho deverão ser

programados desligamentos na rede elétrica junto ao COD, observando sempre o menor tempo possível na suspensão de fornecimento de energia ao cliente.

SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores										
Relatório de Causa/Sub Causa por Transformador										
Período: 1/10/2007 a 31/12/2007										
SE	Alim	Transformador	Causa	Sub Causa	Interrupções	%na Causa	%no Transf.	%no Alim	%na SE	%na Empresa
FIL										
1° FLO3										
1° 11766										
1° TERCEIROS/WANDALISMO										
1° SBM AVARIAS					2	100,00%	66,67%	6,25%	3,39%	1,66%
Totais para a causa TERCEIROS/WANDALISMO					2	100,00%	66,67%	6,25%	3,39%	1,66%
2° DESCARGA ATMOSFERICA										
1° SBM AVARIAS					1	100,00%	33,33%	3,13%	1,69%	0,78%
Totais para a causa DESCARGA ATMOSFERICA					1	100,00%	33,33%	3,13%	1,69%	0,78%
Totais para o transformador: 11766					3	-----	100,00%	9,38%	5,08%	2,44%
2° 10812										
1° ARVORE										
1° CABO PARTIDO					1	100,00%	50,00%	3,13%	1,69%	0,78%
Totais para a causa ARVORE					1	100,00%	50,00%	3,13%	1,69%	0,78%
2° FALHA EM EQUIPAMENTOS										
1° FALHA EM CONDIÇÕES					1	100,00%	50,00%	3,13%	1,69%	0,78%
Totais para a causa FALHA EM EQUIPAMENTOS					1	100,00%	50,00%	3,13%	1,69%	0,78%
Totais para o transformador: 10812					2	-----	100,00%	6,25%	3,39%	1,56%
3° 10843										
1° ARVORE										
1° CABO PARTIDO					1	50,00%	50,00%	3,13%	1,69%	0,78%
2° SBM AVARIAS					1	50,00%	50,00%	3,13%	1,69%	0,78%
Totais para a causa ARVORE					2	100,00%	100,00%	6,25%	3,39%	1,56%
Totais para o transformador: 10843					2	-----	100,00%	6,25%	3,39%	1,56%
Emitido pelo Sistema SGMT Versão 3.01										
Desenvolvido por CORRAL e MARCMARQ										
Página 1 de 24										
terça-feira, 14 de outubro de 2008										

Figura 5.32: Relatório de Causa/Subcausa por Transformador

Fonte: Confeção própria

Para ações mais pontuais o Relatório de Causa/Subcausa por Transformador (figuras 5.32 e 5.33) apresenta as causas das ocorrências no transformador em um período de análise.

A granularidade deste relatório permite que a manutenção do transformador, venha a ser planejada com mais informações o que possibilita soluções mais assertivas.

Nesse relatório os campos: % na Empresa, % na SE, % no Alim, % no Transf. e % na Causa são valores obtidos conforme detalhado no item 4.3.3 deste trabalho. Os valores percentuais são calculados dentro da segmentação lógica desejada em um período informado.

SGMT - Sistema de Gestão da Manutenção em Transformadores										
Relatório de Causa/Sub Causa por Transformador										
Período: 1/10/2007 a 31/12/2007										
SE	Alim	Transformador	Causa	Sub Causa	Interrupções	%na Causa	%no Transf.	%no Alim	%na SE	%na Empresa
5ª 1014										
1ª FALHA EM EQUIPAMENTOS										
1ª CABO PARTIDO										
					1	100,00%	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
Totais para a causa FALHA EM EQUIPAMENTOS					1	100,00%	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
Totais para o transformador 1014					1	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
6ª 11851										
1ª DESCARGA ATMOSFERICA										
1ª AVARIA EM TRANSFORMADORES										
					1	100,00%	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
Totais para a causa DESCARGA ATMOSFERICA					1	100,00%	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
Totais para o transformador 11851					1	100,00%	11,11%	3,46%	0,78%
Totais para o alimentador EU03					9	100,00%	31,03%	7,03%
Totais para a subestação EDU					29	100,00%	22,66%
Totais para a Empresa EMTF					128	100,00%

Figura 5.33: Relatório de Causa/Subcausa por Transformador

Fonte: Confeção própria

A partir da somatória das ocorrências das interrupções, agrupando-as por causa, é calculado o valor do percentual de contribuição para classificá-las em ordem decrescente. O campo Interr. Por Sub Causa é o valor resultante da somatória das interrupções por subcausa.

