

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL

FACULDADE DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS - GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ROBERTO OSTERMANN

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA INSTALADOS NO SISTEMA DE
TRANSMISSÃO DA COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA**

Porto Alegre

2006

ROBERTO OSTERMANN

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA INSTALADOS NO SISTEMA DE
TRANSMISSÃO DA COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

Orientador: Prof. Dr. José Wagner Maciel Kaehler

Porto Alegre

2006

Ao meu pai, José Carlos Ostermann (in memoriam)

AGRADECIMENTOS

No momento que estou transpondo a última barreira deste desafio que foi obter o título de Mestre em Engenharia Elétrica, tenho muito, e a muitos agradecer, em especial:

- A Deus pela vida, capacidade e saúde para iniciar e concluir este trabalho.
- Aos meus filhos Pedro e Rafaela pela compreensão e carinho. Perdoem-me pela ausência e falta de paciência durante este período. E se educar também é dar exemplos, procurem segui-lo, à educação é o caminho.
- À minha esposa Soraya pelo amor e dedicação, por compensar a minha ausência na educação dos nossos filhos e também pela vibração com as minhas vitórias que também são tuas.
- À minha mãe Helena, meus irmãos Maria de Lurdes, Maria Cristina, Maria Luiza e José Carlos pela torcida.
- Ao amigo Prof. Dr. Guilherme Alfredo Dentzien Dias, pelos conselhos, recomendações e principalmente pela confiança demonstrada ao longo do Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento que realizamos juntos e pelo apoio na elaboração desta Dissertação.
- Ao meu orientador Prof. Dr. José Wagner, pela cordial acolhida na fase final de elaboração desta Dissertação e pela qualificada orientação recebida que muito valorizou este trabalho.
- Ao Prof. Dr. Marcos Tello pela orientação acadêmica recebida.
- À Companhia Estadual de Energia Elétrica pela oportunidade de estar aqui neste momento como profissional maduro na busca de conhecimento e realizando um sonho.
- Ao meu grande amigo, Eng. Milton Roberto Layher, agora Mestre em Engenharia Elétrica, pelo incentivo, pelos conselhos, pela indicação de limites quando a imaginação voava e principalmente pela amizade demonstrada.

- Aos amigos, também colegas de trabalho, da Seção de Manutenção de Transformadores pela demonstração de amizade, espírito de equipe, cooperação e torcida ao longo deste período.
- Aos Engenheiros. Daniel Gazzana e Samuel Martins Corrêa pela amizade, profissionalismo e competência demonstrados durante o desenvolvimento do “SGTF CEEE / AT”.
- Aos bolsistas de Engenharia Elétrica Bianco Santana e Cristina dos Santos Hassler (agora Engenheira) pelo apoio e ajuda recebida durante o desenvolvimento deste projeto de pesquisa.
- Aos Eletrotécnicos (futuros engenheiros) Eduardo Daltoé de Freitas e Tiago Augusto de Oliveira da Turma de Manutenção de Gravataí, aos Engenheiros Ricardo Lastra Olsen e Rosana Seligman do Departamento de Supervisão e Controle, pela cooperação na implantação do Projeto Piloto de Monitoramento na Subestação Campo Bom.
- Ao amigo José Emílio Soares pelas aulas de inglês no final do expediente, pelo apoio e pela amizade demonstrada.
- À professora Marília Araújo Schmitz, que muito me auxiliou a transpor a terrível barreira da proficiência em língua estrangeira.
- Às amigas, Eng. Zuleika Wichrowski Bittencourt Gautério e Dra. Maria Luiza Sperb Indrusiak que me auxiliaram na formatação final desta Dissertação.
- A todos os amigos aqui não citados que muito torceram e me apoiaram durante este período que parecia não ter fim.

Muito Obrigado!

RESUMO

Esta dissertação descreve a concepção, a implantação e os resultados alcançados no desenvolvimento do “SGTF – CEEE / AT”, Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Potência, implantado na Área de Transmissão da CEEE.

Tem como referência a experiência da concessionária assim como uma revisão bibliográfica das metodologias e técnicas referente ao tema. Inicia com uma abordagem sobre a evolução da engenharia de manutenção industrial no Brasil, traçando um paralelo com o que ocorreu na manutenção de transformadores no sistema elétrico brasileiro, passa por uma revisão nos conceitos de transformadores de potência, degradação do sistema isolante, identificação de falhas através de análise dos gases dissolvidos no óleo e envelhecimento do papel isolante.

Os fundamentos do Gerenciamento de Transformadores de Potência são demonstrados através do detalhamento das estruturas e recursos dos “Módulos” ou “Ferramentas” disponíveis no sistema: Módulos de Cadastro, Manutenção, Avaliação da Vida Útil e Monitoramento.

São apresentados os resultados e benefícios alcançados com a implantação do sistema de gerenciamento de transformadores bem como as vantagens em estender os mesmos princípios a outros equipamentos ou instalações da concessionária.

Palavras-chave: Gestão da Manutenção, Manutenção Preditiva, Transformador de Potência, Vida Útil.

ABSTRACT

This dissertation describes the conception, the implantation of the results reached in the development of "SGTF - CEEE / ATTN" - System of Administration of Power Transformers, that was implanted in the Area of Transmission of CEEE.

It has as reference the experience of the energy company as well as a bibliographical revision of the methodologies and techniques regarding the theme. It begins with an approach on the evolution of the industrial engineering maintenance in Brazil, drawing a parallel one what happened in the evolution of the maintenance of transformers in the Brazilian electric system, it goes by a revision in the concepts of power transformers, degradation of the insulating system, identification of emissions through analysis of the gases dissolved in the oil and aging of the insulating paper.

The base concepts of the Administration of Power Transformers are demonstrated through the details of the structures and resources of the "Modules" or available "Tools" in the system: Modules of Register, Maintenance, Evaluation of the Useful Life and Monitoring.

The results and benefits reached with the implantation of the system of administration of transformers are presented as well as the advantages in applying the same ideas to the other equipments or facilities of the energy company.

Key-words: Maintenance Management, Prediction Maintenance, Power Transformer, Useful Life.

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| 1. Introdução | 20 |
| 1.1. Organização da Dissertação e Metodologia adotada | 22 |
| 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA..... | 24 |
| 2.1. Manutenção | 24 |
| 2.1.1. Histórico da Manutenção | 24 |
| 2.1.2. Tipos de Manutenção | 25 |
| 2.1.3. Métodos e Práticas da Manutenção Moderna | 32 |
| 2.1.4. A Manutenção no Setor Elétrico | 43 |
| 2.2. Transformador de Potência | 46 |
| 2.3. Degradação do sistema isolante..... | 52 |
| 2.3.1. Degradação do óleo | 54 |
| 2.3.2. Degradação do papel [17] | 57 |
| 2.3.3. Avaliação do Óleo Mineral Isolante [19] | 64 |
| 2.3.4. Formação dos Gases Dissolvidos no Óleo [29]..... | 75 |
| 2.3.5. Métodos de Detecção de Falhas | 79 |
| 2.4. Gerenciamento de Transformadores de potência..... | 85 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 3. | Sistema de Gerenciamento de Transformadores de potência | 88 |
| 3.1. | Contexto | 88 |
| 3.2. | Módulo de Cadastro..... | 91 |
| 3.2.1. | Estrutura do Cadastro..... | 93 |
| 3.2.2. | Opções do Cadastro de Transformadores..... | 97 |
| 3.3. | Módulo de Manutenção | 100 |
| 3.3.1. | Programa de Manutenção Preventiva | 103 |
| 3.3.2. | Manutenção Preditiva (Ferramentas de Avaliação).... | 107 |
| 3.3.3. | Histórico de Manutenção | 119 |
| 3.4. | Módulo Avaliação da Vida útil..... | 125 |
| 3.4.1. | Procedimento de cálculo | 125 |
| 3.4.2. | Limitações para aplicação de sobrecarga [9]..... | 127 |
| 3.4.3. | Controle das condições operacionais [9] | 128 |
| 3.4.4. | Opções da Ferramenta | 131 |
| 3.5. | Módulo de Monitoramento | 134 |
| 3.5.1. | Variáveis de Monitoramento | 139 |
| 3.5.2. | Sensores para Monitoramento..... | 141 |
| 3.5.3. | Interligação dos Sensores e Arquitetura do Sistema | 147 |

| | |
|------------------------------------|-----|
| 3.5.4. Instalação do Sistema | 152 |
| 3.5.5. Opções da Ferramenta | 152 |
| 4. Resultados Obtidos..... | 156 |
| 5. Conclusões e sugestões | 159 |
| Referências Bibliográficas | 162 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 - Custos de manutenção [2]. | 32 |
| Tabela 2 - Características Técnicas [12]. | 51 |
| Tabela 3 - Combinação dos elementos papel e óleo [14]. | 52 |
| Tabela 4 – Processo de Oxidação dos Hidrocarbonetos [16]. | 55 |
| Tabela 5 – Produtos da Oxidação do Óleo Mineral Isolante [16]. | 56 |
| Tabela 6 - Reações de Polimerização [16]. | 56 |
| Tabela 7 - Comparativo da Água no Óleo e na Isolação Sólida [17]. | 59 |
| Tabela 8 - Classificação do Óleo Mineral Isolante em Serviço [19]. | 74 |
| Tabela 9 - Valores máximos para contagem de partículas [19]. | 75 |
| Tabela 10 - Gases Dissolvidos no Óleo [29]. | 76 |
| Tabela 11 – Classificação dos Gases Dissolvidos no Óleo [29]. | 77 |
| Tabela 12 – Estrutura do óleo isolante e gases de falha [29]. | 78 |
| Tabela 13 - Processo de Formação dos Gases de Falha [29]. | 79 |
| Tabela 14 - Tipos de Falha [30]. | 80 |
| Tabela 15 - Relações Básicas dos Gases [30]. | 81 |
| Tabela 16 - Interpretação dos Gases Dissolvidos no Óleo [30]. | 81 |
| Tabela 17 - Perfis típicos de composição [31]. | 82 |
| Tabela 17 - Perfis típicos de composição [31] - Continuação | 83 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 18 - Limites por zonas [30]..... | 84 |
| Tabela 19 - Idade de transformadores CEEE/AT..... | 89 |
| Tabela 20 - Potência Instalada x Classe de Tensão..... | 90 |
| Tabela 21 - Recomendações [40]..... | 116 |
| Tabela 22 - Cargas máximas admissíveis [9]. | 127 |
| Tabela 23 - Temperaturas limites [9]. | 128 |
| Tabela 24 - Valores físico-químicos limites do óleo isolante [9]..... | 129 |
| Tabela 25 - Valores limites do óleo isolante e do papel [9]..... | 129 |
| Tabela 26 - Limites do teor de água no papel isolante[9]. | 131 |
| Tabela 27 - Curvas de Perda de Vida Nominal e Acumulada..... | 133 |
| Tabela 28 - Características da Instalação e Equipamentos [42]. | 137 |
| Tabela 29 - TbTransformadores | 169 |
| Tabela 30 - Tabelas Auxiliares TbTransformadores | 177 |
| Tabela 31 - Atividades de Manutenção Preventiva..... | 181 |
| Tabela 32 - Variáveis para Análise Cromatográfica..... | 185 |
| Tabela 33 - Variáveis para Análise Físico-Química | 186 |
| Tabela 34 - Intervenções | 188 |
| Tabela 35 – Variáveis de monitoramento | 190 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Evolução da Manutenção. | 24 |
| Figura 2 - Manutenção Corretiva não planejada [2]. | 26 |
| Figura 3 - Manutenção Preventiva [2]. | 28 |
| Figura 4 - Manutenção Preditiva [2]..... | 29 |
| Figura 5 - Resultados x Tipos de Manutenção [2]..... | 31 |
| Figura 6 - Curva Característica da Vida de Equipamento [2]..... | 33 |
| Figura 7 - Seleção da Estratégia de Manutenção na RCM [5]..... | 35 |
| Figura 8 - Taxa de Falhas versus Tempo [5]..... | 36 |
| Figura 9 - Os Oito Pilares da TPM [5]..... | 40 |
| Figura 10 - Falhas Visíveis e Invisíveis da TPM [5]..... | 43 |
| Figura 11 - Evolução da manutenção no setor elétrico..... | 44 |
| Figura 12 - Representação de um sistema elétrico de potência [11]. | 48 |
| Figura 13 - Componentes externos [12]..... | 50 |
| Figura 14 Componentes internos [13]..... | 50 |
| Figura 15 - Molécula de Celulose [10]. | 53 |
| Figura 16 - Estruturas básicas do carbono em moléculas de óleo mineral [10]..... | 53 |

| | |
|---|----|
| Figura 17 - Resistência à Tração X Grau de Polimerização [17]. | 60 |
| Figura 18 - Envelhecimento de papel em transformadores classe 85 °C [17]. | 60 |
| Figura 19 – Vida da isolação celulósica [17]...... | 61 |
| Figura 20 - Seção transversal das espiras de um transformador [17]...... | 62 |
| Figura 21 - Curva de Expectativa de Vida. | 64 |
| Figura 22 - Variação da saturação de água no óleo [19] | 67 |
| Figura 23 Triângulo de Duval [30]..... | 84 |
| Figura 24 - Posicionamento da GDMT sob a ótica da Engenharia de Manutenção [32]..... | 85 |
| Figura 25 - Idade transformadores CEEE/AT. | 89 |
| Figura 26 – Estrutura do Sistema de Gerenciamento [35] | 91 |
| Figura 27 - Diagrama Simplificado da Ferramenta Cadastro..... | 92 |
| Figura 28 - Relacionamento “TbTransformadores” (A) | 96 |
| Figura 29 - Relacionamentos “TbTransformadores” (B) | 96 |
| Figura 30 - Tela Inicial Cadastro de Transformadores..... | 97 |
| Figura 31 - Tela de Dados Gerais..... | 98 |
| Figura 32 - Tela Dados Elétricos: Ligações/Tensões..... | 99 |

| | |
|--|-----|
| Figura 33 - Estrutura das ferramentas de manutenção..... | 103 |
| Figura 34 - Atividades de Manutenção Preventiva..... | 105 |
| Figura 35 - Manutenção Preventiva / Modo Formulário. | 106 |
| Figura 36 - Manutenção Preventiva / Modo Folha de Dados..... | 106 |
| Figura 37 - Diagrama simplificado – Análise Cromatográfica. | 108 |
| Figura 38 – Análise Estatística..... | 111 |
| Figura 39 - Ponto Quente TR 1 SE CAX 2..... | 111 |
| Figura 40 - Condição Operativa Convencional. | 113 |
| Figura 41 - Análise Gráfica. | 114 |
| Figura 42 Diagrama Simplificado análise físico-química..... | 115 |
| Figura 43 - Condição Operativa..... | 118 |
| Figura 44 - Análise Gráfica. | 118 |
| Figura 45 - Diagrama Simplificado..... | 120 |
| Figura 46 - Relacionamentos “TbIntervenções”..... | 120 |
| Figura 47 - Ferramenta "Histórico de Manutenção". | 125 |
| Figura 48 - Diagrama simplificado de cálculo. | 126 |
| Figura 49 - Curva de Carga TR 2 – SE CBO, 29/07/2006. | 132 |
| Figura 50 – Mapa Elétrico e Geográfico / RS [42]..... | 135 |

| | |
|---|-----|
| Figura 51 - Mapa Elétrico e Geográfico / Região Metropolitana [42]. | 136 |
| Figura 52 - Diagrama de Operação SE CBO [42]. | 137 |
| Figura 53 - Diagrama Simplificado Monitoramento. | 139 |
| Figura 54 - Arquitetura do Sistema de Monitoramento | 150 |
| Figura 55 - Diagrama de Interligação dos Equipamentos | 151 |
| Figura 56 - Guia "Geral" da Ferramenta de Monitoramento. | 153 |
| Figura 57 - Monitor 1..... | 154 |
| Figura 58 - Monitor 2..... | 154 |
| Figura 59 - Opção Gráfica do Sistema de Monitoramento..... | 155 |
| Figura 60 – Planilha. | 155 |

SIGLAS:

AL: Alimentadores de Distribuição.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

ANSI: American National Standards Institute.

ASTM: American Society for Testing and Materials Standards from ANSI.

AT: Alta-Tensão.

BT: Baixa-Tensão.

C₂H₂: Acetileno.

C₂H₄: Etileno.

C₂H₆: Etano.

CDC: Comutador de Derivação em Carga.

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica.

CH₄: Metano.

CIGRÉ: Conseil International des Grands Réseaux Électriques.

CO: Monóxido de Carbono.

CO₂: Dióxido de Carbono.

COP: Conversor Óptico.

COPEL: Companhia Paranaense de Energia.

CPFL: Companhia Paulista de Força e Luz.

DBPC: diterciário-butil-paracresol.

GCEM: Grupo de Compatibilidade Eletromagnética.

GDMT: Gerenciamento de Dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operativa de Transformadores.

GP: Grau de Polimerização.

GT A2.23: Grupo de Trabalho A2.23, Monitoramento de Transformadores de Potência.

H₂: Hidrogênio.

IDD: Intelligent Diagnostic Devices.

IEC: International Electrotechnical Commission.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

LT: Linha de Transmissão.

MBC: Monitor de Buchas.

MH 1: Monitor de Hidrogênio e Água Dissolvidos no Óleo.

MH 2: Monitor de Gases Combustíveis.

MT: Média Tensão.

NBR: Normas Brasileiras.

N₂: Nitrogênio.

NO/NC: Contatos, Normalmente Aberto / Normalmente Fechado.

ONAF I: Óleo Normal / Ar Forçado, primeiro estágio de ventilação.

ONAF II: Óleo Normal / Ar Forçado, segundo estágio de ventilação.

ONAF: Óleo Normal / Ar Forçado.

ONAN: Óleo Normal / Ar Normal.

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento.

PCB: Bifenilas policloradas, compostos orgânicos sintéticos "ascarel".

PDC: Corrente de Polarização e Despolarização.

PLC: Controlador Lógico Programável.

PUCRS: Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

PVI: Parcela Variável da receita de transmissão por Indisponibilidade.

RVM: Recovery Voltage Measurement - medição da tensão de retorno para determinação da umidade superficial.

SCM: Sub-Comitê de Manutenção.

SE ALE 2: Subestação Alegrete 2.

SE CAX 2: Subestação Caxias 2.

SE CBO: Subestação Campo Bom.

SE CIN: Subestação Cidade Industrial.

SE PAL 8: Subestação Porto Alegre 8.

SE TAQ: Subestação Taquara.

SGTF CEEE / AT: Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Força, Companhia Estadual de Energia Elétrica / Área de Transmissão.

TC's: Transformadores de Correntes.

TIF: Tensão Interfacial (mN/m).

TR 1: Transformador 1, Módulo.

TR 2: Transformador 2, Módulo.

1. INTRODUÇÃO

As modificações ocorridas no setor elétrico brasileiro, vindas a partir da criação da ANEEL e do ONS, da privatização e desverticalização das concessionárias de energia elétrica, impuseram novas e importantes regras como a “Parcela Variável¹”, “Consumidores Livres”, “Leilões de Energia”, aumentando a fiscalização e as penalizações sobre as empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica a partir de regras ainda não suficientemente claras e discutidas.

Para as empresas transmissoras de energia elétrica, cuja receita depende da “Disponibilidade” de seus equipamentos ou instalações, as penalidades pela indisponibilidade é muitas vezes superior à receita deste equipamento ou instalação em condições normais de operação.

Em função da grande importância do transformador para um sistema elétrico de potência, já há bastante tempo são disponíveis diversas

¹ Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) é um desconto aplicado sobre a Receita Anual Permitida (RAP) de um equipamento e/ou instalação de transmissão de energia elétrica proporcional ao tempo de indisponibilidade do mesmo.

ferramentas de diagnóstico e avaliação da sua condição operativa como as técnicas de diagnóstico a partir a análise dos gases dissolvidos no óleo, o acompanhamento do isolamento líquido e sólido a partir da análise físico-química do óleo e análise da vida útil a partir da definição do grau de polimerização do papel, entre outros.

Os avanços tecnológicos tornaram possível o monitoramento on-line de diversas grandezas ou parâmetros do transformador, sempre com o objetivo de identificar, de uma forma precoce, falhas em desenvolvimento. Diversos tipos de sensores podem ser instalados no transformador para monitoramento das temperaturas do óleo e dos enrolamentos, dos gases dissolvidos e da umidade contida no óleo, das capacitâncias e do fator de potência das buchas, do desgaste dos contatos do comutador de derivação em carga. Sistemas de monitoramento complexos, desenvolvidos por grandes fabricantes de transformadores são disponíveis no mercado, com custos muitas vezes distantes da realidade das empresas.

Tratamos hoje, em diversos grupos de discussão nacionais e internacionais do tema: “Gerenciamento de Dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operativa de Transformadores” à exemplo das discussões ocorridas no grupo GT A2.23 do Cigré Brasil.

Esta dissertação trata do desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de transformadores de potência desenvolvido dentro de um projeto de pesquisa e desenvolvimento, convênio entre a Companhia Estadual de Energia Elétrica – Área de Transmissão e a Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, sendo o autor desta dissertação ao mesmo tempo gerente do projeto pela CEEE e membro do grupo de pesquisa disponibilizando a experiência de aproximadamente 25 anos em manutenção corretiva, preventiva e preditiva de transformadores de potência.

1.1. Organização da Dissertação e Metodologia adotada

Com o objetivo de melhor descrever o trabalho realizado e os resultados alcançados no desenvolvimento do “SGTF – CEEE / AT” Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Potência implantado na Área de Transmissão da CEEE, esta Dissertação foi organizada em capítulos da seguinte forma:

O primeiro capítulo tem o objetivo de contextualizar e demonstrar a relevância do tema abordado, introduzir o assunto e mostrar a organização e a metodologia adotada para elaboração desta dissertação;

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica dos temas e técnicas abordadas nesta Dissertação, iniciando com uma abordagem sobre a evolução da engenharia de manutenção industrial no Brasil, traçando um paralelo com o que ocorreu na manutenção de transformadores no sistema elétrico brasileiro, passa por uma revisão nos conceitos de transformadores de potência, degradação do sistema isolante, identificação de falhas através de análise dos gases dissolvidos no óleo e envelhecimento do papel isolante.

No Capítulo 3, o conceito de Gerenciamento de Transformadores de Potência é inserido, demonstrando sua aplicabilidade desenvolvimento e implantação de um sistema de gerenciamento de transformadores de potência. São também apresentadas as estruturas e recursos dos “Módulos” ou “Ferramentas” disponíveis no sistema: Módulos de Cadastro, Manutenção, Avaliação da Vida Útil e Monitoramento.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados e benefícios alcançados com a implantação do sistema de gerenciamento na área de transmissão da concessionária e os resultados acadêmicos obtidos como

dissertações de mestrado, trabalhos científicos de graduação e outros artigos.

No Capítulo 5, são feitas considerações sobre o desenvolvimento e aplicação do “Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Força”, apresentando sugestões para elaboração de trabalhos futuros que poderão permitir uma maior abrangência para o gerenciamento de transformadores e outros equipamentos ou instalações.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Manutenção

Nos itens 2.1.1 e 2.1.2, estão descritas a evolução da manutenção industrial e os tipos de manutenção segundo a visão de Alan Kardec Pinto e Júio Nascif [2]. No item 2.1.3, é traçado um paralelo entre a manutenção industrial e a manutenção praticada no setor elétrico sob o ponto de vista do autor desta Dissertação.

2.1.1. Histórico da Manutenção

Em uma linha de tempo, a manutenção industrial pode ser dividida em estágios ou gerações de acordo com a Figura 1.

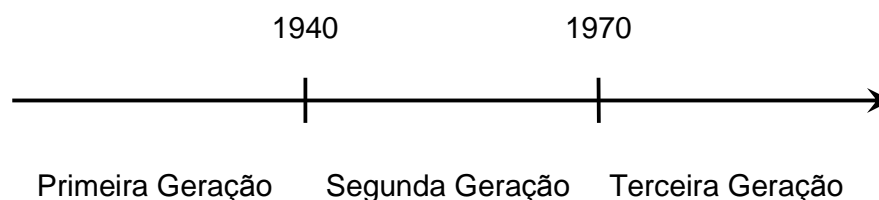


Figura 1 - Evolução da Manutenção.

- **Primeira Geração** – Indústria pouco mecanizada, equipamentos simples, na grande maioria, super-dimensionados, a produtividade

não era prioridade e a manutenção não era sistematizada. O tipo de manutenção utilizado era fundamentalmente a “Manutenção Corretiva” [2].

- **Segunda Geração** – Forte aumento da mecanização e da complexidade das instalações industriais surge a necessidade de maior produtividade e de maior disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos e instalações. As falhas poderiam e deveriam ser evitadas, o que resultou no conceito de “Manutenção Preventiva” onde a manutenção era executada a intervalos fixos e regulares. Ocorre uma elevação dos custos de manutenção em relação aos custos operacionais surgindo os sistemas de planejamento e controle da manutenção. Inicia a preocupação com a vida útil dos itens físicos [2].
- Terceira Geração – A partir de década de 70, acentuou-se a preocupação com as paralisações da produção que reduzem a capacidade produtiva, aumentam os custos e afetam a qualidade dos produtos ou serviços. O crescimento da automação e da mecanização indicava que confiabilidade e disponibilidade eram fundamentais nos diversos segmentos industriais. Passa a haver uma preocupação em manter os padrões de qualidade estabelecidos, com a segurança e com o meio ambiente. Reforçou-se o conceito de “Manutenção Preditiva”, onde passa a haver a necessidade de interação entre as fases de projeto, instalação, operação e manutenção [2].

2.1.2. Tipos de Manutenção

O conceito predominante até a bem pouco tempo era de que a Missão da Manutenção era o de restabelecer as condições originais dos equipamentos / sistemas.

O conceito moderno é de que a Missão da Manutenção é garantir a disponibilidade das funções dos equipamentos e instalações de modo a atender a um processo de produção ou de serviço, com confiabilidade, segurança, preservação do meio ambiente e custos adequados.

Atualmente são definidos seis tipos básicos de manutenção abordados a seguir:

2.1.2.1. Manutenção Corretiva

A Manutenção Corretiva é a atuação para a correção da falha ou do desempenho menor que o esperado, onde a ação principal é corrigir ou restaurar e pode ser dividida em duas classes:

- **Manutenção Corretiva Não Planejada** é a correção da falha de maneira aleatória.

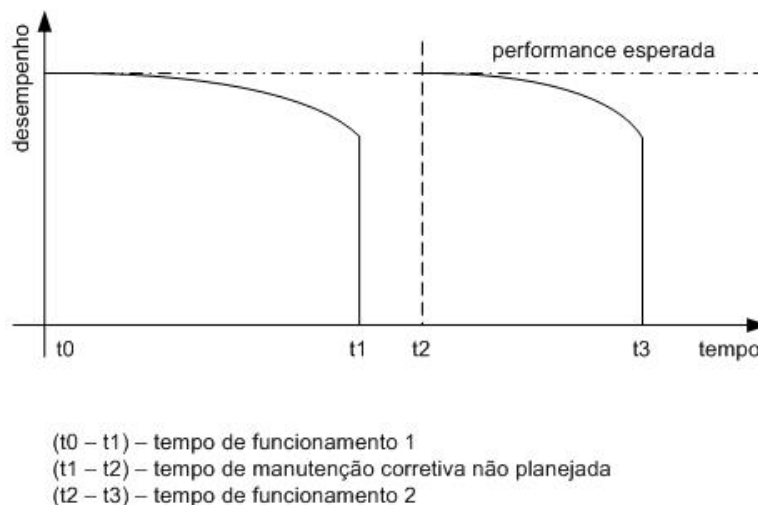


Figura 2 - Manutenção Corretiva não planejada [2].

A Figura 2 representa, de forma ilustrativa, o desempenho ao longo do tempo de um determinado equipamento ou sistema submetido à manutenções corretivas não planejadas.

- **Manutenção Corretiva Planejada** é a correção do desempenho menor do que o esperado ou da falha, por decisão gerencial, isto é, pela atuação em função do acompanhamento preditivo ou pela decisão de operar até a falha. A manutenção executada de forma planejada tem um custo menor, é executada de forma mais rápida e segura em relação a uma manutenção executada de forma não planejada. A característica principal da manutenção corretiva planejada, que é executar a manutenção por uma decisão **gerencial**, é função da qualidade de informações fornecidas pelo acompanhamento preditivo do equipamento.

2.1.2.2. Manutenção Preventiva

A Manutenção Preventiva é a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou queda no desempenho, obedecendo a um plano previamente elaborado, baseado em intervalos definidos de tempo. A ação principal neste tipo de manutenção é **prevenir**. Em função das dificuldades de definir corretamente estes intervalos, podem ocorrer duas situações:

- A ocorrência de falhas antes de se completar o período estimado pelo mantenedor para a intervenção;
- Abertura do equipamento/reposição de componente prematuramente.

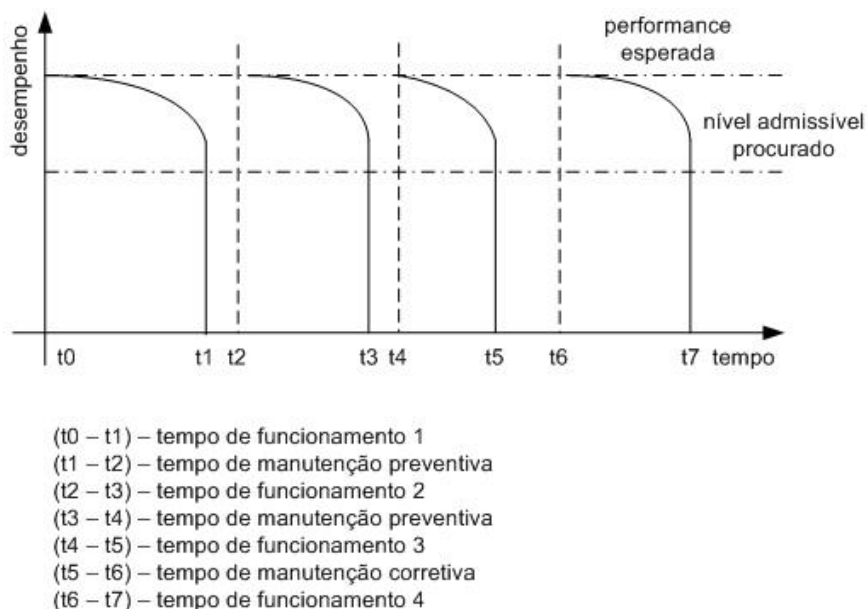


Figura 3 - Manutenção Preventiva [2].

A Figura 3 representa, de forma ilustrativa, o desempenho de um determinado equipamento ou sistema ao longo do tempo, submetido a um programa de manutenção preventiva. Pode ser observado neste exemplo a necessidade de realização de uma manutenção corretiva não planejada à exemplo de equipamentos ou sistemas submetidos a este tipo de manutenção.

2.1.2.3. Manutenção Preditiva

A Manutenção Preditiva é a atuação realizada com base em modificações de parâmetro de condição ou desempenho, cujo acompanhamento obedece a uma sistemática. A ação principal é ***prever***. Este tipo de manutenção é a primeira grande quebra de paradigma na manutenção e tanto mais se intensifica quanto mais o conhecimento tecnológico desenvolve equipamentos que permitam a avaliação confiável das instalações e sistemas operacionais em funcionamento.

São condições básicas para a adoção da Manutenção Preditiva em um equipamento, sistema ou instalação:

- Devem permitir algum tipo de monitoramento/medição;
- Devem merecer este tipo de ação (relação custo x benefício);
- Causas de falhas que possam ser monitoradas e ter sua progressão acompanhada;
- Acompanhamento, análise e diagnóstico sistematizado.

A Figura 4 representa, de forma ilustrativa, o desempenho de um equipamento ou sistema ao longo do tempo, submetido a um programa de manutenção preditiva, com intervenção de manutenção corretiva planejada baseada no acompanhamento preditivo do equipamento ou sistema.

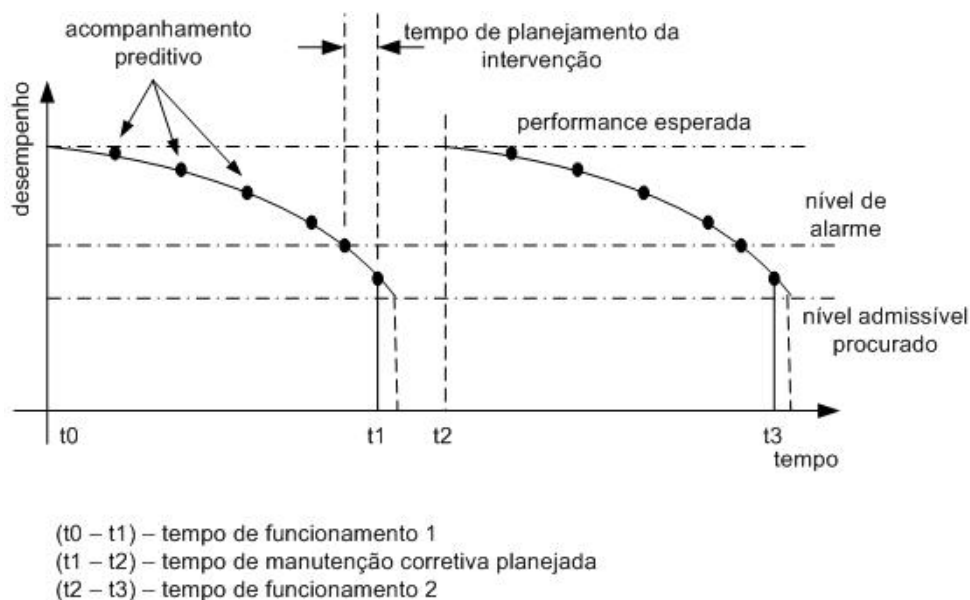


Figura 4 - Manutenção Preditiva [2]

Outra abordagem possível para o conceito de manutenção preditiva é o proposto por Márcio Tadeu de Almeida [5]:

A manutenção preditiva é um meio de se melhorar a produtividade, a qualidade do produto, o lucro e a efetividade global de nossas plantas industriais de manufatura e de produção.

A manutenção preditiva não é meramente monitoramento de vibração ou análise de óleo lubrificante ou de imagens térmicas ou qualquer das outras técnicas de teste não destrutivo que têm sido marcadas como ferramentas de manutenção preditiva.

A manutenção preditiva é uma filosofia ou atitude que usa a condição operacional real do equipamento e sistemas da planta industrial para otimizar a operação total da planta industrial.

Um programa abrangente de gerência de manutenção preditiva utiliza uma combinação das ferramentas mais efetivas em custo para obter a condição operativa real de sistemas críticos da planta industrial e, baseado-se nestes dados reais, todas as atividades de manutenção são programadas numa certa base “conforme necessário” [5].

2.1.2.4. Manutenção Detectiva

A Manutenção Detectiva é a atuação efetuada em sistemas de proteção buscando detectar falhas ocultas ou não perceptíveis ao pessoal de operação e manutenção. A ação principal neste caso é **detectar**. Como exemplo simples e objetivo, é possível citar o botão de teste de lâmpadas de sinalização e alarme em painéis.

A identificação de falhas ocultas é primordial para garantir a confiabilidade. Em sistemas complexos, essas ações só devem ser levadas a efeito por pessoal da área de manutenção, com treinamento e habilitação para tal, assessorado pelo pessoal de operação.

2.1.2.5. Engenharia de Manutenção

Praticar Engenharia de Manutenção significa uma mudança cultural, é deixar de ficar consertando continuamente, para procurar as causas básicas, modificar situações permanentes de mau desempenho, deixar de conviver com problemas crônicos, melhorar padrões e sistemáticas, desenvolver a manutenibilidade, dar retorno ao Projeto, interferir tecnicamente nas compras.

A Figura 5 apresenta a evolução da manutenção, com uma melhora nos resultados obtidos como disponibilidade, confiabilidade, atendimento e segurança, à medida que as melhores técnicas de manutenção vão sendo inseridas. Este gráfico mostra também que a introdução da manutenção preditiva e da engenharia de manutenção determinam um grande impulso no sentido de melhorar os resultados obtidos a partir da sua aplicação.

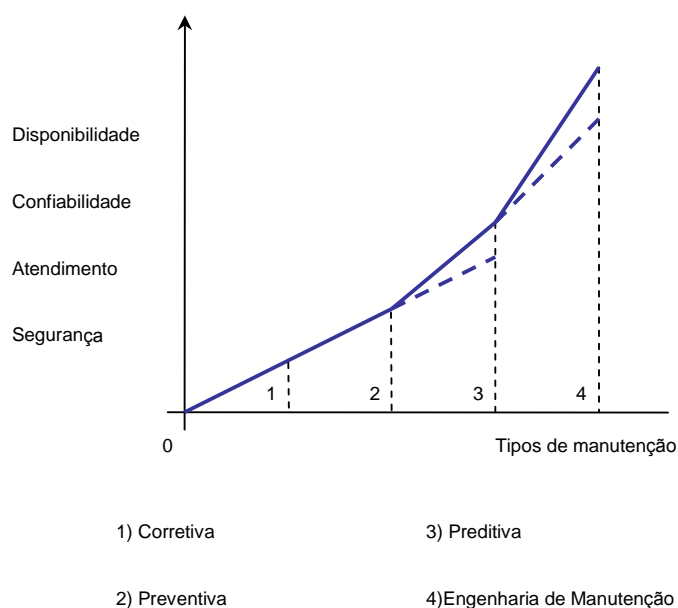


Figura 5 - Resultados x Tipos de Manutenção [2].

2.1.2.6. Custos por tipo de Manutenção

A Tabela 1 mostra qual é o impacto dos custos para os diferentes tipos de manutenção, considerando os mais usuais: Corretiva não planejada, Preventiva e Preditiva / Corretiva planejada. Os custos apresentados na Tabela 1, evidenciam o que foi apresentado na Figura 5, mostrando a evolução dos resultados da manutenção à medida que as melhores técnicas vão sendo introduzidas.

Tabela 1 - Custos de manutenção [2].

| Tipos de Manutenção | Custo US\$/HP ² /ano |
|----------------------------------|---------------------------------|
| Corretiva não planejada | 17 a 18 |
| Preventiva | 11 a 13 |
| Preditiva / Corretiva programada | 7 a 9 |

2.1.3. Métodos e Práticas da Manutenção Moderna

Faz-se necessário antes da abordagem dos métodos e práticas da manutenção moderna, a definição e caracterização de termos que serão utilizados adiante.

- **Confiabilidade:** é a probabilidade que um item possa desempenhar sua função requerida, por um intervalo de tempo estabelecido, sob condições definidas de uso [5].

² HP – Unidade física de potência, do inglês 'horse power'.

- **Disponibilidade:** é a relação entre o tempo em que o equipamento ou instalação ficou disponível para produzir em relação ao tempo total [5].
- **Manutenibilidade:** é a característica de um equipamento ou instalação permitir um maior ou menor grau de facilidade na execução dos serviços de manutenção [5].
- **Falha:** é a cessação da função de um item ou incapacidade de satisfazer a um padrão de desempenho previsto [5].
- **Taxa de Falhas:** é o número de falhas por unidade de tempo. A Figura 6 apresenta a curva característica típica da vida de um produto, equipamento ou sistema. A curva mostrada é também conhecida como a curva da banheira, pelo seu formato. É válida para uma série de componentes elétricos, mecânicos ou sistemas, sendo determinada a partir de estudos estatísticos [5].

