

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
COORDENAÇÃO DE ESTÁGIOS DO DEE

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

Aluno: Ygor Mendes Jorge de Souza

Matrícula: 29811186

Orientadora Acadêmica: Núbia Silva Dantas Brito

Orientador de estágio: Eng. Salomão David de Araújo Alves Ferreira

Campina Grande – Paraíba

Agosto/2005



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Diagrama da Eletronorte.....	17
Figura 2	– Montagem para a medição da RDT	23
Figura 3	– Detalhe do radiador antes do processo de soldagem	26
Figura 4	– Visualização do vazamento	27
Figura	– Detalhe do radiador após o processo de soldagem	27
Figura 6	– Detalhe do radiador após o processo de soldagem	27
Figura 7	– Visualização do transporte do radiador	28
Figura 8	– Máquina filtro/bombeadora de óleo isolante.....	29
Figura 9	– Chave seccionadora apresentando defeito mecânico.....	30
Figura 10	– Chave seccionadora com parte rompida.....	30
Figura 11	– Cabo para aterramento.....	32
Figura 12	– Detector de tensão.....	32
Figura 13	– Montagem do andaime	33
Figura 14	– Cabo de aterramento para a segurança da operação	33
Figura 15	– Tpi apresentando vazamento de óleo na parte superior.....	34
Figura 16	– Detalhe chave seccionadora aberta	35
Figura 17	– Qualidade do óleo contido no reservatório	35
Figura 18	– Coleta do óleo	36
Figura 19	– Retirada do pulmão do TPI	37
Figura 20	– Parte superior do TPI.....	37
Figura 21	– Pulmão do TPI.....	37
Figura 22	–.Parte superior fechada.....	38
Figura 23	– Processo de limpeza.....	38
Figura 24	– TPI com os reparos	38
Figura 25	– Início da desmontagem das partes constituintes do disjuntor a SF6	39
Figura 26	– Cárter aberto; bielas de comando.....	39
Figura 27	– Detalhe do cárter	40
Figura 28	– Retirada do guia	40
Figura 29	– Visível contaminação com água no guia	41

Figura 30	– Retirada do gás SF ₆	41
Figura 31	– Contato móvel.....	42
Figura 32	– Braçadeira da mangueira de gás oxidada.....	43
Figura 33	– Porcelana danificada.....	43
Figura 34	– Contato fixo.....	44
Figura 35	– Rolamento do contato móvel oxidado.....	44
Figura 36	– Estrutura comprometida.....	44
Figura 37	– Peça recuperada.....	45
Figura 38	– Utilização de escovas para limpeza.....	45
Figura 39	– Aplicação de sika-flex.....	46
Figura 40	– Montagem do contato fixo.....	47
Figura 41	– Anel de feltro.....	48
Figura 42	– Contato móvel.....	48
Figura 43	– Junção do contato fixo com o móvel.....	49
Figura 44	– Finalização da montagem do contato fixo.....	49
Figura 45	– Utilização da veda-rosca.....	50
Figura 46	– Montagem das bielas de comando.....	50
Figura 47	– Detalhe frontal do equipamento megômetro – destinado para a medição do nível de solação.....	53
Figura 48	– Medidor de relação de transformação – TTR.....	54
Figura 49	– Equipamento destinado à medição de isolamento em cabos de altatensão.....	55
Figura 50	– Representação das distâncias para o método de manutenção a distância.....	58
Figura 51	– Representação das distâncias para o método de manutenção ao potencial.....	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Capacidade de geração e transmissão.....	11
Tabela 2	– Especificações técnicas da instalação (UHE / Samuel).....	12
Tabela 3	– Especificações técnicas da instalação (SE / Ariquemes).....	12
Tabela 4	– Especificações técnicas da instalação (SE / Jaru).....	13
Tabela 5	– Especificações técnicas da instalação (SE / Ji-paraná).....	13
Tabela 6	– Especificações técnicas da instalação (SE / Porto velho).....	14
Tabela 7	– Especificações técnicas da instalação (SE / Alfaville).....	14
Tabela 8	– Especificações técnicas da instalação (SE / rio Madeira).....	15
Tabela 9	– Especificações técnicas da instalação (SE / Areal).....	15
Tabela 10	– Descrição das unidades presentes no estado de Rondônia.....	17
Tabela 11	– Resultados alcançados pela implantação do TPM.....	19
Tabela 12	– Dados técnicos do transformador de potência.....	26
Tabela 13	– Dados técnicos do transformador de corrente.....	34
Tabela 14	– Detalhes com relação a níveis de tensão e distância de segurança para o método de manutenção a distância.....	58
Tabela 15	– Distância de segurança para trabalhos em instalações energizadas – método ao potencial.....	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

“V”	Nomeclatura de identificação de uma das fases; sistema trifásico
°C	Unidade de temperatura; graus Celcius
3φ	Sistema trifásico
A.T	Alta Tensão
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
B.T	Baixa tensão
Ceam	Companhia Energética do Amazonas
Celpa	Centrais Elétricas do Pará
Celtins	Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins
Cemar	Companhia Energética do Maranhão
Cemat	Centrais Elétricas Matogrossenses
Ceron	Centrais Elétricas de Rondônia
COR	Centro de Operação Regional
D, D1, D2	Distância em metros
Eletroacre	Companhia de Eletricidade de Acre
EPI's	Equipamentos de proteção
Hz	Hertz; unidade de frequência
kV	quilovolt; unidade de tensão
LCM	Leakege Current Monitor
MVA	Mega-Volt-Ampére; unidade de potência aparente
MW	Megawatts; unidade de potência ativa
N	Neutro
RDT	Relação de transformação
SF₆	Hexafluoreto de enxofre
TΩ	Teraohm; unidade de resistência elétrica
TC's	Transformadores de corrente
TP	Transformador de potencial

TPC	Transformador de potencial capacitivo
TPI	Transformador de potencial indutivo
TPM	Manutenção produtiva total
X1	Localização da bucha de baixa tensão
ZnO	Óxido de zinco

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
1.1. HISTÓRICO DA EMPRESA.....	10
1.2. SISTEMA RONDÔNIA	11
1.2.1. UHE / SE SAMUEL	12
1.2.1.1. Características Gerais	12
1.2.2. SE ARIQUEMES.....	12
1.2.2.1. Características Gerais	12
1.2.3. SE JARU.....	13
1.2.3.1. Características Gerais	13
1.2.4. SE JI-PARANÁ.....	13
1.2.4.1. Características Gerais	13
1.2.5. SE PORTO VELHO	14
1.2.5.1. Características Gerais	14
1.2.6. SE ALFAVILLE	14
1.2.6.1. Características Gerais	14
1.2.7. UTE / SE RIO MADEIRA	15
1.2.7.1 Características Gerais.....	15
1.2.8. SE / AREL	15
1.2.8.1. Características Gerais	15
2. PLANO DE ESTÁGIO.....	16
3. PERFIL ORGANIZACIONAL	17
4. MÉTODO TPM.....	18

5. SISTEMA OPERACIONAL DE GERENCIAMENTO	20
5.1. FUNCIONALIDADES DO SAP / R3	20
5.1.1. PM - GERENCIAMENTO DA MANUTENÇÃO	20
5.1.2. AM - GERENCIAMENTO DE ATIVOS	20
5.1.3. MM - GERENCIAMENTO DE MATERIAIS	21
5.1.4. FM – ORÇAMENTO	21
5.1.5. HR - RECURSOS HUMANOS	21
5.1.6. TV – VIAGENS A SERVIÇO	21
5.1.7. FI – FINANÇAS	21
5.1.8. CO – CONTROLADORIA	22
5.1.9. CM - GERENCIAMENTO DE CAIXA	22
6. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES	23
6.1. ENSAIOS.....	23
6.1.1. ENSAIO FÍSICO-QUÍMICO DE ISOLADORES	23
6.1.2. ENSAIO DE NÍVEL DE ISOLAÇÃO EM TCs (figura 2).....	23
6.1.3. MEDIÇÃO DA CORRENTE DE FUGA DE PÁRA-RAIOS	24
6.2. MANUTENÇÃO EM EQUIPAMENTOS.....	25
6.2.1. MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADOR ELEVADOR 13,8/230 kV	25
6.2.1.1. MATERIAL UTILIZADO	25
6.2.1.2. DADOS DE PLACA DO TRANSFORMADOR (tabela 12).....	26
6.2.1.3. PROCEDIMNTO PARA MANUTENÇÃO DO RADIADOR	28
6.2.1.4. CHAVES SECCIONADORAS	29
6.2.2. MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES DE CORRENTE – TC'S	30
6.2.2.1. REFERENCIAL TEÓRICO.....	30