Esse relatório apresenta percentuais de totalização por comprometimento, assim como os anteriores, o que facilita a visualização nos diferentes níveis de pesquisa do impacto ocasionado na rede elétrica de distribuição.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou o SGMT – Sistema de Gestão da Manutenção da Distribuição e os recursos que dispõe para serem utilizados, mostrando que é possível a partir de informações corretamente dimensionadas e com recursos da tecnologia da informação montar uma base de dados que apoiará o gestor da área de manutenção, nas suas decisões com relação à manutenção dos transformadores de distribuição, atendendo as necessidades da empresa com rapidez no acesso e uso racional e gerenciado do conjunto de informações existentes na empresa.

Vale ressaltar, que a escolha de um ambiente de *data warehouse* poderá ser substituída por alternativas disponíveis na área de tecnologia de informação. A idéia principal é que o gestor baseie suas decisões em melhores informações, conforme será apresentado no capítulo 6, na conclusão deste estudo.

Capítulo 6

6 CONCLUSÕES

Por ser uma proposta de gestão da manutenção de transformadores de distribuição utilizando um sistema de informações, espera-se que esta metodologia possa contribuir com resultados satisfatórios, pois nos últimos anos, devido às exigências cada vez maiores de qualidade e confiabilidade, a manutenção da distribuição, que já ocupava um papel significativo, precisa cada vez mais da atividade de gerenciamento.

Há uma mudança de postura e maior conscientização de: o quanto uma falha em um equipamento da rede elétrica pode afetar a segurança; da má utilização dos recursos pela perda de equipamentos, do que afeta o meio ambiente; da relação que a manutenção tem com a qualidade do produto; da contenção de custos e da preservação cada vez maior da disponibilidade da rede, exigindo um nível significativo de confiabilidade.

Estes itens estão atrelados ao que se conhece no mundo atual como Terceira Geração caracterizada por apresentar fatores como: maior disponibilidade e confiabilidade da instalação, maior segurança, melhor qualidade do produto, sem danos ao meio ambiente, maior vida do equipamento e maior efetividade de custos.

Sendo assim, o SGMT busca de forma adequada:

- fornecer subsídios para a elaboração de um planejamento à manutenção de transformadores da rede elétrica de distribuição;
- evitar impactos negativos na rede que podem ser estratificados chegando até ao transformador;
- controlar os dados, ao longo do processo, permite a verificação e o redirecionamento cabível a cada situação apresentada na rede.

A partir dos resultados dos relatórios do sistema é possível atuar na gestão da manutenção dos transformadores de distribuição utilizando estes recursos.

Os relatórios hierarquizados pelo algoritmo composto pelos valores do número de interrupções, FEC e carregamento, permitem:

- Visualizar a empresa no que diz respeito ao nível de comprometimento das subestações, para posterior planejamento de ações de gestão;

- Apoiar a programação de ações de manutenção em transformadores, para os 10 piores alimentadores da empresa, visando obter resultados satisfatórios para a empresa e para o consumidor;
- Possibilitar programar a manutenção dos transformadores mais comprometidos na empresa, dentro de uma segmentação lógica desejada;
- Permitir verificar qual o percentual de comprometimento dos alimentadores da empresa, dentro das suas subestações, apoiando a partir desta visão ações de planejamento da manutenção.

Os relatórios hierarquizados pelo valor do carregamento do transformador possibilitam:

- Obter informações comparativas, com a média da empresa, apresentando a evolução histórica do valor do carregamento dos transformadores, para as subestações;
- Permitir identificar quais os alimentadores que apresentam valores de carregamento não adequados para os seus transformadores;
- Viabilizar a identificação, independente da segmentação lógica, dos transformadores da empresa que apresentam valores não adequados para os seus carregamentos;
- Permitir identificar, através da pesquisa por diferentes opções de segmentação lógica, quais os transformadores que se encontram com valores comprometidos para os seus carregamentos, comparando:
 - Qual a pior subestação e nela quais os piores alimentadores;
 - Qual a pior subestação e nela os piores transformadores dos seus alimentadores;
 - Qual o pior alimentador e nele quais os piores transformadores.