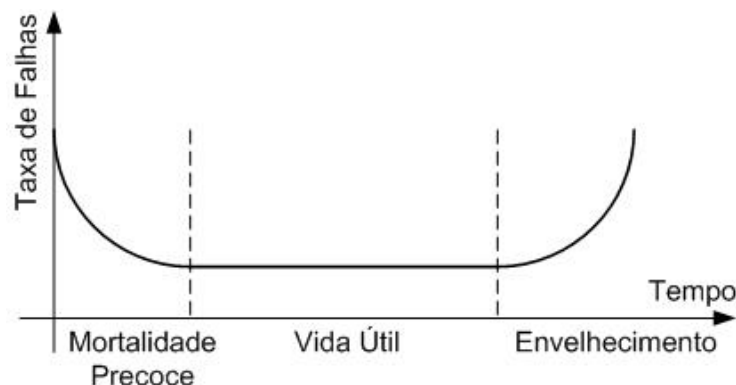


Figura 6 - Curva Característica da Vida de Equipamento [2]

2.1.3.1. Manutenção Centrada na Confiabilidade (RCM)

Manutenção Centrada na Confiabilidade (RCM – Reliability Centred Maintenance) é a aplicação de um método estruturado para estabelecer a melhor estratégia de manutenção para um dado sistema ou equipamento.

Esta começa identificando a funcionalidade ou desempenho requerido pelo equipamento no seu contexto operacional, identifica os modos de falha e as causas prováveis e então detalha os efeitos e conseqüências da falha. Isto permite avaliar a gravidade das falhas e onde podemos identificar conseqüências significantes que afetam a segurança, a disponibilidade ou custo. A metodologia permite selecionar as tarefas adequadas de manutenção direcionadas para os modos de falha identificados [5].

As estratégias de manutenção em vez de serem aplicadas independentemente são integradas para tirarmos vantagens de seus pontos fortes de modo a otimizar a operacionalidade e eficiência da instalação e dos equipamentos, enquanto minimizamos o custo do ciclo de vida [5]. A seleção da estratégia de manutenção a ser adotada pode ser feita com o diagrama apresentado na Figura 7.

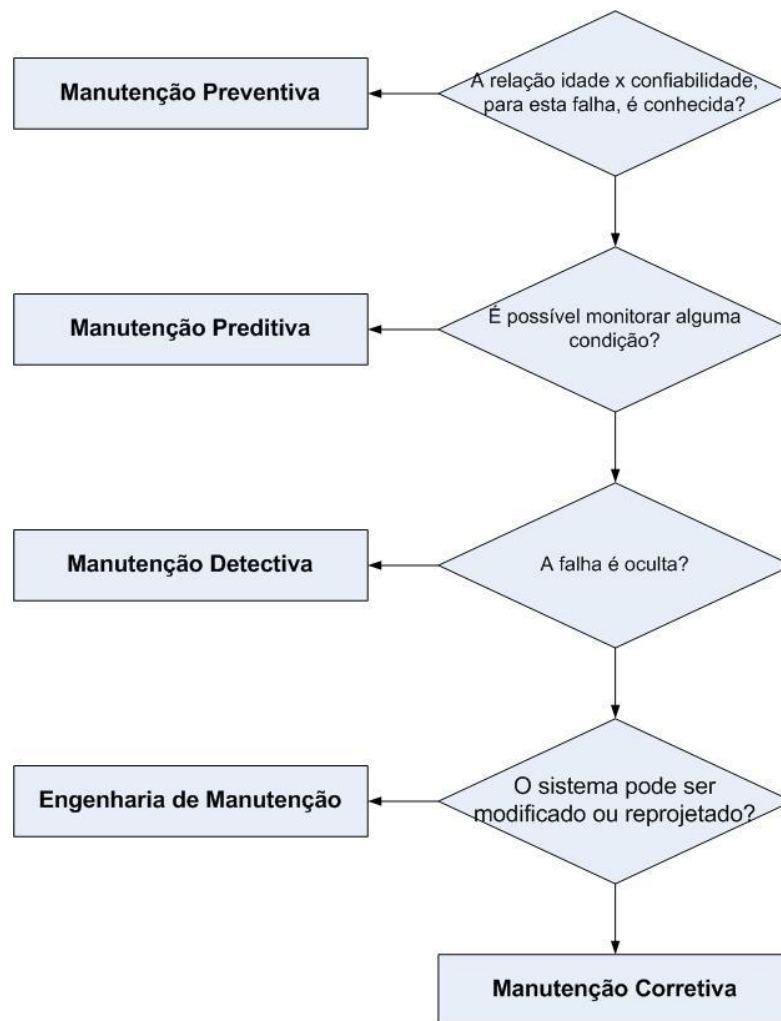


Figura 7 - Seleção da Estratégia de Manutenção na RCM [5]

Histórico

A análise das políticas de manutenção na indústria da aviação civil na década de 60 e no início dos anos 70 conduziu ao desenvolvimento dos conceitos da Manutenção Centrada na Confiabilidade. Os princípios e aplicações da RCM foram documentados na publicação de Nowlan and Heap intitulada "Manutenção Centrada na Confiabilidade". O trabalho demonstrou que a forte correlação entre idade (tempo) e falha não existia e a premissa básica da manutenção com base no tempo (manutenção

preventiva sistemática) era falsa para a grande maioria dos equipamentos [5].

Característica das Falhas

A curva da taxa de falhas cai em seis tipos básicos (eixo vertical – taxa de falhas e eixo horizontal – tempo). A percentagem de equipamentos, de acordo com os seis modelos apresentados na Figura 8, foi determinada em quatro estudos: UAL- United Air Lines, BROMBERG, US NAVY (Navio) e US NAVY (Submarino) [5].

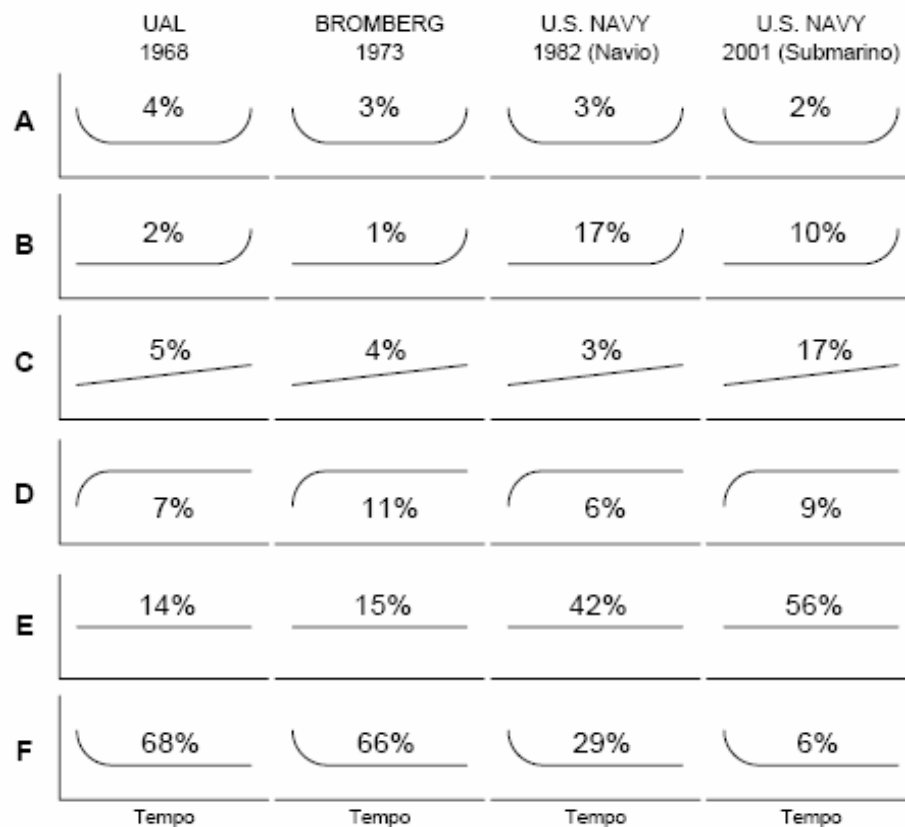


Figura 8 - Taxa de Falhas versus Tempo [5]

As curvas A e B são típicas de pequenas peças e itens simples tais como pneus, lâminas de compressores, sapatas de freio e partes estruturais.

Itens mais complexos têm as curvas de probabilidade condicional dos tipos C, D, E e F. [5]

Aplicação da RCM

A RCM quando adequadamente conduzida deverá responder a 7 (sete) perguntas [5]:

1. Quais as funções do sistema/equipamento e os padrões de desempenho associados?
2. Como o sistema pode falhar ao realizar essas funções?
3. O que pode causar a falha funcional?
4. O que acontece quando uma falha ocorre?
5. Quais podem ser as conseqüências quando da ocorrência da falha?
6. O que pode ser feito para detectar e prevenir a ocorrência da falha?
7. O que deverá ser feito se uma tarefa de manutenção não pode ser identificada?

Basicamente, as seguintes ferramentas e áreas de conhecimento são empregadas para desempenhar a análise da RCM [5].

- FMEA / FMECA (Modos de Falha e Análise dos Efeitos / Modos de Falha, Efeito e Análise da Criticidade). Esta ferramenta analítica ajuda a responder as perguntas de 1 a 5.

- Fluxo do Diagrama de Decisão da RCM. Este diagrama auxilia na resposta das perguntas 6 e 7.

- Projeto, engenharia e conhecimento operacional do equipamento.

- Técnicas de monitoramento da condição.

- Tomada de decisão com base no risco, isto é: a frequência e consequência de uma falha em termos do impacto sobre a segurança, ambiente e operações.

Documentação e implementação são os passos finais para formalizar este processo e os seguintes pontos devem ser considerados:

- Análise e tomada de decisão

- Melhoramento contínuo com base na experiência da manutenção e operação.

- Auditoria clara dos caminhos das ações tomadas pela manutenção e maneiras de melhorá-las.

Benefícios da RCM

A prática da Manutenção Centrada em Confiabilidade proporciona às empresas que a adotam uma série de benefícios, os quais são listados a seguir [5]:

- Aprimoramento do desempenho operacional;

- Maior relação custo x benefício;

- Melhoria das condições ambientais e de segurança das instalações;

- Aumento da vida útil dos equipamentos;
- Obtenção do banco de dados da manutenção;
- Obtenção de desenhos e manuais atualizados;
- Maior motivação das equipes envolvidas;
- Compartilhamento dos problemas de manutenção;
- Geração de maior senso de equipe.

2.1.3.2. Manutenção Produtiva Total (TPM)

Origem da TPM:

A manutenção preventiva teve sua origem nos Estados Unidos e foi introduzida no Japão em 1950. Até então, a indústria japonesa trabalhava apenas com o conceito de manutenção corretiva, após a falha da máquina ou equipamento. Isso representava um Custo e um obstáculo para a melhoria de qualidade [5].

Na busca de maior eficiência da manutenção produtiva, por meio de um sistema compreensivo, baseado no respeito individual e na total participação dos empregados, surgiu a TPM, em 1970, no Japão [5].

Nessa época era comum:

- Avanço na automação industrial;
- Busca em termos de melhoria da qualidade;
- Aumento da concorrência empresarial;

- Emprego do sistema “just-in-time”;
- Maior consciência de preservação ambiental e conservação de energia;
- Dificuldades de recrutamento de mão-de-obra para trabalhos considerados sujos, pesados ou perigosos;
- Aumento da gestão participativa e surgimento do operário polivalente.

Os Pilares da TPM

Os pilares da TPM são as bases sobre as quais construímos um programa de TPM, envolvendo toda a empresa e habilitando-a para encontrar metas, tais como defeito zero, falhas zero, aumento da disponibilidade de equipamento e lucratividade. Estes oito pilares estão representados na Figura 9.

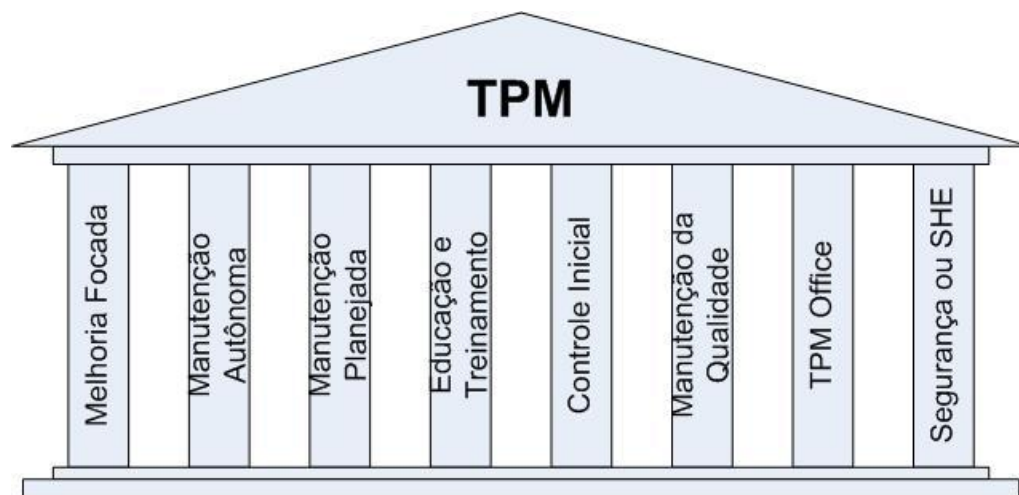


Figura 9 - Os Oito Pilares da TPM [5]

1. Melhoria Focada – Foco na melhoria global do negócio, de modo a reduzir os problemas para melhorar o desempenho.

2. Manutenção Autônoma – Auto-gerenciamento e controle, liberdade de ação, elaboração e cumprimento de padrões, conscientização da filosofia TPM.
3. Manutenção Planejada – Significa ter realmente o planejamento e o controle da manutenção.
4. Educação e Treinamento – Ampliação da capacitação técnica, gerencial e comportamental das equipes de manutenção e operação.
5. Controle Inicial – Estabelecimento de um sistema de gerenciamento da fase inicial para novos projetos e equipamentos.
6. Manutenção da Qualidade – Estabelecimento de um “Programa Zero defeito”.
7. TPM Office – Estabelecimento de um programa de TPM nas áreas administrativas, visando o aumento de sua eficiência.
8. Segurança ou SHE – Estabelecimento de um sistema de saúde, segurança e meio ambiente.

Objetivos da TPM:

O objetivo global da TPM é a melhoria da estrutura da empresa em termos materiais (máquinas, equipamentos, ferramentas, matéria-prima, produtos etc.) e em termos humanos (aprimoramento das capacitações pessoais envolvendo conhecimento, habilidades e atitudes). A meta ser alcançada é o rendimento operacional global [5].

As melhorias devem ser conseguidas por meio dos seguintes passos:

- Capacitar os operadores para conduzir a manutenção de forma voluntária.
- Capacitar os mantenedores a serem polivalentes.
- Capacitar os engenheiros a projetarem equipamentos que dispensem manutenção, isto é; o “ideal” da máquina descartável.
- Incentivar estudos e sugestões para modificação dos equipamentos existentes a fim de melhorar seu rendimento.

As Grandes perdas da TPM

São seis as grandes perdas listadas na Manutenção Produtiva Total:

1. Perdas por quebra.
2. Perdas por demora na troca de ferramentas e regulagem.
3. Perdas por operação em vazio (espera).
4. Perdas por redução da velocidade em relação ao padrão normal.
5. Perdas por defeitos de produção.
6. Perdas por queda de rendimento.

A Quebra Zero

A idéia da “quebra zero” está baseada no conceito de que a quebra é a falha visível e que a falha visível é causada por uma coleção de falhas ou defeitos invisíveis como representado na Figura 10 por um iceberg. Assim, se os operadores e mantenedores estiveram conscientes de que devem evitar as falhas ou defeitos invisíveis, a quebra deixará de ocorrer [5].

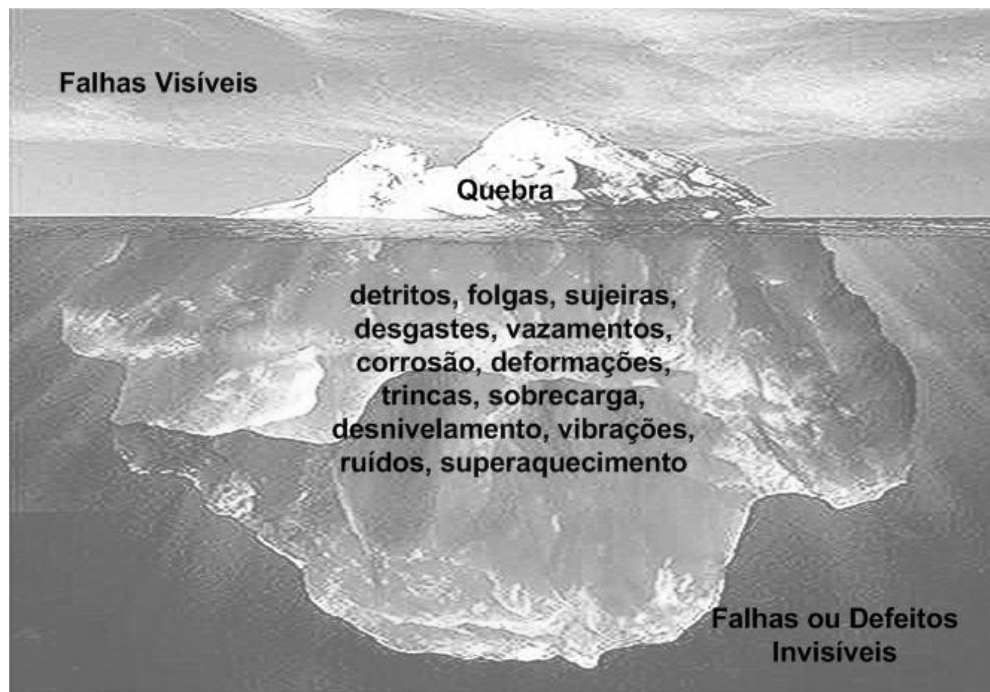


Figura 10 - Falhas Visíveis e Invisíveis da TPM [5]

São cinco as medidas fundamentais para a obtenção da “Quebra Zero” [5]

1. Estruturação das condições básicas.
2. Obediência às condições de uso.
3. Regeneração do envelhecimento.
4. Sanar as falhas do projeto.
5. Incrementar a capacitação técnica.

2.1.4. A Manutenção no Setor Elétrico

A manutenção nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, mais especificamente, a manutenção de

transformadores de potência, passou por fases similares às da manutenção industrial, sendo possível identificar os seus diversos tipos na manutenção praticada no setor.

A Figura 11 ilustra bem a evolução da manutenção no setor elétrico brasileiro. A manutenção corretiva não programada atualmente é pouco utilizada como tipo de manutenção predominante e vem tendo seu uso reduzido gradativamente. Quando ainda ocorre, normalmente é em razão de falhas provocadas por agentes externos e fora do controle das concessionárias, por exemplo: descargas atmosféricas sobre instalações e/ou equipamentos.

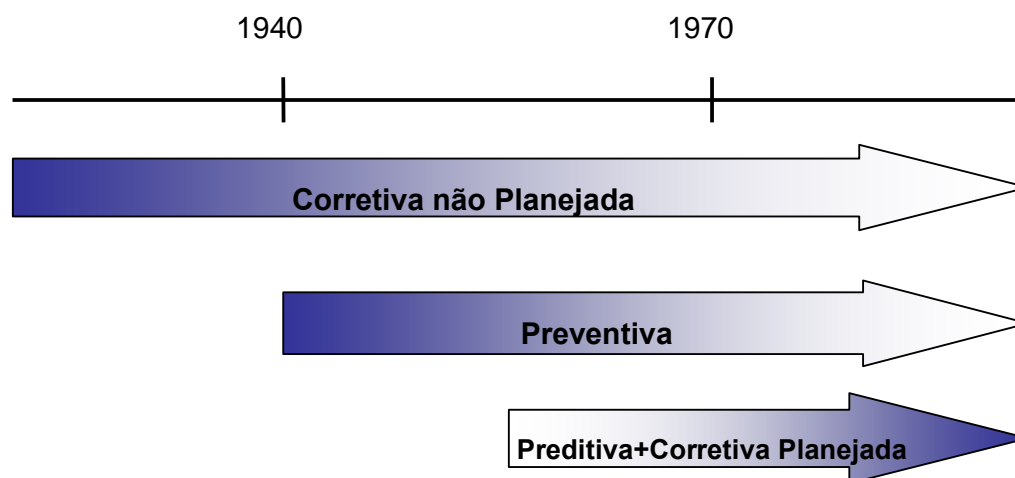


Figura 11 - Evolução da manutenção no setor elétrico.

A manutenção preventiva, largamente utilizada no setor elétrico a partir das décadas de 50 e 60, ainda é bastante utilizada como tipo de manutenção predominante. Um dos exemplos mais característicos neste caso é a abertura para limpeza, inspeção e troca de peças do comutador de derivação em carga de transformadores de potência em intervalos fixos de tempo e/ou número de operações. Boa parte das concessionárias atrela aos

intervalos de manutenção determinados pelo comutador de derivação em carga, todas as atividades que fazem parte dos seus programas de manutenção preventiva relacionadas ao transformador de potência e aos equipamentos do módulo onde ele está instalado.

A necessidade cada vez maior de disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos e instalações, as novas regras do setor ou a simples constatação pelo pessoal de manutenção que a manutenção realizada a intervalos regulares e fixos acaba por provocar paradas desnecessárias, muitas vezes introduzindo defeitos nos equipamentos, vem reduzindo a utilização da manutenção preventiva.

Em paralelo com a manutenção industrial é possível identificar durante a *segunda geração* do histórico de manutenção, a preocupação com a vida útil dos equipamentos. No caso de transformadores de potência, a Teoria de Arrhenius procura determinar a perda de vida útil a partir da curva de carga destes equipamentos. A determinação do grau de polimerização do papel isolante (GP), a partir de amostras de papel do transformador, ilustra bem este período da manutenção.

A manutenção preditiva passa a ser utilizada no setor a partir da década de 60 com a utilização de técnicas para diagnóstico e avaliação do sistema isolante de transformadores de potência como a “Análise dos Gases Dissolvidos no Óleo” e a “Análise Físico-Química do Óleo”, que tornou possível a identificação de falhas incipientes e a avaliação da condição operativa destes equipamentos, permitindo uma atuação da manutenção a partir da condição operativa deste equipamento, a chamada Manutenção Corretiva Programada.

O novo modelo do setor elétrico que introduziu novas regras e prevê a aplicação de pesadas multas pela indisponibilidade dos equipamentos e/ou instalações, com a conseqüente interrupção nos serviços de energia elétrica e a redução na qualidade destes serviços, impõem que as empresas do

setor utilizem, cada vez com maior intensidade, modernas técnicas de manutenção preditiva. É dentro deste escopo que se desenvolveu o projeto de pesquisa e portanto o desenvolvimento desta dissertação que aborda as diversas técnicas estudadas, aplicando-as no gerenciamento de transformadores de potência.

São disponíveis hoje inúmeros sensores que podem monitorar de forma contínua, em transformadores de potência, grandezas como temperaturas de óleo e enrolamento, gases dissolvidos no óleo, teor de umidade do óleo, capacitância e corrente de fuga em buchas condensivas, corrente e torque de motores de acionamento de comutadores de derivação em carga entre outros. Alguns destes sensores terão sua aplicação descrita no item 3.5 – Módulo de Monitoramento desta Dissertação.

2.2. Transformador de Potência

A NBR 5456 – Eletricidade Geral define transformador como: transdutor de energia elétrica, estático, eu transfere energia elétrica sem mudança de frequência [6].

A NBR 5356 – Transformadores de Potência [7], estabelece as seguintes definições:

- **Transformador:** Equipamento elétrico estático que, por indução eletromagnética, transforma tensão e corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos, sem mudança de frequência.
- **Transformador abaixador:** Transformador no qual a tensão do enrolamento primário é superior à do enrolamento secundário.

- **Transformador elevador:** Transformador no qual a tensão do enrolamento primário é inferior à do enrolamento secundário.
- **Transformador em líquido isolante:** Transformador cuja parte ativa é imersa em líquido isolante.
- **Transformador de potência:** Transformador cuja finalidade principal é transformar energia elétrica entre partes de um sistema de potência.
- **Transformador regulador:** Transformador de potência provido de comutador de derivação em carga.

O Submódulo 20.1 – Definições e Glossário / ONS [1], define o transformador e transformador de potência de forma idêntica ao estabelecido na NBR 5356.

A função principal de transformadores de potência é reduzir as perdas de transmissão através da redução da corrente requerida para transmitir uma determinada potência elétrica. Reduzir a corrente, necessariamente, requer um incremento de tensão e isto aumenta o custo e a complexidade das instalações e equipamentos. Há, conseqüentemente, um balanço, econômico a ser feito entre o custo do sistema de transmissão e as perdas elétricas [10].

A Figura 12 representa o transformador inserido em um sistema elétrico de potência.

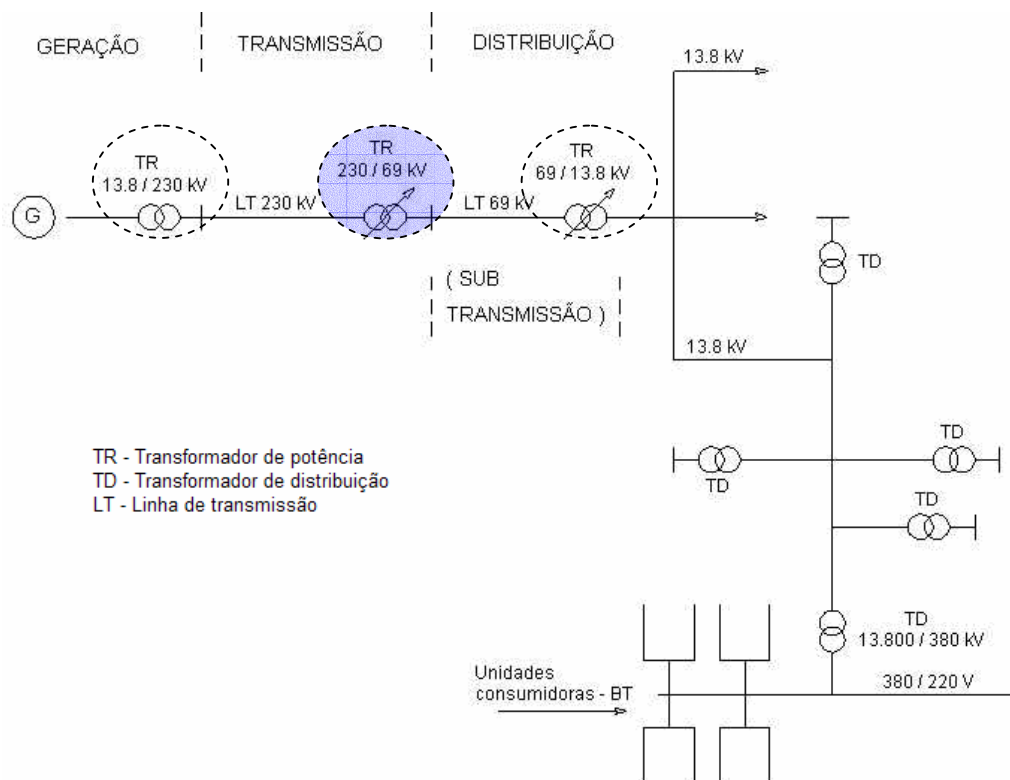


Figura 12 - Representação de um sistema elétrico de potência [11].

É usual, entre profissionais do setor elétrico, a utilização do termo “transformador de força” para referir “transformador de potência”.

A característica nominal de um transformador de potência deve ser tal que este possa fornecer corrente nominal sob condição de carga constante, sem exceder os limites de elevação de temperatura fixados na NBR 5416 [7], admitindo-se a tensão aplicada igual à tensão nominal e na frequência nominal. A característica nominal é constituída, basicamente, dos seguintes valores [7]:

- **Potências nominais dos enrolamentos** – A potência nominal serve de base ao projeto, aos ensaios e às garantias do fabricante de um transformador e determina o valor da corrente nominal que circula,

sob tensão de valor igual ao nominal nas condições especificadas na norma NBR 5356 [7].

- **Tensões nominais dos enrolamentos** – A tensão nominal a ser aplicada, ou induzida em vazio, nos terminais de linha de um enrolamento de um transformador, deve ser especificada pelo comprador, respeitadas as padronizações existentes.
- **Correntes nominais dos enrolamentos** – O valor da corrente nominal é obtido dividindo-se a potência nominal do enrolamento pela sua tensão nominal e pelo fator de fase (1 para transformadores monofásicos e $\sqrt{3}$ para transformadores trifásicos).
- **Freqüência nominal** – A freqüência nominal é 60 Hz
- **Níveis de isolamento dos enrolamentos** – A cada enrolamento de um transformador é atribuído um valor de tensão máxima do equipamento (U_m). As prescrições para coordenação do isolamento de um transformador, referentes a sobre-tensões transitórias são formuladas diretamente na dependência do valor de U_m .

Os principais componentes de um transformador de potência estão indicados na Figura 13 e Figura 14.

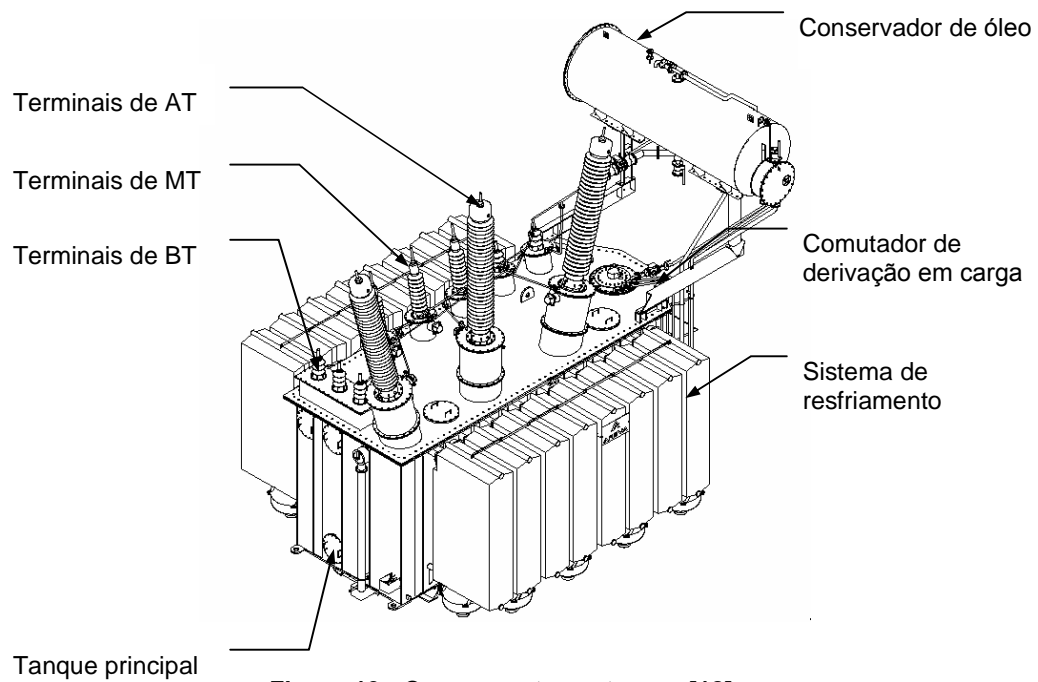


Figura 13 - Componentes externos [12].



Figura 14 Componentes internos [13].

De forma a melhor caracterizar um transformador de potência típico do sistema de transmissão, a Tabela 2 apresenta as principais características técnicas de um transformador recém adquirido pela CEEE / AT que vai operar na Subestação Porto Alegre 8 (SE PAL 8).

Tabela 2 - Características Técnicas [12].

| Características | Valores |
|---------------------------------|---|
| Potências | AT: 50/66,5/83 MVA MT: 50/66,5/83 MVA BT: 16,67/21,17/27,67 MVA |
| Tensões | AT: $230 \pm 8 \times 1,875$ % kV MT: 69 kV BT 13,8 kV |
| Ligações | |
| Níveis de Isolamento | AT: 34/395/950 kV eficaz MT: 34/140/350 kV eficaz BT: 34/34/110 kV eficaz |
| Impedância 75 °C, 60 Hz | AT/MT: 12,44 % (base 83 MVA) AT/BT: 8,43 % (base 27,679 MVA) MT/BT: 3,79 % (base 27,67 MVA) |
| Impedância seqüência zero 75 °C | AT: 10,35 % (base 83 MVA) MT: 0,82 % (base 83 MVA) BT: 9,4 % (base 83 MVA) |
| Freqüência | 60 Hz |
| Sistema de resfriamento | ONAN / ONAF I / ONAF II |
| Dimensões externas | Altura: 7,36 m Largura: 5,4 m Comprimento: 8,8 m |
| Massas: | Ferro silício: 35.270 kg Papel: 3.400 kg Parte ativa: 55.000 kg Óleo: 34.000 kg Total: 120.000 kg |
| Valor econômico | ≈ R\$ 4.800.000,00 |

2.3. Degradação do sistema isolante

O sistema isolante de transformadores de potência é composto pelo isolamento líquido e pelo isolamento sólido. O papel *Kraft* e o *pressboard* impregnados com óleo mineral isolante para compor o sistema isolante de transformadores de potência ainda são largamente utilizados, embora novos materiais estejam surgindo e sendo testados, como os óleos de silicone, óleos vegetais e o papel NOMEX[®]. O desempenho do sistema isolante pode ser melhor observado na Tabela 3.

Tabela 3 - Combinação dos elementos papel e óleo [14].

| Característica | Papel Impregnado c/ óleo Isolante | Papel kraft | Óleo Isolante |
|-----------------------------|-----------------------------------|-------------|---------------|
| Rigidez Dielétrica (kV/cm) | 200 a 400 | 100 a 150 | 200 |
| Permissividade Relativa (%) | 3,5 | 4 a 6 | 2,2 |

A isolação sólida, formada principalmente por papel *Kraft* e *pressboard*, fabricados a partir de fontes vegetais de celulose, tem diversas e importantes funções, como[10]:

- Isolação elétrica;
- Estabilidade mecânica;
- Criação de espaços;
- Direcionamento do fluxo do óleo.

A celulose é um polímero com a estrutura química mostrada na Figura 15.

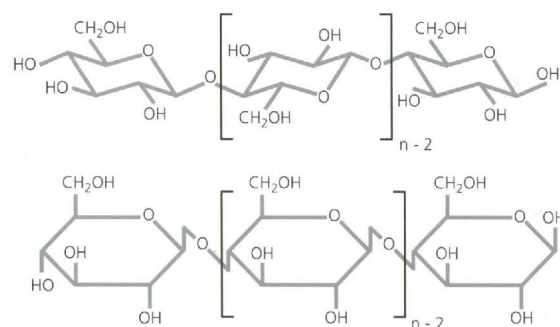


Figura 15 - Molécula de Celulose [10].

O isolamento líquido, óleo mineral isolante, em transformadores de potência tem como principais funções [10]:

- Refrigeração;
- Isolamento elétrico;
- Fonte de informações sobre o transformador.

O óleo mineral isolante de transformadores de potência compõem-se principalmente por carbono e hidrogênio em moléculas de diferentes estruturas, de acordo com a Figura 16.

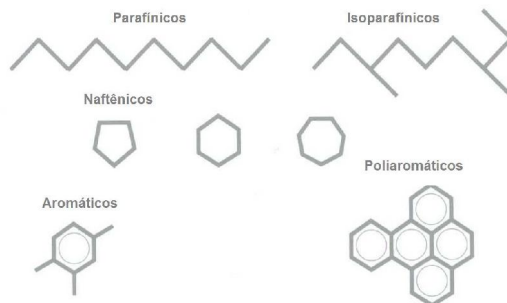


Figura 16 - Estruturas básicas do carbono em moléculas de óleo mineral [10].

É possível dizer que o sistema isolante de um transformador de potência é projetado para se auto-destruir, por exemplo, o papel *Kraft* age

como catalisador na formação de ácidos no óleo, os quais por sua vez, agredem fortemente o papel *Kraft*. Desta forma o alvo de um programa de manutenção para transformadores deve ser o controle da taxa de “destruição” porque esse fenômeno (a autodestruição) não pode ser eliminado, mas apenas, controlado [15].

2.3.1. Degradação do óleo

O óleo mineral isolante, durante a operação do transformador, sofre um processo de degradação contínuo, com alterações em suas propriedades físicas, químicas e elétricas provocadas pela ação da temperatura, do oxigênio, da reação com materiais utilizados na construção e pela exposição aos esforços elétricos. Como resultado deste processo, tem-se:

- Deterioração das propriedades isolantes do óleo;
- Aceleração do processo de degradação da celulose;
- Formação de borra.

O processo que rege a oxidação do óleo mineral isolante, constituído principalmente por hidrocarbonetos, é o da peroxidação. Neste processo, os hidrocarbonetos reagem segundo o mecanismo em cadeia mostrado na Tabela 4 [16].

A presença de um radical livre, o qual pode ser formado fotoquimicamente ou por ativação térmica, é o suficiente para formar inúmeros radicais livres através de reação em cadeia, o que leva a que sua velocidade seja uma função exponencial com o tempo, a uma dada temperatura. A velocidade da reação também aumenta com o aumento da temperatura de uma forma exponencial [16].

Tabela 4 – Processo de Oxidação dos Hidrocarbonetos [16]

| Descrição | Reação |
|--|---|
| Formação de Radical Livre | $2R-H + O_2 \rightarrow 2R\bullet + H_2O_2\bullet$ |
| Formação de Radical Peróxido | $R\bullet + O_2 \rightarrow R-O-O\bullet$ |
| Formação do Hidroperóxido | $R-O-O\bullet + R'-H \rightarrow ROOH + R'\bullet$ |
| Transformação do Hidroperóxido em Radical Peróxido | $ROOH + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow ROO\bullet + \bullet OH$ |
| Combinação dos Radicais Formados | $R\bullet + R\bullet \rightarrow R-R$ $R\bullet + ROO\bullet \rightarrow ROOR$ $ROO\bullet + R'OO\bullet \rightarrow ROH + RCOR' + O_2$ |

Vários produtos da oxidação do óleo mineral isolante surgem após a formação dos hidroperóxidos e diferem de acordo com a sua origem, conforme Tabela 5.

Posteriormente, os álcoois, aldeídos e cetonas, chamados produtos intermediários da oxidação, sob a presença do oxigênio, originam os ácidos carboxílicos.

Tabela 5 – Produtos da Oxidação do Óleo Mineral Isolante [16]

| Descrição | Reação |
|---|---|
| Formação de Álcool e Cetona a partir de Hidroperóxido Terciário | $\begin{array}{c} \text{R} \\ \\ \text{R}-\text{C}-\text{OOH} \\ \\ \text{R} \end{array} \begin{array}{l} \nearrow \\ \searrow \end{array} \begin{array}{l} \begin{array}{c} \text{R} \\ \\ \text{R}-\text{C}-\text{OOH} \\ \\ \text{R} \end{array} + \text{O}^\bullet \\ \begin{array}{c} \text{O} \\ \\ \text{R}-\text{C}-\text{R} \end{array} + \text{R}-\text{OH} \end{array}$ |
| Formação de Cetona e Ácido a partir de Hidroperóxido Secundário | $\begin{array}{c} \text{R} \\ \\ \text{CH}-\text{OOH} \\ \\ \text{R} \end{array} \begin{array}{l} \nearrow \\ \searrow \end{array} \begin{array}{l} \begin{array}{c} \text{O} \\ \\ \text{R}-\text{C}-\text{R} \end{array} + \text{H}_2\text{O} \\ \begin{array}{c} \text{O} \\ \\ \text{R}-\text{C}-\text{OH} \end{array} + \text{RH} \end{array}$ |
| Formação de Aldeído e Ácido a partir de Hidroperóxido Primário | $\text{R}-\text{CH}_2-\text{OOH} \begin{array}{l} \nearrow \\ \searrow \end{array} \begin{array}{l} \begin{array}{c} \text{O} \\ \\ \text{R}-\text{C}-\text{H} \end{array} + \text{H}_2\text{O} \\ \begin{array}{c} \text{O} \\ \\ \text{R}-\text{C}-\text{OH} \end{array} + \text{H}_2 \end{array}$ |

Finalmente, ocorrem as reações de polimerização formando compostos de alto peso molecular “borra”, que se deposita sobre a isolação de celulose, e em conjunto com outros fatores, iniciam o processo de degradação da mesma. Este composto pode ser de caráter apolar (polimerização via radical livre) e de caráter polar e ácido (polimerização de ácidos e álcoois), conforme Tabela 6.