6.2.2.2. OBJETIVO	31
6.2.2.3. INÍCIO DA ATIVIDADE DE MANUTENÇÃO CORRETIVA.....	32
6.2.2.3.1. VERIFICAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SEGURANÇA.....	32
6.2.2.3.2. DADOS DE PLACA DO TRANSFORMADOR (tabela 13).....	34
6.2.2.3.3. DESLIGAMENTO DA LINHA DE TRANSMISSÃO	35
6.2.2.3.4. COLETA DO ÓLEO	35
6.2.2.3.5 PROCESSO DE LIMPEZA	36
6.2.2.3.6. FINALIZAÇÃO DA ATIVIDADE.....	36
6.2.3. MANUTENÇÃO EM DISJUNTORES A GÁS SF ₆	39
6.2.4. MANUTENÇÃO EM CUBÍCULO BLINDADO	50
6.2.4.1. PERÍODO PARA A MANUTENÇÃO.....	51
6.2.4.2. DAS MANUTENÇÕES	51
6.2.4.3. EFETUADA LIMPEZA GERAL	51
6.2.4.4. CONTROLE VISUAL	51
6.2.5. MANUTENÇÃO DE SECCIONADORAS.....	52
6.2.6. VERIFICANDO A ISOLAÇÃO DE EQUIPAMENTOS.....	52
6.2.7. MEDIÇÃO DA RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO.....	54
6.2.8. VERIFICANDO ISOLAÇÃO EM CABOS DE ALTA TENSÃO	54
7. MANUTENÇÃO EM SUBESTAÇÃO ENERGIZADA	56
7.1. INTRODUÇÃO.....	56
7.2 METODOLOGIA DE TRABALHO	57
7.2.1. MÉTODO À DISTÂNCIA.....	57
7.1.2.2. MÉTODO AO POTENCIAL	58

8. TRABALHOS DESENVOLVIDOS.....	61
8.1. PIQ – Painel Integrado da Qualidade.....	61
9. CONCLUSÃO.....	62
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	63

1. INTRODUÇÃO

O programa de estágio para alunos de nível superior é oferecido com o intuito de um engrandecimento profissional e aquisição de experiências de cunho prático, através de experiências de campo, sempre acompanhados de instrutores responsáveis e capacitados, que integram as equipes na empresa ELETRONORTE.

Para que o estagiário possa ser integrado no ambiente de trabalho, a empresa realiza reuniões com duração de uma semana, onde são abordados os mais diversos temas como: relacionamento interpessoal, fardamento, horário de trabalho, riscos das instalações, distribuição hierárquica da empresa entre outros; sempre acompanhado de uma equipe de psicólogos, profissionais responsáveis por treinamento e atividades de estágio.

A experiência de campo é dada através do acompanhamento e, em casos especiais, da execução de atividades de manutenção em subestações, mais especificamente em equipamentos inseridos nestas instalações, como também observação de ensaios dos mais diversos tipos e participação em treinamentos e desenvolvimento de projetos.

1.1. HISTÓRICO DA EMPRESA

A Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE, empresa subsidiária das Centrais Elétricas Brasileiras S.A ELETROBRÁS, concessionária de serviços públicos de energia elétrica, foi criada pela Lei 5.824, de 14 de novembro de 1972, constituída por escritura pública em 20 de junho de 1973 e autorizada a funcionar pelo Decreto 72.548, de 30 de julho de 1973.

Tendo como missão atender ao mercado de energia elétrica, integrando-se ao desenvolvimento de sua área de atuação, a ELETRONORTE tem coordenado e executado o desenvolvimento dos sistemas de energia elétrica na região Norte, objetivando garantir o suprimento às concessionárias estaduais e o fornecimento aos grandes consumidores da indústria de eletrointensivos, a distribuição de Manaus e Boa Vista, através de suas subsidiárias integrais Manaus Energia S/A e Boa Vista Energia S/A, além de fomentar o desenvolvimento regional.

A área de atuação da ELETRONORTE, caracterizada pela Amazônia Legal, representa 58% do território nacional, compreendendo os Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins.

Nesta área atuam as seguintes concessionárias estaduais de energia elétrica: Companhia de Eletricidade do Amapá S.A. - CIA, Companhia Energética do Amazonas - CEAM, Centrais Elétricas do Pará S.A - CELPA, Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, Companhia Energética do Maranhão - CEMAR, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, Companhia Energética de Roraima S.A. - CER, Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON e Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE, todas supridas pela ELETRONORTE.

1.2. SISTEMA RONDÔNIA

O sistema Rondônia consiste de um parque termelétrico, em Porto Velho, com unidades geradoras a óleo diesel e da UHE Samuel. O sistema de transmissão associado a UHE Samuel, além de suprir a Companhia de Eletricidade de Rondônia (CERON) em Porto Velho, estende a oferta de energia a esta concessionária ao longo da BR 364, particularmente às áreas polarizadas por Ariquemes, Jarú e Ji-Paraná. As demais localidades são atendidas isoladamente por unidades térmicas da CERON. A capacidade de geração e transformação de energia das unidades pertencentes a ELETRONORTE são detalhadas na tabela 1.

TABELA 01 – Capacidade de geração e transmissão.

Capacidade instalada – Hidráulica	216 MW
Capacidade instalada – Térmica – Eletronorte+Termonorte	105,1 MW
Capacidade de transformação	705,7 MVA

O sistema Rondônia é o único no Brasil que utiliza a tecnologia de sistema PRE (para-raio energizado) o qual atende à pequenas localidades ao longo da linha de transmissão Samuel/Ariquemes/Ji-Paraná. O parque gerador e de transmissão de energia é formado por 11 unidades abaixadoras, elevadoras ou de simples transmissão, somadas com

duas unidade de geração, sendo uma térmica e uma hidráulica. Algumas das principais unidades são descritas de forma sucinta a seguir.

1.2.1. UHE / SE SAMUEL

1.2.1.1. Características Gerais

TABELA 02 – Especificações técnicas da instalação (subestação de transmissão).

Arranjos:	230kV / Barra dupla	
Capacidade de geração	5 x 43,2 MW	
Capacidade de Transformação	5 x 59,5 MVA	
Modo de operação	Subestação desassistida	
	Usina assistida	Com equipes de operadores próprias, obedecendo turno de 6 horas.

1.2.2. SE ARIQUEMES

1.2.2.1. Características Gerais

TABELA 03 – Especificações técnicas da instalação (subestação de transmissão).

Arranjos	Barra simples	230kV
	Barra simples	69kV
	Barra simples	13,8kV
Capacidade de transformação	2 x 30 MVA	
Modo de operação	Operador em horário comercial – telecomandada pelo COR	
Pontos de fornecimento	CERON: 02 linha em 69 kV / 13,8 kV	

1.2.3. SE JARU

1.2.3.1. Características Gerais

TABELA 04 – Especificações técnicas da instalação (subestação de transmissão).

Arranjos	Barra simples	230kV	
	Barra simples	13,8kV	
	Barra simples	69 kV	
Capacidade de transformação	2 x 30 MVA		
Modo de operação	Operador em horário comercial – Telecomandada pelo COR.		
Pontos de fornecimento	CERON: 01 linha de 69 kV		

1.2.4. SE JI-PARANÁ

1.2.4.1. Características Gerais

TABELA 05 – Especificações Técnicas da Instalação

Arranjos	Barra simples	230kV	
	Barra simples	13,8kV	
	Barra simples	69kV	
Capacidade de transformação	2 x 60 MVA + 01 x 100MVA		
Modo de operação	Operador em horário comercial – telecomandada pelo COR		
Pontos de fornecimento	CERON	02 linha em 69 kV	
	CERON	01 linha 13,8 kV.	

1.2.5. SE PORTO VELHO

1.2.5.1. Características Gerais

TABELA 06 – Especificações técnicas da instalação
(subestação de transmissão e distribuição.)

Arranjos	Barra dupla	230kV	
	Barra dupla	13,8kV	
	Barra dupla	69kV	
Capacidade de transformação	2 x 100 MVA + 01 x 60 MVA + 02 x 65 MVA		
Modo de operação	Operador em horário comercial – telecomandada pelo COR		
Pontos de fornecimento	CERON: 04 alimentadores em 13,8 kV.		

1.2.6. SE ALFAVILLE

1.2.6.1. Características Gerais

TABELA 07 – Especificações técnicas da instalação
(subestação de subtransmissão).

Arranjos	Barra tripla	13,8kV	
	Barra simples	69kV	
Capacidade de transformação	2 x 26,6 MVA		
Modo de operação	Operador em horário comercial – telecomandada pelo COR		
Pontos de fornecimento	CERON: 10 alimentadores em 13,8 kV.		

1.2.7. UTE / SE RIO MADEIRA

1.2.7.1 Características Gerais

TABELA 08 – Especificações técnicas da instalação
(subestação de subtransmissão).

Arranjos	Barra dupla	69kV	
Capacidade de:	Transformação	1 x 75 MVA 3 x 30 MVA	
	Geração	1 x 35 MW 3 X 18 MW	
Modo de operação	Operador em horário comercial – telecomandada pelo COR		

1.2.8. SE / AREL

1.2.8.1. Características Gerais

TABELA 09 – Especificações técnicas da instalação

Arranjos	Barra simples	69 kV	
Capacidade de	Transformação 01x34,5MVA 3x26,6MVA		
Modo de operação	Operador em horário comercial – telecomandada pelo COR		
Pontos de fornecimento	CERON: 10 alimentadores em 13,8 kV.		

2. PLANO DE ESTÁGIO

A empresa definiu como orientador do estágio o engenheiro Salomão David de Araújo Alves. Inicialmente, apresentaram-se as atividades relacionadas com a empresa e estabeleceu-se um cronograma inicial de estágio.

Na área de equipamentos eletromecânicos, que tem como líder de equipe o técnico Rage Myrria, o estágio abordaria os equipamentos elétricos presentes nas diversas subestações, seus ensaios e operações de manutenção. Na área de linhas de transmissão, o estagiário estudaria a disposição das linhas de distribuição de energia, bem como o melhoramento do sistema de aterramento das torres de transmissão, localizadas no estado de Rondônia.

Em todas as áreas da empresa realizaram-se apresentações com os líderes de cada setor, dando-se destaque aos esclarecimentos sobre normas de segurança, equipamentos apropriados para manobras e manutenção (EPIs – equipamentos para proteção individual).