Os relatórios hierarquizados por número de causas de interrupção podem:

- Possibilitar obter a nível de empresa, quais as principais causas/subcausas que ocasionaram interrupções na rede elétrica;
- Permitir visualizar as subestações da empresa, em ordem decrescente de comprometimento, quais as causas/subcausas, que mais contribuíram para o número de interrupções ocorridas;

- Fornecer informações das causas/subcausas que ocasionaram o maior número de interrupções nos alimentadores da empresa;
- Viabilizar a identificação dos transformadores que mais sofreram interrupções e quais as causas/subcausas que os afetaram.

Outra contribuição importante é que o trabalho resgata informações importantes que estão disponíveis nos dados armazenados nos sistemas transacionais da empresa, além de que o desenvolvimento e implantação do projeto, bem como as rotinas de manutenção que alimentam o processo do *Data Warehouse*, se dão a um custo reduzido.

A realidade em todas as empresas do setor elétrico é de considerável disponibilidade de dados, porém ainda precisam ser trabalhados, para serem transformados em informações gerenciais adequadas.

A implantação desta metodologia alcança resultados que contribuem para que sejam atingidos valores de indicadores operativos dentro do exigido pelos órgãos reguladores, reflexo que é consequência de uma manutenção mais assertiva e com redução significativa na quantidade de horas de trabalho. Deste modo, a quantidade de transformadores perdidos será reduzida, além de terem a sua vida útil preservada, conseqüentemente havendo redução de custos para a empresa.

Finalmente, ao serem contemplados estes itens, a qualidade no fornecimento é atendida, atingindo resultados satisfatórios para a concessionária, exigências da Legislação do Setor Elétrico Brasileiro são cumpridas e o mais importante, o cliente passa a dispor da energia elétrica com possibilidade de diminuição da tarifa, e mais confiável.

A continuidade deste projeto poderá ser desenvolvido apresentando informações de causas que ocasionaram as interrupções em transformadores, priorizando-as, dando possibilidades maiores ao gestor na atuação das medidas corretivas e preventivas. Utilizando conhecimentos mais precisos é possível administrar de modo mais assertivo os recursos da empresa, tanto técnicos como materiais.

Quanto à qualidade no fornecimento de energia e os índices de continuidade (DEC/FEC), as análises deverão estar voltados para três pontos importantes em cima do transformador:

- Fabricação do equipamento
- Manutenção do transformador
- Operação do transformador

Sendo assim as seguintes sugestões de análise poderão ser contempladas:

- Avaliar o comportamento dos transformadores na rede elétrica, com relação ao nível de defeitos, analisando por fabricante;
- Analisar as ações a serem tomadas, a partir do monitoramento do carregamento para evitar danos e/ou substituição dos transformadores, considerando o custo dos serviços (equipamento + material + mão de obra);
- Avaliar o lucro não obtido pela concessionária, devido às ações não tomadas com relação ao transformador que está em uso na rede elétrica;
- Avaliar melhorias no transformador, que poderiam ser fornecidas pelo fabricante. Considerar o custo X benefício da melhoria, de modo que possa ser viabilizada.

O projeto futuro, além das análises mencionadas, também poderá apresentar resultados de ações de gestão, verificando com o apoio do sistema, se as medidas adotadas pelo gestor atenderam aos resultados esperados.

REFERENCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL Brasil. **Resolução nº 024:** estabelece as disposições relativas à continuidade da Distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras, de 27 de janeiro de 2000. Brasília, 2000.

_____. **Resolução nº 505:** estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, de 26 de novembro de 2001. Rio de Janeiro, 2001.

ALDABÓ, R. **Qualidade na energia elétrica.** São Paulo: Artliber Editora, 2001.

ALKAIM, J. L. **Metodologia para incorporar conhecimento intensivo às tarefas de manutenção centrada na confiabilidade aplicada em ativos de sistemas elétricos.** Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 5440:** transformadores para redes aéreas de distribuição – padronização. Rio de Janeiro: ABNT, 1999.