Tabela 6 - Reações de Polimerização [16]

| Descrição | Reação |
|----------------------------|---|
| Polímero de Caráter Apolar | $nR^\bullet \rightarrow R-(R)_n-R$ |
| Polímero de Caráter Polar | $n \begin{array}{c} \text{O} \\ \\ \text{R}-\text{C} \\ \\ \text{OH} \end{array} + n \text{R}-\text{C}-\text{OH} \rightarrow \left[\begin{array}{c} \text{O} \\ \\ \text{R}-\text{C} \\ \\ \text{O}-\text{C}-\text{R} \end{array} \right]_n + n\text{H}_2\text{O}$ |

Inibidores de oxidação podem ser adicionados ao óleo mineral isolante com o objetivo de estender a vida útil do mesmo, sendo o “*2,6-diterc-butil-paracresol (DBPC)*” o aditivo mais utilizado. Este inibidor da oxidação atua na etapa de formação de radicais livres e peróxidos e não evita a oxidação do óleo, porém, a retarda.

2.3.2. Degradação do papel [17]

Um transformador em operação normal é exposto a uma variedade de esforços decorrente de solicitações dielétricas e de curto-circuito ou esforços mecânicos, que podem ser: esforços dielétricos, esforços de curto-circuito, excitação em 50/60 Hz, descargas atmosféricas, surtos de manobra.

Transformadores, na grande maioria dos casos, alcançam o final de vida útil antes de falharem em operação. A vida útil, ou vida operacional confiável, pode ser definida como o tempo no qual um transformador pode suportar os esforços normais de operação.

A medida que o transformador envelhece, sua isolação sólida perde resistência mecânica e fica menos capaz de resistir aos esforços normais de operação, tornando-se menos confiável. Em determinado momento este transformador torna-se bastante suscetível à falha e deverá ser retirado de operação de forma programada, para evitar uma falha de grandes proporções.

A resistência mecânica do material celulósico isolante é medida pela resistência à tração ou pelo grau de polimerização (GP).

A resistência à tração de uma amostra da isolação avalia a capacidade desta de resistir a esforços mecânicos. O grau de polimerização ou GP mede o comprimento das moléculas de celulose que se relaciona diretamente com a resistência mecânica de uma amostra. Quanto mais longas as cadeias de moléculas (polímeros), maior será a resistência mecânica da isolação [17].

A isolação de papel kraft novo possui um GP de aproximadamente 1.200 (117.210 kPa.). Após o processo de isolamento dos condutores e secagem este GP chega a aproximadamente 1.000 (97.905 kPa). Diferentes circunstâncias que afetam a vida do transformador fazem com que a isolação “despolimerize” ou reduza a sua resistência mecânica. A medida que o GP de uma isolação se aproxima de 200 (23.442 kPa), esta não será mais confiável. Segundo IEEE (Std. C57.91-1995) – O final de vida útil da isolação é definido por um GP com valor de 200 ou redução de 75% da resistência à tração, utilizando 97.905 kPa como referência, esta seria de 23.442 kPa. Alguns transformadores poderão falhar antes de sua isolação alcançar um GP de 200, outros poderão se manter em operação com GP menores de 200, porém estes transformadores já alcançaram o seu final de vida útil e deveriam ser substituídos [17].

2.3.2.1. Fatores que destroem a isolação sólida

Espera-se que a vida útil de transformadores de potência seja de aproximadamente quarenta anos, porém este período pode ser estendido se forem tomadas ações sobre os fatores que aceleram a degradação da isolação sólida. Vários são os fatores que aceleram a degradação do papel abreviando a vida útil do transformador, entre estes os mais importantes são:

- **Água** - A umidade se constitui em um grande perigo para o desempenho do sistema isolante (isolamento líquido + isolamento

sólido) e esta umidade pode estar presente no transformador antes que os ensaios revelem este problema.

A Tabela 7 mostra que a água dissolvida no óleo em até 20 ppm, ainda é menor que 10 % da água residual no papel para grande parte dos transformadores de potência.

Espera-se que um transformador de potência, após o processo de fabricação e secagem tenha uma umidade residual menor que 0,5 %. A umidade detectada em transformadores durante a sua vida útil pode ter **origem externa** como a resultante de exposição da parte ativa durante a instalação ou manutenção, falhas em vedações ou problemas no sistema de preservação de óleo; ou **origem interna** como a decomposição da celulose resultante do aquecimento.

Tabela 7 - Comparativo da Água no Óleo e na Isolação Sólida [17].

| Transformador de potência (Categoria) | Isolação Celulósica (kg) | Óleo (litros) | Água residual no isolação celulósica | | Água dissolvida no óleo (ppm) | |
|---------------------------------------|----------------------------|-----------------|--------------------------------------|---------------|---------------------------------|-----------------|
| | | | 0,1% (litros) | 0,2% (litros) | 5 ppm (litros) | 20 ppm (litros) |
| A ³ | 5.300 | 38.000 | 5,3 | 10,6 | 0,19 | 0,68 |
| B ⁴ | 15.000 | 56.800 | 14,95 | 29,9 | 29,9 | 1,02 |
| C ⁵ | 20.000 | 75.700 | 19,95 | 39,94 | 39,94 | 1,36 |

³ A – Transformador com tensão nominal ≥ 242 kV, < 460 kV

⁴ B – Transformador com tensão nominal ≥ 242 kV, < 72,5 kV

⁵ C – Transformador com tensão nominal < 72,5 kV

A degradação da celulose pode ser expressa em grau de polimerização. Lembrando que a taxa de deterioração do papel depende principalmente da temperatura, a Figura 17 e a Figura 18 mostram o que ocorre quando o aquecimento libera água da celulose.

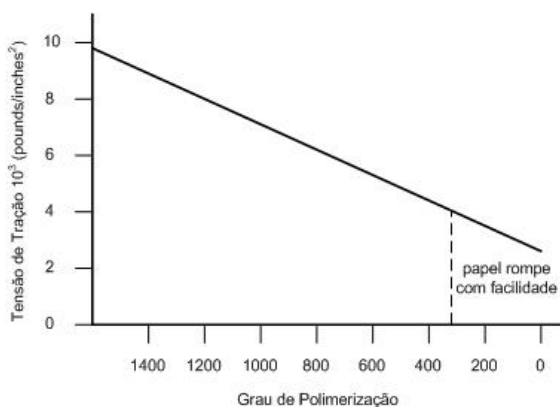


Figura 17 - Resistência à Tração X Grau de Polimerização [17].

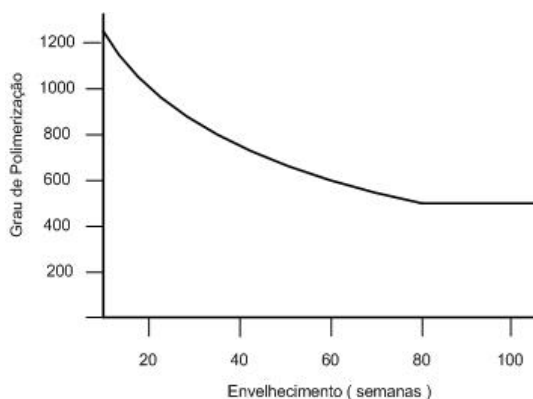


Figura 18 - Envelhecimento de papel em transformadores classe 85 °C [17].

- **Oxigênio** – O oxigênio livre vai combinar-se com as cadeias de moléculas de celulose de maneira que as quebram, separam e encurtam, reduzindo sua resistência à tração e a vida útil da isolação.

O óleo oxida mais rapidamente que o papel gerando subprodutos da oxidação que são absorvidos pela celulose que atua como um filtro. Estes subprodutos da oxidação do líquido isolante quebram as

cadeias de polímeros da celulose reduzindo sua resistência mecânica e a vida do transformador. Os efeitos do oxigênio e da temperatura podem ser observados na Figura 19.

- **Borra** – Conforme descrito no item que trata da degradação do óleo mineral isolante, o mecanismo de formação de borra é o próprio processo de degradação do mesmo.

A borra precipita-se em primeiro lugar sobre as partes frias e depois sobre as partes quentes do transformador, continuando a oxidar-se até tornar-se insolúvel em óleo. A formação resultante são camadas de borra sucessivas progressivamente mais espessas. A Figura 20 mostra esta formação com cinco camadas sucessivas de borra, onde a primeira camada já está solidificada e é parte permanente do transformador.

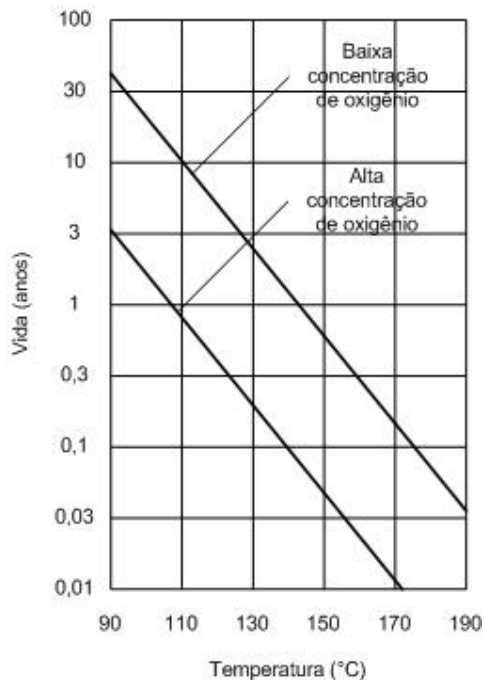


Figura 19 – Vida da isolamento celulósica [17].



Figura 20 - Seção transversal das espiras de um transformador [17].

Este processo de formação de borra e degradação do papel é contínuo iniciando logo após o primeiro contato do óleo com o papel isolante, pode ser controlado, mas não eliminado.

- **Calor** – O papel isolante é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e produtos da oxidação do óleo isolante, conforme discutido anteriormente. Mantendo-se este processo sob controle, o envelhecimento da isolação sólida é térmico e cumulativo [9].

A deterioração da isolação em função do tempo e da temperatura está fundamentada na teoria de Arrhenius que estabelece que o logaritmo da vida da isolação é uma função do inverso da temperatura absoluta, conforme pode ser visto na Figura 21:

$$\log vida = A + \frac{B}{T}$$

onde:

T é a temperatura absoluta em Kelvin ($\theta_e + 273$);

θ_e é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em graus Celsius;

A e B são constantes da curva de expectativa de vida.

É possível avaliar a velocidade de envelhecimento adicional a que está sendo submetido um equipamento, comparando a perda de vida com uma taxa de perda de vida média de referência.

Ainda segundo a NBR 5416 [9], calcula-se a perda de vida, ao longo de um período Δt (horas), em que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento θ_e permanece constante, pela equação:

$$PV\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta_e} + A\right)} \times 100\Delta t$$

onde:

A é igual a -14,133 para transformador classe de temperatura 55° C.

A é igual a -13,391 para transformador classe de temperatura 65° C.

B é igual a 6.972,15

O valor obtido, representa a taxa de envelhecimento global a que é submetida a isolação sólida, no intervalo de tempo Δt .

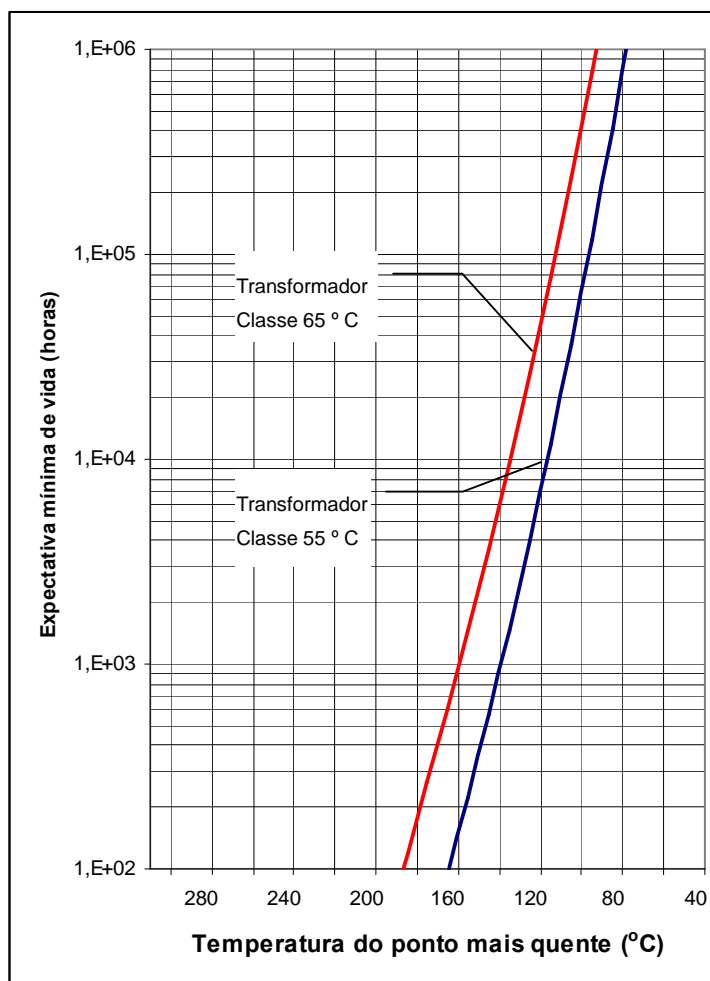


Figura 21 - Curva de Expectativa de Vida.

2.3.3. Avaliação do Óleo Mineral Isolante [19]

Um grande número de ensaios pode ser aplicado aos óleos minerais isolantes em equipamentos elétricos com o objetivo de avaliar as suas características físicas, químicas e elétricas bem como a condição operativa destes equipamentos. Os ensaios relacionados nesta Dissertação são os apresentados na NBR 10576 – Guia para acompanhamento de óleo mineral isolante de equipamentos elétricos [19]

- **Cor e aparência** – A cor de um óleo isolante é determinada pela luz transmitida e é expressa por um valor numérico baseado na

comparação com uma série de padrões de cores. Não é uma propriedade crítica, mas pode ser útil para avaliação comparativa. Um número de cor que aumenta rapidamente ou muito alto pode ser uma indicação de deterioração ou contaminação do óleo. Além da cor, a aparência do óleo pode apresentar turbidez ou sedimentos, que podem indicar a presença de água livre, borra insolúvel, carbono, fibras, sujeira ou outros contaminantes.

- **Rigidez dielétrica** – A rigidez dielétrica é uma medida da capacidade do óleo resistir à solicitação elétrica. O óleo seco e limpo apresenta uma rigidez dielétrica inerentemente alta. Água livre e partículas sólidas, particularmente estas últimas em combinação com altos níveis de água dissolvida, tendem a migrar para regiões de alta solicitação elétrica e reduzir drasticamente a rigidez dielétrica. A medida da rigidez dielétrica, portanto, serve principalmente para indicar a presença de contaminantes tais como água ou partículas. Um valor baixo de rigidez dielétrica pode indicar que um ou mais destes elementos está presente. Entretanto, uma alta rigidez dielétrica não indica necessariamente a ausência de contaminantes.
- **Teor de água** – O óleo serve como um meio de transferência da umidade no interior do transformador. A água está presente no óleo em forma solúvel (dissolvida) e está também presente como hidrato adsorvido por produtos polares de envelhecimento (água de ligação). As partículas, tais como fibras de celulose podem conter água. O teor de água no óleo é diretamente proporcional à concentração relativa de água (saturação relativa) até o nível de saturação. A dependência, com relação à temperatura, da solubilidade da água no óleo (WS) é expressa [19] por:

$$WS = W_{\text{óleo}} \times e^{\left(\frac{-B}{T}\right)}$$

onde

T é a temperatura do óleo no ponto de amostragem em Kelvin

$W_{\text{óleo}}$ e B são constantes similares para vários óleos minerais isolantes, mas podem ser diferentes para alguns produtos, principalmente em razão das diferenças nos teores de aromáticos.

À medida que os óleos tornam-se muito oxidados com quantidades crescentes de subprodutos polares de envelhecimento, sua característica de solubilidade na água também aumenta. A quantidade total de água em óleos muito envelhecidos é normalmente o dobro da água dissolvida medida em óleos novos, como exemplificado na Figura 22. Em temperaturas elevadas, alguma quantidade de hidrato pode passar para água dissolvida.

Quando o óleo em um transformador está em serviço sob uma temperatura constante relativamente elevada por um longo intervalo de tempo, o equilíbrio termodinâmico entre a água absorvida pela celulose e a água dissolvida no óleo é quase alcançado. Este equilíbrio é dependente da temperatura de modo que, sob temperaturas elevadas, mais água é dissolvida no óleo. Entretanto, se a temperatura do óleo não for suficientemente elevada, tal equilíbrio não é alcançado por causa da taxa inferior de difusão da água da isolação celulósica em relação ao óleo.

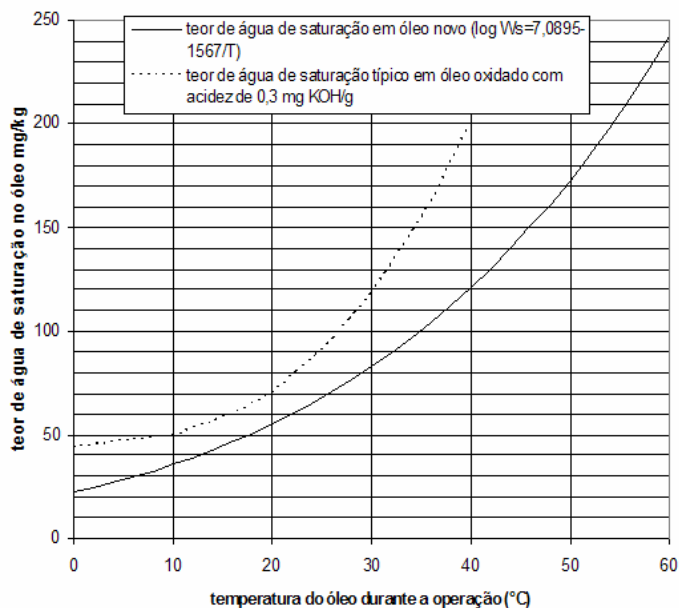


Figura 22 - Variação da saturação de água no óleo [19]

Em um transformador, a massa total de água é distribuída entre o papel e o óleo de modo que a maior parte da água está no papel. Pequenas variações na temperatura modificam de maneira significativa o teor de água dissolvida no óleo, mas modifica apenas levemente o teor de água do papel.

Assim, para a interpretação correta do teor de umidade os resultados do teor de água no óleo devem ser corrigidos em função da temperatura de amostragem. Por razões práticas, a temperatura definida é ajustada em 20 °C. Abaixo desta temperatura a taxa de difusão da água é muito lenta para atingir o equilíbrio no equipamento em operação.

A fórmula de correção [19], da maneira demonstrada por vários estudos independentes é:

$$f = 2,24 \times e^{(-0,04 \times ts)}$$

onde:

f é o fator de correção

ts é a temperatura de amostragem do óleo, em graus Celsius.

Quando a temperatura do óleo amostrado estiver abaixo de 20 °C uma abordagem diferente para a interpretação do resultado do ensaio é necessária.

- **Índice de neutralização** – O índice de neutralização (acidez) do óleo é a medida dos componentes ácidos presentes no óleo. O índice de neutralização de um óleo usado decorre da formação de produtos da oxidação ácida. Os ácidos e outros produtos de oxidação afetarão, em conjunto com a água e contaminantes sólidos, o poder dielétrico e outras propriedades do óleo. Os ácidos têm um impacto na degradação dos materiais celulósicos e podem também ser responsáveis pela corrosão de peças de metal de um transformador. A taxa de aumento da acidez de um óleo em serviço é um indicador da taxa de envelhecimento do óleo.
- **Tensão interfacial** – A tensão interfacial entre o óleo e a água é um ensaio para se detectar contaminantes polares solúveis e produtos de oxidação. Esta característica varia com rapidez durante os estágios iniciais de envelhecimento, mas tende a estabilizar quando a deterioração é ainda moderada. Uma rápida diminuição da tensão interfacial pode também ser uma indicação de problemas de

compatibilidade entre o óleo e alguns materiais do transformador (vernizes, gaxetas, etc) ou de contaminação durante o enchimento com óleo. Com transformadores sobrecarregados a deterioração dos materiais é rápida e a tensão interfacial é uma ferramenta para a detecção da deterioração.

- **Fator de perdas dielétricas e resistividade** – Estes parâmetros são muito sensíveis à presença de contaminantes polares solúveis, produtos de envelhecimento ou colóides no óleo. As alterações nos níveis de contaminantes podem ser monitoradas pela medição destes parâmetros mesmo quando a contaminação for tão pequena que esteja próxima do limite da detecção química. A determinação de perdas dielétricas pode ser realizada através da medição do fator de potência ou do fator de dissipação. Limites aceitáveis para estes parâmetros dependem muito do tipo do equipamento. Entretanto, valores altos do fator de dissipação dielétrica ou valores baixos de resistividade podem afetar prejudicialmente o fator de potência e/ou a resistência de isolamento do equipamento elétrico. Há geralmente uma relação entre o fator de perdas dielétricas e a resistividade, com a resistividade decrescendo à medida que o fator de perdas dielétricas aumenta. Normalmente não é necessário realizar ambos os ensaios no mesmo óleo e geralmente o fator de perdas dielétricas é o ensaio mais utilizado.
- **Estabilidade à oxidação** – A capacidade do óleo mineral isolante de suportar a oxidação sob solitação térmica e na presença de oxigênio e um catalisador de cobre é chamada estabilidade à oxidação. Esta fornece informações gerais sobre a expectativa de vida do óleo sob as condições de serviço no equipamento elétrico. A propriedade é definida como resistência à formação de compostos ácidos, borra e compostos que exercem influência no fator de perdas dielétricas sob

determinadas condições. Os limites de desempenho aceitáveis devem estar de acordo com as especificações vigentes da ANP⁶.

- **Teor de inibidor** – Os inibidores de oxidação sintéticos podem ser adicionados para aprimorar a estabilidade à oxidação. Em óleos para transformadores é utilizado principalmente o tipo fenólico; o composto geralmente usado é o 2,6-diterc-butil-paracresol (DBPC). A eficiência dos inibidores adicionados variará com a composição química do óleo básico. Os óleos inibidos têm um comportamento de oxidação distinto quando comparados aos óleos não inibidos. No início o inibidor sintético é consumido, com pouca formação de produtos de oxidação. Isso é conhecido como período de indução. Após o inibidor ser consumido, a taxa de oxidação é determinada principalmente pela estabilidade à oxidação do óleo básico. O monitoramento do consumo de inibidor é feito através da medição do teor de DBPC.

- **Sedimento e borra** – Este ensaio distingue-se entre sedimento e borra, sedimento é material insolúvel presente no óleo e inclui:
 - Produtos insolúveis de oxidação ou degradação de materiais isolantes sólidos ou líquidos;
 - produtos sólidos decorrentes das condições de serviço do equipamento; carbono, metal, óxidos metálicos;
 - fibras, outros materiais estranhos de diversas origens.

⁶ ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na Lei nº 9.478, de 06/08/97, regulamentada pelo Decreto nº 2.455, de 14/01/98.

A borra é um produto de degradação polimerizado de materiais isolantes sólidos e líquidos. A borra é solúvel em óleo até um determinado limite, dependendo das características de solubilidade e da temperatura do óleo. Com níveis de borra superiores a este limite, a borra é precipitada, contribuindo com um componente adicional ao sedimento.

- **Contagem de partículas** – A presença de partículas no óleo isolante em equipamentos elétricos pode ter um bom número de fontes possíveis. O próprio equipamento pode conter partículas provenientes da fabricação e o óleo pode conter partículas decorrentes do armazenamento e manuseio, se não for corretamente filtrado. O desgaste e o envelhecimento do óleo e dos materiais sólidos podem produzir partículas durante a vida em serviço do equipamento. Sobreaquecimentos situados acima de 500 °C podem formar partículas de carbono. As partículas de carbono produzidas na operação do comutador de derivações em carga podem migrar por vazamento para o tanque principal e contaminar as peças imersas no óleo do transformador. Uma fonte típica de partículas metálicas é o desgaste de rolamentos das bombas. O efeito da presença de partículas suspensas nos valores de rigidez dielétrica do óleo isolante depende do tipo de partícula (metálica, fibras, borra, etc) e do seu teor de água. Historicamente, algumas falhas em transformadores de alta tensão foram associadas à contaminação por partículas. Os ensaios tradicionais de rigidez dielétrica não são suficientes para identificar o problema e os métodos de contagem de partículas foram recomendados como uma ferramenta de monitoramento.
- **Ponto de fulgor** – A ruptura do óleo causada por descargas elétricas ou exposição prolongada a temperaturas muito altas podem produzir quantidades suficientes de hidrocarbonetos de baixo peso molecular a ponto de causar a diminuição do ponto de fulgor do óleo.

- **Ponto de fluidez** – O ponto de fluidez é uma medida da capacidade do óleo fluir sob baixas temperaturas. Não há evidências que sugiram que esta propriedade seja afetada pela deterioração normal do óleo. Alterações no ponto de fluidez podem normalmente ser interpretadas como o resultado da complementação com tipo diferente de óleo.
- **Densidade** – A densidade pode ser útil para identificação do tipo de óleo. Em climas frios, a densidade do óleo pode ser importante na determinação de sua adequação para uso. Por exemplo, cristais de gelo formados a partir de água separada podem flutuar no óleo de alta densidade e conduzir a abertura de arco elétrico na fusão posterior. Entretanto, a densidade não é significativa na comparação da qualidade de diferentes amostras de óleo. Não há evidência de que a densidade seja afetada pela deterioração normal do óleo.
- **Viscosidade** – A viscosidade é um fator de controle importante na dissipação de calor. O envelhecimento e a oxidação do óleo tendem a aumentar a viscosidade. A viscosidade é também afetada pela temperatura. O envelhecimento e a oxidação normal do óleo não afetarão de maneira significativa a sua viscosidade.
- **Teor de PCB⁷ do óleo** – a presença de PCB's em equipamentos novos deve ser medido para confirmar se o óleo está isento de PCB. Daí em diante sempre que houver um risco de contaminação potencial (tratamento de óleo, reparos em transformador, etc.) o óleo deve ser analisado. Se o teor de PCB exceder limites definidos, devem ser adotadas medidas conforme indicado na NBR 8371 [20].

⁷ PCB – As bifenilas policloradas são um grupo de compostos orgânicos sintéticos (comercialmente denominado PCB ou ascarel), extremamente tóxicos aos seres vivos, usadas em uma série de aplicações, principalmente até a década de 80, como fluidos isolantes de transformadores.

- **Enxofre corrosivo** – O enxofre está presente em óleos refinados dependendo do grau de refino. Sob altas temperaturas, o enxofre se decompõe em superfícies metálicas quentes para produzir sulfetos metálicos que podem afetar a condutividade de contatos de metal do equipamento de comutação. A determinação do enxofre corrosivo no óleo em serviço é raramente necessária e o ensaio de enxofre corrosivo pode ser utilizado para assegurar isenção de ataque corrosivo sob condições normais.

Os valores de referência para avaliação da condição do óleo mineral isolante em serviço estão apresentados na Tabela 8 e Tabela 9.

Tabela 8 - Classificação do Óleo Mineral Isolante em Serviço [19].

| Característica | Método de Ensaio | ≤ 72,5 kV | > 72,5 - ≤ 242 kV | > 242 kV |
|---|-----------------------------|--|-------------------------|-------------------------|
| Aparência | Visual | 1) | 1) | 1) |
| Rigidez dielétrica, kV Eletrodo Calota, min. | NBR IEC 60156 [21] | 40 | 50 | 60 |
| Teor de água, ppm, máx. (corrigido para 20° C) | NBR 10710 [22] | 25 | 15 | 10 |
| Fator de dissipação, %, máx. a 25 °C | NBR 12133 [23] | 0,5 | 0,5 | - |
| Fator de dissipação, %, máx. a 90 °C | | 15 | 15 | 12 |
| Fator de potência, %, máx. a 25 °C | NBR 12133 [23] | 0,5 | 0,5 | - |
| Fator de potência, %, máx. a 100 °C | | 20 | 20 | 15 |
| Índice de Neutralização mgKOH/g, máx. | NBR 14248 [24] | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| Tensão interfacial , a 25 °C, mN/m, mín. | NBR 6234 [25] | 22 | 22 | 25 |
| Ponto de fulgor, °C | NBR 11341 [26] | Decréscimo máx. de 10°C | Decréscimo máx. de 10°C | Decréscimo máx. de 10°C |
| Sedimentos | NBR 10576 – Anexo A [19] | 2) | 2) | 2) |
| Inibidor (DBPC) | NBR 12134 [27] | Reinibir quando o valor atingir 0,09 % | | |
| Contagem de partículas | NBR 14275 [28] | - | - | Ver Tabela 9 |
| <p>1) Claro, isento de materiais em solução.</p> <p>2) Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02 % e massa devem ser desprezados.</p> | | | | |

Tabela 9 - Valores máximos para contagem de partículas [19]

| Partículas / 100 ml | | Classificação da contaminação |
|---------------------|---------------|-------------------------------|
| 05 micrometro | 15 micrometro | |
| 250 | 32 | sem contaminação |
| 1.000 | 130 | baixa |
| 32.000 | 4.000 | normal |
| 130.000 | 16.000 | marginal |

2.3.4. Formação dos Gases Dissolvidos no Óleo [29]

As causas da formação os gases de falha ou gases combustíveis dissolvidos no óleo podem ser divididas em três categorias:

- Descarga Parcial ou Corona;
- Pirólise ou aquecimento térmico;
- Arco elétrico.

Estas três categorias diferem principalmente na intensidade de energia dissipada. A maior intensidade de dissipação de energia ocorre na formação de arcos elétricos, com menor dissipação de energia ocorre o aquecimento ou falha térmica e com menor dissipação ainda ocorrem as descargas parciais.

Os gases dissolvidos no óleo encontrados em transformadores de potência, provenientes de falha ou de sua operação normal são mostradas na Tabela 10 - Gases Dissolvidos no Óleo.

Tabela 10 - Gases Dissolvidos no Óleo [29].

| 1. Hidrocarbonetos e Hidrogênio | | 2. Óxidos de Carbono | | 3. Outros Gases ⁸ | |
|---------------------------------|-------------------------------|----------------------|-----------------|------------------------------|----------------|
| Metano | CH ₄ | Monóxido de Carbono | CO | Nitrogênio | N ₂ |
| Etano | C ₂ H ₆ | Dióxido de Carbono | CO ₂ | Oxigênio | O ₂ |
| Etileno | C ₂ H ₄ | | | | |
| Acetileno | C ₂ H ₂ | | | | |
| Hidrogênio | H ₂ | | | | |

Estes gases estarão dissolvidos no óleo ou acumulados no colchão de ar⁹ de transformadores de potência em consequência de várias falhas. Sua distribuição será em função dos materiais isolantes envolvidos na falha e/ou pela natureza da falha.

Os gases dissolvidos no óleo, provenientes de falhas, podem ser classificados em função do tipo de material envolvido e do tipo de falha ocorrida, conforme mostra a Tabela 11.

⁸ Gases dissolvidos no óleo, que não tem como origem uma falha.

⁹ No caso de transformadores selados

Tabela 11 – Classificação dos Gases Dissolvidos no Óleo [29].

| | |
|----------------------|---|
| 1. Corona | |
| a. Óleo | H ₂ |
| b. Celulose | H ₂ , CO, CO ₂ |
| 2. Pirólise | |
| a. Óleo | |
| Baixas Temperaturas | CH ₄ , C ₂ H ₆ |
| Altas Temperaturas | C ₂ H ₄ , H ₂ (CH ₄ , C ₂ H ₆) |
| b. Celulose | |
| Baixas Temperaturas | CO ₂ (CO) |
| Altas Temperaturas | CO (CO ₂) |
| Arco Elétrico | H ₂ , C ₂ H ₂ (CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄) |

Os fluídos isolantes ou óleos minerais são compostos essencialmente por hidrocarbonetos saturados, cuja fórmula molecular geral é C_nH_{2n+2} com n em uma escala de 20 a 40. O material celulósico da isolação é uma substância polimérica cuja fórmula molecular geral é $[C_{12}H_{14}O_4(OH)_6]_n$ com n em uma escala de 300 a 750.

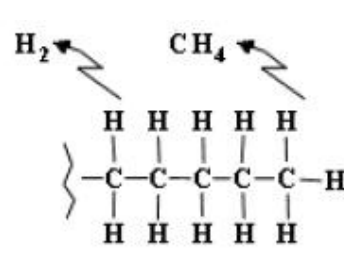
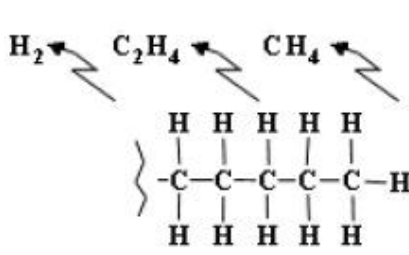
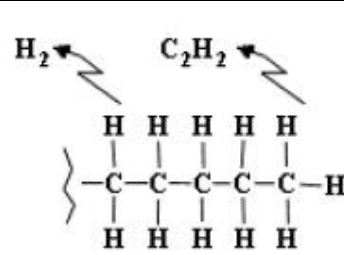
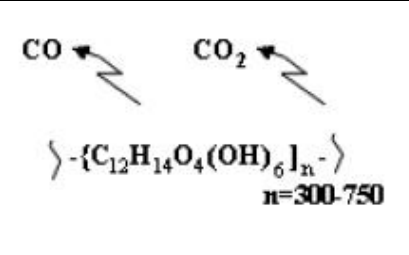
A fórmula estrutural do óleo mineral isolante assim como a dos gases dissolvidos no óleo, provenientes de falha ou não, pode ser observada na Tabela 12.

Tabela 12 – Estrutura do óleo isolante e gases de falha [29].

| Substância | Estrutura | Fórmula |
|---------------------|---|-----------------------------|
| Óleo Mineral | $\begin{array}{cccccccc} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} \\ & & & & & & & \\ \text{H} & -\text{C} & -\text{C} & -\text{C} & -\text{C} & -\text{C} & -\text{C} & -\text{C}-\text{H} \\ & & & & & & & \\ & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} & \text{H} \end{array}$ | $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ |
| Hidrogênio | $\text{H}-\text{H}$ | H_2 |
| Metano | $\begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{H}-\text{C}-\text{H} \\ \\ \text{H} \end{array}$ | CH_4 |
| Etano | $\begin{array}{ccc} & \text{H} & \text{H} \\ & & \\ \text{H} & -\text{C} & -\text{C}-\text{H} \\ & & \\ & \text{H} & \text{H} \end{array}$ | C_2H_6 |
| Etileno | $\begin{array}{ccc} & \text{H} & \text{H} \\ & & \\ & \text{C} & =\text{C} \\ & & \\ & \text{H} & \text{H} \end{array}$ | C_2H_4 |
| Acetileno | $\begin{array}{ccc} & \text{H} & \text{H} \\ & & \\ & \text{C} & =\text{C} \\ & & \\ & \text{H} & \text{H} \end{array}$ | C_2H_2 |
| Dióxido de Carbono | $\text{O}=\text{C}=\text{O}$ | CO_2 |
| Monóxido de Carbono | $\text{C}\equiv\text{O}$ | CO |
| Oxigênio | $\text{O}=\text{O}$ | O_2 |
| Nitrogênio | $\text{N}\equiv\text{N}$ | N_2 |

A Tabela 13 ilustra os processos de formação dos gases quando ocorre corona (descarga parcial), pirólise e arco elétrico no óleo e pirólise da celulose.

Tabela 13 - Processo de Formação dos Gases de Falha [29].

| Corona no Óleo | Pirólise no Óleo |
|--|---|
|  |  |
| Arco no Óleo | Pirólise na Celulose |
|  |  |

2.3.5. Métodos de Detecção de Falhas

Diversos são os métodos utilizados para diagnóstico de falhas em transformadores de potência a partir da análise dos gases dissolvidos no óleo, sendo que os seus resultados podem convergir ou divergir na interpretação dos valores de concentração dos gases dissolvidos no óleo. Na maioria das vezes o especialista utiliza diversos métodos para emitir um parecer sobre determinada amostra ou transformador, levando em consideração a taxa de crescimento dos gases, o histórico da máquina e os resultados obtidos por um grupo de transformadores com características semelhantes.

Nesta Dissertação serão abordados alguns métodos disponíveis em normas técnicas nacionais e internacionais bem como na vasta literatura sobre o assunto.

2.3.5.1. Método IEC 60599 [30]

A norma IEC 60599 “Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis” [26] classifica as falhas de acordo com a Tabela 14.

Cada um destes tipos de falha conduz a um modelo característico de composição de hidrocarbonetos, que podem ser transferidos para uma tabela de interpretação, baseada nas relações da Tabela 15

Tabela 16 para interpretação dos gases dissolvidos no óleo é aplicável a todos os tipos de equipamentos, com poucas diferenças para os limites nas relações básicas dos gases, dependendo do tipo específico do equipamento.

Tabela 14 - Tipos de Falha [30].

| Abreviatura | Descrição |
|--------------------|--|
| PD | Descargas parciais |
| D1 | Descargas de baixa energia |
| D2 | Descargas de alta energia |
| T1 | Falha térmica, $t < 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| T2 | Falha térmica, $300 \text{ }^{\circ}\text{C} < t < 700 \text{ }^{\circ}\text{C}$ |
| T3 | Falha térmica, $t > 700 \text{ }^{\circ}\text{C}$ |

Tabela 15 - Relações Básicas dos Gases [30].

| | | |
|-------------------------|--------------------|-------------------------|
| $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ | $\frac{CH_4}{H_2}$ | $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ |
|-------------------------|--------------------|-------------------------|

Tabela 16 - Interpretação dos Gases Dissolvidos no Óleo [30].

| Caso | Falha Característica | $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ | $\frac{CH_4}{H_2}$ | $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ |
|------|--|-------------------------|---------------------------|-------------------------|
| PD | Descargas parciais (ver notas 3 e 4) | NS ¹⁾ | < 0,1 | < 0,2 |
| D1 | Descargas de baixa energia | > 1 | 0,1 – 0,5 | > 1 |
| D2 | Descargas de alta energia | 0,6 – 2,5 | 0,1 – 1 | > 2 |
| T1 | Falha térmica, t < 300 °C | NS ¹⁾ | > 1, mas NS ¹⁾ | < 1 |
| T2 | Falha térmica, 300°C < t < 700°C | < 0,1 | > 1 | 1 – 4 |
| T3 | Falha térmica, t > 700 °C | < 0,2 ²⁾ | > 1 | > 4 |

Nota 1 - Em alguns países, a relação C₂H₂/C₂H₆ é utilizada, preferencialmente à proporção CH₄/H₂. Assim também em alguns países, ligeiras diferenças são utilizadas nos limites.

Nota 2 - As relações acima são significativas e deverão ser calculadas somente se pelo menos um dos gases está a uma concentração e a uma taxa de crescimento acima dos valores típicos.

Nota 3 - CH₄/H₂ < 0,2 para descargas parciais em transformadores para instrumentos. CH₄/H₂ < 0,07 para descargas parciais em buchas.

