

Critérios para Elaboração de Projetos de Subestações Tipo Metropolitana

ENERGISA/C-GTCD-NRM/Nº080/2018

Norma de Distribuição Unificada

NDU - 048.3

Revisão 2.0 Maio/2018





Apresentação

Esta Norma Técnica apresenta os requisitos mínimos e as diretrizes necessárias para elaboração de projetos de subestação do tipo Metropolitana nas áreas de concessão da ENERGISA.

As cópias e/ou impressões parciais ou em sua íntegra deste documento não são controladas.

A presente revisão desta norma técnica é a **versão 2.0**, datada de **Maio de 2018**.

João Pessoa - PB, Maio de 2018.

GTD - Gerência Técnica da Distribuição



Equipe Técnica de Revisão da NDU 048.3 (versão 2.0)

Marcos Vinícios Carvalho Neto

Energisa Minas Gerais
Energisa Nova Friburgo

Breno Nery Mourao

Energisa Mato Grosso do Sul

Cicero Fermino da Silva

Energisa Sul-Sudeste

Dario Marinho de Medeiros

Energisa Tocantins

Gleson Fabio da Costa

Energisa Paraíba
Energisa Borborema

Joao Marcondes Correa Guimaraes

Energisa Sul-Sudeste

Luiz Fernando Moraes Nogueira

Energisa Mato Grosso

Marcelo Alexandre Maia

Energisa Tocantins

Márcio Roberto Lisboa de Souza

Energisa Minas Gerais
Energisa Nova Friburgo

Nathalia Cristina de Souza Moura

Energisa Mato Grosso do Sul

Pedro Bittencourt Ferreira Avila

Grupo Energisa

Renato Deryck da Silva Azeredo

Energisa Mato Grosso

Ricardo Campos Rios

Grupo Energisa

Sidney Lopes de Assis

Energisa Paraíba
Energisa Borborema

Zeno Marques Felix

Energisa Soluções



Aprovação Técnica

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Alessandro Brum

Energisa Tocantins

Amaury Antonio Damiance

Energisa Mato Grosso

Fabício Sampaio Medeiros

Energisa Rondônia

Fernando Lima Costalonga

Energisa Minas Gerais / Energisa Nova Friburgo

Gabriel Alves Pereira Junior

Energisa Sul-Sudeste

Jairo Kennedy Soares Perez

Energisa Borborema / Energisa Paraíba

Juliano Ferraz de Paula

Energisa Sergipe

Paulo Roberto dos Santos

Energisa Mato Grosso do Sul

Ricardo Alexandre Xavier Gomes

Energisa Acre

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	7
2.	DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	7
2.1.	Normas Técnicas	8
3.	CAMADAS TECNOLÓGICAS APLICADAS	10
4.	CAMADA DE INFRAESTRUTURA.....	10
4.1.	Descrição das Instalações	12
4.1.1.	Classificação das Subestações	13
4.1.2.	Tipos de Subtipos de SE.....	14
4.2.	Projeto Executivo - Instalações Elétricas e Eletromecânicas	15
4.2.1.	Objetivo das Especificações.....	15
4.2.2.	Requisitos de Projeto.....	16
4.2.3.	Dados do Sistema de Transmissão da ENERGISA.....	16
4.2.4.	Projeto Eletromecânico.....	17
4.2.5.	Projeto de Dutos e Canaletas	21
4.2.6.	Projeto de Aterramento	22
4.2.7.	Projeto de Iluminação, Tomadas e Aquecimento	28
4.3.	Relação Mínima de Documentos de Projeto.....	33
4.3.1.	Documentos do Projeto Eletromecânico	33
4.3.2.	Documentos do Projeto de Dutos e Canaletas.....	34
4.3.3.	Documentos do Projeto de Aterramento	34
4.3.4.	Documentos do Projeto de Iluminação e Tomadas	34
4.4.	Projeto Executivo das Obras Civas	35
4.5.	Área da Subestação (Terreno)	36
4.5.1.	Drenagem (sistemas de águas pluviais) e Pavimentação	36
4.5.2.	Acesso de Caminhão SKY e Subestação Móvel	37
4.6.	Obras Civas.....	37
4.6.1.	Estruturas e/ou Suportes de Concreto	38
4.6.2.	Caixa Coletora e Caixa Separadora do Óleo Isolante do Transformador	38
4.6.3.	Paredes Corta-Fogo	38
4.6.4.	Portão e Cerca	39
4.6.5.	Sistema de Cerca	39
4.6.6.	Casa de Comando e Controle	42
4.7.	Instalação e Montagem dos Cabos Isolados de Média Tensão	46
4.8.	Montagem Eletromecânica	47
4.8.1.	Estruturas Suportes da Rede Aérea, dos Equipamentos e Estruturas Auxiliares do Pátio da Subestação	47

4.8.2.	Cabos e/ou Hastes Para-Raios Contra Descargas Atmosféricas no Pátio da Subestação.....	47
4.8.3.	Instalação de Eletrodutos.....	47
4.8.4.	Dutos Subterrâneos	48
4.8.5.	Trilho de Rolamento e de Apoio para os Transformadores	49
4.8.6.	Caixas de Passagem	49
4.8.7.	Conectores de Alta Tensão	50
4.8.8.	Casa de Controle	50
4.8.9.	Características Técnicas dos Cabos Isolados de Média Tensão	50
4.9.	Sistema de Proteção Contra Incêndios	52
4.10.	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA) - Equipamentos	52
4.11.	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA) - Edificações	53
4.12.	Torre de Telecomunicações.....	54
4.13.	Arranjos para Subestação	55
4.13.1.	Arranjo 1.....	55
4.13.2.	Arranjo 2.....	58
4.13.3.	Arranjo 3.....	61
4.13.4.	Arranjo 4 (GIS 1)	64
4.13.5.	Arranjo 4 (GIS 2)	66
4.13.6.	Arranjo 4 (GIS 3)	69
5.	CAMADA DE SISTEMA DE ENERGIA E PROTEÇÃO	72
5.1.	Sistemas de Energia	72
5.1.1.	Diagramas Unifilares - Arranjos	73
5.2.	Sistema de Proteção	73
5.2.1.	Vão de Linha de Transmissão	74
5.2.2.	Proteção dos Transformadores de Potência	77
5.2.3.	Proteções dos Alimentadores	80
5.2.4.	Proteções dos Bancos de Capacitores de 15kV e 24,5kV.....	81
5.2.5.	Proteção de Equipamentos Gerais	82
5.2.6.	Painéis de Proteção e Controle.....	83
5.3.	Equipamentos	83
5.3.1.	Transformador de Potência	83
5.3.2.	Disjuntores	87
5.3.3.	Secionadores	89
5.3.4.	Chave-Fusível	93
5.3.5.	Transformadores de Instrumentos.....	94
5.3.6.	Para-Raios	97
5.3.7.	Religador	97
5.3.8.	Banco de Capacitores.....	98
5.4.	Arranjos para SE Metropolitana	99

5.4.1.	Setor de Alta Tensão	100
5.4.2.	Setor de Média Tensão	105
5.4.3.	Equipamento de Manobra Híbrido Compacto (EMHC)	108
5.4.4.	Subestação GIS em SF6 Classe 145kV	110
5.4.5.	Cubículos de Médias Tensão (swichtgear)	111
6.	CAMADA DE SERVIÇOS ESSENCIAIS.....	113
6.1.	Sistema de Alimentação CC	115
6.1.1.	Baterias	115
6.1.2.	Retificador.....	116
6.1.3.	Painel QDCC	118
6.1.4.	Alternativo (Retificador em <i>Standby</i>).....	119
6.2.	Sistema de Alimentação CA	121
6.2.1.	Painel QDCA	121
6.2.2.	Painel QIT-1	124
6.2.3.	Painel 52J	124
7.	CAMADA DE AUTOMAÇÃO	125
7.1.	Aplicação.....	126
7.2.	Exigências Básicas para a Escolha da Solução	126
7.3.	Arquitetura de Automação e Comunicação Interna	127
7.3.1.	Automação com Protocolo TCP/IP - IRC 61850, última edição	129
8.	CAMADA DE MEDIÇÃO	130
8.1.	Diagramas Unifilares.....	132
8.2.	Tipos de Medição	132
8.2.1.	Medição de Operação.....	133
8.2.2.	Medição de Consumo	134
8.2.3.	Medição de Consumo Próprio	135
8.2.4.	Medição de Fronteira.....	136
8.3.	Qualidade de Energia Elétrica (QEE)	136
8.3.1.	Tensão em Regime Permanente.....	137
8.3.2.	Fator de Potência	138
8.3.3.	Harmônicos.....	138
8.3.4.	Desequilíbrio de Tensão	139
8.3.5.	Flutuação de Tensão	139
8.3.6.	Variação de Tensão de Curta Duração	139
8.3.7.	Variação de Frequência.....	140
8.3.8.	Monitoramento da QEE.....	140
8.4.	Implantação	141
8.4.1.	Medição de Operação.....	141
8.4.2.	Medição de Consumo	142
8.4.3.	Medição de Consumo Próprio	143
8.4.4.	Medição de Fronteira.....	146
8.5.	Medidores.....	149

8.5.1.	Medição de Consumo	149
8.5.2.	Medição de Consumo Próprio	151
8.5.3.	Medição de Faturamento de Fronteira.....	153
8.5.4.	Medidor com Recurso de Qualimetria	154
8.5.5.	Especificações Gerais.....	157
8.6.	Leitura e Comunicação.....	157
8.6.1.	Medição de Operação.....	157
8.6.2.	Medição de Consumo	157
8.6.3.	Medição de Fronteira.....	158
8.7.	Diagramas Unifilares	160
8.7.1.	Setor de Alta Tensão	160
8.7.2.	Setor de Baixa Tensão.....	162
9.	CAMADA DE MONITORAMENTO	163
9.1.	Monitoramento em Tempo Real	165
9.2.	Sistemas de Engenharia	166
9.3.	Arquitetura do Monitoramento On-line	167
9.3.1.	Sistema Centralizado	167
9.3.2.	Sistema descentralizado	168
9.4.	Monitoramento dos Transformadores de Força	169
9.4.1.	Topologia Típica de Sistema de Monitoração On-line de Transformador	170
9.4.2.	Especificação dos Itens de Monitoramento do Transformador	175
9.4.3.	Características do IED para Monitoramento de Transformador	177
9.4.4.	Monitoramento Complementar do Transformador.....	179
9.5.	Monitoramento de Disjuntores	180
9.6.	Monitoramento de Para-Raios	182
9.7.	Monitoramento de Chaves Seccionadoras	184
9.8.	Monitoramento do Sistema de Serviços Essenciais	186
9.9.	Sistema de Segurança Patrimonial - CFTV e Alarmes	188
9.9.1.	Sistema de CFTV para Monitoramento de operação no Pátio.....	189
9.9.2.	Equipamentos.....	191
9.10.	Monitoramento da Temperatura Ambiente da Casa de Controle	194
9.11.	Subestação Compacta Blindada a SF6 (GIS)	195
9.11.1.	Sistema de Monitoramento de DP.....	196
9.11.2.	Sistema de Monitoramento do Gás.....	197
9.12.	Recursos de Monitoramento	198
9.12.1.	Transformador de Força	198
9.12.2.	Disjuntor de AT	200
9.12.3.	Para-Raios	201
9.12.4.	Chave Seccionadora Motorizada.....	201
9.12.5.	Sistema de Serviços Essenciais	203
9.12.6.	CFTV para Monitoramento de Operação no Pátio.....	204

9.12.7.	CFTV para Segurança Patrimonial.....	204
9.12.8.	Temperatura da Casa de Comando	205
9.12.9.	Gás SF6	205
9.13.	Considerações	205
10.	CAMADA DE GERENCIAMENTO DE EQUIPAMENTOS	206
10.1.	Definições	207
10.2.	Exigências Básicas para a Escolha do Sistema	207
10.3.	Gerência	208
10.4.	Equipamentos com Suporte a SNMP	208
10.5.	Versões que Devem Ser Suportadas	209
10.6.	Impacto no Gerenciamento SNMP	209
10.7.	Definição de Sistema de Gerenciamento de Comunicação.....	210
10.8.	Aspectos de Documentação	210
11.	CAMADA DE COMUNICAÇÃO.....	211
11.1.	Exigências Básicas para a Escolha do Sistema	211
11.2.	Sistema de Comunicação	212
11.2.1.	Comunicação via Rádio Digital.....	213
11.2.2.	Comunicação via Rádio Digital e GPRS	214
11.2.3.	Comunicação via Satélite	214
11.2.4.	Comunicação via Satélite e GPRS	215
11.2.5.	Comunicação via Fibra Ótica.....	215
11.2.6.	Comunicação via Fibra Ótica e GPRS	216
12.	GLOSSÁRIO.....	216
13.	LISTA DE DOCUMENTOS	219
13.1.	Camada de Infraestrutura	219
13.2.	Camada de Sistemas de Proteção	221
13.2.1.	Sistema de Proteção - Especificações	222
13.2.2.	Sistema de Proteção - Especificações - Compacta	222
13.2.3.	Desenhos.....	223
13.3.	Camada de Serviços Essenciais	224
13.3.1.	Especificações - Geral	224
13.3.2.	Diagramas Unifilares.....	224
13.4.	Camada de Medição.....	225
14.	REFERÊNCIAS.....	225
15.	NOTAS COMPLEMENTARES	226
16.	HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO.....	226
17.	VIGÊNCIA	226

1. INTRODUÇÃO

Esta norma técnica estabelece os padrões gerais para elaboração de projetos de subestação do tipo Metropolitana nas áreas de concessão da ENERGISA, tendo por objetivo principal definir todos os critérios técnicos para construção de subestações buscando, assim, a padronização na sua área de concessão.

O padrão de projeto está dividido em: Infraestrutura, Sistemas de Energia e Proteção, Sistema de Energia Auxiliar, Medição, Monitoramento, Automação, Comunicação e Gerenciamento.

A NDU 048.3 constitui um conjunto de instruções com todas as diretrizes e especificações técnicas necessárias à execução de serviços de engenharia, obras civis, elétricas, montagens eletromecânicas e ainda, apoiar a preparação e apresentação das propostas técnica e comercial para aquisição da subestação.


A subestação do tipo Metropolitana tem como características principais:

- Localiza-se em área de alta densidade populacional, portanto, alta criticidade de área e necessidade de compactação.
- Possui mais do que uma linha de entrada de AT.
- Possui mais do que um transformador de força.
- O barramento do lado de AT pode ser: BS, BPT ou BD (*)

* Tipos de barra de entrada:

- BS - Barramento simples
- BPT - Barramento principal e transferência
- BD - Barramento duplo

2. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES





Aplica-se obrigatoriamente aos projetos de subestações de alta tensão localizadas nas áreas de concessão da ENERGISA, considerando o que prescrevem as Normas (normas básicas ABNT e ENERGISA), bem como a legislação do órgão regulamentador do setor elétrico ANEEL.

2.1. Normas Técnicas

Os projetos de subestações, no que for aplicável, devem estar em conformidade com as Normas Técnicas relacionadas abaixo, em suas últimas revisões:

- ABNT NBR 5456 - Eletricidade geral - Terminologia.
- ABNT NBR IEC 60694 - Especificações comuns para normas de equipamentos de manobra de alta-tensão e mecanismos de comando.
- ABNT NBR IEC 60529 Versão Corrigida: 2009 - Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (código IP).
- ABNT NBR 6323 - Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido - Especificação.
- ABNT NBR 7397 - Produto de aço ou ferro fundido revestido de zinco por imersão a quente - Determinação da massa do revestimento por unidade de área - Método de ensaio.
- ABNT NBR 7398 - Produto de aço ou ferro fundido galvanizado por imersão a quente - Verificação da aderência do revestimento - Método de ensaio.
- ABNT NBR 7399 - Produto de aço ou ferro fundido galvanizado por imersão a quente - Verificação da espessura do revestimento por processo não destrutivo - Método de ensaio.
- ABNT NBR 7400 - Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido por imersão a quente - Verificação da uniformidade do revestimento - Método de ensaio.
- ABNT NBR 7414 - Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido por imersão a quente - Terminologia.

- 
- ABNT NBR 11388 Versão Corrigida: 1993 - Sistemas de pintura para equipamentos e instalações de subestações elétricas - Especificação.
 - ABNT NBR 9366 - Tratamento e pintura de superfícies metálicas.
 - ABNT NBR 10443 - Tintas e vernizes - Determinação da espessura da película seca sobre superfícies rugosas - Método de ensaio.
 - ABNT NBR 11003 Versão Corrigida: 2010 - Tintas - Determinação da aderência.
 - ABNT NBR 5032 - Isoladores para linhas aéreas com tensões acima de 1.000 V - Isoladores de porcelana ou vidro para sistemas de corrente alternada.
 - NEMA SG6 - Nema Standard Publication for Power Switching Equipment.
 - ANSI-C29.8 - American National Standard for Wet-process Porcelain Insulator (apparatus cap and pin type).
 - ANSI-C37.30 - American National Standard Definitions and Requirements for High-Voltage Air Switches, Insulators and Bus Supports.
 - ANSI-C37.32 - American National Standard Schedules of Preferred Ratings, Manufacturing Specification and Application Guide for High - Voltage Air Switches, Bus Supports, and Switch Accessories.
 - ANSI-C37.34 - American National Standard Test Code for High-Voltage Air Switches.
 - NBR 7095 - Ferragens eletrotécnicas para linhas de transmissão e Subestação de alta tensão e extra-alta tensão - Especificação;
 - NBR 9050 - Acessibilidade a Edificações, Mobiliário, Espaços e Equipamentos Urbanos;
 - IEC 61850 - Communication network and systems for power utility automation;
 - IEEE 1613 - Standard Environmental and Testing Requirements for Communications Networking Devices in Electric Power Substations.



Além das citadas acima, as normas específicas de equipamentos estão contidas nas especificações técnicas dos respectivos equipamentos.

3. CAMADAS TECNOLÓGICAS APLICADAS

O padrão de projeto estabelecido por esta norma está dividido por assunto ou camada tecnológica.

Para cada tipo de subestação são referenciados itens correspondentes às camadas. Estes documentos contem informações técnicas, alternativas de projeto e especificações a serem utilizadas no projeto da subestação.


Camadas Tecnológicas:

- Infraestrutura
- Sistemas de Energia e Proteção
- Sistema de energia auxiliar
- Automação e Controle
- Medição
- Monitoramento
- Gerenciamento
- Telecom

O desenvolvimento do projeto por camadas tecnológicas tem por objetivo definir soluções modulares e flexíveis que permitam adaptar-se às necessidades de cada projeto. A seguir será apresentado o conteúdo de cada Camada.

4. CAMADA DE INFRAESTRUTURA

A camada de INFRAESTRUTURA inclui a construção civil, montagem eletromecânica e distribuição física dos equipamentos que compõem a subestação.




A maioria destas recomendações diz respeito às obras de construção e montagem das SE's, as quais deverão ser observadas pelo GRUPO ENERGISA.

Além das informações contidas nesta camada, é importante que as empresas fornecedoras de serviços de elaboração de projetos de subestações façam um reconhecimento geral do local onde se desenvolverão os trabalhos, a fim de colher dados necessários, elaborar e encaminhar ao GRUPO ENERGISA os questionamentos, com o intuito de sanar todas as dúvidas pertinentes ao projeto para elaboração das propostas técnica e comercial, não cabendo posterior alegação de desconhecimento das condições existentes.

A Camada de Infraestrutura descreve como a subestação deverá se projetada do ponto de vista estrutural, obras civis e montagem eletromecânica, fornecendo todos os subsídios e diretrizes necessárias para definição de toda a infraestrutura da Subestação. Nesta camada são abordados os seguintes itens:

- Terreno
- Terraplenagem
- Obras civis
- Escavação para fundações
- Drenagem (sistemas de águas pluviais)
- Escavação das valetas e revestimento
- Caixas de passagem
- Caixa separadora de água-óleo
- Paredes corta-fogo
- Cercamento
- Casa de Comando e Controle

- 
- Canaletas e Eletrodutos para cabos de controle
 - Montagens eletromecânicas
 - Condutores
 - Iluminação
 - Sistema de aterramento - malha terra
 - Sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA)
 - Sistemas de proteção contra incêndios
 - Placas de sinalização
 - Questões ambientais envolvidas

4.1. Descrição das Instalações

Para dimensionamento do terreno adotou-se as seguintes premissas:

- Entrada da AT (69kV ou 138kV) em cabo isolado e subterrâneo, da chegada da última torre da linha de transmissão até a ligação com os equipamentos de manobra e proteção do barramento de entrada da Subestação. Demais ligações serão do tipo convencional isolado a ar.
- A ligação do secundário do transformador abaixador à barra de MT será feita através de cabos isolados em canaletas.
- As ligações das saídas dos religadores aos postes (caixas de inspeção nas calçadas) serão feitas através de cabo aéreo, com TC para medição após os religadores.
- Previsão de SE Móvel.
- Previsão de Torre de Comunicações.
- Entrada da linha de AT e saídas de alimentadores de MT em um mesmo lado do terreno.

- Barramento de MT composto de barramento de Transferência (T) e barramento Principal (P) sobrepostos, estando (T) acima do (P).

Observações:

1ª) Para terrenos com dimensões diferentes das recomendadas nesta NDU ou para arranjos com premissas diferentes das previstas acima, os desenhos deverão ser reestudados durante o projeto executivo.

2ª) Deverão ser observadas as tensões secundárias nas regiões de implantação da subestação, a saber:

- As tensões em Minas Gerais são 11,4 KV e/ou 22 KV.
- A tensão em Nova Friburgo-RJ é 11,4 KV.
- Nas demais regiões (Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, Sul Sudeste, Sergipe e Paraíba): 13,8 KV e/ou 34,5 KV.

4.1.1. Classificação das Subestações

A Tabela 1 apresenta os critérios para classificação das subestações.

Tabela 1: Critério de Classificação.

Tipo	Observações	Critério				
		Localização	N° LT	N° TR	Barramento (*)	Restrição de Espaço
Rural	Apresenta pequena restrição de espaço (área)	Zona rural	Até 2	Até 2	BS	Não
Urbana A	Apresenta média restrição de espaço (área)	Zona urbana	Até 1	Até 2	BS ou BPT	Pequena
Urbana B	Apresenta média restrição de espaço (área)	Zona urbana	≥ 2	≥ 1	BS, BPT ou BD	Pequena
Metropolitana	Apresenta grande restrição de	Zona urbana	≥ 2	≥ 2	BS, BPT ou BD	Sim
		Grandes cidades				

	espaço (área)					
Mista	Apresenta pequena restrição de espaço (área)	Faixa intermediária Urbano-Rural	>2	≥ 1	BD ou BPT	Pequena
	Importância pelo chaveamento de LT para outras SE's					

* Tipos de barra de entrada:

- BS - Barramento simples
- BPT - Barramento principal e transferência
- BD - Barramento duplo

4.1.2. Tipos de Subtipos de SE

No total foram definidas 21 variações de subestações. Para cada uma dessas subestações são apresentados Diagrama Unifilar e Arranjo Físico, assim como, as especificações dos equipamentos utilizados em cada tipo.

Desta forma, após definidas as necessidades (diretrizes) para implantação de uma nova subestação, como, número de linhas de entrada, tensão nominal, local, criticidade, entre outros, a subestação deverá ser classificada em um dos cinco tipos apresentados.

Para fazer a classificação da subestação, deverão ser utilizados os critérios apresentados na NDU 048 - Critérios para elaboração de projetos de subestações.

Este mesmo procedimento de classificação deverá ser considerado em casos de *retrofit*.

Após a classificação da subestação em um dos cinco tipos (Urbana A, Urbana B, Metropolitana, Mista e Rural), deverá ser escolhida, através de critérios técnicos, uma das variações existentes em cada tipo, considerando necessidades de flexibilidade, confiabilidade, compactação de área e crescimento de carga.

A Tabela 2 a seguir apresenta a relação dos tipos e subtipos de subestação considerados:

Tabela 2: Tipos e subtipos de subestação

Tipo	Subtipo
Urbana A	1. Com barramento simples com by pass
	2. Barramento principal e transferência
Urbana B	1. Com barramento simples com by pass
	2. Com barramento simples (dois transf.)
	3. Barramento principal e transferência
	4. Barramento principal e transferência (dois transf.)
	5. Barramento duplo
	6. Barramento duplo (dois transf.)
Metropolitana	1. Barramento simples com by pass
	2. Barramento principal e transferência
	3. Barramento duplo
	4. Utilizando Equipamento de Manobra Híbrido Compacto (EMHC)
	5. Subestação GIS em SF6 Classe 145 kV
	6. Utilizando Cubículos de Média Tensão (<i>switchgear</i>)
Mista	1. Barramento principal e transferência
	2. Barramento duplo
Rural	1. Sem barramento de AT, barramento simples de MT, sem disjuntor de entrada de linha.
	2. Barramento simples de AT, barramento simples de MT, sem chave de <i>bypass</i> na AT.
	3. Barramento simples de AT, barramento simples de MT, com chave de <i>bypass</i> na AT.
	4. Barramento simples de AT, barramento simples de MT, com chave de <i>bypass</i> na AT, dois transformadores.

As características contidas neste documento referem-se à Subestação do tipo Metropolitana.

4.2. Projeto Executivo - Instalações Elétricas e Eletromecânicas

4.2.1. Objetivo das Especificações

Este capítulo apresenta um conjunto de instruções à empresa projetista, chamada simplesmente de PROJETISTA, para elaboração do projeto executivo eletromecânico da subestação, definindo critérios e requisitos de projeto a serem empregados nos empreendimentos de subestação da ENERGISA.

A descrição constante nesta especificação é de ordem geral, para qualquer natureza do empreendimento (implantação ou ampliação de subestação existente) e deve sempre ser empregada juntamente com o Projeto Básico específico do empreendimento.

A PROJETISTA será responsável pelo detalhamento, desenvolvimento e elaboração dos projetos executivos, incluindo as especialidades eletromecânicas e auxiliares, obedecendo aos critérios e padrões existentes na ENERGISA, bem como aos Procedimentos de Rede estabelecidos pelo ONS e aprovados pela ANEEL.

4.2.2. Requisitos de Projeto

Para elaboração dos projetos executivos de implantação de subestações, a PROJETISTA deverá seguir as recomendações constantes nesta Norma Técnica, no Roteiro para Projetos de Subestações 69KV e 138KV, que estarão disponíveis para a PROJETISTA após a assinatura do Contrato, bem como aos critérios estabelecidos pela ENERGISA no Projeto Básico do Empreendimento (parte integrante do Contrato).

4.2.3. Dados do Sistema de Transmissão da ENERGISA

4.2.3.1. Limites operacionais a regime permanente

- | | |
|----------------------------------|-------------|
| 1. Tensão Nominal (kV)..... | 138 e 69 |
| 2. Faixa Operativa | |
| • Em regime permanente (pu)..... | 0,95 - 1,05 |
| • Em emergência (pu)..... | 0,90 - 1,05 |
| 3. Frequência Nominal (Hz)..... | 060 ± 0,5 |

4.2.3.2. Parâmetros Meteorológicos

- Velocidade de Vento

Velocidade Básica:..... 150km/h

Definida como a rajada de 3 segundos, excedida na média uma vez a cada 50 anos, medida em campo aberto e plano, a 10 m acima do solo.

Correção da velocidade com a altura:

$$V2/V1 = (H2/H1)^{0,08}$$

Velocidade Mínima: 1,0m/s

- Temperatura

- Ambiente máxima:..... 40°C
- De ocorrência de Vento Máximo:..... 10°C
- Densidade relativa do ar:..... 0,904

4.2.4. Projeto Eletromecânico

As características do projeto eletromecânico da subestação estão descritas no Projeto Básico do Empreendimento, parte integrante do Contrato.

4.2.4.1. Dados de Projeto

a) Corrente de Curto circuito máxima a ser usada em dimensionamentos eletromecânicos: 40kA.

b) Corrente de curto-circuito máxima do setor de média tensão, a ser usada em dimensionamentos eletromecânicos: Deverá ser calculada com base nas impedâncias dos transformadores, considerando-se “barra infinita”.

4.2.4.2. Distâncias de Projeto

4.2.4.2.1. Pátio de 138kV

VALORES BÁSICOS - 138KV	DISTÂNCIAS
Distância mínima partes vivas-terra (metal-metal)	1,20m
Distância mínima partes vivas (metal-metal)	1,70m
Altura média de uma pessoa	1,75m
Altura média de uma pessoa com o braço levantado	2,25m
Distância média entre extremidades dos braços abertos	1,75m
Altura atingida acima do plano de trabalho pelo braço estendido	1,25m
Elevação do topo das fundações acima do nível do solo acabado sem brita	0,20m
Altura mínima da base de isoladores de pedestal ou da parte inferior da coluna isolante de equipamentos	2,25m

VALORES ADOTADOS - 138KV	DISTÂNCIAS
<i>Distâncias de segurança para manutenção</i>	
horizontal (a + e)	2,95m
vertical (a + d)	3,45m
<i>Espaçamento entre fases adjacentes de um mesmo circuito</i>	
barramento superior (pontos de fixação das cadeias)	3,00m
barramento intermediário	3,50m
barramento inferior	3,00m
<i>Espaçamento entre fases adjacentes de circuitos diferentes</i>	
barramento superior	4,00m
barramento inferior	4,00m
<i>Distância entre linhas de centro de barramento e solo acabado sem brita</i>	
barramento superior (pontos de fixação das cadeias)	10,00m
barramento intermediário	6,50m

barramento inferior	4,40m
<i>Distância entre linhas de centro de barramentos inferior e intermediário</i>	2,10m
<i>Distância mínima entre o ponto mais baixo do condutor e o nível do solo acabado sem brita</i>	4,40m
<i>área de circulação de pessoas (a + d + g + 20%)</i>	4,38m
<i>área de circulação de veículo (a + 4,50 + 20%)</i>	6,84m

4.2.4.2.2. Pátio de 69kV

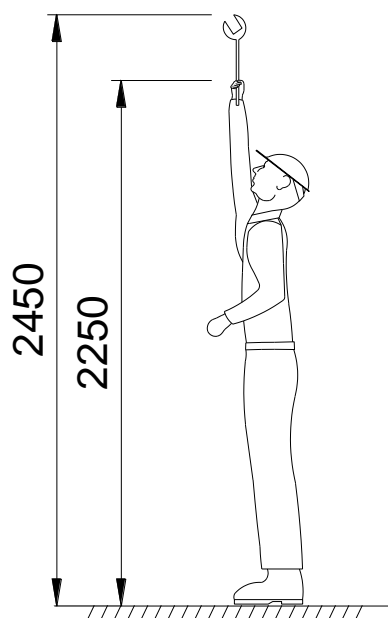
VALORES BÁSICOS - 69KV	DISTÂNCIAS
Distância mínima partes vivas-terra (metal-metal)	0,68m
Distância mínima partes vivas (metal-metal)	0,87m
Altura média de uma pessoa	1,75m
Altura média de uma pessoa com o braço levantado	2,25m
Distância média entre extremidades dos braços abertos	1,75m
Altura atingida acima do plano de trabalho pelo braço estendido	1,25m
Elevação do topo das fundações acima do nível do solo acabado sem brita	0,20m
Altura mínima da base de isoladores de pedestal ou da parte inferior da coluna isolante de equipamentos	2,25m

VALORES ADOTADOS - 69KV	DISTÂNCIAS
<i>Distâncias de segurança para manutenção</i>	
horizontal (a + e)	2,43m
vertical (a + d)	1,93m
<i>Espaçamento entre fases adjacentes de um mesmo circuito</i>	
barramento superior (pontos de fixação das cadeias)	2,00m
barramento intermediário	2,00m
barramento inferior	2,00m

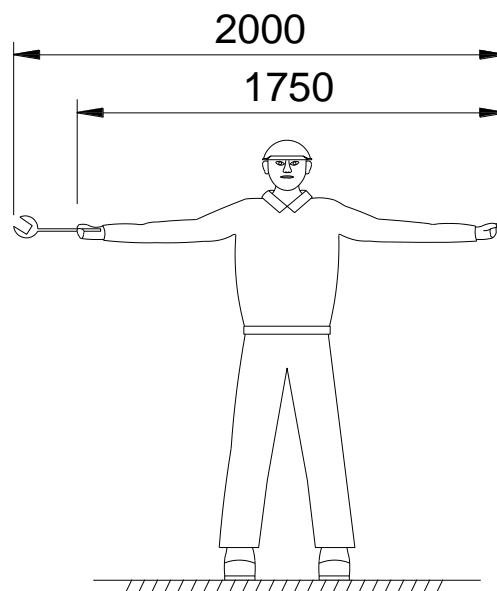
Espaçamento entre fases adjacentes de circuitos diferentes

barramento superior	3,00m
barramento inferior	3,00m
<i>Distância entre linhas de centro de barramento e solo acabado sem brita</i>	
barramento superior (pontos de fixação das cadeias)	10,00m
barramento intermediário	6,00m
barramento inferior	4,20m
<i>Distância entre linhas de centro de barramentos inferior e intermediário</i>	1,80m
<i>Distância mínima entre o ponto mais baixo do condutor e o nível do solo acabado sem brita</i>	
área de circulação de pessoas ($a + d + g + 20\%$)	3,75m
área de circulação de veículo ($a + 4,50 + 20\%$)	6,20m

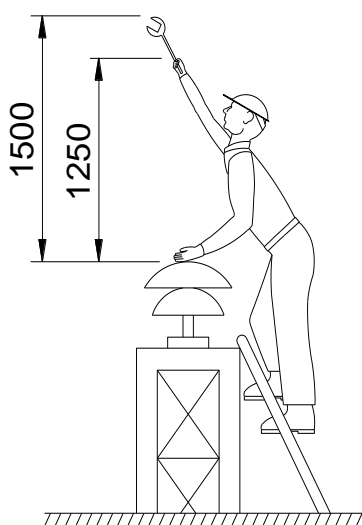
Figuras ilustrativas



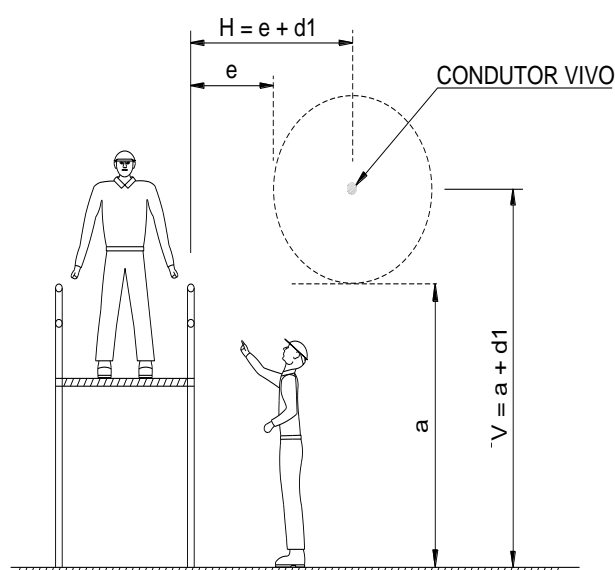
BRAÇOS LEVANTADOS



BRAÇOS ABERTOS



**BRAÇO LEVANTADO EM RELAÇÃO
A UM PLANO DE TRABALHO**



AFASTAMENTO EM RELAÇÃO A PARTES VIVAS


4.2.5. Projeto de Dutos e Canaletas

Para elaboração do projeto de dutos e canaletas da subestação, a PROJETISTA deverá seguir as recomendações constantes nesta Norma Técnica, no Roteiro para Projetos de Subestações 138KV e 69KV, bem como aos critérios estabelecidos pela ENERGISA no Projeto Básico do Empreendimento.

As canaletas serão providas de suportes metálicos, para permitir a segregação dos cabos de controle, comunicações, iluminação e força.

Deve ser prevista redundância de rotas nas canaletas de cabos de fibra óptica.

Os cabos de força serão lançados nos suportes laterais das canaletas conforme critério indicado no projeto, os cabos de proteção e controle serão lançados no fundo das canaletas, tendo sido definida a camada de cabos segundo uma ocupação da canaleta na etapa final da subestação e um diâmetro médio de 2 cm para os cabos de controle. Os cabos de proteção deverão ser instalados



segregados por dispositivos montados no fundo das canaletas, ficando os cabos da proteção principal de um lado e os de proteção alternada, no outro.

- Suportes metálicos - 3 (três) camadas de cabos.
- Fundo da canaleta - 5 (cinco) camadas de cabos (limitado para manter livre a entrada lateral).

Se aplicável, deverão ser previstas caixas de passagem para facilitar o lançamento da cablagem, limitando os lances contínuos de tubulação em 30 (trinta) metros, e quando ocorrerem mudanças de direção.

Para o pátio de 138KV e 69KV a seleção dos eletrodutos será baseada nos seguintes critérios:


- Associados a equipamentos no pátio de manobra: PVC liso.
- Associados a circuitos de iluminação: PVC liso.
- Associados a equipamentos fora do pátio de manobra ou passagem de veículos pesados: PVC liso ou corrugado (dependendo da bitola), devendo ser envelopados em concreto.
- Associados aos circuitos de potência do setor de 13,8kV: PVC corrugado.

Deve ser previsto no projeto, ainda, o sistema de condução de fibras ópticas, constituído de bandejas, calhas e eletrodutos, que será instalado no interior da casa de controle.

4.2.6. Projeto de Aterramento

4.2.6.1. Geral

Para elaboração do projeto de aterramento da subestação, a PROJETISTA deverá seguir as recomendações constantes nesta Especificação Técnica, no Roteiro para Projetos de Subestações 138KV e 69KV, bem como aos critérios estabelecidos pela ENERGISA no Projeto Básico do Empreendimento.



O projeto do sistema de aterramento deverá compreender a malha de terra e as conexões das instalações, visando estabelecer as condições adequadas à correta operação dos componentes elétricos, como também a segurança ao pessoal.

Para o dimensionamento da malha, a PROJETISTA deverá determinar a resistividade do solo no pátio antes da terraplenagem, por meio do método de quatro pontos de Werner, conforme norma NBR-7117 ou outro meio proposto, que deverá ser submetido à aprovação da ENERGISA.


As medições devem ser realizadas de preferência no período seco, com o solo tão seco quanto possível, ou seja, em condições próximas das condições normais de umidade do local. Quando houver necessidade de se realizar as medições num período chuvoso, deve-se aguardar, no mínimo, 02 (dois) dias consecutivos sem chuva. Se o solo da Subestação não for homogêneo, aumentar o número de ensaios, conforme necessário.

O pessoal técnico a realizar as medições deverá estar convenientemente uniformizado, utilizando crachá e EPI. Recomenda-se ainda utilização de calçados e luvas com isolamento da ordem de 5 MΩ durante as medições.

Todos os instrumentos e equipamentos necessários à realização dos testes deverão ser fornecidos pela PROJETISTA. Após a realização dos testes, deverá ser elaborado relatório técnico indicando as conclusões e o resultado das medições. O relatório técnico assinado pelo engenheiro responsável pela obra deverá ser enviado à ENERGISA.

Todos os instrumentos de medição deverão ser detalhados: Fabricante, modelo, ano de fabricação, assim como apresentar relatório da última calibração. O voltímetro e amperímetro devem ter um atestado recente de aferição, feita no máximo 90 dias antes do início das medições.

A memória de cálculo da malha referente à subestação, a qual deverá ser apresentada à apreciação da ENERGISA, deve ser baseada na última revisão da IEEE-80 - *“Guide for safety in AC substation grounding”* e da norma ABNT NBR



15751 - “Sistemas de aterramento de subestações - Requisitos”, porém, considerando o cálculo dos potenciais de toque e de passo sem utilização da brita.

O memorial de cálculo conterá, no mínimo, os seguintes itens:

- Medição da resistividade, incluindo condições do solo, climáticas, ou, da época do ano e croqui dos pontos de medição.
- Estratificação da resistividade do solo.
- Cálculo da resistividade aparente, baseado nos valores dos itens anteriores.
- Potenciais de passo e de toque máximos suportáveis para a instalação.
- Dimensionamento do condutor da malha.
- Potenciais de toque e de passo produzidos pela malha, em pontos internos e externos à malha, inclusive próximos à cerca.


A malha de terra será composta de condutores de cobre nu, têmpera meio dura, e hastes de terra, devendo ser enterrada a 80 cm de profundidade, a partir do solo acabado sem brita, exceto nas travessias das vias de circulação, onde a profundidade deverá ser de 1 m.

A malha deverá possuir cabos adicionais nos cantos, que, preferencialmente, deverão ser arredondados para minimizar os gradientes de potencial.

Não devem ser previstos cabos embutidos nas fundações.

Deverá ser indicada no projeto uma camada de brita mínima de 10 cm, cobrindo toda a área energizada, cuja extensão em relação à malha será determinada em função dos gradientes de potencial nas suas adjacências, porém com um mínimo de 1 m além do perímetro, composta de 50% de brita N° 1 e 50% de brita N° 2.

Sob a camada de brita deverá ser inserida lona plástica, a qual terá a função de impedir o crescimento de vegetação no pátio da subestação.



A resistência total do sistema de aterramento não apresenta limites máximos determinados, desde que não apresente valores excessivamente altos, em geral $R < 10 \Omega$.

4.2.6.2. Dados de Projeto

O cálculo da malha de terra deve ser realizado considerando a área definida para a instalação da malha de terra, os dados da resistividade do solo obtidos nas medições, o valor da corrente de curto-circuito previsto para um horizonte de 10 anos, disponibilizado pelo órgão de planejamento.

A partir dos dados acima, o projetista deve elaborar um memorial de cálculo definindo o condutor, a quantidade de hastes e a configuração final da malha de terra.

4.2.6.3. Conexões

As conexões enterradas tais como cruzamentos, junções e ligações às hastes, deverão ser do tipo soldado (exotérmico), excetuando-se as feitas nos equipamentos, que serão do tipo aparafusado.

Já as hastes a serem instaladas em regiões específicas serão de cobre aço, com diâmetro 3/4" e comprimento de no mínimo 3 m em solo normal e 1,5 m em solo rochoso.

As hastes de aterramento devem ser distribuídas da seguinte forma:

- Uma haste para aterramento do neutro de reguladores de tensão, quando aplicável;
- Uma haste para aterramento de cada conjunto de três para-raios;
- 3 (três) a 4 (quatro) hastes nos ângulos agudos formado nos cantos da malha;
- Hastes em cada canto (quatro cantos) da casa de comando;

- Projetar hastes na periferia interna e externa da malha terra de 10 em 10m ou de 12 em 12m aproximadamente, conforme definido no memorial de cálculo.

Apesar de seu emprego não ser considerado no dimensionamento da malha de terra, sua aplicação visa facilitar o escoamento da corrente de falta e descargas atmosféricas junto aos para-raios, transformadores de força e cercas.

4.2.6.4. Conexões de Equipamentos

O Projeto deverá adotar os seguintes critérios, para aterramento dos diversos equipamentos e estruturas previstos no arranjo:

a) Transformador de Potência - os tanques, carcaças ou estruturas, bem como os neutros, deverão ser aterrados diretamente na malha por 2 (dois) cabos de bitola idêntica à do cabo da malha;

b) Para-raios - a ligação à malha será realizada em 2 (dois) pontos distintos através de cabos de cobre nu de bitola idêntica à da malha principal, sendo que em uma dessas ligações, deve utilizar uma haste de aterramento;


c) Disjuntor - a carcaça ou estrutura será ligada à malha por 2 (dois) pontos através de cabo de cobre nu de mesma bitola da malha, devendo ser previstos terminais de aterramento nos dois lados opostos de cada polo do disjuntor;

d) Seccionador - idêntico ao disjuntor, acrescentando, no caso de seccionadores com lâminas de terra, o aterramento das lâminas por cabo de cobre nu de bitola idêntica à da malha principal;

e) Transformador de Corrente e Isoladores de Pedestal - deverão ser aterrados em dois pontos distintos da quadrícula da malha, utilizando mesmo cabo da malha;

f) Transformador de Potencial Capacitivo - deverão ser aterrados em dois pontos distintos da quadrícula da malha, utilizando mesmo cabo da malha;

g) Outros equipamentos e estruturas:



- Todos os equipamentos e estruturas deverão ser efetivamente aterrados à malha por cabo de cobre de mesma bitola da malha. Os quadros de iluminação ou distribuição, caixas de fiação com tensão de operação menor ou igual a 220 V deverão ser aterrados com cabos de cobre de mesma bitola da malha. Nas estruturas com ancoragem de cabos para-raios, estes devem ser aterrados através de cabos de cobre de mesma bitola da malha.

h) Cerca de Propriedade - o aterramento deverá ser independente, através de cabo de cobre de mesma bitola da malha, enterrado a 60 cm de profundidade, locado a 50 cm para o lado de dentro do limite da propriedade da subestação e correndo paralelamente à cerca. Este cabo deverá ser ligado à cerca, em intervalos de 20 m e em todos os cantos, através de cabo de cobre nu de mesma bitola da malha, devendo distar, no mínimo, 10 m da malha principal. Este procedimento deverá ser adotado quando a cerca não estiver nas proximidades da malha da subestação, caso contrário, os pontos de aterramento deverão ser ligados diretamente na malha da subestação. Instalar hastes de aterramento a cada 40 m e em todos os cantos.

As cercas de área energizada deverão ser aterradas a cada 10 m e em todos os cantos deverão ser previstas ligações à malha de terra.


A área energizada será cercada por muro ou cerca de tela no lado onde for prevista expansão da subestação, no futuro. Esta cerca deverá ser aterrada conforme indicado no item anterior.

Na região da passagem da linha de transmissão, a cerca deverá ser seccionada, utilizando mourão duplo e seção deverá ser aterrada independente dos demais trechos.

4.2.6.5. Caixa de Inspeção

Devem ser projetadas caixas de inspeção para medição da resistência do sistema de aterramento localizada entre a casa de comando e o pátio, nas proximidades dos transformadores de potência.

