

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CHARLLES DE SOUZA MARINHO

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

Novembro de 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

Relatório de Estágio Supervisionado submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande como
parte dos requisitos necessários para obtenção
da graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador

Prof. Benemar Alencar de Souza, Dr.

Aluno: Charles de Souza Marinho

Matrícula: 20411265

Novembro de 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

Trabalho apresentado por: Charles de Souza Marinho

Empresa: Energisa Borborema

Período de Estágio: março/2009 a Setembro/2009

Orientador: Prof. Benemar Alencar de Souza, Dr.

Campina Grande – Paraíba

Novembro de 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

Julgado em __/__/__

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Benemar Alencar de Souza, Dr.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador

Prof. Francisco das Chagas Fernandes Guerra, Dr.
Universidade Federal de Campina Grande
Convidado

Campina Grande – Paraíba
Novembro de 2009

Agradecimentos

Aos meus Pais e irmãos pela compreensão da minha ausência, pelos ensinamentos tão dignos e nobres, pelos esforços, confiança e amor que me dedicaram.

A Deus por mostra o melhor caminho a seguir dia após dia.

Ao médico Geraldo Almeida por intermediar meio estágio junto ao Grupo Energisa.

A todos engenheiros e técnicos eletricitista da Energisa Borborema pelo ensinamentos repassados durante o período de estágio.

Aos amigos, pelo incentivo e apoio que de certa forma colaboraram com este trabalho.

Agradeço também a todos aqueles, que não por menor importância, não foram citados, mas que também tiveram grande contribuição na realização do sonho de adquirir o título de engenheira eletricitista.

Apresentação

O estágio supervisionado foi realizado na Companhia Energisa Borborema, no sistema de Job Rotation. A realização do estágio foi possível através de um convênio firmado entre a Energisa e a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), por intermédio do Centro de Integração Estudante Empresa (CIEE).

Foram realizadas atividades de acompanhamento em manutenções da rede de distribuição elétrica, das linhas de transmissão, da elaboração, execução e inspeção de projetos elétricos, e teste em equipamentos das Subestações da Energisa Borborema.

LISTA DE ABREVIACÕES

ABR	Alto Branco
ANEEL	Agência Nacional de energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BVT	Bela Vista
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Ao
CELB	Companhia Energética da Borborema
CENF	Companhia Energética de Nova Friburgo
CFLCL	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina
CGU	Campina Grande Um
COD	Centro de Operação da Distribuição
COS	Centro de operações do sistema
DASEL	Departamento Autnomo de Serviços Elétricos
MVA	Malvinas
NDU	Norma de Distribuição Unificada
SGD	Sistema de Gerenciamento da Distribuição
UTR	Unidade de Transmissão Remota

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - instalação em poste auxiliar	22
Figura 2 – Instalação em mureta.....	22
Figura 3 – Agrupamento de caixas para até 3 medições	22
Figura 4 – Armário de medição coletiva.....	23
Figura 5 – Chave Faca Seccionadora.....	25
Figura 6 – MARH – V, medidor de tensão	26
Figura 7 – MARH – VI, medidor de tensão e corrente.....	27
Figura 8 – Aparelho instalado na entrada do cliente.....	27
Figura 9 – Relatório da tensão do cliente	28
Figura 10 - Amostra da tensão na fase A ao longo das 1.008 leituras	29
Figura 11 – Cabo de Alumínio CAA	29
Figura 12 – Cabos multiplex.....	30
Figura 13 – Diagrama unifilar da Subestação Abaixadora 69/13,8 kV do Alto Branco	33
Figura 14 – Disjuntor AREVA, 01 coluna polar, 02 base polar, 03 Unidade de comando.....	35
Figura 15 – Barramento 69 kV	35
Figura 16 – Transformador de força (02T1).....	36
Figura 17 – Religador NU-LEC	37
Figura 18 – Barramento 13,8 kV	37
Figura 19 – Banco de capacitor (01H1)	37
Figura 20 - UTR.....	38
Figura 21 - Painéis dos módulos 1 e 2, respectivamente	38
Figura 22a – Retificador (vista externa)	39
Figura 22b – Retificador (vista interna)	40
Figura 23 – Banco da Baterias 125 VDC	40
Figura 24– Codificação operacional por equipamento	41
Figura 25 – Sinalização dos limites da SE.....	44
Figura 26 – Sinalização de área em manutenção.....	44
Figura 27 – Sinalização de uso obrigatório de EPI e EPC	44
Figura 28 – Sinalização de ambientes insalubres.....	45
Figura 29 – Sinalização de áreas energizadas	45
Figura 30 – Sinalização de equipamentos com limitação operacional	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de Clientes.....	13
Tabela 2 – Tarifa Convencional	49
Tabela 3 – Tarifa Azul	51
Tabela 4 – Tarifa Verde.....	52
Tabela 5 – Dimensionamento em alta tensão, Transformador de corrente	20
Tabela 6 – Cores dos condutores	21
Tabela 7 - Tensão 380/220V, sistema trifásico com neutro aterrado	21
Tabela 8 - Tensão 230V, Sistema Monofásico com neutro	21
Tabela 9 - Características físicas dos cabos multiplexados CA/CAL isolados com neutro nu.....	30
Tabela 10 - características físicas/elétricas dos cabos de alumínio com alma de aço CAA.....	31
Tabela 11 – Codificação operacional.....	42
Tabela 12 – Codificação visual de chaves seccionadoras	43
Tabela 13 – Relação de cores por nível de tensão.....	43

Sumário

1 Energisa	11
1.1 Energisa Borborema	11
2. Tipos de Clientes	13
2.2 Faturamento e Tarifas	13
2.2.1 Tarifa Azul	17
2.2.2 Tarifa Verde	17
3 Tipos de Ligação e medição	18
3.1 Ligados em Tensão Primária	18
3.1.1 Medição em Baixa Tensão	18
3.1.2 Medição em Média Tensão	19
3.2 Ligados em Tensão Secundária	20
4. Projetos Elétricos	23
4.1 Aprovação de Projetos Elétricos	23
4.2 Projetos de melhoria da Rede de Distribuição	25
5 Subestação	31
5.1 Subestação do Alto Branco	32
5.1.1 Configuração da Subestação	32
5.1.2 Equipamentos instalados	34
a) Setor 69 kV	34
b) Setor 13,8 kV	36
c) Painéis	38
5.1.3 Serviços auxiliares	39
a) Descrição dos serviços auxiliares AC	39
b) Descrição dos serviços auxiliares DC	39
5.2 Codificação operacional de subestação	40
6 Considerações finais	46
Referência bibliográfica	47
Bibliografia	48
Anexo 1	49
Anexo 2	53
Anexo 3	57

1 Energisa

Em 26 de fevereiro de 1905 José Monteiro Ribeiro Junqueira, João Duarte Ferreira e Norberto Custódio Ferreira fundaram a Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina CFLCL, com sede na cidade de Cataguases, Minas Gerais. Companhia essa que originou o Grupo Energisa e que, até fevereiro de 2007, era a holding operacional. Com a conclusão do processo de desverticalização, a Energisa passou a ser a nova controladora de todas as empresas do Grupo.

O Grupo Energisa tem na distribuição de energia elétrica a principal base de seu negócio. Com cinco distribuidoras no Brasil, das quais três na região Nordeste (Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A nova denominação de Energipe, no Estado de Sergipe, Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A nova denominação de Saelpa e a Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A nova denominação de CELB na Paraíba), uma na Zona da Mata de Minas Gerais (Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A nova denominação de CFLCL) e uma em Nova Friburgo, no Estado do Rio de Janeiro (Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S/A nova denominação de CENF), abrange 91.180 Km² de área coberta. Ao todo, são aproximadamente 2,2 milhões de consumidores e uma população atendida de 6,5 milhões de habitantes em 352 municípios. Atualmente, mais de 4,9 mil colaboradores diretos e indiretos fazem parte das suas empresas.

1.1 Energisa Borborema

A Companhia de Eletricidade da Borborema foi criada em 1966, pela lei municipal nº. 61/66, de 08/09/1966, com a transformação do Departamento Autônomo de Serviços Elétricos (DASEL), da Prefeitura de Campina Grande. Em 1970, a área de concessão da empresa foi ampliada - com a inclusão dos municípios de Boa Vista, Massaranduba, Lagoa Seca, Queimadas e Fagundes -, e, em 1997, teve sua razão social alterada, passando a ser denominada Companhia Energética da Borborema.

Adquirida em leilão público pelo Sistema Cataguazes-Leopoldina em novembro de 1999, a empresa atende atualmente mais de 150 mil consumidores, distribuídos em seis dos 223 municípios paraibanos.

Após a privatização os investimentos feitos pela a Energisa no sistema de distribuição da antiga CELB foram enormes. Somente entre os anos de 2003 e 2005 a empresa investiu quase R\$ 20 milhões e lançou mão de todos os recursos e ferramentas disponíveis, para promover modernização em suas condições físicas, operacionais e humanas. Para o triênio 2007 - 2009, os investimentos serão cerca de 30% superiores aos do último triênio.

Após todo esse avanço, a concessionária tornou-se mais moderna e passou a registrar alto nível de evolução em seus principais indicadores de desempenho, também em decorrência da implantação de um plano interno de gestão estratégica.

Nos últimos sete anos, a empresa tem realizado ampla reformulação de seus processos operacionais, incorporando novas tecnologias para alcançar maior produtividade, qualidade e segurança. Esse último ponto foi alvo de programa específico intitulado “Segurança Máxima, Prioridade Zero”, cujas ações educacionais e de conscientização têm resultado em drástica redução nos índices de acidente.

A automação do sistema elétrico também é objeto de investimentos consideráveis, tendo em vista reduzir tempo e freqüência das interrupções de energia, assim como garantir maior segurança na operação do sistema.

2. Tipos de Clientes

Com relação aos tipos de clientes, a ANEEL editou a Resolução homologatória nº 191, de 05/08/2004, que entrou em vigor a partir 06/08/2004, definindo os tipos de clientes. Os tipos e seus respectivos subgrupos atendidos pela Energisa Borborema estão listados na Tabela 1.

De acordo com a Tabela 1 a Energisa têm no seu mix de serviços, uma diversidade de clientes que possuem características distintas: no grupo de cliente residencial B está, por exemplo, um cliente de baixa renda, que tem uma tarifa subsidiada, apesar de não ter poder de negociação e de ser cativo à concessionária. Por outro lado, um grande cliente, do tipo A, tem poder de negociação no setor e é livre para escolher de qual tipo de tarifação será aplicada a sua conta. E ainda existem clientes que compram a energia de outra concessionária e utilizada o sistema de distribuição da Energisa para consumi-la. Vale lembrar que a energia comprada pela distribuidora para atender aos diversos clientes é a mesma, tendo de ser mudada a forma de distribuição, em função da tensão demandada (maior ou menor tensão, ou seja, menores ou maiores custos), o que requer critérios específicos para alocação dos custos por tipo de clientes.