Nota 4 - A decomposição padrão para descargas parciais tem sido relatada como um resultado da decomposição da fina camada de óleo entre as lâminas do núcleo quando a temperatura chega aos 140 °C e acima

¹⁾ Valor não significativo

²⁾ Um acréscimo significativo no valor de C₂H₂ pode indicar que a temperatura do ponto quente é superior a 1000 °C.

2.3.5.2. Método do Gás Chave [31]

Este método associa uma determinada falha a um perfil de composição dos gases de falha de acordo com a Tabela 17.

Tabela 17 - Perfis típicos de composição [31]

| Descrição | Gráfico | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|-------------|----------------|----|------|----------------|----|-----------------|----|-------------------------------|-----|-------------------------------|-----|-------------------------------|-----|
| <p>Arco</p> <p>Grandes quantidades de H₂ e C₂H₂ são produzidas, com pequenas quantidades de CH₄ e C₂H₄. CO₂ e CO também podem ser formados caso a falha envolva celulose. O óleo poderá se carbonizado.</p> <p>Gás chave – Acetileno (C₂H₂)</p> | <p>Arco no Óleo</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Combustível</th> <th>% Combustíveis</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>1,6</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>3,3</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table> | Combustível | % Combustíveis | CO | 0,01 | H ₂ | 60 | CH ₄ | 5 | C ₂ H ₆ | 1,6 | C ₂ H ₄ | 3,3 | C ₂ H ₂ | 30 |
| Combustível | % Combustíveis | | | | | | | | | | | | | | |
| CO | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |
| H ₂ | 60 | | | | | | | | | | | | | | |
| CH ₄ | 5 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₆ | 1,6 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₄ | 3,3 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₂ | 30 | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Descargas Parciais</p> <p>Descargas elétricas de baixa energia produzem H₂ e CH₄, com pequenas quantidades de C₂H₆ e etileno. Quantidades comparáveis de CO₂ e CO podem resultar de descargas em celulose</p> <p>Gás chave – Hidrogênio (H₂)</p> | <p>Descargas Parciais (corona) no óleo</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Combustível</th> <th>% Combustíveis</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>86</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0,1</td> </tr> </tbody> </table> | Combustível | % Combustíveis | CO | 0,2 | H ₂ | 86 | CH ₄ | 13 | C ₂ H ₆ | 0,5 | C ₂ H ₄ | 0,2 | C ₂ H ₂ | 0,1 |
| Combustível | % Combustíveis | | | | | | | | | | | | | | |
| CO | 0,2 | | | | | | | | | | | | | | |
| H ₂ | 86 | | | | | | | | | | | | | | |
| CH ₄ | 13 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₆ | 0,5 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₄ | 0,2 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₂ | 0,1 | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Óleo Superaquecido</p> <p>Os produtos da decomposição incluem etileno e CH₄, juntamente com quantidades menores de H₂ e C₂H₆. Traços de C₂H₂ podem ser formados se a falha é severa ou se envolve contatos elétricos.</p> <p>Gás chave – Etileno (C₂H₄)</p> | <p>Óleo Superaquecido</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Combustível</th> <th>% Combustíveis</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>63</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table> | Combustível | % Combustíveis | CO | 0,01 | H ₂ | 2 | CH ₄ | 16 | C ₂ H ₆ | 17 | C ₂ H ₄ | 63 | C ₂ H ₂ | 2 |
| Combustível | % Combustíveis | | | | | | | | | | | | | | |
| CO | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |
| H ₂ | 2 | | | | | | | | | | | | | | |
| CH ₄ | 16 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₆ | 17 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₄ | 63 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₂ | 2 | | | | | | | | | | | | | | |

Tabela 18 - Perfis típicos de composição [31] - Continuação

| Descrição | Gráfico | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---|-------------|----------------|----|------|----------------|------|-----------------|------|-------------------------------|------|-------------------------------|------|-------------------------------|------|
| <p>Celulose Superaquecida</p> <p>Grandes quantidades de CO₂ e CO são liberadas da celulose superaquecida. Hidrocarbonetos gasosos, como CH₄ e C₂H₄, serão formados se a falha envolver uma estrutura impregnada em óleo.</p> <p>Gás chave – Monóxido de Carbono (CO)</p> | <p>Celulose Superaquecida</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Combustível</th> <th>% Combustíveis</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>92</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>6,7</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>1,2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0,01</td> </tr> </tbody> </table> | Combustível | % Combustíveis | CO | 92 | H ₂ | 6,7 | CH ₄ | 1,2 | C ₂ H ₆ | 0,01 | C ₂ H ₄ | 0,01 | C ₂ H ₂ | 0,01 |
| Combustível | % Combustíveis | | | | | | | | | | | | | | |
| CO | 92 | | | | | | | | | | | | | | |
| H ₂ | 6,7 | | | | | | | | | | | | | | |
| CH ₄ | 1,2 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₆ | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₄ | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₂ | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Eletrólise</p> <p>A decomposição e Hidrogênio (H₂) a da água ou a decomposição da água associada com a ferrugem resulta na formação de grandes quantidades de H₂ com pequenas quantidades de outros gases combustíveis</p> <p>Gás chave – Hidrogênio (H₂)</p> | <p>Eletrólise</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Combustível</th> <th>% Combustíveis</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>99,9</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0,01</td> </tr> </tbody> </table> | Combustível | % Combustíveis | CO | 0,01 | H ₂ | 99,9 | CH ₄ | 0,01 | C ₂ H ₆ | 0,01 | C ₂ H ₄ | 0,01 | C ₂ H ₂ | 0,01 |
| Combustível | % Combustíveis | | | | | | | | | | | | | | |
| CO | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |
| H ₂ | 99,9 | | | | | | | | | | | | | | |
| CH ₄ | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₆ | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₄ | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |
| C ₂ H ₂ | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | |

2.3.5.3. Método de Duval [30]

Este método de análise dos gases dissolvidos no óleo utiliza uma representação gráfica proposta na Figura 23 Triângulo de Duval, a partir do cálculo das relações:

$$\%C_2H_2 = \frac{100x}{x + y + z} \quad \%C_2H_4 = \frac{100y}{x + y + z} \quad \%CH_4 = \frac{100z}{x + y + z}$$

onde:

$$x = [C_2H_2] \text{ em microlitros por litro}$$

$$y = [C_2H_4] \text{ em microlitros por litro}$$

$$z = [CH_4] \text{ em microlitros por litro}$$

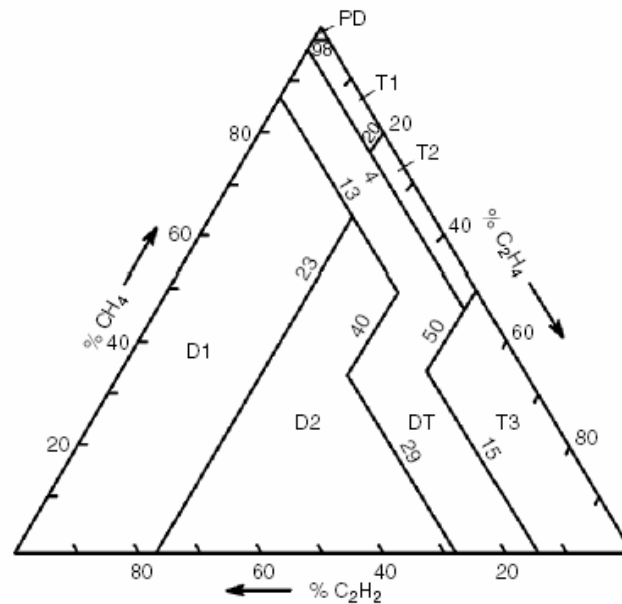


Figura 23 Triângulo de Duval [30]

A chave para interpretação das falhas é a mesma proposta na Tabela 14. O método prevê também a utilização de limites para utilização, de acordo com a Tabela 19.

Tabela 19 - Limites por zonas [30]

| | | | | |
|----|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| PD | 98 % CH ₄ | | | |
| D1 | 23 % C ₂ H ₄ | 13 % C ₂ H ₂ | | |
| D2 | 23 % C ₂ H ₄ | 13 % C ₂ H ₂ | 38 % C ₂ H ₄ | 29 % C ₂ H ₂ |
| T1 | 4 % C ₂ H ₂ | 10 % C ₂ H ₄ | | |
| T2 | 4 % C ₂ H ₂ | 10 % C ₂ H ₄ | 10 % C ₂ H ₄ | |
| T3 | 15 % C ₂ H ₂ | 50 % C ₂ H ₄ | | |

2.4. Gerenciamento de Transformadores de potência

O documento final do Grupo de Trabalho do CIGRÉ Brasil, GT A2.23 [32], com participação do autor desta Dissertação, propõe o seguinte conceito para o tema “Gerenciamento de Transformadores”:

“Gerenciamento de Dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operativa de Transformadores (GDMT)” – refere-se ao processo completo que abrange todos os aspectos necessários à aquisição, armazenamento e manipulação digitais da totalidade dos dados relevantes, coletados ao longo de toda a vida do transformador de potência individualmente considerado, sob o ponto de vista de sua condição operativa, capacidade, degradação e avaliação de risco.

Da perspectiva de engenharia, GDMT relaciona-se ao projeto, fabricação, ensaio, operação em rede e eventos dela decorrentes, manutenção, recondicionamento e trabalho da unidade, monitoramento e diagnóstico, bem como restrições ambientais e econômicas, conforme mostrado na Figura 24.

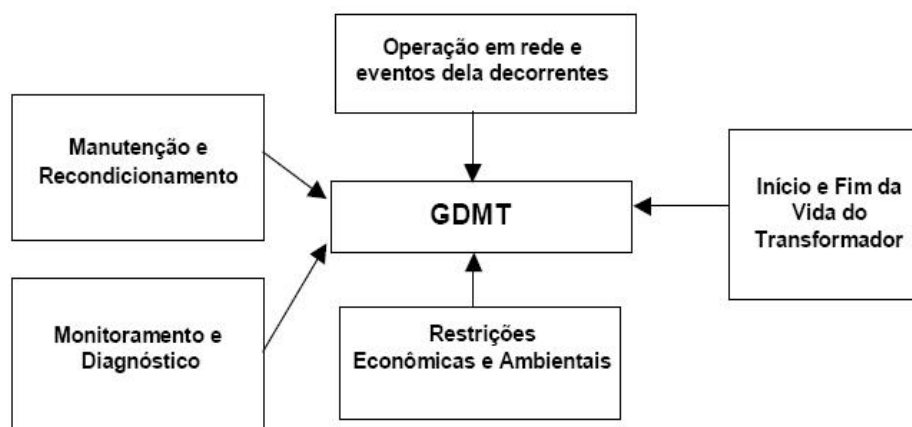


Figura 24 - Posicionamento da GDMT sob a ótica da Engenharia de Manutenção [32]

onde:

Início e fim da vida do transformador [32]: refere-se a dados como: nome do fabricante, número de série, dados de placa, eventos de comissionamento e descomissionamento, bem como outros dados característicos que devam ser armazenados, sendo gerados somente uma vez durante a vida total do transformador. O termo descomissionamento está associado às atividades de levantamento de dados referentes à retirada do equipamento de operação com a finalidade de comprovação das causas apontadas.

Operação em rede e eventos dela decorrentes [32]: refere-se aos dados que registram sobretensões atmosféricas ou de manobra, sobrecorrentes e outros eventos como energizações ocorridas na instalação ou nas proximidades do sistema elétrico onde o equipamento é aplicado; fenômenos que podem afetar a vida do transformador e não podem ser negligenciados. Esses dados são geralmente coletados por meio das proteções e registradores de perturbação e usados principalmente pela equipe de profissionais de proteção.

Manutenção e recondicionamento [32]: refere-se a todas as atividades de manutenção e trabalhos executados na unidade durante sua vida, e também à transferência do transformador de uma instalação para outra.

Restrições ambientais e econômicas [32]: refere-se aos dados relacionados à vida do transformador que possam ser úteis à avaliação de conseqüências de falhas e a decisões envolvendo análise de risco.

Monitoramento e diagnóstico [32]: refere-se à aquisição, periódica ou on-line, de dados analógicos (tensões, correntes, temperaturas,

gases, umidade etc.) ou digitais (estado da ventilação, estado dos dispositivos de proteção etc.) que podem ser associados com o processo da operação, com alguns testes especiais executados na unidade durante sua vida útil como medições de descargas parciais (método elétrico, acústico e UHF¹⁰), análise da resposta em frequência, quantificação de contaminantes no sistema de isolamento (método não invasivo de medição de Corrente de Polarização e Despolarização – PDC para quantificação de umidade interna, RVM¹¹ para determinação de umidade superficial) e outros que necessitem de cuidado especial em sua aquisição.

Do ponto de vista operacional e de engenharia, o gerenciamento da condição de um transformador de potência não pode ser determinado adequadamente tomando-se por base uma avaliação pontual dos dados de manutenção, de diagnóstico e do ambiente operacional onde o equipamento se insere. A avaliação da condição operativa e o gerenciamento do transformador podem ser melhor realizados analisando-se o transformador enquanto "indivíduo", com base em todo o seu histórico de dados, de manutenção, de operação e de diagnóstico. Isto deve ser associado com seu contexto operacional real, que é freqüentemente um aspecto decisivo na tomada de decisões baseadas em análise do risco [33], [34].

¹⁰ UHF – *Ultra High Frequency* ou Ultra alta frequência para medição de descargas parciais em transformadores de potência

¹¹ RVM – *Recovery Voltage Measurement* ou medição da tensão de retorno para determinação da umidade superficial.

3. SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

3.1. Contexto

A Companhia Estadual de Energia Elétrica a exemplo da maioria das concessionárias de energia elétrica brasileiras tem mostrado uma preocupação bastante grande com o envelhecimento de suas instalações e equipamentos, tal envelhecimento é resultado de políticas equivocadas e da redução de investimentos para o setor nas últimas décadas.

Este envelhecimento pode ser verificado pelos dados apresentados na Tabela 20, referentes ao parque de transformadores instalados no sistema de transmissão desta concessionária.

Com base nos dados de cadastro dos transformadores de potência, é possível identificar que os transformadores com idade maior ou igual a 50 anos são aqueles que compõem os sistemas de 138 kV (Usinas de Jacuí, Canastra, Subestações de Cruz Alta, Santa Maria e Scharlau), perfazendo um total de 22,7 % dos transformadores e que a exemplo dos sistemas a que pertencem estão em final de vida útil.

Pode-se verificar também que na terceira faixa desta tabela, com idade entre 30 e 40 anos, estão os transformadores que compõem o sistema de 230 kV, (Usina de Passo Real, Subestações Venâncio Aires, Cidade Industrial e Porto Alegre 4), já bem próximos do final de vida útil e ainda fundamentais para o Sistema de Transmissão de CEEE.

O gráfico da Figura 25 mostra que aproximadamente 40% dos transformadores que compõem este sistema, estão muito próximos ou em final de vida útil.

Tabela 20 - Idade de transformadores CEEE/AT.

| Idade (t) | Percentual do total |
|-----------------------|---------------------|
| $t \geq 50$ anos | 10 % |
| $40 \leq t < 50$ anos | 12 % |
| $30 \leq t < 40$ anos | 18 % |
| $20 \leq t < 30$ anos | 38 % |
| $10 \leq t < 20$ anos | 13 % |
| $t < 10$ anos | 9 % |

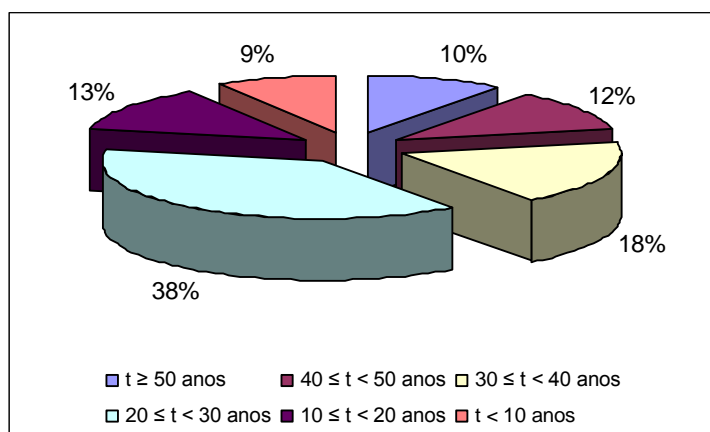


Figura 25 - Idade transformadores CEEE/AT.

A Tabela 20 mostra a distribuição dos transformadores que compõem este sistema em função da classe de tensão e da potência nominal.

Tabela 21 - Potência Instalada x Classe de Tensão.

| Classe de Tensão | Potência Instalada | Percentual do total |
|--|--------------------|---------------------|
| $U_{\text{Nom.}} \geq 230 \text{ kV}$ | 7228,9 MVA | 80 % |
| $U_{\text{Nom.}} \geq 138, < 230 \text{ kV}$ | 1094,26 MVA | 12 % |
| $U_{\text{Nom.}} \leq 69$ | 735,33 MVA | 8 % |
| Total | 90058,94 | 100 % |

A partir deste contexto, onde fica evidente a necessidade de gerenciar o conjunto de transformadores de potência instalados no sistema de transmissão da concessionária, da pesquisa realizada e abordada no Capítulo 2 desta Dissertação, dos conceitos assimilados dentro do GT A2.23 do CIGRÉ, buscou-se desenvolver um sistema de gerenciamento adequado às necessidades e a realidade da concessionária e aos recursos disponíveis no projeto de P&D ao qual esta Dissertação está vinculada.

O sistema, denominado “Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Força – SGTf CEEE / AT” tem o seu desenvolvimento e implantação descritos neste capítulo.

A concepção do grupo de pesquisadores para “**Gerenciamento de Transformadores de Força**” foi demonstrada em artigo publicado no Eletrisol - Fórum de Integração Energética, 2005, Porto Alegre/RS, onde o seguinte conceito foi introduzido: “Conjunto de Informações organizadas sobre um determinado equipamento, que processadas com a utilização de ferramentas de análise e diagnóstico, podem sugerir ou embasar uma decisão de ação sobre este equipamento” [35]. Esta concepção pode ser visualizada na Figura 26

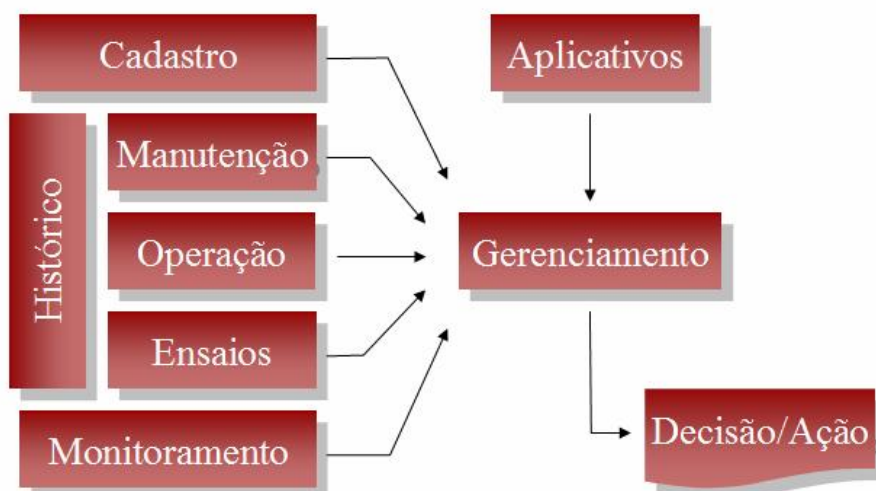


Figura 26 – Estrutura do Sistema de Gerenciamento [35]

3.2. Módulo de Cadastro

O desenvolvimento do Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Força – SGTF CEEE/AT inicia com uma revisão na base de dados existente no sistema, denominado “TRAFOTRAN” [36]. As variáveis utilizadas para cadastro de transformadores de potência foram renomeadas, redefinidas, algumas foram excluídas enquanto outras variáveis foram inseridas, levando em consideração o avanço dos recursos de informática e as necessidades de informações sobre transformadores de potência sob o ponto de vista de gerenciamento e/ou manutenção. A estrutura da ferramenta “Cadastro de Transformadores” adotada está representada na Figura 27.

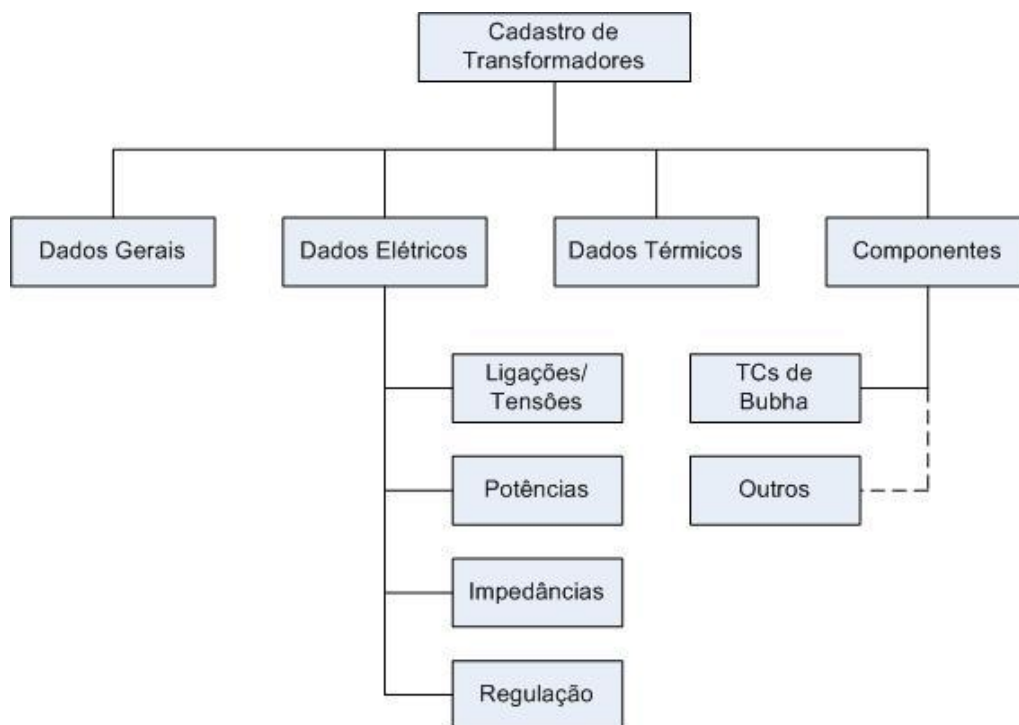


Figura 27 - Diagrama Simplificado da Ferramenta Cadastro.

As novas regras impostas ao setor elétrico como um todo e às empresas transmissoras de energia elétrica em especial, permitem que diversas empresas desempenhem diferentes papéis na mesma instalação seja como empresa proprietária, operadora ou executora da manutenção do equipamento ou instalação, assim como faz com que as empresas transmissoras disponibilizem cada vez mais informações sobre suas instalações e/ou equipamentos. O sistema desenvolvido procurou atender a estas necessidades.

Um sistema de transmissão geralmente está contido em um espaço geográfico de grande extensão. Para agilizar a atuação da manutenção, a concessionária divide este espaço em áreas de atuação de setores de manutenção. Assim o sistema desenvolvido permite a definição do vínculo de uma determinada instalação e/ou equipamento a um setor da estrutura organizacional da concessionária, responsável pela manutenção daquela

instalação e/ou equipamento, permitindo a programação, o controle e a contabilização das atividades de manutenção corretiva e preventiva.

A escolha e definição das variáveis a serem armazenadas e disponibilizadas pelo sistema levaram em conta também que este deverá ser utilizado pelas diversas áreas da empresa, como operação, proteção, planejamento e administração.

3.2.1. Estrutura do Cadastro

3.2.1.1. Número de Manutenção

O ponto de partida para a construção do cadastro e das outras ferramentas que compõem o Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Força – SGTF CEEE / AT, foi o número de manutenção e sobre este número foram construídos todos os relacionamentos e consultas. A opção foi preservar o número ou código original, existente e largamente utilizado pelo pessoal de manutenção da concessionária. No sistema em desenvolvimento, este número é a chave ou indexador do banco de dados, na maioria das vezes é transparente ao usuário que seleciona o equipamento de seu interesse através da sua localização no sistema de transmissão da concessionária (Subestação, Módulo e Fase). O nome adotado para a variável que indica este número foi “IdManutenção”, composta de 9 dígitos, indica algumas informações sobre o transformador, assim:

A primeira seqüência de três algarismos indica o Tipo de Equipamento: 208 – Reator Monofásico, 209 – Reator Trifásico, 211 – Transformador Monofásico, 212 – Auto-Transformador Monofásico, 213 Transformador Trifásico e 214 – Auto-Transformador Trifásico.

O primeiro algarismo da segunda seqüência de três, indica a tensão do enrolamento de alta tensão: 1 – 230 kV, 2 – 138 kV, 3 – 69 kV, 4 – 44 kV. Os

dois últimos Algarismos desta seqüência indicam a Potência do equipamento: 25 – 25 MVA, 50 – 50 MVA, 83 – 83 MVA.

O primeiro Algarismo da última seqüência de três Algarismos, indica o sistema de refrigeração e a presença de comutador de derivação em carga. Os dois últimos Algarismos são seqüenciais.

Tomando como exemplo o TR 2 da SE CBO, “213183618”, podemos dizer que este é um transformador trifásico, com tensão de 230 kV no enrolamento de alta tensão, 83 MVA de potência nominal, com comutador de derivação em carga e sistema de refrigeração com óleo normal com ar forçado em dois estágios (ONAF, ONAF1, ONAF2) e é o décimo oitavo transformador com características semelhantes.

3.2.1.2. Variáveis do Cadastro

De forma a facilitar a construção do sistema e possibilitar aos usuários uma melhor interface de relacionamento com a ferramenta, estas variáveis foram divididas em grupo de interesse:

Dados Gerais – definem os aspectos gerais do equipamento como: Tipo de Equipamento (ex.: Transformador Trifásico, Reator Monofásico), Número de Série, Localização (ex.: SE CBO, SE ALE 2), Situação (ex.: Operação, Reserva, Manutenção), Área de Concessão (AES Sul, RGE, CEEE) ou Módulo (ex.: TR 1, RE 2). etc.

- **Dados Mecânicos** – definem os aspectos mecânicos do equipamento como dimensões externas, volume de óleo, massas, etc., Fundamentais no caso de movimentação dos equipamentos e no dimensionamento de recursos para intervenções de manutenção.
- **Dados Elétricos** – definem as características elétricas do equipamento estudado ou selecionado. Em função da complexidade e

da grande quantidade de variáveis contidas neste grupo, o mesmo também foi dividido por grupos de interesse:

- Potências – define as potências nominais de cada um dos enrolamentos e relativas aos diversos estágios de refrigeração.
 - Regulação – define a presença ou não de comutadores sem tensão ou de comutadores de derivação em carga, bem como o número de posições e a faixa de tensão de trabalho ou regulação.
 - Impedâncias – define as diversas impedâncias relativas ao equipamento, obtidas em ensaios de fábrica ou calculadas para uma determinada base (potência/tensão) utilizadas para cálculos de dimensionamento e proteção do sistema de transmissão.
- **Dados Térmicos** – definem os parâmetros térmicos do equipamento como: Classe de Temperatura (55 ou 65 °C), Perdas Ferro e Perdas Cobre, Sistema de Resfriamento, Gradientes Térmicos e outros parâmetros obtidos no ensaio de aquecimento ou previstos em norma. Estes dados ou características serão utilizados no sistema de gerenciamento, ferramenta para cálculo do carregamento e da vida residual de transformadores de potência.

A Tabela 30, em anexo, apresenta a estrutura de armazenamento dos dados e características de qualquer um dos transformadores pertencentes ao sistema de transmissão da concessionária.

A Tabela 31, em anexo, apresenta as estruturas auxiliares, que dão suporte às variáveis com o prefixo “ld” da tabela “TbTransformadores”. A estrutura proposta desta forma facilita consultas e a aplicação de filtros permitindo também a inclusão de novos itens nas tabelas auxiliares, por

exemplo, a adição de novas subestações ou módulos em subestações existentes.

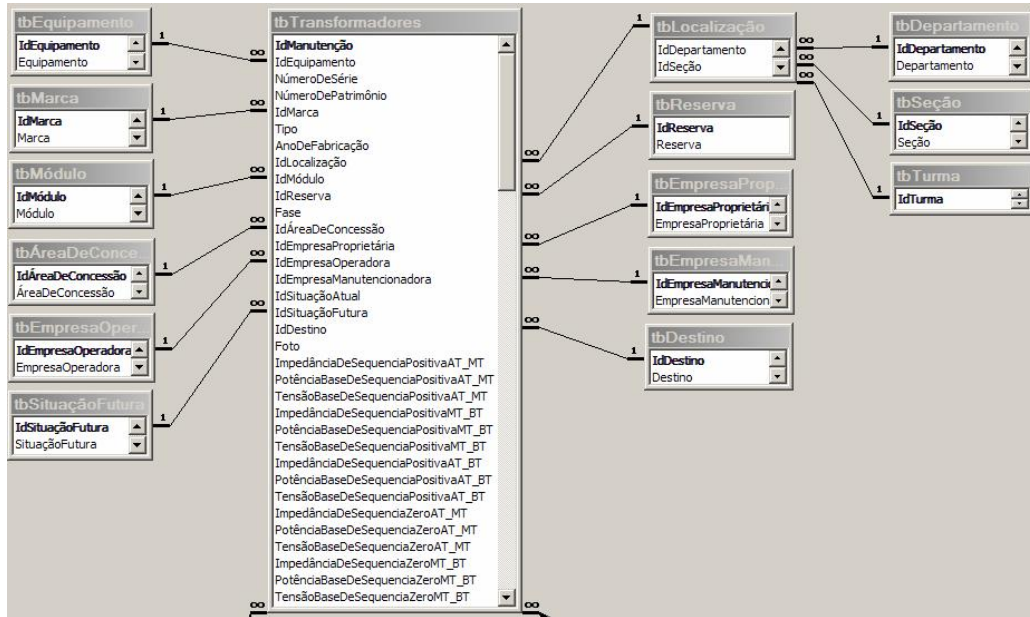


Figura 28 - Relacionamento “TbTansformadores” (A)

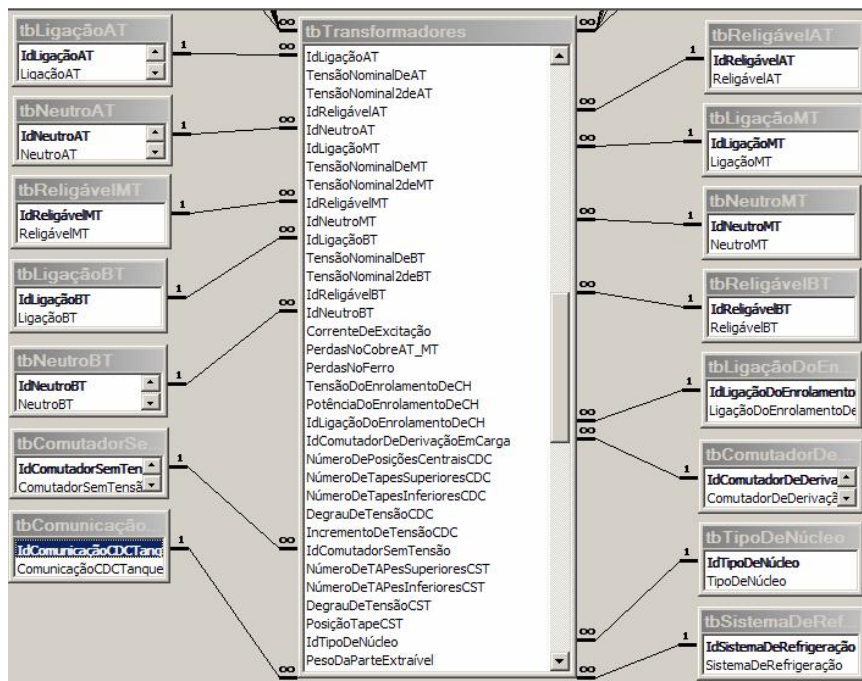


Figura 29 - Relacionamentos “TbTransformadores” (B)

A Figura 28 e a Figura 29 mostram os relacionamentos entre a tabela principal “TbTransformadores” e a as tabelas auxiliares que compõem o banco de dados.

3.2.2. Opções do Cadastro de Transformadores

Aqui serão apresentadas as possibilidades de acesso às informações disponíveis nesta ferramenta. Ao acessar o sistema, o usuário deverá definir o equipamento objeto de estudo ou consulta, através da seleção da Subestação, Módulo e Fase, onde o equipamento estiver em operação ou localizado. A ferramenta cadastro será acessada através do comando indicado na Figura 30, e já na primeira tela permite a inclusão de um novo equipamento no sistema ou a exclusão do equipamento corrente.

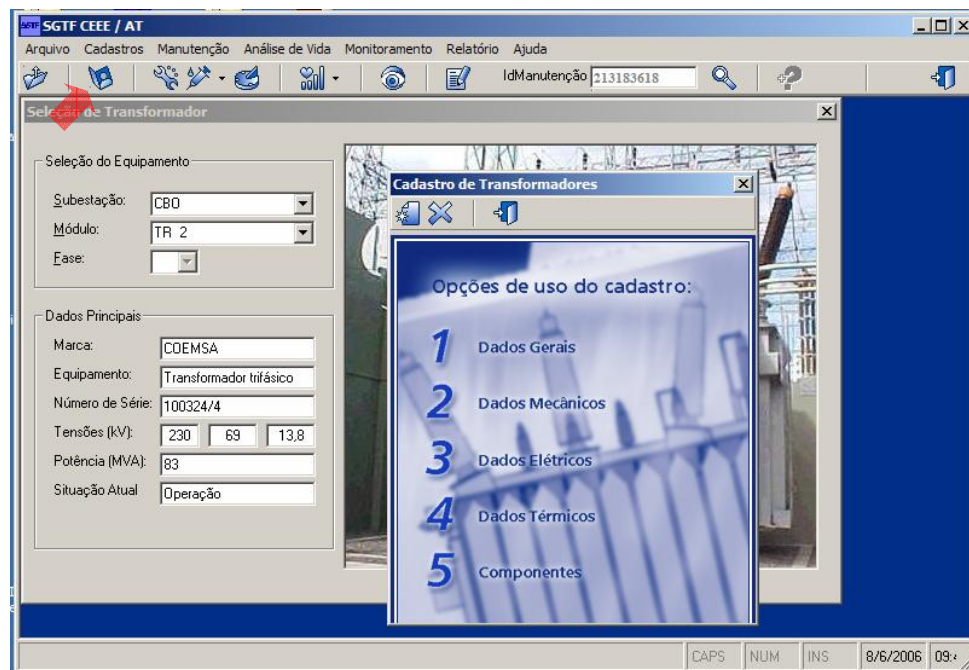


Figura 30 - Tela Inicial Cadastro de Transformadores.

Esta tela permite ainda a seleção do tipo de informação desejada pelo usuário do sistema, quais sejam:

- **Dados Gerais** – permite a consulta e/ou edição das informações pertencentes a este grupo de interesse. Os campos referentes a Localização e Situação só vão permitir salvar alterações se o usuário inserir as informações referentes a esta alteração no histórico do equipamento, assunto a ser abordado no capítulo referente à “Manutenção” desta Dissertação. A Figura 31 mostra a tela de acesso a este grupo de informações.

Figura 31 - Tela de Dados Gerais.

- **Dados Mecânicos** – permite a consulta e/ou edição das informações pertencentes a este grupo de interesse.
- **Dados Elétricos** – permite a consulta e/ou edição das informações pertencentes a este grupo de interesse. Este grupo de informações, de acordo com a estrutura proposta, foi subdividido da seguinte forma:
 - Ligações/Tensões

- Potências
- Impedâncias
- Regulação

A Figura 32 mostra a tela que permite acesso às informações referentes às tensões e ligações de cada um dos transformadores cadastrados no sistema.

The screenshot displays the 'Cadastro de Transformadores de Potência' window in the SGTF CEEE / AT software. The window title bar includes 'Monitoramento em Tempo Real'. The interface features a menu bar with options like 'Arquivo', 'Cadastros', 'Manutenção', 'Análise de Vida', 'Monitoramento', 'Relatório', 'Janela', and 'Ajuda'. Below the menu is a toolbar with various icons and a search field containing 'IdManutenção: 213183618'. The main content area is divided into four tabs: 'Ligações/Tensões' (selected), 'Potências', 'Regulação', and 'Impedâncias'. Under the 'Ligações/Tensões' tab, there is a section for 'Número de Enrolamentos Úteis' with a value of 3 and a checkbox for 'Enrolamento de Compensação de Harmônicas?'. Below this is the 'Dados Elétricos Gerais' section, which contains a grid of dropdown menus and input fields for configuring electrical parameters for AT (Alta Tensão), MT (Mediana Tensão), and BT (Baixa Tensão) levels. The parameters include connection type (e.g., Estrela, Delta), nominal voltage (e.g., 230 kV, 69 kV, 13.8 kV), and other settings like 'Religável' and 'Neutro'.

Figura 32 - Tela Dados Elétricos: Ligações/Tensões.

- **Dados Térmicos** – permite o acesso e/ou edição das informações referentes a este grupo de interesse. Estas informações vão dar base aos cálculos de perda de vida útil referente a um determinado carregamento, abordado em outro capítulo desta Dissertação.
- **Componentes** – permite o acesso e/ou edição das informações referentes a este grupo de interesse. Neste ponto do trabalho, somente informações sobre transformadores de corrente de bucha

estão incluídas no sistema. Em futuro próximo deverão estar incluídas informações sobre buchas, comutador e outros acessórios.

3.3. Módulo de Manutenção

Neste capítulo ou módulo, serão apresentados e discutidos aspectos relativos à manutenção de transformadores de potência. É importante salientar aqui que o desenvolvimento deste módulo do sistema de gerenciamento, ocorreu de forma paralela às definições sobre manutenção de transformadores que ocorre no segmento de manutenção da concessionária, cujo objetivo é fundamentar um futuro sistema de gerenciamento da manutenção no qual deverá estar incluído o sistema descrito nesta Dissertação. O grupo no segmento de manutenção da concessionária responsável por este estudo, teve a participação do autor desta Dissertação e de outros profissionais ligados à engenharia de manutenção e à manutenção executiva do segmento. As definições e estruturas das tabelas servirão como base para outros equipamentos.

Com o objetivo de dar base ao que será apresentado ou discutido, estão apresentadas algumas definições estabelecidas no Submódulo 20.1 – Definições e Glossário / ONS [1] e/ou utilizadas para construção do sistema de gerenciamento de manutenção citado anteriormente.

- **Anomalia:** Qualquer anormalidade detectada em uma instalação/equipamento que não o impossibilite de permanecer em funcionamento ou disponível para a operação e que não afete o grau de confiabilidade e/ou desempenho especificado ou esperado para essa instalação/equipamento [37].
- **Atividades mínimas de manutenção:** conjunto de ações mínimas de manutenção que devem ser executadas, segundo critérios ou

periodicidades definidos, em equipamentos ou instalações, para garantir que suas características originais de projeto, no que se refere à confiabilidade, manutenibilidade, funcionalidade, operacionalidade e segurança, sejam preservadas [1].