3. PERFIL ORGANIZACIONAL

Apresenta-se na figura 01 perfil organizacional da ELETRONORTE-Rondônia, cujas siglas estão explicadas na tabela 10.

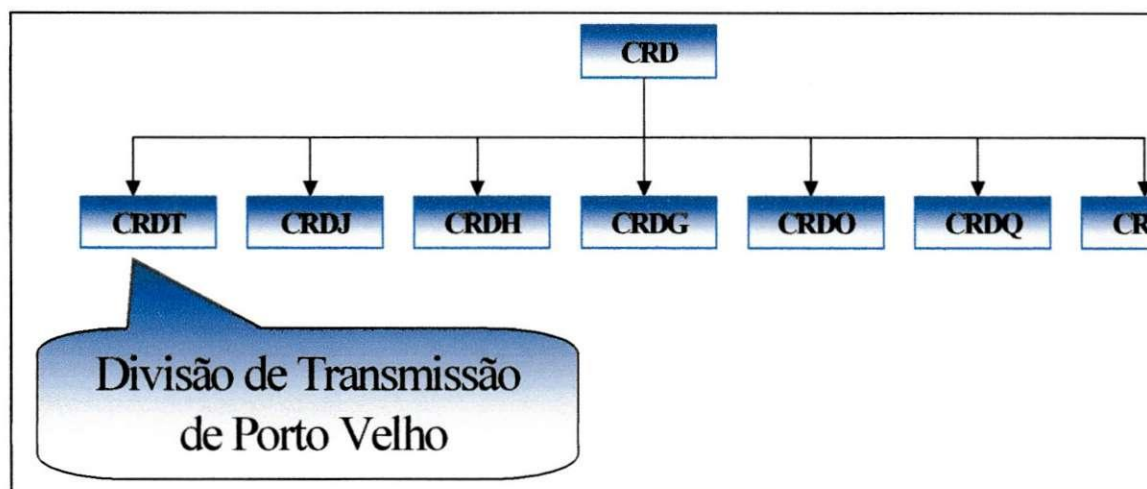


FIGURA 01 – Diagrama da ELETRONORTE.

TABELA 10 – Descrição das unidades presentes no estado de Rondônia.

SIGLA	DESCRIÇÃO
CRD	Regional de Produção e Comercialização de Rondônia
CRDT	Divisão de Transmissão de Porto Velho
CRDJ	Divisão de Transmissão de Ji-Paraná
CRDH	Divisão de Geração Hidráulica
CRDG	Divisão de Geração Térmica
CRDO	Divisão de Operação de Rondônia
CRDQ	Divisão de Engenharia e Qualidade
CRDA	Divisão Administrativa

4. MÉTODO TPM

TPM é um método de gestão que identifica e elimina as perdas existentes no processo produtivo, maximiza a utilização do ativo industrial e garante a geração dos produtos de alta qualidade a custos competitivos. Além disso, desenvolve conhecimentos capazes de reeducar as pessoas para ações de prevenção e de melhoria contínua, garantindo o aumento da confiabilidade dos equipamentos e da capacidade dos processos, sem investimentos adicionais. Atuando, também, na cadeia de suprimentos e na gestão de materiais, reduz o tempo de resposta, aumenta a satisfação do cliente e fortalece a posição da empresa no mercado.

Para que o TPM, ao ser implantado em uma organização, produza os resultados a que se propõe - atingindo o seu objetivo principal de eliminar totalmente as perdas existentes - é necessário que a implantação da Manutenção Produtiva Total seja suportada pelas seguintes diretrizes estratégicas:

- Criar uma organização corporativa que maximize a eficiência dos sistemas de produção;
- Gerir a planta através de uma organização que evite todo o tipo de perdas (assegurando nenhum acidente, defeitos e falhas);
- Envolver todos os departamentos na implantação do TPM, incluindo desenvolvimento, vendas e administração;
- Envolver todos, desde a alta administração até os operadores da planta, em torno do mesmo projeto;
- Orientar decididamente as ações em busca de perdas nulas, apoiando-se nas atividades dos pequenos grupos;
- A implantação do TPM é realizada em 12 etapas distribuídas em quatro fases distintas: Preparação, Introdução, Implantação e Consolidação.

TABELA 11 – Resultados alcançados pela implantação do TPM.

Dimensão	Exemplos de Resultados Tangíveis do TPM
P Produtividade	Aumento da produtividade líquida: de 1,5 a 2 vezes. Redução do número de avarias: de 10 a 250 vezes. Aumento da eficácia global: de 1,5 a 2 vezes
Q Qualidade	Redução da taxa de defeitos do processo: 90%. Redução das reclamações dos clientes: 75%
C Custo	Redução do custo de produção: 30%
D Entrega	Redução de estoque de produtos e trabalhos em curso: 50%
S Segurança	Acidentes: Zero Incidentes de poluição: Zero
M Moral	Sugestões de melhorias: 5 a 10 vezes mais
Exemplos de Resultados Intangíveis do TPM	
Auto-gestão plena: os operadores assumem as responsabilidades; Recorrem menos aos Departamentos de Manutenção e Equipamentos; Confiança: pela eliminação de falhas e defeitos; Ambiente de trabalho: limpo e agradável; Melhoria da imagem da empresa.	

5. SISTEMA OPERACIONAL DE GERENCIAMENTO

R/3 (*Real Time System Version 3*) é um ERP (Sistema de Planejamento dos Recursos Empresariais) desenvolvido pela SAP (Sistemas, Aplicações e Produtos), estruturado em ambiente cliente/servidor e com processamento de informações em tempo real. O sistema oferece um conjunto de módulos integrando as diversas áreas do negócio. Estes módulos contemplam a maior parte das funcionalidades necessárias a ELETRONORTE (manutenção, materiais, finanças, vendas de serviços e recursos humanos).

5.1. FUNCIONALIDADES DO SAP / R3

5.1.1. PM - GERENCIAMENTO DA MANUTENÇÃO

- Administração de equipamentos;
- Planejamento da manutenção;
- Pedidos de serviços;
- Planejamento de capacidades;
- Estatísticas de manutenção;
- Gerenciamento de custos.

5.1.2. AM - GERENCIAMENTO DE ATIVOS

- Gerenciamento de ativos;
- Depreciação / amortização de ativos;
- Substituição de ativos (UC – Unidade de Cadastro, UAR – Unidade de Adição e Retirada) conforme Ptª 815 ANEEL.

5.1.3. MM - GERENCIAMENTO DE MATERIAIS

- Compras de material e serviços;
- Controle de inventário;
- Planejamento de estoques;
- Movimentação de material;
- Verificação de faturas;
- Análise de fornecedores.

5.1.4. FM – ORÇAMENTO

- Planejamento orçamentário;
- Controle das disponibilidades orçamentárias.

5.1.5. HR - RECURSOS HUMANOS

- Administração de pessoal;
- Gerenciamento de remuneração;
- Gerenciamento de carreira e sucessão;
- Gerenciamento de treinamento e eventos;
- Folha de pagamento;
- Medicina, Segurança, Meio Ambiente e Serviço Social.

5.1.6. TV – VIAGENS A SERVIÇO

- Planejamento de viagens;
- Requisição de viagens;
- Adiantamento para viagens;
- Planejamento de capacidades;
- Prestação de contas.

5.1.7. FI – FINANÇAS

- Contabilidade;
- Consolidação contábil (ANEEL);

- Contas a pagar;
- Contas a receber;
- Cobrança/Conciliação.

5.1.8. CO – CONTROLADORIA

- Contabilidade de Centro de Custo (estrutura organizacional que cobra os custos que surgem em sua área de responsabilidade);
- Contabilidade de Centro de Lucro (demonstra as receitas e custos dos centros sob sua responsabilidade);
- Contabilidade de Ordens;
- Planejamento do Negócio.

5.1.9. CM - GERENCIAMENTO DE CAIXA

- Administração de Caixa (fluxo de caixa);
- Administração de Tesouraria;
- Comunicação Bancária.

6. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

6.1. ENSAIOS

6.1.1. ENSAIO FÍSICO-QUÍMICO DE ISOLADORES

Através de observações visuais tem-se uma indicação do aspecto (claro e límpido) e da presença de contaminantes como: partículas e água. Esse procedimento segue apenas uma normatização visual, sendo executado pelo laboratório central da ELETRONORTE – LACEN. A coleta do óleo, porém, é uma atividade destinada aos técnicos especializados, a qual foi acompanhada no período de estágio.

6.1.2. ENSAIO DE NÍVEL DE ISOLAÇÃO EM TCs (figura 2)



FIGURA 02 – Montagem para a medição da RDT

Através de dois multímetros e um varivolt obteve-se a relação de transformação dos enrolamentos do TC. O processo consiste nos seguintes passos:

- Injetar uma tensão de valor X nos terminais do primário;
- Observar a corrente de entrada;
- Observar qual a corrente no secundário do transformador.
- Calcular a relação de transformação do TC.

Além do ensaio para a verificar a relação de transformação, fez-se também o ensaio de saturação, que consiste em aplicar tensões variadas e de valor crescente para observar até que ponto o TC não satura. Este ponto saturado consiste no valor de tensão em que a relação de transformação da corrente do primário com relação ao secundário não obedece mais a relação anteriormente verificada, ou seja, uma seqüência lógica constante.