4.2.6.6. Canaletas



Deverá ser instalado em cada canaleta 1 cabo de cobre nu de mesma bitola da malha acompanhando os cabos de força.

Este cabo deverá aterrar as bordaduras metálicas das canaletas e indiretamente as tampas metálicas através do contato destas com as referidas bordaduras.

A continuidade elétrica das bordaduras deverá ser assegurada por conexões exotérmicas.

O cabo de cobre deverá ser de mesma bitola ao utilizado na malha e interligado a outros sistemas (aparentes e embutidos) que estiverem próximos e acessíveis (derivações, placas de terra) através de conectores aparafusados.

4.2.6.7. Transformadores de Serviços Essenciais

Os serviços essenciais em corrente alternada, nas tensões padronizadas nas empresas do Grupo ENERGISA são alimentados por transformadores em conexão em triângulo no lado primário e em estrela no lado secundário.

O neutro destes transformadores é rigidamente aterrado segundo o sistema TN-S, conforme norma ABNT NBR 5410.


Os tanques, carcaças ou estruturas, bem como os neutros, deverão ser aterrados diretamente na malha por 1 cabo de cobre nu de seção igual à malha de aterramento.

4.2.7. Projeto de Iluminação, Tomadas e Aquecimento

4.2.7.1. Critérios Gerais

Os critérios para o dimensionamento e distribuição do sistema de iluminação e força das Subestações do sistema ENERGISA são definidos por esta Especificação Técnica e no Roteiro para Projetos de Subestações.

Todos os reatores de acionamento das lâmpadas empregados na iluminação de pátio e edificações deverão apresentar fator de potência ($> 0,92$) indutivo e



devem atender às Normas Internacionais no que se refere à produção de harmônicos e compatibilidade eletromagnética.

O sistema de iluminação está dividido em três categorias: normal, complementar e emergência.

O sistema normal é aquele que fornece os níveis de iluminação adequados para o pessoal de operação em áreas internas e externas, compatíveis com as atividades requeridas (leitura de instrumentos, visualização de indicadores operacionais, circulação no pátio, etc.). Neste sistema está incluída a iluminação essencial para as edificações e pátio de manobra relacionada à barra de cargas essenciais.

O sistema complementar é aquele que fornece os níveis de iluminação adequados para o pessoal de manutenção em tarefas específicas localizadas, através de refletores portáteis a serem ligados em tomadas distribuídas no pátio.


O sistema de emergência é aquele que fornece os níveis de iluminação para a circulação segura do pessoal em ambientes internos e externos (casas de controle e pátio de equipamentos) e para uma visualização dos instrumentos no painel de comando.

O sistema normal e o sistema complementar são alimentados em CA, enquanto o de emergência em CC.

Os níveis de iluminação normal a serem adotados são os recomendados por norma e adaptados às particularidades das instalações, devendo ser considerados como mínimos os valores indicados abaixo:

Os níveis de iluminação mínimos a serem obedecidos no desenvolvimento do projeto de iluminação serão:

- sala de painéis..... 350lux
- sanitário..... 150 lux
- pátio externo e circulação..... 5 lux
- área energizada da subestação e pátios de manobras..... 15 lux



A iluminação normal compreenderá as edificações, o pátio de manobra, as vias de circulação e a região periférica do pátio energizado.

A iluminação complementar é estabelecida para não sobrecarregar os serviços essenciais e, principalmente, por estar relacionada à execução de tarefas de manutenção noturna, conseqüentemente com um baixo índice de utilização. Este tipo de iluminação está baseado no emprego de refletores portáteis.

A iluminação de emergência será suprida pelo sistema de CC, como reserva da iluminação normal para a Casa de Controle, sendo sua ativação realizada automaticamente através de contatores, quando da falta de CA no quadro de distribuição de 220 V.

4.2.7.2. Pátio de Manobra

4.2.7.2.1. Iluminação


Na iluminação dos pátios de manobra serão empregados projetores LED com potência mínima de 125W, 220 V, alimentados a partir do painel de serviços essenciais. Toda a iluminação de pátio, vias de circulação e periférica deverá ser acionada por relé fotoelétrico localizado junto aos projetores. Deverá ser prevista iluminação específica para a área do transformador e nas paredes corta-fogo, quando houver.

A iluminação essencial será alimentada a partir de transformador de Serviços Essenciais, localizado no pátio de manobra. A iluminação essencial deverá ser distribuída uniformemente no pátio, a fim de permitir o nível de iluminação adequado para permitir circulação de pessoal no pátio.

Iluminação do Pátio:

Os projetores poderão ser montados nos pórticos, em postes auxiliares ou até mesmo no solo, obedecendo à distribuição padrão consolidada para cada pátio da Subestação.

Iluminação das Vias de Circulação:



Deverão ser empregados postes de concreto tipo duplo “T” de 9 m de altura, dotados de projetores LED com potência mínima de 125W nas vias externas e nas vias de acesso à casa de controle.

Iluminação Periférica:

Este tipo de iluminação vincula-se à proteção física das instalações, devendo ser disposta ao longo da cerca limite de área energizada através de postes de concreto tipo duplo “T” de 9 m de altura com projetores LED com potência mínima de 125W. Estes postes deverão ser montados voltados para a cerca, a uma distância de 3 m da mesma e espaçada entre si de, no máximo 30 m.

Quando a cerca limite de área energizada estiver numa proximidade da via de circulação externa ao pátio de manobra que permita o atendimento aos requisitos definidos de montagem e ao nível de iluminamento, a iluminação periférica será fornecida pelos postes da via de circulação.

Postes de concreto Duplo “T” de 9 m

Devem ser de concreto armado de formato duplo “T”. Devem apresentar superfícies externas suficientemente lisas, sem apresentar ninhos de concretagem, armadura aparente, fendas ou fraturas.

Devem ter furos destinados a fixação de equipamentos e passagem de cabos. Os furos devem ser cilíndricos ou ligeiramente tronco-cônicos. Os furos devem ter eixo perpendicular ao eixo longitudinal do poste e ser totalmente desobstruídos e não deixar exposta nenhuma parte da armadura.

4.2.7.2.2. Tomadas

A alimentação de força em 220 V para os equipamentos do pátio de manobra será realizada a partir do Painel de Serviços Essenciais, localizado na Casa de Controle.

As ampacidades das tomadas de uso geral de 220 V e 127 V serão, respectivamente, 30 A e 15 A.

4.2.7.2.3. Aquecimento de Equipamentos

Sua alimentação será independente dos acionamentos motorizados dos equipamentos de manobra, e realizada em 220 V através dos quadros de distribuição de luz e de força, localizados no pátio de manobra.

4.2.7.2.4. Sistema de Tratamento de Óleo

Tendo em vista a elevada carga a ser imposta aos Serviços Essenciais e a reduzidíssima taxa de utilização deste tratamento após a energização inicial dos transformadores, a ENERGISA resolveu considerar um esquema especial para alimentação do sistema de tratamento de óleo.

Prever uma alimentação direta do painel de serviços essenciais ligado à caixa de fiação montada próxima ao transformador, através de uma cablagem de espera lançada em canaletas. Esta caixa possui facilidades de instalação de fusíveis a serem montados quando da utilização do sistema que será alimentado através de caixas de fiação com bornes terminais, montadas próximas aos transformadores.

4.2.7.3. Edificações


4.2.7.3.1. Iluminação

A iluminação interna da Casa de Controle deverá ser com lâmpadas LED, a partir do painel de Serviços Essenciais na Sala de Comando e distribuído especificamente segundo quadros de luz localizados nos recintos.

A iluminação de emergência das edificações, alimentada em CC, será do tipo LED com lâmpadas de no mínimo 7 W, sendo considerado seu funcionamento durante 05 (cinco) horas no dimensionamento das baterias 125 Vcc.

A fiação para o sistema de iluminação de emergência deverá ser instalada em eletrodutos específicos para tal fim e, portanto, independentes do sistema de iluminação normal.

4.2.7.3.2. Tomadas



Nas edificações, para cada ambiente de 35 m² ou menos de área útil, deverá existir uma tomada de 220 V a cada 6 m de perímetro. Já para os de área superior a 35 m², pelo menos, deverão existir 4 tomadas para cada 35 m² adicionais ou uma fração maior.

Também deverão ser previstas tomadas de 127 V, para permitir a alimentação de aparelhagem da manutenção.

4.3. Relação Mínima de Documentos de Projeto

Todo projeto executivo deverá possuir uma lista geral de documentos, organizado por especialidade, que deverá ser apresentada juntamente com a primeira remessa de documentos enviada à ENERGISA para análise.

Para cada especialidade de projeto, é definida aqui a relação mínima de documentos que deverão ser elaborados pela PROJETISTA, e apresentados para análise e aprovação da ENERGISA.

Quando o empreendimento consistir na ampliação de instalações existentes, a relação descrita neste item refere-se também aos desenhos existentes que deverão ser atualizados pela PROJETISTA.

4.3.1. Documentos do Projeto Eletromecânico

Deverão constar do projeto eletromecânico, no mínimo, os seguintes documentos:

- Planta de localização do pátio;
- Arranjo geral da SE;
- Planta de estruturas e cabos de blindagem do pátio;
- Detalhes de montagem de cadeias de isoladores;
- Detalhes de montagem de ferragens de cabos para-raios;
- Detalhes de montagem de equipamentos específicos e outros (conexões de serviços essenciais de MT aos cubículos);

- Lista de materiais;
- Memória de cálculo de barramentos (tubos, cabos condutores, cabos para-raios, esforços e colunas de isoladores etc);
- Tabelas de flechas e tensões em cabos condutores e cabos para-raios.

4.3.2. Documentos do Projeto de Dutos e Canaletas

- Planta geral do pátio;
- Plantas parciais (escala mínima 1:100);
- Detalhes de montagem para cada equipamento principal, IP's, equipamentos de MT e outros;
- Detalhes de montagem para eletro calhas para fibra óptica;
- Lista de materiais;
- Lista de eletrodutos.

4.3.3. Documentos do Projeto de Aterramento

- Localização de pontos para medição de resistividade;
- Planta geral do pátio;
- Plantas parciais (escala mínima 1:100);
- Detalhes de montagem para cada equipamento principal, IP's, equipamentos de MT, pórticos e outros;
- Detalhes de montagem para eletro calhas para fibra óptica;
- Lista de materiais;
- Memória de cálculo da malha de aterramento;
- Relatório de medição da resistividade do solo.

4.3.4. Documentos do Projeto de Iluminação e Tomadas

- Planta geral do pátio;

- Plantas parciais (escala mínima 1:100);
- Diagramas esquemáticos dos quadros de distribuição;
- Lista de materiais;
- Lista de eletrodutos de iluminação;
- Lista de cabos de iluminação;
- Memória de cálculo de iluminamento;
- Memória de cálculo de cabos de iluminação.

4.4. Projeto Executivo das Obras Civas

O projeto executivo das obras civis abrange também as atividades do projeto de arquitetura e compreende, entre outros documentos, a apresentação de:

- Plano de sondagem;
- Projeto de terraplanagem;
- Projeto do sistema de drenagem;
- Plantas de locação das bases para equipamentos, canaletas, estruturas, caixas de passagem, dutos, bacias e caixas de coleta de óleo dos transformadores, trilhos de rolamento, arruamento e Casa de Controle;
- Projeto das bases e fundações para os equipamentos do pátio da subestação;
- Projeto das bases e fundações para as estruturas do pátio da subestação;
- Projeto de forma e armação das canaletas, caixas de passagem, bacia e caixas de coleta de óleo dos transformadores, apoio dos trilhos de rolamento e paredes corta-fogo;
- Projeto arquitetônico;
- Projeto estrutural da Casa de Controle;

- Projeto das instalações hidráulicas e sanitárias e teste de absorção do solo;
- Projeto de arruamento, muros, grades e portões;
- Projeto do sistema de combate a incêndio;
- Projeto detalhado do caminhamento das redes de dutos subterrâneos e caixas de passagem;
- Projeto de forma e armação das caixas de passagem das redes de dutos e dos próprios dutos;
- Todas as memórias de cálculo relativas ao dimensionamento dos projetos supracitados.

4.5. Área da Subestação (Terreno)

Após aprovação do estudo do planejamento deve ser feita a escolha do local adequado para a construção da SE. Deve ser verificada posição do local em relação ao centro de carga, das condições climáticas, vias de acesso e a infraestrutura disponível (abastecimento de água, esgoto, etc).

O dimensionamento do terreno deve considerar o nível de tensão, tipo de subestação, subtipo e características específicas, como, número de saídas para alimentadores e números de linhas de entrada.


A escolha do local da subestação deve considerar também a cobertura de telefonia celular para comunicação operacional.

NOTA:

1. Cumprir o que consta na Instrução de Controle Ambiental - ICA 19 e 02 quando aplicável.

4.5.1. Drenagem (sistemas de águas pluviais) e Pavimentação

O projeto de drenagem deverá ser desenvolvido tendo em vista o arranjo da subestação em sua fase de implantação, bem assim a disposição da mesma no terreno contemplando também as instalações futuras.



A PROJETISTA deverá projetar e executar elementos que impeçam danos aos proprietários à jusante, tais como: erosão de valas, assoreamento de açudes/canais e etc.

O projeto compreenderá ainda, a quantificação das linhas de dreno e seu dimensionamento, além de dar solução ao lançamento final de águas captadas, encaminhando-as para um, ou mais pontos de saída. A partir destes pontos as águas deverão ser conduzidas até canais mais próximos existentes ou, na ausência destes, para uma bacia de amortecimento a ser dimensionada e executada nos limites da área remanescente.

No projeto de drenagem deverá ser mostrado o tipo e/ou dimensões das valas; das caixas de inspeção e das bocas de lobo; dos drenos; dos bueiros, e etc. Todos cotados, com indicação do sentido e valor (%) das declividades, locação, cotas de fundo, e etc.

O espaçamento entre linhas de drenos paralelos não deverá ultrapassar a distância de 30m.

As caixas de inspeção e/ou bocas de lobo deverão ser do tipo caixas de areia. As caixas poderão ser executadas em concreto armado, moldado in loco ou pré-moldado; em alvenaria de blocos de concreto estrutural, de 14 cm, ou com tubos de concreto armado e deverão ter tampas removíveis de concreto armado, capazes de suportar a carga das viaturas. A distância prevista entre as mesmas deverá ser de, no máximo, 30 m.

NOTA:

1. Cumprir o que consta na Instrução de Controle Ambiental - ICA 04 e 10.

4.5.2. Acesso de Caminhão SKY e Subestação Móvel

Deve ser prevista a construção de acessos com rampa para o Pátio de brita para permitir o acesso a caminhão SKY para manutenção de barramentos.

No acesso da subestação, deve ser previsto a entrada da Subestação Móvel.

4.6. Obras Civis

4.6.1. Estruturas e/ou Suportes de Concreto

As estruturas e/ou suportes de concreto armado compreendem colunas, vigas, uniões e capitéis, as quais serão montadas em bases de concreto,

As estruturas e/ou suportes de concreto deverão ser fabricadas em concreto pré-moldado e dimensionadas para atender aos esforços solicitados de acordo com o projeto isométrico.

As bases dos equipamentos e muros de arrimo devem estar pintadas com tinta impermeabilizante.

4.6.2. Caixa Coletora e Caixa Separadora do Óleo Isolante do Transformador


Deverá ser previsto um sistema de coleta e separação para a drenagem do óleo isolante proveniente do tanque do transformador de potência, quando da eventualidade de vazamentos.

Em geral, haverá uma caixa coletora de óleo individual para cada transformador, e um depósito comum de recuperação para todos os transformadores da subestação. Este depósito comum de recuperação deve ser capaz de alojar a quantidade de líquido do transformador de maior volume. As paredes das caixas separadoras, do depósito de recuperação e das canalizações devem ser resistentes ao óleo e a água. O projeto deverá seguir as prescrições da NBR13231: Proteção contra incêndio em subestações elétricas de geração, transmissão e distribuição.

4.6.3. Paredes Corta-Fogo

Deverá ser prevista a construção de parede corta-fogo entre os transformadores de força em virtude da proximidade dos equipamentos e edificações.

A parede corta-fogo tem por função proteger o equipamento adjacente em caso de sinistro de incêndio em um dos equipamentos transformadores.



Para transformadores, a altura da parede deve ser de 0,40m acima do topo do tanque conservador de óleo.

As dimensões da parede devem no mínimo ultrapassar em 0,60m as dimensões do equipamento protegido em 0,60m.

A distância livre mínima de separação física entre a parede e o equipamento protegido deve ser no mínimo de 1m.

O Projeto deverá prever que acidente numa unidade não interfira na operação da outra, desta forma, o projeto levará em consideração as características, dimensões envolvidas e os efeitos provocados.


4.6.4. Portão e Cerca

Haverá cerca e portão estrutural metálico na frente do terreno e muro em alvenaria para os demais lados, elaborados num projeto arquitetônico e paisagístico buscando a integração harmoniosa da subestação com as condições ambientais locais, atendendo aos requisitos de segurança e economia.

4.6.5. Sistema de Cerca

Segue abaixo os descritivos das estruturas de cercas que poderão ser utilizadas de acordo com o projeto executivo:

- Mourões: Serão pré-moldados com a extensão no topo inclinada a 45°, deverão ser firmemente fixados no terreno com, no mínimo 0,70 m enterrado no solo e distanciados entre si, em no máximo 2,5 m conforme planta de situação. O mourão deveser de secção mínima de 0,10 x 0,10 m.
- Mourões escora: Deverá ser colocado de forma a fazer um ângulo de 45°, aproximadamente, com o esticador, dependendo do perfil do terreno, sendo engastado no solo +/- 70 cm.
- Muretas: Deverão ser feitas com blocos de concreto (0,20 x 0,20 x 0,40 m); estes blocos deverão ser apoiados em um lastro de concreto magro de 5 cm de espessura, executado em terreno regularizado e



apilado. A mureta deverá ser executada com 15 cm de altura e revestida com argamassa de cimento, cal e areia grossa no traço 1:1:3, com espessura de 15 mm e instaladas grapas de 0,50 m em 0,50 m, para fixação da tela. Opcionalmente a mureta poderá ser executada em viga simples de 0,10 m de largura, no nível da brita, com embutimento de 0,15 m.

- Tela: Será de arame zincado 10 AWG, malha 2'x2'. O cabo superior de sustentação da tela (arame zincado 8 BWG) será ancorado em comprimentos não superiores a 5 vãos e será tensionado adequadamente. A tela deverá ser colocada do lado externo dos mourões que circundam o pátio e fixada em cada mourão.
- Portão: O portão deverá ser fixado de acordo com a planta de situação. Todos os materiais a serem utilizados deverão ser de aço galvanizado à quente, exceto a tela que poderá ser com galvanização eletrolítica. Poderão ser utilizados tubos de aço. Os pontos da galvanização dos materiais atingidos pós-intervenção mecânica que venha a comprometer a galvanização, deverão receber aplicação de galvanização a frio (e.g.: Friazinc ou CRZ). Após a recomposição da galvanização nos locais danificados, o portão deverá receber aplicação de 02 (duas) demãos de esmalte sintético de primeira linha na cor alumínio sobre base de primer.

4.6.5.1. Proteção Perimetral

Ao longo de toda a faixa perimetral da SE devem ser fixadas ao muro cercas tipo concertinas, sempre voltadas para dentro do perímetro protegido, fabricadas em aço inoxidável, de 300 mm de diâmetro com lâminas perfurantes de 30 mm de comprimento.

4.6.5.2. Placas de Identificação da Subestação

Deve haver uma placa de identificação da Subestação, colocada no portão ocupando o espaço de cerca de $\frac{1}{4}$ da área do portão, sendo esta metálica de fácil reposição.

4.6.5.3. Placas de Sinalização de Perigo

Em todas as faces externas da cerca, deverão ser afixadas placas de sinalização indicando o risco ao entrar nas instalações. As placas deverão ser de dimensões aproximadas de 48 x 33 cm, confeccionadas em material não condutor elétrico, resistente e indelével às intempéries.

Em cada portão de acesso deverá ser afixada uma placa de sinalização adicional conforme padrão abaixo.



Figura 1: Sinalização de Perigo

NOTAS:

- 1- Desenho sem escala, Unidade: mm;
- 2- Fundo: pintura ou Vinil Adesivo Plotado branca padrão Munsell N9.5.
- 3- Textos: Com aplicação de Vinil Adesivo Plotado, Fonte "Univers / Univers Bold", Tamanho mínimo de 30 mm, Cor: preto Munsell N1.
- 4- Pictograma: Com aplicação de Vinil Adesivo Plotado, Cor: fundo - amarelo Munsell 5Y-8/12, caracteres/ margem - preto Munsell N1.
- 5- Perigo: Com aplicação de Vinil Adesivo Plotado, Fonte "Univers / Univers Bold", Tamanho mínimo de 30 mm, Cor: fundo - vermelho Mansell 5R 4/14, margem - preto Munsell N1, texto branco padrão Munsell N9.5.

4.6.6. Casa de Comando e Controle

Está prevista para a casa de comando uma construção em alvenaria, para acondicionamento dos equipamentos com os seguintes anexos internos:

- Sala de comando onde serão instalados os painéis de comando, de proteção e de controle, retificador - carregador de baterias, painéis de CA e de CC, painéis de medição, todos os equipamentos de telecomunicações e TI, e todo o mobiliário necessário.
- Sala de baterias onde serão instaladas as baterias VRLA seladas.
- Sanitário com sistema de coletas interligado à rede de esgoto local.

A sala de comando terá iluminação de emergência atendida pelo sistema de iluminação de emergência.

O acabamento externo da casa de comando e das salas de baterias será de massa corrida tipo PVA e pintura. O revestimento interno será com massa corrida tipo PVA e pintura, e pisos cerâmicos de alta resistência à movimentação, acomodação e fixação dos painéis, dos equipamentos essenciais e à circulação de pessoas.

No projeto executivo da SE será apresentado um projeto arquitetônico e civil da casa de comando, contendo no mínimo os seguintes desenhos e documentos:

- Planta, cortes e fachadas (arquitetônico e estrutural).
- Instalações elétricas.
- Sistema de iluminação de emergência.
- Instalações hidráulicas e sanitárias.
- Isométricos.
- Canaletas de cabos e eletrodutos.
- Lista de materiais.
- Cálculo estrutural.

- Memorial descritivo.
- Disposição dos equipamentos e detalhes de instalação.
- Disposição dos equipamentos de proteção contra incêndio.

4.6.6.1. Fundações e Estruturas

As fundações e estruturas deverão ser executadas em concreto usinado de 20MPa, e ensaiados de acordo com as normas pertinentes.

Sobre as portas deverão ser executadas vergas de concreto e nas janelas, vergas e contravergas. Elas devem ser constituídas de uma fiada de bloco canaleta preenchidas com duas barras de aço CA-50 \varnothing 8,0mm e concreto 15 MPa. As vergas e contravergas devem se estender 0,20m das laterais das portas e janelas.

4.6.6.2. Alvenaria


As alvenarias externas da casa de comando e controle deverão ser feitas em bloco de concreto 19 x 19 x 39 cm e as alvenarias internas em bloco de concreto 13 x 19 x 39 cm conforme indicado no projeto arquitetônico, ambas revestidas com chapisco de cimento e areia grossa (traço 1:3) e emboço massa única (traço 1:3:7).

4.6.6.3. Cobertura

Por solicitação da ENERGISA, a cobertura poderá ser executada com materiais, tais como: telha ondulada, telha cerâmica, telha metálica, laje maciça, etc., conforme o projeto estrutural da casa de comando e controle definido para a SE. Qualquer que seja o sistema adotado a declividade mínima para cada tipo de material deve ser respeitada, bem como, a existência de beiral.

Especificamente para a utilização de laje maciça sem cobertura, deve ser prevista a sua impermeabilização por meio de manta asfáltica com proteção mecânica de argamassa de regularização (traço 1:3) de espessura mínima de 0,30cm.

4.6.6.4. Calhas



Poderão ser executadas em concreto armado ou chapas de aço galvanizado, as quais devem obedecer rigorosamente aos perfis indicados nos desenhos de detalhes da estrutura.

No caso de calhas de concreto armado, previstas no projeto, será exigida impermeabilização, não se aceitando simplesmente pintura de emulsão asfáltica.

O esgotamento de águas pluviais da cobertura da casa de comando e controle, coletado através das calhas e condutores, deverá ser conduzido à rede local de drenagem.

4.6.6.5. Rufos

Todas as concordâncias de telhados com paredes serão guarnecidas por rufos de alumínio ou por cordões de concreto armado a guisa de pingadeira.


Nos dois casos os rufos terão a largura mínima de 0,30m com inclinação compatível com a coberta.

Na hipótese da utilização de rufos de concreto, este será devidamente impermeabilizado.

4.6.6.6. Acabamentos

As esquadrias utilizadas serão em alumínio anodizado na cor natural, completas com dobradiças, trincos e fechaduras. Nas janelas será instalado vidro comum de 040mm. As portas deverão ser sem ventilação de abrir para fora, com altura máxima de 2,10m e a porta de entrada principal provida de bandeira removível de 0,50m (mínimo) para entrada dos painéis; e as janelas, basculantes. Para o compartimento do transformador de serviço local deverá ser utilizada tela metálica até a laje. No entorno da casa de comando e controle será construída calçada em concreto desempenado, em placas e com junta de dilatação, com 1m de largura e 5 cm de espessura.

4.6.6.7. Instalações Hidráulicas



Ficam a cargo da PROJETISTA a execução da interligação do sistema de coleta dos dejetos, provenientes das instalações da Casa de Comando e controle, até a rede de esgoto local. Caso seja impossível fazê-lo em virtude da distância ou localização, os mesmos serão coletados por sistema de fossa séptica e sumidouro a ser construído pela PROJETISTA em local a ser determinado conforme projeto executivo.

4.6.6.8. Sistema de Ar Condicionado

O condicionamento do ar será efetuado por aparelhos do tipo “split” ou “janela”, procurando manter a temperatura dos ambientes condicionados na faixa de $22^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$, e serem dimensionados para 24h por dia de operação. Devem ter unidades condensadoras e evaporadoras separadas, e aletas horizontais e verticais que distribuem o ar em todas as direções. As unidades condensadoras e evaporadoras deverão ser fornecidas pelo fabricante com todas as tubulações entre as mesmas, os suportes e fixações.


Os controles incorporados de cada condicionador deverão ser micro processados e incluir seleção de modo de operação, seleção de temperatura e velocidade de insuflamento e timer 24 horas.

As unidades serão autônomas e independentes umas das outras, permitindo o controle da temperatura individual em cada ambiente.

Com base na área da casa de comando e controle e dos equipamentos instalados, o fornecedor do sistema de ar condicionado escolhido pela ENERGISA deverá definir a potência em BTU e especificar o sistema de forma a manter a temperatura interna constante de $22^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ e umidade relativa máxima de 80%.

A capacidade e a quantidade dos aparelhos instalados em cada sala de comunicações devem ser determinadas de forma que, ao se desligar um aparelho para manutenção, os restantes deverão ter capacidade de manter a umidade e a temperatura especificadas.

4.6.6.8.1. Ar Condicionado da Sala de Baterias



A sala de baterias, quando houver, deve possuir ar condicionado tipo janela para funcionamento durante o dia. Um controle de temperatura deverá existir para manter a temperatura controlada entre 23 e 25 graus, esse controle é necessário devido o modelo de baterias VRLA terem uma significativa redução de vida útil quando utilizadas em ambientes com temperaturas elevadas (> 25 graus). Adicionalmente, deve ser previsto sobre a laje aplicação de poliestireno expandido do tipo incombustível com 50 mm de espessura, fixado com asfalto frio, de modo a reduzir o consumo de energia do aparelho de ar condicionado.

4.6.6.8.2. Canaletas de Cabos de Controle


As canaletas de cabos serão executadas sobre um lastro de concreto magro de 0,05m e laje corrida de 0,10m armada com tela tipo telcom. Para fechamento, serão utilizados blocos de concreto sendo a primeira fiada em bloco de 19 x 19 x 39cm, de modo a acomodar o suporte de cabos. As demais fiadas serão em bloco 14 x 19 x 39cm até completar a altura definida em projeto, devendo a última fiada ser construída em bloco tipo canaleta com ferro de \varnothing 8mm corrido e preenchido com concreto. Os blocos deverão ser assentados com argamassa de cimento e areia no traço 1:3. As canaletas de cabos que não estiverem sob algum equipamento devem possuir tampas em chapa xadrez com espessura $\frac{1}{4}$ " e comprimento máximo de 1m com alças retráteis (embutidas) para remoção. As tampas devem estar ao nível do piso acabado e assentadas sobre cantoneiras metálicas.

NOTA:

1. Em todas as etapas acima mencionadas deverá ser observado o que consta nas ICA's 03, 04, 05, 06, 07, 09, 10, 11, 13, 27 e ITS 01D e 01E.

4.7. Instalação e Montagem dos Cabos Isolados de Média Tensão

A interligação entre o transformador de potência e a barra de média tensão será feita em cabos isolados com passagem através de canaletas de concreto armado, e interligadas através de estruturas metálicas auto suportantes para apoio e fixação das muflas. O dimensionamento dos cabos, canaletas, muflas e estruturas serão feitos por ocasião do projeto executivo.



As estruturas metálicas auto suportantes serão dimensionadas de modo a serem removíveis por ocasião da movimentação dos transformadores de potência.

Será considerada, para as saídas de média tensão subterrâneas, a passagem de reserva de cabos isolados suficientes para quaisquer contingências dos circuitos de potência de MT.

4.8. Montagem Eletromecânica

4.8.1. Estruturas Suportes da Rede Aérea, dos Equipamentos e Estruturas Auxiliares do Pátio da Subestação

Todas as estruturas suportes da Rede Aérea, dos equipamentos e estruturas auxiliares a serem fornecidas deverão ser construídas em aço galvanizado ou concreto poste duplo “T”, com viga tipo H.

As estruturas suportes dos equipamentos serão constituídas por tubos de aço galvanizado com chapas soldadas em suas extremidades, ou estruturas de concreto com capitel convenientemente dimensionado e dotado das furações necessárias para a fixação dos equipamentos. As estruturas suportes deverão ser dotadas de conectores para fixação dos cabos de aterramento dos equipamentos e da própria estrutura, quando for o caso, à malha de terra.


Para as cargas decorrentes da ação do vento, a velocidade deste deverá ser considerada 130km/h (NBR 6123).

Em locais com alta umidade ou alta incidência de chuvas não será permitido o uso de estruturas metálicas. Recomenda-se, neste caso, a utilização de estruturas de concreto.

4.8.2. Cabos e/ou Hastes Para-Raios Contra Descargas Atmosféricas no Pátio da Subestação

Deverão ser previstos cabos e/ou hastes a fim de obter uma subestação eficazmente blindada, conforme NDU 052.

4.8.3. Instalação de Eletrodutos



Os eletrodutos poderão ser de aço galvanizado ou de PVC. Para a conexão dos eletrodutos aos armários, caixas ou aos equipamentos deverão ser utilizados eletrodutos metálicos flexíveis com fita de aço zincado e capa externa de polivinil clorídrico extrudado, dotados de conectores rosqueados de latão.

Deverão ser assentados em valas de 0,30m de profundidade e recobertos com terra compactada até o nível do terreno.

A fixação dos tubos nos painéis deverá ser rosqueada com bucha e arruela.

Todos os eletrodutos instalados na área da subestação deverão ser adequadamente aterrados.

4.8.4. Dutos Subterrâneos

Se necessária à instalação de dutos subterrâneos na interligação do pátio da Subestação com a Casa de Controle, deverão ser utilizados eletrodutos de PVC convenientemente envelopados em concreto.


Os dutos a serem utilizados deverão ser com diâmetro mínimo de 3", com topo a 60 cm, no mínimo, do piso. Os dutos, quando em travessias de avenidas, deverão ser instalados no mínimo a 1,20m de profundidade. O distanciamento máximo entre caixas de passagem, contendo os cabos de energia, será de 100m.

Deve ser instalada fita de advertência, de polietileno de baixa densidade, com largura de 100mm, na cor amarela, 200mm abaixo do nível do solo, com os dizeres: Perigo Energia Elétrica.

Os dutos reserva deverão ter suas extremidades bloqueadas por intermédio de tampões apropriados.

Os dutos devem ser instalados com arame guia galvanizado, revestido de PVC, com carga de ruptura mínima de 50daN, destinado ao puxamento do cabo guia de lançamento dos cabos.

Antes de ser efetuado o lançamento/assentamento dos dutos, o fundo da vala deverá ser limpo, aplainado e compactado.



Se o fundo da vala for constituído de material rochoso ou irregular, aplicar camada de areia ou terra limpa e compactar.

Após a colocação de um nível de dutos, a camada de terra imediatamente superior deverá ser compactada manualmente. As camadas superiores deverão ser compactadas com compactador mecânico de solo.

Durante a instalação dos dutos e para que seja mantida a retilineidade e o espaçamento entre os dutos do banco, deve ser utilizado espaçadores, em vista que o alinhamento dos mesmos é de fundamental importância para o lançamento dos cabos.


4.8.5. Trilho de Rolamento e de Apoio para os Transformadores

A partir do ponto previsto para descarregamento dos transformadores, considerando a subestação em sua configuração final de arranjo, deverão ser previstos trilhos de rolamento e de apoio, a fim de permitir o deslocamento e a fixação dos transformadores a serem instalados. Os trilhos de rolamento e de apoio deverão ser dimensionados de modo a evitar seu esmagamento, devendo a Proponente submeter a memória de cálculo correspondente à aprovação da ENERGISA.

4.8.6. Caixas de Passagem

As caixas de passagem poderão ser do tipo "handhole", nos pontos em que a rede de dutos não for profunda, e de "manhole" onde esta for profunda ou forem executadas as emendas de cabos de força, controle ou cabos ópticos do sistema de proteção/supervisão. No interior de cada caixa deverão ser previstos olhais que permitam a fixação de talhas de alavanca manual para o puxamento de cabos, e dinamômetro.

As caixas de passagem deverão ser executadas em concreto armado, com acesso por meio de tampas removíveis, no caso de "handhole", e tampões em ferro fundido do tipo "Barbará", com diâmetro mínimo de 80cm, nos "manhole".



Os cabos de força ou controle nas caixas de passagem deverão ser arranjados em suportes constituídos por mãos francesas. Os cabos deverão ser instalados com folga nas caixas de passagem de modo a permitir seu corte e execução de uma emenda na substituição de um trecho de cabo com defeito no interior de um duto.

Os cabos ópticos nas caixas de passagem, que necessitem de emendas, deverão ser arranjados de acordo com as instruções do fabricante de cabos ópticos, terem folgas suficientes e convenientemente enroladas de acordo com as características de curvatura dos cabos ópticos, a fim de permitirem seu corte e a execução das emendas em caixas terminais apropriadas.

4.8.7. Conectores de Alta Tensão

Para o acoplamento entre os tubos de alumínio e terminais de cobre deverão ser utilizados conectores bi metálicos.

Os conectores deverão ser dimensionados para atender os esforços eletrodinâmicos decorrentes da corrente de curto-circuito.

Deverão ser utilizados conectores de expansão, convenientemente empregados, de modo a evitar esforços nos terminais dos equipamentos e permitir a expansão térmica dos barramentos.

Deverá ser aplicada pasta apropriada em todas as conexões de alumínio.


4.8.8. Casa de Controle

Para a construção e arranjo dos equipamentos da Casa de Controle devem ser consultados os desenhos de arranjo.

4.8.9. Características Técnicas dos Cabos Isolados de Média Tensão

Todos os cabos isolados deverão ser de formação singela e deverão ser instalados de forma definitiva e não provisória.

4.8.9.1. Fios



Os fios deverão ser de cobre nu, têmpera mole, estanhado e deverão ser conforme especificados nas normas ABNT NBR-5111 e NBR-5368.

4.8.9.2. Condutores

Os condutores deverão atender ao especificado na NBR-5349, os condutores deverão ser de encordoamento simples, de acordo com a classe C da norma ABNT NBR-5349 e IPCEA-A-19-81.

4.8.9.3. Isolamento


O isolamento de cada condutor deverá ser constituído por uma camada de borracha a base de Etileno Propileno (EPR), Cloreto de Polivinila (PC/B) ou Polietileno reticulado (XLPE) caracterizado em particular pelas seguintes propriedades:

- Elevada resistência a ionização.
- Baixo fator de perdas.
- Excelente resistência térmica.
- Boa rigidez dielétrica.
- Excelente resistência à umidade e agentes químicos.
- Boa flexibilidade.
- Boa resistência e solicitações externas (elétricas e mecânicas).

Entre o isolamento e o condutor deverá ser aplicada uma camada de material semicondutor.

A blindagem deverá ser constituída de fita de cobre nu com espessura mínima em um ponto qualquer, não inferior a 0,065mm e com sobreposição de passo mínimo não inferior a 10%.

4.8.9.4. Capa Externa



Os cabos com isolamento de Etileno Propileno (EPR), Cloreto de polivinila (PVC/B) ou Polietileno reticulado (XLPE) deverão possuir uma capa protetora preta de composto à base de cloreto de polivinila ou copolímero com acetato de vinila (PVC) para temperatura no condutor igual a 90° C (ST2) conforme ABNT-NBR-6251, item 4.13 e caracterizada em particular pelas seguintes propriedades:

- Boa resistência à abrasão, agentes químicos, microrganismos e umidade.

4.9. Sistema de Proteção Contra Incêndios

Deverão ser adotadas as Normas Técnicas da ABNT pertinentes e as recomendações do corpo de bombeiros local na elaboração do projeto.

4.10. Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA) - Equipamentos

Todas as estruturas serão aterradas, de modo a propiciar a interligação da malha de terra da subestação aos cabos e hastes do SPDA, projetado e dimensionado de maneira a permitir a proteção de toda a instalação elétrica.

- Para o lado de AT (138kV / 69kV) - Serão instalados para-raios tipo estação na entrada de linha de transmissão (EL) e na parte de Alta Tensão de cada um dos transformadores de força.
- Para lado de MT (11,4 / 13,8KV / 22KV / 34,5KV) - Serão instalados para-raios tipo estação em cada uma das saídas dos alimentadores (EL's.) e na parte de Média Tensão (MT) de cada um dos transformadores de força.
- Para os para-raios de AT serão analisados sistemas de monitoramento disponíveis no mercado, avaliando a relação custo-benefício para sua utilização.

Documentos a serem fornecidos no projeto executivo pela Projetista:

- Desenhos de plantas, cortes e detalhes em escalas convenientes para execução;
- Memorial de cálculo;
- Memorial descritivo;
- Especificação de serviço, quando necessário;
- Lista de materiais;
- Especificação de materiais.

4.11.Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA) - Edificações

Para a proteção contra surtos de origem atmosférica da área a ser ocupada pelo Pátio e também para as edificações da Subestação, deverão ser previstas proteções dimensionadas com base na Norma ABNT NBR 5419 na edição mais atualizada. Podem-se utilizar barras chatas de aço embutidas nas estruturas das edificações ou diretamente por meio de cabos externos às estruturas e/ou malha de terra da subestação, conforme o caso.

Na área do Pátio serão previstas:

- Proteções prediais para todas as edificações;
- Hastes para-raios em postes especiais de dimensões apropriadas ou de luminárias com captosres e dispersores na quantidade necessária;
- Aterramento de todas as luminárias;
- Aterramento das cercas metálicas.

A proteção deverá proporcionar à área total do pátio uma blindagem consistente, que permita a perfuração de no máximo um surto de 10kA a cada 10 anos.

Documentos a serem fornecidos no projeto executivo pela Projetista:

- Desenhos de plantas, cortes e detalhes em escalas convenientes para execução;

- Memorial de cálculo;
- Memorial descritivo;
- Especificação de serviço, quando necessário;
- Lista de materiais;
- Especificação de materiais.

4.12. Torre de Telecomunicações

A instalação das torres de telecomunicações no país é regulamentada pela Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL).


Deve ser verificada a legislação específica da cidade em que será instalada a Torre de Telecom, para obtenção da licença ambiental no espaço urbano. Deve ser consultada a Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Saneamento Urbano da prefeitura para obtenção da Licença Prévia (LP), Licença de Implantação (LI) e Licença de Operação (LO).

Se houver aeroporto a uma distância menor do que 15.000 m do ponto onde será instalada a torre, deverá ser consultado o Comando Aéreo Regional - COMAR para aprovação da obra.

Para obtenção da Licença de Operação, na etapa final do trâmite burocrático municipal, a empresa concessionária de um serviço de telecomunicações deve submeter seu projeto técnico, devidamente acompanhado de um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), a apreciação do Licenciamento de Antenas de Telecomunicações.

A Torre de Telecom deve ter prevenção de corrosão nas estruturas metálicas. Destaca-se a proteção catódica anticorrosão nas áreas de contato da estrutura e na fundação no solo, além da exposição à atmosfera em meios corrosivos ou localizadas em ambientes perto de áreas industriais ou marítimas com nível de poluição elevado.

Se possível, as Torres de Telecom não podem ser instaladas em áreas de proteção ambiental ou de risco social, tais como nas proximidades de creches,



escolas e hospitais, devido à irradiação de ondas eletromagnéticas não ionizantes que podem ser prejudiciais à saúde. A Torre não pode ser locada em local que impeça a chegada da LT e nem nas saídas dos alimentadores de media tensão, incluindo as expansões futuras. Um site survey deve ser providenciado previamente para identificar o posicionamento correto da Torre de Telecomunicações na subestação. Caso a instalação das torres não seja possível, deve-se utilizar um sistema de comunicação alternativo como, por exemplo, um sistema de transmissão de dados via fibras ópticas ou satélite com banda larga.

As torres de telecomunicações devem ser instaladas com distância ≤ 4 metros da casa de comando para evitar atenuações dos sinais decorrentes das impedâncias dos cabos, frente às distâncias de instalação rádio/antenas.

É importante que a empresa contratante apresente Atestado de Capacidade Técnica (A.C.T) emitido por pessoa jurídica de direito público ou privado, devidamente registrado no CREA, ou Acervo Técnico expedido pelo CREA, que comprove experiência da empresa ou do responsável técnico, na execução de serviços de instalação de torres para telecomunicações.

4.13. Arranjos para Subestação

A subestação Metropolitana terá 6 (seis) alternativas de arranjo: 1, 2, 3, 4 (GIS 1), 4 (GIS 2), 4 (GIS 3).


Para os tipos 1, 2, 3, a casa de comando fica localizada voltada para frente do terreno, próximo às saídas de MT.

Para os tipos 4 (GIS 1), 4 (GIS 2), 4 (GIS 3), a casa de comando fica localizada voltada para o fundo do terreno, permitindo o acesso da SE Móvel, otimizando espaço do terreno.

4.13.1. Arranjo 1

Possui duas entradas de linha, barramento simples e conexão com transformador.

É composto dos seguintes equipamentos:

- 
- 2 (dois) módulos de entrada de linha (classe 72,5kV ou 145kV), compostos dos seguintes equipamentos para cada módulo:
 - 1 conjunto de 3 para-raios;
 - 1 Equipamento Híbrido Compacto (composto de disjuntor, seccionadora, TP e TC);
 - 1 conjunto de 3 Muflas para ligação do cabo isolado.
 - 1 (um) barramento simples na AT, contemplando também a conexão de um conjunto de 3 Transformadores de Potencial.
 - 2 (dois) módulos de transformação compostos de:
 - 1 Seccionadora motorizada tripolar (por vão);
 - 2 conjuntos de 3 para-raios (caso o estudo de coordenação de isolamento determine);
 - 1 Transformador abaixador;
 - 1 conexão com transformador de serviços essenciais.
 - 2 (dois) módulos de conexão secundária (classe em 15kV ou 24,2kV) compostos de:
 - 1 módulo de entrada com ligação para barra principal e transferência;
 - 8 módulos de saída (composto de religadores, seccionadoras, TC e Para-Raios);
 - 1 módulo de conexão de barras;
 - 1 módulo de conexão com banco de capacitor;
 - 1 conexão com TP de barra;
 - Conjunto de barramento aéreo tipo barra principal e transferência.

A Figura 2 indica a disposição dos equipamentos no Pátio.