- **Equipamento:** unidade funcional, completa e distinta que exerce uma ou mais funções elétricas relacionadas com geração, transmissão, conversão, distribuição ou utilização de energia elétrica [1].
- **Defeito:** qualquer anormalidade detectada em uma instalação/equipamento que não o impossibilite de permanecer em funcionamento ou disponível para a operação, mas que afete o grau de confiabilidade e/ou desempenho especificado ou esperado para essa instalação/equipamento [1].
- **Disponibilidade:** porção ou porcentagem do tempo em que um elemento está operando ou apto para operar em seu estado normal [1].
- **Falha:** efeito ou consequência de uma ocorrência acidental em uma instalação ou equipamento que acarreta sua indisponibilidade operativa em condições não programadas, impedindo-o de funcionar, e, portanto, de desempenhar suas funções em caráter permanente ou em caráter temporário [1].
- **Indisponibilidade:** estado de um elemento quando não estiver disponível para entrada em operação. Em telecomunicações, porção ou porcentagem do tempo em que um elemento sob observação não está disponível para a operação [1].
- **Instalação (elétrica):** conjunto de partes, elétricas ou não elétricas, necessárias ao funcionamento de um sistema elétrico ou de algum de

seus elementos. Usinas, subestações e linhas de transmissão são exemplos de instalação [1].

- **Mantenabilidade:** capacidade de um equipamento, instalação ou sistema de ser mantido ou recolocado em condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob determinadas condições, obedecendo aos procedimentos e meios prescritos [1].
- **Manutenção Preventiva:** todo serviço de manutenção programado para controle, conservação e restauração dos equipamentos, obras ou instalações, a fim de mantê-los em condições satisfatórias de operação e evitar ocorrências que acarretem a sua indisponibilidade [1].
- **Manutenção Corretiva:** toda manutenção realizada para corrigir falhas em equipamentos, componentes, módulos ou sistemas, que visa a restabelecer sua função [1].
- **Manutenção de Emergência:** todo serviço de manutenção efetuado em equipamentos, obras ou instalações, objetivando corrigir de imediato as causas e efeitos motivados por ocorrência acidental em uma instalação/equipamento que o impede de funcionar, e, portanto, de desempenhar suas funções em caráter permanente ou temporário [1].
- **Manutenção de Urgência:** todo serviço de manutenção que deve ser executado o mais breve possível, antes da próxima manutenção preventiva, para correção de defeito, mas que não exige intervenção imediata [1].

O Módulo de Manutenção foi dividido em três grandes partes: “Programa de Manutenção Preventiva”, “Manutenção Preditiva” e “Histórico de Manutenção”, de forma similar ao disposto no sistema de gerenciamento.

A estrutura proposta para as ferramentas de manutenção é a apresentada na Figura 33.

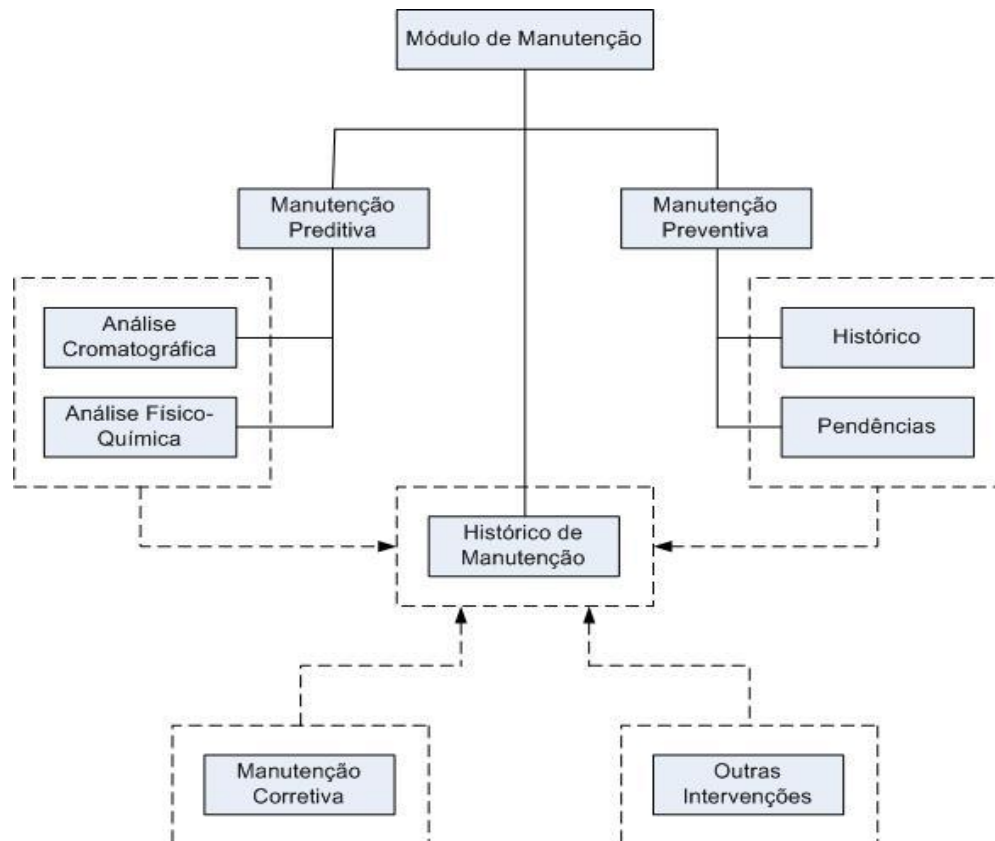


Figura 33 - Estrutura das ferramentas de manutenção.

3.3.1. Programa de Manutenção Preventiva

Como todo e qualquer equipamento, o transformador de potência possui um “Programa de Manutenção Preventiva”, geralmente determinado por intervalos fixos de tempo e/ou por número de operações como é o caso da manutenção preventiva do comutador de derivação em carga, componente vital no sistema de transmissão e responsável por grande parte das falhas em transformadores de potência, em boa parte causadas por ausência ou erro de manutenção.

3.3.1.1. Atividades de Manutenção Preventiva

As atividades de Manutenção Preventiva, como qualquer outra atividade de manutenção, nesta Dissertação, foram consideradas como “Intervenções”, e desta forma são armazenadas na tabela de mesmo nome cuja estrutura é apresentada no item 3.2.3 desta Dissertação.

A Tabela 31 apresenta as intervenções de Manutenção Preventiva previstas para transformadores pertencentes ao sistema CEEE / AT.

3.3.1.2. Ferramenta para Gerenciamento da Manutenção Preventiva

O Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Força – SGTF CEEE / AT, inclui aplicativo para geração, acompanhamento e controle das atividades de manutenção preventiva.

As atividades ou intervenções do Programa de Manutenção Preventiva são geradas automaticamente pelo sistema de acordo com a “Data de Starter” ou “Data da Última Manutenção” acrescidas da “Periodicidade”.

A Figura 34 mostra a tela do aplicativo onde é possível incluir, editar ou excluir uma atividade ou intervenção do Programa de Manutenção Preventiva.




Figura 34 - Atividades de Manutenção Preventiva.

Toda atividade ou intervenção do Programa de Manutenção Preventiva gerada automaticamente pelo sistema será considerada uma “Pendência” enquanto não tiver registrada sua “Data de Término” inserida por um usuário com permissão para tal., No momento em que esta data estiver registrada, a atividade ou intervenção passará a ser considerada pelo sistema de gerenciamento como “Histórico”. No menu “Manutenção” da Barra de Ferramentas, o usuário do sistema terá acesso a estas informações, de acordo com as suas permissões, no modo “Formulário” onde é permitido a inclusão, exclusão ou edição de uma atividade ou no modo “Folha de Dados” que permite a apresentação das atividades ou intervenções do Programa de Manutenção Preventiva como “Pendências” ou “Histórico”. A Figura 35 e a Figura 36 mostram as telas com os recursos mencionados.

Manutenção Preventiva

Data da última Manutenção: 26/6/2006 213183603

Data starter: 26/6/2006 Data/hora de início: 26/6/2006

Data prevista: 26/6/2006 Data/hora de término: 26/6/2006

Responsabilidade: Seção de Manutenção de Transformadores/DEM

Execução:

Localização Nível 1: Componente Localização Nível 3:

Localização Nível 2: Localização Nível 4:

Descrição: Executar ensaio de resistência do isolamento.

Motivo Nível 1: Manutenção Preventiva Motivo Nível 3:

Motivo Nível 2: Sistemática

Periodicidade: Prioridade: 1 - Nível Severo

Unidade: Anos Valor: 5 Controle do DEM:

Data do registro: 26/6/2006 Responsável pelo Registro:

Observações:

Instrução: Relatório:

Figura 35 - Manutenção Preventiva / Modo Formulário.

Manutenção Preventiva

Data da última Manutenção: 213183603

Data starter:

Data prevista:

Responsabilidade:

Execução:

Localização Nível 1:

Localização Nível 2:

Descrição:

Motivo Nível 1:

Motivo Nível 2:

Periodicidade:

Unidade: Anos

Data do registro:

Observações:

Instrução:

Intervenções - Folha de Dados

213183603 Pendências

| Localização (Nível 1) | Localização (Nível 2) | Localização (Nível 3) |
|---------------------------------------|------------------------------|-----------------------|
| Componente | ??? | ??? |
| Acessórios | ??? | ??? |
| Acessórios | Válvula de Alívio de Pressão | ??? |
| Acessórios | Relé de Gás - Bucholz | ??? |
| Componente | ??? | ??? |
| Componente | ??? | ??? |
| Comutador de Derivação em Carga - CDC | ??? | ??? |
| Tanque Principal | Óleo Isolante | ??? |
| Tanque Principal | Óleo Isolante | ??? |
| Tanque Principal | Óleo Isolante | ??? |
| Tanque Principal | Óleo Isolante | ??? |
| Parte Ativa | ??? | ??? |
| Componente | ??? | ??? |

Intervenções Históricos **Pendências** Todos

Figura 36 - Manutenção Preventiva / Modo Folha de Dados.

3.3.2. Manutenção Preditiva (Ferramentas de Avaliação)

Aqui serão discutidos os aspectos relativos à condição operativa dos transformadores de potência pela análise do óleo mineral isolante. A técnica de análise dos gases dissolvidos no óleo é utilizada no mundo inteiro como eficiente ferramenta de avaliação da condição operativa de transformadores de potência em operação. Estima-se que o óleo do transformador de potência contenha até 70 % da informação disponível para sua avaliação [38].

A avaliação da condição operativa dos transformadores, seja nesta Dissertação ou na ferramenta disponível na CEEE/AT, aborda os métodos ou técnicas tradicionais e consagradas de análise dos gases dissolvidos no óleo, uma análise levando em conta os chamados “Grupos de Análise” e uma análise considerando método desenvolvido pelo Grupo de Pesquisa ao qual esta Dissertação está vinculada.

A avaliação da condição operativa pela análise físico-química do óleo mineral isolante é abordada na ferramenta disponível e nesta Dissertação de duas formas, a primeira levando em consideração as normas vigentes e parâmetros de referência utilizados por esta e por outras concessionárias de energia elétrica e a segunda considerando os parâmetros indicados no “Transformers Maintenance Guide” [17].

A coleta de amostras de óleo para análise físico-química do óleo e para análise dos gases dissolvidos no óleo em intervalos regulares faz parte do Programa de Manutenção Preventiva abordado neste capítulo, item 3.2.1. As ferramentas disponíveis além de armazenar os resultados obtidos nos ensaios de laboratório e avaliar a condição operativa dos transformadores, permitem ao registrar uma amostra cujo motivo da coleta é o Programa de Manutenção Preventiva, considerar esta atividade como concluída. Permite também a inserção de “Recomendações”, que passarão a fazer parte do Histórico de Manutenção como “Pendências”.

3.3.2.1. Análise Cromatográfica

A estrutura da ferramenta para análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo mineral isolante está representada na Figura 37 com os recursos disponíveis para avaliação da condição operativa dos equipamentos.

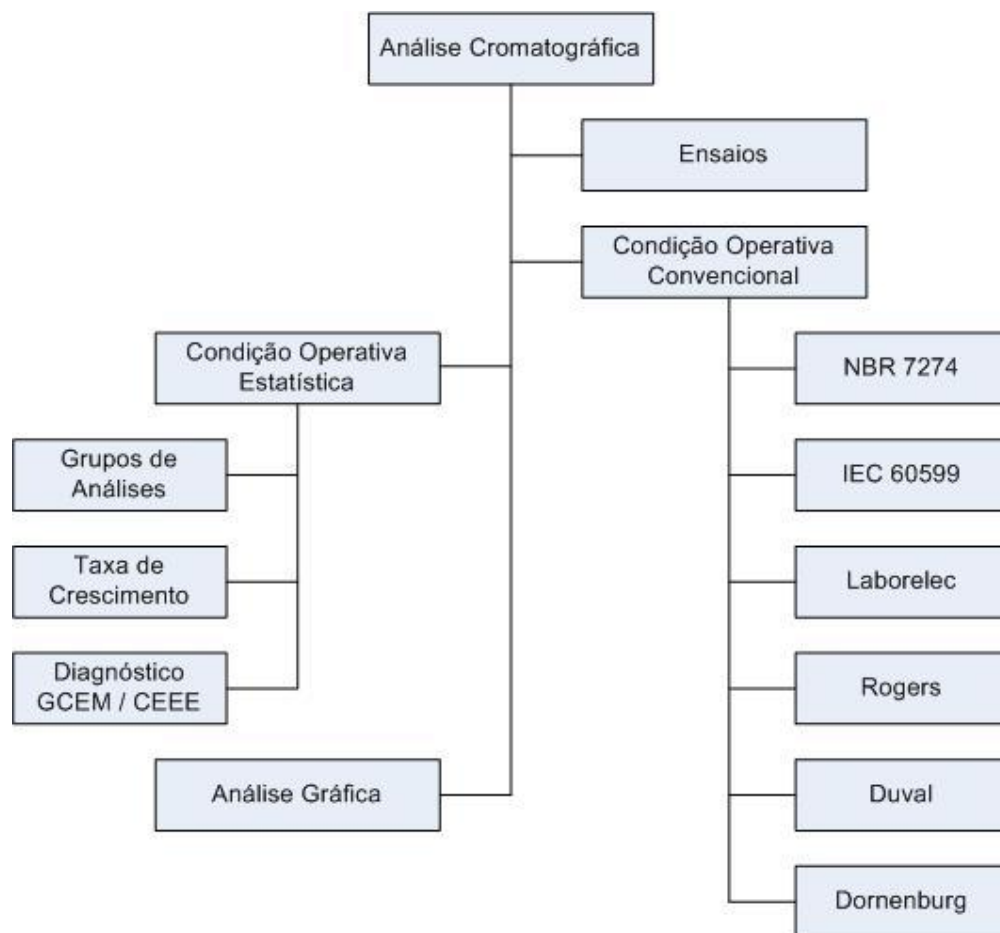


Figura 37 - Diagrama simplificado – Análise Cromatográfica.

Variáveis

A Tabela 33, em anexo, apresenta a estrutura das informações referentes aos resultados de ensaios de análise cromatográfica de cada um

dos transformadores cadastrados no sistema, durante sua vida útil até o momento de sua desativação.

Avaliação da condição operativa por “Grupos de Análises”

A primeira ação de um especialista ao receber do laboratório os resultados de uma amostra coletada, é verificar se aquela amostra é compatível com as amostras anteriores obtidas do mesmo equipamento ou obtidas de um grupo (família) de equipamentos com características semelhantes. Foi desenvolvida e está disponibilizada na ferramenta para análise cromatográfica, uma interface gráfica onde é possível rapidamente verificar se uma determinada amostra é semelhante ao seu grupo de análises, permite ainda que esta análise seja refinada pela seleção de equipamentos pelo seu número de manutenção, chamado “Grupos Personalizados”.

A divisão dos grupos de equipamentos leva em consideração os seguintes fatores, na seqüência apresentada, para a formação dos grupos de análises, chamados “Grupos Fixos”:

- Tipo de Equipamento:
 - Transformadores e Auto-transformadores
 - Reatores
- Tensão Nominal
 - Equipamentos com tensão nominal < 230 kV
 - Equipamentos com tensão nominal \geq 230 kV
- Potência Nominal

- Equipamentos com Potência Nominal < 20 MVA
- Equipamentos com Potência Nominal ≥ 20 MVA e < 50 MVA
- Equipamentos com Potência Nominal ≥ 50 MVA
- Comutador de Derivação em Carga
 - Equipamentos sem comutador de derivação em carga
 - Equipamentos com comutador de derivação em carga e comunicação entre o tanque do CDC e tanque principal
 - Equipamentos com comutador de derivação em carga e sem comunicação entre o tanque do CDC e tanque principal
- Sistema de Preservação de Óleo
 - Equipamento selado com nitrogênio
 - Equipamento selado com dispositivo (bolsa, membrana ou tanque-pulmão)
 - Equipamento com respiração por sílica gel

Este recurso pode ser melhor avaliado a partir da Figura 38, que mostra o resultado de uma amostra de óleo retirada de um transformador monofásico Mitsubishi 55 MVA, 230/69/13,8 kV, localizado na SE CAX 2, no módulo TR 2, hoje na reserva. O primeiro gráfico, “Grupos Fixos” mostra este resultado comparado com um grupo de análises selecionado pelo sistema de acordo com os critérios acima descritos. O segundo gráfico, “Grupos Personalizados” mostra este resultado comparado com um grupo de análises selecionado pelo usuário, neste caso composto por transformadores do mesmo lote de fabricação.

É possível verificar em ambos os gráficos que os valores de CH₄ – metano e C₂H₄ – etileno, estão muito acima da média verificada por qualquer um dos grupos de análise.

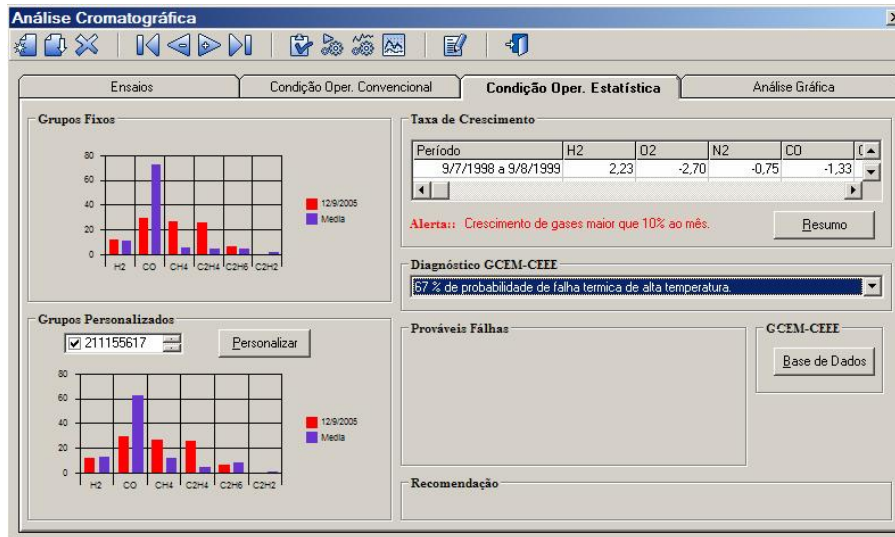


Figura 38 – Análise Estatística.

Este transformador foi retirado de operação para uma inspeção interna onde foi possível verificar a existência de um ponto quente resultante de falta de aperto em um contato do cilindro externo do comutador de derivação em carga, ver Figura 39 - Ponto Quente TR 1 SE CAX 2.



Figura 39 - Ponto Quente TR 1 SE CAX 2.

Opções da Ferramenta

Aqui serão apresentados os recursos disponíveis para avaliação da condição operativa de transformadores através da análise dos gases dissolvidos no óleo.

- “Ensaio” permite consultar, editar, incluir, ou excluir os resultados de uma amostra de óleo coletada de um determinado transformador cadastrado no sistema. No caso de registro de uma amostra retirada para cumprir o Programa de Manutenção Preventiva ou no caso de uma amostra retirada por solicitação do analista através do sistema, a atividade ou intervenção será considerada como concluída e passa a fazer parte do “Histórico de Intervenções”.
- “Condição Operativa Convencional” permite a consulta aos diagnósticos convencionais de análise dos gases dissolvidos no óleo, a seleção do número de amostras a serem apresentadas quando selecionada a opção de Análise Gráfica. Aqui é permitido ao analista incluir uma “Recomendação” que passará a fazer parte das atividades ou intervenções pendentes deste transformador. O sistema processa automaticamente, para qualquer amostra registrada, a análise segundo os métodos NBR 7274 [31], IEC 60599 [30], Laborelec [39], Rogers [17] [39], Duval [17] [39] e Dörnemberg [17] [29] [39].

Também neste módulo é possível visualizar o gráfico da concentração percentual dos gases dissolvidos no óleo da amostra selecionada, sempre comparando com os resultados da amostra anterior, conforme mostra a Figura 40.

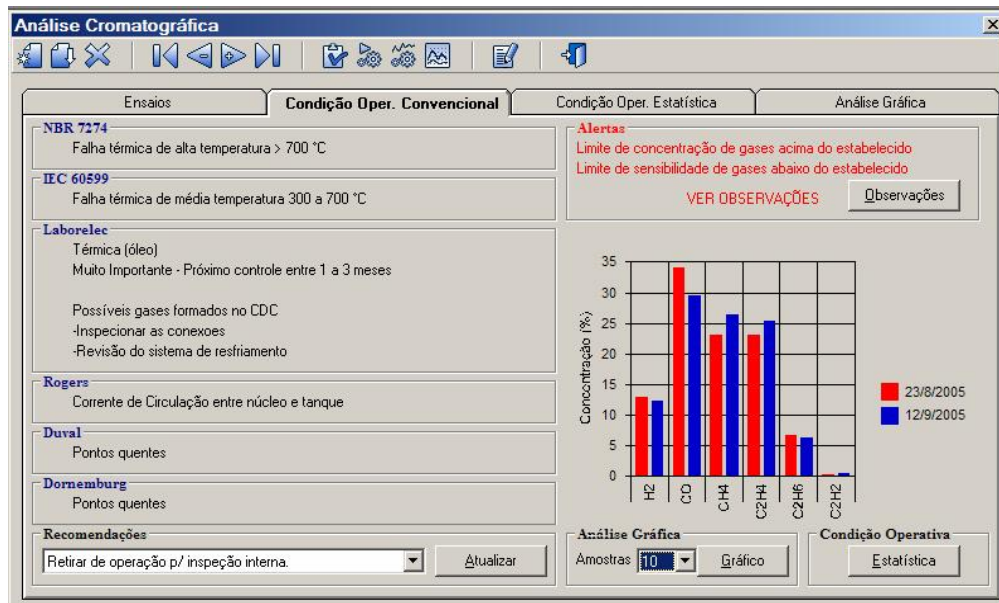


Figura 40 - Condição Operativa Convencional.

- “Condição Operativa Estatística” permite ao usuário uma análise estatística dos resultados da amostra coletada, com visualização dos gráficos, por “Grupo de Análise”, da taxa de crescimento e do diagnóstico “GCEM / CEEE”, conforme mostrado na Figura 40.
- Em “Análise Gráfica”, a partir do número amostras selecionadas na guia Ensaio, o sistema mostra para cada um dos gases, o gráfico onde é possível visualizar a evolução da concentração do mesmo, a Figura 41 mostra este recurso. Trata-se da análise do mesmo transformador mencionado anteriormente (TR 1 – SE CAX 2), com falha identificada. É possível, com este recurso, visualizar em que ponto este equipamento passa a sinalizar, através do acompanhamento periódico pela análise cromatográfica, a existência de uma falha.

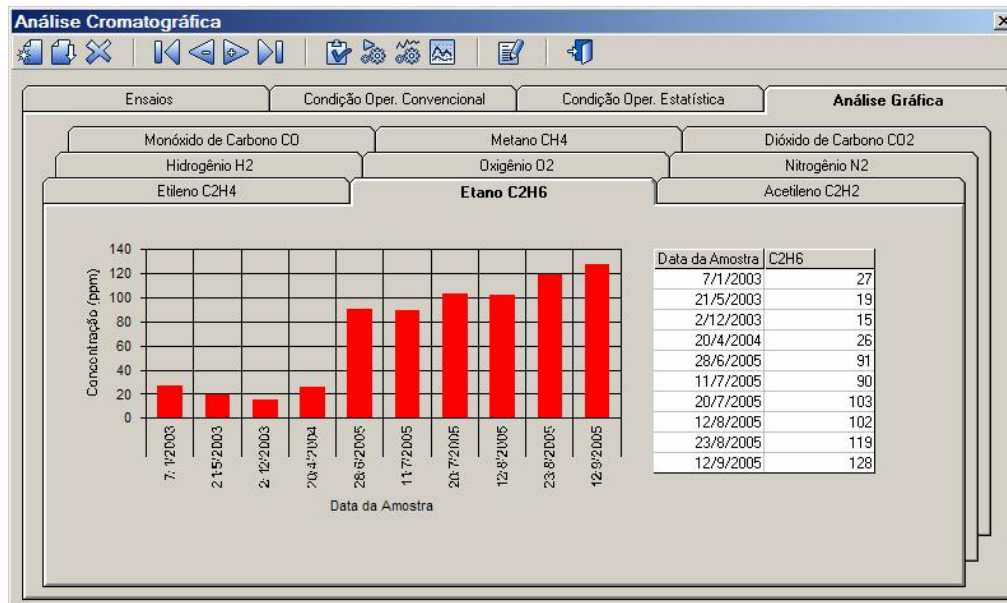


Figura 41 - Análise Gráfica.

- “Relatórios” o sistema permite a geração de relatórios formato *.xls, facilitando a impressão em caso de necessidade de documentar a ocorrência.

3.3.2.2. Análise Físico-Química

A estrutura da ferramenta para análise Físico-química do óleo mineral isolante está representada na Figura 42 com os recursos disponíveis para avaliação da condição operativa dos equipamentos.

Variáveis

A Tabela 34 apresenta a estrutura das informações referentes aos resultados de ensaios de análise físico-química de cada um dos transformadores cadastrados no sistema, durante sua vida útil.

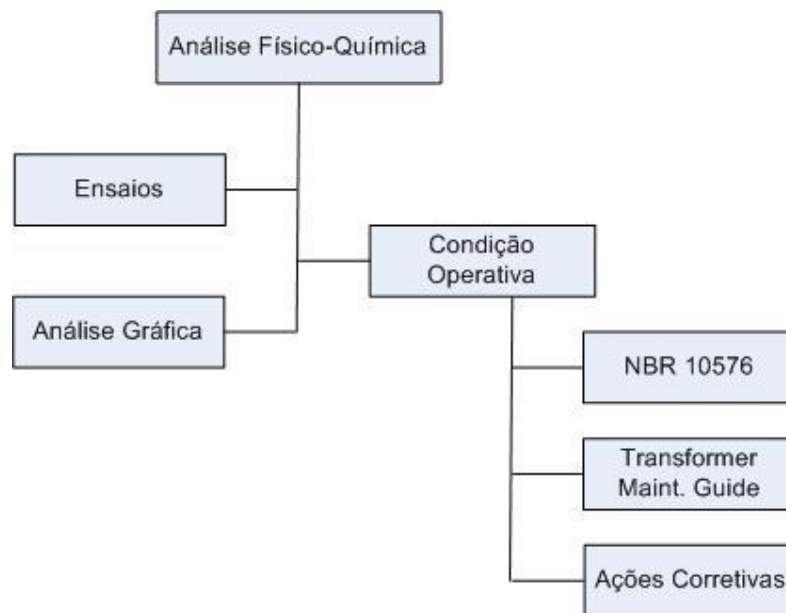


Figura 42 Diagrama Simplificado análise físico-química.

Avaliação da condição operativa

A condição operativa dos transformadores de potência, cadastrados no sistema de gerenciamento, tem como base o disposto na NBR 10576 [19], e no “Transformer Maintenance Guide [17]”, classificando os resultados da seguinte forma:

- A – Atende os valores limites
- N – Não atende os valores limites

A ferramenta disponibiliza ainda, uma sugestão de “Ação Corretiva” a ser tomada para o transformador em estudo. Esta sugestão pode ser aceita pelo analista quando este registra uma “Recomendação” no sistema. Os critérios para a definição de tal “Ação Corretiva”, são os estabelecidos na NBR 7037 [40] com adaptações necessárias aos conceitos do sistema de gerenciamento desenvolvido, apresentadas na Tabela 21.

Tabela 22 - Recomendações [40]

| FP 100 °C ¹² FPD 90 °C ¹³ | Rigidez Dielétrica | Teor de água | Acidez | TIF ¹⁴ | Recomendações | |
|--|-----------------------|-----------------|--------|-------------------|---------------|-----|
| A | A | A | A | A | (A) | |
| | | | | N | (B) | |
| | | | N | - | (C) | |
| | N | A | A | A | A | (D) |
| | | | | | N | (B) |
| | | | | N | - | (B) |
| | | N | N | A | A | (E) |
| | | | | | N | (F) |
| | | | | N | - | (F) |
| N | - | - | - | - | (B) | |

onde:

(A) – Nenhuma ação corretiva

(B) – Regeneração ou troca de óleo

(C) – Regeneração ou troca de óleo com limpeza da parte ativa

¹² Fator de potência a 100 °C

¹³ Fator de perdas dielétricas 90 °C

¹⁴ Tensão Interfacial (mN/m)

(D) – Filtragem do óleo

(E) – Secagem da parte ativa e condicionamento do óleo

(F) – Secagem da parte ativa com regeneração ou troca de óleo

Opções da Ferramenta

Aqui serão apresentados os recursos disponíveis para avaliação da condição operativa de transformadores através da análise físico-química do óleo mineral isolante. Tal como na ferramenta disponível no sistema de gerenciamento e mostrada na Figura 31, as possibilidades ou opções oferecidas pela ferramenta são as seguintes:

- “Ensaio” permite consultar, editar, incluir, ou excluir os resultados de uma amostra de óleo coletada de um determinado transformador cadastrado no sistema. No caso de registro de uma amostra retirada para cumprir o Programa de Manutenção Preventiva ou no caso de uma amostra retirada por solicitação do analista através do sistema, atividade ou intervenção será considerada como concluída e passa a fazer parte do “Histórico de Intervenções”.
- “Condição Operativa” permite a consulta às avaliações dos resultados obtidos para a amostra selecionada, propostas pela NBR 10576 [19] e pelo “Transformer Maintenance Guide [17]” e a seleção do número de amostras a serem apresentadas quando selecionada a opção de Análise Gráfica. Aqui é permitido ao analista incluir uma “Recomendação”, que passará a fazer parte das atividades ou intervenções pendentes deste transformador. No caso do transformador mostrado na Figura 43, TR 2 da SE TAQ, o mesmo deverá ter o seu óleo regenerado, com o transformador em operação, em breve.

Análise Físico-Química

Ensaio: **Condição Operativa** | Análise Gráfica

Classificação NBR 10576

Aparência F. Dissipação 25 °C F. Potência 100 °C **N** Ponto de Fulgor **N** Contagem de Partículas
 Rigidez Dielétrica **N** F. Dissipação 90 °C I. Neutralização **A** Sedimentos **A - Atende os Valores Limites**
 Teor de Água **A** F. Potência 25 °C **A** Tensão Interfacial **N** Inibidor **N - Não Atende os Valores Limites**

Ação Corretiva

4 resultado(s) de ensaio(s) fora dos limites recomendados pela NBR 10576.
 SGTF CEEE / AT **Regeneração ou troca de óleo com limpeza da parte ativa.**
 Recomendação: **Regenerar o óleo.**

Análise Gráfica

Últimas Amostras: 5

Classification Transformer Maintenance Guide

Liquid power factor, 25 °C Oxidation inhibitor content Color **AC** **AC - Acceptable**
 Liquid power factor, 100 °C Neutralization number **AC** Visual examination **QU - Questionable**
 Percent saturation Interfacial tension **UN** Dielectric breakdown voltage **UN** **UN - Unacceptable**
 Percent moisture by dry weight Relative density **QU**

Figura 43 - Condição Operativa.

- “Análise Gráfica” a partir do número amostras selecionadas na guia “Condição Operativa”, o sistema mostra para cada um dos ensaios previstos, o gráfico de evolução dos resultados, permitindo a visualização de qualquer grande alteração ou uma tendência. Esta opção está representada na Figura 44

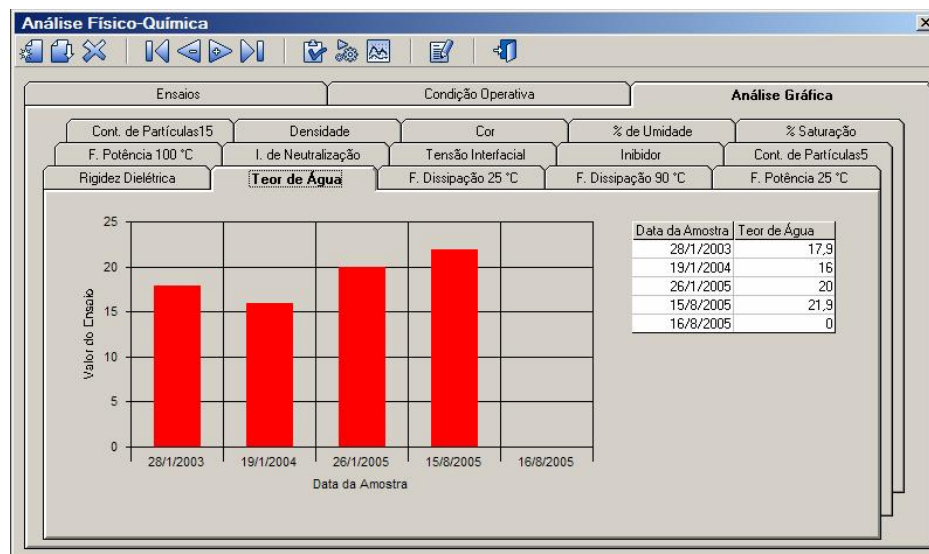


Figura 44 - Análise Gráfica.

- “Relatórios” o sistema permite a geração de relatórios formato *.xls, facilitando a impressão em caso de necessidade de documentar a ocorrência.

3.3.3. Histórico de Manutenção

Aqui serão discutidos aspectos relativos ao cadastro de manutenção de transformadores de potência. Este cadastro, aqui chamado de “Histórico de Manutenção” permite ao gerente de manutenção ter acesso às diversas informações sobre as intervenções ocorridas em um determinado equipamento ou na totalidade dos equipamentos sob sua responsabilidade.

O conhecimento destas informações vai permitir ao gerente de manutenção priorizar, programar e dimensionar futuras intervenções que vão desde o cumprimento do Programa de Manutenção Corretiva, passa pelas atividades de Manutenção Corretiva e vai auxiliar na determinação do fim de vida útil de equipamentos.

A Figura 45 mostra a estrutura da ferramenta “Histórico de Intervenções” com as opções de acesso.

3.3.3.1. Variáveis para Cadastro de Intervenções

A Tabela 34 apresenta a estrutura das informações sobre as intervenções ocorridas em um transformador de potência durante sua vida útil, assim como a Figura 46 mostra os relacionamentos existentes entre a tabela principal “TbIntervenções” e as tabelas auxiliares que compõem o banco de dados e permitem a sua atualização.

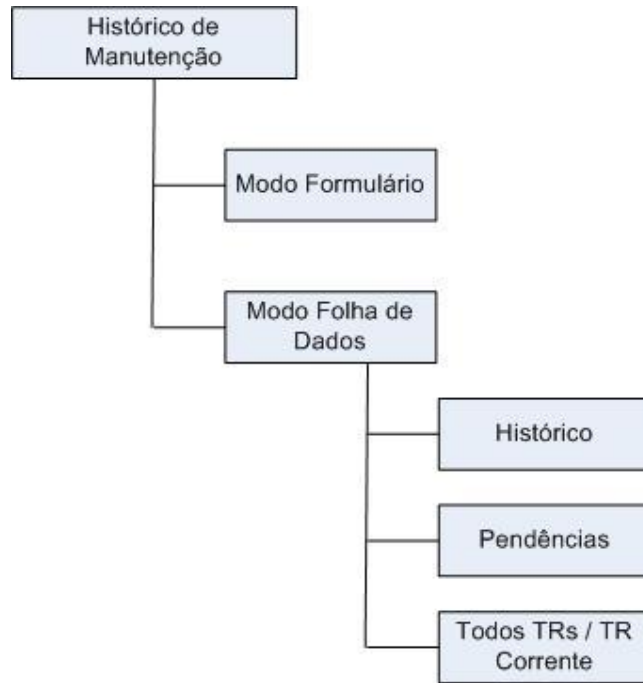


Figura 45 - Diagrama Simplificado.

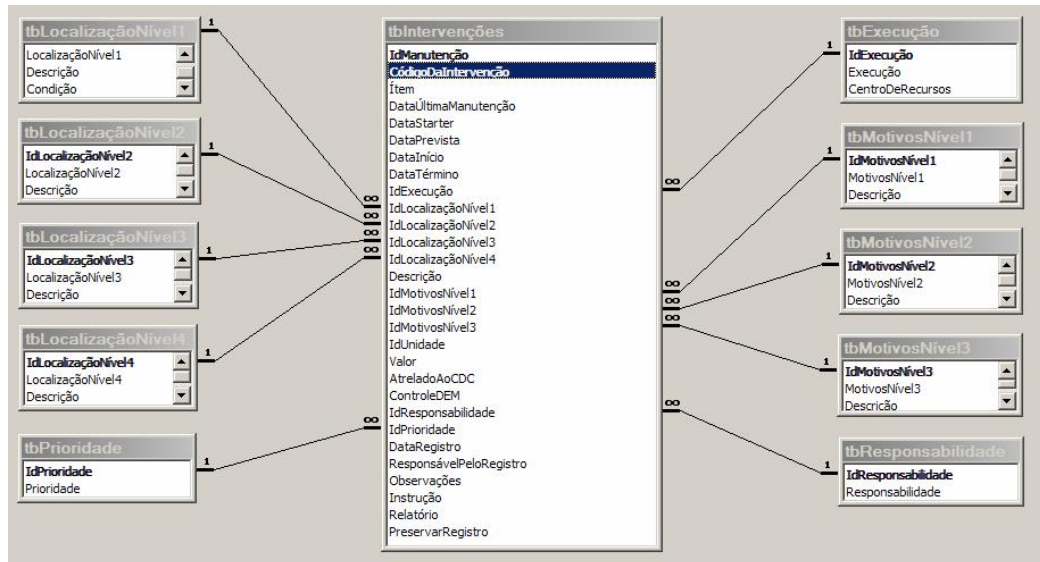


Figura 46 - Relacionamentos "TbIntervenções".

Alguns campos da tabela “TbIntervenções” devem ser esclarecidos para um melhor entendimento da mesma e da utilização correta da ferramenta “Histórico de Manutenção”.

- Localização de Nível 1, 2, 3 e 4 – qualquer atividade ou intervenção em um transformador de potência é planejada e/ou realizada em um componente do mesmo e isto deve ser registrado para que no futuro seja possível realizar estatísticas que permitam o “Gerenciamento da Manutenção” e por consequência da vida útil deste equipamento. No caso, o transformador foi dividido em 08 grandes grupos:
 - Componente
 - Acessórios
 - Buchas
 - Central de Manobra
 - Comutador de Derivação em Carga
 - Parte Ativa
 - Sistema de Refrigeração
 - Tanque Principal

Cada um destes grupos, por sua vez possui sub-divisões, chamadas de nível 2, 3 e 4. Uma tabela com todas as combinações possíveis destas localizações seria muito extensa e foge do escopo desta Dissertação. É possível utilizar como exemplo o cadastro de uma intervenção:

- Descrição: Retirar ponto quente na régua de bornes dos TC's auxiliares para medição de temperatura dos enrolamentos (imagem térmica)
 - Localização de Nível 1: Central de manobra
 - Localização de Nível 2: Circuito de Corrente
 - Localização de Nível 3: TC's Auxiliares
 - Localização de Nível 4: Régua de bornes
- Motivo de Nível 1, 2 e 3 – qualquer atividade ou intervenção em um transformador de potência é planejada e/ou realizada por um determinado motivo que deve ser registrado da mesma forma e pelos mesmos motivos mencionados acima, assim temos:
 - Motivos de Nível 1
 - Manutenção Corretiva
 - Manutenção Preventiva
 - Manutenção Preditiva
 - Estratégico
 - Expansão
 - Motivos de Nível 2
 - Anomalia
 - Defeito

- Falha
- Sistemática
- Motivos de Nível 3
 - Ausente
 - Inadequado
 - Infiltração
 - Oxidado
 - Poluído/Sujo
 - Rompido
 - Saturado
 - Outros

A mesma atividade ou intervenção utilizada para exemplo acima, teria seu registro feito da seguinte forma:

- Motivo de Nível 1: Manutenção Corretiva
- Motivo de Nível 2: Defeito
- Motivo de Nível 3: Ponto Quente

3.3.3.2. Ferramenta Histórico de Manutenção

Aqui serão apresentadas as possibilidades de acesso às informações disponíveis no cadastro de intervenções, neste módulo a totalidade das atividades ou intervenções em transformadores de potência, sejam quais forem os motivos, Manutenção Preventiva, Preditiva, Corretiva, Estratégicas ou de Expansão.