Código de Cliente	Tipo / Características dos Clientes
A3	Clientes ligados na tensão de 69 kv
A4	Clientes ligados na tensão de (2,3 a 25 kv)
AS	Clientes ligados em linhas subterrâneas
B	Clientes residenciais urbanos, Rurais, ligados em baixa tensão

Tabela 1 – Tipos de Clientes

2.2 Faturamento e Tarifas

Os valores mínimos faturáveis, referentes ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicáveis ao faturamento mensal de unidades consumidoras do Grupo “B”, serão aplicados da seguinte forma [2]:

- *No monofásico e bifásico a 2 condutores*: valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh;
- *No bifásico a 3 condutores*: valor em moeda corrente equivalente a 50 kWh;
- *No trifásico*: valor em moeda corrente equivalente a 100 kWh.

O faturamento de unidade consumidora do Grupo “A”, observados, no fornecimento com tarifas horo-sazonais, os respectivos segmentos, será realizado com base nos valores identificados por meio dos critérios descritos a seguir [2]:

- *A demanda de potência ativa*: um único valor, correspondente ao maior dentre os a seguir definidos:
 - A demanda contratada, exclusive no caso de unidade consumidora rural ou sazonal faturada na estrutura tarifária convencional;
 - A demanda medida; ou
 - 10% da maior demanda medida, em qualquer dos 11 ciclos completos de faturamento anteriores, quando se tratar de unidade consumidora rural ou sazonal faturada na estrutura tarifária convencional.
- *O consumo de energia elétrica ativa*: um único valor, correspondente ao maior dentre os a seguir definidos:
 - A energia elétrica ativa contratada, se houver; ou
 - A energia elétrica ativa medida no período de faturamento.
- *O consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes*: quando o fator de potência da unidade consumidora, indutivo ou capacitivo, for inferior a 0,92. A energia elétrica e à demanda de potência reativas excedentes, será calculado de acordo com as seguintes fórmulas:

$$\circ \quad FER(p) = \sum_{t=1}^n \left[CA_t x \left(\frac{f_r}{f_t} - 1 \right) \right] x TCA(p)$$

$$\circ \quad FDR(p) = \left[MAX_{t=1}^n \left(DA_t x \frac{f_r}{f_t} \right) - DF(p) \right] x TDA(p)$$

Onde:

FER(p) = valor do faturamento, por posto horário “p”, correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fr”, no período de faturamento;

CA_t = consumo de energia ativa medida em cada intervalo de 1 (uma) hora “t”, durante o período de faturamento;

f_r = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_t = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “t” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nas alíneas “a” e “b”, § 1º, da Resolução homologatória nº 456, de 29/11/00, artigo 65;

TCA(p) = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento em cada posto horário “p”, os valores das tarifas se encontram no ANEXO 1;

FDR(p) = valor do faturamento, por posto horário “p”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fr” no período de faturamento;

DA_t = demanda medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora “t”, durante o período de faturamento;

DF(p) = demanda faturável em cada posto horário “p” no período de faturamento;

TDA(p) = tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento em cada posto horário “p”, os valores das tarifas se encontram no ANEXO 1;

MAX = função que identifica o valor máximo da fórmula, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto horário “p”;

t = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = indica posto horário, ponta ou fora de ponta, para as tarifas horo-sazonais ou período de faturamento para a tarifa convencional; e

n = número de intervalos de integralização “t”, por posto horário “p”, no período de faturamento.

Os critérios de inclusão na estrutura tarifária convencional ou horo-sazonal aplicam-se às unidades consumidoras do Grupo “A”, conforme as condições a seguir estabelecidas [2]:

- *Na estrutura tarifária convencional:* para as unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 13,8 kV, sempre que for contratada demanda inferior a 300 kW.
- Compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da *Tarifa Azul:* para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento igual ou superior a 13,8 kV;
- Compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da *Tarifa Azul, ou Verde* se houver opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, quando:
 - A demanda contratada for igual ou superior a 300 kW em qualquer segmento horo-sazonal; ou,
 - A unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional houver apresentado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, 3

(três) registros consecutivos ou 6 (seis) alternados de demandas medidas iguais ou superiores a 300 kW; e

- Opcionalmente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul ou Verde, conforme opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 13,8 kV, sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.

2.2.1 Tarifa Azul

A Tarifa Azul é calculada de acordo com os critérios especificados abaixo, os preços das tarifas estão Anexo 1 na tabela 3:

- Demanda de potência (kW):
 - a) um preço para horário de ponta (P), que vai de 17:30h às 20:30h;
 - b) um preço para horário fora de ponta (F).
- Consumo de energia (kWh):
 - a) um preço para horário de ponta em período úmido (PU);
 - b) um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);
 - c) um preço para horário de ponta em período seco (PS);
 - d) um preço para horário fora de ponta em período seco (FS).

2.2.2 Tarifa Verde

A Tarifa Verde é calculada seguindo os seguintes critérios, os preços das tarifas estão Anexo 1 na tabela 4:

- Demanda de potência (kW): um preço único.

- Consumo de energia (kWh):
 - a) um preço para horário de ponta em período úmido (PU);
 - b) um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);
 - c) um preço para horário de ponta em período seco (PS);
 - d) um preço para horário fora de ponta em período seco (FS).

3 Tipos de Ligação e medição

Para clientes ligados em tensão primária, ou secundária, a Energisa criou algumas normas que estabelece as formas de ligação dos clientes. Esta ligação depende da tensão de entrada e da forma de medição.

3.1 Ligados em Tensão Primária

Os clientes do grupo A poderão ser medidos tanto pelo lado de baixa tensão, quanto pelo lado de média tensão.

3.1.1 Medição em Baixa Tensão

Nas subestações externas, quando a capacidade instalada for igual ou inferior a 225kVA (B.T. 220/127V) e 300kVA (B.T. 380/220V), nos fornecimentos trifásicos 13,8kV a medição será feita em baixa tensão, sendo instalada em mureta, conforme [2]. Deverão ser utilizadas caixas padronizadas, iguais ao Anexo 2, [3].

Em caso de subestações abrigadas, a medição será com caixa de medição instalada em parede, dentro do recinto da subestação, conforme anexo 3, [3]. Sendo a subestação blindada, a medição será instalada no corpo da mesma.

3.1.2 Medição em Média Tensão

Quando a capacidade instalada da subestação for superior a 225kVA (B.T. 220/127V) e 300kVA (B.T. 380/220V), a medição deverá ser feita em 13,8kV e a três elementos. Em consumidores com mais de um transformador a medição será feita em média tensão. Toda subestação abrigada com capacidade instalada superior a 150 kVA a medição será feita em média tensão.

A medição em alta tensão requer os seguintes equipamentos e acessórios, que são fornecidos e instalados pela Concessionária [3]:

- Três transformadores de potencial de relação $13.800/\sqrt{3} - 115V$, classe de isolamento 15kV, para instalação interna, ligação entre fase e neutro;
- Três transformadores de corrente, para uso interno, classe de isolamento 15kV, de acordo com a tabela 5;
- Um medidor de energia ativa (kWh) e de demanda (kW), de três elementos, 120V, trifásico;
- Um medidor de energia reativa (kVARh) equipado com catraca, de três elementos, 120V, trifásico;
- Uma chave de aferição;
- Poderá ser instalado no lugar dos medidores de energia ativa, energia reativa e demanda um medidor eletrônico, fornecido pela concessionária.

TRANSFORMADOR DE CORRENTE RELAÇÃO A A	DEMANDA kVA							
	FT=1,5				FT=2			
5-5	ATÉ 100				ATÉ 150			
10-5	DE	100	A	200	DE	100	A	400
15-5	DE	150	A	400	DE	150	A	600
20-5	DE	200	A	600	DE	200	A	800
25-5	DE	250	A	750	DE	250	A	1000
30-5	DE	300	A	900	DE	300	A	1200
40-5	DE	400	A	1200	DE	400	A	1600
50-5	DE	500	A	1500	DE	500	A	2000
75-5	DE	750	A	2250	DE	750	A	3050
100-5	DE	1500	A	3000	DE	1500	A	4000
150-5	DE	2250	A	4500	DE	2250	A	6000
200-5	DE	3000	A	6000	DE	3000	A	8000
300-5	DE	4500	A	9000	DE	4500	A	12000
400-5	DE	6000	A	12000	DE	6000	A	16000

Tabela 5 – Dimensionamento em alta tensão, Transformador de corrente

3.2 Ligados em Tensão Secundária

O fornecimento de energia a partir de redes de distribuição será feito nas seguintes tensões secundárias:

- 380/220V, com transformador trifásico
- 230V, com transformador monofásico rural

O atendimento destes domicílios será feitos de três formas:

- Tipo M (dois fios – uma fase e neutro);
- Tipo B (três fios – duas fases e neutro);
- Tipo T (quatro fios – três fases e neutro).

Lembrando que os cabos das fases são indicados por cores diferentes, como mostrados na tabela 6.

Fase	Cor do condutor
A	Preto
B	Vermelho
C	Branco
N (Neutro)	Azul

Tabela 6 – Cores dos condutores

As categorias de atendimento e suas respectivas limitações de potência instalada estão dispostas nas tabelas 7 e 8.

CATEGORIA		POTÊNCIA/DEMANDA	
Monofásico	Carga instalada (kW)	M1	$0 < P \leq 6$
		M2	$6 < P \leq 11$
		M3	$11 < P \leq 15,4$
Bifásico		B1	$0 < P \leq 17,6$
		B2	$17,6 < P \leq 22$
Trifásico		Demanda provável (kVA)	T1
	T2		$26,3 < D \leq 32,9$
	T3		$32,9 < D \leq 46,05$
	T4		$46,05 < D \leq 65,8$
	T5		$65,8 < D \leq 75$

Tabela 7 - Tensão 380/220V, sistema trifásico com neutro aterrado

CATEGORIA		POTÊNCIA/DEMANDA	
Monofásico	Carga instalada (kW)	M1	$0 < P \leq 6,9$
		M2	$6,9 < P \leq 9,2$
		M3	$9,2 < P \leq 11,5$
		M4	$11,5 < P \leq 15$

Tabela 8 - Tensão 230V, Sistema Monofásico com neutro

Nos ramais de ligação os condutores serão multiplexados, com isolamento em XLPE, fases CA e neutro CAL (nu). A instalação da entrada do ramal será definida a partir do tipo de padrão de entrada escolhido pelo cliente, pois caso seja desejado instalar a caixa de medição em um poste auxiliar a construção da instalação será como na figura 1, e o poste deverá ser de aço galvanizado. Outra opção é colocar a caixa de medição no muro com um poste auxiliar de aço galvanizado, como indicado

na figura 2. Caso o agrupamento for composto por 2 ou 3 clientes deverá ser construída uma mureta ou muro com posto auxiliar de concreto, mostrado na figura 3. Todas estas instalações deverão está de acordo com a NDU-001 [4].