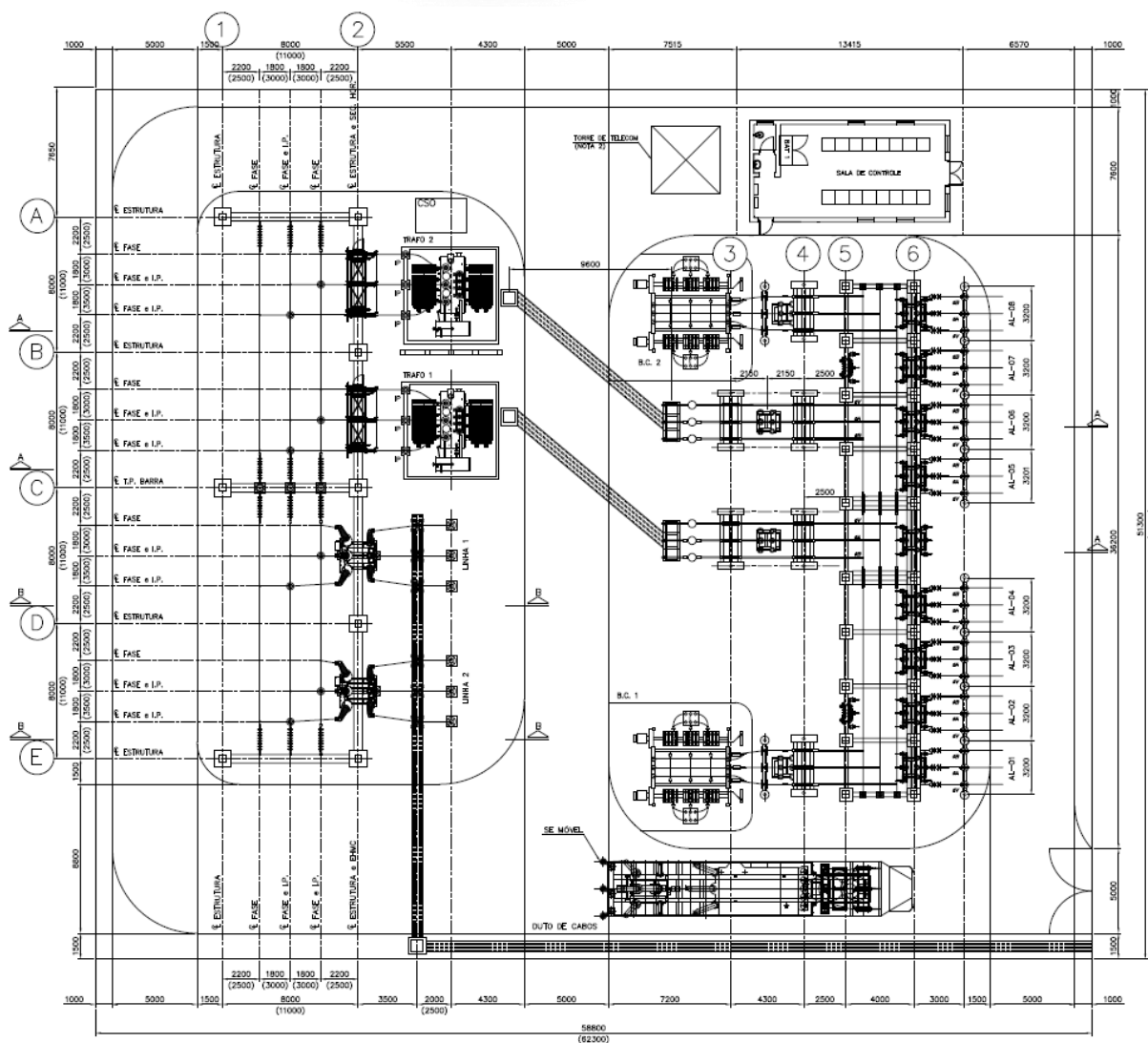


Figura 2: Subestação tipo Metropolitana 1 (barramento simples na AT e barra principal e transferência na MT).

Verifica-se que com o arranjo apresentado na Figura 2 as dimensões C x L (comprimento x largura) do terreno são:

- Tensão 138kV
 - Terreno com 62,3m x 63,3m e 08 módulos de saída.
 - Formação Geral (tamanho mínimo em m²):
 $\text{Área} = 62,3\text{m} \times (63,3\text{m} + (n-8) \times 3,2\text{m})$, com $n \geq 8$.
- Tensão 69kV
 - Terreno com 58,8m x 51,3m e 08 módulos de saída.
 - Formação Geral (tamanho mínimo em m²):
 $\text{Área} = 58,8\text{m} \times (51,3\text{m} + (n-8) \times 3,2\text{m})$, com $n \geq 8$.


n = número de módulos de saída.

4.13.2. Arranjo 2

Possui duas entradas de linha, barramento principal e transferência e conexão com transformador.

É composto dos seguintes equipamentos:

- 2 (dois) módulos de entrada de linha (classe 72,5kV ou 145 kV), composto dos seguintes equipamentos para cada módulo:
 - 1 conjunto de 3 para-raios;
 - 1 Equipamento Híbrido Compacto (composto de disjuntor, seccionadora, TP e TC);
 - 1 Seccionadora tripolar com L.T. para bypass do disjuntor;
 - 1 conjunto de 3 Muflas para ligação do cabo isolado.
- 1 (um) barramento principal + 1 (um) barramento de transferência na AT, contemplando também a conexão de um conjunto de 3 Transformadores de Potencial no barramento principal.
- 1 (um) módulo de transferência, com os seguintes equipamentos de primários:
 - 1 Equipamento Híbrido Compacto (composto de disjuntor, seccionadora e TC);
- 2 (dois) módulos de transformação compostos de:
 - 1 Seccionadora motorizada tripolar (por vão);
 - 2 conjuntos de 3 para-raios (caso o estudo de coordenação de isolamento determine);
 - 1 Transformador abaixador;
 - 1 conexão com transformador de serviços essenciais.

- 
- 2 (dois) módulos de conexão secundária (classe em 15kV ou 24,2kV) compostos de:
 - 1 módulo de entrada com ligação para barra principal e transferência;
 - 8 módulos de saída (composto de religadores, seccionadoras, TC e Para-Raios);
 - 1 módulo de conexão de barras;
 - 1 módulo de conexão com banco de capacitor;
 - 1 conexão com TP de barra;
 - Conjunto de barramento aéreo tipo barra principal e transferência.

A Figura 5 indica a disposição dos equipamentos no pátio.

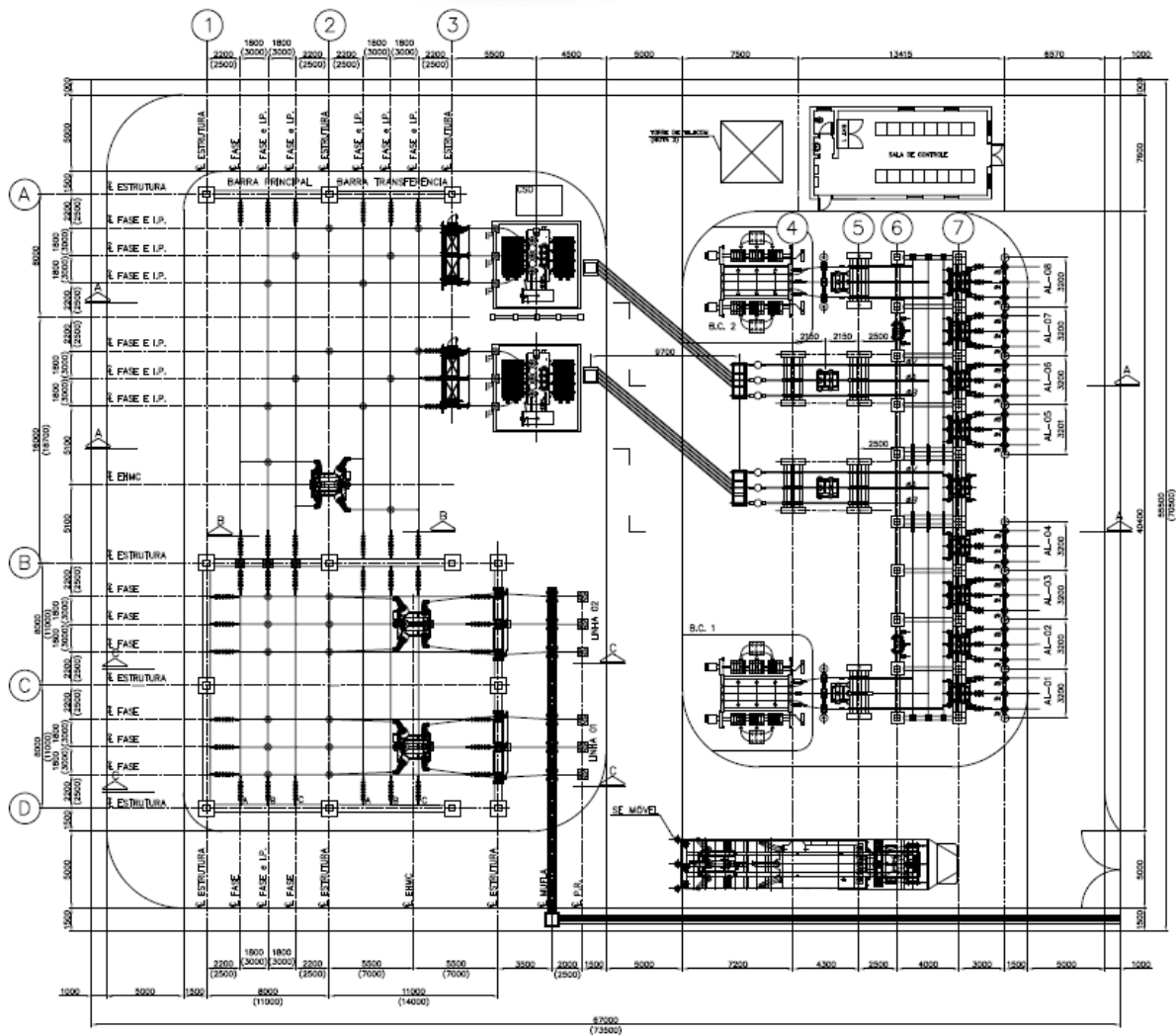


Figura 3: Subestação tipo Metropolitana 2 (barra principal e transferência na AT e na MT).

Verifica-se na Figura 5 que as dimensões C x L (comprimento x largura) do terreno são:

- Tensão 138kV
 - Terreno com 73,5m x 70,5m e 08 módulos de saída.
 - Formação Geral (tamanho mínimo):
 $\text{Área} = 73,5\text{m} \times (70,5\text{m} + (n-8) \times 3,20\text{m})$, com $n \geq 8$.
- Tensão 69kV
 - Terreno com 67m x 55,5m e 08 módulos de saída.
 - Formação Geral (tamanho mínimo):

Área = $67\text{m} \times (55,5\text{m} + (n-8) \times 3,20\text{m})$, com $n \geq 8$.


n = número de módulos de saída.

4.13.3. Arranjo 3

Possui duas entradas de linha, barramento duplo e conexão com transformador.

É composta dos seguintes equipamentos:

- 2 (dois) módulos de entrada de linha (classe 72,5kV ou 145 kV), composto dos seguintes equipamentos para cada módulo:
 - 1 conjunto de 3 para-raios;
 - 1 Equipamento Híbrido Compacto (composto de disjuntor, seccionadora, TP e TC);
 - 1 Seccionadora tripolar com L.T. para bypass do disjuntor;
 - 2 Seccionadoras tripolar seletoras de barras tripolares;
 - 1 conjunto de 3 Muflas para ligação do cabo isolado.
- 2 (dois) barramentos AT para a transferência na AT, contemplando também a conexão de um conjunto de 3 Transformadores de Potencial em cada barramento AT.
- 1 (um) módulo de transferência AT, com os seguintes equipamentos de primários:
 - 1 Equipamento Híbrido Compacto (composto de disjuntor, seccionadora e TC).
- 2 (dois) módulos de transformação composto de:
 - 1 Seccionadora motorizada tripolar (por vão);
 - 2 conjuntos de 3 para-raios (caso o estudo de coordenação de isolamento determine);
 - 1 Transformador abaixador;

- 
- 1 conexão com transformador de serviços essenciais.
 - 2 (dois) módulos de conexão secundária (classe em 15kV ou 24,2kV) composto de:
 - 1 módulo de entrada com ligação para barra principal e transferência;
 - 8 módulos de saída (composto de religadores, seccionadoras, TC e para-raios);
 - 1 módulo de conexão de barras;
 - 1 módulo de conexão com banco de capacitor;
 - 1 conexão com TP de barra;
 - Conjunto de barramento aéreo tipo barra principal e transferência.

A Figura 4 indica a disposição dos equipamentos no pátio.

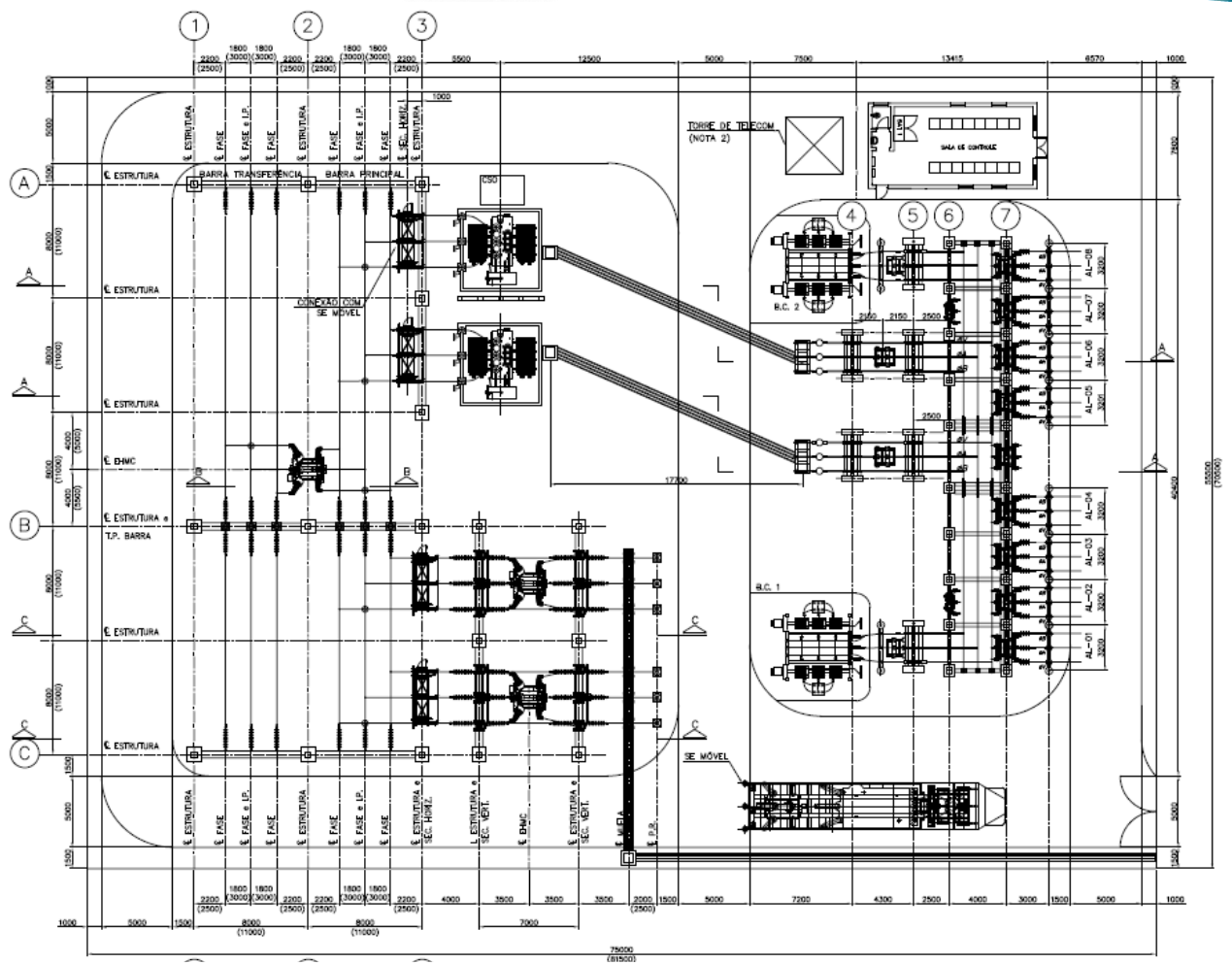


Figura 4: Subestação tipo Metropolitana 3 (barra principal e transferência na AT e na MT).

Verifica-se na Figura 6 que as dimensões C x L (comprimento x largura) do terreno são:

- Tensão 138kV
 - Terreno com 81,5m x 70,5m e 08 módulos de saída;
 - Formação Geral (tamanho mínimo em m²):
 $\text{Área} = 81,5\text{m} \times (70,5\text{m} + (n-8) \times 3,20\text{m})$, com $n \geq 8$.
- Tensão 69kV
 - Terreno com 75 x 55,5m e 08 módulos de saída;
 - Formação Geral (tamanho mínimo em m²):

Área = 75m x (55,5m + (n-8) x 3,20m), com $n \geq 8$.

n = número de módulos de saída.

4.13.4. Arranjo 4 (GIS 1)

Possui duas entradas de linha barramento simples e conexão com transformador.

É composta dos seguintes equipamentos:

- 2 (dois) módulos de entrada de linha (classe 145kV), composto dos seguintes equipamentos para cada módulo:
 - 1 conjunto de 3 para-raios;
 - 1 GIS (composta de um disjuntor entre duas chaves seccionadoras, uma chave de aterramento motorizada, um conjunto de TP's, um conjunto de TC's e barramento simples, contemplado com a conexão de um conjunto de TP's e uma chave de aterramento motorizada);
 - 1 conjunto de 3 Muflas para ligação do cabo isolado.
- 2 (dois) módulos de transformação composto de:
 - 1 Seccionadora motorizada tripolar (por vão);
 - 1 conjunto de 3 para-raios (caso o estudo de coordenação de isolamento determine);
 - 1 Transformador abaixador.
- módulos de conexão secundária, composto de cubículos de manobra blindado de 15 kV, 34/110/-kV e construídos de acordo com a norma ABNT NBR IEC 62271-200.
 - 2 módulos de entrada dos transformadores principais;
 - 8 módulos de saída (Cubículo composto de disjuntor, seccionadora, TC e para-raios);
 - 1 módulo de conexão de barras;

- 2 módulos de conexão com bancos de capacitor;
- 2 módulo de conexão para conexão transformador de serviços essenciais e conexão com TP de barra.

A Figura 7 indica a disposição dos equipamentos no pátio.

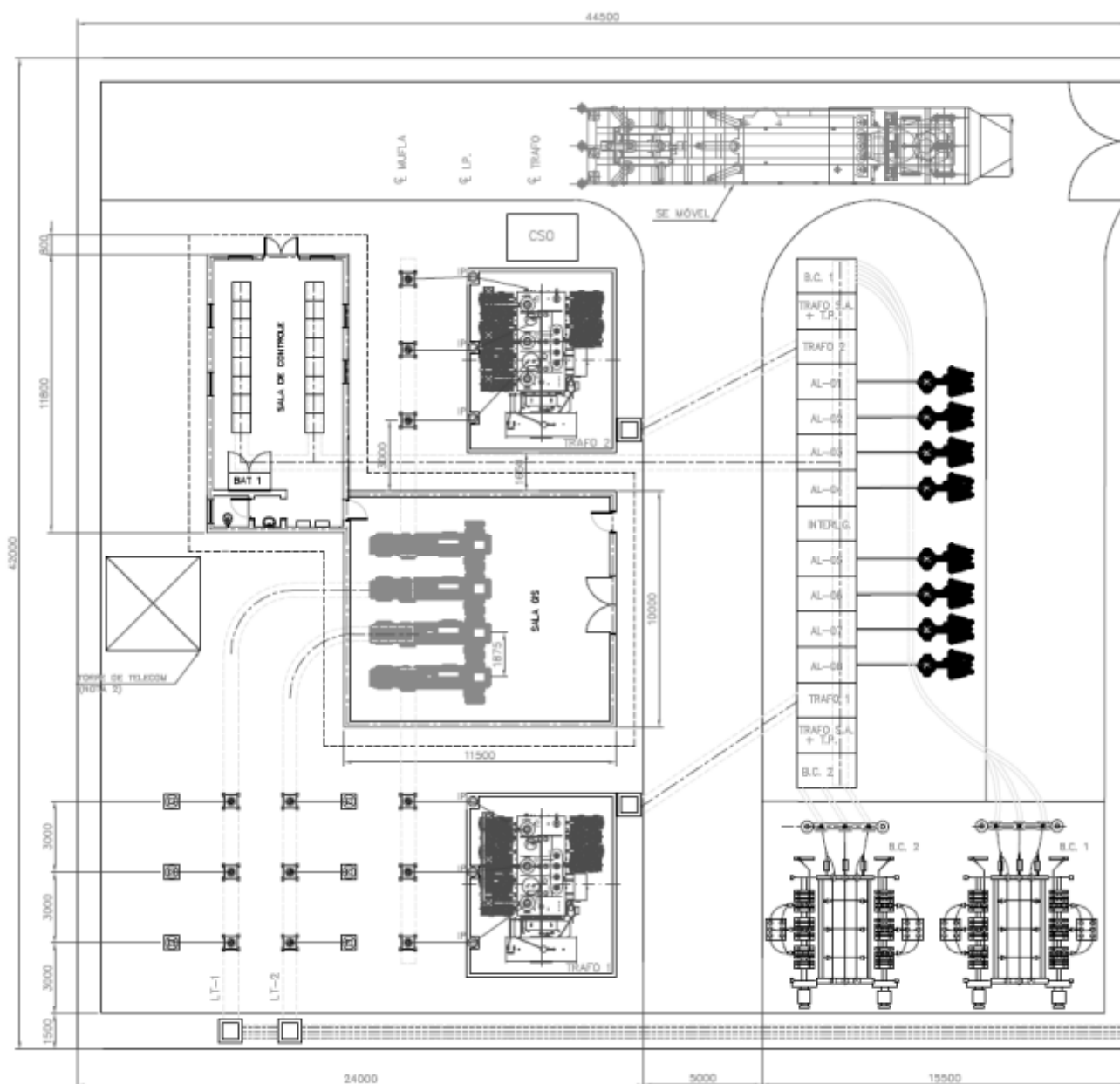


Figura 5: Subestação tipo Metropolitana 4 (GIS 1)
(barramento simples na AT e barramento simples na MT).

Verifica-se na Figura 7 que as dimensões C x L (comprimento x largura) do terreno são:


- Tensão 138kV
 - Terreno com 44,5m x 42m e 08 módulos de saída;
 - Formação Geral (tamanho mínimo m²):
Área = 44,5m x (42m + (n-8) x 1,50m), com n ≥ 8.
n = número de módulos de saída.

4.13.5. Arranjo 4 (GIS 2)

Possui duas entradas de linha barramento simples e conexão com transformador.

É composta dos seguintes equipamentos:

- 2 (dois) módulos de entrada de linha (classe 145kV), composto dos seguintes equipamentos para cada módulo:
 - 1 conjunto de 3 para-raios;
 - 1 GIS (composta de um disjuntor entre duas chaves seccionadoras, uma chave de aterramento motorizada, um conjunto de TP's, um conjunto de TC's e barramento simples, contemplado com a conexão de um conjunto de TP's e uma chave de aterramento motorizada. Na saída da barra, uma chave seccionadora, um disjuntor e uma chave de aterramento motorizada);
 - 1 conjunto de 3 Muflas para ligação do cabo isolado.
- 2 (dois) módulos de transformação composto de:
 - 1 conjunto de 3 para-raios (caso o estudo de coordenação de isolamento determine);
 - 1 Transformador abaixador.

- 
- módulos de conexão secundária, composto de cubículos de manobra blindado de 15 kV, 34/110/-kV e construídos de acordo com a norma ABNT NBR IEC 62271-200.
 - 2 módulos de entrada dos transformadores principais;
 - 8 módulos de saída (Cubículo composto de disjuntor, seccionadora, TC e para-raios);
 - 1 módulo de conexão de barras;
 - 2 módulos de conexão com bancos de capacitor;
 - 2 módulo de conexão para conexão transformador de serviços essenciais e conexão com TP de barra.

A Figura 6 indica a disposição dos equipamentos no pátio.

Área = 44,5m x (42m + (n-8) x 1,50m), com $n \geq 8$.


- Tensão 138kV
 - Terreno com 44,5m x 44m e 08 módulos de saída;
 - Formação Geral (tamanho mínimo em m²):
Área = 44,5m x (44m + (n-8) x 1,50m), com $n \geq 8$.
n = número de módulos de saída.

4.13.6. Arranjo 4 (GIS 3)

Possui duas entradas de linha, barramento duplo e conexão com transformador.

É composta dos seguintes equipamentos:

- 2 (dois) módulos de entrada de linha (classe 145kV), composto dos seguintes equipamentos para cada módulo:
 - 1 conjunto de 3 para-raios;
 - 1 GIS (composta de um disjuntor entre duas chaves seccionadoras, uma chave de aterramento motorizada, um conjunto de TP's, um conjunto de TC's, barramento duplo, contemplado com a conexão de um conjunto de TP's e uma chave de aterramento motorizada para cada barra, uma chave seccionadora para bypass do disjuntor e uma chave seccionadora para transferência de barra. Na saída da barra, uma chave seccionadora, uma chave seccionadora para bypass do disjuntor, uma chave seccionadora para transferência de barra, um disjuntor e uma chave de aterramento motorizada);
 - 1 conjunto de 3 Muflas para ligação do cabo isolado.
- 2 (dois) módulos de transformação composto de:
 - 1 conjunto de 3 para-raios (caso o estudo de coordenação de isolamento determine);

- 
- 1 Transformador abaixador.
 - módulos de conexão secundária, composto de cubículos de manobra blindado de 15 kV, 34/110/-kV e construídos de acordo com a norma ABNT NBR IEC 62271-200.
 - 2 módulos de entrada dos transformadores principais;
 - 8 módulos de saída (Cubículo composto de disjuntor, seccionadora, TC e para-raios);
 - 1 módulo de conexão de barras;
 - 2 módulos de conexão com bancos de capacitor;
 - 2 módulo de conexão para conexão transformador de serviços essenciais e conexão com TP de barra.

A Figura 9 indica a disposição dos equipamentos no pátio.

- Formação Geral (tamanho mínimo em m²):

$$\text{Área} = 44,5\text{m} \times (44\text{m} + (n-8) \times 1,50\text{m}) , \text{ com } n \geq 8.$$

n = número de módulos de saída.

Obs.: Todos os diagramas apresentados neste documento estão disponíveis no formato dwg.

5. CAMADA DE SISTEMA DE ENERGIA E PROTEÇÃO

A Camada de Sistemas de Energia e Proteção aborda principalmente o diagrama unifilar, arranjo e as funções de proteção empregadas.

Nesta camada as premissas consideradas para definição dos padrões foram: otimização da área da Subestação, flexibilidade, confiabilidade e manutenção.

Os principais pontos abordados são:

- Diagramas Unifilares
- Barramentos
- Equipamentos
- Setor de AT e MT
- Proteções

5.1. Sistemas de Energia

De modo geral, as concessionárias distribuidoras de energia tem por objetivo a busca por melhoria de seus índices de qualidade, englobando maior eficiência nos processos, aumento da confiabilidade do sistema, menor impacto ambiental, maior satisfação dos consumidores e maior lucratividade.

As subestações, responsáveis pelo suprimento de toda energia distribuída, devem ser consideradas fundamentais dentro do sistema elétrico de potência para uma distribuição de energia elétrica de qualidade.

Atualmente, deve-se considerar ainda que a escassez de áreas disponíveis nos centros urbanos impulsionam os preços dos terrenos para cima, principalmente se localizados em ambientes de alta densidade populacional, havendo, desta forma, a necessidade de se buscar soluções de otimização de área para construção de novas subestações. Não obstante, tal compactação das subestações, não pode perder de vista aspectos de segurança e estética.

5.1.1. Diagramas Unifilares - Arranjos

Através de discussões técnicas e interações com a ENERGISA, foram definidos cinco tipos de subestação de acordo com as características e particularidades específicas. Os tipos podem ser Urbana A, Urbana B, Metropolitana, Mista e Rural, sendo que, cada tipo poderá ter várias opções de arranjos para disposição dos equipamentos na subestação.

A Tabela 5 mostra os critérios de classificação das subestações.


Tabela 5: Critério de Classificação.

Grupo	Critério				
	Localização	LT	TR	Barramento *	Restrição de Espaço
Rural	Distante	Até 2	Até 2	SB ou BS	Não
Urbana A	Próxima	Até 1	Até 2	SB, BS ou BPT	Pequena
Urbana B	Próxima	≥ 2	≥ 1	BS, BPT ou BD	Pequena
Metropolitana	Dentro	≥ 2	≥ 2	BS, BPT ou BD	Sim
Mista	Próxima	>2	≥ 1	BD ou BPT	Pequena

* Tipos de barra de entrada:

- SB - Sem barramento
- BS - Barramento simples
- BPT - Barramento principal e transferência
- BD - Barramento duplo

5.2. Sistema de Proteção



Ao sistema de proteção estão associados todos os equipamentos necessários para detectar, localizar, iniciar e completar a eliminação de uma falta ou de uma condição anormal de operação de um sistema elétrico de potência.

Um dos principais equipamentos responsável pelo correto funcionamento do sistema de proteção é o relé de proteção. Nesta Norma, os relés de proteção poderão ser denominados também de IED's (*Intelligent Electronic Device*).

Os IED's são dispositivos eletrônicos inteligentes que utilizam tecnologia digital numérica e possuem as funções de proteção, medição, oscilografia e controle local, para aplicação em instalações elétricas de alta e média tensão.

De forma geral, os IED's funcionam a partir da medição de duas grandezas: corrente e tensão. Essas grandezas são aquisitadas do sistema elétrico através de transformadores de instrumentos (TC e TP) e são enviadas aos IED's através de suas entradas analógicas de corrente e tensão.

Os sinais analógicos medidos são analisados e comparados com valores pré-ajustados nos IED's, de acordo com os ajustes determinados nos estudos elétricos de proteção e seletividade. Caso os sinais medidos alcancem os valores pré-definidos e o tempo previsto para atuação, o IED envia um sinal de abertura (*Trip*) para os disjuntores associados e estes isolam as áreas afetadas pela falta, eliminando o defeito.

Para um maior detalhamento de todos os requisitos mínimos necessários dos relés de proteção, recomenda-se uma consulta à especificação técnica ETU 519 (NS-01-ET-519), que trata de uma forma abrangente este assunto.

Nos itens a seguir são especificados os requisitos mínimos de proteção para as respectivas aplicações. Tais requisitos deverão ser considerados nos estudos de proteção e seletividade da subestação, que deverão ser submetidos à ENERGISA e após a aprovação deverão ser inseridos no projeto executivo da subestação para a implantação.

5.2.1. Vão de Linha de Transmissão




Os IED's de proteção de LT deverão possuir, no mínimo, as funções de proteção ANSI abaixo:

- 50 - Proteção de Sobre corrente de fase de tempo definido.
- 51 - Proteção de Sobre corrente de fase temporizada.
- 50N - Proteção de Sobre corrente de neutro de tempo definido.
- 51N - Proteção de Sobre corrente de neutro temporizada.
- 27 - Proteção de subtensão de fase.
- 59 - Proteção de sobre tensão de fase.
- 50/62BF - Proteção de falha de disjuntor.
- 21/21N - Proteção de distância de fase e de terra.
- 87L - Proteção de corrente diferencial de linha.
- 67 - Proteção direcional de sobre corrente de fase.
- 67N - Proteção direcional de sobre corrente de terra.
- 81U - Proteção de subfrequência.
- 81O - Proteção de sobre frequência.
- 79 - Religamento automático.
- 25 - Check de sincronismo.

Observações:

A função de proteção ANSI 79 (Religamento automático) e a função ANSI 50/62BF (Falha do disjuntor) deverão possuir chaves seletoras para habilitar / desabilitar seu funcionamento, de acordo com os requisitos mínimos especificados na camada de controle. O bloqueio da função 79 deverá ser implementado via lógica no IED, de maneira a dispensar a instalação física de chaves no Quadro de Proteção e Controle. O Bloqueio deverá ser feito Local e Remoto. Em Local o operador deverá realizar o bloqueio/desbloqueio utilizando botões frontais do relé e, na ausência destes botões, comandos via mímico do relé serão utilizados. Em Remoto o bloqueio será feito via COS. O bloqueio de funções que promovam o



disparo do próprio bay e bays adjacentes não poderá ser feito pelo operador, somente por Técnicos de manutenção qualificados e somente no Local. Esta função denomina-se "Modo Teste".

O religamento deve ser bloqueado sempre que houver defeito no disjuntor como baixa pressão do gás SF₆ e também na atuação de proteções que sejam impeditivas à reenergização da linha. O religamento deve ser bloqueado também quando o disjuntor for aberto manualmente pelo operador, após o tempo ajustado, nas energizações com ou sem defeito presente. O bloqueio do religamento deve ser automaticamente ativado quando houver alguma proteção intrínseca ao disjuntor e para faltas externas à linha (2º zona /sobrecorrente temporizado).

As funções de proteção de sobre corrente direcional, verificação de sincronismo e de distância, ANSI 67, 67N, 25, 21 e 21N, não serão utilizadas no caso da LT ter configuração radial.


A função de proteção de subfrequência / sobre frequência, ANSI 81, será utilizada caso seja previsto a utilização do esquema do ERAC (Esquema Regional de Alívio de Cargas).

Dependendo da distância da LT, poderá ser utilizada a função de proteção 87L (proteção diferencial de LT) com comunicação com o relé da SE adjacente, sendo necessário neste caso compatibilizar o conjunto de relés de proteção das subestações adjacentes. No caso de adoção desta proteção, deverá ser previsto ainda um relé de bloqueio (86L) que atuará com a atuação da proteção 87L.

No caso da LT possuir comprimento acima de 15 km, poderá ser utilizada a função de proteção 21 (proteção distância de LT). Neste caso, deverá ser previsto ainda um sistema de tele proteção para envio e recepção de transferências de permissão (POTT) e disparo direto (TDD).

Caso não seja implementada a função de proteção 21/21N, o relé utilizado deverá possuir recurso de localização de falta (*fault location*).

Para implementação da função 87L - Proteção de corrente diferencial de linha, deverá haver uma rede apropriada de comunicação entre os terminais da



linha como, p. ex., cabo OPGW, a qual servirá para a comunicação entre os IED's das subestações adjacentes à linha protegida.

Todos os IED's empregados deverão ser compatíveis com a norma IEC-61850 na sua última versão.

5.2.2. Proteção dos Transformadores de Potência

A proteção dos transformadores se dará através de um conjunto de 2 IED's: Proteção Principal (87) e Proteção de Retaguarda (50/51).

Os relés de proteção principal do transformador deverão conter, no mínimo, as seguintes funções de proteção ANSI:


- 87T - Proteção diferencial de Transformador.
- 87N - Proteção diferencial restrita à terra.
- 51 - Proteção de Sobre corrente de fase temporizada.
- 51N - Proteção de Sobre corrente de neutro temporizada.

Os relés de proteção de retaguarda do transformador deverão conter, no mínimo, as seguintes funções de proteção ANSI:

- 51 - Proteção de Sobre corrente de fase temporizada.
- 51N - Proteção de Sobre corrente de neutro temporizada.
- 51G - Proteção de Sobre corrente do aterramento do transformador.
- 59G - Proteção de sobre tensão de fase.
- 50/62BF - Proteção de falha de disjuntor.

Deverá ser previsto um relé digital adicional que terá a função de unidade de aquisição de alarmes e disparos dos transformadores, sendo uma por transformador. Esta UAC deverá comunicar-se com os módulos de aquisição remotos e será também responsável pelas funções de relés de bloqueio, sendo os mesmos configurados internamente em sua lógica.

Observações:



A proteção dos transformadores de força será feita pelo relé de proteção principal (funções ANSI 87 e 87N) e por outro relé de proteção de retaguarda (funções ANSI 51, 51N, 51G e 59G) adicional.

A proteção principal realizará a medição de corrente nos TC's das buchas do próprio transformador de potência no lado de AT e nos TC's de pedestal da MT, baixa do transformador.

A proteção de retaguarda realizará a medição de corrente nos TC's de pedestal da MT, baixa do transformador. Este IED fará também a medição do potencial na barra, para a medição operacional.

As proteções próprias (intrínsecas) dos transformadores de potência deverão ser constituídas por:

- 49 - Relé detector de temperatura do enrolamento do transformador.
- 26 - Relé detector de temperatura do óleo isolante do tanque do transformador.
- 63 - Relé detector de gás (Buchholz) do óleo isolante do transformador.
- 71 - Relé indicador de nível de óleo isolante do transformador.
- 20 - Válvula de alívio de pressão do transformador.

As proteções próprias (intrínsecas) do comutador sob carga deverão ser constituídas por:

- 63C - Relé detector de gás (Buchholz) do óleo isolante do comutador sob carga.
- 71C - Relé indicador de nível de óleo isolante do comutador sob carga.
- Relé de Proteção contra sobre pressão do comutador sob carga.
- Relé de Proteção de fluxo do comutador sob carga.
- Membrana de proteção do comutador sob carga.

- Relé indicador de nível de óleo isolante no comutador sob carga.
- Manômetro do filtro de óleo isolante do comutador sob carga.

Os alarmes das proteções intrínsecas dos transformadores de força e dos comutadores de derivação sob carga poderão ser supervisionados através de entradas digitais pelos equipamentos de aquisição de I/O Remotos (referência SEL 2414, Treetech DM, entre outros).


As proteções térmicas do transformador, funções ANSI 26 e ANSI 49, são exercidas por uma unidade micro processada denominada monitor de temperatura, instalada no armário local do transformador no campo. Este monitor deve conter, no mínimo, os seguintes contatos para cada função:

A função de temperatura do óleo deve estar associada a, no mínimo, duas saídas digitais configuradas da seguinte forma: uma saída digital deve gerar um primeiro alarme quando a temperatura do óleo atingir 80°C e a outra saída digital deve gerar alarme quando a temperatura do óleo atingir 95°C.

A função de temperatura do enrolamento deve estar associada a quatro saídas digitais configuradas da seguinte forma: uma saída digital deve comandar a entrada em funcionamento do banco de ventiladores completo quando a temperatura do enrolamento atingir 70°C e as demais saídas digitais devem gerar alarmes, ficando a responsabilidade de comandar a abertura dos disjuntores por conta do órgão de operação. Estas saídas digitais devem estar configuradas para gerar alarmes quando o enrolamento atingir a temperatura de 85°C, de 95°C e de 105°C.

O relé de indicação de nível do óleo (função 71) deve apenas gerar alarme para a operação.

O relé de bloqueio do transformador (86T) deverá ter sua atuação através das funções ANSI 63 (relé de gás ou Buchholz do transformador de força), ANSI 63C (Relé detector de gás (Buchholz) do óleo isolante do comutador sob carga), ANSI 20 (Válvula de alívio de pressão do transformador) e ANSI 87 (proteção diferencial do transformador de força). Uma vez atuada, esta proteção deverá bloquear o fechamento dos disjuntores que isolam o transformador, impedindo sua



reenergização. Os bloqueios de fechamento serão realizados por saídas digitais da UAC do referido transformador tipo NF (normalmente fechada) em série com o comando de fechamento dos disjuntores associados.

Para restabelecimento do relé de bloqueio e conseqüentemente da operação normal deste transformador de potência, deverão ser adotados todos os procedimentos estabelecidos pela ENERGISA e análise prévia, assim como avaliar a necessidade de intervenção no equipamento para ensaios antes de qualquer nova reenergização.

5.2.3. Proteções dos Alimentadores

Os IED's de proteção de alimentadores deverão possuir, no mínimo, as funções de proteção ANSI abaixo:

- 50 - Proteção de Sobre corrente de fase de tempo definido.
- 51 - Proteção de Sobre corrente de fase temporizada.
- 50N - Proteção de Sobre corrente de neutro de tempo definido.
- 51N - Proteção de Sobre corrente de neutro temporizada.
- 79 - Religamento automático.
- 27 - Proteção de subtensão de fase.
- 59 - Proteção de sobre tensão de fase.

Os IED's poderão ter ainda, se requisitados pelos estudos específicos de proteção e seletividade, as seguintes proteções:

- 67 - Proteção direcional de sobre corrente de fase (para casos em que exista a geração distribuída (descentralizada)).
- 67N - Proteção direcional de sobre corrente de terra (para casos em que exista a geração distribuída (descentralizada)).
- 46 - Proteção de sequência negativa
- Localização de falta

Observações:

A função de proteção ANSI 79 (Religamento Automático) e a função ANSI 50/62BF (Falha do disjuntor) deverão possuir chaves seletoras para habilitar / desabilitar seu funcionamento, de acordo com os requisitos mínimos especificados na camada de controle.

O religamento deve ser bloqueado sempre que houver defeito no disjuntor como, por exemplo, baixa pressão do gás SF₆, etc., assim como, na atuação de proteções que sejam impeditivas a reenergização do alimentador como, por exemplo, falha no disjuntor. O religamento deve ser bloqueado também quando o disjuntor for aberto manualmente pelo operador, após o tempo ajustado, nas energizações com ou sem defeito presente.

No IED que estará associado ao disjuntor de transferência, deverão existir grupos de ajustes distintos que viabilizem substituir tanto os relés associados aos disjuntores gerais de transformador quanto os relés associados aos religadores dos alimentadores de distribuição, ou ainda quanto aos disjuntores/relicadores de banco de capacitores.

Quando o disjuntor de transferência estiver substituindo um dos disjuntores gerais de transformador, o relé enviará sinal de *trip* para os disjuntores principal e/ou de transferência da alta tensão através da função de transferência de proteção existente no lado de alta tensão do transformador.

5.2.4. Proteções dos Bancos de Capacitores de 15kV e 24,5kV

Os IED's de proteção de banco de capacitores deverão possuir, no mínimo, as funções de proteção ANSI abaixo:

- 50 - Proteção de Sobre corrente de fase de tempo definido.
- 51 - Proteção de Sobre corrente de fase temporizada.
- 50N - Proteção de Sobre corrente de neutro de tempo definido.
- 51N - Proteção de Sobre corrente de neutro temporizada.

- 61N - Proteção por Desbalanço de corrente no fechamento do neutro (*sensitive*).
- 27 - Proteção de subtensão de fase.
- 59 - Proteção de sobre tensão de fase.

Será utilizado para a proteção de Banco de Capacitores um IED que atuará nos disjuntores/religadores de conexão dos bancos de capacitores (será um disjuntor/religador protegendo dois bancos de capacitores de 3,6 MVAR em 15kV ou 24,2kV, na ligação dupla estrela isolada).

Será utilizada a função de proteção desbalanço de corrente no fechamento do neutro, ANSI 61N, gerada pelo desbalanço das células capacitivas dentro do banco de capacitores.

Serão implementadas as funções de sobre corrente instantâneo e temporizado e sobre corrente instantâneo e temporizado de neutro, ANSI 50/51 e 50/51N.


Deverá ser previsto o bloqueio temporizado do fechamento dos disjuntores/religadores dos bancos de capacitores no caso de religamento no sistema de controle. O tempo de bloqueio deverá ser definido de acordo com a orientação do fornecedor do banco de capacitores.

NOTA:

1. Para a proteção do banco de capacitores na SE, poderão ser utilizados religadores com corrente nominal capacitiva de manobra, mínima de 400 A, número mínimo de operações de manobra de corrente capacitiva com valores nominais especificados sem manutenção ou substituição da câmara: 5.000 (garantida), (10.000 desejada).

5.2.5. Proteção de Equipamentos Gerais

Os circuitos em corrente alternada oriundos dos secundários dos transformadores de potencial deverão ter disjuntores termomagnéticos bipolares



6A com contato auxiliar para sinalização remota de posição em sua caixa de interligação.

Todos os terminais de transformadores de corrente deverão ser obrigatoriamente do tipo olhal.

Todos os IED's e circuitos deverão ser protegidos em seus circuitos em corrente contínua com mini disjuntores individuais por IED.

5.2.6. Painéis de Proteção e Controle

Os painéis de proteção serão fornecidos conforme descritos na Especificação Técnica ETU 518 (NS-01-ET-518) - Painéis de Proteção e Controle.

Os desenhos esquemáticos de proteção, medição e controle deverão ser fornecidos por ocasião da elaboração do projeto executivo da subestação, de acordo com os padrões estabelecidos pela ENERGISA.

5.3. Equipamentos

Todas as especificações, detalhamentos e memórias de cálculo encontram-se nos documentos de especificações técnicas que acompanham a documentação da camada.

Todos os equipamentos deverão ser fabricados de acordo com as especificações, de acordo com os requisitos técnicos de carga, tensão e níveis de curto-circuito do sistema no ponto de inserção da instalação.

As especificações indicam também todas as condições para os ensaios de tipo e recebimento e as garantias do equipamento, acessórios, componentes e sobressalentes.

É necessário o atendimento a todos os requisitos técnicos, sejam os relativos às normas aplicáveis, como aos critérios definidos pela ENERGISA.

São apresentados neste item os equipamentos padronizados que devem ser contemplados nos projetos das subestações da ENERGISA.

5.3.1. Transformador de Potência

A Tabela 7 apresenta os tipos de transformadores de potência padronizados na Especificação Técnica ETU-001 e suas características principais.

Tabela 7: Transformadores de Potência - SE METROPOLITANA.


Tipo	Descrição
T1	Transformador de potência, tensão nominal 69-13,8 ou 11,4 kV, potência 10/12,5 MVA, ligação Triângulo / Estrela aterrada (Primário / Secundário), ligação Dyn1, regulação + 4x1,25% - 12x1,25%, com comutador de derivação sob carga, impedância percentual 8%, com 02 x TC's de bucha AT (relação múltipla de 300-5A, FT=1,5, classe de exatidão 10B200), com 02 x TC de bucha MT (relação múltipla de 1600-5A, FT=1,5, sendo 01 TC classe de exatidão 10B200 e 01 TC classe de exatidão 0,3C50), com 01 TC do enrolamento secundário para atender ao regulador de tensão do comutador sob carga e 01 TC enrolamento secundário (X), para atender ao instrumento de medição da imagem térmica do enrolamento.
T2	Transformador de potência, tensão nominal 138-13,8 ou 11,4 kV, potência 10/12,5 MVA, ligação Triângulo / Estrela aterrada (Primário / Secundário), ligação Dyn1, regulação + 4x1,25% - 12x1,25%, com comutador de derivação sob carga, impedância percentual 8%, com 02 x TC's de bucha AT (relação múltipla de 300-5A, FT=1,5, classe de exatidão 10B200), com 02 x TC de bucha MT (relação múltipla de 1600-5A, FT=1,5, sendo 01 TC classe de exatidão 10B200 e 01 TC classe de exatidão 0,3C50), com 01 TC do enrolamento secundário para atender ao regulador de tensão do comutador sob carga e 01 TC enrolamento secundário (X), para atender ao instrumento de medição da imagem térmica do enrolamento.
T3	Transformador de potência, tensão nominal 69-13,8 ou 11,4 kV, potência 20/25 MVA, ligação Triângulo / Estrela aterrada (Primário / Secundário), ligação Dyn1, regulação + 4x1,25% - 12x1,25%, com comutador de derivação sob carga, impedância percentual 9%, com 02 x TC's de bucha AT (relação múltipla de 300-5A, FT=1,5, classe de exatidão 10B200), com 02 x TC de bucha MT (relação múltipla de 1600-5A, FT=1,5, sendo 01 TC classe de exatidão 10B200 e 01 TC classe de exatidão 0,3C50), com 01 TC do enrolamento secundário para atender ao regulador de tensão do comutador sob carga e 01 TC enrolamento secundário (X), para atender ao instrumento de medição da imagem térmica do enrolamento.

