

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

NEY ANTÔNIO ALVES CANTORI JÚNIOR

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

INTEGRAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO COM O COS

Porto Alegre
(2010)

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

INTEGRAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO COM O COS

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Sérgio Haffner

Porto Alegre
(2010)

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

NEY ANTÔNIO ALVES CANTORI JÚNIOR

INTEGRAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO COM O COS

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Sérgio Haffner, UFRGS

Doutor pela UNICAMP – Campinas, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Sérgio Haffner, UFRGS

Doutor pela UNICAMP – Campinas, Brasil

Eng. Bruno Peres, Sul Engenharia e Sistemas LTDA.

Engenheiro pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Marcelo Götz, UFRGS

Doutor pela Universität Paderborn – Paderborn, Alemanha

Porto Alegre, Dezembro de 2010.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e à minha irmã, em especial, pela dedicação e apoio em todos os momentos.

Dedico também aos meus tios e minha avó, pelo carinho que sempre demonstraram.

AGRADECIMENTOS

À todos aqueles que de alguma forma contribuíram para a realização deste projeto de diplomação com o aporte de materiais e auxílio para a revisão deste trabalho.

RESUMO

Este projeto de diplomação visa a apresentação das etapas que envolvem o projeto de integração de subestações de distribuição com o COS de uma concessionária de energia elétrica. Fundamentalmente, o acesso remoto às subestações é viabilizado, sendo possível supervisionar grandezas elétricas e comandar equipamentos sem a presença de um operador no local. Um estudo de caso realizado na subestação de Campo Novo é apresentado no final do trabalho, de forma a justificar a implantação do projeto de integração e apresentar os benefícios trazidos.

Palavras-chaves: Subestações. Sistemas de Energia. Supervisão e Controle Remoto.

ABSTRACT

This conclusion paper aims to introduce the steps involving the automation of distribution substations. Basically, remote access to the substations is made possible, allowing the supervision of electrical quantities and control of substation equipment without the presence of an operator on site. A case study conducted at the substation of Campo Novo is presented, in order to justify the deployment of the automation project and present its benefits.

Keywords: Substations. Energy Systems. Supervision and Remote Control.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Motivação	17
1.2	Apresentação do Problema	18
1.3	Objetivos	19
1.4	Estrutura do Trabalho	19
2	SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO	21
2.1	Definição	22
2.2	Classificação	22
2.3	Estrutura	23
2.3.1	Equipamentos	24
2.3.1.1	Barramentos e Arranjos	25
2.3.1.2	Disjuntores	26
2.3.1.2.1	Princípio de Funcionamento	26
2.3.1.2.2	Classificação	28
2.3.1.3	Religadores	29
2.3.1.4	Chaves Seccionadoras	29
2.3.1.5	Transformadores	31
2.3.1.5.1	Transformadores de Potência	31
2.3.1.5.2	Transformador de Corrente	34
2.3.1.5.3	Transformador de Potencial	34
2.3.1.5.4	Transformador de Serviço Auxiliar	35
2.3.1.6	Relés	36
2.3.1.7	Banco de Capacitores	36
2.4	Projeto Elétrico	37
2.4.1	Diagrama Unifilar	37
2.4.2	Diagrama Trifilar	38
2.4.3	Diagrama Funcional	38
2.4.4	Diagrama de Interligação de Cabos	38
2.4.5	Diagrama Lógico	39
2.4.6	Lista de Equipamentos Elétricos	39
3	INTRODUÇÃO À PROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS	40
3.1	Requisitos do Sistema de Proteção	41
3.2	Condições Anormais de Operação	42
3.3	Equipamentos de Proteção	43
3.3.1	Relés	44
3.3.1.1	Princípio Básico de Funcionamento	45
3.3.1.2	Funcionalidade	46
3.3.1.3	Classificação Acerca das Funções	47
3.3.1.3.1	Relés de Corrente	48
3.3.1.3.2	Relés de Tensão	50
3.3.1.3.3	Relés Direcionais	51
3.3.1.3.4	Relés Diferenciais	51
3.3.1.3.5	Relés Auxiliares	53
3.3.1.3.6	Relés de Distância	54
3.3.1.4	Aplicações dos Relés aos Elementos do Sistema	56
3.3.1.4.1	Proteção de Transformadores	57
4	ACESSO REMOTO E INTELIGÊNCIA LOCAL	61
4.1	<i>Intelligent Electronic Devices (IED's)</i>	61

4.1.1	Funções.....	62
4.1.2	Relés Digitais.....	64
4.1.2.1	Arquitetura de <i>Hardware</i>	67
4.1.2.1.1	Sistema de Entradas Analógicas.....	67
4.1.2.1.2	Sistema de Entradas Digitais.....	68
4.1.2.1.3	Interface A/D.....	68
4.1.2.1.4	Memória	69
4.1.2.1.5	Processador (CPU).....	70
4.1.2.1.6	Sistemas de Saídas Discretas.....	70
4.1.2.1.7	Portas de Comunicação.....	70
4.1.2.1.8	Sistema de Sinalização de Operação.....	71
4.1.2.1.9	Fonte de Alimentação	71
4.1.2.1.10	Diagrama de Blocos.....	71
4.1.2.2	Parametrização.....	72
4.1.3	Monitores de Temperatura	72
4.1.4	Multimedidores Digitais.....	73
4.1.5	Supervisores de Paralelismo.....	74
4.1.6	Reguladores de Tensão.....	75
4.1.7	Religadores Automáticos	76
4.1.7.1	Princípio de Funcionamento.....	77
4.1.7.2	Comunicação	77
4.2	Unidades Terminais Remotas (UTR's).....	78
4.2.1	Estrutura	78
4.2.1.1	Unidade Central de Processamento (CPU)	79
4.2.1.2	Módulo de Entradas Analógicas.....	79
4.2.1.3	Módulo de Saídas Analógicas	80
4.2.1.4	Contador Digital ou Acumulador	80
4.2.1.5	Módulo de Entradas Digitais.....	80
4.2.1.6	Módulo de Saídas Digitais	80
4.2.1.7	Interface de Comunicação.....	81
4.2.2	Comunicação	81
4.2.3	Configuração, Programação e Monitoramento.....	82
5	COMUNICAÇÃO E SISTEMA SCADA.....	83
5.1	Comunicação de Dados.....	83
5.2	Direção de Fluxo de Dados	84
5.3	Redes.....	85
5.3.1	Tipos de Conexão	85
5.3.2	Topologia Física	86
5.3.2.1	Topologia em Malha	86
5.3.2.2	Topologia em Estrela	86
5.3.2.3	Topologia em Barramento.....	87
5.3.2.4	Topologia em Anel	87
5.4	Sistemas Abertos e o Modelo OSI.....	88
5.5	LAN's, <i>Ethernet</i> e o Modelo TCP/IP.....	90
5.6	Sistema SCADA	92
5.6.1	Níveis de Operação	93
5.6.2	A Estação Mestre.....	93
5.6.2.1	<i>Hardware</i> SCADA.....	94
5.6.2.2	<i>Software</i> SCADA.....	95
5.6.3	Arquiteturas de Comunicação	95