Assim como está disponível no sistema de gerenciamento, as possibilidades ou opções oferecidas pela ferramenta são as seguintes:

- “Modo Formulário” permite consultar, editar, incluir ou excluir uma atividade ou intervenção planejada ou executada em um determinado equipamento cadastrado no sistema.
- “Modo Folha de Dados” permite a consulta às atividades ou intervenções relacionadas ao equipamento em análise. Permite ainda “filtrar” estas atividades ou intervenções da seguinte forma:
 - Histórico: atividades ou intervenções concluídas (com Data de Término registrada)
 - Pendências: atividades ou intervenções pendentes registradas por usuários ou inseridas pelo sistema (com Data de Término não registrada
 - Todos TRs /.TR Corrente: No modo “Folha de Dados” permite a consulta às atividades ou intervenções relacionadas ao transformador em análise ou à totalidade dos transformadores cadastrados no sistema.

A Figura 47 mostra a forma de acesso à ferramenta “Histórico de Manutenção”.

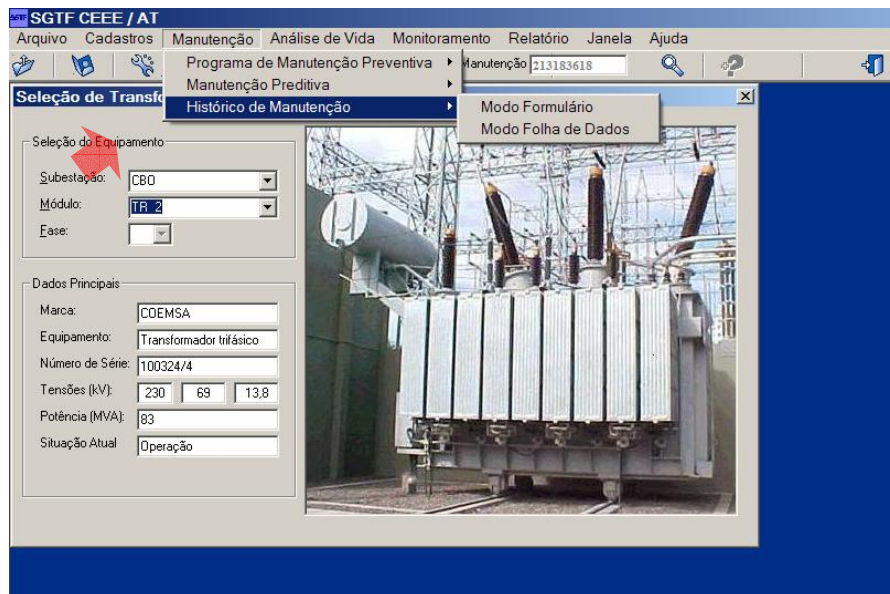


Figura 47 - Ferramenta "Histórico de Manutenção".

3.4. Módulo Avaliação da Vida útil

A ferramenta “Carregamento de Transformadores” foi desenvolvida com o objetivo de disponibilizar ao usuário uma forma rápida de avaliação de um determinado carregamento e os seus efeitos sobre a vida útil do transformador. Permite a sua utilização na operação em tempo real oferecendo ao operador de sistema informações que determinem ou não a aplicação de um determinado carregamento em transformadores do sistema de transmissão da concessionária.

3.4.1. Procedimento de cálculo

Todo o procedimento de cálculo para determinar as elevações de temperatura do óleo, temperatura do ponto mais quente e a perda de vida útil percentual, é o previsto na NBR 5416, edição de julho de 1997 [9].

A Figura 48 apresenta, de forma simplificada, o procedimento de cálculo utilizado, bem como as principais informações de saída desta ferramenta.

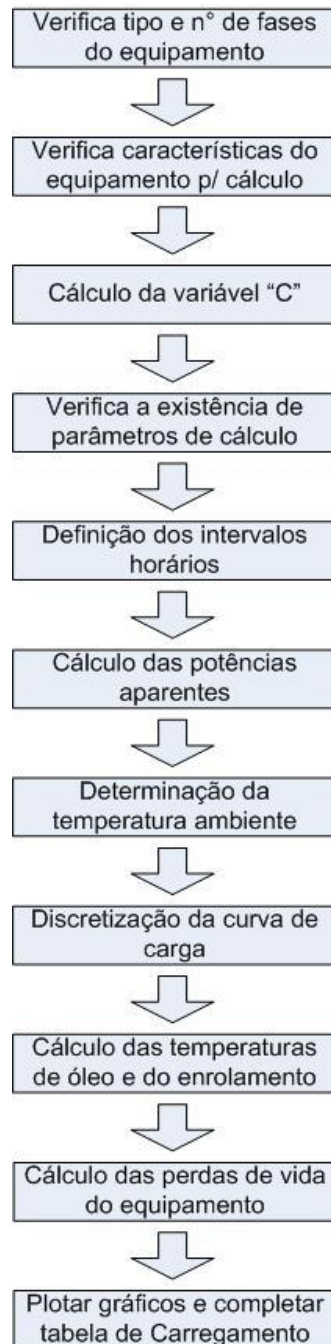


Figura 48 - Diagrama simplificado de cálculo.

3.4.2. Limitações para aplicação de sobrecarga [9]

Para fins de aplicação de carga em transformadores de potência de acordo com os procedimentos da NBR 5416, considerar os limites apresentados na Tabela 23. As temperaturas limites adotadas são as apresentadas na Tabela 23.

Tabela 23 - Cargas máximas admissíveis¹⁵ [9].

| Tipo de carregamento | Transformador ≤ 100 MVA | Transformador > 100 MVA |
|---|-------------------------|-------------------------|
| Normal ¹⁶ | 150 % | 130 % |
| Emergência de longa duração ¹⁷ | 150 % | 130 % |
| Emergência de curta duração ¹⁸ | 150 % | 130 % |
| Nota: Para carregamento superiores aos da tabela, devem-se conhecer as limitações de projeto. | | |

¹⁵ % da corrente nominal

¹⁶ É aquele no qual, em nenhum momento, é excedida a temperatura do topo do óleo ou a do ponto mais quente do enrolamento para a condição normal, mesmo que, em parte do ciclo, seja ultrapassada a corrente nominal.

¹⁷ Este carregamento permite que sejam ultrapassados os limites de temperatura do ciclo de carregamento em condição normal de operação, uma vez que são consideradas saídas prolongadas de unidades transformadoras, por desligamento de algum elemento do sistema.

¹⁸ Este tipo de carregamento envolve condições de maior risco, devendo, portanto, ser utilizado apenas em raras ocasiões. O tempo de operação, nessa condição deve ser menor do que a constante de tempo térmica do transformador e depende da temperatura em operação antes da contingência, não devendo ser maior que 30 min.

Tabela 24 - Temperaturas limites [9].

| Tipos de Carregamento | Classe 55 °C | | Classe 65 °C | |
|-----------------------------|--------------|-------------|--------------|-------------|
| | Óleo | Pt + quente | Óleo | Pt + quente |
| Normal | 95 °C | 105 °C | 105 °C | 120 °C |
| Emergência de longa duração | 105 °C | 120 °C | 110 °C | 130 °C |
| Emergência de curta duração | 95 °C | 130 °C | 110 °C | 140 °C |

3.4.3. Controle das condições operacionais [9]

Como parte do sistema de gerenciamento desenvolvido, esta ferramenta tem a mesma filosofia do sistema no qual está inserida, ou seja, executa os procedimentos de cálculo para um determinado transformador previamente selecionado utilizando as variáveis (características do transformador) registradas na “TbTransformadores” relativas ao equipamento que está sendo utilizado.

Também dentro desta mesma filosofia, é possível, através das diversas ferramentas e aplicativos do sistema, ter acesso aos controles previstos na NBR 5416 [9], quais sejam:

- Ensaio por gás cromatografia – Deve-se considerar condição limitante para procedimentos de carregamento de transformadores a suspeita de falhas incipientes detectados a partir da análise dos gases dissolvidos no óleo.
- Ensaio físico-químico – devem ser considerado, para fins de aplicação segura de carregamento, de acordo com a NBR 5416 [9], em transformadores, os valores de teor de água previstos na Tabela

25. Além disso, para garantir que o envelhecimento da isolação seja predominantemente térmico, considerar os valores estabelecidos na Tabela 26.

Tabela 25 - Valores físico-químicos limites do óleo isolante [9].

| Ensaio | Norma | Óleo em operação | Óleo em operação |
|---|----------------|------------------|------------------|
| | | < 242 kV | ≥ 242 kV |
| Teor de água (ppm) a 60 °C | NBR 7010 [22] | ≤ 35 | ≤ 25 |
| Índice de Neutralização (mgKOH/g) | NBR 14248 [24] | < 0,20 | < 0,15 |
| <p>1) Os valores da tabela foram obtidos da recomendação SCM-019/ELETROBRÁS</p> <p>2) Caso o óleo esteja a uma temperatura diferente de 60 °C, o teor de água deve ser corrigido de acordo com a NBR 5416</p> | | | |

Tabela 26 - Valores limites do óleo isolante e do papel [9].

| Ensaio | Limites |
|-------------------------------------|---------|
| Umidade no papel (% por massa) | < 1 |
| Índice de Neutralização (mg KOH/g) | < 0,1 |
| Teor de O ₂ (ppm) | < 3.000 |

- Características do transformador – os transformadores possuem características que determinam a capacidade de seu carregamento:
 - Classe do transformador (55 ou 65 °C)
 - Corrente nominal

- Tensão Nominal
 - Massa da parte ativa
 - Volume de óleo
 - Perdas em carga (perdas binárias para transformadores com mais de dois enrolamentos)
 - Perdas em vazio
 - Elevação da temperatura no topo do óleo sob carga nominal à temperatura ambiente
 - Elevação da temperatura média do enrolamento sob carga nominal em relação à do topo do óleo
 - Constante de tempo térmica do transformador
 - Método de resfriamento
 - Tipo do sistema de preservação do óleo
- Teor de água dos enrolamentos – A umidade, além de reduzir a resistência de isolamento, é um fator limitante ao carregamento, devido à possibilidade de formação de bolhas no óleo do transformador. Ver Tabela 26.

Tabela 27 - Limites do teor de água no papel isolante¹⁹[9].

| Norma do ensaio | < 242 kV | ≥ 242 kV |
|-----------------|----------|----------|
| ASTM D 3277 | 2 | 1,5 |

- Formação de bolhas – As temperaturas elevadas do enrolamento, as variações abruptas da carga ou da pressão atmosférica combinadas com valores superiores aos limites estabelecidos na NBR 5416 [9] apresentados na Tabelas 22, 23, 24, 25 e 26, podem ocasionar a formação de bolhas, aumentando o risco de falha no equipamento.

3.4.4. Opções da Ferramenta

É necessário, neste momento, definir dois conceitos utilizados pelo grupo de pesquisadores para perda de vida em um determinado período de tempo:

- **Perda de vida nominal** – é a perda de vida percentual de um equipamento tendo em vista a sua vida esperada, no caso de transformadores de potência, quarenta (40) anos.
- **Perda de vida acumulada** – é a perda de vida percentual de um equipamento tendo em vista o carregamento que está sendo aplicado ou projetado.

As opções oferecidas pela ferramenta são duas, a primeira permite ao usuário escolher entre utilizar para o cálculo das temperaturas e da perda de

¹⁹ % em massa

vida os parâmetros da NBR 5416, Tabelas A1 e A2, mais conservadores, ou os parâmetros existentes no cadastro deste transformador.

A segunda opção é a de aplicar um “Fator de Multiplicação” sobre o carregamento que está sendo estudado. Este procedimento, feito a partir de dados de carregamento em tempo real (on-line), vai permitir a projeção de um carregamento com perfil idêntico ao da curva real e identificação das temperaturas e perdas de vida calculados para esta situação. Esta opção poderá ser melhor avaliada observando-se a Tabela 28.

Os carregamentos projetados e visualizados na Tabela 28 foram calculados a partir da curva de carga mostrada na Figura 49, tomadas do TR 2 da SE CBO em 29 de julho de 2007.

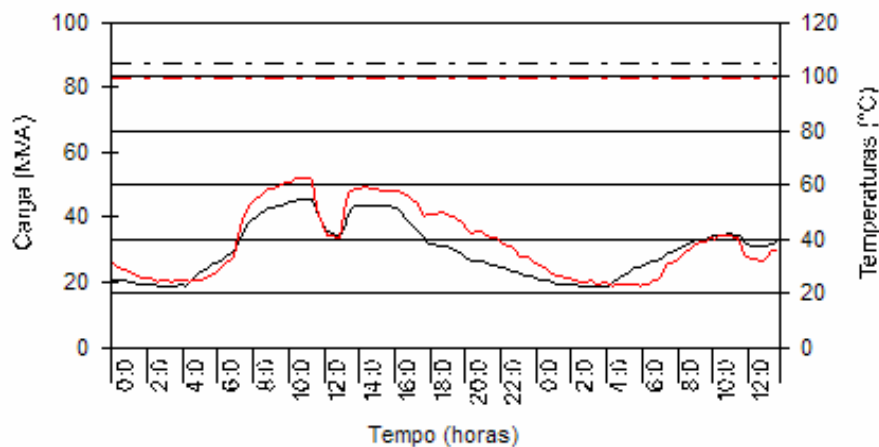


Figura 49 - Curva de Carga TR 2 – SE CBO, 29/07/2006.

Embora transformadores de potência tenham uma elevada disponibilidade, podem ocorrer contingências onde uma unidade transformadora fique fora de operação por falha ou necessidade de manutenção programada. Nestes casos há a necessidade de remanejamento de cargas, onde este recurso vai permitir uma melhor avaliação sobre a aplicação de um determinado carregamento em um transformador do sistema.

Tabela 28 - Curvas de Perda de Vida Nominal e Acumulada

| Valores Máximos | Gráficos de Perda de Vida (%) |
|--|---------------------------------|
| $FM^{20} = 1,0$ $P_{\text{máx}}^{21} = 51,94 \text{ MVA}$ $\Delta t_{\text{máx}}^{22} = 19,58 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta t_{\text{máx}}^{23} = 13,23 \text{ }^\circ\text{C}$ | |
| $FM = 1,5$ $P_{\text{máx}} = 77,91 \text{ MVA}$ $\Delta t_{\text{máx}} = 33,68 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta t_{\text{máx}} = 25,30 \text{ }^\circ\text{C}$ | |
| $FM = 1,75$ $P_{\text{máx}} = 90,89 \text{ MVA}$ $\Delta t_{\text{máx}} = 42,48 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta t_{\text{máx}} = 32,38 \text{ }^\circ\text{C}$ | |
| <p>— - Perda de Vida Nominal</p> <p>— - Perda de Vida Acumulada</p> | |

²⁰ Fator de Multiplicação do carregamento.

²¹ Potência aparente máxima, para o período estudado.

²² Elevação da temperatura do óleo sobre a ambiente, para o período estudado.

²³ Elevação da temperatura do enrolamento sobre o óleo, para o período estudado.

3.5. Módulo de Monitoramento

Os recursos tecnológicos disponíveis atualmente, sejam de informática, que disponibilizam informações de forma instantânea e global, ou o desenvolvimento de sensores que permitem a medição grandezas até há pouco obtidas somente através de ensaios em laboratórios especializados, nos permitem o monitoramento on-line de equipamentos ou instalações. No caso específico de transformadores de potência, é possível monitorar hoje em tempo real, grandezas como temperaturas do óleo, enrolamentos e ambiente, gases dissolvidos no óleo, umidade do óleo, pressão e vibração no tanque, fator de perdas dielétricas e capacitância de buchas condensivas e torque no eixo de acionamento do comutador de derivação em carga.

O objetivo de sistemas de monitoramento é detectar, da forma mais rápida possível, quaisquer anormalidades no transformador em operação que possam levá-lo à falha ou causar indisponibilidades, possibilitando o armazenando organizado destas informações, que em conjunto com outras, como cadastro e histórico de intervenções, vão permitir o gerenciamento da vida útil deste equipamento.

Para implantação do Projeto Piloto de Monitoramento, vinculado ao Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento já mencionado, foi escolhido para instalação deste sistema o Transformador 2 da Subestação de Campo Bom (TR 2 – SE CBO), pertencente ao sistema CEEE / AT. Esta escolha foi feita tendo em vista principalmente as características do sistema de supervisão já instalado nesta subestação e a facilidade de comunicação através de rede corporativa.

A Figura 50 e a Figura 51, localizam a instalação selecionada para implantação do projeto piloto de monitoramento no sistema de Transmissão da CEEE.

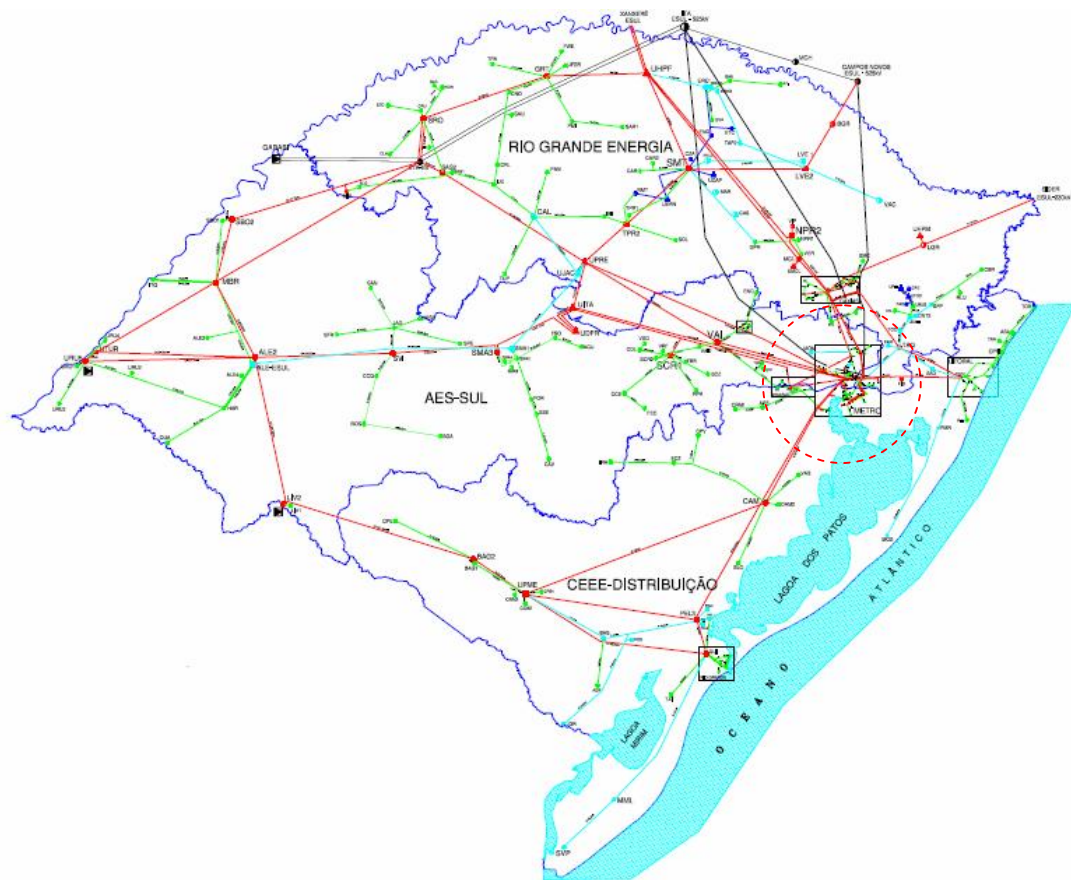


Figura 50 – Mapa Elétrico e Geográfico / RS [42].

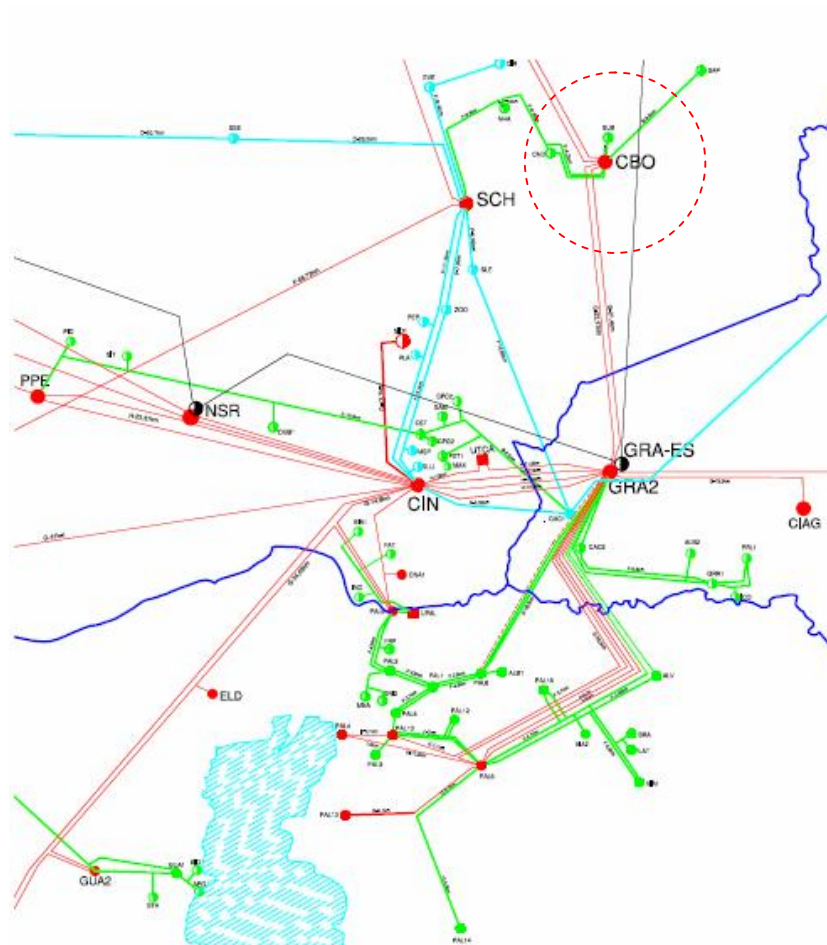


Figura 51 - Mapa Elétrico e Geográfico / Região Metropolitana [42].

A Figura 52 localiza o equipamento selecionado na Subestação de Campo Bom, a Tabela 29, apresenta as principais características da subestação e transformador selecionados.

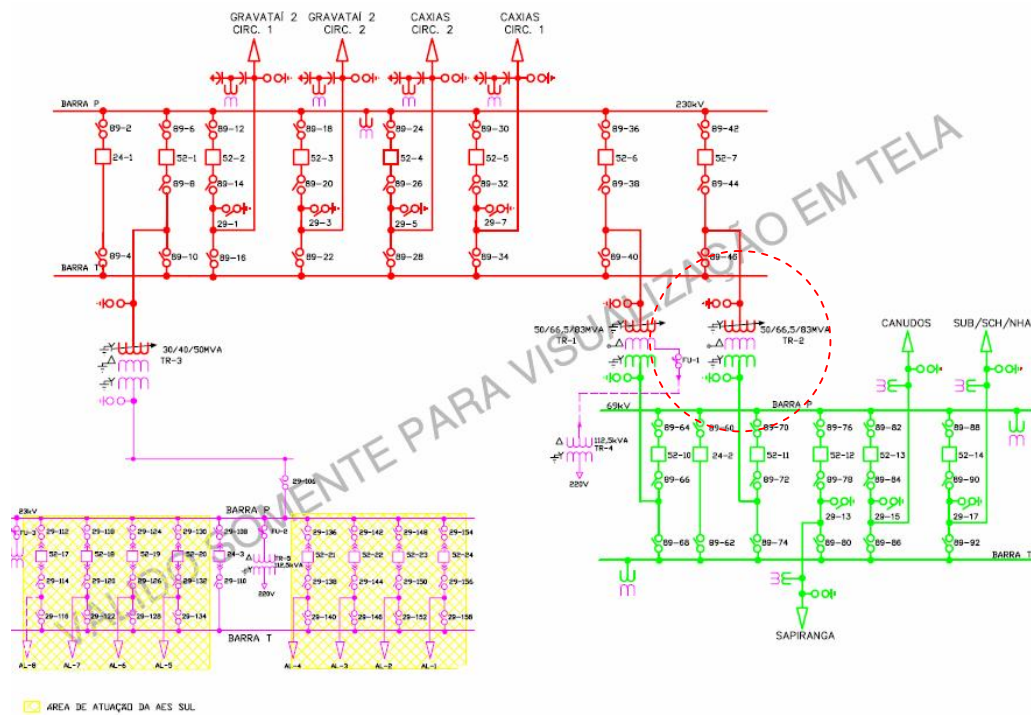


Figura 52 - Diagrama de Operação SE CBO [42].

Tabela 29 - Características da Instalação e Equipamentos [42].

| Subestação | |
|--|-------------------------------|
| Nome | Subestação Campo Bom – SE CBO |
| Localização | Campo Bom / RS |
| Módulos de LT ²⁴ (230 kV) | 04 |
| Módulos de LT (69 kV) | 03 |
| Módulos de AL ²⁵ (23 kV) | 08 |

²⁴ LT – Linha de Transmissão

²⁵ AL Alimentadores de Distribuição

| | |
|---------------------------------|--|
| Módulos de TR ²⁶ | 02 – 230/69 kV (83 MVA) 01 – 230/23 kV (50 MVA) |
| Transformador | |
| Módulo | Transformador 2 – TR 2 |
| Marca | CoEmSA |
| N° de série | 100.324/4 |
| Ano de fabricação | 1986 |
| Potências | AT: 50/66,5/83 MVA MT: 50/66,5/83 MVA BT: 18/24/30 MVA |
| Tensões | AT: 230 ± 8 x 1,875 % kV MT: 69 kV BT 13,8 kV |
| Ligações | |
| Sistema de resfriamento | ONAN / ONAF I / ONAF II |
| Comutador de derivação em carga | Marca MR, tipo MIII 300 |
| Buchas de 230 kV | Marca SACE, tipo Wtxf, 300 A |
| Buchas de 69 kV | Marca SACE, tipo Wtxf, 800 A |

²⁶ TR - Transformador

A Figura 52 apresenta a estrutura da ferramenta de monitoramento com as suas principais opções.

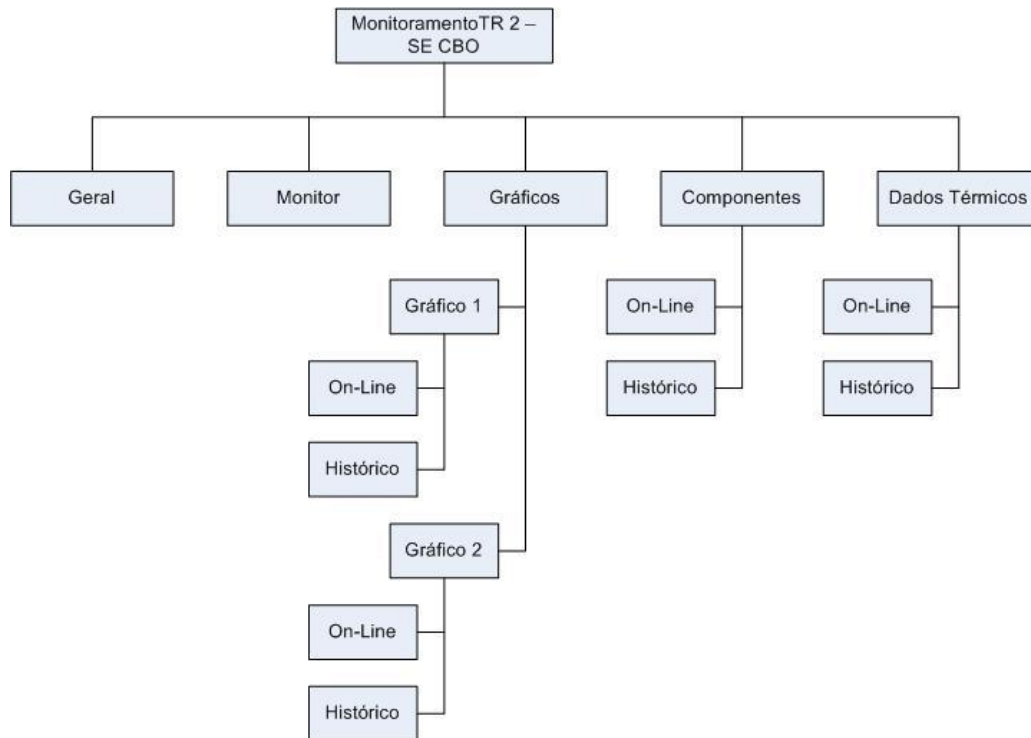


Figura 53 - Diagrama Simplificado Monitoramento.

3.5.1. Variáveis de Monitoramento

A seleção das variáveis de monitoramento levou em conta o montante de recursos disponíveis no Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento ao qual está vinculado, bem como a realidade da concessionária, já que este Projeto Piloto serviria de base para futuras especificações de transformadores, o que efetivamente ocorreu. Considere-se também que o transformador selecionado já dispunha de um conjunto de variáveis e parâmetros monitorados e disponíveis no sistema de supervisão da concessionária.

Também aqui, em função da diversidade e do número de variáveis a serem monitoradas, ficou clara a necessidade da divisão destas em grupos,

de acordo com a sua natureza e/ou origem. Assim para compor o sistema de monitoramento, foram selecionadas as seguintes variáveis:

- **Grupo 1** – Grandezas Elétricas: Tensão de AT, MT e BT, Potência Ativa de AT, MT e BT, Potência Reativa de AT, MT, BT, Potência Aparente de AT, MT e BT, Potência Ativa de AT, MT e BT, Corrente de AT, MT, BT e Freqüência.
- **Grupo 2** – Temperaturas: Temperatura do óleo, Temperatura do enrolamento de AT, MT e BT, Temperatura do óleo do Comutador de derivação em carga, Temperatura ambiente, Falha do monitor de temperatura MT 1, Temperatura de óleo radiador superior (entrada) e inferior (saída), Falha do monitor de temperatura MT 2.
- **Grupo 3** – Dados Meteorológicos: Temperatura ambiente, Umidade relativa do ar, Velocidade do vento, Direção do vento, Radiação solar, Índice de precipitação pluviométrica.
- **Grupo 4** – Monitoramento do óleo: Teor de hidrogênio, Alarme de hidrogênio nível 1, Alarme de hidrogênio nível 2, Água dissolvida no óleo, Alarme de água, Somatório de combustíveis, Alarme de combustíveis nível 1 (high), Alarme de combustíveis nível 2 (high - high), Falha monitor de gases combustíveis MH 2.
- **Grupo 5** – Monitoramento das buchas: Alarme de alerta, Alarme de perigo, Informação, Auto-monitoramento MBC.
- **Grupo 6** – Ventilação Forçada: Ventilação Forçada “Desligada”, Ventilação Forçada “1º estágio ligado”, Ventilação Forçada “1º estágio ligado”, Ventilação Forçada “Falha”.
- **Grupo 7** – Proteções de máquina: Relé de gás “Alarme” e “Desligamento”, Temperatura do óleo “Alarme” e “Desligamento”,

Temperatura do enrolamento “Alarme” e “Desligamento”, Relé de fluxo “Desligamento”, Válvula de alívio “Desligamento”, Nível de óleo do transformador “Nível Máximo” e “Nível Mínimo”, Nível de óleo CDC “Nível Máximo” e “Nível Mínimo”.

- **Grupo 8** – Monitoramento do CDC: Indicação de posição, Número de operações, Falha acionamento motorizado, Pressão máxima filtro CDC, Falha filtro do CDC.
- **Grupo 9** – Proteções Elétricas: Diferencial instantâneo (87N), diferencial restritivo (87U), Sobre-corrente instantâneo AT fase A (50A), fase B (50B), fase C (50C), neutro (50N), Sobre-corrente temporizado AT fase A (51A), fase B (51B), fase C (51C), neutro (51N), Sobre-corrente temporizado BT).

A Tabela 35 – Variáveis de monitoramento, em anexo, apresenta as variáveis que compõe o sistema desenvolvido, indicando a forma de obtenção e a saída no caso de sensores instalados no corpo do transformador, para cada uma das variáveis selecionadas.

3.5.2. Sensores para Monitoramento

A partir das variáveis selecionadas para monitoramento, foram especificados, adquiridos e instalados diversos sensores no corpo do transformador com o objetivo de obter os valores correspondentes às variáveis selecionadas. Abaixo, estão caracterizados os diversos sensores utilizados.

Monitor de Temperatura 1 – MT 1 [43]

- Aplicação: Monitorar temperatura do óleo, temperatura dos enrolamentos, temperatura do óleo do CDC e temperatura ambiente.

Acionamento da ventilação forçada e ativar as funções de alarme e desligamento por temperatura do óleo e dos enrolamentos (26 e 49).

- Identificação: Monitor de Temperatura TBMT200
- Fabricante: Toshiba do Brasil
- Método de Medição:
 - Temperatura do Óleo: Termo-resistência
 - Temperatura do Enrolamento: Cálculo
 - Corrente de Carga: Transformador de Corrente
- Faixa de Medição:
 - Temperatura do Óleo: 0 – 150 °C +/- 1 °C
 - Temperatura do Enrolamento: 0 – 150 °C +/- 1 °C
 - Corrente de Carga: 0 – 200 %
- Entradas:
 - Correntes: 0 – 5 A
 - Auxiliar: 4 – 20 mA
 - Sensores: 03 Termo-resistências PT 100 (óleo, ambiente e CDC)
- Saídas:

- Temperatura do Óleo
 - 01 saída analógica de 4 – 20 mA
 - 02 contatos programáveis para alarme e desligamento por temperatura de óleo
- Temperatura dos Enrolamentos
 - 03 saídas analógicas de 4 – 20 mA
 - 04 contatos programáveis para acionamento da ventilação forçada, alarme e desligamento por temperatura dos enrolamentos
- Temperatura do Comutador
 - 01 saída analógica de 4 – 20 mA
- Temperatura Ambiente
 - 01 saída analógica de 4 – 20 mA
- Comunicação: RS 232 ou RS 485

Monitor de Temperatura 2 – **MT 2 [44]**

- Aplicação: Monitorar as temperaturas de óleo na entrada e saída dos radiadores.
- Identificação: Monitor de Temperatura DTM
- Fabricante: Tree Tech Sistemas Digitais

- Método de Medição: Termo-resistência
- Faixa de Medição: 0 – 150 °C
- Entradas: Termo-resistência PT 100
- Saídas:
 - 01 saída serial RS 485
 - 03 contatos (alarme, desligamento e resfriamento)
- Comunicação: RS 485 – Protocolo ModBus RTU

Monitor de Hidrogênio e Água Dissolvidos no Óleo – **MH 1 [45]**

- Aplicação: Monitorar o hidrogênio e a água dissolvidos no óleo, acionando alarmes de nível 1 e 2 para concentrações pré-estabelecidas.
- Identificação: Dissolved Hydrogen and Water Monitor - Calisto
- Fabricante: Morgan Schaffer Systems Inc.
- Método de Medição:
 - Hidrogênio dissolvido no óleo: Extração do gás através de fibras de politetrafluoretileno imersas no óleo, detecção por células TCD[®].
 - Água dissolvida no óleo: Sensor de película capacitivo imerso diretamente na circulação de óleo.

- Circulação de óleo através de bomba solenóide com vazão de 30 – 240 ml/min. Condicionamento do óleo através de trocadores de calor e termo-resistência de 40 W controladas eletronicamente.
- Faixa de Medição:
 - Hidrogênio dissolvido no óleo: 0 – 50000 ppm
 - Água dissolvida no óleo: 0 – 100 % RS a 25 °C
- Saídas:
 - Hidrogênio Dissolvido no Óleo
 - 01 saída analógica de 4 – 20 mA
 - 02 contatos NO/NC programáveis para 02 níveis de hidrogênio dissolvido no óleo
 - Água Dissolvida no Óleo
 - 01 saída analógica de 4 – 20 mA
 - 01 contato NO/NC programável para 01 nível de água dissolvida no óleo
 - Comunicação: RS 232 ou RS 485

Monitor de Gases Combustíveis Dissolvidos no Óleo – **MH 2 [46]**

- Aplicação: Monitorar um somatório de gases combustíveis dissolvidos no óleo, acionando alarmes de nível 1 e 2 para concentrações pré-estabelecidas.

- Identificação: On-Line Monitoring of Transformer Key-Fault Gases – Hydran[®] 201R Model i
- Fabricante: GE Energy Services
- Método de Medição: Sensor: membrana permeável e sensível a gases combustíveis (H₂, CO, C₂H₂ e C₂H₄) em contato com o óleo isolante.
- Faixa de Medição:
 - Escala: 0 – 2000 ppm +/- 10 %
 - Sensibilidade
 - H₂: 100 % da concentração
 - CO: 18 ± 3 % da concentração
 - C₂H₂: 8 ± 2 % da concentração
 - C₂H₄: 1.5 ± 0.5 % da concentração
- Saídas:
 - 01 saída analógica de 4 – 20 mA
 - 02 contatos NO/NC programáveis para 02 níveis de gases combustíveis dissolvido no óleo

Comunicação: RS 232

Dispositivo Inteligente de Diagnóstico para Buchas – **MBC [47]**

- Aplicação: Monitorar a condição de buchas capacitivas, acionando alarmes de nível 1, 2 e 3 (Informação, Alerta e Perigo).
- Identificação: Intelligent Diagnostic Devices - IDD
- Fabricante: Doble Engineering Company.
- Método de Medição: O IDD mede o sinal de corrente obtido no tap capacitivo da bucha. A condição da bucha é avaliada pela soma vetorial das correntes de fuga obtidas sempre de um sistema trifásico.
- Faixa de Medição: Corrente de entrada de 0 - 100mA
- Saídas: 04 contatos NO/NC de saída para níveis de ação (ACTION ALERT!), perigo (WARNING ALERT!) informação (INFORMATION ALERT!) e auto-monitoramento (Self Monitoring)
- Comunicação:
 - Local: RS 232
 - Remota: Ethernet TCP/IP

3.5.3. Interligação dos Sensores e Arquitetura do Sistema

Como mencionado anteriormente, este sistema foi desenvolvido para instalação em um transformador em operação no sistema de transmissão da concessionária, também foi estabelecido que a comunicação entre os sensores instalados no TR 2 da SE CBO, seria feita através do sistema de supervisão existente. Desta forma, a instalação de monitor de temperatura (MH 1), por exemplo, deveria preservar as funções originais dos termômetros de óleo e imagem térmica existentes no transformador.

A interligação dos sensores e equipamentos que compõem o sistema desenvolvido está representada na Figura 54 que apresenta de uma forma geral e esquemática a disposição destes equipamentos no transformador existente. A arquitetura do sistema de monitoramento e sua inserção nos sistemas existentes na CEEE estão representados na Figura 55.