T4	Transformador de potência, tensão nominal 138-13,8 ou 11,4 kV, potência 20/25 MVA, ligação Triângulo / Estrela Aterrada (Primário / Secundário), ligação Dyn1, regulação + 4x1,25% - 12x1,25%, com comutador de derivação sob carga, impedância percentual 9%, com 02 x TC's de bucha AT (relação múltipla de 300-5A, FT=1,5, classe de exatidão 10B200), com 02 x TC de bucha MT (relação múltipla de 1600-5A, FT=1,5, sendo 01 TC classe de exatidão 10B200 e 01 TC classe de exatidão 0,3C50), com 01 TC do enrolamento secundário para atender ao regulador de tensão do comutador sob carga e 01 TC enrolamento secundário (X), para atender ao instrumento de medição da imagem térmica do enrolamento.
T5	Auto-Transformador de potência, tensão nominal 138/69/13/8 kV (H/X/Y), potências 30/37,5 MVA (H e X) e 6/7,5 (Y), Estrela Aterrada (H/X) e ligação Triângulo (Y), ligação Ya0, regulação + 2x2,5% - 4x2,5% (primário), com comutador de derivação em vazio, impedância percentual 4,8% (H-X), 3% (H-Y), 1,8% (X-Y), com 02 x TC's de bucha H (relação múltipla de 300-5A, FT=1,5, classe de exatidão 10B200), com 02 x TC de bucha X (relação múltipla de 600-5A, FT=1,5, sendo 01 TC classe de exatidão 10B200 e 01 TC classe de exatidão 0,3C50), com 01 x TC de bucha Y (relação múltipla de 600-5A, FT=1,5, 10B200), com 1 TC bucha de neutro (enrolamento HOX0, 10B100, relação múltipla de 600-5A, FT=1,5), com 02 TC (FT=1,5) para atender ao instrumento de medição da imagem térmica dos enrolamentos (X e Y).

Os transformadores de potência devem ser do tipo imerso em óleo, com enrolamentos de cobre, refrigerados por circulação natural de óleo e em forma forçada (ONAN/ONAF) por ar, adequados para operação ao tempo.

O sistema de preservação do óleo isolante deve ser mediante tanque conservador, o qual deve contar com uma proteção com relé Buchholz.

Todos os transformadores acima de 10/12,5 MVA devem possuir Comutador de Derivação sob Carga (CDC). O CDC deve ser automático e inclui relé regulador de tensão, deve estar localizado no enrolamento de Alta Tensão do Transformador. Deve ter seu próprio tanque conservador de óleo com proteções intrínsecas incorporadas (relé de fluxo de óleo do comutador). Deve ser adequado para serviço pesado e para funcionar a intempérie.



Todos os transformadores devem ser refrigerados externamente mediante ventiladores (ventilação forçada), e devem ter uma só etapa de ventilação. Para o controle da ventilação, contamos com um equipamento monitor de temperatura. Este instrumento, de tecnologia baseada em microprocessador, deve registrar as temperaturas instantâneas e máximas do óleo e incorporar um circuito de simulação para indicar as temperaturas instantâneas e máximas do ponto mais quente no enrolamento do transformador (Imagem Térmica).

Deverá haver um painel de monitoração *on-line*, completo com todos os acessórios e em perfeito funcionamento disponibilizando de: um IED para controle e monitoramento de tap's, com função 90, medição de correntes e tensões, monitoramento de temperaturas de enrolamentos e de óleo isolante, aquisição de temperaturas via RTD, estágios de ventilação forçada, controle de paralelismo de transformadores de força, e um equipamento I/O Remoto para as proteções intrínsecas, o mesmo será acondicionado no respectivo painel de transformador de força e ser adequado para o protocolo de comunicação IEC 61850.

As buchas de AT dos transformadores de potência dispõem de transformadores de corrente tipo bucha. Caso exista necessidade de transformador de corrente com classe de precisão para medições especiais serão instalados transformadores de corrente exterior ao transformador.

As buchas de MT dos transformadores dispõem de transformadores de corrente tipo bucha, de acordo com as necessidades específicas de proteção e/ou medição do sistema elétrico associado.

As correntes máximas em nível de média tensão não superam os 2500 A. Este valor é comum no fornecimento de equipamentos de MT, especialmente quando se adota utilizar cubículos de MT (*Swichtgear*).

Os transformadores de potência não devem operar normalmente em paralelo. Ocasionalmente se admitirá a operação em paralelo dos transformadores quando houver a necessidade de efetuar manobras especiais e por períodos curtos de tempo, por esta razão todos devem dispor de supervisor de paralelismo.

Para todos os tipos de SE deve ser estudado a forma de assegurar apoio frente à falha de algum transformador. Este apoio poderá ser mediante transformador de reserva ou transformador móvel. Também deve levar em consideração a capacidade de apoio a partir da rede de MT.

Conforme determinação da ENERGISA deverá ser instalado para-raios no primário dos transformadores junto às buchas de AT.

As demais características destes equipamentos se encontram nas Especificações Técnicas ETU-001.1, ETU-001.2, ETU-001.3, ETU-001.4, ETU-001.5 e ETU-001.6.

5.3.2. Disjuntores

5.3.2.1. Disjuntores de Alta Tensão - 72,5KV e 145KV

Os disjuntores de AT apresentados na Tabela 8 devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 8: Disjuntores de AT padronizados na Especificação Técnica ETU-103

Tipo	Descrição
D1	Disjuntor tripolar, 72,5 kV, 1.250 A, 31,5 kA, NI 350kV, tensão a freq. industrial 140kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 3 min - CO.
D2	Disjuntor tripolar, 72,5 kV, 2.000 A, 31,5 kA, NI 350kV, tensão a freq. industrial 140kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 3 min - CO.
D3	Disjuntor tripolar, 145 kV, 1.250 A, 31,5 kA, NI 650kV, tensão a freq. industrial 275kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 3 min - CO.
D4	Disjuntor tripolar, 145 kV, 2.000 A, 31,5 kA, NI 650kV, tensão a freq. industrial 275kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 3 min - CO.

O comando dos disjuntores de AT deve ser tripolar.

Os disjuntores de AT devem ser fornecidos com duas bobinas de abertura independentes, com atuação simultânea.

Os circuitos de comando (abertura e fechamento), sinalização e motor devem ser independentes, com tensão nominal de 125 Vcc.

As demais características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica ETU-103.4 e ETU-103.5.

5.3.2.2. Disjuntores de Média Tensão - 15KV, 24,2KV e 36,2KV

A Tabela 9 apresenta os tipos de disjuntores de MT padronizados e que devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 9: Disjuntores de MT padronizados nas Especificações Técnicas ETU-103.

Tipo	Descrição
D1	Disjuntor tripolar, 15 kV, SF6 ou vácuo, 800A, 31,5 kA, NI 110kV, tensão a freq. industrial 34kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, sem TC's e sem relé de proteção.
D2	Disjuntor tripolar, 15 kV, SF6 ou vácuo, 1.250A, 31,5 kA, NI 110kV, tensão a freq. industrial 34kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, sem TC's e sem relé de proteção.
D3	Disjuntor tripolar, 15 kV, SF6 ou vácuo, 2.000A, 31,5 kA, NI 110kV, tensão a freq. industrial 34kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, sem TC's e sem relé de proteção.
D4	Disjuntor tripolar, 24,2 kV, SF6 ou vácuo, 800A, 31,5 kA, NI 150kV, tensão a freq. industrial 50kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, sem TC's e sem relé de proteção.
D5	Disjuntor tripolar, 24,2 kV, SF6 ou vácuo, 1.250A, 31,5 kA, NI 150kV, tensão a freq. industrial 50kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, sem TC's e sem relé de proteção.
D6	Disjuntor tripolar, 24,2 kV, SF6 ou vácuo, 2.000A, 31,5 kA, NI 150kV, tensão a freq. industrial 50kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, sem TC's e sem relé de proteção.
D7	Disjuntor tripolar, 36,2 kV, SF6 ou vácuo, 1.250A, 31,5 kA, NI 200kV, tensão a freq. industrial 70kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, sem TC's e sem relé de proteção.
D8	Disjuntor tripolar, 36,2 kV, SF6 ou vácuo, 2.500A, 31,5 kA, NI 200kV, tensão a freq. industrial 70kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, sem TC's e sem relé de proteção.

D1C	Disjuntor tripolar, 15 kV, SF6, 800A, 25 kA, NI 110kV, tensão a freq. industrial 34kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, com TC´s e com relé de proteção para banco de capacitores. Serão aplicados para ligar e desligar, no máximo, 02 (dois) bancos de capacitores trifásicos dupla estrela isolada, capacidade 3,6 MVar cada banco dupla estrela-isolada, total 7,20 MVar, e deverão ter as características de livre reacendimento ou reignição de arco (“restrike free”).
D2C	Disjuntor tripolar, 15 kV, SF6, 800A, 25 kA, NI 150kV, tensão a freq. industrial 50kV, sequência nominal de operação O - 0,3s - CO - 15 s - CO, com TC´s e com relé de proteção para banco de capacitores. Serão aplicados para ligar e desligar, no máximo, 02 (dois) bancos de capacitores trifásicos dupla estrela isolada, capacidade 3,6 MVar cada banco dupla estrela-isolada, total 7,20 MVar, e deverão ter as características de livre reacendimento ou reignição de arco (“restrike free”).

O comando dos disjuntores de MT deve ser tripolar.

Os disjuntores de MT devem ser fornecidos com duas bobinas de abertura independentes, com atuação simultânea.

Os circuitos de comando (abertura e fechamento), sinalização e motor devem ser independentes, com tensão nominal de 125 Vcc.

As demais características destes equipamentos se encontram nas Especificações Técnicas ETU-103.1, ETU-103.2, ETU-103.3 - (Disjuntores para Bancos de Capacitores).

5.3.3. Secionadores

5.3.3.1. Secionadores de Alta Tensão - 72,5KV e 145KV (tripolares)

Na Tabela 10 abaixo estão apresentados os tipos de Secionadores de AT que devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 10: Secionadores de AT padronizados na Especificação Técnica ETU-104

Tipo	Descrição
1HAC	Secionador tripolar, 72,5 kV, 630A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura central

2HAC	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura central
1HDA	Secionador tripolar, 72,5 kV, 630A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e dupla-abertura
2HDA	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e dupla-abertura
1HAV	Secionador tripolar, 72,5 kV, 630A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical
2HAV	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical
1HVR	Secionador tripolar, 72,5 kV, 630A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e vertical reverso
2HVR	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e vertical reverso
1VDA	Secionador tripolar, 72,5 kV, 630A, NI 325kV, 25 kA, montagem vertical e dupla abertura
2VDA	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NI 325kV, 25 kA, montagem vertical e dupla abertura
1HAL	Secionador tripolar, 72,5 kV, 630A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura lateral
2HAL	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura lateral
1VAV	Secionador tripolar, 72,5 kV, 630A, NI 325kV, 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
2VAV	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NI 325kV, 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
1VAL	Secionador tripolar, 72,5 kV, 630A, NI 325kV, 25 kA, montagem vertical e abertura lateral
2VAL	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NI 325kV, 25 kA, montagem vertical e abertura lateral
1SPV	Secionador tripolar, 72,5 kV, 630A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal, tipo Semi-Pantográfico e abertura Vertical (SPV).
2SPV	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NI 325kV, 25 kA, montagem horizontal, tipo Semi-Pantográfico e abertura Vertical (SPV).
3HAC	Secionador tripolar, 145 kV, 800A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura central
4HAC	Secionador tripolar, 145 kV, 1250A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura central
3HDA	Secionador tripolar, 145 kV, 800A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e dupla-abertura
4HDA	Secionador tripolar, 145 kV, 1250A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e dupla-abertura
3HAV	Secionador tripolar, 145 kV, 800A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical

4HAV	Secionador tripolar, 145 kV, 1250A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical
3HVR	Secionador tripolar, 145 kV, 800A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e vertical reverso
4HVR	Secionador tripolar, 145 kV, 1250A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e vertical reverso
3VDA	Secionador tripolar, 145 kV, 800A, NI 550kV, 25 kA, montagem vertical e dupla abertura
4VDA	Secionador tripolar, 145 kV, 1250A, NI 550kV, 25 kA, montagem vertical e dupla abertura
3HAL	Secionador tripolar, 145 kV, 800A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura lateral
4HAL	Secionador tripolar, 145 kV, 1250A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal e abertura lateral
3SPV	Secionador tripolar, 145 kV, 800A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal, tipo Semi-Pantográfico e abertura Vertical (SPV).
4SPV	Secionador tripolar, 145 kV, 1250A, NI 550kV, 25 kA, montagem horizontal, tipo Semi-Pantográfico e abertura Vertical (SPV).

Os Secionadores devem ter contatos auxiliares para indicação remota de sua posição, tanto das lâminas principais como das de terra.

No caso de secionador com lâmina de terra, estes devem dispor sempre de um mecanismo de intertravamento mecânico (e eventualmente também elétrico) entre as lâminas principais e as do secionador com lâmina de terra.

Os secionadores de alta tensão são com acionamento manual ou motorizado, conforme definição no projeto da Subestação (diagrama unifilar). Os secionadores de *bypass* devem ser preferencialmente motorizados.

As características destes equipamentos se encontram nas Especificações Técnicas ETU-104.4 e ETU-104.5.

5.3.3.2. Secionadores de Média Tensão - 15KV, 24,2KV e 36,2KV (tripolares)

Os Secionadores de MT apresentados na Tabela 11 devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 11: Secionadores de MT padronizados nas Especificações Técnicas ETU-104

Tipo	Descrição
------	-----------

1HAV	Secionador tripolar, 15 kV, 630A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical
2HAV	Secionador tripolar, 15 kV, 1600A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical
3HAV	Secionador tripolar, 15 kV, 2000A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical
1VAV	Secionador tripolar, 15 kV, 630A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
2VAV	Secionador tripolar, 15 kV, 1600A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
3VAV	Secionador tripolar, 15 kV, 2000A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
4HAV	Secionador tripolar, 24,2 kV, 630A, NI 125kV, 20kA, montagem horizontal e abertura vertical
5HAV	Secionador tripolar, 24,2 kV, 1600A, NI 125kV, 20kA, montagem horizontal e abertura vertical
6HAV	Secionador tripolar, 24,2 kV, 2000A, NI 125kV, 20kA, montagem horizontal e abertura vertical

Os secionadores de média tensão são com acionamento manual ou motorizado, e a capacidade suportável nominal de curta duração será definida no projeto da Subestação (diagrama unifilar). Os secionadores de *bypass* devem ser preferencialmente motorizados.

As demais características destes equipamentos se encontram nas Especificações Técnicas ETU-104.1, ETU-104.2 e ETU-104.3.

5.3.3.3. Secionadores de Média Tensão - 15KV, 24,2KV e 36,2KV (unipolares)

Os Secionadores de MT apresentados na Tabela 12 devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 12: Secionadores de MT padronizados nas Especificações Técnicas ETU-104

Tipo	Descrição
1U-HAV	Secionador unipolar, 15 kV, 630A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical
2U-HAV	Secionador unipolar, 15 kV, 1600A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical
3U-HAV	Secionador unipolar, 15 kV, 2000A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem horizontal e abertura vertical

1U-VAV	Secionador unipolar, 15 kV, 630A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
2U-VAV	Secionador unipolar, 15 kV, 1600A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
3U-VAV	Secionador unipolar, 15 kV, 2000A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
1U-TVAV	Secionador tandem, 15 kV, 630A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
2U-TVAV	Secionador tandem, 15 kV, 1600A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
3U-TVAV	Secionador tandem, 15 kV, 2000A, NI 110kV, 16kA e 25 kA, montagem vertical e abertura vertical
4U-HAV	Secionador unipolar, 24,2 kV, 630A, NI 125kV, 16kA, montagem horizontal e abertura vertical
5U-HAV	Secionador unipolar, 24,2 kV, 1250A, NI 125kV, 16kA, montagem horizontal e abertura vertical
4U-VAV	Secionador unipolar, 24,2 kV, 630A, NI 125kV, 16kA, montagem vertical e abertura vertical
5U-VAV	Secionador unipolar, 24,2 kV, 1250A, NI 125kV, 16kA, montagem vertical e abertura vertical
4U-TVAV	Secionador tandem, 24,2 kV, 630A, NI 125kV, 16kA, montagem vertical e abertura vertical
5U-TVAV	Secionador tandem, 24,2 kV, 1250A, NI 125kV, 16kA, montagem vertical e abertura vertical

Os Secionadores unipolares são de abertura manual através de vara de manobra.

As demais características destes equipamentos se encontram nas Especificações Técnicas ETU-104.1, ETU-104.2 e ETU-104.3.

5.3.4. Chave-Fusível

5.3.4.1. Chave-Fusível de Média Tensão - 15KV, 24,2KV e 36,2KV (unipolares)

Na Tabela 13 abaixo estão apresentados os tipos de Chaves-Fusíveis de MT que devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 13: Chave-Fusível de MT padronizados na NDU-10

Tipo	Descrição
1CF	Chave-fusível unipolar, 15 kV, 100A, NI 110kV, porta-fusível de 100A

2CF	Secionador unipolar, 15 kV, 200A, NI 110kV, porta-fusível de 200A
3CF	Secionador unipolar, 15 kV, 300A, NI 110kV, porta-fusível de 200A
4CF	Chave-fusível unipolar, 24,2 kV, 200A, NI 150kV, porta-fusível de 200A
5CF	Secionador unipolar, 24,2 kV, 300A, NI 150kV, porta-fusível de 300A

As chaves-fusíveis são de abertura manual através de vara de manobra.

As demais características destes equipamentos se encontram na NDU-10.

5.3.5. Transformadores de Instrumentos

5.3.5.1. Transformadores de Instrumentos de Alta Tensão - 72,5KV e 145KV

Na Tabela 14 abaixo estão apresentados os tipos de Transformadores de Instrumentos de AT que devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 14: Transformadores de Instrumento de AT padronizados na Especificação Técnica ETU-102.

Tipo	Descrição
C1	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 69kV, classe do TC 72,5 kV, NI 350kV, 25 kA, relação de transformação 150/200x300/400-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
C2	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 69kV, classe do TC 72,5 kV, NI 350kV, 25 kA, relação de transformação 300/400x600/800-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
C3	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 69kV, classe do TC 72,5 kV, NI 350kV, 25 kA, relação de transformação 450/600x900/1200-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.

C4	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 138kV, classe do TC 145 kV, NI 650kV, 25 kA, relação de transformação 150/200x300/400-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
P1	Transformador de potencial, uso externo, 72,5 kV, NI 350, relação de transformação 69/1,73;2x115/1,73(P); 1x115/115/1,73(M), com dois núcleos classe de exatidão 0,6P200 (P-Proteção) e um núcleo classe de exatidão 0,3P200 (M-Medição), potência térmica nominal 1000 VA, grupo de ligação 2, fator de sobre tensão 1,15, carga simultânea 400VA.
P2	Transformador de potencial, uso externo, 145 kV, NI 650, relação de transformação 138/1,73;2x115/1,73(P); 1x115/115/1,73(M), com dois núcleos classe de exatidão 0,6P200 (P-Proteção) e um núcleo classe de exatidão 0,3P200 (M-Medição), potência térmica nominal 1000 VA, grupo de ligação 2, fator de sobre tensão 1,15, carga simultânea 400VA.

As características destes equipamentos se encontram nas Especificações Técnicas ETU-102.4 e ETU-102.5.

5.3.5.2. Transformadores de Instrumentos de Média Tensão - 15KV, 24,2KV e 36,2KV

Na Tabela 15 abaixo estão apresentados os tipos de Transformadores de Instrumentos de média tensão que devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 15: Transformadores de Instrumento de MT padronizados na Especificação Técnica ETU-102

Tipo	Descrição
C1	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 11,4kV, classe do TC 15 kV, NI 110kV, 20 kA, relação de transformação 150/200x300/400-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 13,8kV, classe do TC 15 kV, NI 110 kV, 20 kA, relação de transformação 150/200x300/400-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.

C2	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 11,4kV, classe do TC 15 kV, NI 110kV, 20 kA, relação de transformação 450/600x900/1200-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 13,8kV, classe do TC 15 kV, NI 110kV, 20 kA, relação de transformação 450/600x900/1200-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
C3	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 11,4kV, classe do TC 15 kV, NI 110kV, 20 kA, relação de transformação 900/1200x1800/2400-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 13,8kV, classe do TC 15 kV, NI 110kV, 20 kA, relação de transformação 900/1200x1800/2400-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
C4	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 22kV, classe do TC 24,2 kV, NI 150kV, 20 kA, relação de transformação 150/200x300/400-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
C5	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do Sistema 22kV, classe do TC 24,2 kV, NI 150kV, 20 kA, relação de transformação 450/600x900/1200-5-5 A, com dois núcleos secundários, sendo 1 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 1 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
P1	Transformador de potencial, uso externo, 15 kV, NI 110kV, relação de transformação 13,8/1,73;2x115/1,73(P); 1x115/115/1,73(M), com dois núcleos classe de exatidão 0,6P75 (P-Proteção) e um núcleo classe de exatidão 0,3P75 (M-Medição), potência térmica nominal 400 VA, grupo de ligação 2, fator de sobre tensão 1,15, carga simultânea 225VA.
P2	Transformador de potencial, uso externo, 15 kV, NI 110kV, relação de transformação 11,5/1,73;2x115/1,73(P); 1x115/115/1,73(M), com dois núcleos classe de exatidão 0,6P75 (P-Proteção) e um núcleo classe de exatidão 0,3P75 (M-Medição), potência térmica nominal 400 VA, grupo de ligação 2, fator de sobre tensão 1,15, carga simultânea 225VA.

P3

Transformador de potencial, uso externo, 15 kV, NI 110, relação de transformação 23/1,73;2x115/1,73(P); 1x115/115/1,73(M), com dois núcleos classe de exatidão 0,6P75 (P-Proteção) e um núcleo classe de exatidão 0,3P75 (M-Medição), potência térmica nominal 400 VA, grupo de ligação 2, fator de sobre tensão 1,15, carga simultânea 225VA.

As características destes equipamentos se encontram nas Especificações Técnicas ETU-102.1, ETU-102.2 e ETU-102.3.

5.3.6. Para-Raios

Os para-raios apresentados na Tabela 16 devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 16: Para-raios de AT e MT padronizados nas Especificações Técnicas ETU-105.

Tipo	Descrição
T1	Para-raios, óxido de zinco, classe tensão do sistema 15 kV, 10 kA, 10kV (MCOV), classe de descarga 1 (Distribuição) e 2 (Estação).
T2	Para-raios, óxido de zinco, classe tensão do sistema 72,5 kV, 10 kA, 48kV (MCOV), classe de descarga 2.
T3	Para-raios, óxido de zinco, classe tensão do sistema 145 kV, 10 kA, 98kV (MCOV), classe de descarga 2.

As características destes equipamentos se encontram nas Especificações Técnicas ETU-105.1, ETU-105.2, ETU-105.3, ETU-105.4 e ETU-105.5.

5.3.7. Religador

Os Religadores apresentados na Tabela 17 devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 17: Religador MT padronizados na Especificação Técnica ETU-107

Tipo	Descrição
R1	Religador trifásico, 15 kV, 800 A, 16 kA, NI 110 kV, sem relé
R2	Religador trifásico, 25,8 kV, 800 A, 16 kA, NI 150 kV, sem relé
R3	Religador trifásico, 15 kV, 800 A, 16 kA, NI 110 kV, com relé e TC relação de transformação 600/ 500/ 400/ 300/ 200 - 5 A, classe de exatidão 10B200 (P-Proteção), Ft=1,2.
R4	Religador trifásico, 25,8 kV, 800 A, 16 kA, NI 150 kV, com relé e TC

	relação de transformação 600/ 500/ 400/ 300/ 200 - 5 A, classe de exatidão 10B200 (P-Proteção), Ft=1,2.
R5	Religador trifásico, 15 kV, 800 A, 16 kA, NI 110 kV, com relé e TC relação de transformação 600/ 500/ 400/ 300/ 200 - 5 A, classe de exatidão 10B200 (P-Proteção), Ft=1,2. Serão aplicados para ligar e desligar, no máximo, 02 (dois) bancos de capacitores trifásicos dupla estrela isolada, capacidade 3,6 MVar cada banco dupla estrela-isolada, total 7,20 MVar, e deverão ter as características de corrente nominal capacitiva de manobra 400 A, Número mínimo de operações de manobra de corrente capacitiva com valores nominais especificados sem manutenção ou substituição da câmara: 5.000 (garantida), (10.000 desejada).
R6	Religador trifásico, 25,8 kV, 800 A, 16 kA, NI 110 kV, com relé e TC relação de transformação 600/ 500/ 400/ 300/ 200 - 5 A, classe de exatidão 10B200 (P-Proteção), Ft=1,2. Serão aplicados para ligar e desligar, no máximo, 02 (dois) bancos de capacitores trifásicos dupla estrela isolada, capacidade 3,6 MVar cada banco dupla estrela-isolada, total 7,20 MVar, e deverão ter as características de corrente nominal capacitiva de manobra 400 A, Número mínimo de operações de manobra de corrente capacitiva com valores nominais especificados sem manutenção ou substituição da câmara: 5.000 (garantida), (10.000 desejada).

As demais características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica ETU-107.

5.3.8. Banco de Capacitores

Os Bancos de Capacitores apresentados na Tabela 18 devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 18: Banco de capacitores padronizados na Especificação Técnica ETU-106

Tipo	Descrição
B1	Banco capacitor, 15 kV, 1,8 MVar, NI 110 kV, ligação dupla-estrela isolado, com unidades capacitivas de 100kVar e tensão nominal de 7,96kV, completo com: chave tripolar de acionamento manual, Chave tetra polar de aterramento, controlador automático, reator Limitador de corrente de <i>inrush</i> , sensor de corrente (TC), para-raios, entre outros.
B2	Banco capacitor, 15 kV, 2,4 MVar, NI 110 kV, ligação dupla-estrela isolado, com unidades capacitivas de 200kVar e tensão nominal de 7,96kV, completo com: chave tripolar de acionamento manual, Chave tetra polar de aterramento, controlador automático, reator Limitador de corrente de <i>inrush</i> , sensor de corrente (TC), para-raios, entre outros.

B3	Banco capacitor, 15 kV, 3,6 MVar, NI 110 kV, ligação dupla-estrela isolado, com unidades capacitivas de 200kVAr e tensão nominal de 7,96kV, completo com: chave tripolar de acionamento manual, Chave tetra polar de aterramento, controlador automático, reator Limitador de corrente de <i>inrush</i> , sensor de corrente (TC), para-raios, entre outros.
B4	Banco capacitor, 24,2 kV, 1,8 MVar, NI 150 kV, ligação dupla-estrela isolado, com unidades capacitivas de 200kVAr e tensão nominal de 13,20kV, completo com: chave tripolar de acionamento manual, Chave tetra polar de aterramento, controlador automático, reator Limitador de corrente de <i>inrush</i> , sensor de corrente (TC), para-raios, entre outros.
B5	Banco capacitor, 24,2 kV, 3,6 MVar, NI 150 kV, ligação dupla-estrela isolado, com unidades capacitivas de 200kVAr e tensão nominal de 13,20kV, completo com: chave tripolar de acionamento manual, Chave tetra polar de aterramento, controlador automático, reator Limitador de corrente de <i>inrush</i> , sensor de corrente (TC), para-raios, entre outros.

A compensação de energia reativa nas barras de MT das subestações se realizará mediante bancos de capacitores, de potência e tensão apropriadas para o nível de tensão da barra MT e a potência do transformador correspondente.

Os bancos de capacitores têm conexão do tipo dupla estrela com seus neutros isolados e conectados entre si.

Devem ser consideradas potências reativas de 100 kVAr (mínimo) como valores recomendados para os elementos condensadores.

As características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica ETU-106.

5.4. Arranjos para SE Metropolitana

As subestações do tipo Metropolitanas possuem características semelhantes às das subestações do tipo Urbana B. Os grandes diferenciais encontrados entre estes dois tipos são:

- Localização da subestação: As subestações do tipo Metropolitanas estarão inseridas dentro dos centros urbanos de cidades, usualmente sendo capitais ou cidades grandes nos estados.

- Restrição de espaço: Por estarem alocadas dentro dos centros urbanos, a escassez de terrenos ou seu alto valor para aquisição são fatores que tornam imprescindíveis soluções que visam reduzir o espaço da subestação. Desta forma, neste tipo de subestação são utilizados também equipamentos híbridos compactos que, em um único equipamento, contemplam mais de uma função (por exemplo, um disjuntor + seccionadora + TC's + TP's). Em alguns casos específicos, dado a necessidade, é previsto ainda a utilização de sistemas isolados a SF6 (GIS - *Gas Insulated Substations*) para os setores de Alta Tensão (lado da alta dos transformadores) e cubículos ao tempo no setor de Média Tensão (lado da baixa dos transformadores).

5.4.1. Setor de Alta Tensão

Obs.: Para casos de não utilização de GIS.

5.4.1.1. Barramento Simples

É um arranjo de baixa complexidade e não oferece grande flexibilidade de operação no caso de indisponibilidade de um equipamento, devendo ser previsto apenas em projetos em que não exista previsão de ampliação significativa ou que não justifique o investimento em arranjos com custo maior de implantação. A quantidade mínima de equipamentos para composição deste arranjo é a seguinte:

- Dois vãos de EL's, que contemplem duas linhas de transmissão com os seguintes equipamentos de primários (para cada EL):
 - Três Para-raios.
 - Um Equipamento de Manobra Híbrido Compacto (EMHC) que contenha no mínimo:
 - Um Disjuntor.
 - Um conjunto de Seccionadoras para isolamento tripolar.

- Três Transformadores de Corrente tipo pedestal.
 - Um Transformador de Potencial na fase central.
- Um barramento simples, contemplando também a conexão de um conjunto de três Transformadores de Potencial.
 - Dois vãos gerais de alta de transformador, que contemplem a conexão dos transformadores de potência com os seguintes equipamentos primários:
 - Uma Seccionadora motorizada tripolar (por vão).
 - Três Para-raios.

Poderá ser adotado um número maior de vãos de linha ou transformadores, desde que previstas as premissas referentes às necessidades de espaço físico para construção dos mesmos.

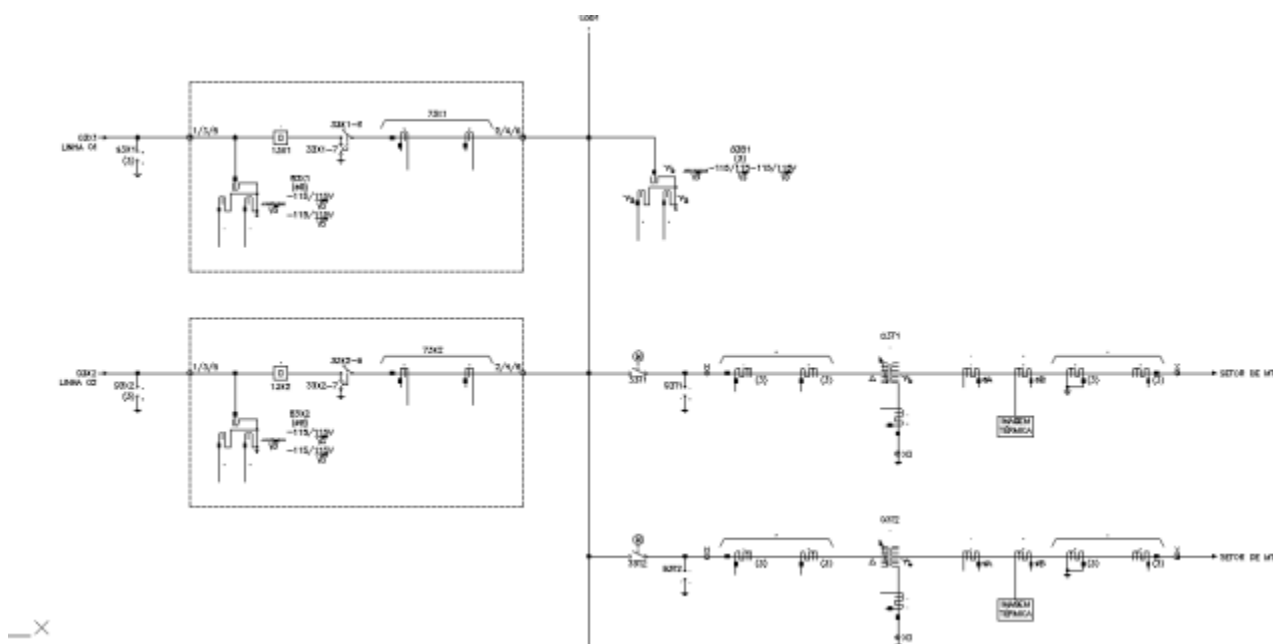



Figura 10 - Diagrama unifilar - SE Metropolitana com barramento simples.

5.4.1.2. Barramento Principal + Transferência

Este arranjo permite a transferência da proteção dos equipamentos híbridos compactos dos vãos associados para o equipamento híbrido compacto do vão de transferência, isolando o primeiro e utilizando a chave seccionadora de *bypass*,



permitindo uma manutenção do mesmo sem detrimento a operação do sistema elétrico. Este arranjo possui um nível maior de confiabilidade em relação ao barramento simples, contudo há o custo adicional de um barramento adicional e de um vão para a transferência. Para sua implantação são necessários os seguintes equipamentos descritos a seguir:

- Dois vãos de EL's, que contemplem duas linhas de transmissão com os seguintes equipamentos de primários (para cada EL):
 - Três Para-raios.
 - Um Equipamento Híbrido Compacto que contenha no mínimo:
 - Um Disjuntor.
 - Um conjunto de Seccionadoras para isolamento tripolar.
 - Três Transformadores de Corrente tipo pedestal.
 - Um Transformador de Potencial na fase central.
 - Uma Seccionadora para *bypass* tripolar.
- Um vão de transferência, com os seguintes equipamentos de primários:
 - Um Equipamento de Manobra Híbrido Compacto (EMHC) que contenha no mínimo:
 - Um Disjuntor.
 - Um conjunto de Seccionadoras para isolamento tripolar.
 - Três Transformadores de Corrente tipo pedestal.
- Barramento Principal + Barramento de Transferência, contemplando também a conexão de um conjunto de três transformadores de potencial no barramento principal.

- Dois vãos gerais de alta de transformador, que contemplem a conexão dos transformadores de potência com os seguintes equipamentos primários:
 - Uma Seccionadora motorizada tripolar (por vão).
 - Três Para-raios.

Poderá ser adotado um número maior de vãos de linha ou transformadores, desde que previstas as premissas referentes às necessidades de espaço físico para construção dos mesmos.

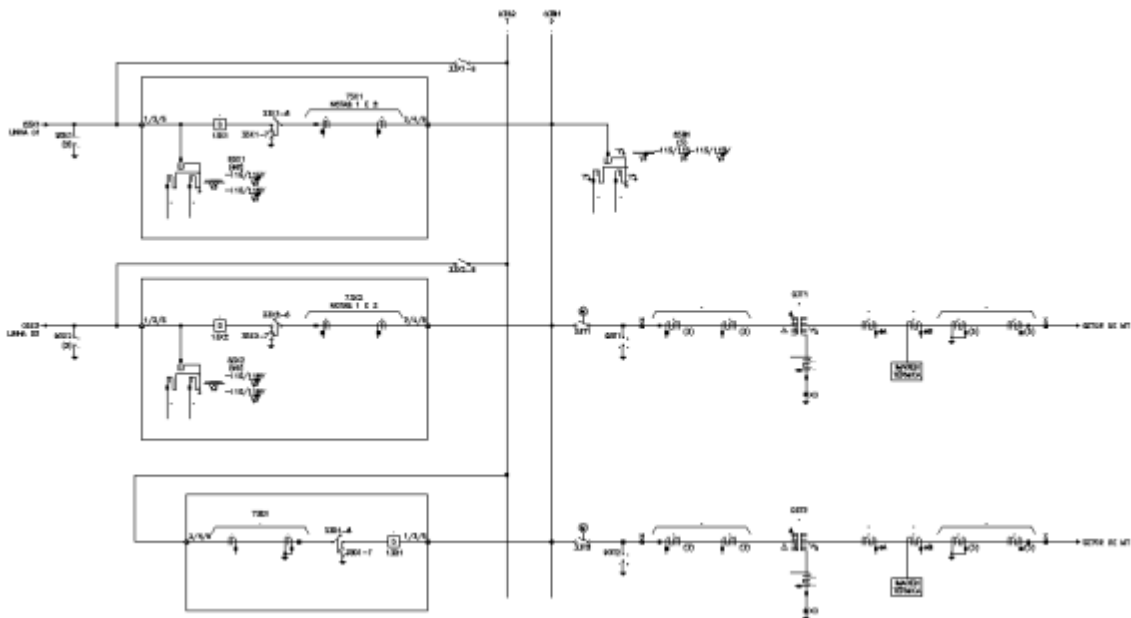



Figura 11 - Diagrama unifilar - SE Metropolitana com barramento principal e transferência.

5.4.1.3. Barramento Duplo

Este arranjo, assim como o arranjo de barramento principal + transferência, permite a transferência da proteção dos equipamentos híbridos compactos dos vãos associados para o equipamento híbrido compacto do vão de transferência, isolando o primeiro e utilizando a chave seccionadora de *bypass*, permitindo uma manutenção do mesmo sem detrimento à operação do sistema elétrico. O que diferencia os dois é o fato de este vão permitir a transferência do vão para qualquer uma das duas barras, podendo as mesmas serem tanto barra



principal como barra de transferência. Esta seleção, neste caso, é possível através da presença de duas seccionadoras seletoras de barras adicionais (barra dupla a cinco chaves).

Além disto, é possível com este arranjo segregar a operação da subestação em dois sistemas, fazendo com que uma determinada carga fique em uma barra e a outra na segunda barra. Neste caso, o vão de transferência pode ainda assumir a função de vão de interligação de barras.

Este arranjo possui um alto nível de confiabilidade operacional e é, dos três possíveis arranjos para este tipo de subestação, o que tem o maior custo de implantação. Para sua implantação são necessários os seguintes equipamentos descritos a seguir:

- Dois vãos de EL's, que contemplem duas linhas de transmissão com os seguintes equipamentos de primários (para cada EL):
 - Três Para-raios.
 - Um Equipamento Híbrido Compacto que contenha no mínimo:
 - Um Disjuntor.
 - Um conjunto de Seccionadoras para isolamento tripolar.
 - Três Transformadores de Corrente tipo pedestal.
 - Um Transformador de Potencial na fase central.
 - Uma Seccionadora para *bypass* tripolar.
 - Duas Seccionadoras seletoras de barras tripolares.
- Um vão de transferência / Interligação de barras, com os seguintes equipamentos de primários:
 - Um Equipamento de Manobra Híbrido Compacto (EMHC) que contenha no mínimo:
 - Um Disjuntor.

- Um conjunto de Seccionadoras para isolamento tripolar.
 - Três Transformadores de Corrente tipo pedestal.
- Dois barramentos contemplando também a conexão de um conjunto de três transformadores de potencial por barramento.
 - Dois vão gerais de alta de transformador, que contemplem a conexão dos transformadores de potência com os seguintes equipamentos primários:
 - Uma Seccionadora motorizada tripolar (por vão).
 - Três Para-raios.

Poderá ser adotado um número maior de vãos de linha ou transformadores, desde que previstas as premissas referentes às necessidades de espaço físico para construção dos mesmos.

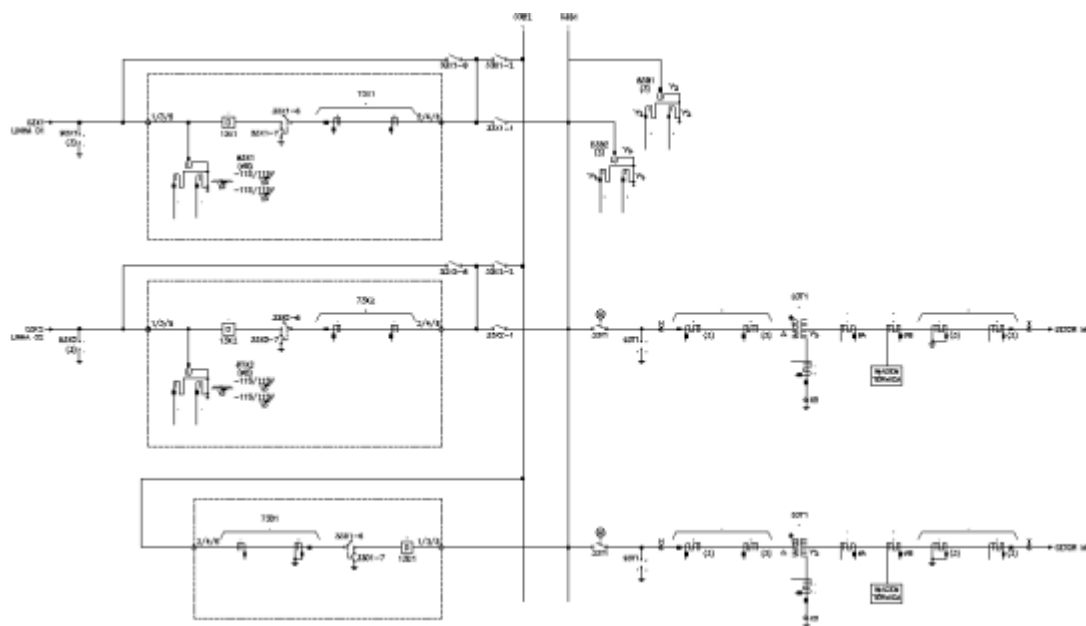



Figura 12 - Diagrama unifilar - SE Metropolitana com barramento duplo.

5.4.2. Setor de Média Tensão


Obs.: Para casos de não utilização de GIS.



Para o setor da média tensão, o arranjo a ser considerado será sempre o de barra principal + transferência, considerando os seguintes equipamentos:

- Um vão geral de baixa de transformador, que contempla a conexão do transformador de potência com os seguintes equipamentos primários:
 - Um Disjuntor.
 - Duas Seccionadoras Isoladoras tripolares.
 - Uma Seccionadora para *bypass* tripolar.
 - Três Transformadores de Corrente tipo pedestal.
 - Três Para-raios (no caso de 2 transformadores em paralelo).
- Um vão de transferência, com os seguintes equipamentos de primários:
 - Um Disjuntor;
 - Duas Seccionadoras Isoladoras tripolares.
- Barramento Principal + Barramento de Transferência, contemplando também a conexão de um conjunto de três transformadores de potencial no barramento principal e um transformador de serviços essenciais.

O barramento principal deverá ainda ser capaz de comportar a conexão de no mínimo um vão geral de transformador, cinco vãos de alimentadores, um vão banco de capacitores de 3,6 MVar e um vão de transferência. Caso a subestação tenha dois transformadores de potência, a descrição acima para o barramento será duplicada (dois barramentos) e os mesmos serão seccionados através de duas seccionadoras de barra, prevendo desta forma a instalação total de seis transformadores de potencial. O barramento de transferência será único e deverá ser capaz de permitir a transferência de



qualquer um dos vãos descritos acima. Deverá ainda ser prevista uma seccionadora tripolar para conexão com a SE Móvel.

- Vãos de alimentadores, em quantidade a ser definida de acordo com a quantidade e potência das cargas a serem alimentadas pela subestação, contemplando os seguintes equipamentos por vão:
 - Um Disjuntor ou Religador.
 - Um conjunto seccionador tandem faca-faca, para isolamento e *bypass*.
 - Uma Seccionadora isoladora tripolar (para barra).
 - Três Transformadores de Corrente tipo pedestal, no caso de utilização de disjuntores. Caso sejam Religadores, serão admitidos ainda ser utilizados Transformadores de corrente do tipo Bucha.
 - Três Para-raios.

No caso de subestações em que existam alimentadores que sejam também entradas de geração distribuída (descentralizada), deverá ainda ser prevista a instalação de três transformadores de potencial nas entradas destes alimentadores.