5.6.3.1	Arquitetura Ponto-a-ponto.....	95
5.6.3.2	Arquitetura Multiponto	96
5.6.4	Filosofias de Comunicação.....	96
5.6.4.1	<i>Polling</i>	97
5.6.4.2	Envio por Exceção	98
5.6.4.3	Varredura de Integridade.....	99
5.6.4.4	Mensagens Não Solicitadas.....	99
5.6.5	Padrões de Interface	100
5.6.5.1	RS-232.....	101
5.6.5.2	RS-485.....	104
5.6.5.3	Fibra Ótica	104
5.6.6	Protocolos de Comunicação	105
5.6.6.1	Padrões	106
5.6.6.2	Interoperabilidade e Protocolos Abertos.....	106
5.6.6.3	Protocolo Modbus.....	107
5.6.6.4	Protocolo DNP3.....	109
5.6.6.5	Protocolo IEC 60870.....	111
5.6.6.6	Protocolo IEC 61850.....	113
5.6.6.6.1	Modelo do Objeto	114
5.6.6.6.2	Sistema de Comunicação.....	115
5.6.6.6.3	Aplicação.....	117
6	ESTUDO DE CASO	119
6.1	Descrição da Subestação	119
6.2	Escopo do Projeto de Integração	120
6.3	Supervisão e Controle	121
6.3.1	Análise do Projeto Elétrico.....	121
6.3.2	Montagem das Planilhas.....	121
6.3.3	Configuração da UTR	123
6.3.4	Comissionamento.....	123
6.4	Projeto de Integração da SE CNO	123
6.4.1	Levantamento dos Pontos.....	123
6.4.1.1	Considerações quanto à Classificação dos Pontos.....	124
6.4.1.2	Considerações quanto ao Endereçamento	125
6.4.1.3	Pontos da LT CRL	127
6.4.1.3.1	Pontos Analógicos	127
6.4.1.3.2	Eventos	127
6.4.1.3.3	Comandos.....	130
6.4.1.4	Pontos da Alta Tensão do Transformador (TR1/AT).....	130
6.4.1.4.1	Pontos Analógicos	130
6.4.1.4.2	Eventos	131
6.4.1.4.3	Comandos	132
6.4.1.5	Pontos da Baixa Tensão do Transformador (TR1/BT).....	132
6.4.1.5.1	Pontos Analógicos	132
6.4.1.5.2	Eventos	133
6.4.1.5.3	Comandos.....	133
6.4.1.6	Pontos do Módulo do Relé Diferencial (TR1/DIF)	134
6.4.1.7	Pontos do Módulo do Banco de Capacitores (BC1).....	134
6.4.1.7.1	Eventos	134
6.4.1.7.2	Comandos.....	135
6.4.1.8	Pontos dos Módulos dos Alimentadores.....	135

6.4.1.8.1	Pontos Analógicos	136
6.4.1.8.2	Eventos	136
6.4.1.8.3	Comandos	137
6.4.1.9	Pontos dos Cartões da UTR.....	137
6.4.1.9.1	Pontos Digitais.....	138
6.4.1.9.2	Pontos Analógicos	139
6.4.1.9.3	Comandos	140
6.4.2	Configuração da UTR C50.....	140
6.4.2.1	Configuração dos Pontos.....	141
6.4.2.1.1	Associação com os IED`s.....	142
6.4.2.1.2	Canal de Varredura dos IED`s.....	148
6.4.2.1.3	Canal de Comunicação com o COS.....	152
6.4.2.1.4	Composição dos Cartões de Entradas e Saída da UTR.....	158
6.5.2.1.5	Programação na UTR (<i>Calculations</i>).....	159
6.4.3	Comissionamento.....	162
6.4.3.1	Medidas	164
6.4.3.2	Eventos	164
6.4.3.3	Comandos	166
6.5	Resultado Prático	166
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	170
	REFERÊNCIAS.....	172
	ANEXO A: DIAGRAMA UNIFILAR GERAL E FUNCIONAL DE PROTEÇÃO.....	174
	ANEXO B: ESQUEMÁTICO GERAL DE SUPERVISÃO E CONTROLE.....	180
	ANEXO C: ESQUEMAS DE CONEXÕES DA UTR.....	182
	ANEXO D: PONTOS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DA UTR.....	184
	ANEXO E: PONTOS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DOS RELÉS DIGITAIS.....	188

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Diagrama unifilar simplificado de uma subestação de distribuição.....	24
Figura 2.2 – Circuito de acionamento de um disjuntor.....	27
Figura 2.3 – Classificação das seccionadoras.....	30
Figura 2.4 - Transformador com comutador a vazio no lado de tensão superior.....	32
Figura 2.5 - Transformador com comutador: regulação da tensão inferior.....	33
Figura 2.6 - Transformador com comutador: regulação remota de tensão.....	33
Figura 2.7 - Autotransformador regulador equipado com comutador sob carga.....	33
Figura 3.1 - Componentes utilizados nos sistemas de proteção.....	44
Figura 3.2 - Diagrama de blocos do funcionamento de um relé.....	45
Figura 3.3 - Gráficos auxiliares.....	46
Figura 3.4 - Curva característica de tempo definido.....	49
Figura 3.5 - Curva característica de tempo dependente e suas classificações.....	49
Figura 3.6 – Curva característica de tempo definido e dependente.....	51
Figura 3.7 - Esquema funcional de um relé diferencial percentual.....	52
Figura 3.8 – Característica de atuação do relé diferencial percentual.....	53
Figura 3.9 – Representação da conexão de um relé de distância numa linha de transmissão.....	54
Figura 3.10 – Característica do relé impedância.....	55
Figura 3.11 – Característica do relé <i>mho</i>	56
Figura 3.12 – Característica do relé reatância.....	56
Figura 3.13 – Funcionamento do relé Buchholz.....	59
Figura 4.1 – Relés digitais da linha Siprotec, Siemens.....	66
Figura 4.2 – Diagrama de blocos da interface A/D.....	69
Figura 4.3 – Diagrama funcional de blocos.....	71
Figura 5.1 – Topologias físicas de rede.....	88
Figura 5.2 – Conexão PC-UTR-IED's.....	92
Figura 5.3 – Conexão PC-UTR utilizando modems.....	94
Figura 5.4 – Arquitetura ponto-a-ponto.....	96
Figura 5.5 – Arquitetura multiponto.....	96
Figura 5.6 – Representação da filosofia <i>polling</i>	97
Figura 5.7 – Representação da técnica de envio por exceção.....	98
Figura 5.8 – Representação da técnica de mensagens não solicitadas.....	100
Figura 5.9 – Transmissão de um <i>byte</i> no padrão RS-232.....	102
Figura 5.10 – Conectores DB25 e DB9.....	103
Figura 5.11 – Modelo do objeto.....	114
Figura 5.12 – Arquitetura de rede de comunicação por protocolo IEC 61850.....	117
Figura 5.13 - Aplicação da norma IEC 61850.....	117
Figura 6.1 - Estrutura de diretórios do configurador da UTR C50.....	140
Figura 6.2 - Disposição dos IED's.....	142
Figura 6.3 - Criação dos grupos para o protocolo IEC-103.....	143
Figura 6.4 - Grupos de pontos do módulo TR1/BT.....	143
Figura 6.5 - Ponto digital “50BF atuado” do módulo TR1/BT.....	144
Figura 6.6 - Pontos analógicos do módulo TR1/BT.....	144
Figura 6.7 - Comandos do módulo TR1/BT.....	144
Figura 6.8 - Grupos de pontos do módulo AL201.....	145
Figura 6.9 - Pontos analógicos, comandos, pontos digitais e ponto contador.....	146
Figura 6.10 - Grupos de pontos do módulo SA.....	147
Figura 6.11 - Pontos de entradas analógicas.....	147
Figura 6.12 – Representação dos <i>slots</i> do <i>file</i> da UTR.....	148

Figura 6.13 – Detalhe na criação de um módulo mestre varredor IEC-103.....	149
Figura 6.14 – Módulos correspondentes à interface ótica.....	149
Figura 6.15 – Detalhe da associação do IED escravo “TR1/AT” ao módulo mestre.....	150
Figura 6.16 - Detalhe na criação de um módulo mestre varredor DNP3 e Modbus.....	151
Figura 6.17 - Detalhe na criação de um módulo escravo IEC-104.....	152
Figura 6.18 – Subníveis do “ <i>Logical RTU</i> ”.....	153
Figura 6.19 – Pontos de comando.....	154
Figura 6.20 – Subníveis do “ <i>Information Objects</i> ”.....	155
Figura 6.21 – Pontos duplos.....	156
Figura 6.22 – Pontos digitais simples.....	156
Figura 6.23 – Pontos analógicos e respectivas “bandas mortas”.....	157
Figura 6.24 – Detalhe dos módulos de entrada e saída do configurador.....	158
Figura 6.25 – Pontos de saída.....	158
Figura 6.26 – Pontos de entrada digital.....	159
Figura 6.27 – <i>Calculations</i>	160
Figura 6.28 – IDF`s implementadas.....	161
Figura 6.29 – Detalhe da função IDF utilizada.....	161
Figura 6.30 – Tela do <i>software</i> supervisorío referente ao diagrama unifilar da SE CNO.....	163
Figura 6.31 – Tela correspondente ao registro de eventos.....	164
Figura 6.32 – Carga do alimentador 203.....	167

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 – Camadas do modelo OSI.....	89
Tabela 5.2 – Fabricantes que utilizam o DNP3.	110
Tabela 5.3 – Estrutura do padrão IEC 60870.	112

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANSI: American National Standards Institute