Estes testes podem ser feitos com a utilização do “TTR” de Fabricante INSTRUM do Brasil LTDA Modelo. TTR-10, que é um equipamento que possui todos os modos, tanto para a medição de saturação quanto para a verificação da relação de transformação.

6.1.3. MEDIÇÃO DA CORRENTE DE FUGA DE PÁRA-RAIOS

A medição de corrente de fuga é uma das formas mais eficientes de verificação do estado do pára-raios, mesmo existindo outros métodos como termovisor e ruído de rádio interferência. Considera-se normal o para-raio que apresenta, ao longo dos anos, pequena variação no valor da corrente de fuga. No caso dos pára-raios de ZnO acompanha-se também o nível de harmônicos da corrente de fuga e a corrente de pico. Quando há um aumento dos harmônicos, isso implica num aumento da corrente resistiva que irá levar a degradação do varistor.

O LCM (*leakege currente monitor*) equipamento destinado à medição da corrente de fuga de pára-raios, pode ser conectado a qualquer pára-raios de ZnO em corrente alternada para 50 ou 60 Hz. O LCM é aplicado principalmente para medição temporária numa base regular.

Se a medição mostrar que a corrente de fuga teve um aumento significativo em relação às medidas anteriores ou que a corrente está com um valor muito acima do esperado, esse comportamento pode ser de natureza transitória. O acréscimo da corrente resistiva pode ser causado também pelo acréscimo temporário da temperatura dos varistores, que podem ter origem por conta de poluentes ou descargas recentes no para-raio.

O LCM é baseado na análise do harmônico de terceira ordem da corrente de fuga. Devido a sua resistência não-linear, a corrente de fuga contém harmônicos de frequência fundamental. O harmônico de terceira ordem da corrente de fuga é proporcional a componente resistiva da corrente de fuga. Deste modo, o harmônico de terceira ordem pode ser usado para determinar as condições do pára-raios. A relação entre a corrente resistiva e

a corrente harmônica de terceira ordem foi estabelecida pela medição em vários tipos de varistores de ZnO. Pela integração desses resultados no método de medição do LCM é possível obter o nível da corrente de fuga baseado em condições de corrente harmônicas de terceira ordem. Para minimizar a influência dos harmônicos no sistema, o LCM está equipado com um capacitado metálico que é colocado na base do pára-raios.

6.2. MANUTENÇÃO EM EQUIPAMENTOS

6.2.1. MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADOR ELEVADOR

13,8/230 kV

Inspeções visuais periódicas, constataram problemas de oxidação externa e vazamento de óleo isolante na parte componente do transformador, parte esta que conecta ao radiador (suporte de fixação), próximo ao lado primário (13,8kV)(X₁)(caneco da bucha).

6.2.1.1. MATERIAL UTILIZADO

- Barris de óleo isolante para transformadores;
- Chaves específicas;
- Material de segurança (luvas, botas, capacete);
- Caminhão Munck (TCP-RO 01-3-000-495-2);
- Máquina bombeadora/filtro para óleo isolante do radiador (modelo:7X7J – ano: 1981 – unidade: 1435);
- Matreial de limpeza.

O processo de soldagem nos radiadores do transformador foi uma iniciativa tomada devido a detecção de partes oxidadas, depósito de substâncias externas e possível vazamento de óleo, já que as partes de contato apresentavam uma separação feita por um tipo de borracha que deixava fendas onde posteriormente apresentaram uma área de vazamento e oxidação (figuras 3 e 4). Com o processo de soldagem a borracha que servia de contato não foi mais utilizada e foi possível acabar com o vazamento de óleo e evitar áreas oxidantes. (figuras 5 e 6).

6.2.1.2. DADOS DE PLACA DO TRANSFORMADOR (tabela 12)

TABELA 12 – Dados técnicos do transformador de potência.

TRANSFORMADOR				
Fabricante	Industria elétrica Brown Boveri S.A			
Nº CGC	61074829/0008-08			
Nº série	SP – 19029			
Potência (OFAF)	62,5 MVA			
Tensão nominal sem carga	230 000 / 13800 V			
Corrente nominal (OFAF)	A.T	157A		
	B.T	2615		
Ano de fabricação	09/85			
Níveis de isolamento	Tens. suportáveis nos terminais de:	A.T.	B.T.	N
	Frequência industrial (kV eficaz)	395	34	34
	Impulso atmosférico (kV crista)	950	110	110
	Impulso de manobra (kV crista)	750	-	-
Frequência	60 Hz			
Fase	3			
Tipo	TD 2 AA			



FIGURA 03 – Detalhe do radiador antes do processo de soldagem.

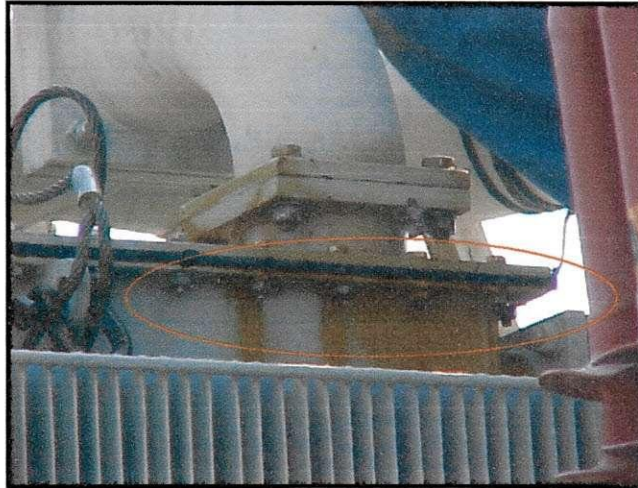


FIGURA 04 - Visualização do vazamento.



FIGURA 05 – Detalhe do radiador após o processo de soldagem



FIGURA 06 – Detalhe do radiador após o processo de soldagem.



FIGURA 07 – Visualização do transporte do radiador.

6.2.1.3. PROCEDIMENTO PARA MANUTENÇÃO DO RADIADOR

O radiador, com as devidas modificações feitas, foi transportado até o pátio da subestação SEPV através do caminhão *munck*. Utilizaram-se barris de óleo isolante purificado específicos para transformadores que logo foram bombeados para o radiador.

Todas as manobras realizadas para a conexão do radiador ao transformador foram supervisionadas por uma equipe qualificada e realizadas com sucesso. Para bombear o óleo isolante até o radiador do transformador, utilizou-se um filtro prensa (figura 8), já que o radiador se encontrava em funcionamento no ato do abastecimento com o óleo isolante. Os cabos condutores pertencentes aos ventiladores do radiador, foram conectados ao corpo do transformador (área de maior massa) e as suas caixas de conexão foram devidamente vedadas com silicone.

Após o abastecimento, o radiador passou por um processo de lavagem e inspeção visual, para que se verificasse um possível vazamento. Nada foi constatado, porém no dia 19/07/2004 as 08:30, realizou-se uma vistoria para detectar possíveis erros, donde se

observou um pequeno vazamento proveniente de uma falha no serviço, mas que logo foi solucionado.



FIGURA 08 – Máquina filtro/bombedora de óleo isolante

6.2.1.4. CHAVES SECCIONADORAS

Inicialmente, a TERMONORTE (termelétrica fornecedora de energia que opera em parceria com a ELETRONORTE) abriu a chave seccionadora trifásica que faz conexão com o transformador elevador (13,8/230kV – PVT6-05). O mesmo processo foi feito por parte da subestação SEPV, pertencente a ELETRONORTE. Porém durante o processo da abertura das chaves seccionadoras pertencentes a Termonorte, detectou-se um problema mecânico e uma das fases não teve a chave atuando de forma correta. O problema detectado foi um sobreaquecimento o qual fez com que as partes constituintes se fundissem e rompessem.

Para continuação do processo de manutenção, utilizou-se uma vara de manobra, que assegurou a deserregização completa do transformador.

Observa-se nas figuras 9 e 10 as partes mecânicas que romperam impedindo o funcionamento de forma normal da chave seccionadora.

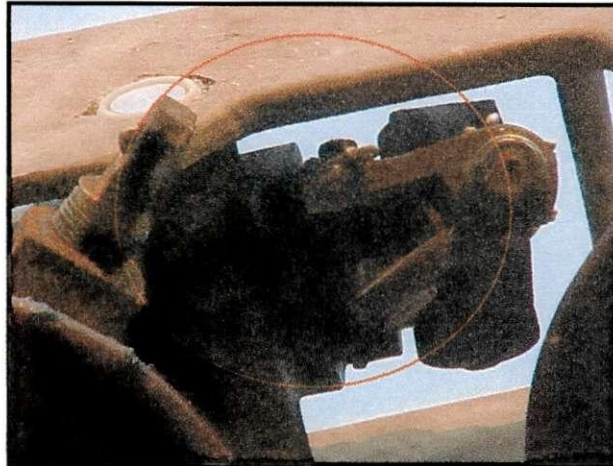


FIGURA 09 – Chave seccionadora apresentando defeito mecânico.



FIGURA 10 – Chave seccionadora com parte rompida

6.2.2. MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES DE CORRENTE – TC'S

6.2.2.1. REFERENCIAL TEÓRICO

Normalmente, em sistemas acima de 600 V, as medições de tensão não são feitas diretamente na rede primária mas, através de equipamentos denominados transformadores de potencial. Estes equipamentos têm a seguinte finalidade:

- Isolar o circuito de baixa tensão (secundário) do circuito de alta tensão (primário);

- Reproduzir os efeitos transitórios e regime permanente aplicados ao circuito de alta tensão o mais fielmente possível no circuito de baixa tensão.