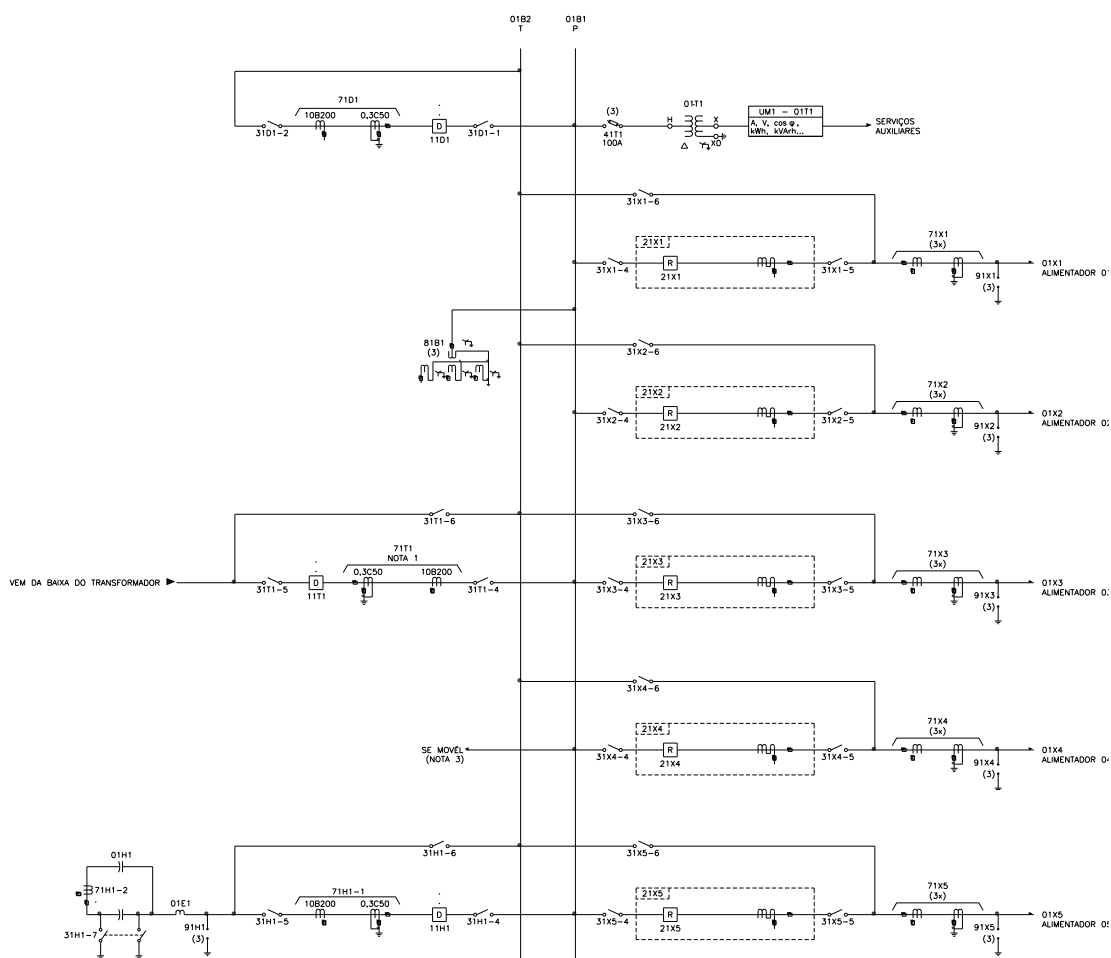


Figura 13 - Diagrama unifilar - SE Urbana A setor de MT.

NOTA:

1. Todos os diagramas indicados nesta NORMA estão disponíveis no formato dwg para uma melhor visualização.

A ENERGISA realizará estudos de carga e viabilidade técnica para definição do arranjo mais adequado a construção da SE, podendo a mesma ser passível ou não de ampliação.

5.4.3. Equipamento de Manobra Híbrido Compacto (EMHC)

O EMHC deve ser tripolar, possuir acionamento tripolar por energia armazenada, ou, acumulada por molas, cada polo será composto por um disjuntor SF6, auto pneumático, seccionador de linha e seccionador de terra, instalados em

invólucro(s) metálico(s) e aterrado(s), do tipo tanque morto, isolados a gás SF₆, ligados a buchas isolantes de porcelana, ou, poliméricas, SF₆ / ar, onde deverão ser instalados transformadores de corrente (TC's) e transformadores de potencial (TP's). Os invólucros deverão ser aterrados e montados em estrutura metálica devidamente tratada.

O esquema elétrico do conjunto EMHC, nas entradas de Linha, deverá ser composto por uma função de interrupção, duas funções de seccionamento e aterramento além das funções de transformações, conforme esquema demonstrado abaixo.

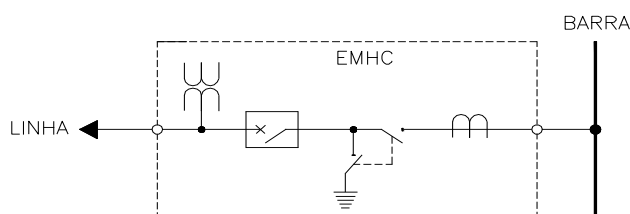


Figura 14 - EMHC - Diagrama unifilar.

As Tabelas a seguir mostram as características dos equipamentos EMHC.

Tabela 19: Disjuntores de AT padronizados na Especificação Técnica ETU 103

Tipo	Descrição
-	Disjuntor tripolar, 72,5kV, SF ₆ , 1250A, 31,5 kA, NI 350kV, tensão a freq. industrial 140kV, sequencia nominal de operação O - 0,3s - CO - 3min - CO
-	Disjuntor tripolar, 145kV, SF ₆ , 1250A, 31,5 kA, NI 650kV, tensão a freq. industrial 275kV, sequencia nominal de operação O - 0,3s - CO - 3min - CO

Tabela 20: Seccionadores de AT padronizados na Especificação Técnica ETU 104

Tipo	Descrição
-	Seccionador tripolar, 72,5kV, 1250A, NI 350kV, 31,5kA e 81,9kA

- Seccionador tripolar, 145kV, 1250A, NI 650kV, 31,5kA e 81,9kA

Tabela 21: Transformadores de Corrente de AT padronizados na Especificação Técnica ETU 102


Tipo	Descrição
-	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do sistema 69kV, classe do TC 72,5 kV, NI 350kV, 31,5 kA, relação de transformação 600/5-5-5-5 A, com quatro núcleos secundários, sendo 2 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 2 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.
-	Transformador de corrente, uso externo, tensão nominal do sistema 138kV, classe do TC 145 kV, NI 650kV, 31,5 kA, relação de transformação 600/5-5-5-5 A, com quatro núcleos secundários, sendo 2 x classe de exatidão 10B200 (P-Proteção) e 2 x classe de exatidão 0,3C50 (M-Medição), Ft=1,2.

Tabela 22: Transformadores de Potencial de AT padronizados na Especificação Técnica ETU 102

Tipo	Descrição
-	Transformador de potencial, 72,5 kV, NI 350kV, relação de transformação 69/1,73;2x115/1,73(P); 1x115/115/1,73(M), com dois núcleos classe de exatidão 0,6P75 (P-Proteção) e um núcleo classe de exatidão 0,3P200 (M-Medição), potência térmica nominal 1000 VA, grupo de ligação 2, fator de sobre tensão 1,15.
-	Transformador de potencial, 145 kV, NI 650kV, relação de transformação 138/1,73;2x115/1,73(P); 1x115/115/1,73(M), com dois núcleos classe de exatidão 0,6P75 (P-Proteção) e um núcleo classe de exatidão 0,3P200 (M-Medição), potência térmica nominal 1000 VA, grupo de ligação 2, fator de sobre tensão 1,15.

5.4.4. Subestação GIS em SF6 Classe 145kV

Está previsto a utilização de subestações isoladas em gás SF6, conhecidas como GIS, para uso interno, onde o meio isolante é o gás SF6 (hexafluoreto de enxofre), permitindo uma maior compactação em relação às subestações convencionais e também em relação à subestação com EMHC. Devido à segurança inerente e o layout compacto de uma subestação isolada, esta é a melhor solução



para subestações a ser construída em espaços muito limitados. Os arranjos possíveis considerados por esta norma contemplam as seguintes possibilidades:

- Barramento simples
- Barramento simples com seccionamento
- Barramento duplo

A quantidade de equipamentos de seccionamento (chaves seccionadoras) e aterramento dos equipamentos das subestações poderão ser superior ao apresentado nos diagramas unifilares de referência, desde que sejam respeitadas as condições operacionais mínimas exigidas pela ENERGISA.

Os unifilares de referência destas SE's são os seguintes:

- NS001-01-DU-053
- NS001-01-DU-054
- NS001-01-DU-055

5.4.5. Cubículos de Médias Tensão (swichtgear)

OBS.: Para casos de utilização de GIS

O cubículo de média tensão deve ser utilizado no projeto quando não houver disponibilidade de espaço físico para a instalação dos equipamentos de 15 kV ao tempo, com barramentos aéreos.

Os cubículos de MT (swichtgear) utilizados devem ser do tipo Metal Clad, de acordo com a definição detalhada na norma NBR IEC 62271-200.

Os cubículos serão para uso externo, IP-55, consistindo de uma unidade independente, com estrutura própria e auto suportável, isolado a ar na pressão atmosférica, com cabos isolados nas entradas e saídas.


Os cubículos deverão ter nas características nominais garantidas para o nível III (nível médio) de poluição da IEC 815/1986.



Cada cubículo possui:

- 04 (quatro) compartimentos distintos e separados por chapas metálicas, cuja compartimentação é dada por:
 - Um compartimento para cada interruptor ou equipamento de manobra.
 - Um compartimento de entrada e saída de cabos, com acesso frontal e traseiro, podendo ser instalados também TC's e TP's.
 - Um compartimento de jogo de barras.
 - Um compartimento de equipamentos de baixa tensão (por ex: relés, borneiras, blocos de testes).
- Equipamentos em compartimentos com grau de proteção para uso externo.
- Separações metálicas entre compartimentos.
- Barreiras metálicas que impeçam qualquer contato com partes energizadas.
- Para maior segurança os cubículos devem:
 - Ser a prova de arco interno e cumprirão com os seus critérios de avaliação indicados na Norma IEC 62271-200, Anexo A.
 - Ter intertravamento que permite somente a manobra de extração e inserção com a porta fechada.
 - Ter conjunto de intertravamentos mecânicos e elétricos impossibilitando falsas manobras.
 - Ter chave de aterramento, com efeito, antirreflexo e com poder de fechamento.

Os disjuntores devem ser do tipo extraível, distinguindo-se claramente as posições “em serviço”, “em prova” e “fora de serviço”. Seu acionamento deve ser



do tipo motor-mola. Cada interruptor deve ter duas bobinas de abertura independentes.

Os compartimentos de cabos nos cubículos de entrada e saída (incluindo os cubículos de Serviços Essenciais) devem ter seccionadores rápidos com lâmina de terra e detectores de tensão.

Os transformadores de potencial devem ser do tipo extraível e devem estar protegidos no lado primário por fusível.

Também podem ser instalados Cubículos de Media Tensão isolados (blindados) em SF₆, caso seja tecnicamente adequados e economicamente convenientes.

6. CAMADA DE SERVIÇOS ESSENCIAIS

Serão apresentados os requisitos técnicos mínimos relativos às características técnicas construtivas, inspeção, ensaios e condições gerais que deverão ser atendidas para o fornecimento dos equipamentos que comporão o sistema de serviços essenciais da subestação do tipo Metropolitana.

Será feito a conceituação e o dimensionamento dos serviços essenciais em corrente contínua e alternada de forma a atender as necessidades da instalação, considerando a configuração final da subestação.

A alimentação dos serviços essenciais, para todos os sistemas de comando, controle, supervisão, sinalização, proteção, iluminação e qualquer outro necessário à plena operação da subestação, será dimensionada considerando:

- Corrente Alternada:
 - Sistema: trifásico.
 - Frequência: 60 Hz.
 - Tensão entre fase: 220 V e/ou 380 v + 10 %
 - Tensão fase - neutro: 127 V e/ou 220 V + 10%

- Corrente Contínua:

- Tensão máxima: 125 V + 10%.

- Tensão mínima: 125 V - 20%.

Devem ser consultados os diagramas unifilares de serviços essenciais CA e CC como referência, indicados no item 4 para elaboração dos desenhos do projeto executivo.

Para subestações da rede básica com tensão nominal igual ou superior a 230 kV deve ser atendido o “Submódulo 2.3 - ONS - Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos”, em especial o item “7.9 - Requisitos para os serviços essenciais de corrente contínua e de corrente alternada para subestações da rede básica com tensão nominal igual ou superior a 230 kV”.

Nesta camada são apresentados os requisitos técnicos mínimos relativos às características técnicas construtivas, inspeção, ensaios e condições gerais que deverão ser atendidas para os equipamentos que comporão o sistema de energia auxiliar da Subestação.

São dadas as diretrizes para a conceituação e o dimensionamento dos serviços essenciais em corrente contínua e alternada de forma a atender as necessidades da instalação, considerando-se a configuração final da Subestação.

Itens abordados:

- Serviços essenciais em CC
- Baterias
- Retificador
- Painel QDCC
- Serviços essenciais em CA.
- Painel QDCA

6.1. Sistema de Alimentação CC

6.1.1. Baterias

O sistema de serviços essenciais em 125 Vcc da subestação será composto por bancos de baterias chumbo-ácidas regulados por válvulas (VRLA) tipo Gel de placas positivas tubulares. O eletrólito deve ser em solução aquosa de ácido sulfúrico na forma de Gel.

As características técnicas do sistema são mostradas nas Tabelas 23 e 24.


Tabela 23: Características da Bateria de Acumuladores

Tensão nominal	125	Vcc
Tensão de flutuação	133,8 a 136,2	Vcc
Tensão final de descarga	105	Vcc
Número de elementos	60	
Capacidade nominal	[1]	Ah/10h

Tabela 24: Características dos elementos

Tensão Nominal por Elemento	2,08	Vcc
Tensão de flutuação	2,23 a 2,27	Vcc
Tensão de recarga	2,35 a 2,40	Vcc
Tensão final de descarga	1,75	Vcc
Densidade a 25 graus Celsius	1,25 a 1,28	Kg/l
Número de elementos por recipiente	1	

[1] = Capacidade nominal a ser calculada no projeto executivo pelo projetista.



A empresa PROJETISTA deverá apresentar memorial de cálculo de dimensionamento dos bancos de baterias.

Deverá ser considerado para determinar a capacidade nominal das baterias em 125 Vcc, que a duração total do ciclo de emergência é igual a 10 (dez) horas. As características técnicas de construção e elétricas dos bancos de baterias estão na especificação técnica ETU 516 - Baterias e Carregadores-Retificadores para Sistema de Corrente Contínua - 125 Vcc.

6.1.2. Retificador

Será previsto a instalação de carregadores-retificadores chaveados em alta frequência (SR + UR), trifásico, do tipo industrial, com controle e supervisão micro processada e sensor de recarga automática passível de bloqueio, para permitir o carregamento das baterias apenas com a tensão de flutuação.

O carregador/retificador deverá ser montado em quadro autoportante, para atender ao sistema de corrente contínua da subestação com seus respectivos bancos de baterias, sendo que as cargas de T.I., telecomunicações, redes de dados serão atendidas pelo sistema de 125Vcc.

Cada carregador terá capacidade de suprir a carga permanente total do sistema de corrente contínua e carregar a bateria em regime de flutuação. O carregador terá capacidade de alimentar a totalidade das cargas do sistema, que estão englobadas totalmente na barra do painel QDCC - Quadro Geral de Distribuição de Corrente Contínua dos serviços essenciais da subestação.

O projetista deverá apresentar memorial de cálculo de dimensionamento dos carregadores, sendo que, as características técnicas de construção e elétricas dos Retificadores estão na especificação técnica ETU 516 - Baterias e Carregadores-Retificadores para Sistema de Corrente Contínua - 125 Vcc.

Obrigatoriamente, deve ser disponibilizado uma porta de comunicação para o protocolo de comunicação DNP3.0, nível 2, para comunicação remota ao SDSC via fibra óptica e uma porta de comunicação para comunicação via protocolo SNMP.

As características principais são as apresentadas na Tabela 25 e 26.

Tabela 25: Conjunto Retificador Modular (CRM)

Tensão nominal de alimentação (3F+N)	220/127	Vef
Frequência nominal	60	Hz
Tensão nominal de saída	125	Vcc
Tensão de flutuação	121 a 140	Vcc
Tensão suportável nominal à frequência industrial	≥1,5	kVef
Tensão de ondulação (“ripple”) máxima de saída	2	%
Distorção harmônica máxima tolerada	5	%
Regulação estática de tensão	≤1	%
Fator de potência	≥0,85	-
Corrente contínua nominal de saída, excluída unidade reserva	[1]	A cc
Corrente total de saída	[2]	A cc

[1] = Corrente contínua nominal de saída a ser calculada no projeto executivo pela CONTRATADA.

[2] = A corrente total de saída deverá atender a expressão:

$I = n \times I_m + 1 I_m (R)$, onde:

N: número de módulos retificadores;

I_m : corrente nominal do módulo retificador;

$1 I_m (R)$: módulo reserva

Tabela 26: Unidade Retificadora (UR)

Tensão nominal de entrada (F+N)	127	Vef
Frequência nominal	60	Hz
Tensão nominal de saída	125	Vcc
Tensão de flutuação	121 a 140	Vcc
Tensão suportável nominal à frequência industrial	≥1,5	kVef
Tensão de ondulação (“ripple”) máxima de saída	2	%
Distorção harmônica máxima tolerada	5	%
Regulação estática de tensão	≤1	%
Fator de potência	≥0,85	
Corrente nominal de saída da unidade retificadora	[3]	A cc

[3] = A corrente nominal da Unidade Retificadora (UR) modular será definida pelo FORNECEDOR.

6.1.3. Painel QDCC

O painel QDCC poderá ter as configurações de 01 (uma) ou 02 (duas) barras.

6.1.3.1. Com Barra Simples

O disjuntor de entrada deve ser bipolar ou tripolar, termomagnéticos e em caixa moldada, tipo *plug-in*, comando manual e contatos auxiliares de posição, disparo e extraído (NAF).

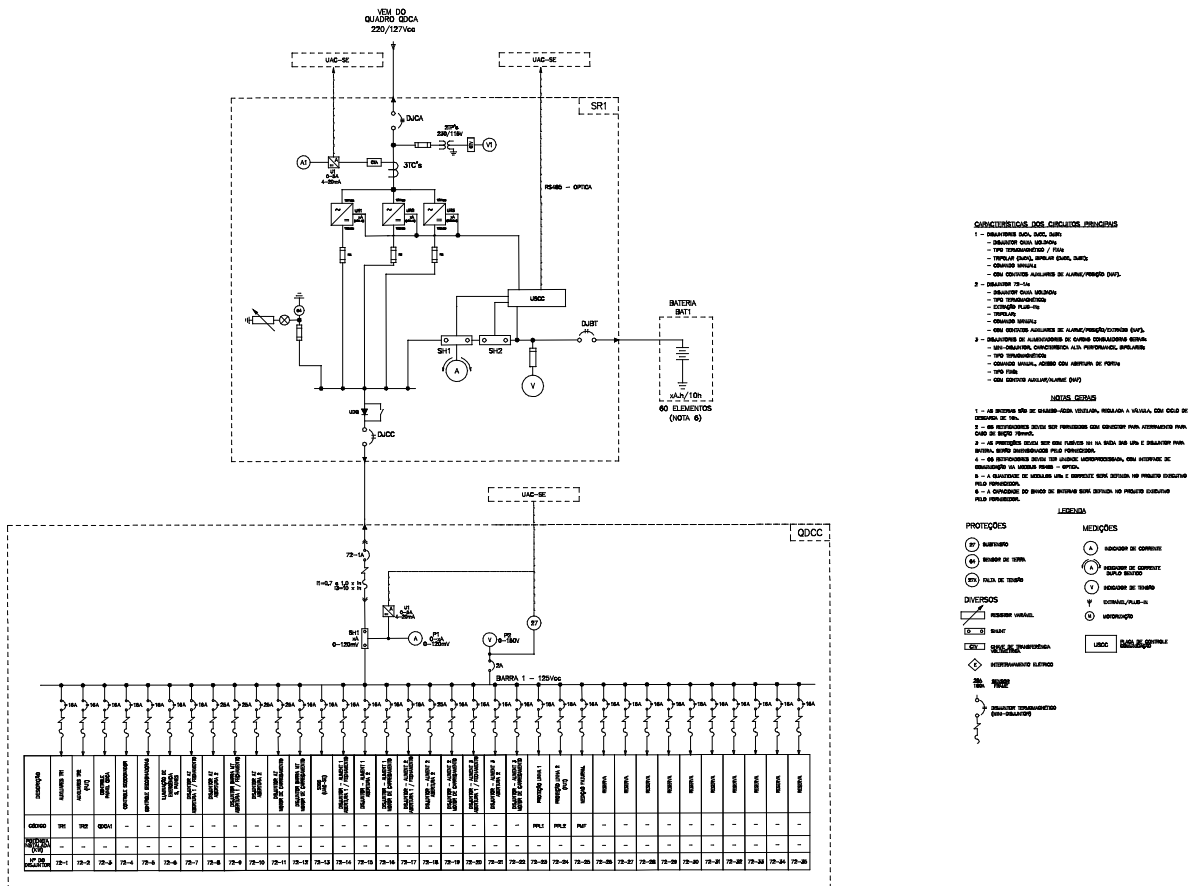


Figura 15 - Unifilar painel QDCC com Barra Única.

6.1.3.2. Com Duas Barras

6.2. Sistema de Alimentação CA

As fontes serão provenientes dos transformadores TSA, conforme definido no projeto executivo, e irão alimentar a barra do painel QDCA. As características técnicas de construção e elétricas dos transformadores estão na Especificação Técnica ETU 515.

A PROJETISTA deverá apresentar memorial de cálculo de dimensionamento dos transformadores, para verificação da capacidade instalada e demanda atendida, e também para que a ENERGISA tenha condições de prever futuras expansões no sistema.

Os elementos de proteção serão ajustados para permitir seletividade, garantindo assim confiabilidade e segurança à instalação.

Os serviços essenciais em CA serão compostos pelos seguintes itens:

- 01 Painel Geral de Distribuição de Corrente Alternada - 220 / 127 Vca, tag: QDCA, a ser instalado na sala de comando da Subestação.
- 01 Painel de Distribuição de Iluminação e Tomadas da Casa de Comando - 220 / 127 Vca, tag: QIT-1, a ser instalado na sala de comando da Subestação.
- 01 Quadro de distribuição de Ilum/Tomadas/Aquecimento dos equipamentos do pátio, tag: 52J, a ser instalado externamente.

Os painéis servirão para distribuição de tensão alternada, para alimentação das cargas em 220/380 Vca (cargas trifásicas) e 220/127 Vca (cargas monofásicas). Deverão ser compostos por módulos metálicos fabricados com chapas de aço dobradas e reforçadas, formando uma estrutura própria para montagem do tipo autoportante.

6.2.1. Painel QDCA

Similarmente ao painel QDCC, o painel QDCA poderá ter as configurações de 01 (uma) ou de 02 (duas) barras.

6.2.1.1. Com Barra Simples

O disjuntor de entrada deve ser bipolar, tipo caixa moldada e plug-in, comando manual, possuir contatos auxiliares de posição, disparo e extraído (NAF). A unidade de proteção é tipo LI. Medição com voltímetro analógico com alimentação através de TP (Figura 18).

O QDCA deverá ter medidor de consumo próprio, de acordo com a Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021 da ANEEL.

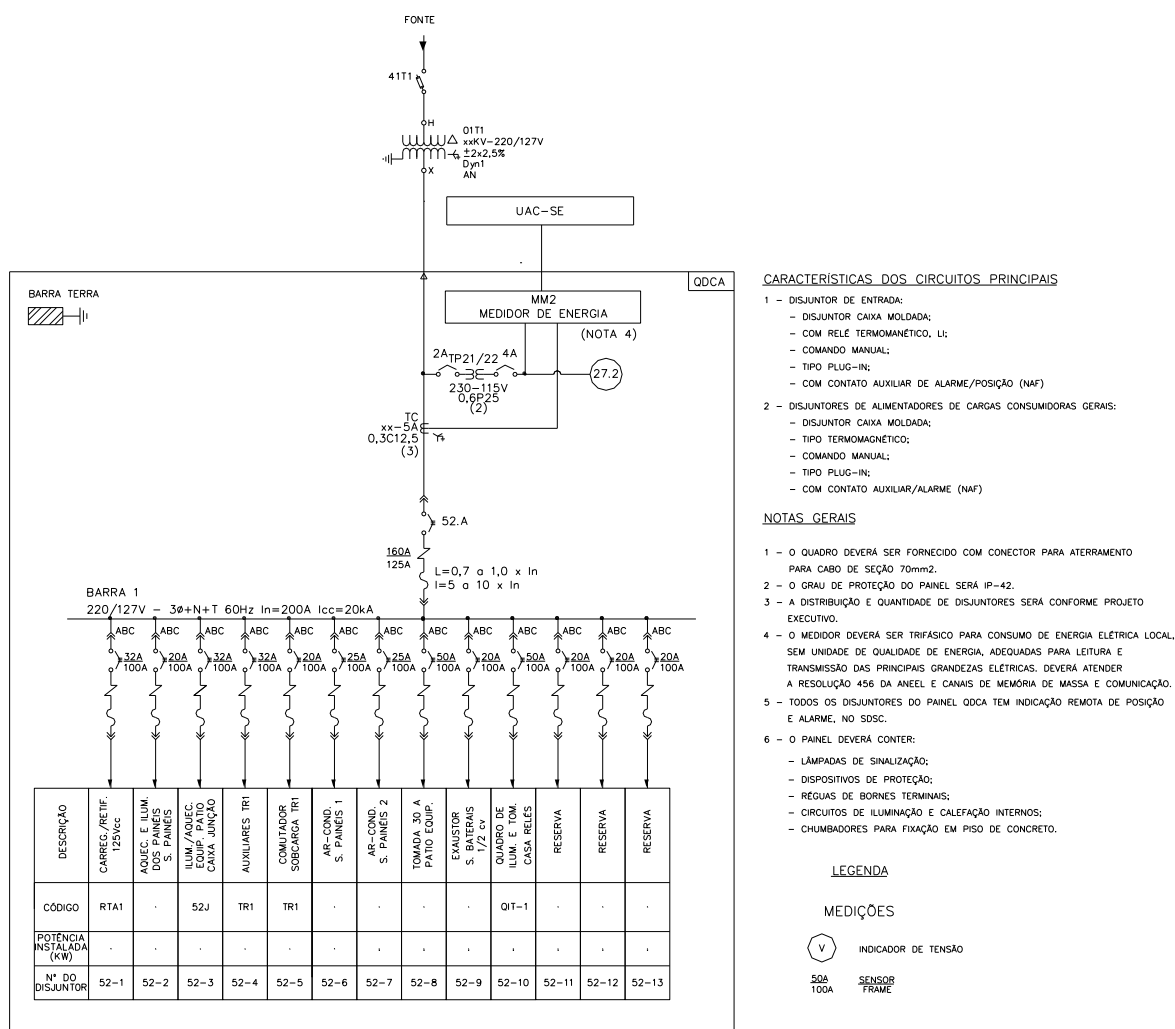


Figura 18 - Diagrama unifilar do painel QDCA com barra única

6.2.1.2. Com Duas Barras

6.2.2. Painel QIT-1

A finalidade deste painel é atender o sistema de iluminação e tomadas interna/externa da Casa de Comando.

O painel QIT-1 possui 01 (uma) barra, devendo ser previstos elementos de proteção e sinalização. Na Figura 20 tem-se o diagrama unifilar do painel QIT-1.

A quantidade de disjuntores de saída deve ser determinada no projeto executivo pelo projetista tomando como referência o diagrama unifilar da Figura 20 abaixo.

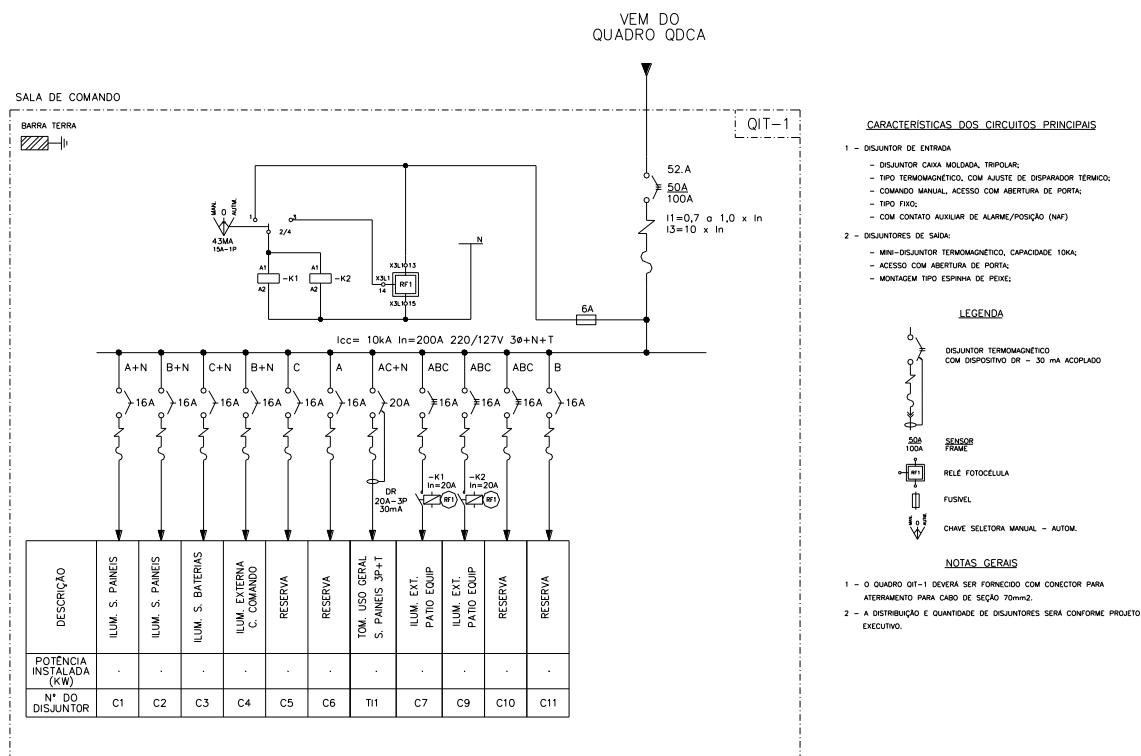


Figura 20 - Unifilar painel QIT-1

6.2.3. Painel 52J

A finalidade deste painel é ser caixa de junção, atender o sistema de iluminação interna, tomadas e aquecimento dos equipamentos de pátio.

Na Figura 21 tem-se o unifilar do painel 52J.

A quantidade de disjuntores de saída deve ser determinada pelo projetista no projeto executivo, tomando como referência o diagrama unifilar da Figura 21.

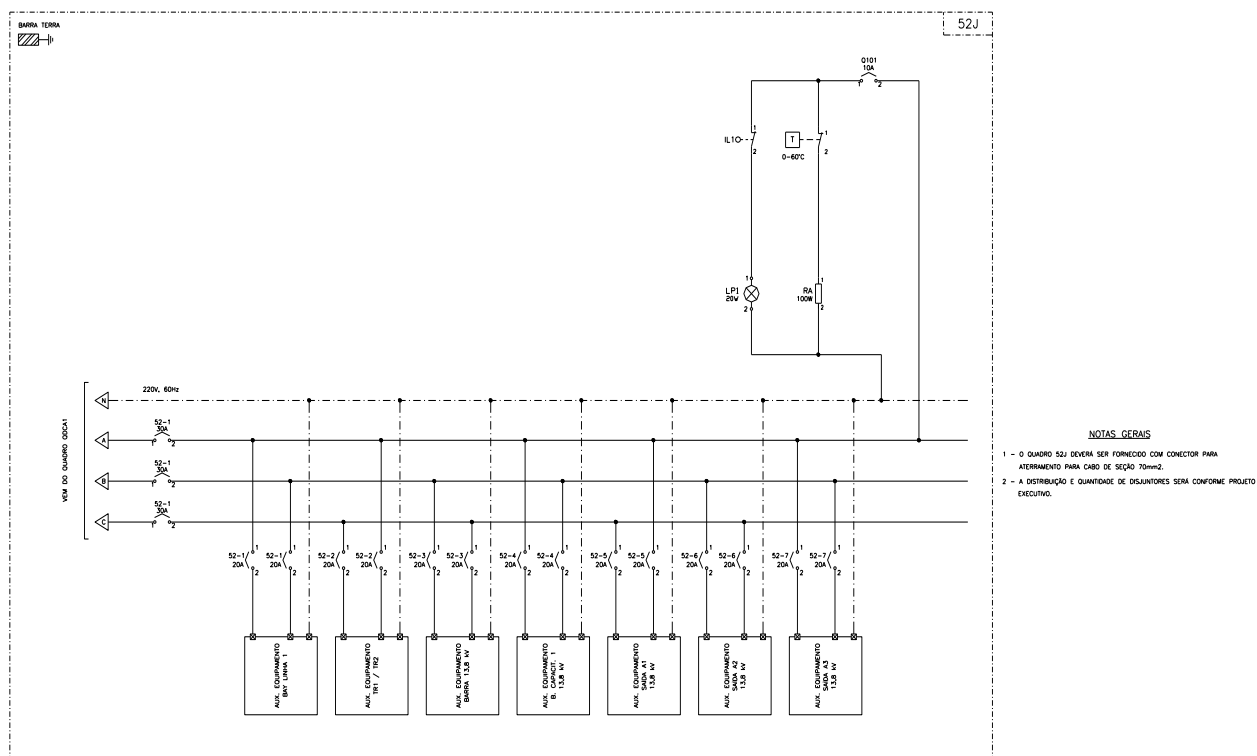



Figura 21 - Unifilar painel 52J

Obs.: Para cada tipo de subestação (Urbana A, Urbana B, Metropolitana, Mista ou Rural) deverá ser observado o diagrama unifilar correspondente, conforme Lista de Documentos.

7. CAMADA DE AUTOMAÇÃO

A solução de Automação faz parte dos itens a serem atendidos no fornecimento do sistema secundário, padronizados pela ENERGISA, com foco principal na implementação de funcionalidades com níveis de automação crescentes, aderentes aos conceitos adotados pela ANEEL, com atributos que definem de forma apropriada as Subestações inseridas no modelo de evolução de redes inteligentes.



A arquitetura a ser apresentada deve ser distribuída, integrando equipamentos digitais de proteção, controle, medição, monitoramento e sinalização dedicados a cada elemento do sistema elétrico ao nível de supervisão para as funções de interface com o Centro de Operação do Sistema da rede de distribuição e transmissão.

A solução da rede interna de comunicação, para uma Subestação Inteligente, deve contemplar um conjunto de equipamentos que permita maior eficiência na comunicação e troca de informações entre os dispositivos que fazem parte do sistema secundário da Subestação. A rede interna deve permitir também maior interoperabilidade entre os vários fornecedores de soluções do mercado, estabilidade no funcionamento e maior desempenho no tráfego de dados em tempo real, automatismos, intertravamentos, proteção, coleta de arquivos de oscilografia, parametrização remota e atualização da base de tempo.

Sistemas de monitoramento de condições de equipamentos, sistemas servidores de terminais para concentração de medidores, sistemas de vídeo-monitoramento, Telefonia IP (VoIP) e sistemas de gerenciamento devem estar integrados.


7.1. Aplicação

Aplica-se obrigatoriamente aos projetos de sistemas de Comunicação Interna e Automação para subestações, nas áreas de concessão da ENERGISA, considerando o que prescrevem as Normas descritas nos documentos de especificações técnicas, bem como a legislação do órgão regulamentador do setor elétrico ANEEL.

7.2. Exigências Básicas para a Escolha da Solução

A solução a ser empregada em um projeto de uma Subestação deve ser analisada previamente, para que os requisitos técnicos escolhidos sejam os mais adequados às necessidades.

Para que os projetos da solução de Comunicação Interna a ser utilizada para a Automação de Subestações possam suprir estas necessidades, é necessário primeiramente verificar qual o tipo de subestação que se pretende construir e



definir o padrão em que ela se enquadra, para que os cuidados e recursos sejam aplicados com precisão e possam ser os mais indicados para sua construção.

Uma vez definido o padrão da Subestação como Metropolitana, é necessário definir os protocolos de comunicação e o aproveitamento funcional adequado para ela, sempre se levando em conta a interdependência das características desta camada frente aos recursos disponíveis nas demais camadas a serem definidas no projeto.

7.3. Arquitetura de Automação e Comunicação Interna

O tipo da solução de Automação, bem como a arquitetura de rede de Comunicação Interna a ser aplicada a uma Subestação será escolhido a partir de suas características que se destina ao seu funcionamento. Existem três tipos de configuração de rede de Comunicação Interna para a solução de automação e cada um deles será aplicado de acordo com as necessidades e as exigências de cada Subestação de energia. As características de cada tipo de sistema estão descritas a seguir:

- Automação via Comunicação Interna baseada no protocolo TCP/IP - Para atender aos requisitos de uma Subestação, a rede interna do sistema secundário poderá ser baseada no protocolo TCP/IP sobre rede Ethernet, formando uma rede IP que atenderá plenamente a comunicação entre todos os equipamentos que se façam necessário para atender as necessidades da Subestação. Este sistema deve ter prioridades para o caso de uma Subestação Inteligente aderente a norma IEC61850, última edição;
- Automação via Comunicação Interna baseada em protocolos sobre interfaces Seriais - Para atender aos requisitos de uma Subestação com certo grau de complexidade, utilizando alguns equipamentos de rede, porém não aderentes à norma IEC61850, última edição;
- Automação baseada em relés eletromecânicos - Para Subestações cuja solução de proteção será baseada em relés Eletromecânicos. Neste

caso a solução de automação estará baseada em lógica de contatos e aquisição de medidas elétricas por meio de entradas analógicas DC. Os projetos de Subestações da Energisa, cuja solução de automação seja feita por lógica de contatos advindos de relés eletromecânicos não serão permitidas.

A Tabela 27 apresenta os possíveis tipos de solução de automação, em relação ao padrão de Subestação selecionado.


Tabela 27 - Possíveis tipos de solução de Automação

	METROPOLITANA
TCP/IP - IEC 61850, última edição	X
SERIAL - DNP3, Modbus	X

A escolha de uma determinada solução de comunicação interna para a automação implica na avaliação direta das demais camadas existentes, uma vez que nem todos os critérios e requisitos disponíveis nas outras camadas podem ser compatíveis com esta escolha. Deve ser avaliado se os recursos remotos estão adequados às especificações. É de extrema importância que se faça então uma análise de dependências de recursos disponíveis entre as camadas, para que requisitos selecionados em uma determinada camada possam conviver perfeitamente com os requisitos de todas as outras camadas. Caso esta avaliação não seja feita, poderá ocorrer de alguns requisitos não serem suportados em outras camadas, gerando falhas graves no projeto.

Para os casos de expansões ou reformas parciais recomenda-se que a solução existente seja preservada. Em caso de grandes expansões ou novas plantas, a solução para SEs Inteligentes deve ser baseada na norma IEC 61850, última edição.

O documento “Descritivo de Obra” é um documento que contempla os detalhes de construção de todas as camadas de uma Subestação, portanto deverá ser atualizado com os detalhes de construção necessários para atender a solução de



automação e controle escolhida. O Descritivo Técnico de Obras exerce o papel de documento mestre, indicando todo o cenário de desenvolvimento da obra, de forma sucinta, todos os materiais e serviços a serem aplicados e/ou executados, fazendo referência a toda documentação relacionada (ET's, OT's, NT's, DU, entre outros). O “Descritivo de Obra” se encontra no “Anexo I - Descritivo Técnico de Obra”.

Os documentos a serem utilizados para a construção dos projetos de Automação e recursos de comunicação interna para as Subestações Metropolitanas são apresentados a seguir.

7.3.1. Automação com Protocolo TCP/IP - IRC 61850, última edição

Os projetos de Subestações Inteligentes da Energisa, cuja comunicação interna utiliza os protocolos da norma IEC 61850, última edição e/ou DNP3, por meio de interface Ethernet e protocolo TCP/IP, devem ser baseados nas seguintes especificações técnicas de equipamentos de automação de rede a seguir:

- “ETU 901 Automação e controle usando Protocolo TCP-IP”, que contempla todas as especificações técnicas para a automação da SE;
- “ETU 910 Roteador para rede TCP-IP”, que contempla as especificações técnicas mínimas do roteador a ser utilizado na rede de comunicação interna da SE;
- “ETU 911 Switches para rede TCP-IP”, que contempla as especificações técnicas mínimas dos Switches que serão utilizados na rede de comunicação interna da SE;
- “ETU 912 Gerência de Acesso de equipamentos para rede TCP-IP”, que contempla as especificações mínimas para o equipamento responsável pelo gerenciamento de senhas de acesso aos IEDs e equipamentos da SE;

- “ETU 913 Criptografia de Interface Serial para rede TCP-IP”, que contempla as especificações mínimas do equipamento responsável em criar a criptografia da comunicação serial, para garantir a segurança de comunicação entre a SE e o COS/COD;
- “ETU 914 Comunicação via Telefonia IP para rede TCP-IP”, que contempla as especificações mínimas dos equipamentos de Telefonia IP (VoIP) instalados na rede de comunicação interna da SE, responsáveis pela comunicação de voz entre a SE e o COS/COD;
- “ETU 915 Sincronismo de Tempo dos equipamentos para rede TCP-IP”, que contempla as especificações mínimas para o equipamento responsável pelo sincronismo de tempo dos equipamentos da rede de comunicação interna via TCP-IP.


O documento Descritivo de Obra deve incorporar as informações detalhadas da solução de automação, incluindo possíveis recomendações para compra direcionada minimizando esforços de integração.

Uma lista com a relação dos equipamentos necessários para a implementação do sistema de automação da Subestação, que incluem gateways, IHM, unidades de armazenamento histórico, painéis, entre outros, bem como os preços de cada item, deverá ser gerada para o processo de compra.

8. CAMADA DE MEDIÇÃO

A camada de MEDIÇÃO apresenta todo detalhamento relacionado às medições de consumo de energia que serão feitos na subestação do tipo Metropolitana e também aos registros das grandezas elétricas relacionadas à qualidade da energia.

Para alguns casos é obrigatória a medição de fronteira com caráter de faturamento, deste modo serão dadas as diretrizes necessárias para implementação de medição de fronteira no setor de alta tensão da subestação.



A medição de consumo setorizada por alimentador não é obrigatória do ponto de vista do faturamento da energia distribuída, mas tem caráter gerencial, sendo importante para várias áreas da concessionária como as de perdas, planejamento, engenharia, operação e manutenção, oferecendo subsídios importantes que ajudam na tomada de decisão.

Na camada de MEDIÇÃO é abordada também a medição de qualidade da energia elétrica na subestação e o monitoramento dos parâmetros elétricos da energia distribuída aos consumidores. Portanto, são dados os detalhamentos técnicos necessários para implementação de medidor do tipo qualímetro na subestação.

A camada de MEDIÇÃO tem por objetivos gerais:

- Estabelecer os requisitos mínimos para medição das grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis ao faturamento, à qualidade da energia elétrica, ao planejamento da expansão e à operação de subestações.
- Apresentar os requisitos básicos mínimos para a especificação dos materiais, equipamentos, projeto e montagem dos sistemas de medição.

Nesta camada são dadas as diretrizes para implementação de medição em cada tipo de Subestação.

Os objetivos principais para medição de energia na Subestação são:

- Cálculo de perdas por alimentador
- Evolução de consumo e demanda por alimentador
- Apoio ao planejamento
- Identificação dos picos de demanda
- Monitoramento da qualidade da energia distribuída.



As medições consideradas, de acordo com a aplicação e forma de aquisição, foram divididas em quatro dimensões:

- Medição de Operação
- Medição de Consumo
- Medição de Consumo Próprio
- Medição de Fronteira

Para cada dimensão, são apresentados os tipos de medidores empregados, forma de implantação, comunicação e destinação das informações.

8.1. Diagramas Unifilares

Para o detalhamento das medições que deverão ser implementadas na subestação, é importante conhecer os diagramas unifilares padrões que constituem cada tipo de subestação.

Para cada diagrama unifilar apresentado, são mostrados os pontos onde poderá haver medição SMF e de consumo.


Todos os diagramas unifilares estão disponíveis no formato dwg.

8.2. Tipos de Medição

As informações de medição podem ser utilizadas com enfoques diferentes de acordo com a aplicação, por exemplo, apoio à operação, contabilização de perdas, qualidade de energia, faturamento, etc. Conforme a aplicação pode-se alterar o modo de coleta dos dados medidos e a instalação do medidor.

As medições a serem realizadas na subestação poderão ser feitas pelos próprios IEDs (*Intelligent Electronic Device*), como por exemplo, os relés de proteção, ou então por medidores dedicados para esta finalidade dependendo da aplicação.

Uma alternativa interessante para otimizar o uso das informações é a combinação entre os recursos de medição existentes nos IEDs e de medidores



específicos fazendo um compartilhamento das informações dos vários equipamentos de medição em operação na subestação para as várias áreas da concessionária.


As aplicações principais para medição de energia na subestação são:

- Apoio ao planejamento.
- Acompanhamento da evolução de consumo e demanda por alimentador.
- Estudos de previsão de demanda.
- Identificação dos picos de demanda.
- Apoio à operação.
- Monitoramento de grandezas elétricas.
- Monitoramento da qualidade da energia distribuída.
- Contabilização dos montantes de energia distribuída.
- Cálculo de perdas por alimentador.
- Identificação de sobrecargas em alimentador.
- Apoio à área de proteção

As medições empregadas no âmbito de uma subestação podem ser de quatro tipos conforme descritos a seguir.

8.2.1. Medição de Operação

As medições de operação dizem respeito às medições realizadas pelos dispositivos de proteção e controle da subestação e não por medidores específicos.



Algumas medições são importantes à operação e devem ser disponibilizadas em tempo real ao centro de operação pelo sistema SCADA, principalmente níveis de tensão, corrente, potência e fator de potência.

Os relés de proteção de cada alimentador também coletarão e disponibilizarão as medições importantes à operação.

Os relés de proteção deverão fornecer as seguintes informações:


- Correntes de fase (IA,IB, IC), de neutro (IN), residual calculada e medida (IG), correntes de sequência negativa (3I2) e zero (3I0).
- Tensões de fase (VA,VB,VC), tensões fase-fase (VAB,VBC,VCA), tensão de sincronismo (Vs), de sequência negativa (3V2), sequência zero (3V0) e tensão DC (Vbat).
- Potência aparente, ativa e reativa trifásica.
- Fator de potência trifásico.
- Energia ativa e reativa trifásica.
- Frequência

Os pontos de interligação dos transformadores de instrumentos e dos respectivos IEDs são mostrados nos diagramas unifilares do setor de alta tensão.