ASCII: American Standard Code for Information Interchange

AT: Alta Tensão

BT: Baixa Tensão

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica

CLP: Controlador Lógico Programável

COD: Centro de Operação da Distribuição

COS: Centro de Operação do Sistema

CPU: Central Processing Unit

DCE: Data Circuit-Terminating Equipment

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

DNP: Distributed Network Protocol

DTE: Data Terminal Equipment

EEPROM: Electrically-Erasable Programmable Read-Only Memory

EPROM: Erasable Programmable Read-Only Memory

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FD: Falha do Disjuntor ou BF (Breaker Failure)

FIC: Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

GOOSE: Generic Object Oriented Substation Events

GSE: Generic Substation Events

GSSE: Generic Substation State Events

HTTP: HyperText Transfer Protocol

IDF: Intrinsic Database Functions

IEC: International Electrotechnical Commission

IED: Intelligent Electronic Device

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

IHM: Interface Homem Máquina

IP: Internet Protocol

LAN: Local Area Network

OSI: Open Systems Interconnection

PROM: Programmable Read-Only Memory

RAM: Random Access Memory

RGE: Rio Grande Energia

ROM: Read-Only Memory

RS: Recommended Standard

RTU: Remote Terminal Unit

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition

SOE: Sequence of Events

TC: Transformador de Corrente

TCP: Transmission Control Protocol

TP: Transformador de Potencial

UDP: User Datagram Protocol

UTR: Unidade Terminal Remota

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

WAN: Wide Area Network

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Sabe-se que a construção de subestações é uma atividade que vem sendo desenvolvida desde o final do século XIX, portanto, há mais de 100 anos. Atualmente, a crescente demanda e a qualidade de fornecimento de energia elétrica são variáveis determinantes para a consideração da modernização de uma subestação.

A busca da melhoria da qualidade tem levado naturalmente as concessionárias a automatizarem seu parque instalado, minimizando interrupções e o tempo de restabelecimento, atingindo, no mínimo, as metas estabelecidas pelas agências reguladoras. Uma consequência natural é tornar as subestações desassistidas, ou seja, sem operadores fixos nos centros de controle, já que a operação do sistema passa a ser centralizada e informatizada (Oliveira Jr., 2005).

O monitoramento de grandezas elétricas é possibilitado com a instalação de um sistema de supervisão e controle, viabilizando a supervisão em tempo real do *status* de cada dispositivo e da detecção da fonte e da causa de falhas (Souto e Fonseca, 2007).

A modernização das subestações passa também pela substituição dos equipamentos obsoletos, como os relés eletromecânicos, para relés multifunção microprocessados, que incorporam, além de funções de proteção, funções de controle, monitoração e comunicação. Assim, todas as medições e estados associados ao equipamento protegido estão disponíveis no relé.

1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

O projeto de integração de subestações com o centro de operação do sistema (COS) envolve muitos fatores que abrangem conhecimentos diversos, como a filosofia de funcionamento de uma subestação, conceitos de proteção de sistemas elétricos, comunicação, interpretação de projetos elétricos, determinação de uma logística de implantação, além de outros aspectos. Sendo assim, a realização de um processo de modernização de uma subestação requer a capacitação de diversos profissionais e com experiência na atividade.

Considerando-se que várias gerações de tecnologias convivem hoje em dia dentro das subestações, além da diversidade de fabricantes de equipamentos (haja vista a gama de relés analógicos e digitais disponíveis no mercado), a comunicação é um ponto chave, na medida em que os equipamentos trocam informações através de diferentes protocolos, o que implica a implantação de medidas que possibilitem o acesso aos equipamentos. Nesse contexto, as unidades terminais remotas (UTR's) são de fundamental importância, uma vez que se caracterizam por serem grandes concentradores de informação provenientes de diversos equipamentos, capazes de agruparem tais informações e as enviar para um sistema supervisor.

Ainda que a possibilidade de integração e comunicação dos equipamentos das subestações seja de grande valia, as diversas formas de protocolos existentes dificultam e encarecem os projetos de novas subestações e, principalmente, os projetos de ampliação. Os equipamentos dos vários fabricantes não operam entre si, e mesmo duas gerações de equipamentos de um mesmo fabricante apresentam dificuldades de integração. Com o desenvolvimento de uma nova norma, a IEC 61850, é possível uma arquitetura de comunicação única entre todos os dispositivos, independente da função que este exerce na subestação ou de seu fabricante (SEL, 2010).

1.3 OBJETIVOS

O presente trabalho visa, num primeiro momento, a apresentação da filosofia de funcionamento de uma subestação de distribuição, os arranjos presentes, principais equipamentos, bem como o projeto elétrico, de forma a entender o contexto em que o projeto de integração é inserido. Na sequência, é realizada uma introdução à proteção de sistemas elétricos, necessária para o entendimento do princípio de funcionamento dos relés e sistemas de proteção presentes nas subestações.

Num segundo momento, é feita uma abordagem acerca dos elementos envolvidos no projeto de integração em si, que possibilita o acesso remoto para fins de supervisão e controle. A comunicação de dados é o elemento que define o meio para a troca de informações entre os equipamentos envolvidos, e será também discutida.

Por fim, apresenta-se um estudo de caso, no qual são aplicados os conceitos abordados ao longo do trabalho em uma situação real que justifica a implementação de um projeto de integração.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em seis capítulos, incluindo este introdutório e considerações finais. O capítulo dois aborda a estrutura e o funcionamento das subestações de distribuição, equipamentos constituintes no projeto de integração e projeto elétrico. O capítulo três trata dos princípios de proteção de sistemas elétricos, tais como requisitos de proteção, condições anormais de operação, princípio de funcionamento dos relés, instrumental da proteção e aplicações dos relés aos elementos do sistema. A estruturação que viabiliza o acesso remoto será apresentada no capítulo quatro. Será feita uma discussão sobre a estrutura das unidades terminais remotas (UTR's) e dos dispositivos eletrônicos inteligentes (IED's) que incluem, entre outros, os relés digitais. O capítulo cinco aborda a comunicação de dados

na automação de sistemas elétricos, a arquitetura do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e os principais protocolos utilizados. No capítulo seis é realizado um estudo de caso, no qual é apresentado um projeto de integração de uma subestação de distribuição ao COS da concessionária. São descritos as etapas envolvidas e os benefícios trazidos em função da implementação do projeto.

2 SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema elétrico de potência necessita de unidades geradoras para suprir a demanda de consumidores residenciais, comerciais e industriais. No entanto, a localização das unidades geradoras, geralmente situadas distantes aos centros consumidores, implica a utilização de linhas de transmissão para conduzir a energia gerada até eles e, muitas vezes, fazer a interligação com outras unidades geradoras.

As subestações elétricas são parte importante no sistema elétrico, pois são nelas que começam e/ou terminam as linhas, além de converterem os níveis de tensão para os ideais, técnica e economicamente, através do uso de transformadores. São nelas também que são instalados os equipamentos para proteção das linhas bem como os equipamentos para manobras, que aumentam a confiabilidade do sistema. As subestações de distribuição são aquelas responsáveis por rebaixar tensões para os níveis adequados à rede de distribuição, que serão, então, distribuídos através dos alimentadores.

Apesar de sua importância, no Brasil, as subestações não receberam grandes investimentos até meados da década de noventa. A partir daí, as concessionárias começaram a investir intensamente na melhoria e automação de suas subestações, com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema, reduzir custos operacionais, melhorar a qualidade das previsões de investimentos e melhorar os índices de qualidade (Sousa, 2007).

2.1 DEFINIÇÃO

O documento intitulado Procedimento de Distribuição (PRODIST), responsável por definir normas que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradores) conectados aos sistemas de distribuição, define as subestações como sendo um conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.

2.2 CLASSIFICAÇÃO

Leão (2010) classifica as subestações da seguinte forma:

- quanto à função que devem exercer;
- quanto ao nível de tensão;
- quanto ao tipo de instalação;
- quanto à forma de operação.

Quanto à função que devem exercer as subestações pode ser:

- elevadoras: localizam-se na saída das usinas e elevam a tensão para níveis de transmissão e sub-transmissão;
- abaixadoras: ficam na periferia das cidades e destinam-se a diminuir os níveis de tensão, evitando os inconvenientes da alta tensão, para a população, como rádio-interferência, campos magnéticos intensos, faixa de passagem larga, etc.;
- de distribuição: abaixam o nível de tensão para que fique compatível com a distribuição de energia urbana. Elas podem pertencer às concessionárias ou aos consumidores;
- de manobras: permite manobrar partes do sistema, inserindo ou retirando-as de serviço, em um mesmo nível de tensão;

- conversoras: associadas a sistemas de transmissão de corrente contínua (retificadoras e inversoras);
- reguladoras de tensão: através do emprego de equipamentos de compensação tais como reatores, capacitores, compensadores estáticos, etc.