Figura 1 - instalação em poste auxiliar



Figura 2 – Instalação em mureta



Figura 3 – Agrupamento de caixas para até 3 medições

Para agrupamentos com mais de 3 medições as caixas deverão ser instaladas em armários apropriados como consta na NDU-003 [5], mostrado na figura 4. A Energisa só fará a ligação do cliente, quando o mesmo estiver com o padrão de entrada de acordo com a NDU correspondente.



Figura 4 – Armário de medição coletiva

4. Projetos Elétricos

O setor de Projetos fica responsável pela aprovação, ou não, dos projetos elétricos de seus clientes, como também da elaboração de projetos de extensão de alimentador e melhorias na rede de distribuição.

4.1 Aprovação de Projetos Elétricos

Para que um projeto elétrico de um cliente seja aprovado é necessário que ele esteja de acordo com as NDUs específicas correlacionada com o tipo de construção do mesmo. Para que um projeto seja aprovado ele necessita conter as seguintes etapas, que irão varia de acordo com o tipo do projeto [6]:

- Desenhos do projeto assinados pelo responsável técnico;
- Demonstrativo do levantamento do(s) circuito(s);
- Folha de cálculo de queda de tensão e corrente;

- Relação de material;
- Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do Projeto;
- Memorial Descritivo;
- Diagrama Unifilar;
- Autorização de Passagem, quando for o caso;
- Desenhos e informações complementares, quando for o caso;
- Travessias;
- Desenhos especiais;
- Licença dos Órgãos Competentes para construções de redes em áreas de proteção ambiental ou que necessitem de autorização do mesmo.

Caso o projeto apresentado não esteja de acordo com a norma regente ou esteja faltando alguma(s) etapa(s) descrita anteriormente, ele será devolvido, acompanhado das devidas correções a serem feitas para que esse seja aprovado.

Quando o projeto é aprovado, haverá um estudo no local de implantação dele, para verificar se a carga instalada será suportada, ou não, pelo alimentador que abrange aquela área. Esse estudo é feito com auxílio de software chamado Sistema Work Report (SGD), que nos mostra, através de gráficos estatísticos o que está acontecendo com a rede de distribuição. Dessa forma o projetista da Energisa saberá exatamente se o alimentador está sobrecarregado, assim suportando a carga a ser instalada.

Quando o alimentador está sobrecarregado o projetista fará uma realocação de cargas, ou seja, ele transferirá parte da carga deste alimentador para outro. Isso será feito através de uma análise no SGD que nos fornecerá qual alimentador mais próximo, que está menos sobrecarregado. A partir daí será feita uma extensão de rede do alimentador e algumas manobras com as chaves facas, figura 5, após isso será possível instalar a nova carga.



Figura 5 – Chave Faca Seccionadora

4.2 Projetos de melhoramento da Rede de Distribuição

Devido a grande extensão da rede dos alimentadores, os clientes que estão localizados próximo ao final desses ficam prejudicados com péssima qualidade da

energia fornecida pela Concessionária. Para que isso não seja tratado com descaso pela concessionária a ANEEL criou a Resolução 505 [7] onde especifica metas de medição de tensão e corrente em clientes espalhados dentro da área de cobertura da concessionária.

A ANEEL seleciona alguns clientes para que a medição seja feita, com isso ela saberá a qualidade da energia entregue. O consumidor pode pedir a concessionária para instalar um aparelho medidor em sua entrada no caso dele desconfiar que sua tensão de entrada está diferente da solicitada. O medidor chamado MARH – V ou MARH – VI, Figuras 6, 7 e 8, é instalado no ponto de entrega da energia, nesse serão feitas 1.008 leituras com intervalo entre elas de 10 minutos.



Figura 6 – MARH – V, medidor de tensão



Figura 7 – MARH – VI, medidor de tensão e corrente



Figura 8 – Aparelho instalado na entrada do cliente

Um histórico com as leituras de tensão, quando o instalado for o MARH – V, ou de corrente e tensão no caso de ser o MARH – VI, será emitido pelo aparelho, Figura 9.e 10. A tensão do consumidor, em cada fase, deverá está situada entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal do sistema no ponto de conexão.

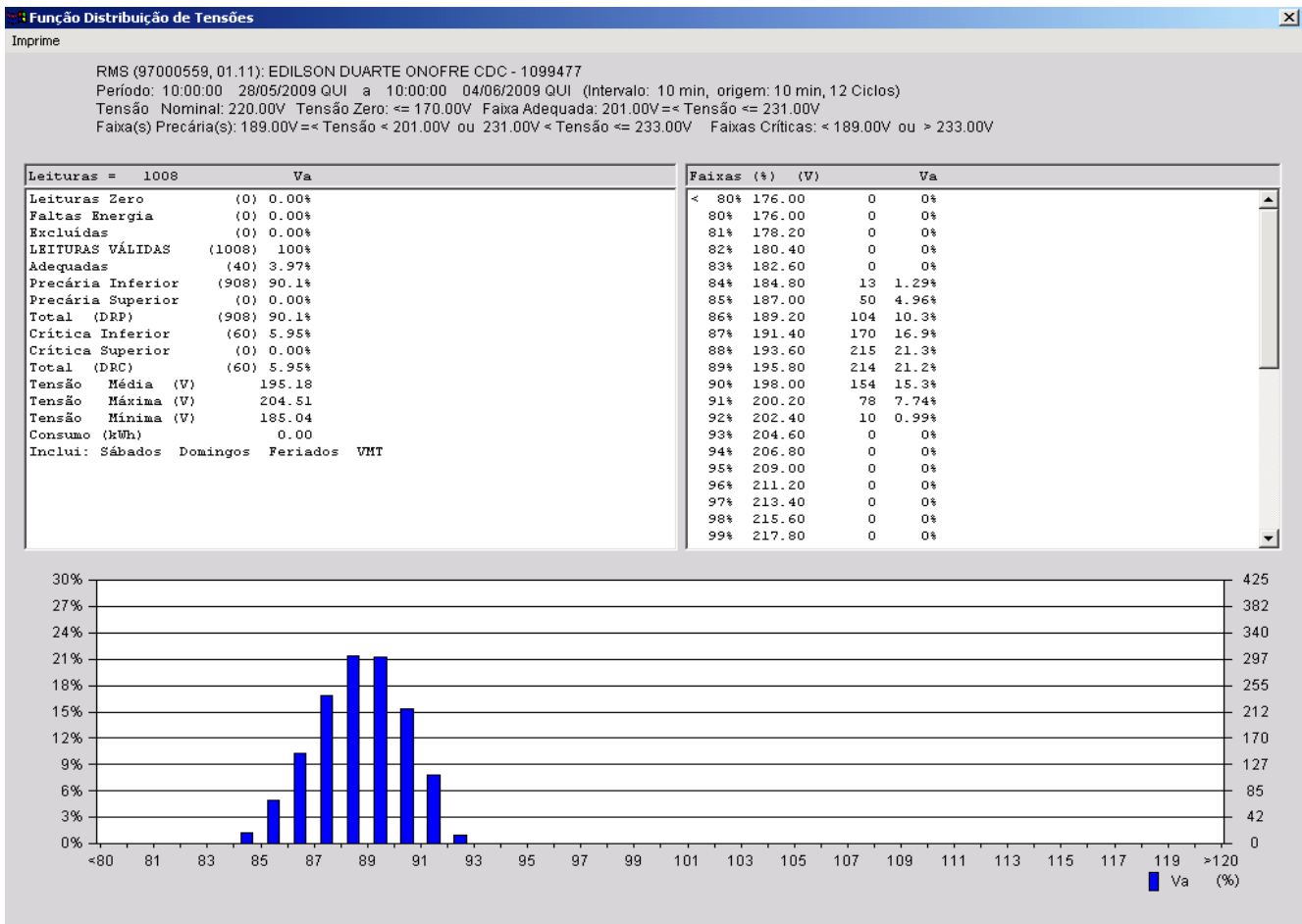


Figura 9 – Relatório da tensão do cliente

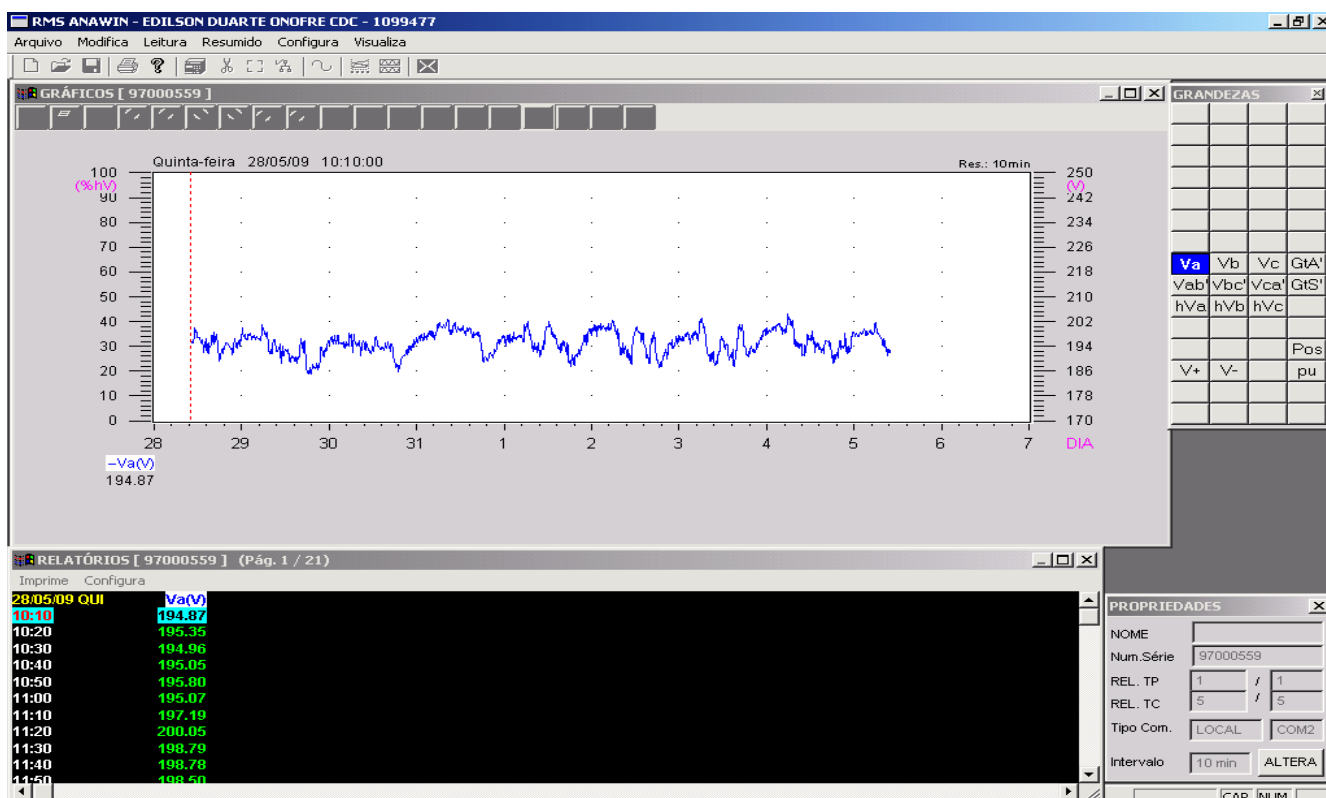


Figura 10 - Amostra da tensão na fase A ao longo das 1.008 leituras

Quando as medidas obtidas não estão conforme a norma [7], a Energisa faz melhorias na rede, tais como trocas de cabos de alumínio, Figura 11, por cabos multiplexados, Figura 12. As especificações técnicas dos cabos fornecidas pela norma [6] estão apresentadas nas Tabelas 9 e 10. Como também redimensionam as áreas atendidas pelos transformadores.