Quanto ao tipo, os transformadores de potencial podem ser:

- Transformadores indutivos (TPI);
- Transformadores capacitivos (TPC);
- Divisores capacitivos;
- Divisores resistivos;
- Divisores mistos (capacitivo/indutivo).

Para tensões inferiores a 69 kV, os esquemas empregados, normalmente, não utilizam *carrier* e o custo do transformador indutivo é inferior ao capacitivo, acarretando assim um emprego bastante acentuado de TP's indutivos para esta faixa de tensão.

Para tensões compreendidas entre 69 kV e 138 kV, o fator preponderante é a utilização do PLC. É comum utilizar-se em uma subestação de 138 kV, transformadores capacitivos nas linhas de transmissão. Em tais casos utiliza-se *carrier* e transformadores indutivos nas barras, uma vez que estes são mais econômicos para esse nível de tensão e os esquemas adotados nos equipamentos nesta posição, geralmente, não utilizam nenhum tipo de comunicação por onda portadora.

Para tensões superiores a 138 kV, normalmente, opta-se pelo transformador capacitivo, uma vez que os dois fatores mencionados anteriormente são favorecidos por este equipamento.

6.2.2.2. OBJETIVO

Atuar de forma corretiva, para solucionar um problema detectado no equipamento TPI localizado na subestação PV, linha de transmissão PVANLT6-01 (BAY-BY), (230kV), fase "V", onde foi constatado vazamento de óleo naftênico do pulmão parte superior do equipamento.

6.2.2.3. INÍCIO DA ATIVIDADE DE MANUTENÇÃO CORRETIVA

6.2.2.3.1. VERIFICAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SEGURANÇA

Todo procedimento tomado foi realizado com a utilização de equipamentos de segurança destinados a proteção com um único objetivo, resguardar a integridade física da equipe atuante, evitando todo e qualquer tipo de acidente. Materiais como: luvas de fio trançado, botas de segurança, capacetes, cabos para aterramento, andaime, detector de tensão, cordas entre outros, foram utilizados na atividade.



FIGURA 11 – Cabo para aterramento.



FIGURA 12 – Detector de tensão

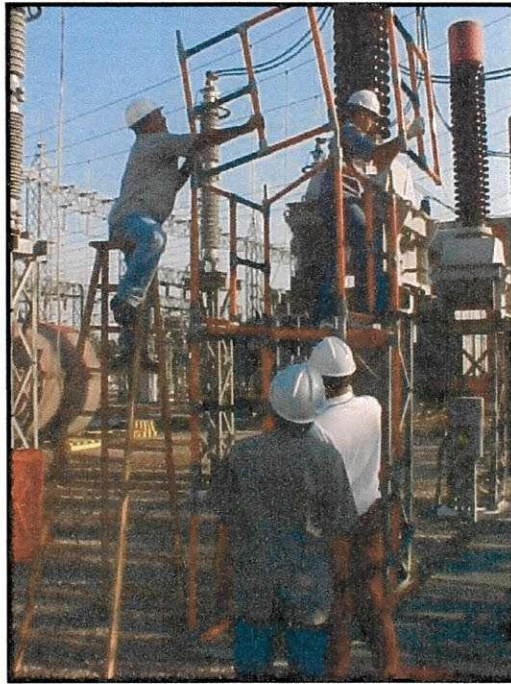


FIGURA 13 – Montagem do andaime.



FIGURA 14 – Cabo de aterramento par a segurança da operação.

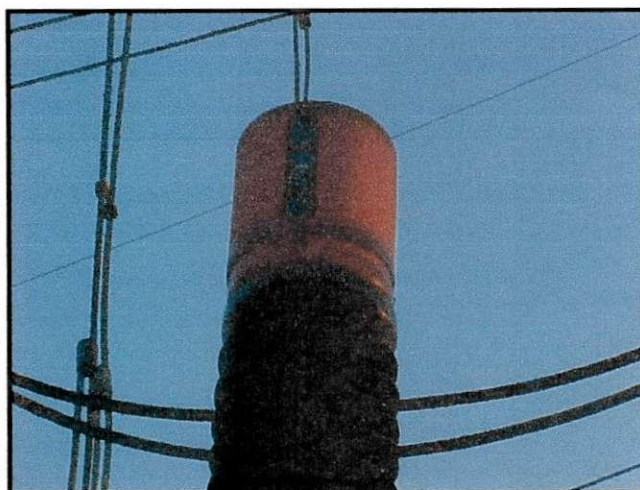


FIGURA 15 – TPI apresentando vazamento de óleo na parte superior

6.2.2.3.2. DADOS DE PLACA DO TRANSFORMADOR (tabela 13)

TABELA 13 – Dados técnicos do TPI.

TPI 230		
Nº de série	19125	
Tipo	TPI 230	
Frequência	60 Hz	
Tensão máxima do equipamento	242 kV (normas ABNT)	
Elevação de temperatura	55°C	
Massa total	1230 kg	
Fase	1	
Tensão nominal primária	230000/sqrt(3) V	
Tensão nominal secundária	115/115/sqrt(3)	
Classe de exatidão	0,3 P75	
Potência	2500 VA	
Volume do óleo	412 l	
Tipo de óleo	Naftenico	
Ano de fabricação	1988	
Regime de sobretensão	1,2	
Grupo de ligação	1,2	
Ordem de fabricação	02603-007-01	
Contrato ELETRONORTE	SES-11-BB	
Relação de transformação	1200:1	2000:1
	1200:1	2000:1

6.2.2.3.3. DESLIGAMENTO DA LINHA DE TRANSMISSÃO

Inicialmente, abriram-se as chaves seccionadoras localizadas na fase “V” (figura 16) e realizou-se o aterramento, com cabo apropriado para evitar possível efeito capacitivo que a linha possa vir adquirir.

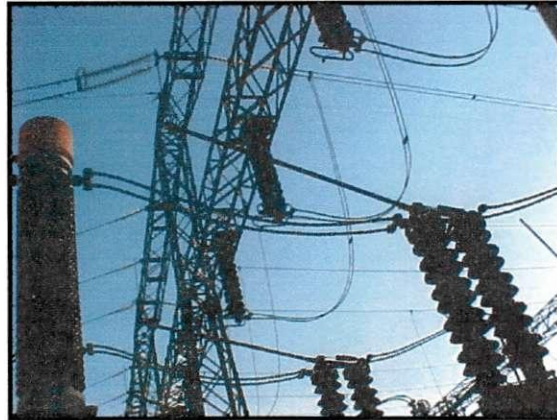


FIGURA 16 – Detalhe chave seccionadora aberta

6.2.2.3.4. COLETA DO ÓLEO

Após a abertura das chaves seccionadoras, o aterramento da fase “V”, e a montagem do andaime, foi feita a coleta do óleo naftênico do transformador. (figuras 17 e 18).



FIGURA 17 – Qualidade do óleo contido no reservatório.



FIGURA 18 – Coleta do óleo.

Fez-se coleta do óleo, com a finalidade de que seu nível baixasse, para que fosse possível a manutenção na parte superior do TPI. Com o nível de óleo baixo, retirou-se o tampão superior e observou-se uma boa qualidade do óleo coletado. Na figura 17 observa-se a utilização de um pano para impedir que caia qualquer tipo de peça no interior do TPI durante a manutenção.

6.2.2.3.5 PROCESSO DE LIMPEZA

Após a retirada do pulmão do TPI, fez-se limpeza utilizando-se álcool 92,8°INPN de uso doméstico, panos e sabão em pó. Toda a parte superior do TPI foi lavada e inspecionada para que se verificasse possíveis falhas na estrutura (figuras 19 e 20).

6.2.2.3.6. FINALIZAÇÃO DA ATIVIDADE

Logo após a troca do pulmão, recolocou-se o óleo que inicialmente foi retirado para a manutenção. Após ser fechada a parte superior, fez-se limpeza na parte externa, que compreende o corpo do equipamento em porcelana (figuras 22 e 23).

Logo após terem sido efetuados todos os reparos mecânicos, o TPI passou por uma inspeção visual para verificar possível vazamento de óleo. Felizmente, nada foi observado. Concluindo-se assim, a atividade conforme o programado.

Com a retirada do pulmão, foi possível fazer a sua substituição por um novo pulmão que é mostrado na figura 21.



FIGURA 19 – Retirada do pulmão do TPI.



FIGURA 20 – Parte superior do TPI.



FIGURA 21 – Pulmão do TPI.



FIGURA 22 – Parte superior fechada.

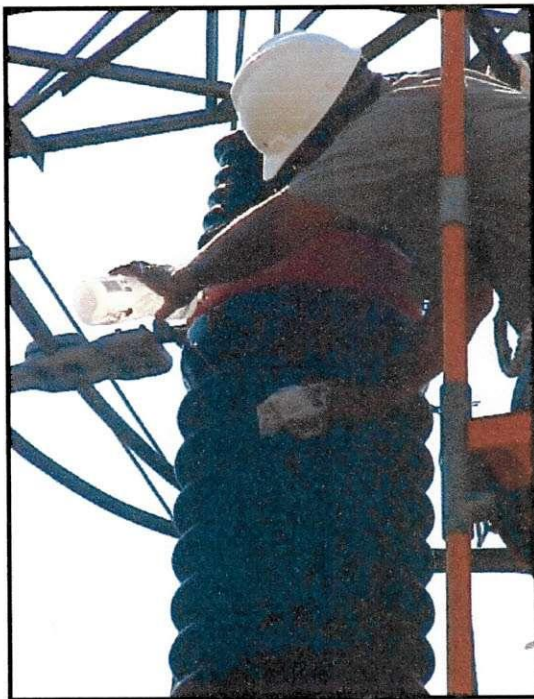


FIGURA 23 – Processo de limpeza.