Quanto ao nível de tensão de operação as subestações são do tipo:

- alta tensão: tensão nominal abaixo de 230 kV;
- extra alta tensão: tensão nominal igual ou acima de 230 kV.

Quanto ao tipo de instalação:

- desabrigadas: construídas a céu aberto em locais amplos ao ar livre;
- abrigadas: construídas em locais interiores abrigados;
- blindadas: construídas em locais abrigados tendo seus equipamentos completamente protegidos e isolados em óleo ou gás.

Quanto à forma de operação:

- subestações com operador: exige alto nível de treinamento do operador, que será responsável por executar manobras e supervisionar a subestação;
- subestações semi-automáticas: possuem computadores locais e intertravamentos eletromecânicos que impedem operações indevidas por parte do operador local;

subestações automatizadas: são supervisionadas à distância sob intermediação de computadores e sistema SCADA.

2.3 ESTRUTURA

As subestações são compostas por conjuntos de elementos com funções específicas no sistema elétrico denominados *bays*, que permitem a composição da subestação em módulos.

As subestações de distribuição usualmente são compostas pelos seguintes *bays*:

- entrada de linha;

- saída de linha;
- barramentos de alta e média tensão;
- vão de transformação;
- banco de capacitor ou vão de regulação;
- saída de alimentador.

Dispositivos de proteção e equipamentos de disjunção devem estar presentes em cada módulo da subestação, a fim de limitar os impactos proporcionados por ocorrências no sistema elétrico tais como descargas atmosféricas, colisão, falhas de equipamentos, curtos-circuitos, etc.

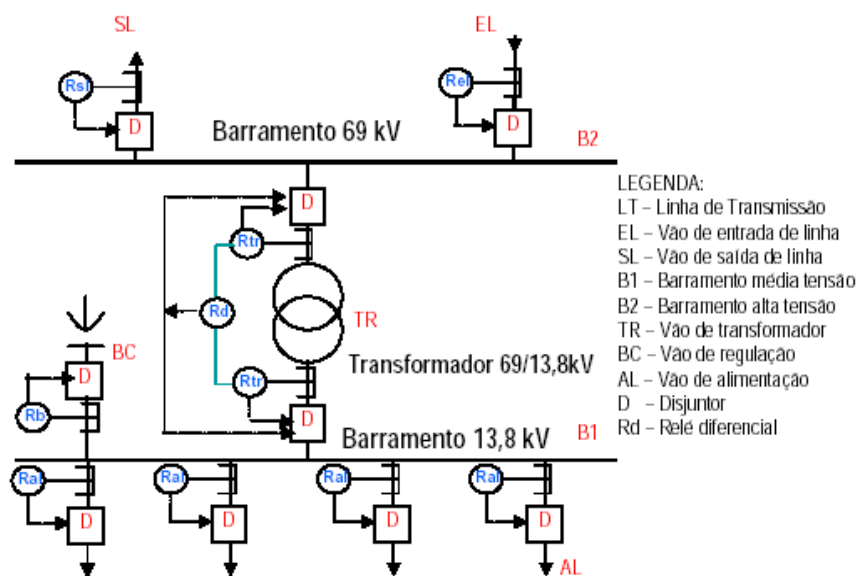


Figura 2.1 – Diagrama unifilar simplificado de uma subestação de distribuição.

Fonte: Leão (2010).

2.3.1 EQUIPAMENTOS

Os equipamentos que constituem o ambiente de uma subestação de distribuição, relevantes ao projeto de integração podem ser divididos em:

- barramentos;

- linhas e alimentadores;
- equipamentos de disjunção: disjuntores, religadores e chaves seccionadoras;
- equipamentos de transformação: transformadores de potência, de instrumentação e transformador de serviço auxiliar;
- equipamentos de proteção: relés primários, de retaguarda e auxiliar;
- equipamentos de compensação: banco de capacitores.

2.3.1.1 BARRAMENTOS E ARRANJOS

Leão (2010) descreve os barramentos de subestações como sendo condutores reforçados, geralmente sólidos e de impedância desprezível, sendo utilizados como centros comuns de coleta e redistribuição de corrente. Os arranjos dizem respeito às formas de se conectarem, entre si, as linhas, transformadores e cargas de uma subestação. A seguir, são apresentados os arranjos mais comuns para as subestações:

- barramento simples: um único disjuntor manobra um único circuito. Todos os circuitos são conectados em um só barramento;
- duplo barramento simples: utilizado em instalações consumidoras com grupos de cargas prioritárias e não prioritárias;
- barramento simples seccionado: um disjuntor de seccionamento (também chamado disjuntor interbarras) separa o barramento em dois, de forma a garantir a continuidade de energização do barramento no caso de uma falha. O fechamento do disjuntor interbarras só será efetuado diante de condições adequadas de paralelismo dos transformadores;
- barramento principal e de transferência: o barramento principal é normalmente energizado. Um disjuntor de transferência é utilizado para energizar o barramento de transferência, no caso da isolação de um determinado disjuntor para fins de

manutenção. Para tal, uma chave seccionadora de contorno (*bypass*) é utilizada para dar continuidade de energização do circuito, cujo disjuntor está em manutenção;

- barramento duplo com um disjuntor: arranjo para instalações de grande porte e importância. A manutenção é feita sem a perda dos circuitos de linha de saída. Cada linha pode ser conectada a qualquer barra;
- barramento duplo com disjuntor duplo: cada circuito é protegido por dois disjuntores separados. Isto significa que a operação de qualquer disjuntor não afetará mais de um circuito;
- barramento duplo com um disjuntor e meio: configuração tradicional em subestações de transmissão. Três disjuntores protegem dois circuitos (isto é, existem $1\frac{1}{2}$ disjuntores por circuito) em uma configuração com dois barramentos;
- barramento em anel: forma um circuito fechado por meio de dispositivos de manobras.

2.3.1.2 DISJUNTORES

Os disjuntores são dispositivos de manobra e proteção capazes de interromper e religar os circuitos de potência sob condições de operação normal e anormal, manual ou automática. Eles são dimensionados para suportar correntes de carga e de curto-circuito nominais, e devem atuar, interrompendo o circuito, caso os valores de corrente não estejam entre o mínimo e o máximo previsto.

2.3.1.2.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

Fundamentalmente, os disjuntores são compostos por uma bobina de abertura e outra de fechamento, alimentadas por uma fonte auxiliar, que serão responsáveis pela abertura e

fechamento do dispositivo. Elas são usualmente excitadas via relés de proteção, que atuam conjuntamente com os disjuntores.

Na Figura 2.2, é ilustrado o princípio de acionamento de um disjuntor associado a um relé de proteção de sobrecorrente. O relé recebe o valor da corrente através do secundário de um transformador de corrente e fecha um contato quando a corrente do circuito atinge um valor pré-ajustado. Neste instante, a bobina de abertura do disjuntor é energizada, abrindo os contatos principais do disjuntor.

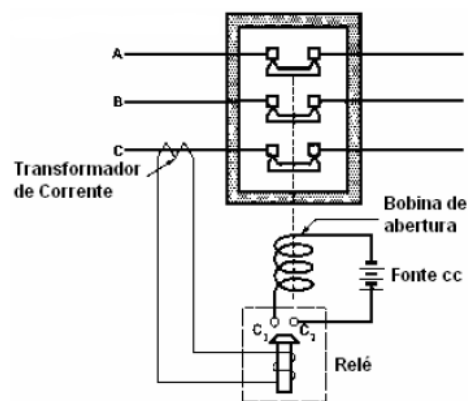


Figura 2.2 - Circuito de acionamento de um disjuntor.

Fonte: Leão (2010).

Por serem dispositivos de alta tensão, os disjuntores presentes nas subestações necessitam de meios para a extinção do arco elétrico resultante da abertura dos contatos. Para que a corrente seja interrompida com sucesso, é necessário que a tensão suportável do dielétrico ao longo do tempo seja maior que a tensão de restabelecimento que ocorre nos terminais do dispositivo de interrupção. Quando o restabelecimento do dielétrico crescer mais rapidamente do que a tensão de restabelecimento do sistema, o arco extinguirá na próxima passagem por zero da corrente e o circuito será aberto com sucesso. Caso contrário, a corrente será re-estabelecida através de um arco entre os contatos (Leão, 2010).