Figura 11 – Cabo de Alumínio CAA

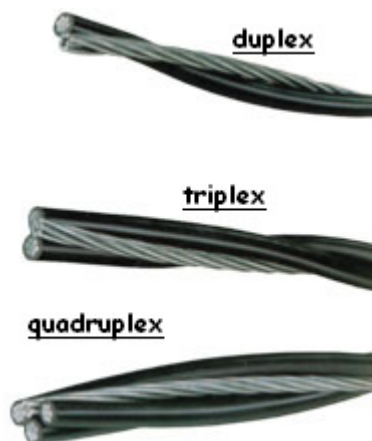


Figura 12 – Cabos multiplex

Construção Fase/Neutro CA/CAL (mm ²)	Condutor Fase			Mensageiro (Neutro)			Cabo Completo	
	Diâmetro do Condutor (mm)	Espessura de isolação (mm)	Diâmetro do Condutor isolado (mm)	Formação/ Diâmetro dos fios (mm)	Diâmetro do mensageiro (mm)	Carga de Ruptura – CAL – (daN)	Diâmetro externo do Conjunto (mm)	Peso Unitário (aprox.) (kg/km)
1x1x25+25	5,95	1,40	8,75	7/2,06	8,75	773	15,2	168
1x1x35+35	7,10	1,60	10,30	7/2,50	10,30	1.122	18,0	235
2x1x25+25	5,95	1,40	8,75	7/2,06	8,75	773	19,2	286
2x1x35+35	7,10	1,60	10,30	7/2,50	10,30	1.122	22,4	416
2x1x70+70	9,72	1,80	13,50	7/3,45	13,50	2.169	30,2	758
3x1x35+35	7,10	1,60	10,30	7/2,50	10,30	1.122	25,1	515
3x1x70+70	9,72	1,80	13,50	7/3,45	13,50	2.169	32,7	818
3x1x120+70	12,86	2,00	16,90	7/3,45	13,50	2.169	41,1	1.449

Tabela 9 - características físicas dos cabos multiplexados CA/CAL isolados com neutro nu – XLPE – 0,6/1 kV

CÓDIGO	AWG / MCM	FORMAÇÃO	SEÇÃO NOMINAL	DIÂMETRO TOTAL DO CABO	PESO NOMINAL DO CABO	TRAÇÃO DE RUPTURA	RESISTÊNCIA ELÉTRICA 70°C (60 Hz)	REATÂNCIA INDUTIVA				AMPACIDADE T=30°C AMB+40°C ELEV.
								Ω / km				
								A. T. CIRC. MONOFÁSICO e.e=0,80 m	A. T. CIRC. BIFÁSICO 2 FIOS e.e=2,20m	A. T. CIRC. BIFÁSICO 3 FIOS e.e=1,693m	A. T. CIRC. TRIFÁSICO e.e=1,322M	
SWAN	4	6/1	24,68	6,36	85,4	809	1,7121	0,4825	0,5587	0,5390	0,5203	127
SPARROW	2	6/1	39,24	8,01	135,9	1229	1,1259	0,4860	0,5622	0,5425	0,5238	171
RAVEN	1/0	6/1	62,43	10,11	216,3	1882	0,7461	0,4814	0,5576	0,5379	0,5192	230
QUAIL	2/0 (*)	6/1	78,68	11,35	272,3	2338	0,5962	0,4709	0,5472	0,5275	0,5088	267
PIGEON	3/0 (*)	6/1	99,20	12,75	343,6	2914	0,4816	0,4588	0,5351	0,5153	0,4967	309
PENGUIN	4/0	6/1	125,10	14,31	433,2	3677	0,3944	0,4355	0,5118	0,4920	0,4734	358
LINNET	336,4	26/7	198,30	18,31	688,7	6200	0,2039	0,3528	0,4290	0,4093	0,3906	488

Nota: Os cabos assinalados com (*) constam na tabela apenas como referência para cálculo de redes existentes.

Tabela 10 - características físicas/elétricas dos cabos de alumínio com alma de aço
CAA

5 Subestação

As subestações (SE) da Energisa Borborema são controladas pelo Centro de operações do sistema (COS). O monitoramento na subestação é feito pela unidade de transmissão remota (UTR) que está conectada através de fibra óptica aos relés, disjuntores, transformadores, religadores e barramentos. As informações obtidas são enviadas através de ondas de rádio para o COS. A parti dessas informações o COD poderá remotamente realizar uma operação, ou enviar uma viatura para o local para fazer o procedimento manualmente.

A subestação do Alto Branco que corresponde a uma Subestação Abaixadora 69/13,8 kV, será utilizada como exemplo para mostrar a configuração e os equipamentos utilizados em uma SE.

5.1 Subestação do Alto Branco

5.1.1 Configuração da Subestação

A SE Alto Branco é composta por setor de 69 kV com um barramento principal distinto, Figura 15, com uma fonte de alimentação, pela linha de transmissão (LT) 02J5 (BVT/ABR) em 556,5 MCM, o disjuntor 12J5 alimentando o barramento 02BP, o qual alimenta da LT 02J6 (ABR/CGU) em 556,5 MCM. E um barramento auxiliar comum 02BA (com um disjuntor de transferência – 12D1).

A SE típica alimentada através do disjuntor 12B1, um transformador de 20/12,5 MVA (02T1), que através do disjuntor 11B1 alimenta o barramento do setor 13,8 kV (01BP), Figura 18, e um barramento auxiliar comum (01BA – com um religador de transferência – 21D1), cinco linhas de distribuição (LD) em 13,8 kV protegidas por religadores (21V1, 21V2, 21V3, 21V4 e 21V5), um banco de capacitores: 01H1 (3,6 MVar). Como pode ser visto no diagrama unifilar da Figura 13.

5.1.2 Equipamentos instalados

a) Setor 69 kV

- 1 Transformador de força (02T1 de fabricado pela WEG tipo: 843275230), Figura 16, com regulação automática de tensão (LTC), refrigeração ONAN/ONAF (potência de 10/12,5 MVA);
- 6 Pára-raios 69 kV (92J5 e 92J6);
- 3 transformadores de potencial indutivo (82BP), Fabricante SOLTRAN, tipo: EOF – 72 (relação $\frac{69000}{\sqrt{3}} / \frac{115}{\sqrt{3}} / 115V$);
- 12 Transformadores de corrente (TC) (72B1, 72J5 e 72J6 – Fabricante SOLTRAN – tipo: JOF-72), relação dos TC's 72B1, 72J5 e 72J6 é 200/5A;
- 4 disjuntores (12B1, 12J5, 12J6 e 12D1 à SF₆, Fabricante AREVA tipo: GL309 - 72,5/1250A), Figura 14.

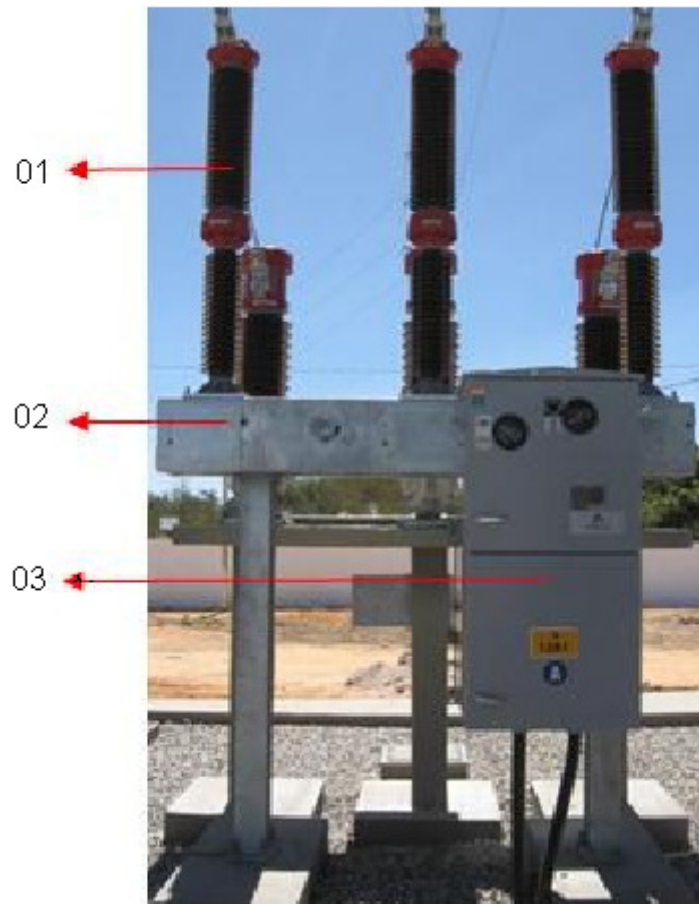


Figura 14 – Disjuntor AREVA, 01 coluna polar, 02 base polar, 03 Unidade de comando



Figura 15 – Barramento 69 kV

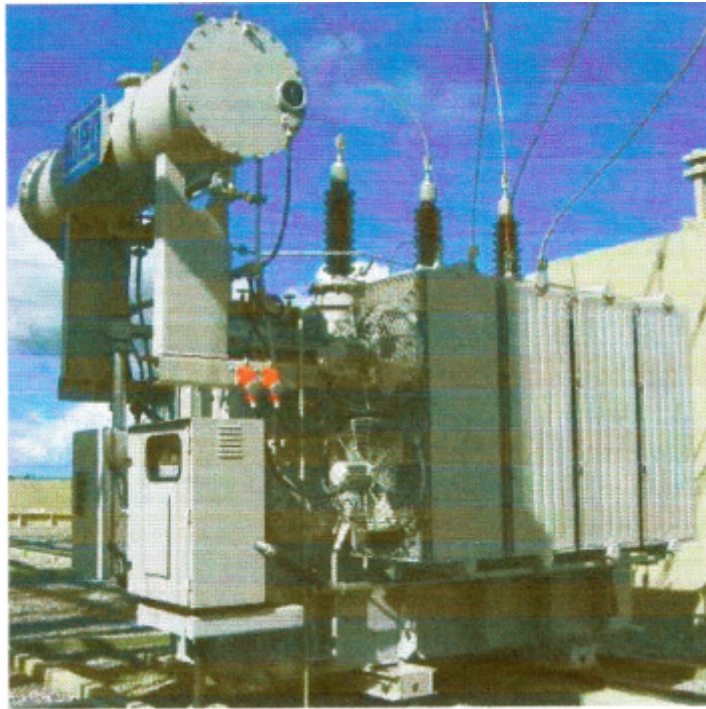


Figura 16 – Transformador de força (02T1)

b) Setor 13,8 kV

- 15 Pára-raios;
- 1 disjuntor (11B1), Fabricante SIEMENS, tipo: 3AF 0143 - 36kV/1600A à vácuo;
- 5 Religadores (21V1, 21V2, 21V3, 21V4 e 21V5), fabricante NU-LEC, tipo: N38 - 12/800A à SF₆, Figura 17;
- 1 banco de capacitor (01H1), Figura 19, fabricante INDUCON – 3,6 MVar.