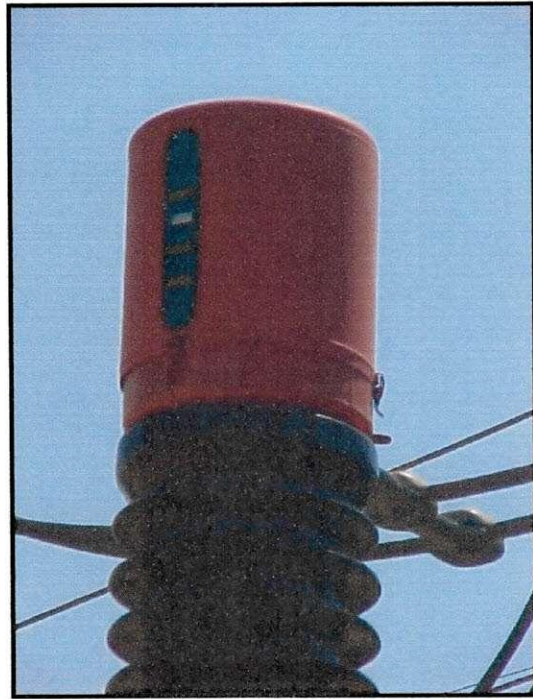


FIGURA 24 – TPI com os reparos.

6.2.3. MANUTENÇÃO EM DISJUNTORES A GÁS SF₆

Após a retirada do disjuntor da SE Samuel, todas as partes constituintes foram condicionadas em um ambiente para que a manutenção pudesse ser iniciada.



FIGURA 25 - Início da desmontagem das partes constituintes do disjuntor a SF₆.

Na figura 25, observam-se os bujões do *carter* de cada fase (posição vertical), juntamente com as colunas (posição horizontal).



FIGURA 26 – Carter aberto; bielas de comando.

Na figura 26, observam-se as duas mangueiras de conexão do gás SF₆, juntamente com o conjunto de bielas.

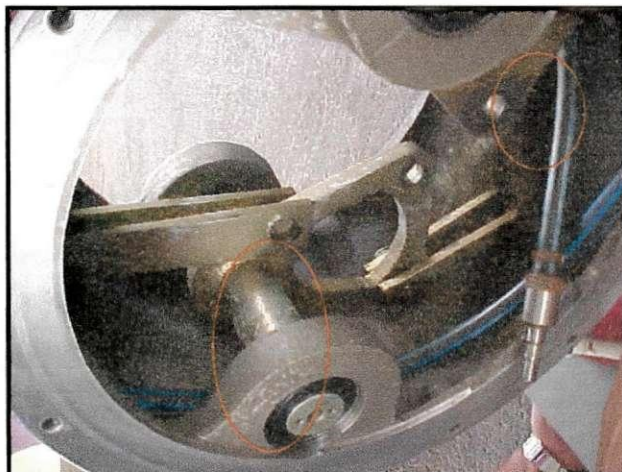


FIGURA 27 – Detalhe do cárter.

Na figura 27 observa-se o cárter aberto com o conjunto de bielas sendo desmontado. São duas bielas que acionam o contato móvel e que se movimentam através de um sistema de propulsão, localizado na parte inferior do disjuntor. Estão destacadas as partes danificadas do disjuntor. São partes oxidadas somadas a depósito de sais na superfície, juntamente com desgastes na estrutura causados por funcionamento incorreto.

Todo cuidado foi tomado para se evitar que as partes se chocassem provocando danificações físicas da estrutura (figura 28). Essa preocupação foi mantida durante todo processo de manutenção por se tratar de um equipamento que trabalha com o SF₆ condicionado a uma alta pressão, logo todo tipo de desgaste na estrutura poderia originar vazamento do gás.



FIGURA 28 – Retirada do guia.

Na figura 29, observa-se o desgaste da estrutura com depósito de sais provenientes da umidade que se infiltrou nas câmaras e o grau de contaminação por conta da umidade. Todas as partes esbranquiçadas são sais provenientes do processo de oxidação e reação com o gás isolante.



FIGURA 29 – Visível contaminação com água no guia.

Apesar do gás SF₆ apresentar em suas propriedades a de não ser um gás tóxico, a equipe procurou sempre utilizar de máscaras (figura 30), evitando-se assim uma possível intoxicação, já que depois de um longo tempo condicionado ele poderia apresentar-se alterado, e conseqüentemente perder suas propriedades.



FIGURA 30 – Retirada do gás SF₆.

Apresentam-se nas figuras a seguir partes constituintes dos disjuntores. Essas peças apresentam-se danificadas ou desgastadas com entrada de água, e por falta de lubrificação e oxidadas.



FIGURA 31 – Contato móvel.



FIGURA 32 – Braçadeira da mangueira de gás oxidada.



FIGURA 33 – Porcelana danificada.



FIGURA 34 – Contato fixo.



FIGURA 35 – Rolamento do contato móvel oxidado.



FIGURA 36 – Estrutura comprometida.

Todo os resíduos foram removidos e a estrutura passou por um processo de recuperação com a utilização de escovas apropriadas e álcool.

Existe entre a flange e a cerâmica um cimento que serve de junção. Toda sua superfície foi *escareada*, em pequenas proporções para que nem todo o cimento fosse retirado. Abordando as outras ilustrações podemos perceber oxidações. Nestas partes utilizaram-se lixas próprias e onde fosse possível, uma tinta contra oxidações foi aplicada.



FIGURA 37 – Peça recuperada.



FIGURA 38 – Utilização de escova para limpeza

Após todas as peças terem passado por uma completa manutenção e/ou substituição, deu-se início ao processo de montagem dos disjuntores.



FIGURA 39 – Aplicação de Sika-Flex

A aplicação de *Sika-Flex* é feita nas partes superior e inferior das câmaras de extinção e colunas e tem como finalidade impedir qualquer tipo de infiltração. Para estrutura localizada na parte superior onde foi aplicada, teve-se a preocupação de vaziar um orifício, que tem como finalidade, escoar a água acumulada. Esses orifícios são observados analisando-se os flanges do isolador (sentido da queda da água).

Na figura 40 apresenta-se um dos passos do processo de montagem. O *oringue* é protegido por um anel.

Na figura 41 apresenta-se a utilização de um anel de feltro para a separação das partes sem que ocorra atrito entre elas e ainda limpar o contato deslizante durante um comando de abertura ou fechamento.

Na figura 42 observa-se o processo de finalização da montagem do contato móvel. A base tem uma nova sede que foi projetada para a passagem de água que possa vir a infiltrar.

No processo de junção da parte fixa com a móvel deve-se utilizar um gabarito para que não venha danificar os contatos. Antes do processo de montagem, na extremidade do contato, deve-se utilizar um fixador próprio para junções, também conhecido como vedarosca.

Fez-se a montagem novamente do disjuntor na SE de Samuel. Todo o sistema hidráulico de acionamento dos contatos localizados na caixa de molas foi revisado.

Observou-se que a viscosidade do óleo estava com características alteradas, sendo então substituído.

O tempo de abertura e fechamento foi analisado, utilizando-se do oscilógrafo.

Após a análise do tempo de abertura e fechamento dos contatos do disjuntor, que não apresentaram nenhuma alteração, colocaram-se as três fases na subestação e energizou-se normalmente.

Para o processo de montagem das bielas de comando é de fundamental importância a observação da posição em que irão estar dispostos no final do curso (aperto). Estas partes terão que estar perpendiculares entre si, pois de outra forma a conexão se torna impossível. Uma forma de se observar tal disposição é colocar as bielas perpendiculares com a mangueira do gás.



FIGURA 40 – Montagem do contato fixo.

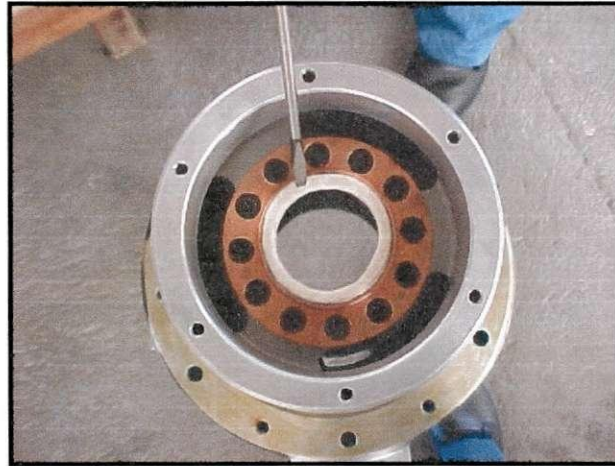


FIGURA 41 – Anel de feltro.



FIGURA 42 – Contato móvel.



FIGURA 43 – Junção do contato fixo com o móvel.



FIGURA 44 – Finalização da montagem do contato fixo.