2.3.1.2.2 CLASSIFICAÇÃO

Os disjuntores são classificados e denominados segundo a tecnologia empregada para a extinção de arco elétrico. Leão (2010) descreve os tipos mais comuns de disjuntores:

- disjuntores a sopro magnético: são utilizados em média tensão (até 23 kV) e montados principalmente em cubículos.
- disjuntores a óleo: possuem câmaras de extinção onde se força o fluxo de óleo sobre o arco. Os disjuntores a grande volume de óleo são empregados em média e alta tensão (até 230 kV) e apresentam grande capacidade de ruptura em curto-circuito. Os disjuntores a pequeno volume de óleo cobrem, em média tensão, praticamente toda a gama de capacidade de ruptura de até 63 kA.
- disjuntores a vácuo: ausência de meio extintor gasoso ou líquido. O vácuo apresenta excelentes propriedades dielétricas, sendo, assim, a extinção do arco de forma mais rápida. Os disjuntores a vácuo podem fazer religamentos automáticos múltiplos, e possuem grande relação de capacidade de ruptura tornando-os apropriados para uso em cubículos.
- disjuntores a ar comprimido: as suas características de rapidez de operação (abertura e fechamento) aliadas às boas propriedades extintoras e isolantes do ar comprimido, bem como a segurança de um meio extintor não inflamável, garantem uma posição de destaque a estes disjuntores nos níveis de alta tensão. O alto custo do sistema de geração de ar comprimido e uso de silenciadores quando instalados próximos a residências, são desvantagens presentes nos disjuntores a ar comprimido;
- disjuntores a SF₆ (Hexafluoreto de Enxofre): o SF₆ é um gás incolor, inodoro, não inflamável, estável e inerte a até cerca de 5000°C comportando-se como um gás nobre. Durante o movimento de abertura, forma-se um arco elétrico que deve ser extinto através de sopro do gás. A força de separação dos contatos simultaneamente aciona o

pistão que produz o sopro sobre o arco.

2.3.1.3 RELIGADORES

Os religadores são dispositivos que operam quando detectam correntes de curto-circuito, desligando e religando automaticamente os circuitos num número pré-determinado de vezes. Eles podem ser instalados em subestações de distribuição ou em circuitos de distribuição, basicamente em circuitos radiais.

Uma abordagem a respeito dos religadores automáticos será dada no capítulo quatro.

2.3.1.4 CHAVES SECCIONADORAS

As chaves seccionadoras são utilizadas para ligar ou desligar as partes dos circuitos que não estão energizadas, a exceção de pequenas correntes indutivas ou capacitivas.

Conforme a finalidade do uso, as chaves seccionadoras classificam-se em:

- isoladoras: são utilizadas como forma de isolação de um componente da subestação, como disjuntores e transformadores, servindo, por exemplo, para a manutenção desses componentes;
- seletoras: servem para selecionar o circuito onde um determinado componente será conectado;
- de contorno (*bypass*): as chaves *bypass* contornam um determinado componente a fim de permitir ações, como garantir a continuidade de energização no caso de o componente “contornado” estar desconectado ao circuito.

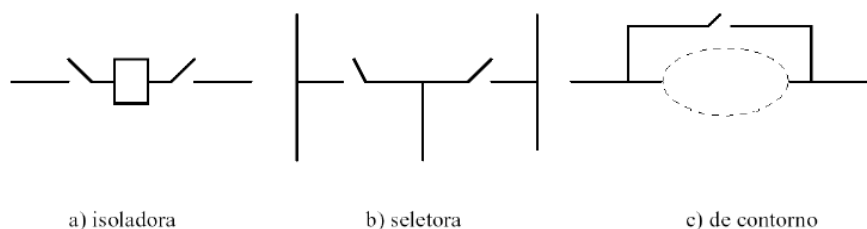


Figura 2.3 - Classificação das seccionadoras.

Fonte: (Dias, 1996).

As chaves de terra são empregadas no aterramento de circuitos para finalidades de manutenção. Os circuitos, normalmente energizados, devem estar desenergizados na ocasião de aterramento via chave terra.

Quanto à forma de operação, as chaves seccionadoras podem ser operadas manualmente ou remotamente em seccionadoras motorizadas.

As chaves seccionadoras motorizadas trabalham com motor de corrente contínua, e o mecanismo para a sua operação deverá prever as seguintes características:

- proteção térmica trifásica, para proteger o motor contra sobrecarga;
- volante ou alavanca para operação manual;
- chave seletora de operação “manual/motorizada”;
- solenóide de intertravamento elétrico e mecânico;
- proteção contra falta de alimentação;
- freio do motor.

A seletividade para a operação manual/motorizada é feita através de um intertravamento que desabilita, elétrica e mecanicamente, o acionamento motorizado quando deseja-se operá-la manualmente, e da mesma forma, impedindo o acionamento manual da chave quando a posição está em “motorizada”.

2.3.1.5 TRANSFORMADORES

Os transformadores são conversores de energia eletromagnética empregados para elevar ou diminuir as tensões entre os subsistemas de um sistema elétrico. Numa subestação de distribuição, os transformadores são utilizados para diminuir uma determinada tensão, atingindo um nível adequado, para ser então entregue à rede de distribuição através dos alimentadores. Os tipos de transformadores mais presentes são os transformadores de potência, os de instrumentação (transformadores de corrente e transformadores de potencial), além dos transformadores para serviço auxiliar.

2.3.1.5.1 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Os transformadores de potência são equipamentos estáticos, de alta eficiência e confiabilidade, além de serem os equipamentos mais caros de uma subestação. Isto se traduz na importância que o mesmo apresenta, sendo os elementos responsáveis pela transformação e adequação de tensões no ambiente das subestações. Um sistema de corrente alternada opera, em cada uma de suas partes, com a tensão mais conveniente, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico. Nos sistemas de transmissão, as tensões normalmente estão entre 138 e 765 kV, e na distribuição entre 13,8 e 34,5 kV.

Quanto à classificação, os transformadores de potência das subestações de alta tensão são divididos de acordo com a função que exercem:

- transformadores elevadores: elevam a tensão de geração para níveis de tensão de transmissão;
- transformadores abaixadores: abaixam a tensão de transmissão para a tensão de subtransmissão ou de distribuição.

As potências e tensões preferenciais são padronizadas pela ABNT, ficando ao encargo do comprador a sua especificação.

Dias (1996) comenta a normalização brasileira para a comutação de *taps*, que prescreve que os transformadores devem possuir, além da derivação principal no enrolamento de alta tensão, pelo menos duas derivações para uma faixa de $\pm 5\%$ da tensão nominal. Tais derivações devem comportar a potência nominal do transformador e não necessitam serem alteradas com carga e com tensão.

Dias ainda menciona a limitação dos degraus de tensão do transformador, que fica em torno de 4 kV, sendo que as derivações com respectiva regulação de tensão são obtidas de uma das seguintes formas:

- 1) comutação a vazio: a alteração da tensão da regulação de transformação é feita sem carga e sem tensão;

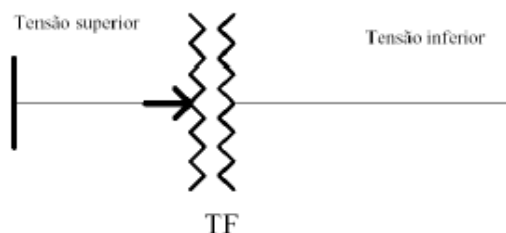


Figura 2.4 - Transformador com comutador a vazio no lado de tensão superior.

Fonte: Dias (1996).

- 2) comutação sob carga: a alteração da tensão da regulação de transformação pode ser feita quando em operação com correntes e tensões nominais.

Quanto ao controle da comutação, pode ser feito de forma automática, via controle de tensão na barra de tensão inferior ou via controle remoto de tensão na barra (por compensação de queda na linha), ou de forma manual.

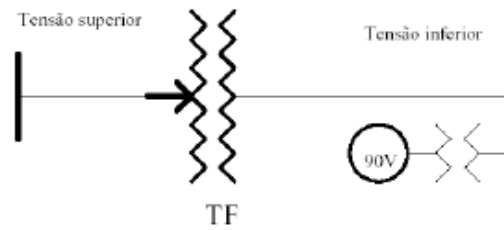


Figura 2.5 - Transformador com comutador: regulação da tensão inferior.