_____. **NBR 5458:** transformadores - terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 1981.

_____. **NBR 7036:** recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência para distribuição, imersos em líquidos isolantes. Rio de Janeiro: ABNT, 1990.

_____. **NBR 7037:** recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral. Rio de Janeiro: ABNT, 1993.

_____. **NBR ISO 9002:** sistemas da qualidade - modelo para garantia da qualidade em produção, instalação e serviços associados. Rio de Janeiro: ABNT, 1994.

BEATO, J. L. G.; SAMPAIO, R. C. **Manutenção e reforma de transformadores.** In: VI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 1973, Manaus. **Anais.** Manaus: CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, Manaus, 1973.

CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. **ETD-01:** transformadores para redes aéreas de distribuição 15 kV e 36,2 kV. Belém: CELPA, 2000.

CLEMES, Márcio. **Data warehouse como suporte ao sistema de informações gerenciais em uma instituição de ensino superior: estudo de caso na UFSC.** 2001. 117f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

DATE, C. J. **Introdução a sistemas de banco de dados.** São Paulo: Elsevier Editora Ltda, 2004, 8ª. Ed..

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C.; ROBBA, E. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Edgar Blucher, 2005.

KIMBALL, R. **Data warehouse toolkit**. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1996, 1^a ed.

KLIMKOWSKI, M.; BASSLER, M.; SCIAMMARELLA, S.; SUCKOW, C.; VIVEKANANDA, R.; PEREIRA, E. **Desenvolvimento de metodologia de manutenção baseada em confiabilidade para redes de distribuição urbanas da ENERSUL**. Rio Grande do Sul, 2003.

OLIVEIRA, J. C. de; COGO, J. R.; ABREU, J. P. **Transformadores teoria e ensaios**. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 1984.

SINGH, H. S. **Data Warehouse conceitos, tecnologias, implementação e gerenciamento**. São Paulo: Makron Books, 2001.

VEIGA, F; FERRAZ, R; ALVARES, M. **MCC Aplicada a disjuntores de alta tensão**. In: XVIII SEMINARIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008, Recife. **Anais**. Recife: COELBA – Centrais Elétricas da Bahia, Recife, 2008.

VINICIUS, M; ÁLVARES, A. **Reforma de transformadores de distribuição – 15 e 34,5 kV**. In: XVIII SEMINARIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008, Recife. **Anais**. Recife: COELBA – Centrais Elétricas da Bahia, Recife, 2008.

Periódico de internet:

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Pesquisa de normas**. São Paulo: ABNT, 2008. Disponível em: <<http://www.abnt.org.br/default.asp?resolucao=1024X768>>. Acesso em: 02 jun. 2008.

Brasil. **PRODIST – Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. Acesso em 03/03/2008, disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2008&attIdeFasAud=282&id_area=13&attAnoFasAud=2008

CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. **Consulta a normas técnicas**. Pará, CELPA, 2008. Disponível em: <http://www.gruporede.com.br/celpa/info_consultanormas.asp>. Acesso em: 02 jun. 2008.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA. **NTD 3.01 – Transformadores para redes aéreas de distribuição – padronização e especificação**. Brasília, CEB, 2006. Disponível em: <http://www.ceb.com.br/CebNovo/Ceb/arquivos/Pdf/NTD_03_01.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2008.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ. **CP 01 - Critério de projeto – rede de distribuição aérea de média e de baixa tensão**. Ceará, COELCE, 2002. Disponível em:

<http://www.coelce.com.br/SitioWebCoelce/AdmCont/Contenido.asp?Id_registro=64&PreView=true&Menu=0&Padre=4&show=1&MenuTxt=MenuHomeCoelce.txt>. Acesso em: 03 jun. 2008.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ. **PM 01 – Padrão de material – equipamentos – transformador de potencial 15 kV – uso exterior**. Ceará, COELCE, 2006. Disponível em: <http://www.coelce.com.br/SitioWebCoelce/AdmCont/Contenido.asp?Id_registro=64&PreView=true&Menu=0&Padre=4&show=1&MenuTxt=MenuHomeCoelce.txt>. Acesso em: 03 jun. 2008.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. **NTC 02 – Ferragens para redes aéreas de distribuição de energia elétrica – especificação e padronização**. Goiás: CELG, 2006. Disponível em: <<http://www.celg.com.br/info/NTDs/NTC02.pdf>>. Acesso em: 3 jun. 2008.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. **NTC 10 – Transformadores para redes aéreas de distribuição – classes 15 e 36,2 kV – especificação e padronização**. Goiás: CELG, 2004. Disponível em: <<http://www.celg.com.br/info/NTDs/NTC10.pdf>>. Acesso em: 3 jun. 2008.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **NTC 810027 - Materiais de distribuição – especificação transformadores de distribuição**. Paraná: COPEL, 2007. Disponível em: <<http://www.copel.com/dis/normas/especifica%C3%A7%C3%A3o/portugu%C3%AAs/ntc810027.PDF>>. Acesso em: 02 jun. 2008.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **NTC 810085 – Especificações técnicas para recuperação de transformadores de distribuição**. Paraná: COPEL, 2007. Disponível em: <<http://www.copel.com/dis/normas/especifica%C3%A7%C3%A3o/portugu%C3%AAs/ntc810085.PDF>>. Acesso em 02 jun. 2008.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **GED 196 – Transformadores de distribuição para postes e cabinas**. São Paulo, CPFL, 2003. Disponível em: <[http://agencia.cpfl.com.br/publ_tecnica/Especificacoes%20Técnicas%20\(Materias%20e%20Equipamentos\)/Transformadores%20de%20Distribuição%20para%20Postes%20e%20Cabinas%20-%20GED%20196%20-%202004-03-2008.pdf](http://agencia.cpfl.com.br/publ_tecnica/Especificacoes%20Técnicas%20(Materias%20e%20Equipamentos)/Transformadores%20de%20Distribuição%20para%20Postes%20e%20Cabinas%20-%20GED%20196%20-%202004-03-2008.pdf)>. Acesso em: 30 mai. 2008.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **GED 4310 – Rede primária condutores nus 15 kV – transformador - montagem**. São Paulo, CPFL, 2005. Disponível em: <http://agencia.cpfl.com.br/publ_tecnica/Padroes%20Técnicos/Rede%20Primária%20Condutores%20Nus%2015kV%20-%20Transformador%20-%20Montagem%20-%20GED%204310%20-%202020-03-2008.pdf>. Acesso: 03 jun. 2008.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **GED 4314 – Rede primária condutores nus 15 kV – transformador em paralelo - montagem**. São Paulo, CPFL, 2004. Disponível em: <http://agencia.cpfl.com.br/publ_tecnica/Padroes%20Técnicos/Rede%20Primária%20Condutores%20Nus%2015kV%20-%20Transformador%20em%20Paralelo%20-%20Montagem%20-%20GED%204314%20-%202005-04-2004.pdf>. Acesso: 03 jun. 2008.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **GED 4337 – Rede primária condutores nus 25 kV – transformador - montagem.** São Paulo, CPFL, 2005. Disponível em: <http://agencia.cpfl.com.br/publ_tecnica/Padroes%20Técnicos/Rede%20Primária%20Condutores%20Nus%2025kV%20-%20Transformador%20-%20Montagem%20-%20GED%204337%20-%202011-03-2005.pdf>. Acesso: 03 jun. 2008

RIO GRANDE ENERGIA. **NT 11616 – Transformador especial de distribuição tipo abaixador e elevador de tensão.** Rio Grande do Sul: RGE, 2008. Disponível em: <<http://www.rge-rs.com.br/biblioteca/default.asp>>. Acesso em: 02 jun. 2008.

ANEXO: Programa Geral de Manutenção e Principais defeitos apresentados em transformadores de distribuição