Todos os IEDs estarão conectados à rede de comunicação da SE através de protocolo de comunicação baseado na norma IEC 61850.

Para maiores detalhes sobre a rede de comunicação que interligam os IEDs à IHM da subestação e ao sistema SCADA, deverá ser consultada a Camada de Comunicação nesta norma.

8.2.2. Medição de Consumo



A medição de consumo refere-se às medições realizadas através de medidores dedicados com objetivo de contabilizar os montantes de energia fornecidos ao sistema de distribuição nos vários seguimentos horários.

Além disso, os medidores podem ser dotados de recursos para medição da qualidade da energia elétrica (qualimetria).

As informações provenientes dos medidores de consumo, não necessariamente serão utilizadas para faturamento, mas usou-se este nome porque os procedimentos de leitura, processamento e armazenamento das informações são determinados pela área de medição e faturamento (área de *billing*).

A medição de consumo instalada na subestação deve disponibilizar as seguintes informações:

- Informações para faturamento.
- Qualidade da energia elétrica (QEE).
- Perfil de carga do sistema de distribuição.
- Curvas de carga.


Deverão ser instalados medidores de consumo em todos os alimentadores.

8.2.3. Medição de Consumo Próprio

A medição de consumo próprio é obrigatória para todas as subestações e tem a função de registrar o montante de energia consumida pela própria subestação.

O medidor de consumo próprio mede a energia fornecida pelo transformador de serviços essenciais da subestação e deve ser instalado no painel de corrente alternada (CA).

Este medidor deve ser cadastrado pela área de faturamento como uma unidade consumidora e, portanto, deve ter o mesmo tratamento dado a qualquer outra UC no que se refere aos procedimentos de leitura e faturamento.



O ponto de ligação do transformador de serviços essenciais, no qual será ligado o medidor de consumo próprio da SE deve ser mostrado nos diagramas unifilares, setor de média tensão.

8.2.4. Medição de Fronteira

Quando necessária deverá ser considerada medição para faturamento, aplicável ao fornecimento de energia em pontos de fronteira entre a transmissão e a distribuição.

Caso a subestação esteja conectada diretamente a uma linha de transmissão de uma transmissora, é necessário que haja um sistema de medição de fronteira no lado de AT da subestação.

Os equipamentos auxiliares (TC/TP) deverão possuir enrolamentos específicos para medição de faturamento (quando aplicável), separados dos demais enrolamentos e dotados de dispositivos para lacre de acordo com a especificação técnica da ENERGISA.


A execução da medição de fronteira deve atender às diretrizes do ONS e norma técnica da ENERGISA.

8.3. Qualidade de Energia Elétrica (QEE)

A preocupação com a QEE é decorrente em parte da reformulação do setor elétrico. A ANEEL estabelece no Módulo 8 do PRODIST características e parâmetros que são analisados no processo de qualidade da energia.

Uma boa definição para o problema de qualidade de energia é: "Qualquer problema de energia manifestado na tensão, corrente ou nas variações de frequência, que resulte em falha ou má operação de equipamentos de consumidores".

Verifica-se que tanto no nível de cargas domésticas, comerciais ou industriais, os consumidores estão cada vez mais sensíveis e dependentes das condições de operação do sistema de energia elétrica. Isso se deve ao aumento da



complexidade das funções que as cargas elétricas devem desempenhar através de controle de processos, mesmo em equipamentos domésticos.

Desta forma, o monitoramento pela concessionária, da qualidade da energia que sai da subestação torna-se de grande importância.

Os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são:

- Fator de potência
- Harmônicos
- Desequilíbrio de tensão
- Flutuação de tensão
- Variações de tensão de curta duração
- Variação de frequência

8.3.1. Tensão em Regime Permanente

São estabelecidos os limites adequados, precários e críticos, para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização, caso os limites de tensão observados não se encontrem na faixa de atendimento adequado.

Com relação à regulação das tensões contratadas:

a) Devem ser especificados valores correspondentes às derivações padronizadas ou pactuadas entre a distribuidora e o responsável por unidade consumidora atendida pelo Sistema de Distribuição de Alta Tensão - SDAT ou Sistema de Distribuição de Média Tensão - SDMT, dentro das faixas de tensão contratadas;

b) As faixas de tensão contratadas devem basear-se em estudos técnicos que considerem as variações de tensão no sistema de distribuição ao longo do tempo;

c) A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com a metodologia descrita para os indicadores individuais e coletivos;

d) Para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura em relação à tensão de referência.

8.3.2. Fator de Potência

O valor do fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q) ou das respectivas energias (EA, ER), utilizando-se as seguintes fórmulas:


$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad \text{ou} \quad fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

Obs.: O controle do fator de potência deverá ser efetuado por medição permanente e obrigatória no caso de unidades consumidoras em MT e AT ou por medição individual facultativa nos casos de unidades consumidoras do Grupo B com instalações conectadas em BT.

8.3.3. Harmônicos

As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

Para os sistemas elétricos trifásicos, as medições de distorção harmônica devem ser feitas através das tensões fase-neutro para sistemas estrela aterrada e fase-fase para as demais configurações.



O espectro harmônico a ser considerado para fins do cálculo da distorção total deve compreender uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem harmônica ($h_{min} = 25$).

8.3.4. Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição.

De forma a eliminar possíveis efeitos das componentes de sequência zero, as medições devem ser realizadas para as tensões fase-fase.

O valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da BT, deve ser igual ou inferior a 2%. Esse valor serve para referência do planejamento elétrico em termos de QEE e que, regulatoriamente, será estabelecido em resolução específica, após período experimental de coleta de dados.

8.3.5. Flutuação de Tensão

A flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão.


A determinação da qualidade da tensão de um barramento do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor final, que tenha seus pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

8.3.6. Variação de Tensão de Curta Duração

Variações de tensão de curta duração são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo.

As variações são classificadas em:

- Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD).
- Interrupção Momentânea de Tensão.

- 
- Afundamento Momentâneo de Tensão.
 - Elevação Momentânea de Tensão.
 - Interrupção Temporária de Tensão.
 - Afundamento Temporário de Tensão.
 - Elevação Temporária de Tensão.

Além dos parâmetros duração e amplitude já definidos, a severidade da VTCD, medida entre fase e neutro, de determinado barramento do sistema de distribuição é também caracterizada pela frequência de ocorrência. Esta corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorrem em determinado período de tempo ao longo do qual o barramento tenha sido monitorado.


As distribuidoras devem acompanhar e disponibilizar, em bases anuais, o desempenho das barras de distribuição monitoradas. Tais informações poderão servir como referência de desempenho das barras de unidades consumidoras atendidas em AT e MT com cargas sensíveis a variações de tensão de curta duração.

8.3.7. Variação de Frequência

O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-oferta.

8.3.8. Monitoramento da QEE



Para atender as necessidades descritas acima e demais previstas no Módulo 8 do PRODIST, deverá ser monitorada a tensão da barra de média tensão, a qual operará normalmente com a chave de interligação (TAI) aberta.

Portanto, optou-se por instalar dois medidores de QEE, sendo um de cada lado da barra, de forma a se monitorar as tensões nos dois lados. Desta forma, um alimentador de cada lado da barra terá medidor com qualimetria e os demais alimentadores terão medidores normais Grupo A THS.

A ideia de não instalar medidor de qualidade de energia em todos os alimentadores visa, unicamente, reduzir o valor de investimento e manutenção, porém, dependendo do caso e se a ENERGISA entender ser viável, poderá instalar medidores de qualidade em todos os alimentadores.

Os medidores eletrônicos utilizados para avaliação de indicadores de qualidade de energia elétrica - QEE deverão respeitar os parâmetros e metodologias de medição estabelecidos no Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST. Os medidores de qualidade deverão atender os requisitos da norma IEC 61000-4-30 em sua classe A, garantindo assim a confiabilidade e precisão dos indicadores monitorados.

A medição do setor de média tensão será feita através de três TC's, com enrolamentos atendendo às precisões de medição, e três TP's ligados à barra de média tensão, que atenderão aos Requisitos de QEE, ao Planejamento da Expansão, à Operação do Sistema, e, também, aos Requisitos de Medição da ENERGISA.

8.4. Implantação

A seguir serão descritos os detalhes técnicos para implantação dos sistemas de medição na subestação.

8.4.1. Medição de Operação

Todos os IED's instalados na subestação podem fornecer informações de medição, sejam eles instalados no campo ou na casa de comando.

Conforme citado anteriormente, todas as medições realizadas através dos relés de proteção deverão ser disponibilizadas, tanto para o operador via sistema SCADA, quanto para outras áreas do ambiente corporativo via rede de comunicação da subestação.

Para maiores detalhes quanto às características do sistema de comunicação de dados, deverá ser consultada a camada de Comunicação nesta norma.

8.4.2. Medição de Consumo

Para a medição de consumo dos alimentadores, será prevista em cada alimentador a medição através de medidor e demais infraestruturas próprias e separadas, atendendo aos Requisitos de Medição da ENERGISA.

A Figura 22 apresenta o diagrama unifilar de um alimentador mostrando como serão ligados os medidores ao sistema elétrico da SE.

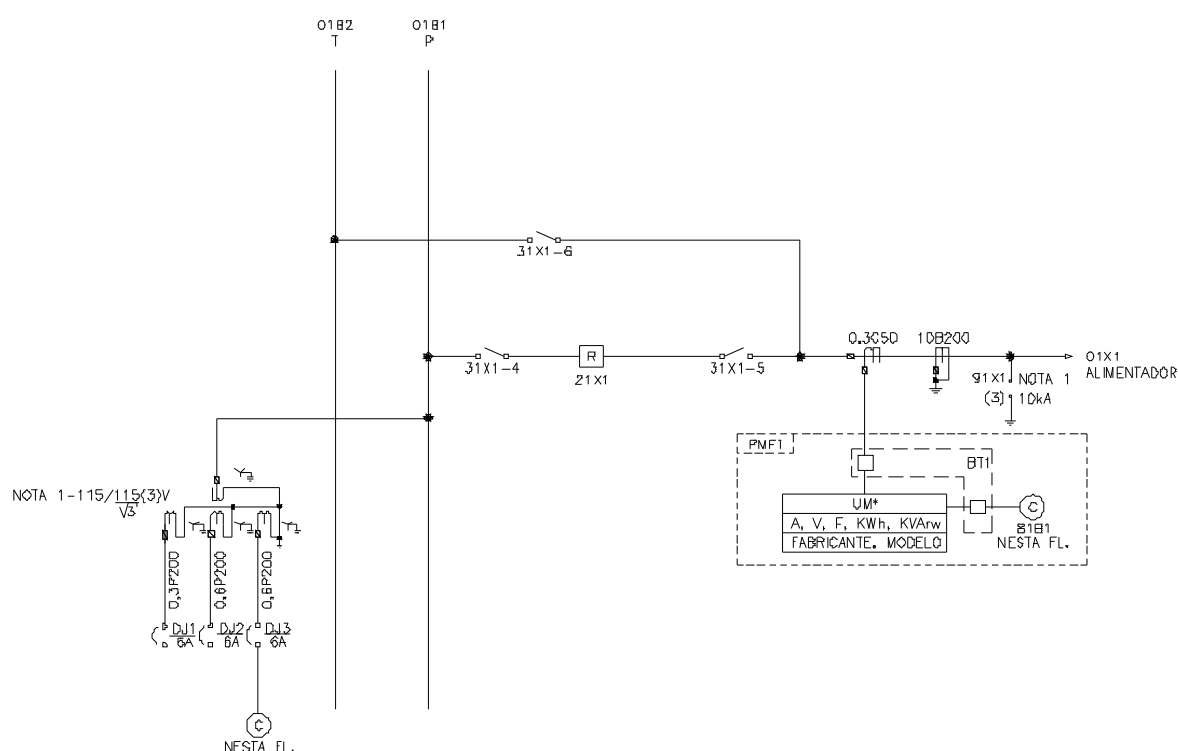


Figura 22 - Diagrama unifilar mostrando a ligação dos medidores de consumo.

A Figura 24 mostra o diagrama unifilar do quadro de distribuição de corrente alternada (QDCA) para uma entrada com o respectivo medidor de consumo próprio.

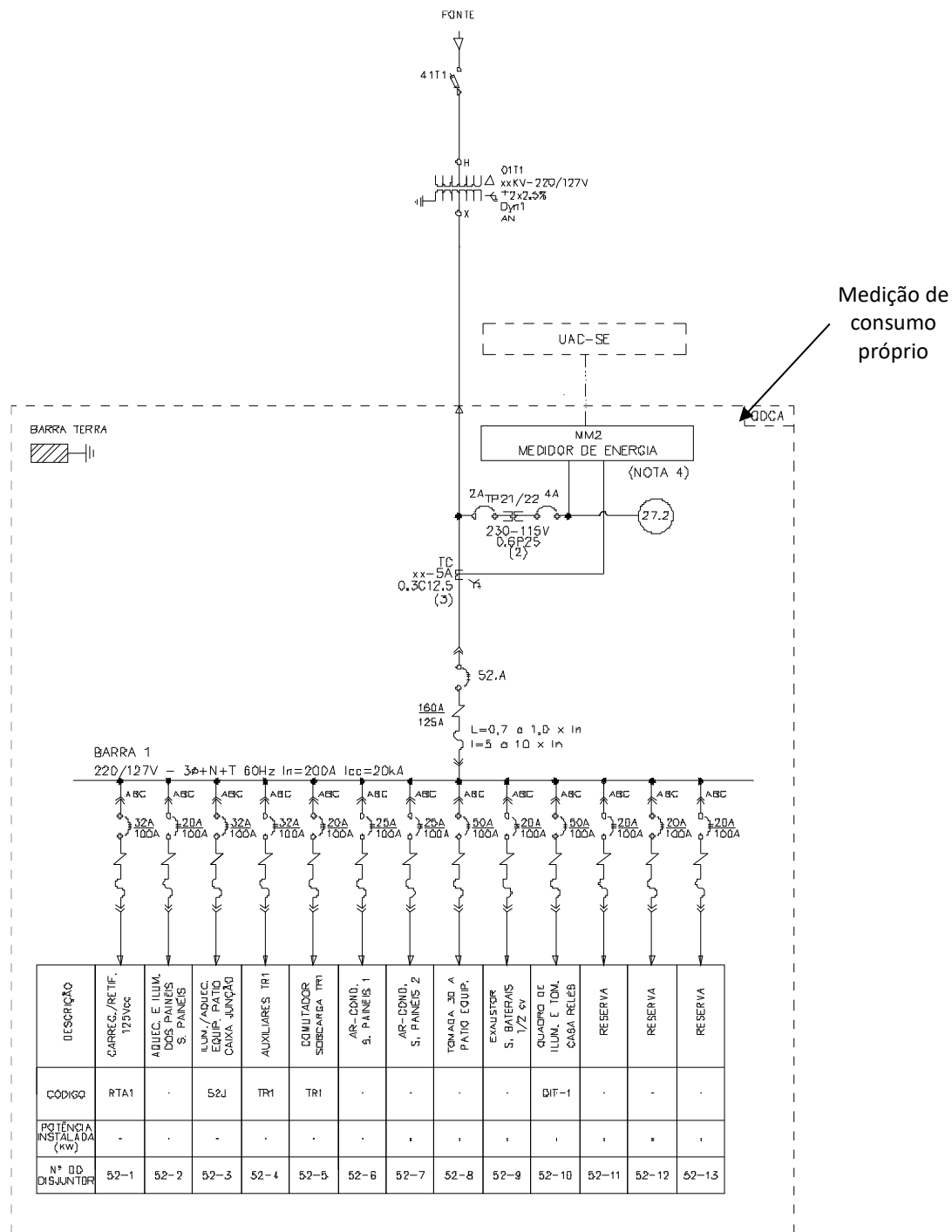


Figura 24 - Diagrama Unifilar QDCA - uma entrada

A Figura 25 mostra o diagrama unifilar do quadro de distribuição de corrente alternada (QDCA) para duas entradas com os respectivos medidores de consumo próprio.

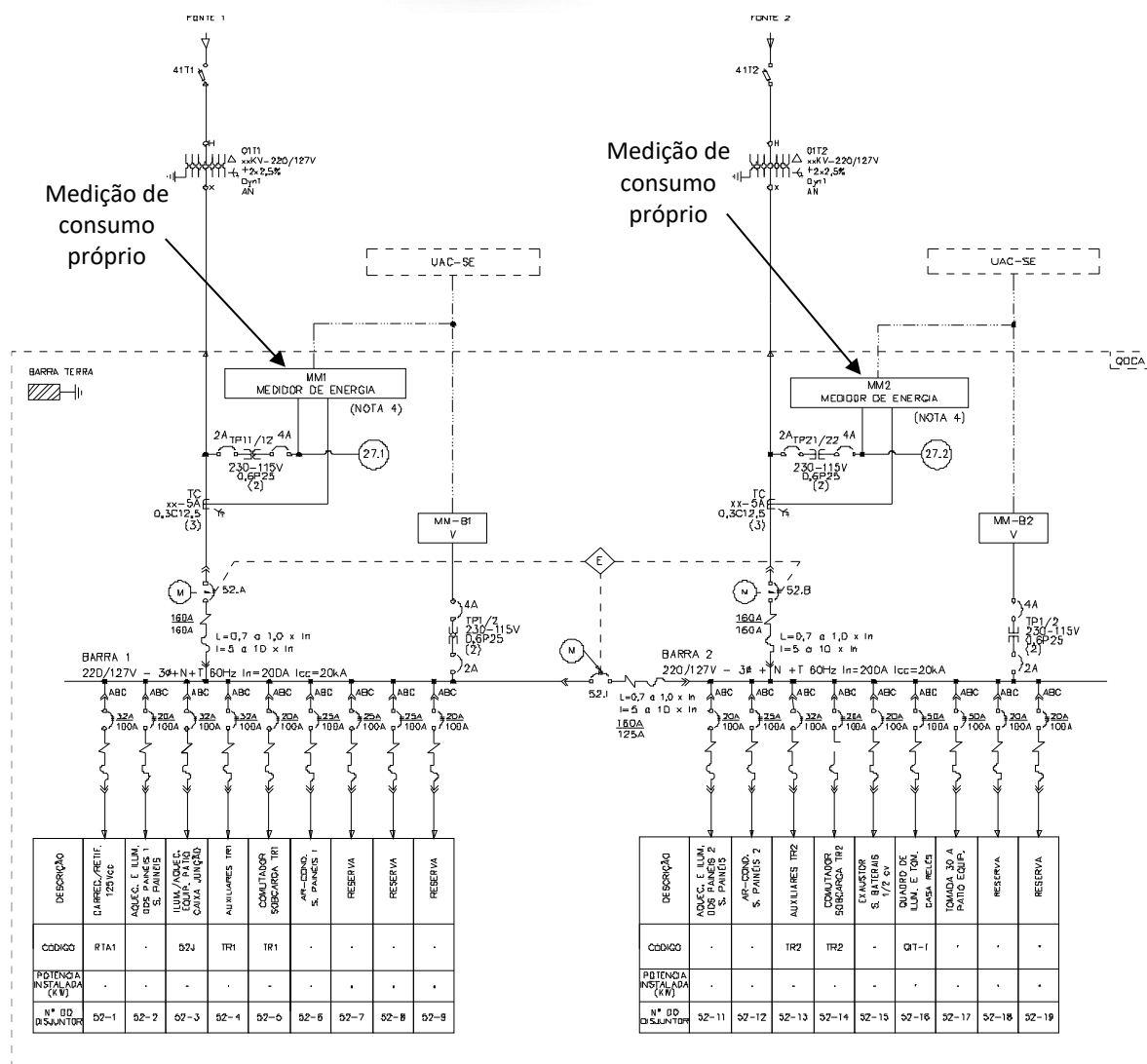


Figura 25 - Diagrama Unifilar QDCA - duas entradas

Segue abaixo uma descrição dos principais equipamentos que compõem a medição de consumo próprio utilizados pela ENERGISA:

- Transformador de corrente: 3 TC de uso interno, em epóxi, tensão máxima 600V, corrente primária 200 ou 400 A (definido de acordo com a carga a ser medida), corrente secundária 5 A, relação de transformação 40 ou 80:1, classe de exatidão 0,3 C5/12,5VA, fator térmico 2, fator de sobre corrente 60, corrente térmica nominal 60xIN, corrente dinâmica 150xIN, tipo janela e conforme NBR 6856/82.

- Chave de aferição: 1 chave de aferição, fabricada em baquelite, tensão de isolamento 2500V, tensão de operação 600V, corrente nominal 20A, circuito de potencial separado por placas isolantes, tampa transparente com bordas protetoras de entrada e saída dos cabos com dispositivo para selagem.
- Medidor: ver item 8.5.2.

8.4.4. Medição de Fronteira

A implantação do Sistema de Medição para Faturamento - SMF implica o desenvolvimento de etapas, tais como a elaboração de um projeto em conformidade com o que está estabelecido na Especificação técnica das medições para faturamento, conforme padrão do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

As informações relativas ao SMF constam em cadastro elaborado e constantemente atualizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, do qual são provenientes as informações utilizadas pelo ONS.

Os medidores devem atender ao padrão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, ao Módulo 12 do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e ao Módulo 5 do Procedimento de Distribuição - PRODIST.

A Medição de Fronteira será feita através dos TC e TP do bay de entrada de linha e as medidas serão disponibilizadas ao medidor.

Quando da necessidade de implantação de SMF, os equipamentos auxiliares (TC/TP) deverão possuir enrolamentos específicos para medição de faturamento (quando aplicável), separados dos demais enrolamentos e dotados de dispositivos para lacre de acordo com a especificação técnica da ENERGISA.

8.4.4.1. Transformador de Potencial (TP)


Sempre que for solicitada a medição de fronteira, o TP deverá ter 03 enrolamentos, sendo:

TP 72,5 kV:

- Enrolamento de proteção:
 - quantidade: 01
 - carga / classe de exatidão: 0,6P200
- Enrolamento de medição:
 - quantidade: 02
 - carga / classe de exatidão: 0,3P200 (1x)
 - carga / classe de exatidão: 0,3P75 (1x) exclusivo para medição de faturamento, sendo que as caixas de terminais devem ser independentes e ter dispositivos que permitam lacrar os pontos de acesso aos circuitos de medição. Devem ainda atender integralmente a procedimento de rede do ONS submódulo 12.2, ANEXO 1 item 1.2.2.

TP 145 kV:

- Enrolamento de proteção:
 - quantidade: 01
 - carga / classe de exatidão: 0,6P200
- Enrolamento de medição:
 - quantidade: 02
 - carga / classe de exatidão: 0,3P200 (1x)
 - carga / classe de exatidão: 0,3P75 (1x) exclusivo para medição de faturamento, sendo que as caixas de terminais devem ser independentes e ter dispositivos que permitam lacrar os pontos de acesso aos circuitos de medição. Devem ainda atender



integralmente a procedimento de rede do ONS submódulo 12.2, ANEXO 1 item 1.2.2.

8.4.4.2. Transformador de Corrente (TC)

Sempre que for solicitada medição de fronteira, o TC deverá ter 03 enrolamentos, sendo:

TC 72,5 kV:

- Enrolamento de proteção:
 - quantidade: 01
 - carga / classe de exatidão: 10B200
- Enrolamento de medição:
 - quantidade: 02
 - carga / classe de exatidão: 0,3C50 (1x)
 - carga / classe de exatidão: 0,3C50 (1x) exclusivo para medição de faturamento, sendo que as caixas de terminais devem ser independentes e ter dispositivos que permitam lacrar os pontos de acesso aos circuitos de medição. Devem ainda atender integralmente a procedimento de rede do ONS submódulo 12.2, ANEXO 1 item 1.2.2.

TC 145 kV:

- Enrolamento de proteção:
 - quantidade: 01
 - carga / classe de exatidão: 10B200
- Enrolamento de medição:

- quantidade: 02
- carga / classe de exatidão: 0,3C50 (1x)
- carga / classe de exatidão: 0,3C50 (1x) exclusivo para medição de faturamento, sendo que as caixas de terminais devem ser independentes e ter dispositivos que permitam lacrar os pontos de acesso aos circuitos de medição. Devem ainda atender integralmente a procedimento de rede do ONS submódulo 12.2, ANEXO 1 item 1.2.2.

8.5. Medidores

Abaixo são apresentadas as características principais para cada um dos medidores utilizados.

8.5.1. Medição de Consumo

Medidor para Grupo A - THS, medição dos alimentadores.

a. Características gerais

- Medidor Trifásico Eletrônico
- Memória de Massa - Multitarifa
- Classe 0,5% 120V/240 2,5/10A 04 Fios e/ou 220/380V.
- Modelo homologado no INMETRO.
- Tensão nominal 120/240V e/ou 220/380V
- Faixa de tensão 60 a 300V
- Corrente de partida 0,2% da corrente nominal.
- Corrente nominal 2,5 A
- Corrente máxima de 10 A

- Frequência 60 Hz
- Ligação linha-carga
- Compatível com sistemas a 03 e a 02 elementos - 04 fios.
- Classe 0,5%
- Consumo próprio máximo de 2 W e 10VA
- Bornes estanhados com capacidade para cabos até 50mm² com dois parafusos estanhados por terminal.
- Índice de classe de isolamento II (de acordo com a NBR14519 e NBR14520).
- Conector ótico
- Dispositivo de lacração para o conector ótico
- Registrador display eletrônico
- Saída de pulsos serial e paralela para o consumidor.
- Conectividade RS232 e/ou RS485; deve suportar temperatura ambiente até 80°C
- Placa de identificação com número e símbolo da empresa, acrescido de código de barras.
- Programável
- Multitarefa
- Medição de grandezas pertinentes à tarifa horo-sazonal.
- Memória de massa com disponibilidade de no mínimo 09 canais.

- Ser dotados de um sistema de preservação e salvamento dos registros durante as perdas de alimentação, armazenando os dados em memória não volátil por pelo menos 100 dias.
- Possibilidade de traçar o perfil das três tensões do sistema.


b. Grandezas

- Energia e demanda ativa total e nos postos horários.
- Energia e demanda reativa indutiva e capacitiva total e nos postos horários.
- UFER / DMCR
- Valores instantâneos de corrente, tensão, fator de potência, potência ativa e reativa, corrente de neutro, ângulos, frequência, distorção harmônica e outros.

8.5.2. Medição de Consumo Próprio

Medidor para Grupo B, características gerais:

- Medidor de energia elétrica de concepção eletrônica
- Medidor Trifásico Eletrônico s/ Memória de Massa
- Energia Ativa e Reativa - Classe 1% - 120/240V 15A 04 Fios e/ou 220/380V
- Modelo homologado no INMETRO
- Tensão nominal 120/240V e/ou 220/380V
- Tensão de operação 120/240V e/ou 220/380V \pm 20%
- Corrente de partida 0,4% da corrente nominal

- 
- Corrente nominal 2,5 A
 - Corrente máxima de 20 A
 - Frequência 60Hz
 - Ligação linha-carga - 03 elementos - 04 fios - classe 0,5%
 - Consumo próprio máximo de 2 W e 10VA
 - Bornes estanhados com capacidade para cabos até 50 mm², com dois parafusos estanhados por terminal.
 - Índice de classe de isolamento II (de acordo com a NBR14519 e NBR14520).
 - Conector ótico
 - Dispositivo de lacração para o conector ótico.
 - Registrador display eletrônico em LCD.
 - Saída de pulsos serial e paralela para o consumidor.
 - Conectividade RS232 e/ou RS485.
 - Deve suportar temperatura ambiente até 80°C.
 - Placa de identificação com número e símbolo da empresa, acrescido de código de barras.
 - Tampa solidária
 - Multitarifa
 - Programável
 - Medição de grandezas pertinentes à tarifa horo-sazonal.

- Medição de energia ativa e reativa (indutivo-capacitiva).
- Memória de massa com disponibilidade de no mínimo 09 canais.
- Possibilidade de traçar o perfil das três tensões do sistema.

8.5.3. Medição de Faturamento de Fronteira

Medidor para Grupo B, características gerais:

- Medidor Trifásico Eletrônico c/ Memória de Massa - Classe 0,2% 120V/240 2,5/10A 04 Fios e/ou 220/380V
- Medidor de energia elétrica de concepção eletrônica.
- Modelo homologado no INMETRO.
- Tensão nominal 120/240V e/ou 220/380V
- Faixa de tensão 60 a 300V
- Corrente de partida 0,2% da corrente nominal.
- Corrente nominal 2,5 A
- Corrente máxima de 10 A
- Frequência 60Hz
- Ligação linha-carga. Compatível com sistemas a 03 e a 02 elementos; 04 fios; Classe 0,2%
- Consumo próprio máximo de 2 W e 10 VA
- Bornes estanhados com capacidade para cabos até 50 mm², com dois parafusos estanhados por terminal.
- Índice de classe de isolamento II (de acordo com a NBR14519 e NBR14520)

- Conector ótico
- Dispositivo de lacração para o conector ótico
- Registrador display eletrônico
- Saída de pulsos serial e paralela para o consumidor
- Conectividade RS232 e/ou RS485
- Deve suportar temperatura ambiente até 80°C
- Placa de identificação com número e símbolo da empresa, acrescido de código de barras.
- Equipamento deverá ser conforme Módulo 12 do Procedimento de Rede do Operador Nacional do Sistema.
- Deve garantir, através do uso de Terminal Server conectado a interface RS232, acesso prioritário de leitura para o CCEE (Câmara Comercializadora de Energia Elétrica).

8.5.4. Medidor com Recurso de Qualimetria

Medidor de faturamento e qualidade de energia, que realize até 256 amostras por ciclo, análise de harmônicas até a 63^a, mestre em Modbus com detecção de transiente até 65 μ s, componentes simétricos, forneça relatório de conformidade com a EN50160, IEC 61000-4-7 (inter-harmônicas) e IEC 61000-4-15 (flicker).

a. Características gerais

- Gerais
 - Uso em sistemas AT e BT
 - Precisão de corrente e tensão: 0,1%

- Precisão de energia e potência: 0,2%
- Taxa máxima de amostra por ciclo: 256
- Medição de energia e RMS instantâneo
 - Corrente, tensão e frequência.
 - Potências ativa, reativa e aparente - total e por fase
 - Fator de potência - total e por fase
 - Energias bidirecional, total, gerada, consumida e líquida.
 - Modo de acumulação ajustável
- Valores de demanda
 - Corrente - Janela e valores máximos
 - Potência ativa, reativa e aparente - Janela e valores máximos.
 - Potência ativa, reativa e aparente - previstas.
 - Sincronização da janela de medição
 - Ajuste do método de cálculo - Janela fixa, móvel, térmica.
- Medição de qualidade da energia:
 - Distorção harmônica - Corrente e Tensão
 - Harmônicas individuais: 63^a
 - Captura de forma de onda
 - Detecção de quedas e oscilações na tensão

- Detecção e captura de transitórios
 - Flicker (IEC 61000-4-7) e inter-harmônicas (IEC 61000-4-15)
 - Verificação em conformidade com a EN50160
 - Componentes simétricos: sequência positiva, negativa e zero.
 - Configurável para IEEE 519-1992, IEEE 159, SEMI
- Contagem da disponibilidade do sistema elétrico em número de 9s
 - Funções lógicas e matemáticas programáveis
 - Frequência de referência: 60Hz, porém com “*frequency tracking*” na faixa de 50 a 70Hz.
 - Classe: D (0,2) ou C (0,5)
 - Faixa de temperatura de operação: -20°C até +60°C

b. Principais características

- Possuir no mínimo 16 Mb de capacidade de memória;
- Porta configurável EIA-232/EIA-485
- Porta Ethernet, gateway Ethernet e servidor HTML
- Protocolos: Modbus, DNP3, Modbus TCP/IP e DNP3 LAN/WAN
- Registro de mín/máx para qualquer parâmetro
- Alarmes
- LED's independentes para calibração de energia ativa e reativa;

8.5.5. Especificações Gerais

O sistema de medição instalado a partir de 01 de janeiro de 2011 deverá ter as mesmas especificações do sistema de medição do consumidor do Grupo A, conforme tensão no ponto de instalação do sistema, e, quando necessário, medir a inversão do fluxo de potência.

As chaves para aferição serão instaladas nos sistemas de medição de tal forma que possibilitem realizar curto-circuito nos secundários dos transformadores de corrente, abrindo o lado de corrente e de tensão dos medidores, sem necessidade de desligamento dos circuitos.

Os painéis de medição serão aterrados diretamente no sistema de aterramento da subestação.

Todos os equipamentos deverão ser homologados pelo Laboratório de Medição e pelo Centro de Operação de Medição da ENERGISA.

O sistema de medição deve ser compatível com o software de tele medição utilizado no Grupo A, atualmente o CAS-Hemera.

8.6. Leitura e Comunicação

8.6.1. Medição de Operação

As medições oriundas dos IED's serão coletadas via rede de dados *Ethernet*, utilizando protocolo de comunicação IEC 61850.

8.6.2. Medição de Consumo

A leitura dos medidores poderá ser feita no display dos próprios medidores ou remotamente utilizando o canal de comunicação da subestação. Para tanto, os medidores estarão conectados a módulos de comunicação através de portas seriais tipo RS232, os quais serão conectados a um *Switch* através de ligação *Ethernet* e daí ao sistema supervisório Hemera.



Características do sistema de comunicação:

Solução de comunicação com função de servidor de terminais (Terminal servers) para conexão de até 4 (quatro) equipamentos seriais na rede de dados TCP/IP. Deve ter uma estrutura modular que permita o uso de, no mínimo, até 4 cartões do tipo GPRS (800/900/1800/1900MHz) e/ou Ethernet com endereço IP Fixo ou dinâmico (DHCP).

Características da interface serial:

- RS232 - velocidade programável de 300 a 115200bps
- Conector DB9 macho ou fêmea
- Conector RJ 45 para ethernet
- Fonte de alimentação: 5 VDC ou 90-240 VAC
- Temperatura de operação -20°C a +70°C

A solução deve ser compatível com a aplicação CAS-Hemera.


O software para configuração do dispositivo, leitura das medições e coleta de dados e oscilografias deverá estar incluso no fornecimento dos medidores. Todas as atualizações deste software deverão ser disponibilizadas sem ônus adicional.

8.6.3. Medição de Fronteira

8.6.3.1. Leitura dos Registros

Os medidores devem possuir mostrador digital, para leitura local, com pelo menos 6 dígitos indicando de forma cíclica as grandezas programadas a serem medidas, associadas às suas respectivas unidades primárias, ou seja, levando em conta sua constante kh, e as relações de transformação dos TI.

Devem permitir, através de interface de comunicação, a leitura dos valores medidos e da memória de massa. Devem possuir no mínimo duas portas de comunicação independentes com acesso simultâneo ou que permitam a priorização



de uma delas. Uma será de uso exclusivo da CCEE e a outra de acesso aos agentes envolvidos na medição do ponto. A porta da CCEE deverá ser acoplada a um canal de Internet estável e de bom desempenho, sob o qual será estabelecido um túnel VPN (Virtual Private Network) entre o medidor e a CCEE. Os medidores deverão ter capacidade de gerenciar o acesso simultâneo às suas portas de comunicação de forma que a porta de acesso disponibilizada à CCEE permita o acesso aos registros de memória de massa do medidor em tempo integral.

A aquisição de leituras em tempo integral deve ser um processo que permita, por meio de um canal de comunicação, fazer leituras dos valores registrados e da memória de massa em intervalo de tempo programado.

8.6.3.2. Protocolos de Comunicação

Podem ser utilizados todos os protocolos de medidores, desde que seus fornecedores desenvolvam os mesmos nos padrões e para as aplicações definidas pela CCEE, e forneçam à esta toda a documentação detalhada do protocolo.

8.6.3.3. Canal de Comunicação


Deve permitir a aquisição de leituras a qualquer tempo, diretamente de cada ponto de medição, conforme disposto no Procedimento de Comercialização da CCEE.

O canal de comunicação deve permitir a transferência dos dados numa taxa mínima compatível com a transmissão dos pacotes de dados do medidor, conforme detalhado no Procedimento de Comercialização da CCEE.

8.6.3.4. Medição de Retaguarda

A medição de retaguarda é de caráter obrigatório e deve ser composta de um medidor igual ou equivalente ao medidor principal, instalado no mesmo painel, com as mesmas informações de corrente e tensão (mesmos enrolamentos secundários dos transformadores para instrumentos).

8.6.3.5. Medição de Consumo Próprio



A comunicação do medidor de consumo próprio deverá ocorrer de modo idêntico ao apresentado para os medidores de consumo.

8.7. Diagramas Unifilares

Neste capítulo são apresentados os detalhes referentes aos sistemas de medição para a subestação do tipo Metropolitana, de acordo com o critério de classificação da ENERGISA.

Abaixo são mostrados os pontos de instalação das medições, para SE blindada a gás SF₆ (GIS).

8.7.1. Setor de Alta Tensão

8.7.1.1. Arranjo com Barramento Simples

A Figura 26 mostra o ponto de instalação do sistema de medição de fronteira para o caso de barramento simples no lado de AT em uma subestação GIS.

Quando necessária medição de faturamento de fronteira em uma subestação GIS, o projeto executivo deverá especificar enrolamentos específicos nos transformadores de corrente e de potencial, adequados à medição. Neste caso, deverão ser previstos compartimentos exclusivos destes enrolamentos de medição para lacre da empresa supridora.

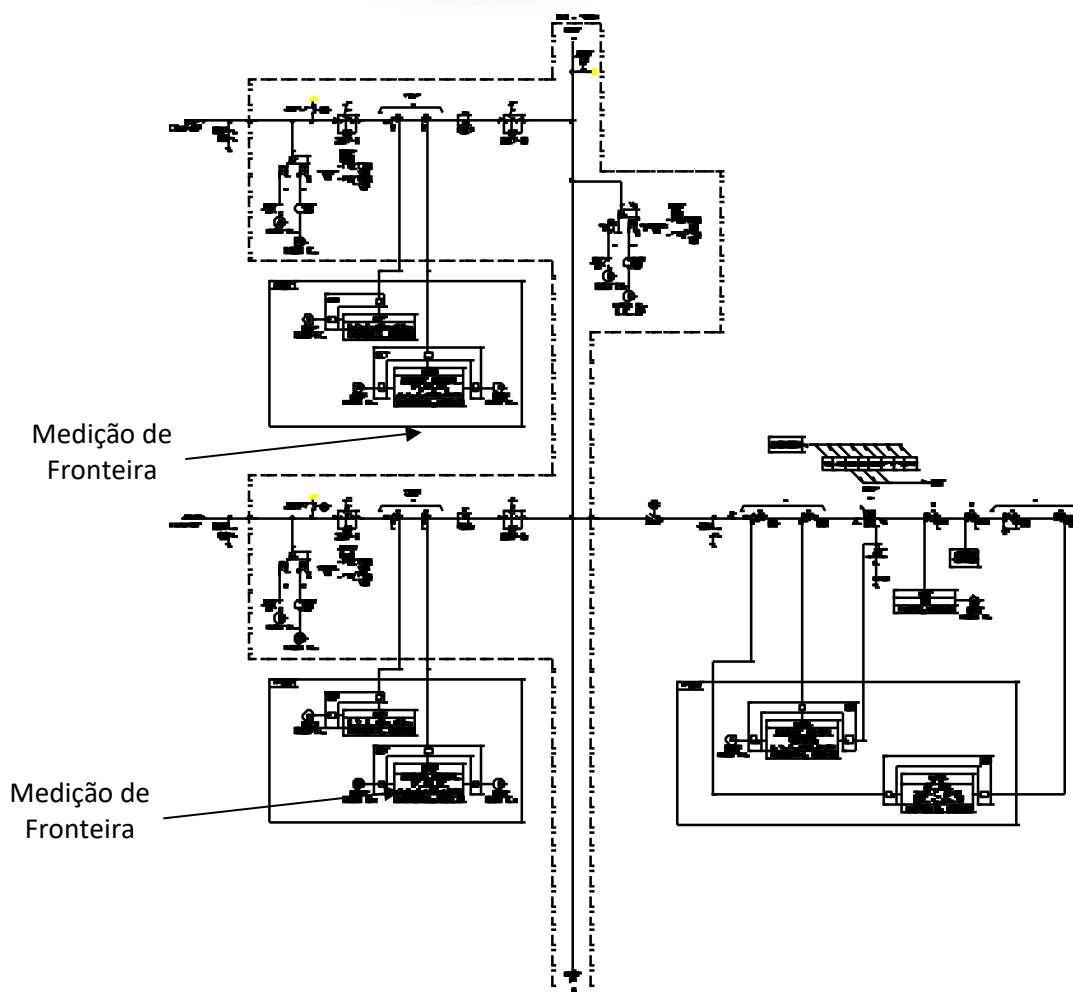


Figura 26- Diagrama unifilar - Barramento Simples - GIS.

Quando necessária deverá ser considerada medição para faturamento, aplicável ao fornecimento de energia em pontos de fronteira entre a transmissão e a distribuição. A Figura 26 mostra como será a implementação, do ponto de vista elétrico, da medição de fronteira.

Na medição de fronteira os enrolamentos de TC's e TP's devem ser exclusivos para essa função, devem estar em caixas de interligação separadas dos demais circuitos e disporem de dispositivos para lacre.

8.7.1.2. Arranjo com Barramento Principal + Transferência

Da mesma maneira que para o barramento simples, quando necessária medição de faturamento de fronteira em uma subestação GIS, o projeto executivo

deverá especificar enrolamentos específicos nos transformadores de corrente e de potencial, adequados à medição. Neste caso, deverão ser previstos compartimentos exclusivo destes enrolamentos de medição para lacre da empresa supridora.

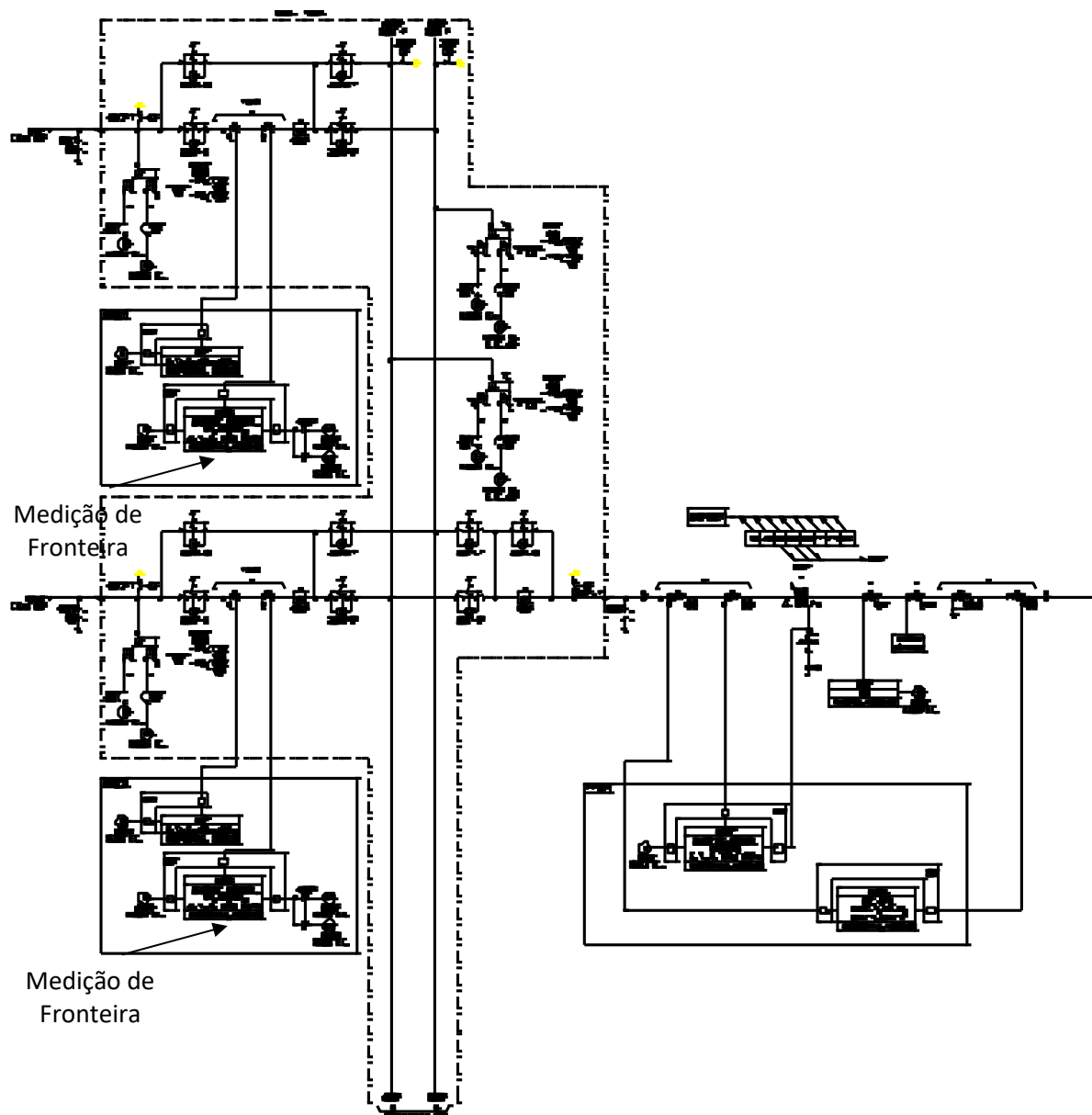


Figura 27 - Diagrama Unifilar - Barramento com Disjuntor de Transferência - GIS.