Figura 17 – Religador NU-LEC



Figura 18 – Barramento 13,8 kV



Figura 19 – Banco de capacitor (01H1)

c) **Painéis**

- Painel da unidade de transmissão remota (UTR), Figura 20;
- Painéis dos Módulos 1 e 2, Figura 21.



Figura 20 - UTR



Figura 21 - Painéis dos módulos 1 e 2, respectivamente

5.1.3 Serviços auxiliares

Os serviços auxiliares são compostos por dois sistemas, sendo um AC e outro DC. O sistema AC é alimentado por um transformador trifásico 13.800/220VAC, enquanto que o sistema DC é composto por retificador, banco de baterias que operam em 125VDC.

a) Descrição dos serviços auxiliares AC

É composto por uma fonte de alimentação que deriva do barramento 13,8 kV, sendo esse alimentado pelo transformador de potência e que por sua vez alimenta o trafo de serviço que supre o barramento 200B no quadro de corrente alternada (QDCA).

b) Descrição dos serviços auxiliares DC

O serviço auxiliar DC é composto por um conjunto retificador 200R1, Figura 22a e 22b, e banco de baterias chumbo ácido 800A1 de tensão em 125 VDC, Figura 23. O retificador é alimentado em 220 VAC, supre o Barramento 800B1 no quadro de distribuição de corrente contínua (QDCC), e mantém o banco de baterias (800A) em flutuação de 132 VDC.



Figura 22a – Retificador (vista externa)



Figura 22b – Retificador (vista interna)

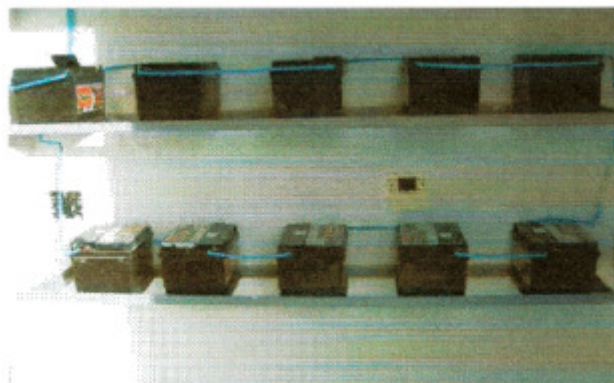


Figura 23 – Banco da Baterias 125 VDC

5.2 Codificação operacional de subestação

A codificação da SE é importante para as equipes que trabalham nas áreas de operação, manutenção, construção e projeto, pois ela identifica individualmente cada componente, equipamento e situações de alerta através de representação alfa-numérico, codificação por cores e mensagens. A codificação operacional é

estabelecida através de no máximo 7 (sete) caracteres alfa-numérico. Cada componente, equipamento elétrico, e setorial para sinalização e alerta de áreas perigosas da SE tem seu próprio código, como mostrado na Tabela 11 e exemplificado na Figura 24.



Figura 24– Codificação operacional por equipamento

Caracteres	Definição / Aplicação
1º	Identifica o tipo de componente, conforme relação:
	0 - Gerador, Transformador de força de aterramento, Reator, Capacitores síncronos e estáticos, Reguladores de tensão, Linhas de transmissão e Linhas de distribuição (componente não interruptor);
	1 - Disjuntor
	2 - Religador
	3 - Chave seccionadora
	4 - Chave fusível
	5 - Chave seccionadora de abertura em carga, VCR e VBM
	6 - Chave seccionadora de aterramento rápido
	7 - Transformador de corrente
	8 - Transformador de potencial
9 - Pára-raios	
2º	Identifica a tensão de operação do componente, conforme as faixas:
	6 - 1 a 9,9 kV
	1 - 10 a 25 kV
	9 - 26 a 50 kV
	2 - 51 a 75 kV
	3 - 76 - 150 kV
	4 - 151 a 250 kV
	5 - 251 a 550 kV
3º e 4º	Identifica a função e a posição do componente
	Para componente não interruptor, cujo 1º dígito for igual a 0, define a função própria e a posição do componente;
	Para componente não interruptor, cujo 1º dígito for igual a 7, 8 ou 9, define o componente associado.
	A relação dos dígitos para identificação da função ou associada é a seguinte:
	G1, G2... G9 - Gerador A1, A2... A9 - Transformador de aterramento

	BP - Barramento principal
	BA - Barramento auxiliar
	B1, B2... B9 - Outros barramentos
	D1, D2... D9 - Equipamentos de transferência
	E1, E2... E9 - Reator
	H1, H2... H9 - Banco de capacitores
	K1, K2... K9 - Compensador síncrono
	Q1, Q2... Q9 - Compensador estático
	R1, R2... R9 - Regulador de tensão
	T1, T2... T9 - Transformador de força
	U1, U2... U9 - Equipamentos sem aplicação definida
	C1, C2... C9
	F1, F2... F9
	J1, J2... J9
	L1, L2... L9
	M1, M2... M9
	N1, N2... N9
	P1, P2... P9
	S1, S2... S9
	V1, V2... V9
	W1, W2... W9
	X1, X2... X9
	Y1, Y2... Y9
	Z1, Z2... Z9
	} Linha de transmissão e de distribuição
5º	Identica a separação de dígitos (traço), utiliza-se este caractere para complementar o 6º caractere. (-).
6º	Identifica a sequência e/ou função do componente, podem ser utilizados letras ou números. Será identificado no 6º caractere. As chaves e bancos de capacitores com números superiores a 9. Quando existirem dois equipamentos similares na mesma tensão de operação conectados a um terceiro. A relação é a seguinte: 1, 2 e 3 - Chave seccionadora de seleção de barramento 4 - Chave seccionadora de disjuntores, religadores, ou reguladores (lado do barramento) 5 - Chave seccionadora de disjuntores, religadores, ou reguladores (lado contrário ao barramento) 6 - Chave By-pass 7 - Chave seccionadora de aterramento 1, 2, 3 e 4 - Chave seccionadora de disjuntor de transferência, barramento seccionável, transformador de potencial e pára-raios 1 e 2 - Chave seccionadora de disjuntor de gerador 8 e 9 - Chave seccionadora para outras funções A, B, C... Z - equipamentos da mesma classe de tensão, ligados a um terceiro.
7º	Identificar a sequência do componente Para este caractere são utilizadas apenas letras Faz-se necessário a sua utilização quando da codificação de componentes da mesma classe de tensão, associados a outro que já esteja codificado com seis dígitos

Tabela 11 – Codificação operacional

Além da utilização do código alfa-numérico, utiliza-se codificação visual para chaves seccionadoras. Essas deverão ter suas hastes de acionamentos pintadas em tinta a óleo, com as seguintes cores mostradas na Tabela 12 que serão definidas de acordo com o tipo da chave.

Cor	Tipo de chave
Preta	Aterramento
Vermelha	Seccionadora
Amarela	By-pass

Tabela 12 – Codificação visual de chaves seccionadoras

A elaboração de um diagrama unifilar de uma SE necessita fazer uma diferenciação dos níveis de tensão, essa será feita através de cores indicadas na Tabela 13.

Cores	Níveis de tensão
Vermelha	500 kV
Azul	230 kV
Preta	138 kV
Verde	69 kV
Roxo	34,5 kV
Laranja	13,8 kV
Marrom	440 Vca
Cinza	380 Vca
Rosa	125 e 250 Vcc
Bege	110 e 220 Vca
Amarela	Diversos

Tabela 13 – Relação de cores por nível de tensão

No aspecto de segurança as placas de sinalização e advertência deverão ser instaladas no pátio interno e externo da SE, como também nas cercas e muros do limite territorial das instalações. A codificação de sinalização e alerta são da seguinte forma:

d) Acesso à subestação (cercas, muros e portão), Figura 25;



Figura 25 – Sinalização dos limites da SE

e) Instalação em manutenção, Figura 26;



Figura 26 – Sinalização de área em manutenção

f) Obrigatoriedade do uso dos EPI e EPC, Figura 27;



Figura 27 – Sinalização de uso obrigatório de EPI e EPC

g) Ambientes insalubres, Figura 28;



Figura 28 – Sinalização de ambientes insalubres

h) Áreas energizadas com limitações de acesso e locomoção, Figura 29;

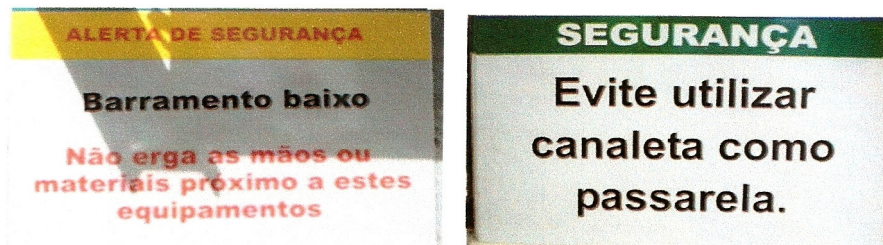


Figura 29 – Sinalização de áreas energizadas

i) Equipamento com limitação operacional, Figura 30;



Figura 30 – Sinalização de equipamentos com limitação operacional

6 Considerações finais

O estágio supervisionado, após sua conclusão, torna o aluno apto a adquirir o título de engenheiro eletricista. Além disso, agrega conhecimentos importantes para a formação profissional, tais como conhecimentos de elaboração, análise e execução de projetos, manutenção e execução de projetos de linhas de transmissão, configuração do mercado brasileiro de comercialização de energia, tarifação, conhecimentos esses que são de difícil implementação didática na universidade. Além disso, o convívio com profissionais de diversas áreas, com vasta experiência, proporciona grandes valores na formação profissional e pessoal do aluno.