Cada um dos sensores possui a sua forma própria de comunicação e acesso às grandezas monitoradas. A característica comum à maior parte dos sensores são as saídas analógicas (4 – 20 mA) e digitais (contatos NO/NC) que foi a forma selecionada para compor o sistema de monitoramento. As grandezas representadas por estas saídas, chamadas de “variáveis” nesta Dissertação, são concentradas em um controlador lógico programável (PLC), instalado junto ao transformador e indicado na Figura 54 e na Figura 55.

As alterações necessárias no sistema de supervisão em funcionamento na SE CBO, assim como a aquisição dos equipamentos de comunicação, atendendo pedido dos responsáveis pela área de supervisão da concessionária, foram feitas junto à empresa responsável pelo projeto e fornecimento daquela instalação.

Abaixo, estão caracterizados os equipamentos de comunicação utilizados no sistema, instalados junto ao transformador e na estação remota da SE CBO.

A inserção do sistema de monitoramento desenvolvido no sistema de supervisão e informação da CEEE / AT está representada, também de forma esquemática, na Figura 54.

Controlador Lógico Programável – PLC [48]

- Aplicação : Coletar, concentrar e transmitir sinais obtidos dos sensores instalados no transformador para a unidade de transmissão remota da subestação.
- Identificação: Controlador Programável GP 3011/FFR
- Fabricante: BCM Automação
- Entradas:
 - 32 entradas analógicas 4 - 20 mA
 - 32 entradas digitais 125Vcc
 - 1 canal de comunicação RS485 Modbus RTU
- Saídas: RS 232 Modbus

Conversor Óptico – **COP [49]**

- Aplicação: Converter uma interface de comunicação serial com sinais padrão RS232 para conexão (link) bidirecional com Fibra Óptica multimodo.
- Identificação: Módulo conversor BCM516
- Fabricante: BCM Automação

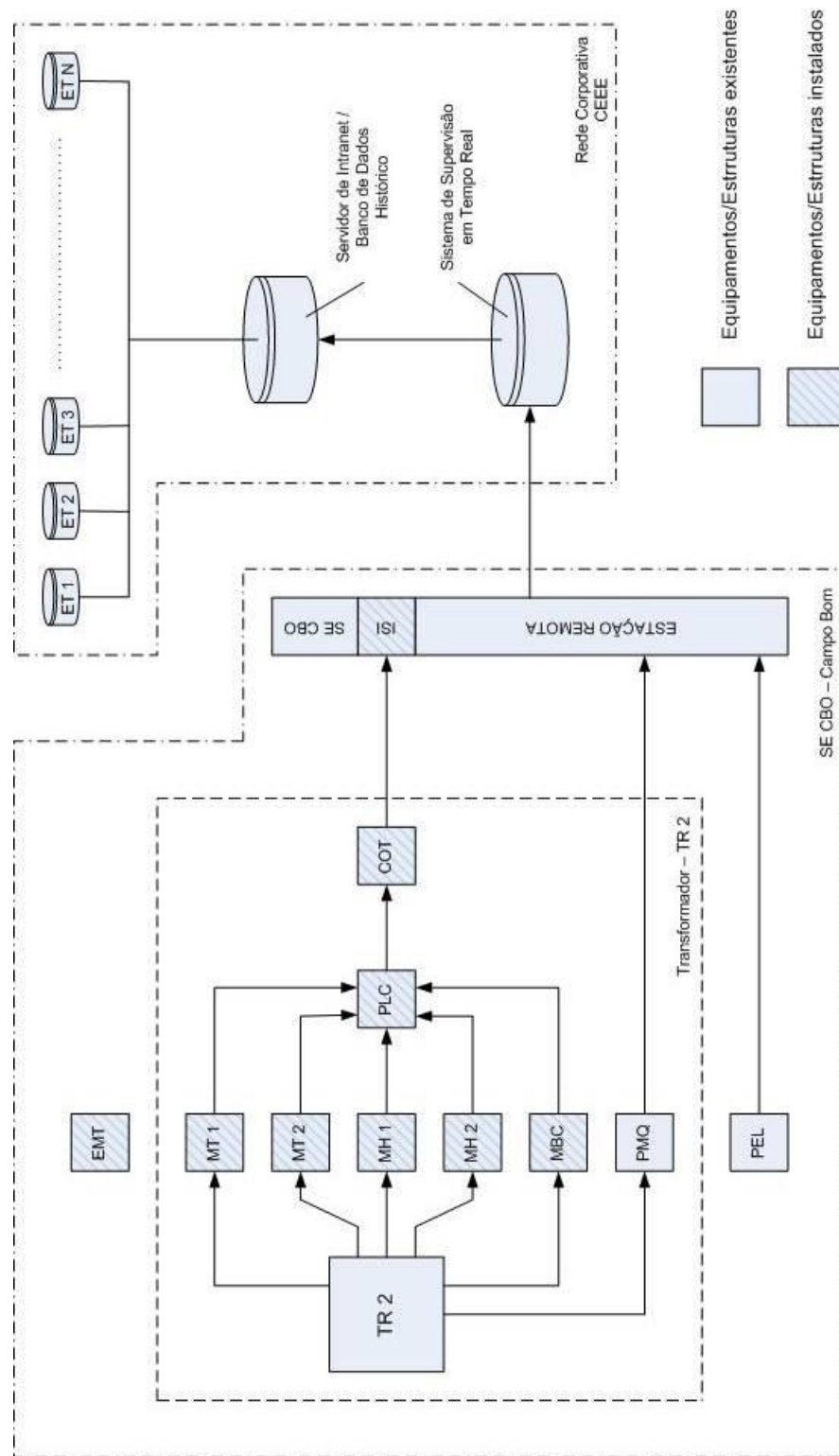


Figura 54 - Arquitetura do Sistema de Monitoramento

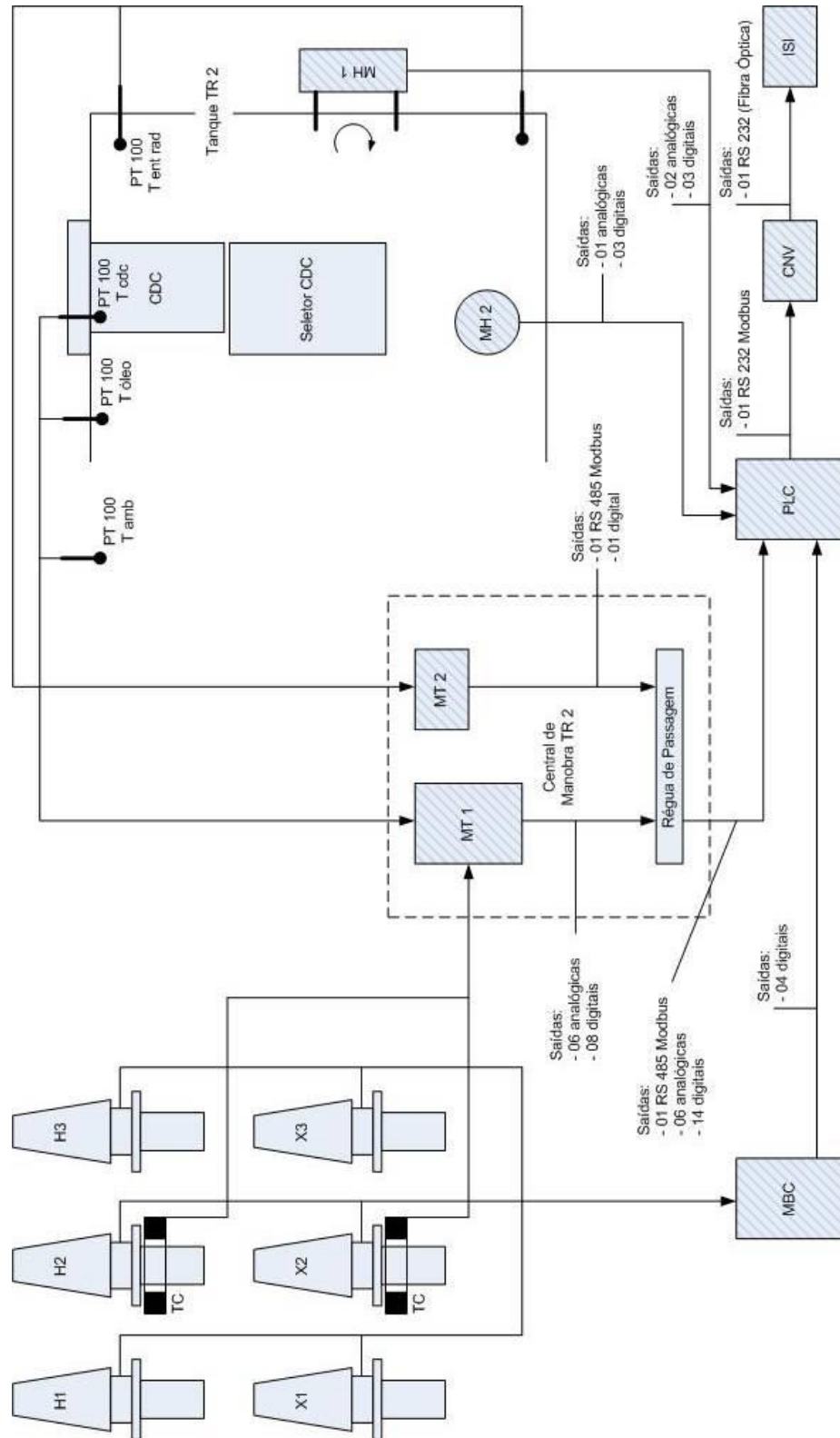


Figura 55 - Diagrama de Interligação dos Equipamentos

3.5.4. Instalação do Sistema

A instalação dos sensores no transformador e dos outros equipamentos referentes à implantação do sistema foram feitas com o transformador em operação e em 02 desligamentos programados para o módulo TR 2 da SE CBO. Também foi necessária, para instalação dos equipamentos e do software que insere os “novos pontos” no sistema de supervisão, uma interrupção neste sistema.

3.5.5. Opções da Ferramenta

Aqui serão apresentadas as possibilidades de acesso às informações obtidas pelo sistema desenvolvido. As opções oferecidas pela ferramenta são as seguintes:

Na barra de ferramentas

- “Definir Base de Tempo para Monitoramento” permite a seleção do intervalo de tempo (15 segundos, 01 minuto ou 15 minutos) no qual as grandezas ou variáveis disponíveis serão apresentadas.
- “Opções de Gráfico” permite a definição de ferramentas de plotagem como indicação de valores máximos, médios ou mínimos das grandezas ou variáveis selecionadas para plotagem.
- “Exportar Dados para o Microsoft Excel” permite exportar para uma planilha de dados, os valores das grandezas ou variáveis selecionadas para plotagem.
- “Seleção de Variáveis para Plotagem” permite a seleção das grandezas ou variáveis disponíveis para plotagem no sistema na base de tempo escolhida.

Pela seleção de guias

- “Geral” padrão do sistema apresenta as principais grandezas ou variáveis disponíveis no sistema de monitoramento, conforme mostra a Figura 56.

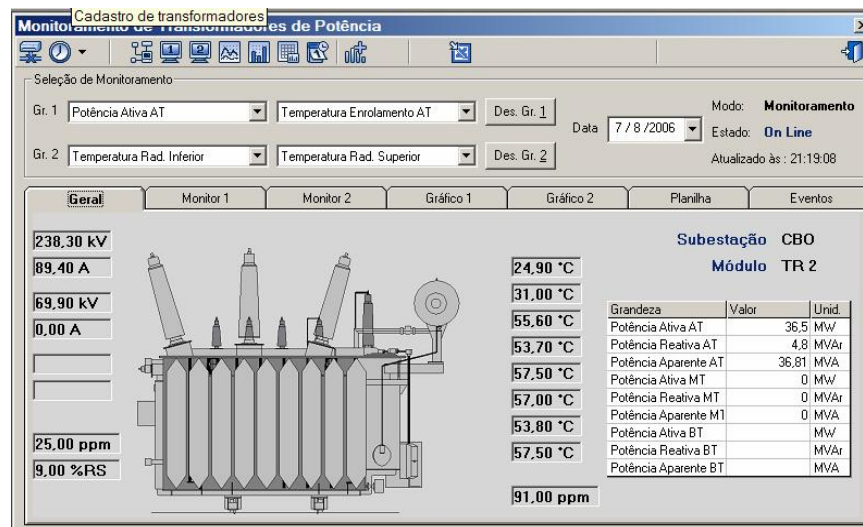


Figura 56 - Guia "Geral" da Ferramenta de Monitoramento.

- “Monitor 1” e “Monitor 2” apresentam de formas distintas grandezas ou variáveis monitoradas, bem como o status dos alarmes disponíveis no sistema, conforme mostram a Figura 57 e a Figura 58.
- Gráfico 1” e “Gráfico 2” neste guia é possível visualizar as grandezas ou variáveis selecionadas na forma gráfica, no intervalo de tempo e com as opções de gráficos selecionados. Na Figura 59 é possível visualizar esta opção.

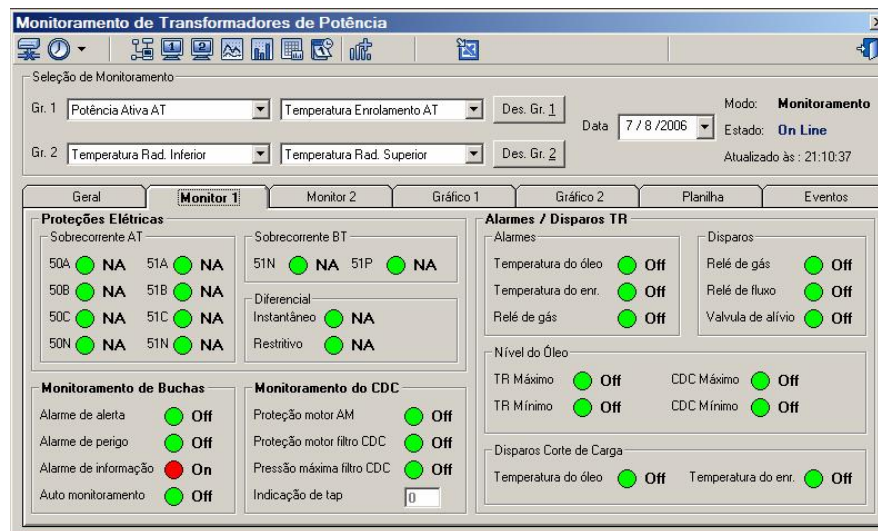


Figura 57 - Monitor 1.

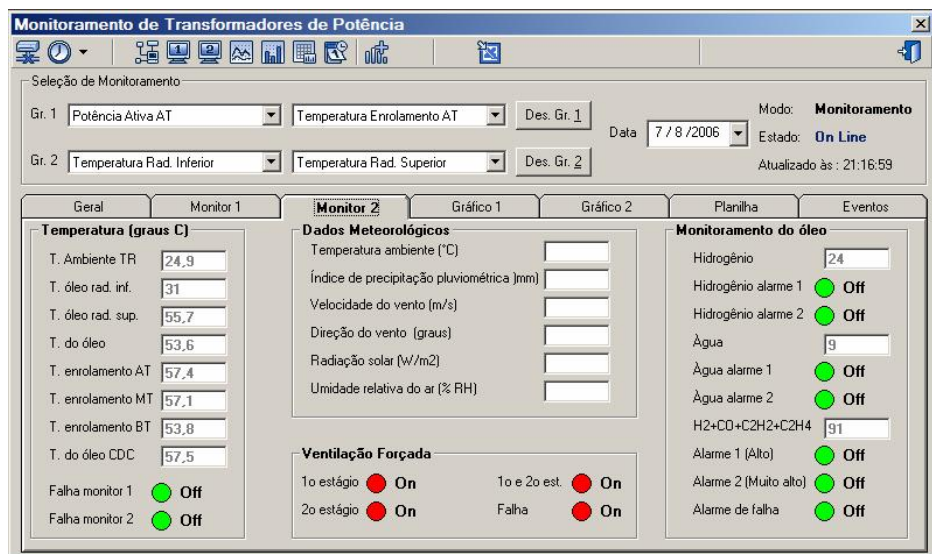


Figura 58 - Monitor 2.

- “Planilha” permite visualizar as grandezas ou variáveis selecionadas, dados que serão exportados quando utilizado o comando “Exportar Dados para o Microsoft Excel”, conforme mostra Figura 60.
- “Eventos” permite o acesso a todas as mudanças de status dos alarmes dos sensores instalados, das proteções de máquina, das

proteções elétricas, correspondentes às variáveis ou grandezas disponíveis no sistema de monitoramento. Como padrão, o sistema apresenta os eventos ocorridos na data corrente com alternativa de consulta a dados históricos.

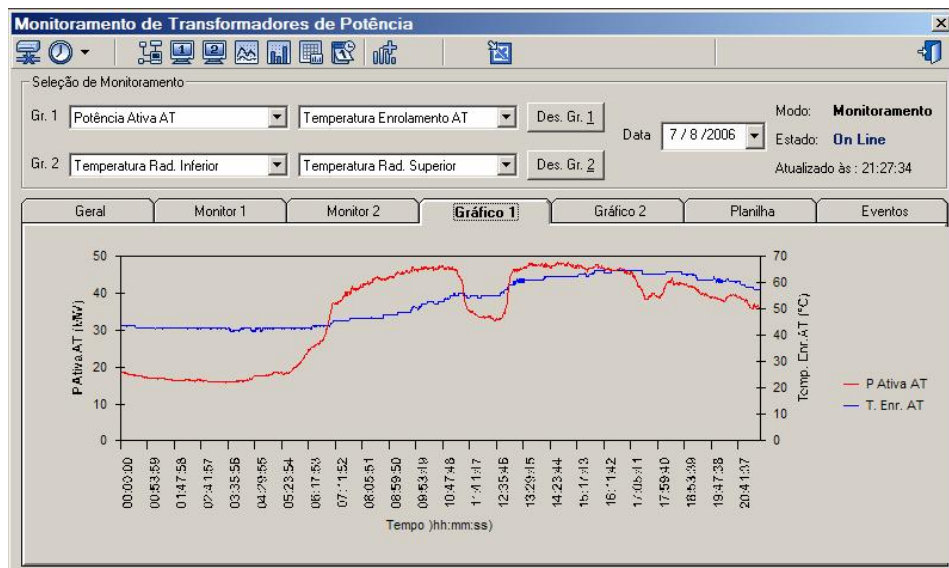


Figura 59 - Opção Gráfica do Sistema de Monitoramento.

| Hora | P Ativa AT (MW) | Temp. Enr. AT (°C) | Hora | Temp. Rad. Inf (°C) | Temp. Rad. Sup (°C) |
|----------|-----------------|--------------------|----------|---------------------|---------------------|
| 05:17:45 | 18,40 | 42,70 | 12:10:00 | 30,00 | 52,00 |
| 05:18:26 | 18,30 | 42,70 | 12:11:00 | 30,00 | 52,00 |
| 05:19:07 | 18,30 | 42,72 | 12:12:00 | 30,00 | 52,20 |
| 05:19:48 | 18,30 | 42,80 | 12:13:00 | 30,00 | 52,30 |
| 05:20:29 | 18,40 | 42,72 | 12:14:00 | 30,00 | 52,30 |
| 05:21:10 | 18,50 | 42,73 | 12:15:00 | 30,10 | 52,30 |
| 05:21:51 | 18,50 | 42,80 | 12:16:00 | 30,20 | 52,30 |
| 05:22:32 | 18,50 | 42,71 | 12:17:00 | 30,20 | 52,30 |
| 05:23:13 | 18,50 | 42,74 | 12:18:00 | 30,20 | 52,50 |
| 05:23:54 | 18,50 | 42,80 | 12:19:00 | 30,20 | 52,50 |
| 05:24:35 | 18,50 | 42,60 | 12:20:00 | 30,40 | 52,50 |
| 05:25:16 | 18,37 | 42,65 | 12:21:00 | 30,50 | 52,50 |
| 05:25:57 | 18,03 | 42,70 | 12:22:00 | 30,50 | 52,50 |
| 05:26:38 | 17,87 | 42,70 | 12:23:00 | 30,60 | 52,50 |
| 05:27:19 | 17,93 | 42,70 | 12:24:00 | 30,70 | 52,50 |

Figura 60 – Planilha.

4. RESULTADOS OBTIDOS

Dentre os resultados alcançados pelo Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento ao qual esta Dissertação esta vinculada, pode-se, citar alguns considerados mais relevantes:

1. Implantação do Sistema de Gerenciamento de Transformadores – SGTF CEEE / AT, que entre outros benefícios permitiu:
 - a. Ampla revisão dos dados de cadastro dos transformadores pertencentes a Área de Transmissão da CEEE.
 - b. Obter de forma rápida e segura dados confiáveis sobre transformadores de potência instalados no Sistema de Transmissão da CEEE.
 - c. Identificar falhas em transformadores em operação como no caso do TR 1, Fase A, SE CAX 2, relatado no item 3.2.2.1 desta Dissertação, pela utilização da ferramenta de Análise Cromatográfica.
 - d. Identificar a necessidade de regeneração de óleo no AT 1, Fase A, SE CIN, relatado no item 3.2.2.2 desta Dissertação, pela utilização da Ferramenta de Análise Físico-Química.
2. Implantação de um sistema de monitoramento, integrado ao SGTF CEEE / AT, no TR 2, SE CBO, que permitiu:

- a. O conhecimento de novas e importantes tecnologias pelos profissionais envolvidos no Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento.
- b. Ampla discussão sobre custo versus benefício da utilização de diversos tipos de sensores, com definição de utilização em projetos futuros.
- c. Incluir alterações nas especificações técnicas de novos equipamentos e instalações de maneira a contemplar o monitoramento on-line de algumas variáveis.
- d. Tabulação de diversas grandezas (variáveis) que no futuro vão permitir a identificação de falhas ou anormalidades no rendimento da refrigeração ou funcionamento do comutador de derivação em carga, por exemplo.
- e. Integração entre as áreas de “Manutenção” e “Supervisão e Controle”, uma vez que este sistema foi totalmente integrado ao Sistema de Supervisão da CEEE/AT, impondo a necessidade de participação dos profissionais destas áreas.

Também pelo lado acadêmico é possível enumerar as publicações vinculadas a esta Dissertação.

1. Dias, G. A. D. ; Ostermann, R. ; Layher, M. R. ; Gewher, O. P. ; Correa, S. M. ; Gazzana, D. S. ; Telló, M. ; Hassler, C. F. S. ; Santana, B. – Transformer Monitoring an Management. WSEAS Transactions on Systems, Korfu, v. 4, n. 9, p. 1538-1545, 2005.
2. Dias, G. A. D. ; Ostermann, R. ; Layher, M. R. ; Gewher, O. P. ; Correa, S. M. ; Gazzana, D. S. ; Telló, M. ; Hassler, C. F. S. ; Santana, B. – Transformer Management System. In: 5th International WSEAS

Conference on Power Systems and Electromagnetic Compatibility, 2005, Korfu. 5th International WSEAS Conference on Power Systems and Electromagnetic Compatibility, 2005.

3. Layher, M. R. ; Ostermann, R. ; Gewher, O. P. ; Correa, S. M. ; Hassler, C. F. S. ; Santana, B. – Como operar de forma ecologicamente correta um Transformador de Potência. In: Eletrisol - Fórum de Integração Energética, 2005, Porto Alegre - RS. Eletrisol - Fórum de Integração Energética, 2005.
4. Ostermann, R. ; Dias, G. A. D. ; Layher, M. R. ; Gewher, O. P. ; Correa, S. M. ; Hassler, C. F. S. ; Santana, B. – Identificação de Falhas Incipientes em Transformadores de potência. In: Eletrisol - Fórum de Integração Energética, 2005, Porto Alegre - RS. Eletrisol - Fórum de Integração Energética, 2005.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

É possível afirmar, ao término desta Dissertação, que o conceito de Gerenciamento de Transformadores de Potência como “conjunto de Informações organizadas sobre um determinado equipamento, que processadas com a utilização de ferramentas de análise e diagnóstico, podem sugerir ou embasar uma decisão de ação sobre este equipamento”, aplicado no “SGTF CEEE / AT”, foi amplamente comprovada, em função dos resultados já obtidos ou pela possibilidade de analisar um determinado equipamento com a utilização das diversas ferramentas que compõem o sistema desenvolvido.

A utilização de técnicas de Manutenção Preditiva, como a “Análise Físico-Química” e a “Análise Cromatográfica”, realizadas no óleo mineral de transformadores, permite o controle do processo de degradação do sistema isolante e a identificação de falhas incipientes. Ações de Manutenção Corretiva Planejada poderão ser tomadas sem grandes prejuízos operacionais para o sistema. O monitoramento on-line de transformadores vai permitir um controle mais apurado sobre a condição do sistema isolante, ações corretivas poderão ser antecipadas ou adiadas através deste controle. Ações de manutenção tomadas com base em um controle rígido e sistemático, em conjunto com o controle das condições operacionais, determinarão uma extensão de vida útil ao equipamento mais importante e também mais caro de um sistema elétrico de potência.

A aplicação de carregamentos em transformadores poderá ser melhor avaliada através da utilização da ferramenta para cálculo de perda de vida útil, que realiza a simulação de carregamentos e estimativas das temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente. No caso de transformadores com monitoramento da temperatura em tempo real, este controle poderá ser ampliado, pois as temperaturas calculadas poderão ser comparadas com as temperaturas reais do óleo e do enrolamento, oferecendo uma poderosa ferramenta para os operadores do sistema.

O conhecimento do histórico de manutenção ou de intervenções em um determinado equipamento, tipo ou família de equipamentos é de fundamental importância para a engenharia de manutenção, que poderá intervir na origem do problema ou até mesmo na especificação de novos equipamentos. De igual importância é o controle da Manutenção Preventiva, forma de manutenção ainda eficaz para alguns componentes do transformador como o comutador de derivação em carga, responsável por boa parte das falhas ocorridas em transformadores de potência.

O monitoramento on-line de grandezas ou variáveis, se inserido em um sistema de gerenciamento, conforme discutido nesta Dissertação, se torna cada vez mais relevante à medida que os projetos de transformadores de potência se tornam mais compactos e com menores margens de segurança e as regras ou penalizações por indisponibilidades cada vez mais rígidas ou pesadas.

Os benefícios econômicos obtidos com a utilização de um sistema de gerenciamento podem ser avaliados pelo aumento de receita através da redução da parcela variável por indisponibilidade e pela possibilidade de direcionar ou postergar investimentos, sempre vultuosos quando referidos a transformadores de potência.

Outro benefício importante está relacionado aos cuidados com o meio ambiente, uma vez que controles rígidos reduzirão a possibilidade de falhas

de grande porte com transformadores de potência, quando é comum ocorrer grandes derramamentos de óleo e formação de incêndios com enormes prejuízos ambientais.

Outros estudos e/ou aplicações que devem ser abordadas e inseridas no sistema que já está implantado incluem a utilização de novas técnicas de diagnóstico como medições de descargas parciais, análise da resposta em frequência, medição da corrente de polarização e despolarização (PDC) para determinação da umidade interna, entre outras.

Uma revisão no método de cálculo da NBR 5416, comprovadamente conservador, também deve ser motivo de futuros estudos, uma vez que modernas técnicas possibilitam melhor controle sobre as condições de operação do equipamento, sendo possível um melhor aproveitamento da vida útil do mesmo.

Outros estudos devem ser feitos no sentido de integrar a este ou a outros sistemas de informação indicadores de desempenho de equipamentos e da manutenção. Estes indicadores vão permitir a implantação de programas de Manutenção Baseada na Condição (MBC) e/ou Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. Operador Nacional do Sistema Elétrico – Sub-módulo 20.1, Definições e Glossário. Rio de Janeiro, Março/2002.
- [2]. Pinto, A. K., Xavier, J. A. N – Manutenção *Função Estratégica*. Rio de Janeiro, 2001. 341 p.
- [3]. Seixas, Eduardo de Santana – Manutenção Centrada na Confiabilidade, Estabelecendo a Política de Manutenção com Base nos Mecanismos de Falha dos Equipamentos.
- [4]. Sampaio, Adrian – TPM/MPT Manutenção Produtiva Total.
- [5]. Almeida, M. T. – Manutenção Preditiva: Confiabilidade e Qualidade. Download “www.mtaev.com.br”. Itajubá/MG. Agosto/2006.
- [6]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Transformador de potência, NBR 5456. Rio de Janeiro, Junho / 97. 151 p.
- [7]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Transformador de potência, Especificação, NBR 5356. Rio de Janeiro, Agosto / 1983. 59 p.
- [8]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Transformador de potência, Método de ensaio, NBR 5380. Rio de Janeiro, Maio / 1983. 59 p.
- [9]. Associação Brasileira de Normas Técnicas. – Aplicação de cargas em transformadores de potência, Procedimento, NBR 5416, Julho/2005. 73p.

- [10]. Nynas Naphthenics AB – Transformer oil handbook. Sweden / June /2004. 221 p.
- [11]. Mamede Filho, João. – Manual de Equipamentos Elétricos. LTC, Rio de Janeiro, 2005. 778p
- [12]. AREVA – Manual de Instrução Transformador encomenda n° 111.381. Canoas, 2005.
- [13]. MR do Brasil – Prospecto de venda comutador de derivação em carga tipo VIII 350. Embu/SP, 1997.
- [14]. Layher, M. R. – Avaliação da Expectativa de Vida de um grupo de autotransformadores de potência, conjugados o seu carregamento histórico e o estado do seu papel isolante. Dissertação de Mestrado, PUCRS. Porto Alegre, Janeiro/2006.
- [15]. Myers, S. – A vida do transformador pode ser prolongada. Tradução de Armando Basseto Filho. Minutas da Doble 1982, sec. 6-601.
- [16]. Tulio, Luciane; Levy, Noel M.; Granato, Romeu C. – Manutenção de Transformadores Baseado em Ensaio Físico-Químicos e Cromatográficos no Sistema Isolante. UFPR, COPEL. Curitiba, Agosto/1995
- [17]. Myers, S. D., Kelly, J. J., Horning, M. – Transformer Maintenance Guide. Ohio: Transformer Maintenance Institute 350p.
- [18]. Basseto Filho, Armando; Mak, José. – Análise do grau de polimerização de amostras de papel isolante de transformadores. CPFL, São Paulo.

- [19]. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Guia para acompanhamento de óleo mineral isolante de equipamentos elétricos, NBR 10576 - Projeto de revisão. Rio de Janeiro, Julho/2005. 25p.
- [20]. Associação Brasileira de Normas Técnicas. – Ascarel para transformadores e capacitores – Procedimento, NBR 8371. Rio de Janeiro, 2005.
- [21]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Líquidos isolantes elétricos, Determinação da rigidez dielétrica (eletrodos de calota ou esféricos), NBR-IEC 60156. Rio de Janeiro, 2005.
- [22]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Líquidos isolantes elétricos - Determinação do teor de água, NBR 10710. Rio de Janeiro, 1989.
- [23]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Líquidos isolantes elétricos, Determinação do fator de perdas dielétricas e da permissividade relativa (constante dielétrica), NBR 12133. Rio de Janeiro, 1991.
- [24]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Método de ensaio para a determinação do índice de neutralização de produtos de petróleo, NBR 14248. Rio de Janeiro, 1998.
- [25]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Óleo-água - Determinação de tensão interfacial, NBR 6234. Rio de Janeiro, 1965.
- [26]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Produtos de petróleo - Determinação dos pontos de fulgor e de combustão em vaso aberto Cleveland, NBR 11341. Rio de Janeiro 1989.

- [27]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Óleo mineral isolante - Determinação do teor de 2,6-diterciário-butil paracresol, NBR 12134. Rio de Janeiro, 1991.
- [28]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – 1999 – Óleo Mineral Isolante – Determinação do conteúdo de partículas, NBR 14275. Rio de Janeiro, 1999.
- [29]. DiGiorgio, Joseph B., Ph D – Dissolved Gas Analysis of Mineral Oil Insulating, NTT, 1996-2002.
- [30]. International Electrotechnical Commission. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. International Standard IEC 60599. Geneva, Switzerland, March/1999.
- [31]. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Interpretação da Análise dos Gases de Transformadores em Serviço, NBR 7274. Rio de Janeiro, Abril/1983. 13 p.
- [32]. Cigré, Comitê A2, GT A2.23 – Gerenciamento de dados para monitoramento e avaliação da condição operativa de transformadores (GDMT). Documento Final. Brasil, 2006.
- [33]. CIGRE WG A2.18 – Guide for Life Management Techniques for Power Transformers, 2003.
- [34]. CIGRE WG A2.20 – Guide on Economics of Transformer Management, 2003.
- [35]. Ostermann, R. ; Dias, G. A. D. ; Layher, M. R. ; Gewher, O. P. ; Correa, S. M. ; Hassler, C. F. S. ; Santana, B. – Identificação de Falhas Incipientes em Transformadores de potência. In: Eletrisul - Fórum de

Integração Energética, 2005, Porto Alegre - RS. Eletrisol - Fórum de Integração Energética, 2005.

- [36]. Companhia Estadual de Energia Elétrica / Área de Transmissão – Sistema computacional TRAFOTRAN.

- [37]. Companhia Estadual de Energia Elétrica / Departamento de Engenharia de Manutenção – Terminologia de Manutenção. Porto Alegre, 2005.

- [38]. Sokolov, V. – Administrando a vida de um transformador. II Workshop on Power Transformers. Salvador/Brazil, 2001.

- [39]. GCOI Grupo Coordenador para Operação Interligada – Recomendação para Utilização da Análise Cromatográfica em Óleo Mineral Isolante na Recepção e Manutenção de Equipamentos, SCM 047. 1980.

- [40]. Associação Brasileira de Normas Técnicas – Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral, NBR 7037. Rio de Janeiro, 1993.

- [41]. Companhia Estadual de Energia Elétrica – Sistema de Gerenciamento de Documentos de Operação.

- [42]. Construções Eletromecânicas S.A. – Manual de Transformador encomenda nº 10324/4. Canoas, 1986.

- [43]. Toshiba – Instruções para operação do monitor de temperatura TB-MT200. Betim/MG, 2003.

- [44]. Tree Tech – Manual Técnico, Monitor de temperatura para transformador seco DTM. São Paulo/SP, 2003.

- [45]. Morgan Schafer Systems – Installation & Operation Manual, v1.16, Dissolved Hydrogen and Water Monitor, Calisto. Canadá, 2003.
- [46]. General Electric Energy Services – Hydran 201R Model i, Instruction Manual. Canadá, 1998.
- [47]. Doble Engineering Company – IDD for Bushings User's Guide. Massachusetts, USA, 2003.
- [48]. BCM Automação – Controlador Programável GP 3000 Manual Instalação e Características Técnicas. Porto Alegre/RS, 2004.
- [49]. BCM Automação – BCM516, Manual de Aplicação. Porto Alegre/RS, 2003.