Tabela 1: Programa Geral de Manutenção

A inspecionar	O que fazer	Frequência da inspeção
Temperatura ambiente e dos enrolamentos (*)	Deve ser feita a verificação, tomando-se como base o valor do aumento máximo de temperatura ambiente que o transformador deve suportar continuamente, sem sacrifício de suas qualidades. Este valor vem especificado nas placas de identificação. Anotar os valores observados.	A cada turma.
Corrente	<ul style="list-style-type: none"> - A leitura periódica acompanhada de anotações, constitui prática recomendável para o serviço de manutenção. Quando não houver instrumentos indicadores instalados nos painéis de comando das subestações, as correntes serão facilmente lidas com um amperímetro portátil do tipo alicate. - Observar a distribuição de corrente entre transformadores que se acham ligados em paralelo. Notando-se discrepâncias anormais nesta distribuição, procurar o defeito que as está causando. 	A cada turma.
Tensão	A tensão deve ser medida de modo a verificar se o transformador está na posição apropriada de <i>tap</i> . Sobretensões produzem acréscimos nas perdas a vazio.	A cada turma
Conexões de terra	<ul style="list-style-type: none"> - Todos os pontos de conexão devem ser mantidos limpos de ferrugem ou oxidação, de modo a ter sempre uma baixa resistência de contato. - Uma baixa resistência de terra é importante, quer para a operação satisfatória dos pára-raios, quer também dos relés de proteção. 	Semestral
Resistência de isolamento	<ul style="list-style-type: none"> - No teste de verificação de isolamento, deve-se certificar de que o instrumento a ser utilizado é de tensão adequada e deverá ser verificado o isolamento do primário para massa; do secundário para massa; e do primário para o secundário. - A verificação do isolamento de um transformador e o acompanhamento periódico de uma possível variação em suas características de isolamento constituem-se em um fator importante para a vida do equipamento e para a segurança da instalação. 	Semi-anual
Conexões nos terminais	As conexões nos terminais dos condutores nos bornes dos transformadores têm tendência a se afrouxar devido ao aquecimento e ao resfriamento sucessivos que ocorrem nos mesmos. Por isso é recomendável que tais conexões sejam examinadas de tempos em tempos. E, quando uma for encontrada frouxa, antes de apertá-la devem lixar suas superfícies de contato.	Mensal
Isoladores	Normalmente, as quebras ou rachaduras nos isoladores podem ser reparadas numa emergência (devido à falta temporária do isolador sobressalente). Deve-se limar o esmalte das arestas quebradas ou rachadas e dar uma pintura de verniz altamente isolante na porcelana. Não se deve esquecer de que a manutenção aconselhável no caso é a substituição da peça avariada.	Mensal
Pintura	A pintura que pertence à manutenção preventiva é só aquela feita em áreas reduzidas por motivo de lascas, borbulhas ou arranhões que aparecem na superfície do tanque e seus apêndices (radiadores, conservador, etc.). Esta pintura consiste em aplicar à pincel uma demão de "base", seguida de duas demãos à pistola de acabamento, lembrando-se de que as superfícies de trabalho devem ser previamente raspadas e aparelhadas.	A cada 2 anos

Nível de óleo (*)	- É muito raro ser encontrado acima ou abaixo da marca Normal, respeitando a correção da temperatura em que se encontra o óleo. - Muitas vezes, trata-se apenas de mau funcionamento da bóia do nível, bastando, neste caso, repará-la. - Se por algum motivo estranho (vazamento ou desperdício) o nível de óleo está baixo, deve-se logo completá-lo usando sempre “óleo para transformador” (ou Ascarel, se for o caso) de fabricante conhecido.	A cada turma
Temperatura do óleo (*)	Como o transformador é um equipamento essencialmente estático, o melhor indicador de sua situação atual de funcionamento é sua temperatura. A medida é feita diretamente por um termômetro, que geralmente já vem instalado. O serviço de manutenção deve estar atento para o ponteiro vermelho do termômetro, indicativo da máxima temperatura atingida pelo equipamento.	A cada turma
Rigidez dielétrica (*)	Se o resultado do teste de rigidez dielétrica for insuficiente, o óleo deverá ser filtrado. Ao testar o Ascarel, tomar cuidados especiais pois este isolante é tóxico.	A cada 3 meses
Testes de pressão (**)	Testar de modo a evidenciar vazamentos acima do nível de óleo. Este teste deve ser feito para transformadores selados	Anual
Inspeção acima do núcleo (**)	Retirar uma quantidade suficiente de óleo da parte superior do núcleo para testes de condições gerais. Estes testes são aplicados aos transformadores selados a gás ou a óleo. O óleo retirado deverá ser testado para a detecção de umidade, etc.	A cada 2 anos
Inspeção geral (*)	Inspeccionar as condições gerais, tais como a existência de umidade, impurezas e deslocamentos de componentes causados por operação anormal. Inspeções mais freqüentes necessitam ser feitas só na ocorrência de acidentes ou nos casos de condições adversas.	A cada 5 anos
Inspeção sob a tampa	Inspeccionar a existência de umidade abaixo da tampa principal, suporte dos isoladores, etc. Verificar o fundo do óleo, procurando por acúmulo de água. Esses trabalhos são de grande importância, principalmente para os transformadores abertos.	Semestral
Núcleo e enrolamento (*)	Verificar a existência de acúmulo de poeira nas superfícies dos enrolamentos e cabos de conexão internos. A freqüência desse item é função do efeito de limpeza do jato de ar. Procurar por sinais de corrosão. Este trabalho deve ser realizado em transformadores secos.	Trimestral
(*) Devido à quantidade nem sempre as empresas do Setor Elétrico efetuam a manutenção nestes itens.	(**) Estes itens sofrem manutenção quando o transformador vem para reforma.	