O sistema utilizado no estágio foi o job rotation, como ele o aluno pode conhecer vários setores da empresa tais como a parte de comercialização da energia elétrica, manutenção do sistema de distribuição, inspeção de projetos elétricos, subestações e equipamentos. Tendo assim, uma ampla visão do funcionamento da companhia Energisa Borborema.

Referência bibliográfica

- [1] D´Ajuz, Ary. “Equipamentos elétricos: Especificação e aplicação em subestações de alta tensão”. Rio de Janeiro, FURNAS, 1985.
- [2] ANEEL. “Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica”. Resolução homologatória nº 456, 29 novembro de 2000.
- [3] Energisa. “Fornecimento de energia elétrica em tensão primária”. NDU-002, março de 2006.
- [4] Energisa. “Fornecimento de energia elétrica em tensão secundária – edificações individuais ou agrupadas até 3 unidades consumidoras”. NDU-001, março de 2006.
- [5] Energisa. “Fornecimento de energia elétrica a agrupamentos ou edificações de uso coletivo acima de 3 unidades consumidoras”. NDU-003, março de 2006.
- [6] Energisa. “Critérios básicos para elaboração de projetos de redes urbanas”. NDU-006, março de 2006.
- [7] ANEEL. “Níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente”. Resolução Nº 505, de 26 de novembro de 2001.
- [8] Energisa. Instrução de Operação de Proteção, IOP-022/2008, agosto de 2008.
- [9] Energisa. Instrução de Operação de Equipamentos, IOE-017/2007, novembro de 2007.
- [10] Energisa. Instrução de Operação, IO-004/2007, novembro de 2007.
- [11] Energisa. Procedimento Operacional, PRO-018/2006, agosto de 2006.
- [12] Energisa. Instrução de Operação de Serviços Auxiliares, IOA-024/2008, setembro de 2008.
- [13] Energisa. Instrução de Operação, IO-001/2007, novembro de 2007.

Bibliografia

[1] Homepage da Energisa: <http://www.energisa.com.br>

[2] Homepage da ONS: <http://www.ons.org.br>

[3] MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 2007. 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007.

Anexo 1

Tarifa convencional			
Alta tensão	Tarifa	ICMS	Total
A4 Consumo (R\$/kWh)			
Consumo mensal até 100 kWh	0,13498	0,02764	0,16262
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,13498	0,03374	0,13872
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,13498	0,04499	0,17997
A4 Demanda (R\$/kW)			
Consumo mensal até 100 kWh	27,05	5,54	32,59
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	27,05	6,76	33,81
Consumo mensal acima de 300 kWh	27,05	9,01	36,06
Baixa tensão	Tarifa	ICMS	Total
Consumo mensal até 30 kWh	0,27533	isento	0,27533
Consumo mensal acima de 31 a 100 kWh	0,27533	0,05639	0,33172
Consumo mensal acima de 101 a 300 kWh	0,27533	0,06883	0,34416
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,27533	0,10183	0,37716
B1 Residencial Baixa Renda (*) (R\$/kWh)			
Consumo mensal até 30 kWh	0,09279	isento	0,09279
Consumo Mensal de 31 a 80 kWh	0,1622	0,03322	0,19542
Consumo Mensal de 81 a 100 kWh	0,16517	0,03383	0,199
Consumo Mensal de 101 a 140 kWh	0,2478	0,06195	0,30975
Consumo Mensal de 141 a 300 kWh	0,27533	0,06883	0,34416
Consumo Mensal acima de 300 kWh	0,27533	0,10183	0,37716
B2 Rural (R\$/kWh)			
	0,16203	isento	0,16203
B3 Demais Classes (R\$/kWh)			
Consumo Mensal até 100 kWh	0,25848	0,05293	0,31142
Consumo Mensal acima de 100 kWh	0,25848	0,06462	0,3231
Consumo Mensal acima de 300 kWh	0,25848	0,08616	0,34464
B4a - Iluminação Pública (R\$/kWh)			
Consumo Mensal até 100 kWh	0,13321	0,02728	0,16049
Consumo Mensal de 101 a 300 kWh	0,13321	0,0333	0,16651
Consumo Mensal acima de 300 kWh	0,13321	0,0444	0,17761
B4b - Iluminação Pública (R\$/kWh)			
Consumo Mensal até 100 kWh	0,14621	0,02994	0,17615
Consumo Mensal de 101 a 300 kWh	0,14621	0,03655	0,18276
Consumo Mensal acima de 300 kWh	0,14621	0,04873	0,19494
<p>(*) Residencial Baixa Renda: Consumidor, titular da conta de energia, inscrito em programa social do Governo Federal, com instalação monofásica e que mantiver o consumo entre 80 kWh e 220 kWh nos últimos 12 meses</p> <p>Por determinação da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), o PIS e a COFINS foram desvinculados da tarifa de energia elétrica, visando dar transparência ao seu valor real. Assim, o PIS e a COFINS estarão sendo cobrados por fora da tarifa de energia elétrica, com uma alíquota máxima de 1,65% para o PIS e de 7,6% para a COFINS.</p>			

Tabela 2 – Tarifa Convencional

Tarifa Azul			
HOROSAZONAIS	Tarifa	ICMS	Total
Demanda na Ponta (R\$/kW)			
A3 - 69 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	27,07	5,54	32,61
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	27,07	6,76	33,83
Consumo mensal acima de 300 kWh	27,07	9,02	36,09
A4 - 2,3 a 25 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	35,17	7,2	42,37
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	35,17	8,79	43,96
Consumo mensal acima de 300 kWh	35,17	11,72	46,89
Demanda Fora da Ponta (R\$/kW)			
A3 - 69 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	5,39	1,1	6,49
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	5,39	1,34	6,73
Consumo mensal acima de 300 kWh	5,39	1,79	7,18
A4 - 2,3 a 25 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	9,03	1,84	10,87
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	9,03	2,25	11,28
Consumo mensal acima de 300 kWh	9,03	3,01	12,04
Consumo na Ponta Período Seco (R\$/kWh)			
A3 - 69 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	0,19724	0,04039	0,23763
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,19724	0,04931	0,24655
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,19724	0,06574	0,26298
A4 - 2,3 a 25 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	0,19724	0,04039	0,23763
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,19724	0,04931	0,24655
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,19724	0,06574	0,26298
Consumo na Ponta Período Úmido (R\$/kWh)			
A3 - 69 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	0,17794	0,03644	0,21438
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,17794	0,04448	0,22242
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,17794	0,05931	0,23725
A4 - 2,3 a 25 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	0,17794	0,03644	0,21438
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,17794	0,04448	0,22242
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,17794	0,05931	0,23725
Consumo Fora da Ponta Período Seco (R\$/kWh)			
A3 - 69 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	0,12125	0,02483	0,14608
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,12125	0,03031	0,15156
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,12125	0,04041	0,16166
A4 - 2,3 a 25 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	0,12125	0,02483	0,14608

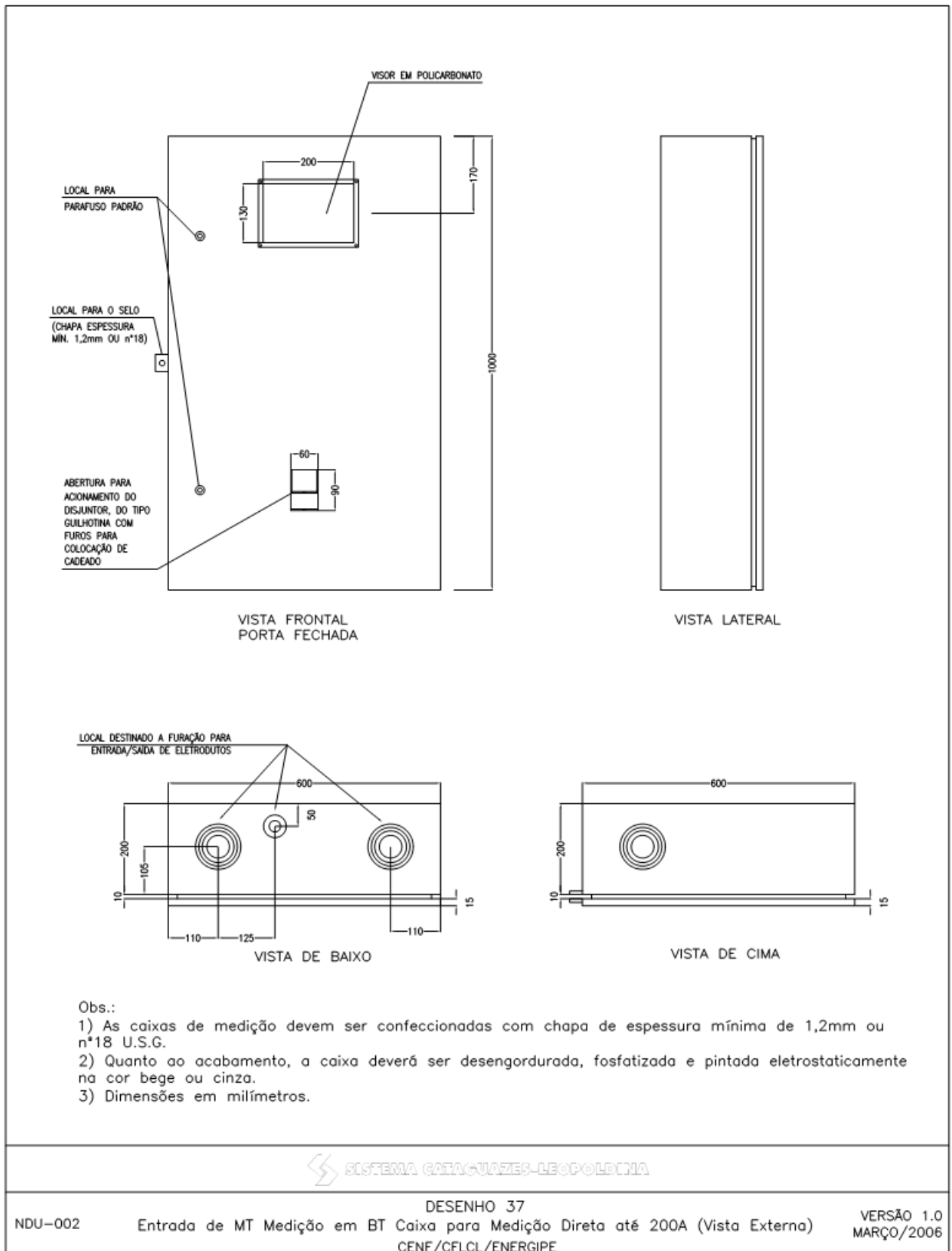
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,12125	0,03031	0,15156
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,12125	0,04041	0,16166
Consumo Fora da Ponta Período Úmido(R\$/kWh)			
A3 - 69 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	0,11005	0,02254	0,13259
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,11005	0,02751	0,13756
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,11005	0,03668	0,14673
A4 - 2,3 a 25 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	0,11005	0,02254	0,13259
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,11005	0,02751	0,13756
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,11005	0,03668	0,14673
ULTRAPASSAGEM	Tarifa	ICMS	Total
Demanda na Ponta (R\$/kW)			
A3 - 69 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	81,21	16,63	97,84
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	81,21	20,3	101,51
Consumo mensal acima de 300 kWh	81,21	27,07	108,28
A4 - 2,3 a 25 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	105,51	21,61	127,12
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	105,51	26,37	131,88
Consumo mensal acima de 300 kWh	105,51	35,17	140,68
Demanda Fora da Ponta (R\$/kW)			
A3 - 69 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	16,17	3,31	19,48
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	16,17	4,04	20,21
Consumo mensal acima de 300 kWh	16,17	5,39	21,56
A4 - 2,3 a 25 kV			
Consumo mensal até 100 kWh	27,09	5,54	32,63
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	27,09	6,77	33,86
Consumo mensal acima de 300 kWh	27,09	9,03	36,12
<p>Por determinação da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), o PIS e a COFINS foram desvinculados da tarifa de energia elétrica, visando dar transparência ao seu valor real. Assim, o PIS e a COFINS estarão sendo cobrados por fora da tarifa de energia elétrica, com uma alíquota máxima de 1,65% para o PIS e de 7,6% para a COFINS.</p>			