Fonte: Dias (1996).

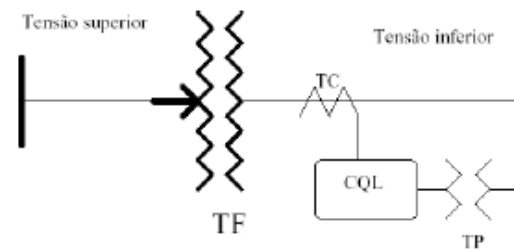


Figura 2.6 - Transformador com comutador: regulação remota de tensão.

Fonte: Dias (1996).

3) autotransformador regulador de tensão: atua como um comutador sob carga num enrolamento separado da unidade principal. Os controles sobre este podem ser automáticos ou manuais.

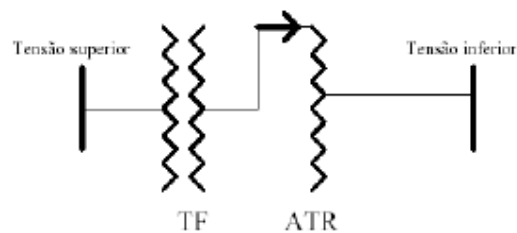


Figura 2.7 - Autotransformador regulador equipado com comutador sob carga.

Fonte: Dias (1996).

2.3.1.5.2 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

A finalidade dos transformadores de corrente (TC's) é intermediar a conexão entre os valores diretos de corrente alternada em circuitos de alta-tensão e instrumentos de medição, controle e proteção. Ainda, destinam-se a adaptar a grandeza a ser medida às faixas usuais da aparelhagem (Caminha, 1977).

Quanto aos enrolamentos, os TC's apresentam, no enrolamento primário, uma baixa quantidade de espiras (quando não uma única), diferentemente do enrolamento secundário, que apresenta um número maior de espiras, e a ele são ligadas as bobinas dos diversos medidores e/ou relés.

Tortorella (2007) cita as principais características quanto à especificação dos TC's:

- corrente primária nominal;
- relação nominal de transformação;
- frequência nominal (60 Hz, no Brasil);
- carga nominal;
- classe de exatidão;
- número de núcleos para medição e proteção;
- fator térmico nominal;
- corrente térmica nominal;
- corrente dinâmica nominal.

2.3.1.5.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Analogamente às funções desempenhadas pelos TC's, os transformadores de potencial (TP's) se destinam a reproduzir no seu circuito secundário, a tensão do circuito primário com a sua posição fasorial substancialmente mantida numa posição definida, conhecida e adequada para o uso com instrumentos de medição, controle ou proteção (Caminha, 1977).

Tortorella (2007) cita as principais características quanto à especificação dos TP's:

- tensão primária nominal;
- relação nominal de transformação;
- frequência nominal (60 Hz, no Brasil);
- carga nominal;
- classe de exatidão;
- potência térmica nominal e grupo de ligações, sendo o grupo 1 representado por TP's projetados para ligação entre fases, o grupo 2 por TP's projetados para ligação entre fase e neutro de sistemas diretamente ou eficazmente aterrados, e o grupo 3 por TP's projetados para ligação fase-neutro de sistemas onde não se garanta a eficácia do aterramento.

2.3.1.5.4 TRANSFORMADOR DE SERVIÇO AUXILIAR

Os transformadores utilizados para serviço auxiliar são de grande importância para a operação da subestação, fornecendo níveis de tensões adequados ao uso das diversas cargas presentes.

O transformador de serviço auxiliar é o responsável por viabilizar o serviço auxiliar em corrente alternada, disponibilizando baixas tensões para uso de iluminação e tomadas do pátio, casa de comando, retificador, etc..

Os serviços auxiliares em corrente contínua são provenientes de retificadores e carregadores de banco de bateria, e fornecem tensões de 125 V para o uso de componentes digitais, cargas funcionais dos equipamentos, motores e iluminação de emergência.

2.3.1.6 RELÉS

Os relés são dispositivos fundamentais na proteção das subestações, capazes de identificar, nas linhas ou aparelhos faltosos, perigosas ou indesejáveis condições do sistema e iniciar convenientes manobras de chaveamento ou dar aviso adequado (Caminha, 1977).

Nas subestações mais modernas, o uso de relés digitais é predominante devido à sua multifuncionalidade e capacidade de concentrar diversas funções de proteção num só dispositivo. Os relés eletromecânicos, por sua vez, assumem a função de atuar como relés auxiliares, servindo de complemento dos relés digitais. No capítulo dois, é feita uma abordagem a respeito do princípio básico de funcionamento de um relé, suas principais funções e aplicações. O capítulo quatro traz detalhes sobre a funcionalidade dos relés digitais.

2.3.1.7 BANCO DE CAPACITORES

O banco de capacitores é utilizado para corrigir o fator de potência do sistema elétrico, de forma a adequá-lo aos níveis exigidos pelos órgãos fiscalizadores, além de ser utilizado para elevar a tensão de fornecimento.

O dimensionamento do banco de capacitores deve levar em consideração o consumo ativo e reativo de energia elétrica nas diferentes horas do dia. A utilização do banco de capacitores passa pela escolha da manobra adequada ao respectivo grupo de consumidores, que pode ser feita de forma automática ou manual. O banco de capacitores automático é utilizado em manobras programáveis, pré-definidas, de acordo com um período ou evento do dia. Com isso, são realizadas compensações automáticas por meio de sinais de tensão e corrente, ligando e desligando módulos capacitivos de acordo com a necessidade. Em manobras manuais, são instalados banco de capacitores fixos, utilizados para correção de cargas constantes.

2.4 PROJETO ELÉTRICO

O projeto elétrico é parte fundamental na realização do projeto de integração. Ele deve trazer toda a filosofia de funcionamento dos equipamentos presentes na subestação, a fim de viabilizar a implantação de qualquer modificação.

Devem ser apresentadas, no projeto elétrico, todas as proteções com detalhamento nos diagramas unifilares, trifilares, funcionais, placa diagramática, desenhos dos painéis, desenho do retificador, memorial descritivo, manual de ligação, listas de materiais, lista de condutores, lista de fiação e lista de desenhos (Tortorella, 2007).

2.4.1 DIAGRAMA UNIFILAR

O diagrama unifilar é a representação monofásica dos equipamentos e conexões de uma subestação. Nele, é possível visualizar com clareza o arranjo de barras proposto, além de dispor da localização dos equipamentos principais, tais como disjuntores, seccionadoras e transformadores para instrumentos e de potência.

Os equipamentos principais representados no diagrama são identificados por uma codificação ou por outro processo que os relacione com suas descrições em uma lista de equipamentos principais. Normalmente, este processo é normalizado pela concessionária responsável pela linha de acesso à subestação (Tortorella, 2007).

Com o intuito de facilitar a compreensão dos diagramas, são desenvolvidas algumas padronizações para os elementos das subestações, bem como as distâncias entre cada equipamento, selos de identificação, e *layers* para representação das tensões nos barramentos e nas linhas de transmissão.

2.4.2 DIAGRAMA TRIFILAR

Representação trifásica dos mesmos elementos presentes no diagrama unifilar. A importância do diagrama trifilar deve-se à demonstração mais detalhada das ligações entre os componentes do circuito, incluindo os componentes presentes nos painéis de serviços auxiliares do projeto.

2.4.3 DIAGRAMA FUNCIONAL

Representação do circuito de comando e proteção de uma subestação.

Apresenta as ligações entre equipamentos presentes no circuito, relés de comando e proteção, painéis de controle e caixas de interligação de equipamentos, de forma a descrever, de maneira esquemática, o funcionamento desses equipamentos dentro da instalação elétrica de uma subestação.

A representação funcional dos esquemas elétricos parte do princípio que todos os equipamentos e respectivos circuitos estejam desenergizados. Portanto, no diagrama funcional, um disjuntor estará representado como sendo aberto (desligado), embora sua condição normal de operação indique o contrário.

2.4.4 DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO DE CABOS

Representação gráfica ou textual de cabos de força, comando, medição, proteção e de serviços auxiliares.