Fonte: Oliveira, Cogo e Abreu (1984, p. 36).

Tabela 2: Principais defeitos apresentados em transformadores de distribuição

Defeito	Causa	Providência
Temperaturas muito altas	Sobretensão Sobrecarga Temperaturas ambientes muito altas. Resfriamento insuficiente Nível de óleo Óleo em mau estado. Núcleo em curto-circuito.	Ajustar a tensão por intermédio do comutador de derivação ou painel a fim de evitar sobre excitação. Verificar a carga. Se possível, ajusta-la a valores compatíveis com a unidade pela correção do fator de potência ou redistribuição no sistema. Verificação se não há correntes de circulação devidas a ligação de transformadores em paralelo de impedâncias diferentes. Melhorar a ventilação. Certificar-se de que o sistema de resfriamento está funcionando adequadamente. Completar até o nível correto. Tratar o óleo ou substituí-lo. Verificar a corrente de excitação e se houver danos no núcleo preparar a substituição das chapas de silício avariadas.
Defeitos elétricos		
Defeitos no enrolamento	Sobretensões devidas a descargas atmosféricas, curtos-circuitos, sobrecargas, óleo em mau estado ou corpos estranhos.	Verificar as bobinas avariadas e preparar a reforma das mesmas.
Defeito no núcleo	Ruptura do isolamento no núcleo, núcleo em curto-circuito e juntas do núcleo abertas.	Verificar a corrente de excitação.
Vazamento	Avaria ou imperfeição mecânica. Defeito interno. Nível de óleo demasiadamente alto.	Localizar o local do vazamento polvilhando a região com giz ou cimento branco e suprimi-lo. Verificar e suprimi-lo. Reconduzi-lo ao nível correto.
Ruído	Peças externas soltas, colocadas em ressonância.	Apertá-las ou calçá-las.
Baixa rigidez dielétrica.	Condensação devida a arejamento inadequado.	Certificar-se de que os respiradouros estão desobstruídos.
Vazamento ao redor das gaxetas.	Gaxetas em mau estado.	Substituir as gaxetas.
Óleo descolorido	Óleo em mau estado.	Fazer o teste de rigidez dielétrica e acidez e se for o caso, substituí-lo.
Oxidação	O óleo está saturado de produtos ácidos.	Tratá-lo. O núcleo e bobinas devem ser lavados devido a borra.
Defeitos em sistemas de resfriamento		
Temperatura muito alta.	As descargas de óleo ou água, dependendo do	Determinar a falha e corrigi-la. No

<p>Trocadores de calor vazando.</p> <p>Engaxetamento das bombas de óleo vazando.</p>	<p>caso são insuficientes.</p> <p>Gaxetas em mau estado ou ação corrosiva da água nos trocadores.</p> <p>Gaxetas em mau estado.</p>	<p>caso de transformadores resfriados a água, a descarga do líquido é indicada pelo fabricante. Verifique os filtros e radiadores a fim de restabelecê-la ao valor determinado.</p> <p>Trocar as gaxetas e, se for o caso, reparar o trocador.</p> <p>Ajustar o engaxetamento, engaxetamentos frouxos podem deixar o ar penetrar no óleo.</p>
--	---	---

Fonte: Beato e Sampaio (1973).