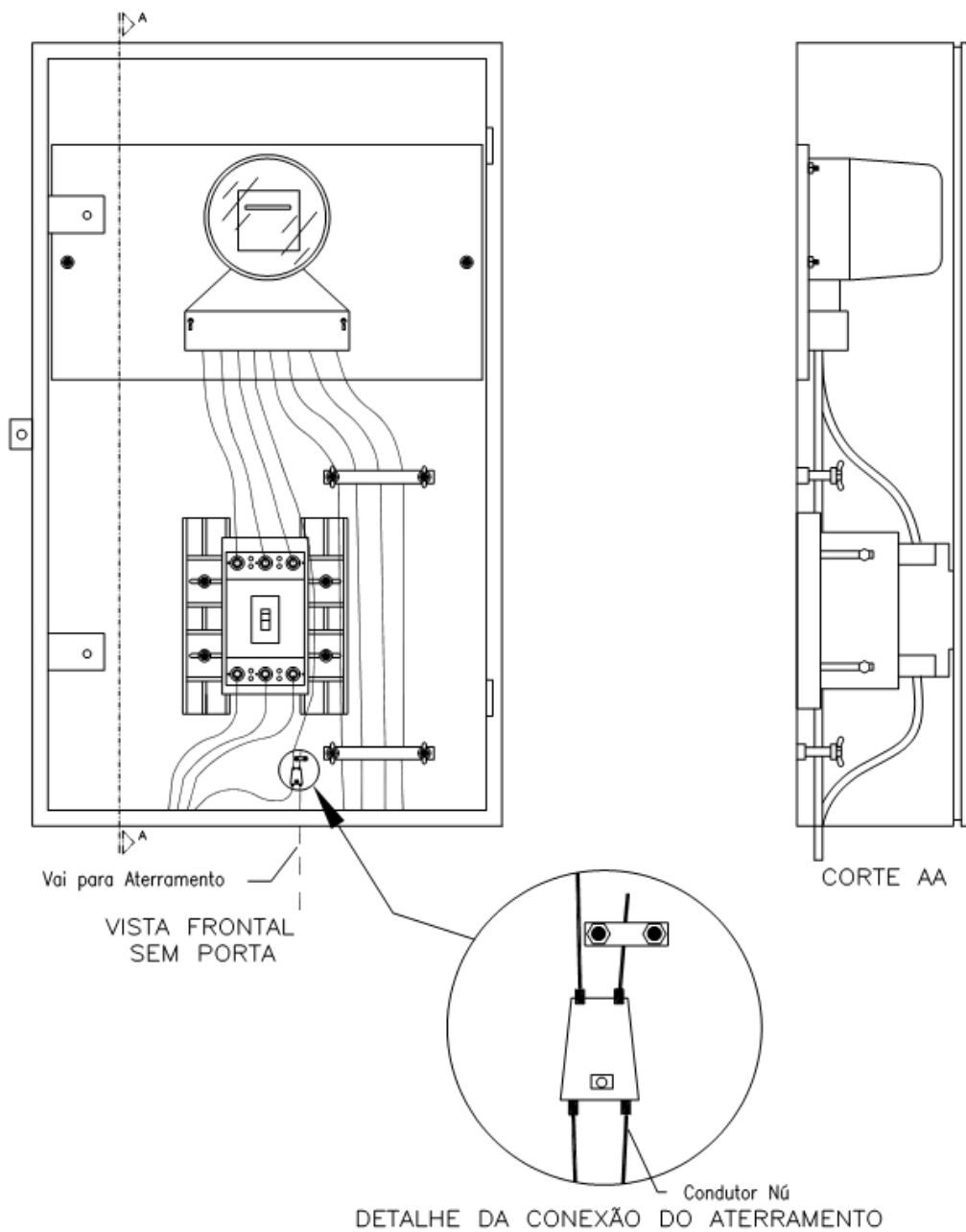
Tabela 3 – Tarifa Azul

Tarifa Verde			
DEMANDA (R\$/Kw)	Tarifa	ICMS	Total
Consumo mensal até 100 kWh	9,03	1,84	10,87
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	9,03	2,25	11,28
Consumo mensal acima de 300 kWh	9,03	3,01	12,04
CONSUMO NA PONTA (R\$/kW)	Tarifa	ICMS	Total
A4 Período Seco			
Consumo mensal até 100 kWh	1,01396	0,20767	1,22163
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	1,01396	0,25349	1,26745
Consumo mensal acima de 300 kWh	1,01396	0,33798	1,35194
A4 Período Úmido			
Consumo mensal até 100 kWh	0,99466	0,20372	1,19838
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,99466	0,24866	1,24332
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,99466	0,33155	1,32621
CONSUMO FORA DA PONTA (R\$/kW)	Tarifa	ICMS	Total
A4 Período Seco			
Consumo mensal até 100 kWh	0,12125	0,02483	0,14608
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,12125	0,03031	0,15156
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,12125	0,04041	0,16166
A4 Período Úmido			
Consumo mensal até 100 kWh	0,11005	0,02254	0,13259
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	0,11005	0,02751	0,13756
Consumo mensal acima de 300 kWh	0,11005	0,03668	0,14673
ULTRAPASSAGEM - DDEMANDA (R\$/kWh)	Tarifa	ICMS	Total
Consumo mensal até 100 kWh	27,09	5,54	32,63
Consumo mensal de 101 a 300 kWh	27,09	6,77	33,86
Consumo mensal acima de 300 kWh	27,09	9,03	36,12
<p>Por determinação da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), o PIS e a COFINS foram desvinculados da tarifa de energia elétrica, visando dar transparência ao seu valor real. Assim, o PIS e a COFINS estarão sendo cobrados por fora da tarifa de energia elétrica, com uma alíquota máxima de 1,65% para o PIS e de 7,6% para a COFINS.</p>			

Tabela 4 – Tarifa Verde

Anexo 2





OBS.:

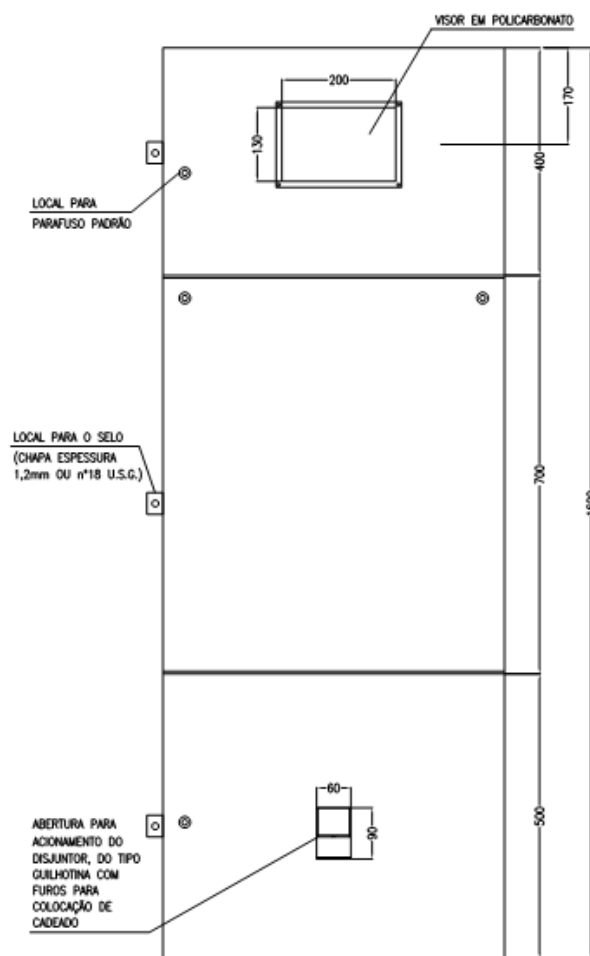
- 1) As caixas de medição devem ser confeccionadas com chapa de espessura mínima de 1,2 mm ou n° 18 U.S.G., a solda deverá ser contínua.
- 2) Quanto ao acabamento, a caixa deverá ser desgordurada, fosfatizada e pintada eletrostaticamente na cor bege ou cinza
- 3) Dimensões em milímetros
- 4) Para CELB e SAELPA ver desenho n°46



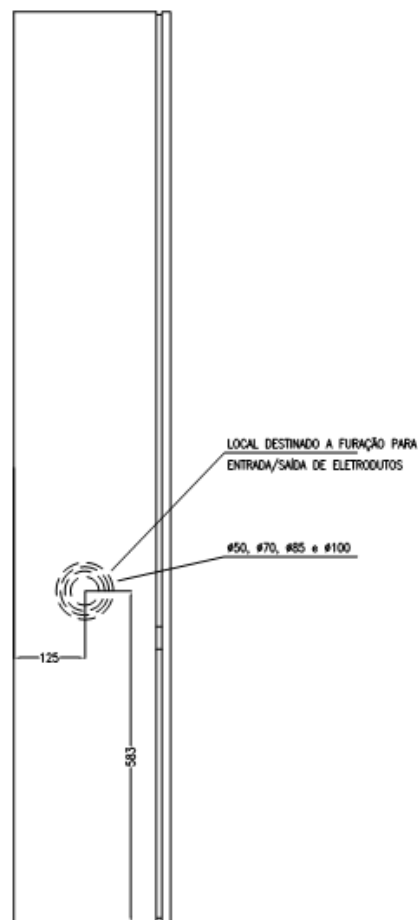
NDU-002

DESENHO 038
Entrada de MT Medição em BT Caixa para Medição Direta até 200A (Vista Interna)
CENF/CFLCL/ENERGIPE