A importância do diagrama de interligação de cabos deve-se à correta conexão de equipamentos que foram previamente levantados no diagrama funcional. Estes equipamentos são interligados entre si e entre painéis de proteção e controle, a fim de estarem aptos a realizar as funções de comando, proteção, abertura e fechamento das chaves e disjuntores,

entre outras. Sendo assim, o diagrama deve conter itens essenciais de montagem, tais quais: número do cabo, bitola do fio, formação que indica o número de veias que terá o cabo, a cor de cada veia do cabo, equipamento de origem com seu respectivo número de borne e régua, local de destino também com número de borne e régua, e página ou número do desenho elétrico respectivo à origem e destino do cabo (Tortorella, 2007).

2.4.5 DIAGRAMA LÓGICO

Tortorella (2007) define o diagrama lógico como sendo a representação das lógicas implementadas nos relés de proteção da subestação. São circuitos que servem de referência aos sistemas de controle, operação e proteção da subestação. Entre as funções estão: abertura e fechamento dos disjuntores, abertura e fechamento das seccionadoras, supervisão das bobinas de abertura dos disjuntores, proteção contra sobrecorrente da linha, proteção diferencial de barra, etc.

2.4.6 LISTA DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

Esta documentação contém a especificação básica dos principais equipamentos de uma subestação.

Na lista de equipamentos elétricos são relacionados todos os equipamentos mostrados nos diagramas unifilar e funcional, de acordo com a identificação dada a cada um deles. Ainda, contém a especificação de suas características elétricas, tanto para equipamentos internos, quanto externos. Informações como a indicação do modelo, fabricante e a quantidade total utilizada são apresentadas para cada item.

3 INTRODUÇÃO À PROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A necessidade da criação de sistemas de proteção aparece, principalmente, diante da inviabilidade de projetar e fabricar equipamentos que nunca irão falhar em serviço. Eles falham diante de perturbações e anomalias inerentes ao sistema elétrico, e uma forma de restringir o alcance de um determinado dano, é fornecer um sistema de proteção tão rápido e confiável quanto possível.

Um sistema de proteção deve visar requisitos como segurança pessoal, integridade dos equipamentos, isolamento da falha e garantia na continuidade de fornecimento. Para tal, a etapa de planejamento e criação de um sistema de proteção deve ser bem estudada e estruturada, a fim de assegurar todos os requisitos que o sistema deve apresentar. Neste contexto, o engenheiro projetista deve ter o conhecimento das características individuais de cada equipamento, além de prever as condições de anormalidades que podem ocorrer não só no lugar da falha, mas em outras partes do sistema, para então montar um esquema de proteção adequado.

Os profissionais envolvidos num projeto de integração devem ter o conhecimento do sistema de proteção presente na subestação, de forma a capacitar o supervisionamento e o controle de medidas analógicas, eventos e comandos, relacionados ao sistema.

3.1 REQUISITOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

Leão (2010) descreve as propriedades que descrevem as características funcionais de um sistema de proteção:

- seletividade;
- rapidez;
- sensibilidade;
- confiabilidade e segurança;
- custo.

A seletividade determina a coordenação da proteção, e é a principal condição para assegurar continuidade e segurança do serviço, por desconectar a menor seção da rede necessária para isolar uma falta (condição em que a corrente elétrica segue para um valor anormal de operação). Assim, sempre a proteção mais próxima ao ponto de defeito deve atuar, isolando completamente o componente defeituoso e desligando a menor porção do sistema elétrico possível. Nos casos de falha da proteção mais próxima à falta (falha de abertura de disjuntor, por exemplo), a proteção mais próxima desta deve atuar, e assim sucessivamente.

Quanto à rapidez, diz respeito à capacidade de resposta do sistema de proteção dentro do menor tempo possível. Ela abrange a minimização do tempo de duração da falta, evitando a deterioração dos equipamentos, assegura a continuidade do suprimento e a manutenção de condições normais de operação nas partes não afetadas, além de auxiliar na restrição da dissipação do distúrbio, que pode conduzir a uma perda de sincronismo e ao colapso do sistema de potência.

Sensibilidade é a capacidade do sistema de proteção identificar uma condição anormal fora dos limites máximos e mínimos de operação dos esquemas de proteção, para a qual inicia uma ação de proteção quando as quantidades sentidas estão fora desses limites. O

dimensionamento da sensibilidade deve ser tal que a proteção perceba um curto-circuito ocorrido na extremidade do circuito, mesmo que o defeito seja de pequena intensidade.

A confiabilidade refere-se à certeza da correta operação sob condições de falha e à probabilidade da correta atuação da proteção, quando requerida, distinguindo entre situações de falta e condições normais de operação. Um sistema de proteção deve ser também seguro, de forma a evitar a falha da operação de proteção em condições de anormalidade.

Um sistema de proteção deve satisfazer todas as proteções requeridas ao menor custo possível. Ele deve ter a complexidade compatível com as necessidades de proteção. Além do aumento do custo, a excessiva utilização de equipamentos de proteção pode acarretar, também, no aumento do número de falhas.

3.2 CONDIÇÕES ANORMAIS DE OPERAÇÃO

Tortorella (2007) descreve as principais condições anormais de operação que estão presentes no ambiente das subestações. São elas:

- **curto-circuito:** é referido à alta corrente que circula num circuito onde houve uma redução abrupta de impedância. A falta é dita fase-terra quando o curto-circuito ocorreu entre uma fase e um ponto aterrado. Quando não há pontos aterrados, a falta é chamada fase-fase, caracterizada por apresentar excessivas correntes e baixas tensões;
- **aquecimento excessivo:** ocorre em equipamentos cuja temperatura de operação se tornou excessiva. Além de influenciar na vida útil dos equipamentos, o aquecimento excessivo pode provocar sobrecarga, altas temperaturas no ambiente de operação, falha na ventilação, etc.;
- **sobretensão:** tensão acima da capacidade nominal (mais uma determinada tolerância) do equipamento. Pode causar falhas de isolamento, diminuição na vida útil

dos equipamentos, e aquecimento excessivo de componentes fundamentais para o correto funcionamento do circuito como resistores, transistores, etc.;

- subtensão: tensão abaixo do mínimo tolerável. Pode causar sobre-aquecimento dos motores alimentados e defeitos nos contadores, levando a falhas dos equipamentos elétricos;
- desequilíbrio de fase: desequilíbrio inesperado de tensões ou correntes em sistemas trifásicos equilibrados. O defeito proveniente do desequilíbrio comporta-se como gerador de sequências negativa (componentes inversas) e/ou zero (homopolar). Geralmente indica a abertura do circuito, ou um curto-circuito parcial em uma das fases;
- frequência anormal: frequência acima (sobre-frequência) ou abaixo (subfrequência) da frequência de operação, que pode ocorrer quando a carga não iguala a geração;
- pressão anormal: equipamentos que utilizam fluidos para isolamento, como os transformadores, podem sofrer um aumento excessivo na pressão interna durante a ocorrência de faltas no seu interior;
- impedância anormal: os equipamentos apresentam impedâncias associadas com valores de fábrica pré-definidos, ou uma faixa de valores admissíveis que variam durante a condição normal de operação. Assim, escala de valores fora da faixa prevista, pode ser um indicativo de falha.

3.3 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Os sistemas de proteção são compostos não apenas por relés, mas por um conjunto de subsistemas integrados que interagem entre si, com o intuito de produzir a melhor atuação de proteção possível, isolando a área defeituosa, sem que esta comprometa o restante do sistema.

Os subsistemas são compostos basicamente por relés, disjuntores, transformadores de instrumentação (TP's e TC's) e baterias. Os relés são dispositivos responsáveis pelo gerenciamento e monitoramento das grandezas elétricas num determinado circuito. A informação dos valores de tensões e/ou correntes chega, no relé, através dos transformadores de instrumentação, que realizam uma redução necessária dos níveis de tensão e/ou corrente. Dependendo das informações dos valores recebidos, o relé atua sobre o disjuntor, que, por sua vez, interrompe a passagem de corrente e isola o ramo defeituoso do resto do circuito. Baterias são utilizadas, algumas vezes, como suprimento auxiliar para fornecimento de energia ao sistema de proteção em caso de falha do sistema supridor.