FIGURA 45 – Utilização da veda-rosca

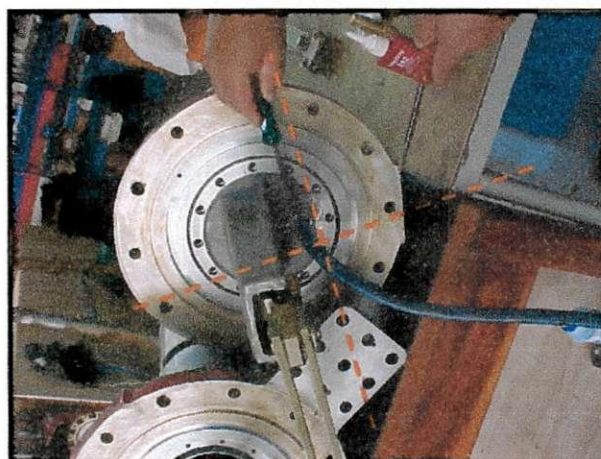


FIGURA 46 – Montagem das bielãs de comando.

6.2.4. MAMUTENÇÃO EM CUBÍCULO BLINDADO

Trata-se de um conjunto de manobra e controle em invólucro, metálico com compartimentos aterrados, para os principais componentes, tendo, no mínimo, um grau de proteção IP20. Deve possuir compartimentos separados para no mínimo:

- Dispositivos de manobra principal: disjuntor e seccionador;
- Barramento principal;
- Circuito alimentador;
- Componentes de baixa tensão;

- TC;
- Pára-raios.

6.2.4.1. PERÍODO PARA A MANUTENÇÃO

O número de manutenções é função de diversos fatores, tais como: sujeira e corrosão provocadas por interpéries, tipos de operação, etc.

6.2.4.2. DAS MANUTENÇÕES

6.2.4.3. EFETUADA LIMPEZA GERAL

Utilizam-se panos e álcool para a limpeza com os devidos cuidados. As junções dos barramentos e os contatos de engate fixos e móveis podem ser limpos com estopa levemente embebida em solvente volátil (álcool).

Caso a poluição seja muito forte, os materiais termofixos (epoxi, buchas, etc.) podem ser limpos com pano que não disperse filamentos molhado em cloretano VG ou álcool. Feito isso, passa-se uma camada fina de graxa de silicone com pano de linho. Impurezas de granulação grossa, em geral, são removidos por meio de pincel. Para o caso da existência de graxas, usar benzina para a limpeza. É importante observar que antes da energização do cubículo, todas as peças devem estar secas.

6.2.4.4. CONTROLE VISUAL

Para a inspeção de controle visual, deve-se observar:

- Construção metálica;
- Vedação de borracha das portas;
- Isolador e isolamento (contra defeito e contra correntes de fuga);
- Aparelhos e instrumentos.
- Bornes em geral.

Obs: Toda a manutenção foi realizada com o cubículo desenergizado. Foram efetuados ensaios para a verificação da resistência de contato e também a resistência de isolamento entre os contatos.

6.2.5. MANUTENÇÃO DE SECCIONADORAS

O objetivo básico desta manutenção foi o ajuste das lâminas que apresentavam defasagem no ato do fechamento e abertura. Para manobrar a seccionadora ou lâmina de aterramento com acionamento tripolar e interligação mecânica entre os pólos deve-se fazer uso de um conjunto compacto, composto de um motor-redutor e um painel de comando. O painel contém:

- Um motor assíncrono trifásico ou à corrente contínua;
- Um comando de segurança com sua manivela;
- Um painel principal contendo dispositivo fim de curso equipado com micro-contatos de acionamento rápido.

Sabendo-se que os pólos de abertura e fechamento são interligados através de tubo de conexão, o ajuste deve ser feito de forma cautelosa. O comando é feito a partir do painel de comando, colocando a chave para comando local, a fim de evitar qualquer manobra que venha a ser feita a partir da sala de operação. Com os ajustes feitos, deve-se operar a seccionadora, e observar novamente o fechamento e abertura. Foi feito um polimento e foi utilizado produto apropriado para os contatos.

6.2.6. VERIFICANDO A ISOLAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Acompanhou-se medições executadas com o instrumento Megôhmetro digital, fabricante (MEGABRÁS) modelo 5060X série-3036E. Na figura 47 apresenta-se um megôhmetro digital em operação, quando se fazia algumas medidas de isolação das bobinas, de um motor de indução da Weg. Este equipamento mede a resistência de isolação existentes entre dois contatos. No caso apresentado, mediu-se a isolação entre as bobinas e o estator do motor 3 ϕ . Este equipamento pode medir resistência de até 5T Ω , com 4 tensões de prova pré-selecionadas: 500V - 1kV - 2,5kV - 5kV. Qualquer outra tensão entre 500V e 5kV poderá ser selecionada em passos de 100V.



**FIGURA 47 – Detalhe frontal do equipamento megômetro –
Destinado para a medição do nível de isolação.**

6.2.7. MEDIÇÃO DA RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO

Instruções simuladas para manuseio com o aparelho de medidas de relação de transformação elétrica. O instrumento a que se refere trata-se do “TTR”. Fabricante, INSTRUM do Brasil LTDA Modelo. TTR-10S. O TTR é uma unidade portátil projetada para medir a relação de transformação de praticamente todos os tipos, tamanhos e classes de transformadores de potência e de distribuição, executando:

- Testes de relação de transformação;
- Testes de polaridade relativa de enrolamentos;
- Determinar a continuidade de enrolamentos;
- Testes de curto-circuito interno;
- Testes de curto-circuito entre espiras.

Com esse modelo de TTR as relações de transformação variam de 0 a 20000, podendo se utilizar cinco escalas.



Figura 48 - Medidor de Relação de Transformação – TTR.

6.2.8. VERIFICANDO ISOLAÇÃO EM CABOS DE ALTA TENSÃO

Instruções simuladas de manuseio com o instrumento de medidas, elétricas, HI- POT, de fabricação da MULT-TEST modelo HT-60,05 CC-série 383. Na figura 29 apresenta-se o instrumento que é utilizado para verificar a isolação de cabos de alta tensão através da

observação de corrente de fuga em cabos, disjuntores etc. Os níveis de isolação podem ser testados com tensões que variam de 0 a 60 kV.



FIGURA 49 - Equipamento Destinado a Medição de Isolação em Cabos de Alta Tensão.

7. MANUTENÇÃO EM SUBESTAÇÃO ENERGIZADA

7.1. INTRODUÇÃO

O trabalho de manutenção com instalação energizada foi desenvolvido para atender uma necessidade operacional, pois os serviços realizados com o desligamento trazem alguns inconvenientes. Com este método consegue-se o aumento da confiabilidade do sistema; significando que a qualquer momento que o consumidor necessitar, ele poderá dispor de energia elétrica. Com a instalação energizada minimizam-se as causas da maioria dos acidentes de trabalho com o sistema desenergizado, tais como: erro de manobra, instalação de aterramentos temporários, engano da determinação da zona de trabalho e contato com instalação energizada vizinha.

Com esse método há um aumento das horas disponíveis para a manutenção: os trabalhos poderão ser executados com a instalação energizada e a programação de serviço poderá ser feita dentro do expediente normal, sem a necessidade de se trabalhar em finais de semana e sem sofrer pressões externas para a energização da linha.

Manter a disponibilidade operativa do sistema de transmissão tem como vantagem um sistema que não foi desligado, onde estará sendo transmitida energia o tempo todo, mantendo-se assim o faturamento.

Para que houvesse um bom aproveitamento e esclarecimento das atividades desenvolvidas foram transmitidos conhecimentos com relação a aspectos construtivos e funcionais dos mais diversos tipos de equipamentos presentes em uma subestação.

Com esse método de manutenção diversos tipos de trabalho podem ser realizados como:

- Liberação de transformador de corrente;
- Liberação de transformador de potencial;
- Liberação de pára-raios;
- Liberação de capacitor de acoplamento;
- Liberação de bobina de bloqueio;
- Liberação de chaves seccionadoras;

- Liberação de disjuntor;
- Liberação de barramento tubular;
- Substituição de isolador de pedestal;
- Substituição de isoladores em suspensão e ancoragem;
- Substituição de conectores;
- Substituição de jumper;
- Correção de pontos quentes;
- Lavagem de isoladores.

7.2 METODOLOGIA DE TRABALHO

Os métodos de trabalho aplicados em manutenção de subestações energizadas com tensões iguais ou superiores a 13,8 kV, utilizando as técnicas de manutenção de linhas energizada, são os métodos à distância e ao potencial e que podem ser precedidos de uma simulação dos trabalhos a serem realizados em locais semelhantes e desenergizados das subestações:

7.2.1. MÉTODO À DISTÂNCIA

Neste método os eletricitistas ficam distantes das partes energizadas. A manutenção é feita através de bastões isolantes adaptados com ferramentas especiais que possibilitam a execução dos diversos serviços nas partes energizadas. Para tanto, é importante obedecer às distâncias de segurança (D), entre o eletricitista no potencial da terra e quaisquer partes energizadas (tabela 14).

TABELA 14 – Detalhes com relação a níveis de tensão e distância de segurança para o método de manutenção à distância.

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA TRABALHOS EM INSTALAÇÕES ENERGIZADAS MÉTODO À DISTÂNCIA				
NÍVEL DE TENSÃO kV	FASE-FASE	D1 METROS	D2 METROS	D METROS
13,8		0,65	0,60	1,25
34,5		0,75	0,60	1,35
69		0,95	0,60	1,55
138		1,10	0,60	1,70
230		1,55	0,60	2,15
500		3,40	0,60	4,00

A figura 50 apresenta uma representação das distâncias de trabalho do método à distância, onde:

- D1 - Valor básico, horizontal ou vertical vinculado à tensão de ruptura do dielétrico em torno da parte energizada, que corresponde à distância mínima necessária para prevenir o risco de descarga elétrica;
- D2 - distância mínima para movimentação do eletrícista sem entrar na distância D1.