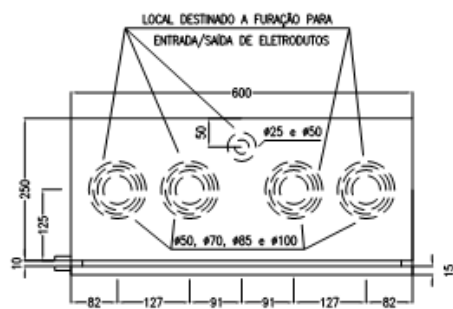
VERSÃO 1.0
MARÇO/2006



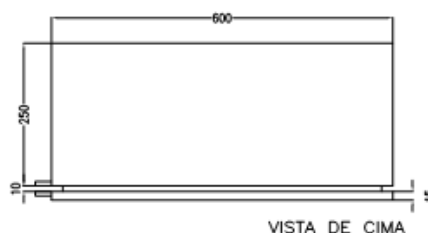
VISTA FRONTAL
PORTA FECHADA



VISTA LATERAL



VISTA DE BAIXO



VISTA DE CIMA

OBS:

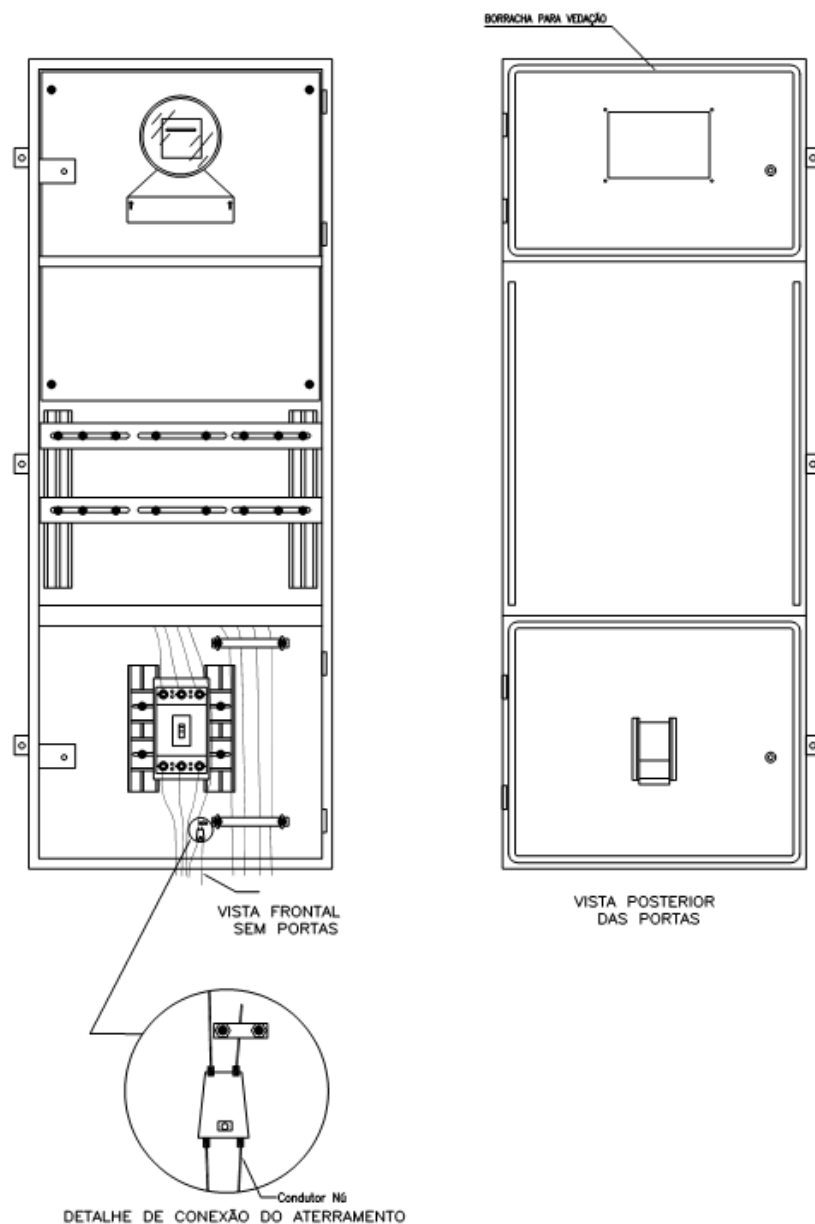
- 1) As caixas de medição devem ser confeccionadas com chapa de espessura mínima de 1,2mm ou n°18 U.S.G., a solda deverá ser contínua.
- 2) Quanto ao acabamento, a caixa deverá ser desengordurada, fosfatizada e pintada eletrostaticamente na cor bege ou cinza.
- 3) Dimensões em milímetros

 SISTEMA CATAGUAYTES-LEOPOLDINA

NDU-002

DESENHO 39
Entrada de MT Medição BT Caixa para Medição Indireta (Vista Externa)
CENF/CFLCL/ENERGIPE

VERSÃO 1.0
MARÇO/2006



OBS.:

As caixas de medição devem ser confeccionadas com chapa de espessura mínima de 1,2 mm ou n° 18 U.S.G., a solda deverá ser contínua.

Quanto ao acabamento, a caixa deverá ser desengordurada, fosfatizada e pintada eletrostaticamente na cor bege ou cinza

Dimensões em milímetros

Para CELB e SAELPA ver desenhos n°44 e n°45

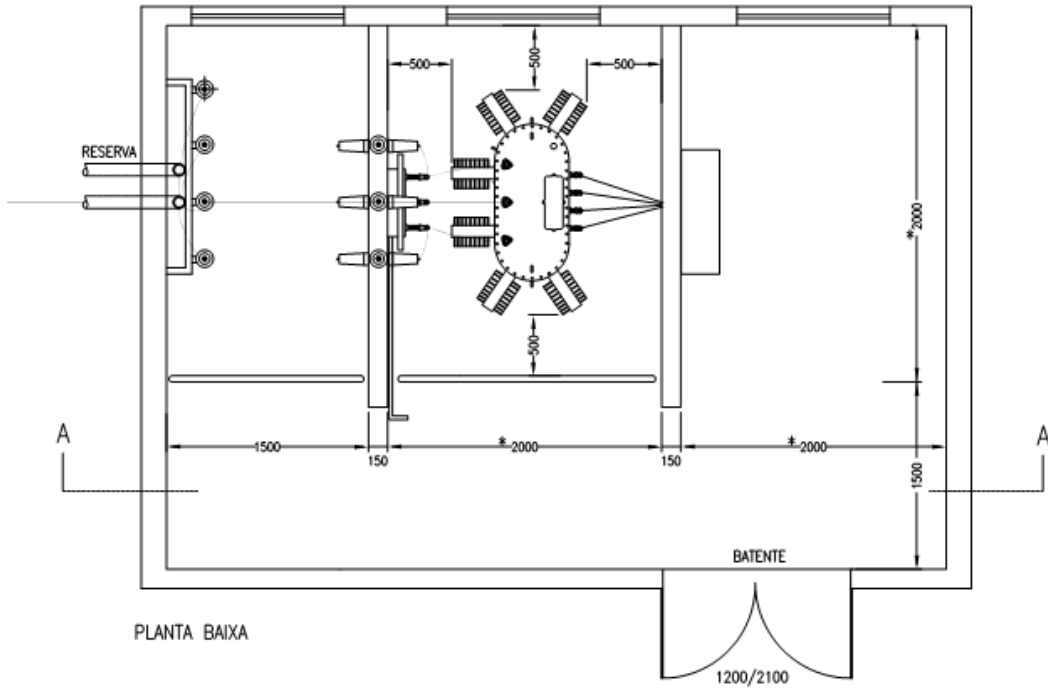
 SISTEMA CAIAGUAZES-LEOPOLDINA

NDU-002

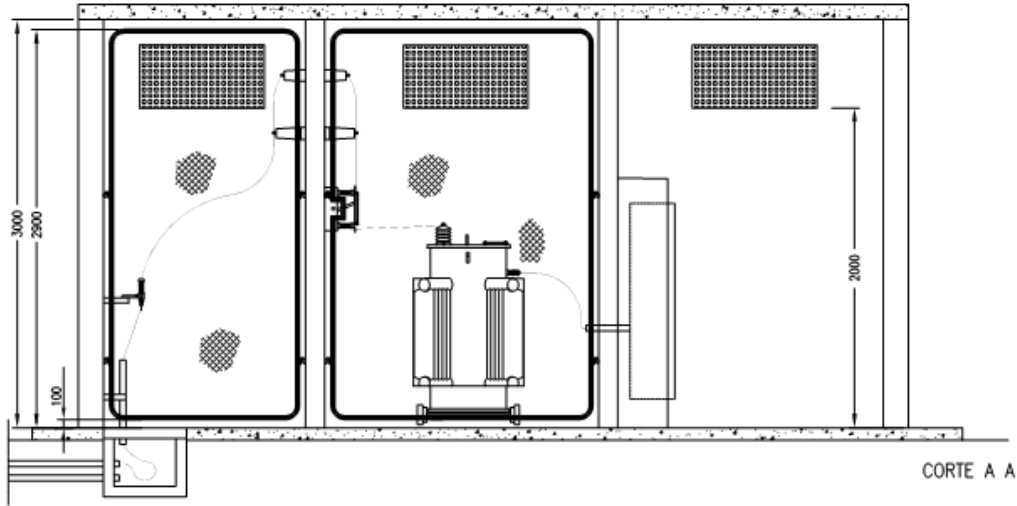
DESENHO 040
Entrada de MT Medição BT em Caixa para Medição Indireta (Vista Interna)
CENF/CFLCL/ENERGIPE

VERSÃO 1.0
MARÇO/2006

Anexo 3



PLANTA BAIXA



CORTE A A

OBS.:
 A Concessionária poderá solicitar outros cortes e detalhes
 Distâncias em milímetros
 * - Dimensões mínimas
 A tela de proteção do cubículo do transformador deverá possuir dispositivo para selo
 Ramal de ligação e saída subterrâneos



NDU-002

DESENHO 043
 Subestação Abrigada até 150kVA
 CENF/CELB/CFLCL/ENERGIPE/SAELPA

VERSÃO 1.0
 MARÇO/2006