ANEXOS

Tabela 30 - TbTransformadores

| Variável | Grupo | Descrição | Unidade | Tipo de Dados |
|-----------------------|--------|--|---------|---------------|
| IdManutenção | Gerais | Número ou código de manutenção do equipamento - identificador. | | Texto |
| IdEquipamento | Gerais | Tipo de equipamento. | | Texto |
| NúmeroDeSérie | Gerais | Número de série do equipamento (de placa). | | Texto |
| NúmeroDePatrimônio | Gerais | Número patrimonial do bem (equipamento). | | Texto |
| IdMarca | Gerais | Marca ou fabricante do equipamento. | | Texto |
| Tipo | Gerais | Tipo construtivo indicado pelo fabricante. | | Texto |
| AnoDeFabricação | Gerais | Ano de fabricação do equipamento. | | Data |
| IdLocalização | Gerais | Subestação onde está localizado o equipamento. | | Texto |
| IdMódulo | Gerais | Módulo da subestação onde está localizado o equipamento. | | Texto |
| IdReserva | Gerais | Indica qual ou quais módulos da subestação dos quais este equipamento é reserva. | | Texto |
| Fase | Gerais | Indica a fase onde está conectado o equipamento (no caso de banco de transformadores). | | Texto |
| IdÁreaDeConcessão | Gerais | Área de concessão de distribuição de energia onde está localizado o equipamento. | | Texto |
| IdEmpresaProprietária | Gerais | Empresa proprietária do equipamento. | | Texto |
| IdEmpresaOperadora | Gerais | Empresa operadora do equipamento. | | Texto |
| IdEmpresaMantenedora | Gerais | Empresa responsável pela manutenção do equipamento. | | Texto |

| | | | | |
|--------------------------------------|-------------------------|---|-------|---------|
| IdSituaçãoAtual | Gerais | Situação operacional do equipamento. | | Texto |
| IdDestino | Gerais | Destino previsto do equipamento. | | Texto |
| Foto | Gerais | Foto do equipamento montado. | | Imagem |
| ImpedânciaDeSequenciaPositivaAT_MT | Elétricos - Impedâncias | Impedância de seqüência positiva, AT x MT. | (%) | Decimal |
| PotênciaBaseDeSequenciaPositivaAT_MT | Elétricos - Impedâncias | Potência de referência para cálculo da impedância de seqüência positiva, AT x MT. | (MVA) | Decimal |
| TensãoBaseDeSequenciaPositivaAT_MT | Elétricos - Impedâncias | Tensão de referência para cálculo da impedância de seqüência positiva, AT x MT. | (kV) | Decimal |
| ImpedânciaDeSequenciaPositivaMT_BT | Elétricos - Impedâncias | Impedância de seqüência positiva, MT x BT. | (%) | Decimal |
| PotênciaBaseDeSequenciaPositivaMT_BT | Elétricos - Impedâncias | Potência de referência para cálculo da impedância de seqüência positiva, MT x BT. | (MVA) | Decimal |
| TensãoBaseDeSequenciaPositivaMT_BT | Elétricos - Impedâncias | Tensão de referência para cálculo da impedância de seqüência positiva, MT x BT. | (kV) | Decimal |
| ImpedânciaDeSequenciaPositivaAT_BT | Elétricos - Impedâncias | Impedância de seqüência positiva, AT x BT. | (%) | Decimal |
| PotênciaBaseDeSequenciaPositivaAT_BT | Elétricos - Impedâncias | Potência de referência para cálculo da impedância de seqüência positiva, AT x BT. | (MVA) | Decimal |
| TensãoBaseDeSequenciaPositivaAT_BT | Elétricos - Impedâncias | Tensão de referência para cálculo da impedância de seqüência positiva, AT x BT. | (kV) | Decimal |
| ImpedânciaDeSequenciaZeroAT_MT | Elétricos - Impedâncias | Impedância de seqüência zero, AT x MT. | (%) | Decimal |
| PotênciaBaseDeSequenciaZeroAT_MT | Elétricos - Impedâncias | Potência de referência para cálculo da impedância de seqüência zero, AT x MT. | (MVA) | Decimal |

| | | | | |
|----------------------------------|-------------------------|---|--------|---------|
| TensãoBaseDeSequenciaZeroAT_M T | Elétricos - Impedâncias | Tensão de referência para cálculo da impedância de seqüência zero, AT x MT. | (kV) | Decimal |
| ImpedânciaDeSequenciaZeroMT_BT | Elétricos - Impedâncias | Impedância de seqüência zero, MT x BT. | (%) | Decimal |
| PotênciaBaseDeSequenciaZeroMT_BT | Elétricos - Impedâncias | Potência de referência para cálculo da impedância de seqüência zero, MT x BT. | (MVA) | Decimal |
| TensãoBaseDeSequenciaZeroMT_B T | Elétricos - Impedâncias | Tensão de referência para cálculo da impedância de seqüência zero, MT x BT. | (kV) | Decimal |
| ImpedânciaDeSequenciaZeroAT_BT | Elétricos - Impedâncias | Impedância de seqüência zero, AT x BT. | (%) | Decimal |
| PotênciaBaseDeSequenciaZeroAT_BT | Elétricos - Impedâncias | Potência de referência para cálculo da impedância de seqüência zero, AT x BT. | (MVA) | Decimal |
| TensãoBaseDeSequenciaZeroAT_B T | Elétricos - Impedâncias | Tensão de referência para cálculo da impedância de seqüência zero, AT x BT. | (kV) | Decimal |
| ImpedânciaDeNúcleoAAr | Elétricos - Impedâncias | Impedância a núcleo de ar medida antes da montagem dos enrolamentos. | (ohms) | Decimal |
| PotênciaNominalDeAT | Elétricos - Potências | Potência nominal do enrolamento de AT, com toda a refrigeração incluída. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaNominalDeMT | Elétricos - Potências | Potência nominal do enrolamento de MT, com toda a refrigeração incluída. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaNominalDeBT | Elétricos - Potências | Potência nominal do enrolamento de BT, com toda a refrigeração incluída. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaTrifásicaDeATsemVF | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de AT sem ventilação forçada. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaTrifásicaDeMTsemVF | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de MT sem ventilação forçada. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaTrifásicaDeBTsemVF | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de BT sem ventilação forçada. | (MVA) | Decimal |

| | | | | |
|------------------------------|------------------------------|---|-------|---------|
| PotênciaTrifásicaDeATVF1 | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de AT com primeiro estágio de ventilação forçada. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaTrifásicaDeMTVF1 | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de MT com primeiro estágio de ventilação forçada. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaTrifásicaDeBTVF1 | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de BT com primeiro estágio de ventilação forçada. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaTrifásicaDeATVF2 | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de AT com primeiro estágio de ventilação forçada. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaTrifásicaDeMTVF2 | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de MT com primeiro estágio de ventilação forçada. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaTrifásicaDeBTVF2 | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de BT com primeiro estágio de ventilação forçada. | (MVA) | Decimal |
| PotênciaTrifásicaDeATcomOFAF | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de AT com circulação de óleo e de ar forçados. | (MVA) | |
| PotênciaTrifásicaDeMTcomOFAF | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de MT com circulação de óleo e de ar forçados. | (MVA) | |
| PotênciaTrifásicaDeBTcomOFAF | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de BT com circulação de óleo e de ar forçados. | (MVA) | |
| PotênciaTrifásicaDeATcomODAF | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de AT com circulação dirigida de óleo e de ar forçados. | (MVA) | |
| PotênciaTrifásicaDeMTcomODAF | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de MT com circulação dirigida de óleo e de ar forçados. | (MVA) | |
| PotênciaTrifásicaDeBTcomODAF | Elétricos - Potências | Potência trifásica do enrolamento de BT com circulação dirigida de óleo e de ar forçados. | (MVA) | |
| NúmeroDeEnrolamentos | Elétricos - Ligações/Tensões | Número de enrolamentos "úteis" do equipamento - carga. | | Texto |
| IdLigaçãoAT | Elétricos - Ligações/Tensões | Ligação do enrolamento de AT. | | Texto |

| | | | | |
|-------------------------|------------------------------|---|------|---------|
| TensãoNominalDeAT | Elétricos - Ligações/Tensões | Tensão nominal do enrolamento de AT. | (kV) | Decimal |
| TensãoNominal2deAT | Elétricos - Ligações/Tensões | Tensão nominal (2) do enrolamento de AT, se religável. | (kV) | Decimal |
| IdReligávelAT | Elétricos - Ligações/Tensões | Equipamento com enrolamento de AT religável, sim ou não. | | Texto |
| IdNeutroAT | Elétricos - Ligações/Tensões | Ligação do neutro do enrolamento de AT em relação à terra. | | Texto |
| IdLigaçãoMT | Elétricos - Ligações/Tensões | Ligação do enrolamento de MT | | Texto |
| TensãoNominalDeMT | Elétricos - Ligações/Tensões | Tensão nominal do enrolamento de MT. | (kV) | Decimal |
| TensãoNominal2deMT | Elétricos - Ligações/Tensões | Tensão nominal (2) do enrolamento de MT, se religável. | (kV) | Decimal |
| IdReligávelMT | Elétricos - Ligações/Tensões | Equipamento com enrolamento de BT religável, sim ou não. | | Lógico |
| IdNeutroMT | Elétricos - Ligações/Tensões | Ligação do neutro do enrolamento de BT em relação à terra. | | Texto |
| IdLigaçãoBT | Elétricos - Ligações/Tensões | Ligação do enrolamento de BT | | Texto |
| TensãoNominalDeBT | Elétricos - Ligações/Tensões | Tensão nominal do enrolamento de BT. | (kV) | Decimal |
| TensãoNominal2deBT | Elétricos - Ligações/Tensões | Tensão nominal (2) do enrolamento de BT, se religável. | (kV) | Decimal |
| IdReligávelBT | Elétricos - Ligações/Tensões | Equipamento com enrolamento de BT religável, sim ou não. | | Lógico |
| IdNeutroBT | Elétricos - Ligações/Tensões | Ligação do neutro do enrolamento de BT em relação à terra. | | Texto |
| EnrolamentoDeCH | Elétricos - Ligações/Tensões | Equipamento com enrolamento exclusivo para compensação de harmônicas, sim ou não. | | Lógico |
| TensãoDoEnrolamentoDeCH | Elétricos - Ligações/Tensões | Tensão nominal do enrolamento de compensação de harmônicas. | (kV) | Decimal |

| | | | | |
|-------------------------------|------------------------------|--|-------|---------|
| PotênciaDoEnrolamentoDeCH | Elétricos - Ligações/Tensões | Potência do enrolamento de compensação de harmônicas. | (MVA) | Decimal |
| IdLigaçãoDoEnrolamentoDeCH | Elétricos - Ligações/Tensões | Ligação do enrolamento de compensação de harmônicas e posicionamento em relação à terra. | | Texto |
| IdComutadorDeDerivaçãoEmCarga | Elétricos - Regulação | Enrolamento onde está posicionado o comutador de derivação em carga. | | Texto |
| NúmeroDePosiçõesCentraisCDC | Elétricos - Regulação | Número de posições centrais do comutador de derivação em carga. | | Inteiro |
| NúmeroDeTapesSuperioresCDC | Elétricos - Regulação | Número de tapes (posições) superiores do comutador de derivação em carga. | | Inteiro |
| NúmeroDeTapesInferioresCDC | Elétricos - Regulação | Número de tapes (posições) inferiores do comutador de derivação em carga. | | Inteiro |
| DegrauDeTensãoCDC | Elétricos - Regulação | Degrau de tensão entre um tape e outro do comutador de derivação em carga. | (kV) | Decimal |
| IncrementoDeTensãoCDC | Elétricos - Regulação | Incremento de tensão entre um tape e outro do comutador de derivação em carga. | (%) | Decimal |
| IdComutadorSemTensão | Elétricos - Regulação | Enrolamento onde está posicionado o comutador sem tensão. | | Texto |
| NúmeroDePosiçõesCentraisCST | Elétricos - Regulação | Número de posições centrais do comutador sem tensão. | | Inteiro |
| NúmeroDeTAPesSuperioresCST | Elétricos - Regulação | Número de tapes (posições) superiores do comutador sem tensão. | | Inteiro |
| NúmeroDeTAPesInferioresCST | Elétricos - Regulação | Número de tapes (posições) inferiores do comutador sem tensão. | | Inteiro |
| DegrauDeTensãoCST | Elétricos - Regulação | Degrau de tensão entre um tape e outro do comutador sem tensão. | (kV) | Decimal |
| IncrementoDeTensãoCST | Elétricos - Regulação | Incremento de tensão entre um tape e outro do comutador sem tensão. | (%) | Decimal |
| PosiçãoTapeCST | Elétricos - Regulação | Posição de tensão do comutador sem tensão. | (kV) | Decimal |

| | | | | |
|---------------------------------|-----------|--|------|---------|
| IdTipoDeNúcleo | Mecânicos | Tipo de núcleo do equipamento. | | Texto |
| PesoDaParteExtraível | Mecânicos | Massa da parte extraível. | (kg) | Decimal |
| PesoDoTanqueEAcessórios | Mecânicos | Massa do tanque e acessórios. | (kg) | Decimal |
| VolumeDeÓleo | Mecânicos | Volume de óleo. | (l) | Decimal |
| PesoDoÓleo | Mecânicos | Massa do óleo. | (kg) | Decimal |
| PesoTotal | Mecânicos | Massa total do equipamento montado. | (kg) | Decimal |
| ComprimentoDoTRMontado | Mecânicos | Comprimento do equipamento montado. | (m) | Decimal |
| LarguraDoTRMontado | Mecânicos | Largura do equipamento montado. | (m) | Decimal |
| AlturaDoTRMontado | Mecânicos | Altura do equipamento montado. | (m) | Decimal |
| ComprimentoDoTRParaTransporte | Mecânicos | Comprimento do equipamento para transporte. | (m) | Decimal |
| LarguraDoTRParaTransporte | Mecânicos | Largura do equipamento para transporte. | (m) | Decimal |
| AlturaDoTRParaTransporte | Mecânicos | Altura do equipamento para transporte. | (m) | Decimal |
| PesoMáximoParaTransporte | Mecânicos | Massa máxima para transporte. | (kg) | Decimal |
| IdSistemaDePreservaçãoDoÓleo | Mecânicos | Sistema de preservação de óleo do equipamento. | | Texto |
| IdComunicaçãoCDCTanquePrincipal | Mecânicos | Comunicação de óleo tanques CDC x TR, sim ou não. | | Lógico |
| IdSistemaDeRefrigeração | Térmicos | Sistema de refrigeração do equipamento. | | Texto |
| ClasseDoSistemaSolante | Térmicos | Classe térmica do equipamento, NBR 5416 - 55 ou 65 oC. | (oC) | Inteiro |

| | | | | |
|-----------------------|----------|--|-------|---------|
| GradienteTérmico DeAT | Térmicos | Elevação da temperatura do enrolamento de AT sobre a temperatura do óleo. | (oC) | Decimal |
| GradienteTérmico DeMT | Térmicos | Elevação da temperatura do enrolamento de MT sobre a temperatura do óleo. | (oC) | Decimal |
| GradienteTérmico DeBT | Térmicos | Elevação da temperatura do enrolamento de BT sobre a temperatura do óleo. | (oC) | Decimal |
| cDTon | Térmicos | Elevação da temperatura do topo do óleo (Eton). | (oC) | Decimal |
| cDTenMaisDTon | Térmicos | Elevação da temperatura do ponto mais quente (Eten + Eton). | (oC) | Decimal |
| cR | Térmicos | Relação entre perdas no cobre e perdas no ferro (R). | | Decimal |
| ctto | Térmicos | Constante de tempo do topo do óleo (To). | (h) | Decimal |
| ctte | Térmicos | Constante de tempo do ponto mais quente (Te). | (h) | Decimal |
| cM | Térmicos | Expoente do enrolamento (m). | | Decimal |
| cN | Térmicos | Expoente do óleo (n). | | Decimal |
| PerdasNoCobreAT_MT | Térmicos | Perdas no cobre, obtidas no ensaio de curto circuito, com corrente e frequência nominal aplicadas na AT e curto circuito na BT, convertidas a 75 °C. | (kW) | Decimal |
| PerdasNoCobreMT_BT | Térmicos | Perdas no cobre, obtidas no ensaio de curto circuito, com corrente e frequência nominal aplicadas na AT e curto circuito na MT, convertidas a 75 °C. | (kW) | Decimal |
| PerdasNoCobreAT_BT | Térmicos | Perdas no cobre, obtidas no ensaio de curto circuito, com corrente e frequência nominal aplicadas na MT e curto circuito na BT, convertidas a 75 °C. | (kW) | Decimal |
| BaseAT_BT | Térmicos | Potência de base utilizada para ensaio de curto circuito AT x BT. | (MVA) | Decimal |

| | | | | |
|---------------|----------|---|-------|---------|
| BaseAT_MT | Térmicos | Potência de base utilizada para ensaio de curto circuito AT x MT. | (MVA) | Decimal |
| BaseMT_BT | Térmicos | Potência de base utilizada para ensaio de curto circuito AT x BT. | (MVA) | Decimal |
| PerdasNoFerro | Térmicos | Perdas no ferro obtidas sob tensão e frequência nominal. | (kW) | Decimal |

Tabela 31 - Tabelas Auxiliares TbTransformadores

| Nome da Variável | Tabelas | Descrição | Unidade | Tipo de Dados |
|---------------------|----------------|--|---------|---------------|
| IdEquipamento | TbEquipamentos | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Equipamento | TbEquipamentos | Tipo de equipamento. | | Texto |
| IdMarca | TbMarcas | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Marca | TbMarcas | Marca ou fabricante do equipamento. | | Texto |
| IdLocalização | TbLocalização | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Localização | TbLocalização | Subestação onde está localizado o equipamento. | | Texto |
| NomeDaLocalização | TbLocalização | Nome da subestação onde está localizado o equipamento. | | Texto |
| EmpresaProprietária | TbLocalização | Empresa proprietária da instalação. | | Texto |
| TipoDeSubestação | TbLocalização | Tipo de subestação. | | Texto |
| IdDepartamento | TbDepartamento | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Departamento | TbDepartamento | Nome do departamento de manutenção da CEEE responsável pela manutenção da subestação. | | Texto |
| Sigla | TbDepartamento | Sigla do departamento de manutenção da CEEE responsável pela manutenção da subestação. | | Texto |

| | | | | |
|-----------------------|-----------------------|---|--|-------|
| IdSeção | TbSeção | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Seção | TbSeção | Nome da seção de manutenção da CEEE responsável pela manutenção da subestação. | | Texto |
| Sigla | TbSeção | Sigla da seção de manutenção da CEEE responsável pela manutenção da subestação. | | Texto |
| IdDepartamento | TbSeção | Departamento de manutenção da CEEE ao qual está vinculada esta seção de manutenção. | | Texto |
| IdTurma | TbTurma | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Turma | TbTurma | Nome da turma de manutenção da CEEE responsável pela manutenção da subestação. | | Texto |
| Sigla | TbTurma | Sigla da turma de manutenção da CEEE responsável pela manutenção da subestação. | | Texto |
| IdSeção | TbTurma | Seção de manutenção da CEEE ao qual está vinculada esta turma de manutenção. | | Texto |
| IdMódulo | TbMódulo | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Módulo | TbMódulo | Módulo da subestação onde está localizado o equipamento. | | Texto |
| IdReserva | TbReserva | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Reserva | TbReserva | Indica qual ou quais módulos da subestação dos quais este equipamento é reserva. | | Texto |
| IdÁreaDeConcessão | TbÁreaDeConcessão | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| ÁreaDeConcessão | TbÁreaDeConcessão | Área de concessão de distribuição de energia onde está localizado o equipamento. | | Texto |
| IdEmpresaProprietária | TbEmpresaProprietária | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| EmpresaProprietária | TbEmpresaProprietária | Empresa proprietária do equipamento. | | Texto |

| | | | | |
|----------------------|----------------------|--|--|--------|
| IdEmpresaOperadora | TbEmpresaOperadora | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| EmpresaOperadora | TbEmpresaOperadora | Empresa operadora do equipamento. | | Texto |
| IdEmpresaMantenedora | TbEmpresaMantenedora | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| EmpresaMantenedora | TbEmpresaMantenedora | Empresa responsável pela manutenção do equipamento. | | Texto |
| IdSituação | TbSituação | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Situação | TbSituação | Situação operacional do equipamento. | | Texto |
| IdDestino | TbDestino | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| Destino | TbDestino | Destino previsto do equipamento. | | Texto |
| IdLigaçãoAT | TbLigaçãoAT | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| LigaçãoAT | TbLigaçãoAT | Ligação do enrolamento de AT. | | Texto |
| IdReligávelAT | TbReligávelAT | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| ReligávelAT | TbReligávelAT | Equipamento com enrolamento de AT religável, sim ou não. | | Lógico |
| IdNeutroAT | TbNeutroAT | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| NeutroAT | TbNeutroAT | Ligação do neutro do enrolamento de AT em relação à terra. | | Texto |
| IdLigaçãoMT | TbLigaçãoMT | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| LigaçãoMT | TbLigaçãoMT | Ligação do enrolamento de MT | | Texto |
| IdReligávelMT | TbReligávelMT | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| ReligávelMT | IdReligávelMT | Equipamento com enrolamento de MT religável, sim ou não. | | Lógico |
| IdNeutroMT | TbNeutroMT | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| NeutroMT | TbNeutroMT | Ligação do neutro do enrolamento de MT em relação à terra. | | Texto |

| | | | | |
|---------------------------------|---------------------------------|--|--|--------|
| IdLigaçãoBT | TbLigaçãoBT | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| LigaçãoMT | TbLigaçãoBT | Ligação do enrolamento de BT | | Texto |
| IdReligávelBT | TbReligávelBT | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| ReligávelBT | TbReligávelBT | Equipamento com enrolamento de BT religável, sim ou não. | | Lógico |
| IdNeutroBT | TbNeutroBT | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| NeutroBT | TbNeutroBT | Ligação do neutro do enrolamento de BT em relação à terra. | | Texto |
| IdLigaçãoDoEnrolamentoDeCH | TbLigaçãoDoEnrolamentoDeCH | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| LigaçãoDoEnrolamentoDeCH | TbLigaçãoDoEnrolamentoDeCH | Ligação do enrolamento de compensação de harmônicas e posicionamento em relação à terra. | | Texto |
| IdComutadorDeDerivaçãoEmCarga | IdComutadorDeDerivaçãoEmCarga | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| ComutadorDeDerivaçãoEmCarga | IdComutadorDeDerivaçãoEmCarga | Enrolamento onde está posicionado o comutador de derivação em carga. | | Texto |
| IdComutadorSemTensão | TbComutadorSemTensão | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| ComutadorSemTensão | TbComutadorSemTensão | Enrolamento onde está posicionado o comutador sem tensão. | | Texto |
| IdTipoDeNúcleo | TbTipoDeNúcleo | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| TipoDeNúcleo | TbTipoDeNúcleo | Tipo de núcleo do equipamento. | | Texto |
| IdSistemaDePreservaçãoDoÓleo | TbSistemaDePreservaçãoDoÓleo | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| SistemaDePreservaçãoDoÓleo | TbSistemaDePreservaçãoDoÓleo | Sistema de preservação de óleo do equipamento. | | Texto |
| IdComunicaçãoCDCTanquePrincipal | TbComunicaçãoCDCTanquePrincipal | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| ComunicaçãoCDCTanquePrincipal | TbComunicaçãoCDCTanquePrincipal | Comunicação de óleo tanques CDC x TR, sim ou não. | | Lógico |

| | | | | |
|-------------------------|-------------------------|---|--|-------|
| IdSistemaDeRefrigeração | IdSistemaDeRefrigeração | Código seqüencial - identificador. | | Texto |
| SistemaDeRefrigeração | IdSistemaDeRefrigeração | Sistema de refrigeração do equipamento. | | Texto |

Tabela 32 - Atividades de Manutenção Preventiva

| Item | Descrição | Periodicidade |
|-------------|---|----------------------|
| 1 | Executar ensaio de resistência de isolamento | C/ CDC |
| 2 | Executar ensaio de fator de potência do isolamento | C/ CDC |
| 3 | Executar ensaio de relação de espiras | C/ CDC |
| 4 | Executar ensaio de corrente de excitação c/ medidor de fator de potência | C/ CDC |
| 5 | Executar ensaio de efetividade de aterramento do núcleo | C/ CDC |
| 6 | Coletar amostra de óleo para análise cromatográfica | 06 meses |
| 7 | Coletar amostra de óleo para análise físico-química | 01 ano |
| 8 | Coletar amostra de óleo para análise de 2-FAL | 02 anos |
| 9 | Coletar amostra de óleo para análise de DBPC | 02 anos |
| 10 | Verificar as condições da proteção de superfície (pintura das partes metálicas) | 06 meses |
| 11 | Verificar a existência de vazamento no tanques e conexões | 06 meses |
| 12 | Verificar a lubrificação do sistema de locomoção | 01 ano |
| 13 | Verificar existência e a fixação dos calços de rodas | 01 ano |
| 14 | Verificar o nivelamento de transformador em relação ao solo | 01 ano |
| 15 | Verificar a integridade da base | 01 ano |

| | | |
|----|---|-----------|
| 16 | Verificar a existência de vibrações ou ruídos anormais (porcas, parafusos frouxos...) | 01 ano |
| 17 | Executar inspeção no comutador de derivação em carga, com abertura da chave de carga | 01 ano |
| 18 | Verificar funcionalidade do sistema de paralelismo | 01 ano |
| 19 | Verificar funcionalidade do indicador de posição | 01 ano |
| 20 | Verificar funcionalidade do acionamento motorizado | 01 ano |
| 21 | Verificar o estado da vedação das portas e tampas do acionamento motorizado do CDC | 01 ano |
| 22 | Verificar a vedação do eixo de transmissão (retentor superior) | 01 ano |
| 23 | Verificar o funcionamento do sistema de calefação do acionamento do CDC | 01 ano |
| 24 | Verificar a existência de vazamento no acionamento motorizado do CDC | 01 ano |
| 25 | Verificar a existência de vibrações ou ruídos anormais | 01 ano |
| 26 | Verificar vedação e lubrificação da caixa angular | 01 ano |
| 27 | Registrar o número de operações do comutador | 01 semana |
| 28 | Verificar a integridade e funcionalidade do contador de operações | 06 meses |
| 29 | Verificar sistema de bloqueio e proteção do acionamento do comutador sem tensão | 01 ano |
| 30 | Verificar a integridade do sistema de refrigeração | 06 meses |
| 31 | Verificar a integridade e funcionalidade do sistema de controle da VF | 06 meses |
| 32 | Verificar a existência de vibrações ou ruídos anormais nos moto-ventiladores | 06 meses |
| 33 | Verificar a existência de vibrações ou ruídos anormais nas bombas de circulação | 06 meses |

| | | |
|----|---|----------|
| 34 | Verificar a existência de vazamento nos radiadores e bujões | 01 ano |
| 35 | Verificar a existência de vazamento nos aerotermos e bujões | 01 ano |
| 36 | Verificar diferencial de pressão no circuito de refrigeração | 06 meses |
| 37 | Verificar a necessidade e limpeza dos radiadores dos aerotermos | 01 ano |
| 38 | Verificar integridade da membrana de borracha | 01 ano |
| 39 | Verificar integridade da bolsa de borracha | 01 ano |
| 40 | Verificar integridade do tanque-pulmão | 01 ano |
| 41 | Verificar a funcionalidade e integridade do(s) secador(s) de ar e estado da sílica | 01 ano |
| 42 | Verificar o estado de vedação de portas e tampas de caixas auxiliares | 01 ano |
| 43 | Verificar o funcionamento do sistema de calefação de caixas auxiliares do transformador | 01 ano |
| 44 | Verificar as conexões elétricas dos circuitos de comando e proteção do transformador | 01 ano |
| 45 | Verificar a integridade e funcionalidade da iluminação da central de manobra | 01 ano |
| 46 | Verificar integridade e funcionalidade dos indicadores de nível de óleo CDC e transformador | C/ CDC |
| 47 | Verificar integridade e funcionalidade do relé de gás (Buchholz) | C/ CDC |
| 48 | Verificar integridade e funcionalidade do relé de fluxo do CDC | C/ CDC |
| 49 | Verificar integridade e funcionalidade do relé de sobre pressão do CDC | C/ CDC |
| 50 | Verificar integridade e funcionalidade do dispositivo de alívio de pressão do CDC | C/ CDC |
| 51 | Verificar a funcionalidade da válvula de alívio de pressão | C/ CDC |

| | | |
|----|---|----------|
| 52 | Verificar a existência de vazamentos nas válvulas e registros | 06 meses |
| 53 | Verificar integridade, funcionalidade e vazamentos no tubo de explosão | C/ CDC |
| 54 | Executar a aferição dos termômetros de óleo e imagem térmica ou monitores de temperatura | C/ CDC |
| 55 | Verificar a integridade dos componentes dos sistemas de medição de temperatura | C/ CDC |
| 56 | Verificar a correlação entre as indicações dos termômetros de óleo e imagem térmica | C/ CDC |
| 57 | Verificar a integridade e funcionalidade do relé regulador de tensão | 01 ano |
| 58 | Verificar a integridade e funcionalidade do filtro de óleo do CDC | 01 ano |
| 59 | Verificar a pressão do filtro do CDC | 01 ano |
| 60 | Verificar a existência de vazamentos no corpo do filtro e nas conexões | 01 ano |
| 61 | Verificar a integridade e funcionalidade do sistema de monitoramento | 01 ano |
| 62 | Verificar a existência de vazamento no sistema de monitoramento | 01 ano |
| 63 | Efetuar ensaios de fator de potência do isolamento das buchas com tap capacitivo | 01 ano |
| 64 | Verificar a existência de vazamento no tap capacitivo | 01 ano |
| 65 | Verificar a efetividade do aterramento do tap capacitivo | C/ CDC |
| 66 | Verificar o nível de óleo das buchas tipo papel-óleo | C/ CDC |
| 67 | Verificar a existência de vazamento no corpo isolante e no cabeçote das buchas (AT, MT e BT). | 01 ano |
| 68 | Verificar a presença de sinais de descarga no corpo isolante e câmara de expansão | 01 ano |
| 69 | Verificar o aperto (torque) das conexões elétricas | C/ CDC |

| | | |
|----|--|--------|
| 70 | Verificar efetividade do aterramento do tanque principal | 01 ano |
| 71 | Verificar efetividade do aterramento das buchas de neutro e terciário (qdo aterrado) | C/ CDC |
| 72 | Inspeção termográfica | 01 ano |

Tabela 33 - Variáveis para Análise Cromatográfica

| Nome da Variável | Descrição | Unidade | Tipo de Dados |
|--------------------------|--|----------------|----------------------|
| IdManutenção | Número ou código de manutenção do equipamento - identificador. | | Texto |
| IdAmostra | Número ou código identificador da amostra. | | Texto |
| DataDaAmostra | Data de coleta da amostra | | Data |
| DataDaAnálise | Data de análise da amostra no laboratório | | Data |
| DataDoRegistro | Data do registro dos resultados da análise no sistema | | Data |
| ResponsávelPelo Registro | Responsável pelo registro dos resultados da análise no sistema | | Texto |
| Hidrogênio | Teor de hidrogênio obtido na amostra | (ppm) | Número |
| Oxigênio | Teor de oxigênio obtido na amostra | (ppm) | Número |
| Nitrogênio | Teor de nitrogênio obtido na amostra | (ppm) | Número |
| Metano | Teor de metano obtido na amostra | (ppm) | Número |
| MonóxidoDeCarbono | Teor de monóxido de carbono obtido na amostra | (ppm) | Número |
| DióxidoDeCarbono | Teor de dióxido de carbono obtido na amostra | (ppm) | Número |
| Etileno | Teor de etileno obtido na amostra | (ppm) | Número |

| | | | |
|---------------------|---|---------|--------|
| Etano | Teor de etano obtido na amostra | (ppm) | Número |
| Acetileno | Teor de acetileno obtido na amostra | (ppm) | Número |
| VolumeDaAmostr a | Volume da amostra | (ml) | Número |
| Laboratório | Laboratório onde foi realizada a análise da amostra | | Texto |
| Observações | Campo disponível para observações | | Texto |
| MotivoNível1 | Motivo de nível 1, para coleta da amostra | | Texto |

Tabela 34 - Variáveis para Análise Físico-Química

| Nome da Variável | Descrição | Unidade | Tipo de Dados |
|-----------------------------|--|----------------|----------------------|
| IdManutenção | Número ou código de manutenção do equipamento - identificador. | | Texto |
| IdDaAmostra | Número ou código identificador da amostra. | | Texto |
| DataDaAmostra | Data da coleta da amostra. | | Data |
| DataDaAnálise | Data da análise no laboratório. | | Data |
| DataDoRegistro | Data do registro no sistema. | | Data |
| ResponsavelPeloR egistro | Responsável pelo registro no sistema | | Texto |
| Laboratorio | Laboratório onde foi feita a análise. | | Texto |
| Cor | Cor. | | Número |
| Densidade | Densidade. | | |
| PontoDeFulgor | Ponto de Fulgor. | (°C) | Número |

| | | | |
|----------------------------|--|---------------|--------|
| IndiceDeNeutraliz ação | Índice de Neutralização. | (mgKOH/g) | Número |
| TensaoInterfacial | Tensão Interfacial a 25 ° C. | (mN/m) | Número |
| TeorDeAgua | Teor de água. | ppm | Número |
| Inibidor | Teor de inibidor. | (%) | Número |
| RigidezDielétrica | Rigidez Dielétrica. | (kV) | Número |
| FatorDePotencia2 5 | Fator de Potência a 25 °C. | (%) | Número |
| FatorDePotencia1 00 | Fator de Potência a 100 °C. | (%) | Número |
| TipoDeOleo | Tipo de óleo. | | Texto |
| TemperaturaAmbi ente | Temperatura ambiente no momento da coleta. | (°C) | Número |
| TemperaturaDaA mostra | Temperatura do topo do óleo no momento da coleta. | (°C) | Número |
| Observacao | Observações | | |
| Aparência | Aparência | | Texto |
| FatorDeDissipaca o25 | Fator de Dissipação a 25 °C. | (%) | Número |
| FatorDeDissipaca o90 | Fator de Dissipação a 90 °C. | (%) | Número |
| Sedimentos | Sedimentos | | Número |
| ContagemDeParti culas5 | Contagem de partículas, 05 micrometro. | | Número |
| ContagemDeParti culas15 | Contagem de partículas, 105 micrometro. | | Número |

Tabela 35 - Intervenções

| Nome da Variável | Descrição | Unidade | Tipo de Dados |
|------------------------|--|---------|---------------|
| IdManutenção | Número ou código de manutenção do equipamento - identificador. | | Texto |
| CódigoDaIntervenção | Número automático do sistema - identificador | | Número |
| DataDaÚltimaManutenção | Data da última manutenção, quando atividade do PMP | | Data |
| DataStater | Data de início para contagem de tempo e determinação da data prevista de uma determinada intervenção do PMP | | Data |
| DataPrevista | Data prevista para realização de uma determinada atividade ou intervenção | | Data |
| DataDeInício | Data de início de uma determinada atividade ou intervenção | | Data |
| DataTérmino | Data de término de uma determinada atividade ou intervenção | | Data |
| IdExecução | Órgão da estrutura de manutenção da CEE/AT ou empresa externa que realizou determinada atividade ou intervenção. | | Texto |
| IdLocalizaçãoNível1 | Local ou componente do equipamento onde foi ou será realizada determinada atividade ou intervenção – Nível 1 | | Texto |
| IdLocalizaçãoNível2 | Local ou componente do equipamento onde foi ou será realizada determinada atividade ou intervenção – Nível 2 | | Texto |
| IdLocalizaçãoNível3 | Local ou componente do equipamento onde foi ou será realizada determinada atividade ou intervenção – Nível 3 | | Texto |
| IdLocalizaçãoNível4 | Local ou componente do equipamento onde foi ou será realizada determinada atividade ou intervenção – Nível 4 | | Texto |
| Descrição | Descrição de uma determinada atividade ou intervenção | | Texto |
| IdMotivosNível1 | Motivo pelo qual foi ou será executada determinada atividade ou intervenção – Nível 1 | | Texto |
| IdMotivosNível2 | Motivo pelo qual foi ou será executada determinada atividade ou intervenção – Nível 2 | | Texto |

| | | | |
|-------------------------|---|--|--------|
| IdMotivosNível3 | Motivo pelo qual foi ou será executada determinada atividade ou intervenção – Nível 3 | | Texto |
| IdUnidade | Unidade de tempo para determinação da “periodicidade” de uma determinada atividade do PMP | | Número |
| Valor | Valor referente a unidade de tempo para determinação da “Periodicidade” de uma determinada atividade do PMP | | Numero |
| AtreladoAoCDC | Atividade do PMP atrelada (que dever ser realizada simultaneamente) à manutenção do computador | | Lógico |
| ControleDEM | Necessidade ou não de controle do Departamento de Engenharia de manutenção sobre a execução de determinada atividade ou intervenção | | Lógico |
| IdResponsabilidade | Órgão de estrutura de manutenção da CEEE/AT responsável pela execução de uma determinada atividade ou intervenção | | Texto |
| IdPrioridade | Nível de prioridade para execução de uma determinada atividade ou intervenção | | Texto |
| DataRegistro | Data de registro de uma determinada atividade ou intervenção no sistema – automática | | Data |
| ResponsávelPeloRegistro | Responsável pelo registro de uma determinada atividade ou intervenção no sistema – automática, e correspondente ao usuário do SGTF | | Texto |
| Observações | Campo disponível para informações adicionais | | Texto |
| Instrução | Campo disponível para “Indexar” instrução de procedimento sobre determinada atividade ou intervenção | | Link |
| Relatório | Campo disponível para “Indexar” relatório de execução de determinada atividade ou intervenção | | Link |
| PreservarRegistro | Necessidade de preservar o registro de uma determinada atividade ou intervenção no sistema após um determinado tempo | | Lógico |

Tabela 36 – Variáveis de monitoramento

| Grupo | Nome | Nome da Variável | Unidade | Saída | Forma de Obtenção |
|-------|---------------------|-------------------------|----------|-------|-----------------------|
| G1 | Grandezas Elétricas | Tensão de AT | (kV) | | Sistema de Supervisão |
| | | Tensão de MT | (kV) | | Sistema de Supervisão |
| | | Tensão de BT | (kV) | | Sistema de Supervisão |
| | | Potência Ativa de AT | (MW) | | Sistema de Supervisão |
| | | Potência Ativa de MT | (MW) | | Sistema de Supervisão |
| | | Potência Ativa de BT | (MW) | | Sistema de Supervisão |
| | | Potência Reativa de AT | (MVAr) | | Sistema de Supervisão |
| | | Potência Reativa de MT | (MVAr) | | Sistema de Supervisão |
| | | Potência Reativa de BT | (MVAr) | | Sistema de Supervisão |
| | | Potência Aparente de AT | (MVA) | | Calculada |
| | | Potência Aparente de MT | (MVA) | | Calculada |
| | | Potência Aparente de BT | (MVA) | | Calculada |
| | | Corrente de AT | (A) | | Sistema de Supervisão |
| | | Corrente de MT | (A) | | Sistema de Supervisão |
| | | Corrente de BT | (A) | | Sistema de Supervisão |

| | | | | | |
|----|----------------------|---|---------|-----------|-----------------------|
| | | Frequência | (Hz) | | Sistema de Supervisão |
| G2 | Temperaturas | Temperatura do óleo | (°C) | | MT 1 |
| | | Temperatura do enrolamento de AT | (°C) | | MT 1 |
| | | Temperatura do enrolamento de MT | (°C) | | MT 1 |
| | | Temperatura do enrolamento de BT | (°C) | | MT 1 |
| | | Temperatura do óleo do CDC | (°C) | | MT 1 |
| | | Temperatura ambiente do transformador | (°C) | | MT 1 |
| | | Falha do MT 1 | | | |
| | | Temperatura do óleo radiador / superior | (°C) | | MT 2 |
| | | Temperatura do óleo radiador /inferior | (°C) | | MT 2 |
| | | Falha MT 2 | | | |
| G3 | Dados Meteorológicos | Temperatura ambiente | (°C) | | EMT 1 |
| | | Umidade relativa do ar | (%) | | EMT 1 |
| | | Velocidade do vento | (km/h) | | EMT 1 |
| | | Direção do vento | | | EMT 1 |
| | | Radiação solar | | | EMT 1 |
| | | Índice de precipitação pluviométrica | | | EMT 1 |
| G4 | Monitoramento do | Teor de hidrogênio | (ppm) | 4 – 20 mA | MH 1 |

| | | | | | |
|-----------|--------------------------|---|---------|--------------|-----------------------|
| | Óleo | Alarme 1 – Hidrogênio > | | Contato | MH 1 |
| | | Alarme 2 – Hidrogênio >> | | Contato | MH 1 |
| | | Água dissolvida no óleo | (%) | 4 – 20 mA | MH 1 |
| | | Alarme 1 – Água > | | Contato | MH 1 |
| | | Somatório combustíveis H2, CO, C2H2, C2H4 | (ppm) | 4 – 20 mA | MH 2 |
| | | Alarme 1 – High | | Contato | MH 2 |
| | | Alarme 2 – High – High | | Contato | MH 2 |
| | | Contato de falha | | | MH 2 |
| G5 | Monitoramento das Buchas | Alarme de Alerta (Action Alarm) | | Contato | MBC |
| | | Alarme de Perigo (Warning Alarm) | | Contato | MBC |
| | | Informação (Information) | | Contato | MBC |
| | | Auto-Monitoramento (Self-Monitoring) | | Contato | MBC |
| G6 | Ventilação Forçada | Ventilação Forçada – Desligado | | Contato | Sistema de Supervisão |
| | | Ventilação Forçada – 1º Estágio Ligado | | Contato | Sistema de Supervisão |
| | | Ventilação Forçada – 2º Estágio Ligado | | Contato | Sistema de Supervisão |
| | | Ventilação Forçada – 1º e 2º Est. Ligados | | | |
| | | Ventilação Forçada - Falha | | Contato | Sistema de Supervisão |
| G7 | Proteções de | Relé de Gás (63T) – Alarme | | | Sistema de Supervisão |

| | | | | | |
|----|-------------------|---|--|---------|-------------------------|
| | Máquina | Relé de Gás (63T) – Desligamento | | | |
| | | Temperatura do Óleo (26) – Alarme | | | |
| | | Temperatura do Óleo (26) – Desligamento | | | |
| | | Temp. do Enrolamento (49) – Alarme | | | |
| | | Temp. do Enrolamento (49) – Desligamento | | | |
| | | Relé de Fluxo (63C) - Desligamento | | | |
| | | Válvula de Alívio (20) – Desligamento | | | |
| | | Tanque de Expansão TR, Nível Máx. de Óleo - Alarme | | | Sistema de Supervisão |
| | | Tanque de Expansão TR, Nível Mín.. de Óleo - Alarme | | Contato | Central de Manobra TR 2 |
| | | Tanque de Expansão CDC, Nível Máx. de Óleo – Alarme | | | |
| | | Tanque de Expansão CDC, Nível Mín. de Óleo – Alarme | | Contato | Central de Manobra TR 2 |
| G8 | Monitoramento CDC | Indicação de posição | | | Sistema de Supervisão |
| | | Número de operações | | Contato | Central de Manobra TR 2 |
| | | Falha Acionamento Motorizado CDC (Q1) | | | Sistema de Supervisão |
| | | Pressão Máxima Filtro CDC | | Contato | Central de Manobra TR 2 |
| | | Falha Filtro do CDC (Q1) | | Contato | Central de manobra TR 2 |

| | | | | | |
|----|---------------------|-------------------------------------|--|--|-----------------------|
| G9 | Proteções Elétricas | 87N – Diferencial instantâneo | | | Sistema de Supervisão |
| | | 87U – Diferencial restritivo | | | Sistema de Supervisão |
| | | 50A – Sobre-corrente instantâneo AT | | | Sistema de Supervisão |
| | | 50B – Sobre-corrente instantâneo AT | | | Sistema de Supervisão |
| | | 50C – Sobre-corrente instantâneo AT | | | Sistema de Supervisão |
| | | 50N – Sobre-corrente instantâneo AT | | | Sistema de Supervisão |
| | | 51A – Sobre-corrente temporizado AT | | | Sistema de Supervisão |
| | | 51B – Sobre-corrente temporizado AT | | | Sistema de Supervisão |
| | | 51C – Sobre-corrente temporizado AT | | | Sistema de Supervisão |
| | | 51N – Sobre-corrente temporizado AT | | | Sistema de Supervisão |
| | | 51N – Sobre-corrente temporizado BT | | | Sistema de Supervisão |
| | | 51P – Sobre-corrente temporizado BT | | | Sistema de Supervisão |