8.7.2. Setor de Baixa Tensão

A Figura 28 mostra o diagrama unifilar para o setor da baixa do transformador.

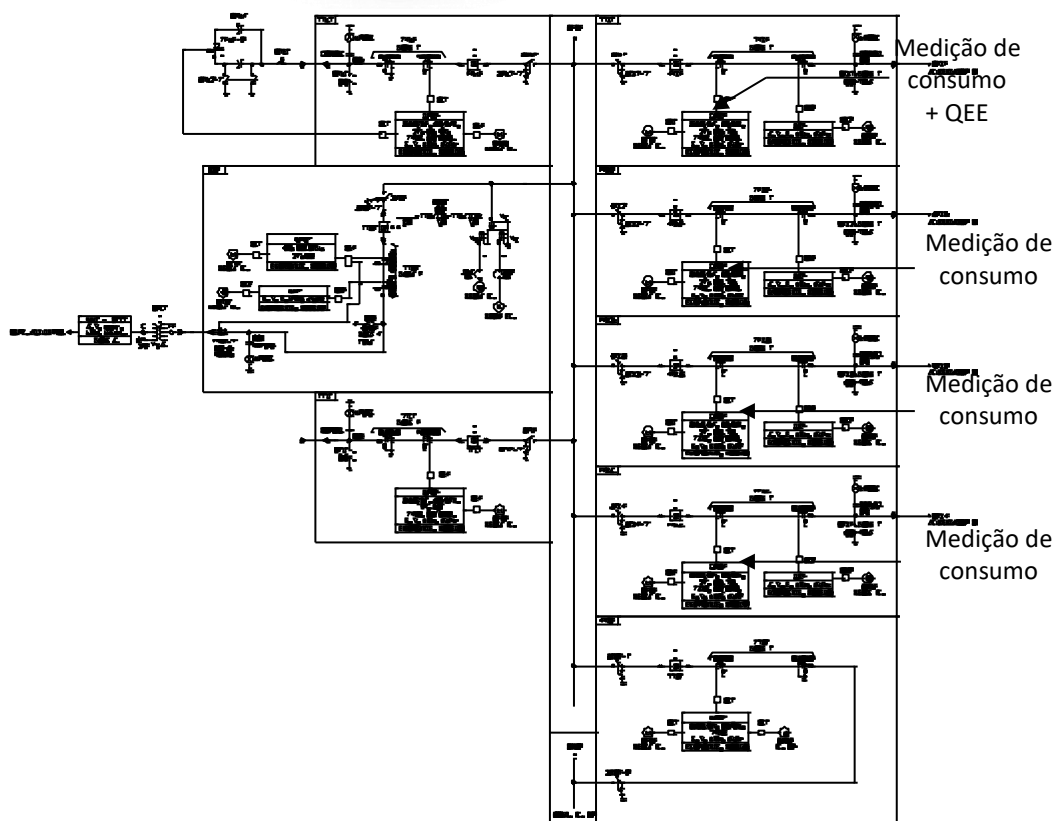


Figura 28- Diagrama unifilar do setor de MT - cubículos blindados.


Obs.: Os diagramas unifilares referentes à Subestação Metropolitana estão disponíveis no formato dwg.

9. CAMADA DE MONITORAMENTO

A camada de MONITORAMENTO apresenta o detalhamento dos sistemas de monitoramento que deverão ser implementados para a subestação do tipo Metropolitana, conforme critério de classificação da ENERGISA.

Por tratar-se de sistemas e não simplesmente equipamentos isolados, considerou-se necessário fazer uma contextualização das soluções de monitoramento apresentadas neste item, justificando tecnicamente as soluções empregadas e dando uma ideia do todo.

Este item estabelece as características técnicas do sistema de monitoramento para os cinco tipos de Subestação e definem os recursos de



monitoramento empregados, assim como, os equipamentos e sistemas a serem monitorados.

Objetivos:

- A prevenção de faltas e defeitos nos equipamentos primários.
- Oferecer ferramentas essenciais para que as empresas de distribuição possam modernizar as técnicas de manutenção e migrar para uma manutenção preditiva inteligente e otimizada.
- A redução do número de faltas e defeitos que causam interrupções no suprimento de energia elétrica contribui enormemente para a melhoria dos índices de desempenho dos serviços prestados.

As regras atuais que regem a distribuição de energia elétrica no Brasil obrigam o monitoramento de itens específicos da qualidade do serviço, para cada unidade consumidora.

Estes requisitos levam a uma revisão das estratégias de manutenção pelas distribuidoras, deixando, cada vez mais, ações em manutenção corretiva e preventiva, e intensificando a prática da manutenção preditiva.

Contudo, para habilitar uma migração assertiva para a manutenção preditiva, é necessário o monitoramento direto e constante dos equipamentos de forma a prever falhas e otimizar a manutenção dos mesmos.

Somente efetuando a análise das informações coletadas em tempo real dos equipamentos é possível estabelecer uma manutenção baseada nas condições reais e não em intervalos de tempo. Esta análise permite estender o ciclo de manutenção e minimizar os custos associados.

Itens abordados:

- Arquitetura do monitoramento on-line
- Monitoramento dos Transformadores de Força
- Monitoramento de Disjuntores

- Monitoramento de Para-Raios
- Monitoramento do sistema de serviços essenciais
- Sistema de segurança patrimonial - CFTV e alarmes
- Sistema de CFTV para monitoramento de manobra de equipamentos no pátio
- Câmeras de Vídeo-Monitoramento
- Monitoramento da casa de controle

9.1. Monitoramento em Tempo Real

Somente efetuando a análise das informações coletadas em tempo real dos equipamentos é possível estabelecer uma manutenção baseada nas condições reais e não em intervalos de tempo. Esta análise permite estender o ciclo de manutenção e minimizar os custos associados.

Sistemas independentes (*stand-alone*) de monitoramento dos equipamentos são frequentemente especificados e adquiridos pelas empresas de distribuição de energia elétrica para fornecer informações para o planejamento da manutenção preditiva. Quando projetados cuidadosamente e instalados com sensores de monitoramento suficientes, esses sistemas fornecem dados consistentes para uma análise e programação apropriadas da manutenção dos equipamentos.

Entretanto, devido aos altos custos de instalação dos equipamentos, rede de comunicação, assim como das taxas de aquisição e manutenção da infraestrutura do software de armazenamento de dados, este tipo de sistema não é viável para as pequenas e médias subestações de distribuição.

Os principais equipamentos que devem ser monitorados em uma subestação de distribuição são:

- Transformador de força e comutadores de derivação sob carga.
- Disjuntor AT.

- Sistema de serviços essenciais.
- Chaves seccionadoras.
- Para-raios AT.

9.2. Sistemas de Engenharia

Entende-se por sistema de engenharia, todo software ou conjunto de aplicativos com a função de auxiliar, basicamente, estudos de proteção e manutenção das subestações.

Área de proteção:

Para o monitoramento das subestações da ENERGISA, é previsto que os estudos de proteção devem se apoiar em:

- Software de análise de oscilografia.
- Software para coleta automática de oscilografias.

Com um sistema automático de coleta de oscilografias, o engenheiro de proteção não necessita se comunicar com cada dispositivo em campo para analisar uma ocorrência. Todas as oscilografias e registros de eventos estarão disponíveis em uma base de dados centralizada.

Área de manutenção:

Para o monitoramento das subestações da ENERGISA, é previsto que a manutenção deve se apoiar em:

- Software de gerenciamento de repositório de configuração dos IED's da subestação servindo como base para controle de revisão de alterações.
- Sistema de monitoramento de ativos para avaliar o estado atual dos disjuntores, transformadores, comutadores e serviço auxiliar na subestação.

9.3. Arquitetura do Monitoramento On-line

O monitoramento da subestação gera informações que devem ser disponibilizadas para várias áreas da concessionária, como, operação, engenharia, manutenção, planejamento, entre outras.

As informações coletadas pelos sensores de monitoramento deve “subir” para a camada de aplicação, a qual se encontra no nível dos sistemas operativos da ENERGISA.

É fundamental haver uma camada de aplicação das informações geradas e, para tanto, deve ser prevista a integração das informações do monitoramento com os sistemas operativos da ENERGISA.

A seguir serão mostradas as diferenças entre os sistemas de monitoramento centralizado e descentralizado.


Considerando as justificativas apresentadas optou-se pelo sistema descentralizado para ser empregado nas SE's da ENERGISA.

9.3.1. Sistema Centralizado

A arquitetura centralizada é a mais tradicional e possui sistemas desenvolvidos e funcionando em todo o mundo. A grande maioria dos sistemas de monitoramento comercializados por grandes fabricantes segue esta arquitetura.

Ela é composta pelos sensores tradicionais ligados a um ou mais elementos concentradores de informações. Estes elementos são geralmente, PLC's (Controladores Lógicos Programáveis) de uso industrial. As formas de entrada nestes concentradores são as entradas digitais e as analógicas. Os sensores e equipamentos de medição são conectados a estas portas, de acordo com o tipo de sua saída destes concentradores os sinais são enviados a um computador para o processamento e armazenamento destas informações.

A sua mais acentuada desvantagem deriva justamente de uma das suas características fundamentais: o seu elemento concentrador. Este elemento é um equipamento padrão de mercado, usualmente concebido para uso em ambientes



industriais. Por isso estes PLC's quando colocados junto ao transformador, normalmente no seu painel, podem ter seu funcionamento e desempenho comprometidos. Este comprometimento é causado pelas condições adversas de temperatura e a alta intensidade de interferências eletromagnéticas. Se estes equipamentos fossem instalados na sala de controle, o dispêndio de material, e consequentemente financeiro, seria muito alto visto que para cada sensor deverá existir cablagem específica.


Contudo, os sistemas de monitoramento convencionais requerem a instalação de sensores e equipamentos novos e especializados, bem como uma rede de comunicação específica para o tráfego desses dados. Além disso, eles não podem aproveitar a rede de comunicação do SAS (*Substation Automation System*) existente e as informações de monitoramento dos equipamentos que já estão sendo calculadas pelos IED's/PCM.

Outra desvantagem é a necessidade de duplicação de sensores ou dos seus sinais, através de transdutores ou relés auxiliares. Normalmente isto ocorre devido ao fato que as saídas dos sensores do transformador já estão sendo utilizadas por outros sistemas da subestação, como o sistema de proteção e o sistema supervisorio. Esta necessidade de duplicação gera vários problemas, como:

- Aumento do número de equipamentos passíveis de manutenção.
- Aumento do número de possíveis pontos de falha.
- Ampliação da demanda de estoque de peças.
- Aumento da complexidade e dos custos de montagem e manutenção.
- Diferenças de medição, em caso de duplicação de sensores.

9.3.2. Sistema descentralizado

O sistema baseado na arquitetura descentralizada, geralmente é constituído de IED's (*Intelligent Electronic Devices*). Estes IED's são dispositivos micro controlados de alta confiabilidade. Cada IED é um conjunto de sensor e IHM



(Interface Homem-Máquina), que provê inteligência e funcionalidade no próprio dispositivo. Ele possui todas as características que os sistemas de proteção e supervisão utilizam como: contatos secos, saídas analógicas, e também, portas de comunicação serial, utilizando protocolos de comunicação IEC 61850 e Modbus.

A norma IEC 61850 estabelece as funcionalidades dos protocolos de comunicação vertical e horizontal, permitindo a interoperabilidade entre os sistemas e a troca rápida de múltiplos tipos de mensagens entre os equipamentos dos sistemas de proteção, controle, supervisão e medição das subestações (em outras palavras, os IED's).


As subestações de distribuição de energia elétrica projetadas para utilizar as funcionalidades dos protocolos IEC 61850 podem ser otimizadas através da utilização das mensagens projetadas para o SCADA, troca de dados em tempo real e coleta das informações de monitoramento dos equipamentos, reduzindo significativamente os equipamentos usados para proteção, controle, medição e automação.

Os diversos benefícios da utilização da arquitetura descentralizada a tornam aconselhável para os sistemas de monitoração, dada a maior confiabilidade e menores custos de manutenção, além da facilidade para especificação de sistemas de monitoração de pequeno porte e custo reduzido.

Contribui para isso a possibilidade de aproveitamento de IED's já existentes na subestação para as funções de supervisão e controle como fonte de dados (sensores) para o sistema de monitoração. Em alguns casos o sistema de monitoração pode ter custo zero com sensores.

9.4. Monitoramento dos Transformadores de Força

O transformador de potência é o equipamento mais importante de uma subestação de distribuição. O alto custo de aquisição, transporte e instalação, juntamente com o longo tempo necessário para entrar em operação, podem tornar a substituição do transformador uma tarefa difícil e demorada. Portanto, o monitoramento é essencial para permitir uma manutenção eficiente bem como um aproveitamento ótimo das capacidades operacionais.




Um sistema de monitoramento de transformadores que atenda ao contexto e premissas descritas deve fornecer, no mínimo:

- Geração de prognósticos e diagnósticos relativos a falhas e eventos.
- Obter informações seguras sobre o comportamento e do estado de desgaste e envelhecimento dos equipamentos e sistemas de monitoramento.
- Prolongamento da vida útil dos equipamentos.
- Determinação de valores de referência que servem de base para a comparação com os valores supervisionados.
- Operação intuitiva e fácil, reduzindo a necessidade de treinamento e o tempo gasto nele.
- Aproveitar o conhecimento do engenheiro especialista da empresa, obtendo assim resultados mais confiáveis em cada situação.
- Redução dos custos de manutenção dos equipamentos.
- Permitir a programação de intervenção da equipe de manutenção preventiva, com base nos desvios das grandezas monitoradas.
- Aumento da confiabilidade do sistema elétrico.
- Redução de intervenções com desligamentos.

9.4.1. Topologia Típica de Sistema de Monitoração On-line de Transformador

Tipicamente, os sistemas de monitoração on-line de transformadores de potência adotam a topologia mostrada no diagrama de blocos da Figura 29, em que se observam as seguintes partes constituintes principais:

- 
- Medição de variáveis - A medição das diversas variáveis consideradas importantes para o conhecimento do estado do equipamento é efetuada por sensores e/ou transdutores, localizados, em geral, com o transformador.
 - Transmissão de dados - Consiste na transmissão dos dados de medições dos sensores, obtidos na etapa anterior, para a etapa de armazenamento e processamento de dados a seguir, utilizando-se os meios físicos mais convenientes para a aplicação.
 - Armazenamento e processamento de dados - O armazenamento e processamento dos dados de medições dos sensores têm por objetivo a obtenção de informações úteis para a manutenção e gestão do ativo, tais como os diagnósticos e prognósticos de estado dos vários subsistemas e da condição geral do transformador. Com isso, evita-se também que a engenharia de manutenção seja sobrecarregada com um grande volume de dados, nem sempre de fácil interpretação.
 - Disponibilização das informações - Para que o sistema de monitoração atinja seus objetivos, as informações referentes ao estado dos equipamentos precisam ser disponibilizadas aos diversos setores interessados, mantendo, simultaneamente, a integridade dos dados e a segurança do acesso.

Na Figura 29 é apresentado um diagrama esquemático de um sistema de monitoramento baseado na arquitetura descentralizada. Como se pode observar, não existe o elemento concentrador. Os dispositivos IED's comunicam-se independentemente com o sistema de monitoramento. Neste caso, a proteção e a supervisão do transformador poderiam vir integradas ao monitoramento, visto que a falha de um dispositivo somente teria como resultado a perda de sua funcionalidade.

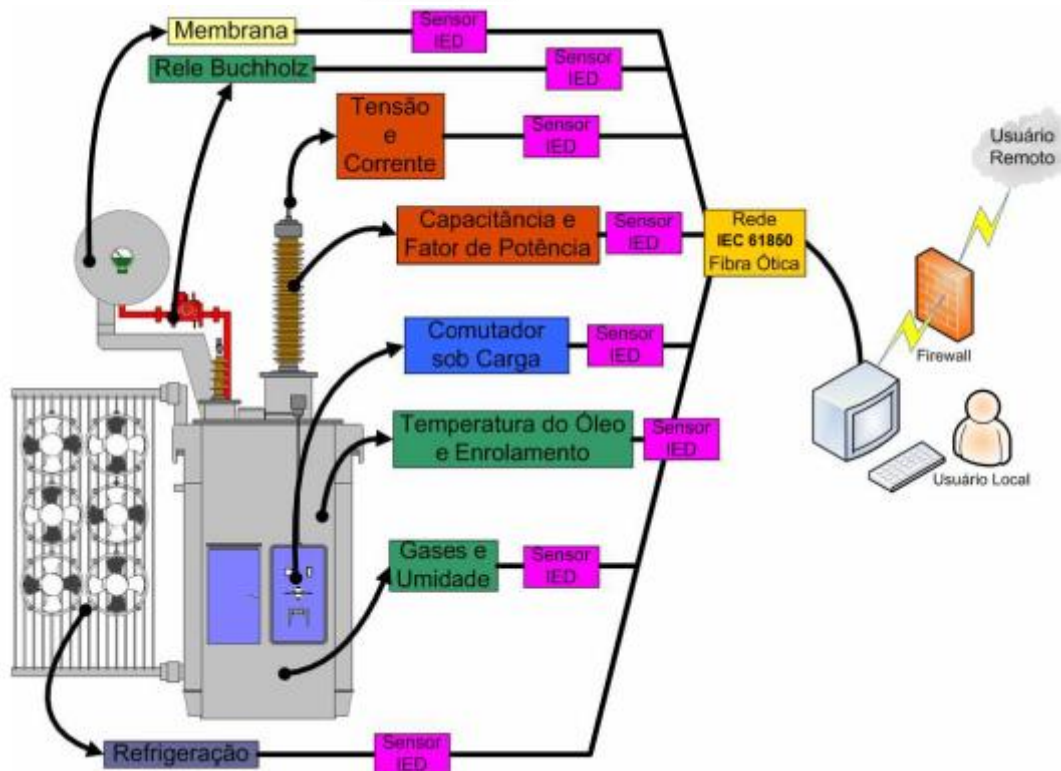



Figura 29 - Arquitetura do sistema descentralizado de aquisição e monitoramento.

O sistema de monitoramento de transformadores proposto para as subestações da ENERGISA tem por finalidade mitigar o risco de falhas catastróficas e auxiliar na tomada de decisões relativas à manutenção e/ou à operação dos transformadores. Ele deve medir, armazenar e correlacionar as grandezas indicativas do estado operativo do transformador, processando estes dados de forma a emitir diagnósticos e prognósticos indicativos de falhas incipientes, assim como sugerir ações de operação e manutenção para evitar as falhas.

O sistema de monitoramento deve ser especialista por excelência e reunir vários modelos de engenharia, que se utilizam o conhecimento do comportamento do transformador, apoiado em técnicas estatísticas adequadas e de aprendizado, definindo continuamente limites dinâmicos. Deve ultrapassar o conceito de supervisão baseado na simples medição da condição operativa com alarmes por limites pré-fixados e estáticos. Um diagnóstico pode ter origem em um único dado, um conjunto de dados, uma tendência ou extrapolação de dados que ultrapassem




os limites simples definidos pelo usuário ou os limites dinâmicos continuamente avaliados pelo sistema especialista.

Cada transformador monitorado pode ter uma série de sensores instalados em seu tanque principal e no comutador de TAP sob carga, sendo que as informações adquiridas por cada sensor são centralizadas em um painel localizado no corpo do transformador. Este painel se interliga a sala de controle, onde se encontra o painel centralizador, através de comunicação por protocolo TCP/IP (Ethernet) por meio físico de uma rede de fibra óptica.

No painel centralizador deve estar localizado o servidor do sistema, o qual executa os modelos especialistas de engenharia e armazena os dados. O sistema deverá dispor de tecnologia para análise que, quando empregada efetivamente pelo usuário, auxilia a estratégia de mitigação de riscos de falhas em transformadores, assim como a utilização de recursos de manutenção.


O sistema deve trazer os seguintes benefícios entre outros:

- Através do monitoramento efetivo da operação, a substituição da unidade pode ser avaliada com maior precisão.
- Identificação de falhas incipientes, com a oportunidade de tomar ações corretivas que possam evitar os custos decorrentes de uma falha catastrófica.
- Redução do prêmio de seguro por defeitos.
- Conhecimento e controle das condições operativas, reduzindo os riscos de falhas intempestivas e conseqüentemente, de custos relativos à Parcela Variável por Indisponibilidade (Resolução Normativa 270).
- Otimização do processo de manutenção, permitindo a manutenção baseada na condição dos equipamentos.



O sistema de monitoramento proposto deverá adquirir diretamente do IED de proteção, utilizando medições dos TP/TC em combinação com sensores de temperatura para calcular a temperatura do topo do óleo (*top-oil temperature*) e a temperatura mais alta do enrolamento (*winding hot-spot temperature*). Deve ser capaz de monitorar pelo menos as seguintes grandezas:

- Carregamento
- Temperatura do ambiente medida.
- Temperaturas do topo do óleo (“*top-oil*”) medida e calculada.
- Temperaturas mais altas (“*hot-spot*”) do enrolamento medida e calculada.
- Taxa de perda de vida útil diária.
- Taxa de perda de vida útil acumulada.
- Eficiência do sistema de ventilação forçada.
- Estágio da ventilação forçada.
- Fator de aceleração do envelhecimento da isolação.
- Estimativa do tempo de vida útil da isolação.
- Detecção de stress elétrico e mecânico causado por faltas passantes (“*through-faults*”). Taxa de perda de vida útil diária.
- Número de operações do comutador.
- Temperatura do comutador.
- Detecção de stress elétrico e mecânico causado por faltas passantes (“*through-faults*”).



Os transformadores monitorados, dependendo do tipo de subestação em que estão instalados, poderão ter sensores adicionais que complementam as medições acima, sendo que as informações adquiridas por cada sensor são centralizadas em um painel localizado no corpo do transformador. Este painel se interliga a sala de controle, onde se encontra o painel centralizador, através de comunicação por protocolo TCP/IP (Ethernet) por meio físico de uma rede de fibra óptica.

Monitoramentos adicionais:


- Fator de potência das buchas - que permite a análise on-line do estado das mesmas (aplicável em 69 kV e superiores).
- Gases dissolvidos no óleo isolante - análise realizada através de sensores simples como de gases combinados ou mais completos por meio de gás-cromatografia.
- Umidade do óleo isolante.

9.4.2. Especificação dos Itens de Monitoramento do Transformador

De acordo com a *especificação técnica da ENERGISA para Transformador de Força*, o sistema de monitoramento deverá ter as seguintes características.

O sistema de monitoramento deverá ser baseado em microprocessador e expansível, tanto no aspecto de inclusão de novas grandezas dos transformadores, com a inclusão de novos sensores, ou inclusão de outros equipamentos. Deverá também permitir:

- Equipamentos de aquisição de dados.
- Equipamentos de armazenamento e tratamento de dados.
- Meio de comunicação, que interligará os dois itens acima.
- Sensores e variáveis.



É escopo de fornecimento o painel de monitoração online, completo com todos os acessórios e em perfeito funcionamento disponibilizando os seguintes equipamentos:

- Um IED para controle e monitoramento de tap's, função 90, medição de correntes e tensões, monitoramento de temperaturas de enrolamentos e de óleo isolante, aquisição de temperaturas via RTD, estágios de ventilação forçada, controle de paralelismo de transformadores de força. O mesmo será acondicionado no respectivo painel de transformador de força.
- Um equipamento I/O Remoto para as proteções intrínsecas, o mesmo será acondicionado no respectivo painel de transformador de força e ser adequado para o protocolo de comunicação IEC 61850.

Todos os equipamentos deverão ser compatíveis com protocolo de comunicação IEC 61850, MMS e GOOSE.

Também é escopo de fornecimento os seguintes itens:


- Sensores básicos com saída de 4 a 20 mA.
 - Indicador de nível de óleo (alto e baixo).
 - Temperatura dos enrolamentos tipo RTD.
 - Temperatura do topo do óleo tipo RTD.
 - Temperatura da base do óleo tipo RTD.
 - Grandezas elétricas (potências, correntes, tensões, etc).
 - Supervisor da bolsa do conservador de óleo através de entrada digital.
- Software de monitoramento
 - Programa com algoritmos necessários para monitoração, com gravação de histórico.

- Instalação e configuração do software de monitoração.
 - Treinamento para operação e manutenção do sistema de monitoração.
 - Comissionamento e testes de software de monitoração.
 - Licença de utilização do software de monitoração.
 - Programa com interface gráfica para a estação remota.
- Projeto, documentação, instalação e supervisão.
 - Diagrama esquemático do sistema de monitoramento de interligação entre o gabinete, sensores do transformador e gabinetes da central de manobra.
 - Manual do produto.
 - Montagem do sistema de monitoração (gabinete, sensores, software e os cabos de interligação dos sensores instalados no transformador, supervisão e comissionamento).

Deve ser previsto monitoração da temperatura ambiente, para tanto deve ser instalado um sensor do tipo RTD no corpo do transformador com abrigo meteorológico, o qual será conectado no IED de monitoramento de temperatura do transformador e que usará a informação de temperatura ambiente no algoritmo de monitoramento térmico.

9.4.3. Características do IED para Monitoramento de Transformador

O IED/PCM empregado deverá receber TC's e TP's de proteção tradicionais em combinação com sensores de temperatura para calcular a temperatura do topo do óleo (*top-oil temperature*) e a temperatura mais alta do enrolamento (*winding*



hot-spot temperature). Deverá efetuar oscilografia de resolução de pelo menos 16 amostras/ciclo.

O IED deverá, sem nenhum sensor independente adicional, externar as seguintes informações:

- Sequencial de eventos com capacidade de armazenamento dos últimos 1024 eventos.
- Oscilografia independente da proteção.
- Monitoramento de desgaste do transformador devido às faltas externas passantes.
- Monitoramento das bobinas do disjuntor.
- Monitoramento térmico IEEE C57.91:1995.
- Temperatura do topo do óleo.
- Temperatura ambiente.
- Estágio da ventilação forçada.
- Carga relativa.
- Fator de aceleração de envelhecimento de isolamento.
- Estimativa de vida útil do isolamento.
- Detecção de stress elétrico e mecânico ocasionado por faltas passantes.
- Número de operações do comutador.
- Temperatura do comutador.
- Eficiência do sistema de arrefecimento baseado na temperatura medida e calculada.

- Tendência de perda de vida útil.
- Tendência de perda de isolamento.
- Tendência de aumento de temperatura do enrolamento.
- Tendência de variação de carga.
- Tendência de desgaste por faltas-passantes.
- Comunicação com fibra ótica dual em IEC 61850.

9.4.4. Monitoramento Complementar do Transformador

Além das grandezas monitoradas diretamente pelo IED, propõe-se uma complementação para o monitoramento completo do transformador, para tanto, kits de monitoramento deverão ser instalados.


Os seguintes monitoramentos complementares são propostos:

- Teor de água e saturação relativa no óleo do transformador.
- Gás dissolvido no óleo.
- Capacitância e tangente delta das buchas.

9.4.4.1. Sistema de Monitoramento de Buchas Capacitivas

Bushing tap adaptor, como são conhecidos, monitoraram os valores de corrente da isolamento capacitiva da bucha do transformador.

Com o valor da corrente e o ângulo de fase, associados à tensão do barramento, é possível monitorar as demais grandezas que são: capacitância, ângulo de fase de corrente e tensão, fator de potência, e tangente delta. Para aplicações trifásicas, é possível monitorar a soma das três correntes. Toda esta informação é processada por software aplicativo dedicado ao sistema. A utilização de sensores para buchas capacitivas, portanto, permite o monitoramento on-line do desempenho das mesmas, dispensando o desligamento do transformador para



medidas de capacitância. Aplica-se tanto para transformadores de potencial, transformadores de corrente, transformadores elevadores, abaixadores e de uso geral.

9.5. Monitoramento de Disjuntores


Este equipamento, por ser de manobra e também estar diretamente ligado à proteção dos demais elementos, é imprescindível o seu monitoramento para o bom funcionamento da subestação e à segurança dos operadores e do pessoal de manutenção da subestação.

Para monitorar os disjuntores há um componente importante, que não é levado em consideração para os demais equipamentos monitorados, que é a velocidade de leitura do hardware de aquisição das grandezas monitoradas, este deve ser suficiente para registrá-las no momento da manobra, em especial os tempos de abertura e fechamento.

A manutenção dos disjuntores é normalmente baseada em intervalos de tempo regulares ou no número de operações efetuadas. Os métodos baseados nesta filosofia têm desvantagens porque dentro do intervalo de manutenção pré-determinado pode haver um número anormal de operações ou um número pequeno de operações com níveis elevados de corrente.

O sistema de monitoramento deverá adquirir diretamente do IED de proteção utilizado as informações oriundas dos TP e TC e deve ser capaz de monitorar pelo menos as seguintes grandezas:

- Desgaste dos contatos. O fabricante do disjuntor fornece uma curva de manutenção relacionando o número de operações de fechamento/abertura (*close-to-open*) e os níveis das correntes de interrupção. É possível configurar alguns dos pontos desta curva, onde normalmente são escolhidos o maior e o menor número de operações, além de um ponto médio. Para cada operação, o IED integra a corrente interrompida com o número de operações para atualizar o valor do desgaste dos contatos. Este parâmetro é crucial para estimar a necessidade de manutenção.

- 
- Número total de operações. Contadores incrementais para as operações de fechamento/abertura (*close-to-open*) são implementados para disponibilizar essas informações para o histórico do sistema.
 - Tempo de operação mecânica. O tempo de operação mecânica do disjuntor pode ser calculado através da medição do intervalo de tempo entre o comando de *trip* ou o comando de fechamento e a ativação das entradas digitais do IED conectado aos contatos de estado do disjuntor. Desvios neste valor podem indicar problemas no mecanismo de acionamento.
 - Tempo de operação elétrica. De forma similar ao tempo de operação mecânica, este tempo mede o intervalo de tempo entre o comando de *trip* ou o comando de fechamento e a extinção ou normalização das medições de corrente do disjuntor. Se este parâmetro apresentar uma tendência de elevação ao longo do tempo, isso pode indicar falhas nos contatos.
 - Tempo de inatividade. Monitorando a atividade do número de operações, é possível calcular o número de dias em que o disjuntor esteve inativo. Períodos longos de inatividade degradam sua confiabilidade para o sistema de proteção.
 - Tempo de carregamento da mola. Logo que o disjuntor é fechado, tem início a medição do tempo para ativar as entradas digitais do IED conectado ao contato da mola carregada do disjuntor. Se este tempo aumentar à medida que o número de operações aumenta, isso pode prognosticar um problema no mecanismo de carregamento da mola.

Para cada disjuntor, as informações de $I^2 \times t$ de manobras e interrupções para cálculo do desgaste dos contatos estarão sendo totalizadas pelo respectivo IED

de proteção do Bay do disjuntor, tendo informações atualizadas deste equipamento através da rede comunicação IEC 61850.

A Figura 30 mostra o diagrama básico para monitoramento do disjuntor, não havendo necessidade de nenhum sensor independente adicional para o sistema de monitoramento.

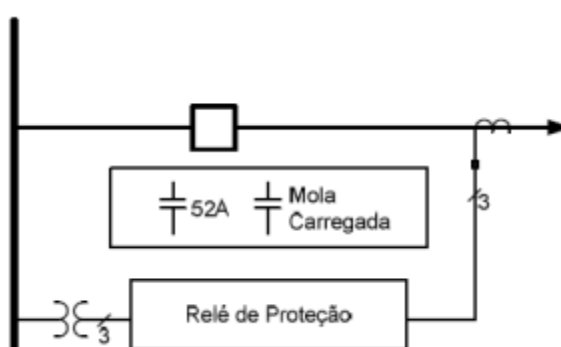


Figura 30 - Diagrama básico de conexão para monitoramento de disjuntores


9.6. Monitoramento de Para-Raios

O acompanhamento da evolução da corrente de fuga do para-raios é um importante passo para compreender a sua “saúde”. Através do monitoramento da corrente de fuga pode-se saber o estado de degradação da isolação (varistores), assim como, obter uma curva de tendência no longo prazo.

Assim como a corrente de fuga, o monitoramento da corrente de surto pode fornecer informações importantes sobre a condição do para-raios.

O sistema proposto para monitoramento da condição do para-raios, monitora correntes de surto em para-raios sem gap com resistores de óxido metálicos não lineares. O sistema deve possibilitar a obtenção de informações para uma análise detalhada dos impulsos da corrente de surto e realizar o monitoramento no longo prazo.

O sistema de monitoramento de para-raios proposto tem como base o sistema ACM - *Arrester Condition Monitor* da Siemens.



O sistema deve realizar duas funções básicas: medir a corrente de fuga e registrar os impulsos de surto de corrente.

A medição da corrente de fuga determina a corrente resistiva analisando a componente da 3ª harmônica. A corrente de fuga deve ser medida uma vez ao dia e os resultados devem ser salvos em memória de massa com o propósito de detectar e avaliar tendências.

Ao registrar os impulsos da corrente de surto, o sistema deve gerar duas informações: o número total de impulso de surto de corrente e a duração individual da corrente para os impulsos registrados.

O sistema deverá gerar ainda, uma análise da energia convertida no para-raios.

Segue abaixo descrição das grandezas que deverão ser monitoradas pelo sistema:

Medição da corrente de fuga

Ha dois tipos de medição de corrente de fuga: medição de corrente de fuga cíclica que mede a corrente uma vez por minuto ou a cada 4 minutos dependendo do ajuste; e a medição da corrente de fuga no longo prazo, a qual mensura a corrente uma vez ao dia em um horário definido.

A medição da corrente de fuga cíclica deve possibilitar ler o valor da corrente de fuga total a qualquer momento no display integrado.

A medição da corrente de fuga no longo prazo deve possibilitar a análise de tendências da corrente de fuga devido ao envelhecimento. A corrente de fuga total e sua componente resistiva devem ser gravadas separadamente. A medição deve ser realizada uma vez ao dia no mesmo horário, sendo que, o horário da medição deverá ser definido pelo usuário através de software dedicado.

Obs: Preferencialmente a corrente de fuga de longo prazo deve se medida à noite para eliminar os efeitos da temperatura da luz do sol na medição. Os raios solares podem aquecer muito a superfície do para-raios, desta forma alterando os valores para a temperatura ambiente.

Registro da corrente de surto

Diferentemente da medição de corrente de surto, o registro de impulsos da corrente de surto deve ocorrer somente enquanto o para-raios é acionado. O número de acionamentos do para-raios medido deve ser mostrado ciclicamente (uma vez por minuto ou uma vez a cada 4 minutos, dependendo da programação).

Uma avaliação detalhada dos impulsos da corrente de surto deverá ser disponibilizada por meio do software.

A medição dos impulsos de corrente de surto deve acumular um histórico do contador, assim como, da soma de energia convertida no para-raios. Esta análise abrangente permite que seja feito um relato detalhado relativo às atividades e utilização do para-raios, de modo que a informação possa ser utilizada para analisar as suas condições operacionais.


9.7. Monitoramento de Chaves Seccionadoras

As chaves seccionadoras motorizadas são utilizadas em grande número nas subestações para isolamento e manobras de equipamentos. Com isso, o bom estado da chave e a confiança de que as operações de fechamento e abertura ocorrem corretamente são essenciais para a confiabilidade do sistema e segurança das instalações, especialmente quando são controladas remotamente.

Desta forma, a certeza da correta operação das chaves seccionadoras na abertura e no fechamento é de extrema importância para a integridade dos equipamentos e segurança das instalações, principalmente em instalações controladas à distância.

Um sistema de monitoramento de chave seccionadora deve efetuar o diagnóstico on-line de seu estado e a supervisão das operações, detectando e indicando eventuais operações malsucedidas ou confirmando que a operação transcorreu normalmente.

O sistema deve emitir alarmes em caso de anormalidades, assim como avisos de manutenção com a antecedência programada pelo usuário e permitindo visualizar rapidamente o estado do seccionador.



O sistema de monitoramento deve supervisionar em tempo real, diversas variáveis associadas à operação do equipamento, verificando se as mesmas correspondem ou não à assinatura típica do equipamento em condições normais.

Para o monitoramento da(s) chave(s) seccionadora(s) motorizada(s), propõe-se uma solução que atenda aos seguintes requisitos:

Para isso, devem ser efetuadas as medições:

- Oscilografia das correntes, tensões e potência consumida pelo motor durante as operações.
- Contatos de sinalização de estado do seccionador aberto/fechado.
- Deslocamento do contato principal durante a operação, medido através de encoder.
- Tensão de comando (opcional).
- Contatos de alarme de disjuntores de proteção do motor e/ou do circuito de comando atuadas.
- Temperaturas do interior do mecanismo de acionamento e ambiente.
- Corrente do aquecedor anticondensação do mecanismo de acionamento.

Para o diagnóstico da chave e de suas operações, o sistema deve efetuar a correlação dessas medições, através de algoritmos especialistas de engenharia, obtendo diversas informações úteis para o diagnóstico e prognóstico, tais como:

- Assinatura de consumo e energia gasta pelo motor durante a operação.
- Corrente de partida do motor no início da operação.
- Tempo para operação do seccionador muito baixo ou alto.
- Tensões mínimas e máximas no motor durante a operação.

- Deslocamento total do contato principal durante a operação.
- Coerência dos contatos de sinalização de estado do seccionador, entre si e com a medição de posição do contato principal.
- Nº de operações e tempo de serviço do motor, totais e após a última manutenção.
- Tempo restante para manutenção por tempo de serviço.
- Funcionamento do aquecedor do mecanismo em função das temperaturas.
- Temperatura do mecanismo de acionamento muito baixa ou alta.
- Sub e sobre tensão das alimentações de comando e do motor.


O sistema deve prover IED para coleta e processamento das informações dos sensores. Deve possuir porta de comunicação serial 1 RS-485 e utilizar protocolos de Comunicação, preferencialmente IEC 61850, podendo ser Modbus RTU ou DNP3.0.

9.8. Monitoramento do Sistema de Serviços Essenciais

O serviço auxiliar de corrente contínua de uma subestação é responsável por fornecer corrente CC para todos os dispositivos. Ele é composto basicamente por um retificador, um carregador de baterias e um banco de baterias para cada nível de tensão CC necessária.

A operação apropriada do sistema de baterias CC e da fonte de corrente alternada (CA) é essencial para a operação dos sistemas de proteção e controle de uma subestação. Contudo, nem todos os retificadores e carregadores de bateria possuem mecanismos de auto diagnose, e aqueles que possuem, apenas sinalizam para indicar situações de alarme.

Tradicionalmente, o diagnóstico eficiente das condições do sistema CC de uma subestação somente pode ser efetuado por meio da adição de equipamentos



específicos para esta função. Esses dados também existem nos IED's/PCM, os quais têm capacidade para monitorar o sistema CC com precisão, podendo monitorar:

- Tensão CC e/ou polos positivo e negativo. Uma diferença entre as medições dos polos pode indicar uma corrente de fuga para a terra e possíveis danos ao carregador e/ou retificador.
- Nível de tensão CC. Um nível alto ou baixo de tensão CC pode danificar o banco de baterias CC ou não manter um carregamento adequado.
- Detecção de corrente de fuga a terra. Se a instalação do banco de baterias CC possuir um aterramento central, é possível medir a corrente de fuga a terra e prever problemas na cablagem das baterias do banco.
- *Ripple* CA no retificador. Níveis elevados do componente CA da tensão entregue pelo retificador podem danificar as baterias de forma irreversível.

Tanto o retificador quanto o conjunto de baterias deverão ser monitorados por um IED, o qual também se comunica através da suíte por protocolos DNP3.0, SNMP, MODBUS priorizando protocolos da norma IEC 61850, se houver. Os seguintes pontos são monitorados:

- DC para terra
- DC baixa
- DC alta
- Medida da tensão DC
- Medida de corrente DC
- Bateria em descarga

- Bateria em carga de equalização
- Bateria em carga de flutuação
- Estado da chave de transferência
- Comando na chave de transferência
- Fonte de alimentação AC para o retificador anormal
- Retificador com defeito

Cada um dos IED's do sistema também deverá monitorar sua própria fonte de alimentação DC. Este monitoramento deve ser habilitado nos IED's, de forma que qualquer alarme gerado no IED deverá ser enviado para o sistema de supervisão usando mensagens via IEC 61850 ou MODBUS. Esses dados serão exibidos na lista de alarmes local e remota e também no relatório de sequenciamento de eventos.

Para os bancos de baterias, as informações de tensão, e demais informações associadas estará sendo totalizada pelos respectivos IED's, tendo as informações atualizadas destes equipamentos.

Para tanto, o conjunto retificador-banco de bateria deverá disponibilizar todas as informações necessárias aos monitoramentos previstos. O sistema deve realizar intervenções remotas como os demais IED's como: teste de carga/descarga, teste de condutância das baterias, etc.

9.9. Sistema de Segurança Patrimonial - CFTV e Alarmes

O sistema de segurança patrimonial é composto por câmeras de circuito fechado de televisão (CFTV), com câmeras móveis e direcionáveis combinadas com os sensores de movimento e de presença que geram alarmes locais e remotos, via rede de comunicações da SE, funcionando 24 horas por dia.

Estas câmeras deverão estar posicionadas de modo que cada câmera possua um ângulo de visão abrangendo a maior área possível da SE, de modo que com poucas câmeras seja possível cobrir todo o pátio e os lados internos da SE.

9.9.1. Sistema de CFTV para Monitoramento de operação no Pátio

O sistema deverá possibilitar o acompanhamento remoto dos estados dos equipamentos, medições, bem como o controle à distância da subestação através de sensores e dispositivos inteligentes. A partir das informações e sinais de alarmes fornecidos pelos equipamentos, o operador deverá tomar as ações necessárias de forma a operar, corrigir ou prever falhas no sistema elétrico.


O recurso de visualização de imagens de áreas (ou equipamentos) de interesse na subestação também é uma fonte importante de informações para o operador.

A posição estratégica da(s) câmera(s) na sua instalação oferece vantagens. “Enquanto o homem deve manter distâncias seguras dos equipamentos energizados e seu ângulo de visão pode ser prejudicado na inspeção de equipamento, a câmera pode ser instalada próxima ao equipamento e alguns tipos ainda, permitem movimentos horizontal, vertical e zoom, que são recursos que podem ser utilizados remotamente.”

O sistema de câmeras de CFTV para monitoramento de manobra de equipamentos no pátio é composto pelas mesmas câmeras móveis e direcionáveis que servem o sistema de segurança patrimonial. Dotadas de recursos de zoom (aproximação) é possível checar imagens com detalhes próximos aos equipamentos do pátio da SE, facilitando o acompanhamento da manobra nos equipamentos e disponibilizando as imagens via rede de comunicações da SE durante 24 horas por dia.

As câmeras do CFTV serão projetadas de maneira a serem posicionadas e montadas em lugares estratégicos de maneira segura, facilitando a instalação, proteção de intempéries e vandalismos, aumentando a durabilidade, como já praticado nas subestações da ENERGISA e conhecido nas visitas ocorridas na etapa de diagnóstico.

A quantidade de câmeras necessárias para o monitoramento patrimonial e para a operação deverá ser definida no projeto executivo da subestação.



O sistema passa então a ser composto por uma solução de câmeras que tanto realizaram as funções de segurança patrimonial e de auxílio à operação. Para tanto, cada uma das necessidades exige algumas funcionalidades.

Características do sistema para segurança patrimonial:

- Detecção de movimento.
- Inviolabilidade das imagens gravadas localmente.
- Acesso local ou remoto às imagens em tempo real ou gravadas.
- Gravação na máquina usuária.
- Envio automático de mensagens com imagens anexadas.
- Entrada de alarmes.
- Detecção de imagens mesmo com baixa luminosidade.

Características do sistema para o auxílio à operação:

- Qualidade de vídeo com maior resolução.
- Possibilidade de ajuste na posição da câmera (PTZ).
- Áudio bidirecional para uso, caso necessário de alto-falante.
- Utilização de alimentação a partir do serviço auxiliar da subestação, para garantir a não interrupção do envio de informações.

As informações fornecidas pelas câmeras deverão ser armazenadas em um servidor localizado na subestação, e também possibilitar o acesso das informações remotamente. Deste modo, deve-se contemplar DV-R que permita acesso remoto através de *browser*. A Figura 31 mostra de forma esquemática a arquitetura do sistema CFTV proposto.

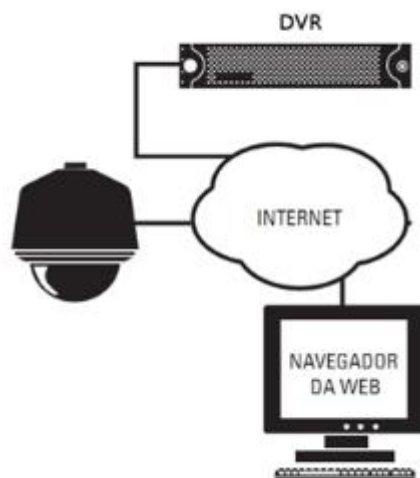


Figura 31 - Arquitetura do sistema CFTV proposto.

9.9.2. Equipamentos

9.9.2.1. Gravador de Imagem - DVR

Monitoramento de vídeo e áudio ao vivo, características:

- Sistema protegido contra vírus, sem risco de congelamento de imagem.
- 30 fps para cada câmera em monitoramento local.
- Qualidade de gravação ajustável para cada câmera.
- Áudio bidirecional.
- Visualização no monitor em 1 / 4 / 6 / 7 / 8 / 9 / 10/13/16 câmeras.
- Controla as principais câmeras PTZ do mercado.
- Diferentes PTZ podem trabalhar na mesma serial.
- Log de sistema e log de operação.
- Grava/monitora/reproduz simultaneamente.

- Acesso em tempo real atrás de browser.
- Baixo consumo de banda e com alta qualidade de vídeo.
- Múltiplos protocolos de compactação: MPEG4, H.263, JPEG, M-JPEG.
- Porta RS485 para controle PTZ embutido.