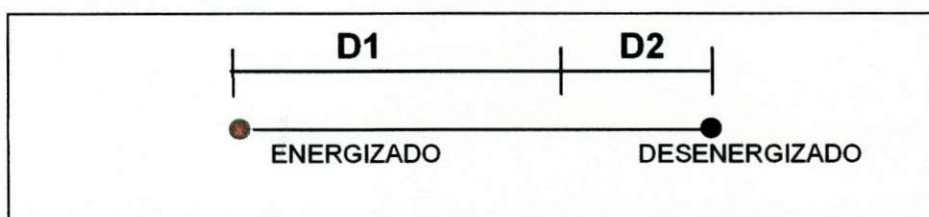


FIGURA 50 – Representação das Distância para o Método de Manutenção a Distância.

7.1.2.2. MÉTODO AO POTENCIAL

Neste método os eletrícistas permanecem em contato direto com as partes energizadas, ficando no mesmo potencial do ponto energizado. Para proteger os eletrícistas dos efeitos do campo elétrico é necessário o uso de vestimenta condutiva (jaqueta, calça, luvas, meias e botas), baseado no princípio da gaiola de Faraday. Para este método também se devem observar as distâncias de segurança entre o eletrícista no potencial da linha e as partes

aterradas bem como entre o eletricitista no potencial e as demais fases energizadas (tabela 15).

TABELA 15 – Distância de segurança para trabalhos em instalações energizadas – método ao potencial

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA TRABALHOS EM INSTALAÇÕES ENERGIZADAS MÉTODO AO POTENCIAL		
NÍVEL DE TENSÃO kV FASE-FASE	DISTÂNCIA ENTRE O ELETRICISTA AO POTENCIAL E AS PARTES ATERRADAS (m) D = D1 + D2	DISTÂNCIA ENTRE O ELETRICISTA AO POTENCIAL E AS DEMAIS FASES ENERGIZADAS (m) D = D1 + D2
13,8	D = 0,65 + 0,60 = 1,25	D = 0,70 + 0,60 = 1,30
34,5	D = 0,75 + 0,60 = 1,35	D = 0,80 + 0,60 = 1,40
69	D = 0,95 + 0,60 = 1,55	D = 1,05 + 0,60 = 1,65
138	D = 1,10 + 0,60 = 1,70	D = 1,55 + 0,60 = 2,15
230	D = 1,55 + 0,60 = 2,15	D = 2,55 + 0,60 = 3,15
500		

Sendo:

- D1 - Valor básico, horizontal ou vertical vinculado à tensão de ruptura do dielétrico em torno da parte energizada, que corresponde à distância mínima necessária para prevenir o risco de descarga elétrica;
- D2 - Distância mínima para movimentação do eletricitista sem entrar na distância D1.

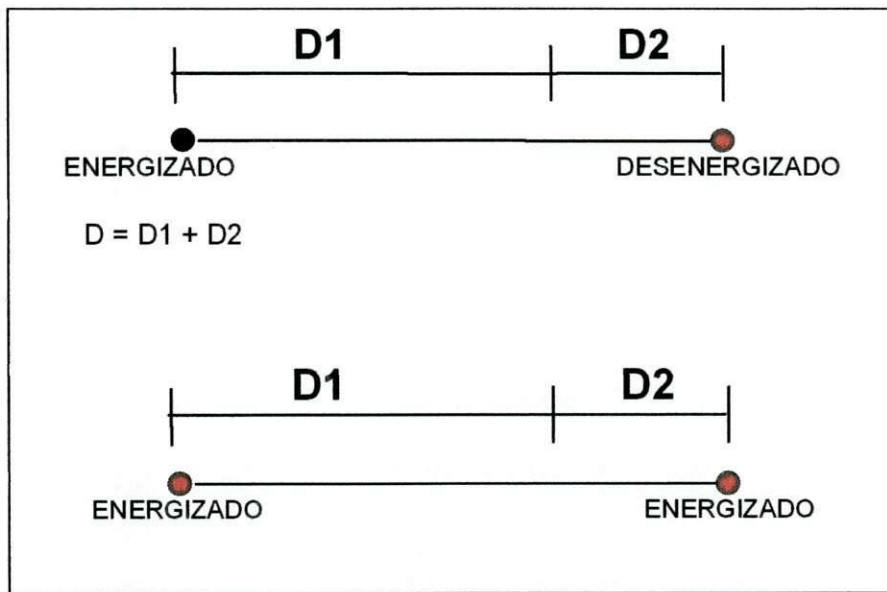


FIGURA 51 – Representação das distância para o método de manutenção ao potencial

Todo o processo de treinamento foi acompanhado por instrutores capacitados e motivadores, que frisaram a grande importância de um trabalho em equipe, com coordenação e atenção para que se pudessem ter resultados finais esperados.

8. TRABALHOS DESENVOLVIDOS

8.1. PIQ – Painel Integrado da Qualidade

O Painel Integrado da Qualidade – PIQ tem como objetivo apresentar resultados das ações criativas, inovadoras e empreendedoras que gerem compartilhamento e intercâmbio de experiências pelos colaboradores da ELETRONORTE. Objetiva também ser um instrumento de estímulo e valorização da participação voluntária no processo da busca da excelência empresarial, no âmbito dos processos, da gestão ou da invenção.

O foco dos trabalhos apresentados no Painel Integrado da Qualidade – PIQ foram as práticas de gestão adotadas na empresa, de acordo com a conceituação e critérios constantes dos CRITÉRIOS DE EXCELÊNCIA (CE) da Fundação para o Prêmio Nacional da Qualidade – FPNQ. O trabalho desenvolvido deve ater-se a uma das três categorias descritas abaixo:

- **CATEGORIA INOVAÇÃO** – invento, criação ou desenvolvimento de ferramenta, equipamento ou instrumento inédito ou inovador para a execução de uma atividade, com criatividade e iniciativa individual ou coletiva, não caracterizada como Gestão ou Processo.
- **CATEGORIA GESTÃO** – melhorias ou novas formas de administrar (gerenciar, dirigir, coordenar, conduzir) os processos da unidade ou suas atividades sejam relacionadas a pessoas, processos, projetos, informações, clientes.
- **CATEGORIA PROCESSO** – melhorias significativas nos processos existentes ou a criação de um novo processo de apoio ou fim da área.

O trabalho desenvolvido com o título: Processo de melhoria na estrutura do transformador elevador 13,8 / 230 kV foi incluído na categoria PROCESSO, por se tratar de uma melhoria na estrutura física de um equipamento locado na subestação de Porto Velho. O processo de melhoria foi detalhado no tópico: MANUTENÇÃO do presente relatório. (vide Manutenção, pág.25)

9. CONCLUSÃO

Durante o período de estágio, que compreendeu um ano, o empenho e a disponibilidade para adquirir novos conhecimentos foram decisivos para o desenvolvimento das atividades. Destaque também a pontualidade, gentileza e humildade que favoreceram um engrandecimento para um futuro profissional promissor.

O serviço destinado a manutenção em equipamentos e estruturas destinadas ao fornecimento de energia facilita ao máximo o aprendizado no que diz respeito ao acúmulo de conhecimentos, já que parte-se do princípio da observação de como as partes constituintes se comportam, para logo após executar a operação de reparo ou substituição. Ter uma visão dos componentes constituintes dos equipamentos e das ferramentas próprias para cada tipo de manutenção fez do programa de estágio um grande motivador para que possam ser desenvolvidos novos estudos à luz dos diversos campos da engenharia, sempre buscando a otimização dos processos envolvidos e a melhoria da qualidade final do produto, sendo neste caso particular a energia elétrica.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Modulo – 05, Prat. – C

Catálogo de Disjuntores

PROCOM – Programa de Controle de Operação e Manutenção

Eletronorte – Centrais Elétricas Norte do Brasil.

Porto Velho / RO – 2005

Módulo – 06, Prat. – C

Desenho e Manuais de Cubículos

PROCOM – Programa de Controle de Operação e Manutenção

Eletronorte – Centrais Elétricas Norte do Brasil.

Porto Velho / RO – 2005

Formulário Específico de Manutenção – FEM's

Instrução Técnica de Manutenção – ITM

PROCOM – Programa de Controle de Operação e Manutenção

Eletronorte – Centrais Elétricas Norte do Brasil.

Porto Velho / RO – 2005

CENTRAIS ELÉTRICAS do NORTE do BRASIL

Informações obtidas através de provedor próprio executável;

\\elnpvosrv04b\Servidor04B\P I Q

Disponível na Internet: <http://www.eln.gov.br>

INSTRONIC Instrumentos de Testes Ltda. Av. Dr. Cardoso de Melo, 1.686 CEP: 04548-005 / São Paulo - SP – Brasil Phone: 55 11 3849-9311 / Fax: 55 11 3845-6037.

Disponível na Internet: http://www.instronic.com.br/fr_empresa.htm

MEGABRAS INDÚSTRIA ELETRÔNICA LTDA. Rua Gibraltar, 172 - Santo Amaro 04755-070 - São Paulo - SP – Brasil Tel.: +55 11 5641-8111 / Fax: +55 11 5641-9755

Disponível na Internet: <http://www.megabras.com.br/>

ENERVAC Corporation Telefone: (519) 623-9890 Fax: (519) 623-8250

Disponível na Internet: <http://www.enervac.com/Portuguese/>