Gravação e reprodução:

- Marca d'água.
- Taxa de gravação e qualidade ajustada por câmera.
- Detecção de movimento / Alarmes / Cíclico / Programado / Prioridade em gravação.
- Gravação com Pré-motion ou pré-alarm e post-motion ou post-alarm.
- Taxa de frames gravados, ajustável quando dispara alarme ou detecção de movimento.
- Ajuste de brilho e cor durante a reprodução.
- Zoom digital durante a reprodução.
- Análise panorâmica por fotos antes da reprodução "*Thumbnail browsing*".
- Agenda de registro de eventos.
- Procura por tempo, dia, movimento, evento ou log de alarme.
- Armazena através de SCSI/USB/IDE RAID e NAS.
- Função de alarme:
- Avisa pelo sistema de áudio quando o alarme dispara.

- O sistema automaticamente mostra a imagem em tamanho grande quando dispara o alarme.
- Envio de fotos em anexo por e-mail ou ftp quando dispara o alarme.
- Relês I/O embutido.

9.9.2.2. Câmeras de Vídeo-Monitoramento

O sistema de Vídeo-Monitoramento deverá ser feito através de câmeras IP, instaladas em pontos estratégicos do site, que enviarão suas informações em tempo real para a gerência no COS/COD.

A instalação de câmeras de Vídeo-Monitoramento possibilitará a visualização remota das SE's, garantindo a segurança do patrimônio durante 24 horas por dia.

A outra função das câmeras será supervisionar as chaves seccionadoras tripolares, motorizadas ou não, garantindo que elas estejam posicionadas corretamente, pois dependendo da situação elas podem se encontrar no estado aberto ou fechado. Para esta função as câmeras deverão ter capacidade de Zoom e Resolução apropriados. As câmeras serão instaladas nos SE, conectando-as a um dos *Switches Ethernet* de comunicação Interna.

As câmeras IP deverão atender no mínimo aos seguintes requisitos:

- Câmera dome PTZ (360° com *Auto-Flip*).
- Zoom óptico de 29x e digital de 12x.
- Grau de proteção IP66 e NEMA 4x.
- Temperatura de operação de -20°C a 50°C.
- Funcionalidade Dia/Noite.
- Streams em H.264 (30fps) e Motion JPEG (30fps).
- Resolução até D1 (720x480 - 60Hz).

- Alimentação via IEEE802.3at *High Power over Ethernet* (com *midspan* incluído).
- Permitir instalação em torre/poste.

9.10. Monitoramento da Temperatura Ambiente da Casa de Controle

Deverá ser implementada no interior da casa de controle um sistema de monitoramento da temperatura ambiente, de forma a detectar falhas no sistema de ar condicionado, evitando uma elevação da temperatura e possíveis danos a equipamentos e ao banco de baterias.

Para tanto deverá ser instalado um sensor de temperatura e umidade relativa, o qual é conectado à porta serial do computador através de um conversor RS232-RS485.

O sistema deverá ser acompanhado de um software para registro das temperaturas e umidades dos sensores, registrar as medidas em arquivo texto, conforme o intervalo de tempo pré-ajustado. Deverá permitir o ajuste de uma faixa considerada normal, se a temperatura sair desta faixa deverá enviar um sinal de alarme para o operador.

Características:

- Servidor *web* integrado. Acesso à temperatura via internet ou ethernet.
- Protocolo SNMP, permite o monitoramento e registro da temperatura ambiente através de ferramentas de gerenciamento como: MRTG, PRTG, Cacti, TIRS, etc.
- Registro de até 100 valores de temperatura com data e hora de ocorrência.
- Apresentação de gráficos das últimas leituras.
- Modbus/IP: Permite a comunicação com outros softwares de monitoramento.

- Dimensões reduzidas, podendo ser instalado em racks, retorno de ar condicionado e sala.
- Certificado de calibração válido por pelo menos 01 ano.
- *Display* de visualização.

9.11.Subestação Compacta Blindada a SF6 (GIS)

O meio isolante divide as subestações em dois grandes grupos, que apesar de servirem para propósitos equivalentes, possuem características e comportamentos distintos: Subestação Isolada a Ar (*Air Insulated Substation - AIS*) e Subestação Isolada a Gás (*Gas Insulated Substation - GIS*).


A utilização do SF6 na isolação dos condutores e partes vivas em uma subestação traz consigo vantagens importantes, como a redução de espaço físico na implantação da subestação e redução considerável no histórico de ocorrência de falhas.

Todavia, as subestações isoladas a gás não estão imunes a problemas. Como qualquer outro projeto e obra de engenharia, existem fatores internos e externos ao funcionamento do equipamento que contribuem para o envelhecimento dos materiais envolvidos.

Na manutenção baseada nas condições de operação ou manutenção centrada na confiabilidade do equipamento, aplicada à subestação GIS, prevê-se um monitoramento e diagnóstico contínuo, realizado para a aquisição de parâmetros que possam estimar as condições do equipamento.

Neste contexto, o sistema de monitoramento da subestação GIS, deverá ser composto de quatro componentes principais:

1. Sensores: convertem as quantidades físicas em sinais elétricos. A alteração destes sinais, através do monitoramento, pode indicar a existência de faltas.
2. Aquisição de Dados: esta unidade é importante para pré-amplificar e pré-processar sinais de saída dos sensores.

- 
3. Detecção de Falta: módulo construído para a indicação da existência ou ausência de falta no equipamento monitorado. A detecção de faltas pode ser feita por comparação em relação aos padrões de falta existentes ou pelo processamento dos sinais captados durante a operação.
 4. Diagnóstico: processo de indicação dos sinais anormais que geralmente é realizada por um especialista. Pode ser realizado em tempo real juntamente com o monitoramento, através da utilização de computadores.

Apesar da subestação GIS, dependendo da configuração, ser um tipo de subestação que contém uma variedade de equipamentos (tais como transformadores, disjuntores, chaves entre outros) imersos em gás SF₆ confinados em um módulo, a mesma pode ser considerada como um único equipamento para efeito de monitoramento baseado nas condições de operação.

9.11.1. Sistema de Monitoramento de DP

O sistema de monitoramento em uma GIS deverá detectar reduzidas rupturas na isolação do gás, as quais são comumente conhecidas como Descargas Parciais (DP). As DP's podem ter uma diversidade de causas, contudo é sabido que com o envelhecimento do sistema podem provocar a ocorrência de alguma falta significativa.

O sistema de monitoramento deverá ser capaz de detectar a ocorrência das DP's, para isso, é necessário o processamento dos sinais adquiridos e, a partir deste processamento, combinado com um sistema especialista, diagnosticar a existência da falta ou das causas que poderiam levar a uma falta do equipamento.

As Descargas Parciais apresentam padrões que se referem ao motivo (causa) para a ocorrência destas DP's, ou seja, existem padrões associados à causa da DP. Tal indício se deve à aquisição destas informações no estágio de monitoramento que são processadas e analisadas, intervindo nos equipamentos apenas quando houver real necessidade, porém antes da falha do mesmo.



No sistema de monitoramento de DP, algumas restrições devem ser seguidas quanto à medição de DP's junto a uma GIS:

- O projeto da GIS não deve ser modificado para que se possa implementar qualquer sistema de medição de irregularidades internas; tais sensores devem ser instalados na montagem da GIS.
- Os detectores devem ser compactos e leves de modo a facilitar sua manipulação no local.
- Os efeitos das descargas e ruídos externos devem ser minimizados pelo detector.

9.11.2. Sistema de Monitoramento do Gás


A capacidade de interrupção e isolamento do gás SF₆ depende da densidade do gás a ser utilizado na GIS, essa densidade deve estar dentro dos limites previamente fixados, para que não haja comprometimento da isolamento a ser utilizada quando a subestação estiver energizada.

O sistema de monitoramento deverá armazenar os dados de densidade compondo um histórico, de forma que se possa fazer uma projeção da evolução da densidade do gás. Em uma condição crítica, o sistema deverá alarmar quando a pressão do gás atingir um determinado limite inferior, indicando a perda de densidade.

Estas informações deverão ser levadas em tempo real ao operador, de forma que se possa selecionar a forma mais correta da operação dos equipamentos (disjuntores e chaves) e direcionar equipe de manutenção.

O sistema de medição deverá ser micro processados, disponibilizando indicadores de pressão, temperatura e densidade, comparando as porcentagens das propriedades específicas do gás SF₆.

O sistema deverá considerar que a pressão do gás irá variar conforme a temperatura com que os módulos da GIS estejam operando. No momento do preenchimento dos módulos com o gás a densidade é estabelecida para a completa



isolação dos condutores e outras partes condutoras, mas, cerca de 10% a 20% da densidade deste gás pode ser perdida antes do próprio envelhecimento da GIS.

O sistema de monitoramento deverá ser composto por:

- Equipamentos de aquisição de dados.
- Equipamentos de armazenamento e tratamento de dados.
- Meio de comunicação, que interligará os dois itens acima.
- Sensores e variáveis.

O equipamento deverá ser compatível com protocolo de comunicação IEC 61850.


9.12. Recursos de Monitoramento

Segue abaixo os monitoramentos previstos para a subestação, de acordo com o padrão de subestações da ENERGISA e as suas características técnicas.

9.12.1. Transformador de Força

Com relação ao monitoramento do Transformador de Força, a subestação deverá ter os seguintes Itens de Monitoramento:

- a) Sensores Básicos - 4 a 20mA:
- Indicador de nível de óleo (alto e baixo).
 - Temperatura dos enrolamentos tipo RTD.
 - Temperatura do topo do óleo tipo RTD.
 - Temperatura da base do óleo tipo RTD.
 - Grandezas elétricas (potências, correntes, tensões, etc).
 - Supervisor da bolsa do conservador de óleo através de entrada digital.

- 
- Temperatura do comutador.
 - Número de operações do comutador.
 - Temperatura do ambiente medida.
- b) Sistema Especialista, composto por:
- Carregamento
 - Cálculo do ponto mais quente (IEC).
 - Previsão de manutenção do equipamento de refrigeração.
 - Envelhecimento (IEC / IEEE).
 - Equilíbrio da temperatura do transformador.
 - Previsões de carga.
 - Previsão do ponto mais quente.
 - Capacidade de sobrecarga.
 - Temperaturas do topo do óleo (“*top-oil*”) medida e calculada.
 - Temperaturas mais altas (“*hot-spot*”) do enrolamento medida e calculada.
 - Taxa de perda de vida útil diária.
 - Taxa de perda de vida útil acumulada.
 - Eficiência do sistema de ventilação forçada.
 - Estágio da ventilação forçada.
 - Fator de aceleração do envelhecimento da isolação.
 - Estimativa do tempo de vida útil da isolação.

- Detecção de stress elétrico e mecânico causado por faltas passantes (“*through-faults*”). Taxa de perda de vida útil diária.
 - Detecção de stress elétrico e mecânico causado por faltas passantes (“*through-faults*”).
- c) Temperatura Ambiente
- d) Umidade do Óleo Isolante
- e) Gases Dissolvidos no Óleo Isolante
- f) Fator de Potência das Buchas Condensivas
- g) Software de Monitoramento
- h) Monitoramento *on-line*

9.12.2. Disjuntor de AT

Com relação ao monitoramento do Disjuntor de AT, a subestação deverá ter os seguintes Itens de Monitoramento:

- a) Sensores:
- Desgaste dos contatos.
 - Número total de operações.
 - Tempo de operação mecânica.
 - Tempo de operação elétrica.
 - Tempo de inatividade.
 - Tempo de carregamento da mola.
- b) Sistema Especialista, composto por:
- Indicação de falhas nos contatos.
 - Indicação de necessidade de manutenção.
 - Indicação de problemas no mecanismo de acionamento.

- Indicação de problema no mecanismo de carregamento da mola.
- Histórico.
- Confiabilidade.

c) Monitoramento *on-line*

9.12.3. Para-Raios

Com relação ao monitoramento de Para-raios, a subestação deverá ter os seguintes Itens de Monitoramento:

a) Sensores:

- Corrente de fuga.
- Corrente de surto.

b) Sistema Especialista, composto por:


- Número total de impulso de surto de corrente.
- Duração individual da corrente para os impulsos registrados.
- Estado de degradação da isolação (varistores).
- Curva de tendência no longo prazo.
- Energia convertida no para-raios.

c) Monitoramento *on-line*

9.12.4. Chave Seccionadora Motorizada

Com relação ao monitoramento de Chave Seccionadora Motorizada, a subestação deverá ter os seguintes Itens de Monitoramento:

a) Sensores:

- 
- Oscilografia das correntes, tensões (opcional) e potência consumida pelo motor durante as operações.
 - Contatos de sinalização de estado do seccionador aberto/fechado.
 - Deslocamento do contato principal durante a operação, medido através de *encoder* (opcional).
 - Tensão de comando (opcional).
 - Contatos de alarme de disjuntores de proteção do motor e/ou do circuito de comando atuadas (opcional).
 - Temperaturas do interior do mecanismo de acionamento e ambiente.
 - Corrente do aquecedor anticondensação do mecanismo de acionamento.

b) Sistema Especialista, composto por:

- Assinatura de consumo e energia gasta pelo motor durante a operação.
- Corrente de partida do motor no início da operação.
- Tempo para operação do seccionador muito baixo ou alto.
- Tensões mínimas e máximas no motor durante a operação.
- Deslocamento total do contato principal durante a operação.
- Coerência dos contatos de sinalização de estado do seccionador, entre si e com a medição de posição do contato principal.
- Nº de operações e tempo de serviço do motor, totais e após a última manutenção.
- Tempo restante para manutenção por tempo de serviço.

- Funcionamento do aquecedor do mecanismo em função das temperaturas.
- Temperatura do mecanismo de acionamento muito baixa ou alta.
- Sub e sobre tensão das alimentações de comando e do motor.

c) Monitoramento *on-line*

9.12.5. Sistema de Serviços Essenciais

Com relação ao monitoramento de Serviços Essenciais, a subestação deverá ter os seguintes Itens de Monitoramento:

a) Sensores:

- Tensão CC
- Tensão CC para terra
- Tensão CC baixa
- Tensão CC alta
- Medida da tensão CC
- Medida de corrente C
- Corrente de fuga a terra.
- *Ripple CA* no retificador
- Bateria em descarga
- Bateria em carga de equalização.
- Bateria em carga de flutuação.
- Estado da chave de transferência.

- Comando na chave de transferência.
- b) Sistema Especialista, composto por:
- Indicação de corrente de fuga para a terra.
 - Carregamento adequado das baterias.
 - Indicação de problemas na cablagem das baterias.
 - Retificador com defeito.
 - Fonte de alimentação AC para o retificador anormal.
- c) Monitoramento *on-line*

9.12.6. CFTV para Monitoramento de Operação no Pátio

Com relação ao CFTV para Monitoramento de Equipamentos no Pátio, a subestação deverá ter os seguintes Itens de Monitoramento:

- a) Sensores/aplicações:
- Acompanhamento remoto dos estados dos equipamentos.
 - Abertura e fechamento das chaves seccionadoras.
- b) Monitoramento *on-line*

9.12.7. CFTV para Segurança Patrimonial

Com relação ao CFTV para Segurança Patrimonial, a subestação deverá ter os seguintes Itens de Monitoramento:

- a) Sensores/aplicações:
- Detecção de movimento.
 - Visualização de pessoas ou animais no interior da subestação.
 - Alarmes de intrusão.

- Envio automático de mensagens com imagens anexadas

b) Monitoramento *on-line*

9.12.8. Temperatura da Casa de Comando

Com relação ao Monitoramento da Temperatura da Casa de Comando, a subestação deverá ter os seguintes Itens de Monitoramento:

a) Sensores/aplicações:

- Registro de até 100 valores de temperatura com data e hora de ocorrência.
- Apresentação de gráficos das últimas leituras.
- Alarmes.

b) Monitoramento *on-line*

9.12.9. Gás SF6

Com relação ao Monitoramento de Gás SF6, a subestação deverá ter os seguintes Itens de Monitoramento:


a) Sensores/aplicações:

- Descargas Parciais
- Pressão/Densidade

b) Monitoramento *on-line*

9.13.Considerações

- Conforme citado no início, os recursos de monitoramento apresentados nesta NDU, não devem ser considerados como equipamentos isolados, mas sistemas capazes de oferecer as soluções e aplicações requisitadas.

- 
- De acordo com cada fabricante/fornecedor, pode haver divergências nas características construtivas, de instalação e operação, porém, os resultados devem ser os mesmos, de acordo com o solicitado. Portanto, para a cotação/aquisição dos recursos de monitoramento apresentados, esta NDU deve ser encaminhada aos proponentes para que se tenha a ideia do todo.
 - O sistema descentralizado de monitoramento é uma solução mais adequada para os tipos de subestação da ENERGISA. É uma solução de custo mais baixo para a implementação da infraestrutura de comunicação em subestações que usam os protocolos IEC 61850, onde o cabeamento Ethernet já existe, viabilizando sua aplicação em subestações de qualquer porte e nível de tensão.
 - Os sistemas de monitoramento apresentados fornecerão informações, sejam elas primárias ou processadas, as quais deverão estar disponíveis na plataforma computacional na subestação. Estas informações deverão ser utilizadas por algoritmos de análise/diagnóstico e automatismos que serão implementados. Estas informações ainda serão disponibilizadas aos sistemas corporativos através do canal de comunicação, podendo assim, ser utilizadas pelas diversas áreas da empresa. Ressalta-se ainda que algumas informações devam ser enviadas em tempo real ao sistema SCADA da ENERGISA sendo fundamentais à operação remota da subestação.
 - Os sistemas de monitoramento são ferramentas essenciais para que a ENERGISA possa cada vez mais modernizar as técnicas de manutenção e migrar para uma manutenção preditiva inteligente e otimizada.

10. CAMADA DE GERENCIAMENTO DE EQUIPAMENTOS

O projeto de Subestação deve considerar aspectos relacionados ao gerenciamento e supervisão de equipamentos instalados nas subestações. O

gerenciamento deve ocorrer via protocolo padrão de mercado, o *Simple Network Management Protocol* (SNMP).

10.1. Definições

Os termos mostrados abaixo devem ser interpretados conforme descrição associada.

Tabela 28 - Definições

Termo	Descrição
Sistema de Gerência	No contexto atual da ENERGISA, é sinônimo do produto ASG-Sentry, aplicação software para gerenciamento de falhas de equipamentos/aplicações com interface SNMP.
Sistema de Gerência do Rádio	Aplicação software responsável pelo gerenciamento de falhas, desempenho e configuração dos rádios digitais.
Sistema de Gerência de Comunicação via Fibra Óptica	Aplicação software responsável pelo gerenciamento de falhas, desempenho e configuração da solução de comunicação via fibra ótica.
Sistema de Gerência da Comunicação via Satélite.	Aplicação software responsável pela visão de falhas, desempenho e configuração do serviço de comunicação via satélite contratado.

10.2. Exigências Básicas para a Escolha do Sistema

A ENERGISA tem direcionado esforços no sentido de dotar sua rede de equipamentos com capacidade de gerenciamento centralizado e remoto.

Para isto definiu o SNMP, *Simple Network Management Protocol*, como protocolo padrão para gerência de equipamentos da rede de TI e rede de comunicação (ex: Roteadores e IDU's).

Para gerenciamento desses equipamentos, a ENERGISA possui o ASG Sentry, aplicação de software com função de gerente SNMP, cujas funcionalidades atuais estão concentradas, na sua maioria, no gerenciamento de falhas.

O uso do SNMP facilita uma eventual migração do ASG-Sentry para uma aplicação software que atenda outros domínios além da gerência de falha.

Conforme o padrão da Subestação é obrigatório que os equipamentos nela contidos, em especial aqueles que estão conectados na rede TCP/IP, sejam gerenciáveis via SNMP.

10.3.Gerência

A definição sobre a utilização do SNMP como forma de gerenciamento remoto e centralizado é função do tipo de subestação e do meio de transporte de dados utilizado para comunicação entre a SE e o COS.

Conforme Tabela 29, as subestações do padrão tipo METROPOLITANA devem considerar o SNMP como protocolo de gerenciamento.

Tabela 29 - Necessidade de Gerência para as diferentes camadas

	METROPOLITANA
Gerência SNMP	X

Os projetos de Subestações Inteligentes da Energisa, que utilizarem gerência SNMP devem ser baseados em um dos documentos, conforme definido no item 10.7 DEFINIÇÃO DE SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE COMUNICAÇÃO, cujo conteúdo define as especificações técnicas para a gerência dos equipamentos da subestação.

No item 10.4 estão especificadas as condições para utilização do SNMP em uma SE.

10.4.Equipamentos com Suporte a SNMP

A Tabela 30 indica a relação dos equipamentos e respectivas camadas que devem ser gerenciados via SNMP. A lista de equipamentos apresentada é a mínima, sendo permitida a inclusão do SNMP em outros equipamentos.

Tabela 30 - Tipos de equipamentos gerenciáveis e respectiva camada.

Tipo de Equipamento	Camada
Roteadores	Automação
Switches	Automação
Rádio digital	Comunicação
Plataformas computacionais	Automação

10.5. Versões que Devem Ser Suportadas

Devem ser suportadas as versões V1, V2c e V3. A versão V3 tem como principal característica atender aspectos de segurança da informação.

10.6. Impacto no Gerenciamento SNMP

Para a implementação da gerência SNMP, a camada de Comunicação Externa deve utilizar uma das tecnologias abaixo:

- Comunicação Externa via Rádio Digital
- Comunicação Externa via Rádio Digital e GPRS
- Comunicação Externa via Fibra Óptica
- Comunicação Externa via Fibra Óptica e GPRS
- Comunicação Externa via Satélite
- Comunicação Externa via Satélite e GPRS

Por outro lado, a utilização de determinadas tecnologias de comunicação externa inviabilizam, por limitação de banda de tráfego, a utilização do SNMP como protocolo de gerência. As tecnologias de comunicação que impõem restrições ao gerenciamento via SNMP são:

- Comunicação Externa via GPRS

- Comunicação via Rádio Digital Banda Estreita

10.7. Definição de Sistema de Gerenciamento de Comunicação

Conforme o tipo de tecnologia a ser utilizada na comunicação externa, para a implementação da gerência SNMP, deverá ser utilizada uma determinada ETU definida segundo a Tabela 31:

Tabela 31: ETU adotada para o tipo de comunicação

Comunicação externa adotada	ETU a ser considerada
Comunicação Externa via Rádio Digital	"ETU 701 Sistema de Gerência considerando comunicação via rádio"
Comunicação Externa via Rádio Digital e GPRS	"ETU 701 Sistema de Gerência considerando comunicação via rádio"
Comunicação Externa via Fibra Óptica	"ETU 702 Sistema de Gerência considerando comunicação via Fibra Óptica"
Comunicação Externa via Fibra Óptica e GPRS	"ETU 702 Sistema de Gerência considerando comunicação via Fibra Óptica"
Comunicação Externa via Satélite	"ETU 703 Sistema de Gerência considerando comunicação via Satélite."
Comunicação Externa via Satélite e GPRS	"ETU 703 Sistema de Gerência considerando comunicação via Satélite."

10.8. Aspectos de Documentação

Devem ser solicitadas as documentações das MIB's dos equipamentos ao fornecedor, tanto para as MIB's padronizadas como para as proprietárias. Esta documentação é essencial para configuração do Sistema de Gerência pela ENERGISA.

11. CAMADA DE COMUNICAÇÃO

A comunicação externa representa a solução para a comunicação entre a Subestação e os demais centros de aquisição e controle remotos, entre eles: centro de operação em tempo real, centro de gestão da proteção, centro de gestão de ativos, centro de medição, centro de monitoramento e centro de gerência.

Também deverá conter, onde solicitado, a comunicação com equipamentos da rede de distribuição, dentro do conceito de redes inteligentes, para aplicações de detecção, localização, isolamento e restabelecimento de faltas, além de controle integrado de tensão e reativos.

A avaliação da solução de comunicação mais adequada deverá ser feita em paralelo com a avaliação da localização do terreno. A localização da Subestação pode inviabilizar a implantação de alguns tipos de tecnologias. Para as soluções utilizando comunicação via Rádios Digitais é imprescindível a realização de site *survey*, complementando os estudos de propagação de sinais.

11.1. Exigências Básicas para a Escolha do Sistema

O sistema de Comunicação Externa é o responsável pela transferência das informações de uma Subestação para os centros de operação, monitoramento e gerência da rede, bem como receber as informações de operação e controle enviadas pelo COS/COD.

A avaliação da solução de comunicação mais adequada deverá ser feita em paralelo com a avaliação da localização do terreno. A localização da Subestação pode inviabilizar a implantação de alguns tipos de tecnologias. Para as soluções utilizando comunicação via Rádios Digitais é imprescindível à realização de site *survey*, complementando os estudos de propagação de sinais.

Para que isso seja feito de maneira adequada, os projetos de Comunicação Externa das Subestações devem utilizar as tecnologias mais apropriadas para garantir o desempenho e atender às demandas de fluxo de informações entre ela e o COS/COD.

Deve-se lembrar de que os sistemas de transmissão de uma Subestação Inteligente demandam maiores quantidades de informações, portanto a tecnologia a ser empregada necessita de taxa de transferência adequada para garantir a entrega dos dados da Subestação.

11.2.Sistema de Comunicação


O sistema de Comunicação Externa a ser utilizado em uma Subestação Metropolitana deverá ser escolhido a partir da demanda de informações que ela irá fornecer, ou seja, deverá ter banda suficiente para trafegar dados de um sistema de transmissão de vídeo monitoramento remoto, telefonia IP para comunicação de voz, dentre outros serviços que demandam altas taxas de transmissão de dados.

Existem vários tipos de sistemas de Comunicação Externa possíveis, porém deverá ser escolhido aquele que irá atender as necessidades e as exigências de cada Subestação de energia.

A Tabela 32 apresenta os meios de transmissão que melhor atendem a cada padrão de Subestações:

Tabela 32 - Sistemas de Transmissão disponíveis para as Subestações

	METROPOLITANA
Rádio Digital	X
Rádio Digital e GPRS	X
Rádio Digital Banda Estreita	
GPRS	
Satélite	X
Satélite e GPRS	X
Fibra Óptica	X
Fibra Óptica e GPRS	X



Uma vez definido o sistema de transmissão de dados que uma Subestação deve utilizar, é necessário verificar os detalhes técnicos específicos para a correta implementação desta solução.

O documento “Descritivo de Obra” é um documento que contempla os detalhes de construção de todas as camadas de uma Subestação, portanto deverá ser atualizado com os detalhes de construção necessários para atender a tecnologia de comunicação escolhida. O Descritivo Técnico de Obras exerce o papel de documento mestre, indicando todo o cenário de desenvolvimento da obra, de forma sucinta, todos os materiais e serviços a serem aplicados e/ou/executados, fazendo referência a toda documentação relacionada (ET’s, OT’s, NT’s, DU, entre outros). O “Descritivo de Obra” se encontra no item “Anexo I - Descritivo Técnico de Obra”.

As informações técnicas necessárias para a aplicação de cada tecnologia e os impactos dos documentos necessários para a montagem dos projetos são apresentadas a seguir.

11.2.1. Comunicação via Rádio Digital

Os projetos de Subestações Inteligentes da ENERGISA, que utilizarem a tecnologia de Rádio Digital como meio de comunicação externa, devem ser baseados nos seguintes documentos:

- Para as especificações de equipamentos a serem empregados nesta tecnologia, deve ser utilizada a "ETU 601 Comunicação via Rádio Digital", que contém todas as especificações técnicas para os equipamentos que serão utilizados neste sistema de comunicação.
- O documento “Descritivo de Obra” deverá incorporar todas as informações detalhadas para a implantação do sistema de comunicação externa utilizando Rádio Digital.
- Uma lista de materiais e equipamentos, bem como os preços de cada item, deverá ser gerada para o processo de compra.

11.2.2. Comunicação via Rádio Digital e GPRS

Os projetos de Subestações Inteligentes da ENERGISA, que utilizarem a tecnologia de Rádio Digital como meio de comunicação externa, tendo uma rede GPRS como enlace de redundância, devem se basear nos seguintes documentos:

- Para as especificações de equipamentos a serem empregados nesta tecnologia, deve ser utilizada a "ETU 602 Comunicação via Rádio Digital e GPRS", que contém todas as especificações técnicas para os equipamentos que serão utilizados neste sistema de comunicação.
- O documento "Descritivo de Obra" deverá incorporar todas as informações detalhadas para a implantação do sistema de comunicação externa utilizando Rádio Digital com GPRS de redundância.
- Uma lista de materiais e equipamentos, bem como os preços de cada item, deverá ser gerada para o processo de compra.

11.2.3. Comunicação via Satélite

Os projetos de Subestações Inteligentes da ENERGISA, que utilizarem a tecnologia de Rádio Satélite como meio de comunicação externa, devem ser baseados nos seguintes documentos:

- Para as especificações de equipamentos a serem empregados nesta tecnologia, deve ser utilizada a "ETU 604 Comunicação via Satélite", que contém todas as especificações técnicas para os equipamentos que serão utilizados neste sistema de comunicação.
- O documento "Descritivo de Obra" deverá incorporar todas as informações detalhadas para a implantação do sistema de comunicação externa utilizando Satélite.

- Uma lista de materiais e equipamentos, bem como os preços de cada item, deverá ser gerada para o processo de compra.

11.2.4. Comunicação via Satélite e GPRS

Os projetos de Subestações Inteligentes da ENERGISA, que utilizarem a tecnologia de Rádio Satélite como meio de comunicação externa, tendo uma rede GPRS como enlace backup, devem se basear nos seguintes documentos:

- Para as especificações de equipamentos a serem empregados nesta tecnologia, deve ser utilizada a "ETU 605 Comunicação via Satélite e GPRS", que contém todas as especificações técnicas para os equipamentos que serão utilizados neste sistema de comunicação.
- O documento "Descritivo de Obra" deverá incorporar todas as informações detalhadas para a implantação do sistema de comunicação externa utilizando Satélite com GPRS de redundância.
- Uma lista de materiais e equipamentos, bem como os preços de cada item, deverá ser gerada para o processo de compra.

11.2.5. Comunicação via Fibra Óptica

Os projetos de Subestações Inteligentes da ENERGISA, que utilizarem sistemas de Fibras Ópticas como meio de comunicação externa, devem ser baseados nos seguintes documentos:

- Para as especificações de equipamentos a serem empregados nesta tecnologia, deve ser utilizada a "ETU 608 Comunicação via Fibra Óptica", que contém todas as especificações técnicas para os equipamentos que serão utilizados neste sistema de comunicação.
- O documento "Descritivo de Obra" deverá incorporar todas as informações detalhadas para a implantação do sistema de comunicação externa utilizando Fibra Óptica.

- Uma lista de materiais e equipamentos, bem como os preços de cada item, deverá ser gerada para o processo de compra.

11.2.6. Comunicação via Fibra Óptica e GPRS

Os projetos de Subestações Inteligentes da ENERGISA, que utilizarem sistemas de Fibra Óptica como meio de comunicação externa, tendo uma rede GPRS como enlace backup, devem se basear nos seguintes documentos:

- Para as especificações de equipamentos a serem empregados nesta tecnologia, deve ser utilizada a "ETU 609 Comunicação via Fibra Óptica e GPRS", que contém todas as especificações técnicas para os equipamentos que serão utilizados neste sistema de comunicação.
- O documento "Descritivo de Obra" deverá incorporar todas as informações detalhadas para a implantação do sistema de comunicação externa utilizando Fibra Óptica e GPRS de redundância.
- Uma lista de materiais e equipamentos, bem como os preços de cada item, deverá ser gerada para o processo de compra.

12. GLOSSÁRIO

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
52J	Caixa de Junção, distribuição de iluminação interna, tomadas e aquecimento dos equipamentos de pátio.
ACM	Arrester Condition Monitor
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
AT	Alta tensão
AWG	American Wire Gauge
Bay	Também conhecido como vão, é o circuito elétrico composto por equipamentos primários, incluindo o seu respectivo arranjo e montagem eletromecânica. A sua infraestrutura nas camadas de comando, controle e proteção, constituindo assim uma parte específica (bloco) da subestação. Exemplo: Bay de Linha de Transmissão, etc.
BD	Barramento Duplo
BPT	Barramento Principal e Transferência
BS	Barramento Simples

BT	Baixa Tensão
BTU	British Thermal Unit
BWG	Birmingham Wire Gauge (medida de arame de Birmingham)
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CCEE	Câmara Comercializadora de Energia Elétrica
CDC	Comutador de Derivação em Carga, ou, sob Carga.
CDC ou CSC	Comutador de Derivação em Carga, ou, sob Carga
CFTV	Circuito fechado de TV
CIPA	Comissão Interna de Prevenção de Acidentes (NR-5).
CLP	Controlador Lógico Programável
COD	Centro de Operação de Distribuição
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COS	Centro de Operação do Sistema
CT	Bay de Conexão de Transformador de força.
DC	Tensão contínua
DJCC	Disjuntor de Corrente Contínua
DNP3	Distributed Network Protocol
DP	Descargas Parciais
DV-R	Gravador de vídeo digital
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EL	Bay de Entrada de Linha. Normalmente é a referência ao bay de chegada de Linha de Transmissão (LT) na subestação, podendo ser, também, a referência de um bay de alimentador.
EL	Entrada de Linha. Referente ao Bay de entrada de linha.
EMHC	Equipamento de Manobra Híbrido Compacto.
EPC	Equipamento de Proteção Coletivo
EPI	Equipamento de Proteção Individual
EPR	Etileno Propileno
FF	Fase-Fase
FoFo	Ferro Fundido
GIS	Sistema Isolado a Gás
GMG	Grupo motor-gerador.
GMP	Monitor de Gás e Umidade Periscópio
GOOSE	Generic Object Oriented System Events
ICA	Instrução de Controle Ambiental
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IPHAN	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
LAN	Local Area Network
LI	Licença de implantação
LI	L-long e I-Instantâneo
LO	Licença de operação

LP	Licença prévia
LT	Linha de Transmissão
LTC	Load Tap Changer , ou seja, CDC.
MIB	Management Information Base
Modbus	Protocolo de comunicação
MRTG	Multi Router Traffic Grapher
MT	Média Tensão
NBR	Denominação de norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
NF	Normalmente Fechado
NI	Nível de Isolamento.
NR	Norma Regulamentadora
OLTC	On Load Tap Changer, ou seja, CSC
OMI	Óleo Mineral Isolante.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Programa Ambiental para Construção
PBA	Plano / Projeto Básico Ambiental
PC	Planos de Contingência
PC	Plataforma Computacional
PC/B	Cloreto de Polivinila
PCM	Protection and Control Manager
PCMAT	Programa de Condições e Meio Ambiente de Trabalho na Indústria da Construção (NR-18)
PCMSO	Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional (NR-7)
PGA	Programa de Gestão Ambiental
POTT	Permissive Overreach Transfer Trip
PPRA	Programa de Prevenção de Riscos Ambientais
PRE	Procedimento de Execução
PRO	Procedimento Operacional
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRTG	Paessler Router Traffic Grapher
PTZ	Pan-Tilt-Zoom
pu	Por unidade
PVA	Polivinil Álcool
PVC	Policloreto de polivinila
QDCA	Quadro de Distribuição CA em 220/127Vca.
QDCC	Quadro de Distribuição CC em 125Vcc.
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
QIT-1	Quadro de Iluminação e Tomadas
RFC	Request for Comments
RIMA	Relatório de Impacto ao Meio Ambiente
RTD	Resistance Temperature Detector
RTM	Requisição Técnica de Medidor
SB	Sem Barramento

SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Controle, Supervisão e Aquisição de Dados)
SDSC	Sistema Digital de Supervisão e Controle
SE	Subestação
SESMT	Serviço Especializado em Segurança e Medicina no Trabalho (NR-4)
SGMASS	Sistema de Gestão de Meio Ambiente, Aspectos Sociais, Saúde e Segurança.
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SNMP	Simple Network Management Protocol
SPDA	Sistema de proteção de descargas atmosféricas
SR	Sistema Retificador
TC	Transformador de Corrente
TCP/IP	Protocolo de controle de Transmissão/Protocolo de Internet
TDD	Transferência de disparo direto
THS	Tarifa Horo-Sazonal
TI	Tecnologia da informação.
TI	Transformadores de Instrumentos
TIG	Tungstênio Inerte Gás
TN-S	Sistema de no qual o condutor neutro e o condutor de proteção são distintos
TP	Transformador de Potencial
UAC	Unidade de Aquisição e Controle
UR	Unidade Retificadora.
Vca	Tensão em corrente alternada
Vcc	Tensão em corrente contínua
VRLA	Valve-Regulated Lead-Acid Battery
WAN	Wide Area Network
XLPE	Polietileno reticulado

13. LISTA DE DOCUMENTOS

13.1. Camada de Infraestrutura

Nº CPqD	Nº ENERGISA	Formato	DESCRIÇÃO
NS-01-ET-511	ETU511	A4	EQUIPAMENTOS DE MANOBRA HÍBRIDO COMPACTO (EMHC) - TENSÃO NOMINAL 72,5/145kV
NS-01-ET-521	ETU521	A4	SUBESTAÇÃO GIS EM SF6 CLASSE 145KV
NS-01-ET-522	ETU522	A4	CONJUNTO DE MANOBRA BRINDADO DE 15KV

NS001-01-DE-050	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 1 - 69/13,8kV DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e saídas Opostas)
NS001-01-DE-051	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 2 - 69/13,8kV DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e saídas Opostas)
NS001-01-DE-052	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 3 - 69/13,8kV DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e saídas Opostas)
NS001-01-DE-053	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 1 - 138 (69)/13,8kV DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DE-054	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 2 - 138 (69)/13,8kV DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DE-055	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 3 - 138 (69)/13,8kV DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DE-056	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 1) - 138 (69)/13,8kV DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DE-057	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 2) - 138 (69)/13,8kV DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DE-058	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 3) - 138 (69)/13,8kV DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DU-050	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 1 DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-051	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 2 DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-052	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 3

			DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-053	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 1) DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-054	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 2) DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-055	-	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 3) DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE

13.2. Camada de Sistemas de Proteção

As informações abaixo estão relacionadas as especificações dos equipamentos de pátio para todos os tipos de subestações.

Nº (ENERGISA)	FORMATO	DESCRIÇÃO
ETU-001	A4	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA TRIFÁSICO
ETU-103	A4	DISJUNTORES PARA USO EXTERNO - TENSÃO 72,5kV
ETU-103	A4	DISJUNTORES PARA USO EXTERNO - TENSÃO 15/24/72,5/145 kV
ETU-107	A4	RELIGADOR PARA SUBESTAÇÃO COM RELÉ DE PROTEÇÃO E CONTROLE E TRANSFORMADORES DE CORRENTE - TENSÃO NOMINAL 15/24,2kV
ETU-107	A4	RELIGADOR PARA SUBESTAÇÃO - TENSÃO NOMINAL 15/24,2kV
ETU-104	A4	CHAVE SECCIONADORA 15kV
ETU-104	A4	CHAVE SECCIONADORA 24kV
ETU-104	A4	CHAVE SECCIONADORA 72,5kV
ETU-104	A4	CHAVE SECCIONADORA 145kV
ETU-105	A4	PARA RAIOS - TENSÃO NOMINAL 15kV
ETU-105	A4	PARA RAIOS - TENSÃO NOMINAL 72,5kV

ETU-105	A4	PARA RAIOS - TENSÃO NOMINAL 145kV
ETU-102	A4	TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTOS, PARA USO EXTERNO, TENSÃO NOMINAL 15 KV
ETU-102	A4	TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTOS, PARA USO EXTERNO, TENSÃO NOMINAL 24 KV
ETU-102	A4	TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTOS, PARA USO EXTERNO, TENSÃO NOMINAL 72,5 KV
ETU-102	A4	TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTOS, PARA USO EXTERNO, TENSÃO NOMINAL 145 KV
ETU-001	A4	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA TRIFÁSICO
ETU-106	A4	BANCO DE CAPACITORES - TENSÃO NOMINAL 15/22kV
ETU-103	A4	DISJUNTORES PARA BANCO DE CAPACITORES - TENSÃO 15kV
ETU-103	A4	DISJUNTORES PARA BANCO DE CAPACITORES - TENSÃO 24,2kV
NDU-10	A4	CHAVE FUSÍVEL COM PORTA-FUSÍVEIS - TENSÃO NOMINAL 15/22kV

13.2.1. Sistema de Proteção - Especificações

Nº (ENERGISA)	FORMATO	DESCRIÇÃO
ETU-518	A4	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA - PAINÉIS DE PROTEÇÃO
ETU-519	A4	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA - RELÉS DE PROTEÇÃO
ETU-520	A4	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA - PAINÉIS DE MEDIDORES

13.2.2. Sistema de Proteção - Especificações - Compacta

Nº	FORMATO	DESCRIÇÃO
----	---------	-----------

ETU-511	A4	EQUIPAMENTOS DE MANOBRA HÍBRIDO COMPACTO (EMHC) - TENSÃO NOMINAL 72,5/145kV
ETU521 (NS-01-ET-521)	A4	SUBESTAÇÃO GIS EM SF6 CLASSE 145KV
ETU522 (NS-01-ET-522)	A4	CONJUNTO DE MANOBRA BRINDADO DE 15KV

13.2.3. Desenhos

Nº	FORMATO	DESCRIÇÃO
NS001-01-DE-050	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 1 - 69/13,8kV
		DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Opostas)
NS001-01-DE-051	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 2 - 69/13,8kV
		DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Opostas)
NS001-01-DE-052	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 3 - 69/13,8kV
		DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Opostas)
NS001-01-DE-053	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 1 - 138 (69)/13,8kV
		DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DE-054	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 2 - 138 (69)/13,8kV
		DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DE-055	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 3 - 138 (69)/13,8kV
		DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DE-056	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 1) - 138 (69)/13,8kV
		DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas mesmo Lado)
NS001-01-DE-057	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 2) - 138 (69)/13,8kV
		DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)

NS001-01-DE-058	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 3) - 138 (69)/13,8kV
		DESENHO DE ARRANJO / CORTES (Entradas e Saídas Mesmo Lado)
NS001-01-DU-050	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 1
		DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-051	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 2
		DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-052	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 3
		DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-053	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 1)
		DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-054	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 2)
		DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE
NS001-01-DU-055	A1	SE METROPOLITANA - TIPO 4 (GIS 3)
		DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO/CONTROLE

13.3. Camada de Serviços Essenciais

13.3.1. Especificações - Geral

Nº DESENHO	FORMATO	DESCRIÇÃO
ETU 515	A4	TRAFÓ DE SERVIÇOS AUXILIARES
ETU 516	A4	BATERIAS E CARREGADORES - RETIFICADORES PARA SISTEMA DE CORRENTE CONTÍNUA - 125 Vcc
ETU 517	A4	PAINÉIS DE BAIXA TENSÃO

13.3.2. Diagramas Unifilares

Nº DESENHO	FORMATO	DESCRIÇÃO
NS001-01-PP-050	A1	SE METROPOLITANA
		DIAGRAMA UNIFILAR SERVIÇO AUXILIAR CA - PAINEL QDCA
NS001-01-PP-051	A1	SE METROPOLITANA

		DIAGRAMA UNIFILAR SERVIÇO AUXILIAR CA - PAINEL QIT-1
NS001-01-PP-052	A1	SE METROPOLITANA DIAGRAMA UNIFILAR SERVIÇO AUXILIAR CA - PAINEL 52J (EMHC)
NS001-01-PP-053	A1	SE METROPOLITANA DIAGRAMA UNIFILAR SERVIÇO AUXILIAR CC - PAINEL QDCC (EMHC)
NS001-01-PP-054	A1	SE METROPOLITANA DIAGRAMA UNIFILAR SERVIÇO AUXILIAR CA - PAINEL 52J (GIS)
NS001-01-PP-055	A1	SE METROPOLITANA DIAGRAMA UNIFILAR SERVIÇO AUXILIAR CC - PAINEL QDCC (GIS)

13.4. Camada de Medição

Nº	Formato	DESCRIÇÃO
ETU-520_CPqD	A4	Painel de Medidores

14. REFERÊNCIAS

ABNT NBR 15751 - Sistemas de aterramento de subestações - Requisitos

IEEE-80 - Guide for safety in AC substation grounding

IEEE 998-2002 Guide for Direct Lighting Stroke of Substation

NBR-15.751:2009 - Sistema de Aterramento de subestações.

NBR 13231/2005 - Proteção contra Incêndio em Subestações Elétricas de Geração, Transmissão e Distribuição.

NBR 7117-12/1981 - Medição da Resistividade do Solo pelo Método de Quatro Pontos (Wenner) - Procedimento.

Norma Técnica IEC 61850

Normas Técnicas da ABNT

ONS - Submódulo 12.2 - Instalação do sistema de medição para faturamento

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional -
PRODIST - Módulo 5 - Sistemas de Medição

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional -
PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica

Resolução normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021 da Agência Nacional de
Energia Elétrica - Aneel

15. NOTAS COMPLEMENTARES

Em qualquer tempo e sem necessidade de aviso prévio, esta Norma poderá sofrer alterações, no seu todo ou em parte, por motivo de ordem técnica e/ou devido a modificações na legislação vigente, de forma a que os interessados deverão, periodicamente, consultar a Concessionária.

Os casos não previstos nesta norma, ou aqueles que pelas características exijam tratamento à parte, deverão ser previamente encaminhados à concessionária, através de seus escritórios locais.

16. HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO

Data	Versão	Descrição das Alterações Realizadas
07/2013	1.0	Primeira Edição
05/2018	2.0	Adequações e Correções de formatação, texto e desenhos.

17. VIGÊNCIA

Esta Norma entra em vigor na data de **31/07/2018** e revoga as versões anteriores.