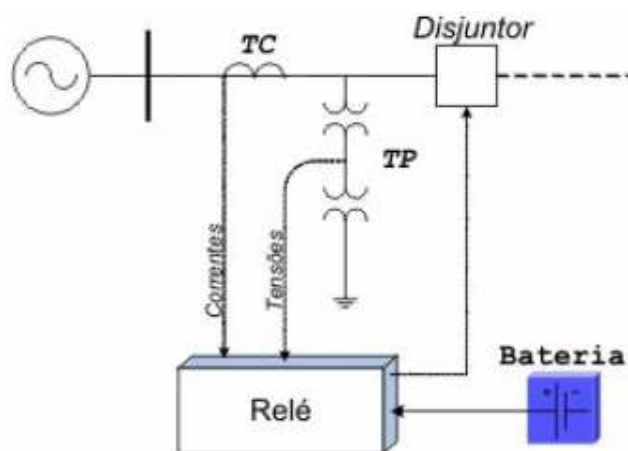


Figura 3.1 - Componentes utilizados nos sistemas de proteção.

Fonte: Leão (2010).

Os fusíveis são também parte dos sistemas de proteção e agem sozinhos, ou em ação combinada com outros equipamentos apropriados, provendo isolamento da falta ou sobrecarga nos circuitos.

3.3.1 RELÉS

Os relés são parte fundamental de um sistema de proteção, uma vez que recebem informações de medidas analógicas e estados de equipamentos, e atuam diante de alguma

anormalidade, iniciando a operação em equipamentos de interrupção a fim de isolar os circuitos e equipamentos faltosos. Eles são responsáveis, também, por condições de intertravamento em determinados equipamentos, a fim de evitar manobras indevidas que possam resultar em danos.

3.3.1.1 PRINCÍPIO BÁSICO DE FUNCIONAMENTO

Os relés operam, fundamentalmente, sob condições anormais de determinadas grandezas elétricas. Os valores de tensão e corrente são “sentidos” pelos relés, através de TC's e TP's conectados ao circuito. Estruturalmente, os relés apresentam um elemento sensor que responderá às variações da grandeza atuante, um elemento comparador com o intuito de comparar a ação da grandeza atuante no relé com o valor pré-ajustado, e um elemento de controle, onde será efetuada uma mudança brusca na grandeza controlada, de acordo com um determinado ajuste de tempo, atuando, por exemplo, na abertura de um disjuntor.

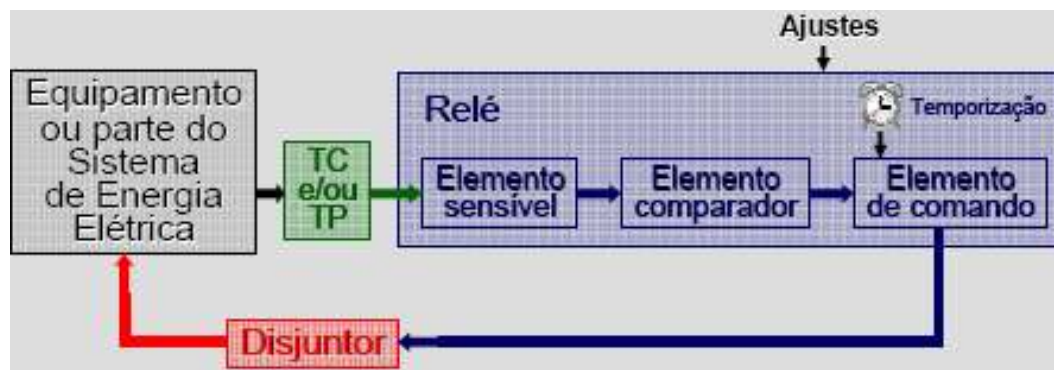


Figura 3.2 – Diagrama de blocos do funcionamento de um relé.

Fonte: Haffner (2008).

O funcionamento do relé pode ser demonstrado através dos gráficos abaixo:

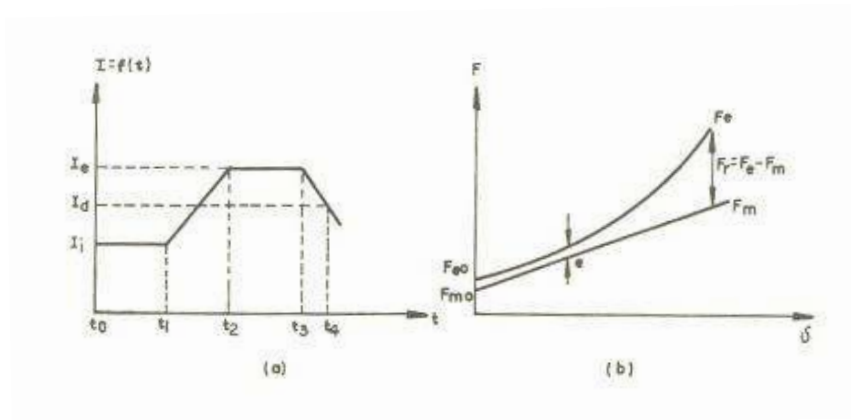


Figura 3.3 - Gráficos auxiliares.

Fonte: Caminha (1977).

No instante t_1 , a corrente de carga inicial (I_i) começa a crescer atingindo, em t_2 , o valor da corrente de pick-up (I_a). Durante o intervalo de tempo entre t_2 e t_3 , o disjuntor atua, abrindo o circuito, sendo que no instante t_3 a corrente começa a decrescer. Passando do instante t_4 , onde $F_e < F_m$, o relé abre seu circuito magnético.

A razão I_d / I_a é chamada relação de recomposição (*drop-out*, percentagem de retorno ou de relaxamento), e corresponde ao tempo de retorno do relé em sua posição inicial. O valor varia entre 0,7 e 0,95, e é importante em certas aplicações do relé.

3.3.1.2 FUNCIONALIDADE

De acordo com Caminha (1977), os relés apresentam uma função principal e outra secundária:

- função principal: promover uma rápida retirada de serviço de um elemento do sistema quando esse sofre um curto-circuito ou começa a operar de forma anormal, de modo a causar danos ou interferir na correta operação do resto do sistema;

- função secundária: promover a indicação da localização e do tipo de defeito, visando uma rápida reparação e possibilidade de análise da eficiência e características de mitigação da proteção adotada.

A partir dessa idéia geral, Caminha (1977) define os chamados princípios fundamentais do releamento:

- releamento primário;
- releamento de retaguarda;
- releamento auxiliar.

No releamento primário, é estabelecida uma área de proteção separada ao redor de cada elemento do sistema, de forma a atender o quesito seletividade, pelo que os disjuntores são posicionados na conexão entre dois elementos. Há uma superposição das zonas em torno dos disjuntores, visando uma transferência de proteção, caso a principal falhe. Nesses casos, a seletividade fica prejudicada em prol da eliminação da falha.

O releamento de retaguarda atua na manutenção do releamento primário ou na falha deste, sendo utilizado, por questões econômicas, somente em determinados equipamentos do circuito. Sua aplicação deve-se à probabilidade de ocorrer falhas na corrente ou tensão fornecida ao relé, na fonte de corrente de acionamento do disjuntor, no circuito de disparo ou mecanismo do disjuntor, no próprio relé, etc..

Quanto ao releamento auxiliar, tem a função principal de multiplicar contatos dos relés principais. A utilização de relés digitais microprocessados praticamente dispensa o uso de relés auxiliares, que são ainda encontrados em algumas aplicações como relés de bloqueio.

3.3.1.3 CLASSIFICAÇÃO ACERCA DAS FUNÇÕES

A derivação de todos os tipos de relés provém da combinação dos elementos básicos constituintes no relé, aliada aos conjugados de dois ou mais de tais elementos a fim de

controlar um único par de contatos (Caminha, 1977). Assim, a formação de alguns dos principais tipos de relés presentes nas subestações de distribuição, inclui:

- relés de corrente;
- relés de tensão;
- relés direcionais;
- relés diferenciais;
- relés auxiliares;
- relés de distância.

3.3.1.3.1 RELÉS DE CORRENTE

Os relés de corrente referem-se àqueles cuja grandeza característica de atuação ou de acionamento é uma corrente fornecida ao relé. Esta seção será baseada nos relés de sobrecorrente, que são os mais utilizados.

Basicamente, os relés de sobrecorrente atuam quando uma determinada corrente atingir um valor igual ou superior ao ajuste previamente estabelecido. O comportamento, no que diz respeito ao tempo de atuação, caracteriza um relé de sobrecorrente como sendo instantâneo ou temporizado.

Com relação ao tempo de atuação, os relés de sobrecorrente possuem curvas características de tempo definido e de tempo dependente.

Na curva de tempo definido, uma vez ajustados o tempo de atuação (t_a) e a corrente mínima de atuação ($I_{MIN,AT}$), o relé irá atuar neste tempo para qualquer valor de corrente igual ou maior do que o mínimo ajustado.

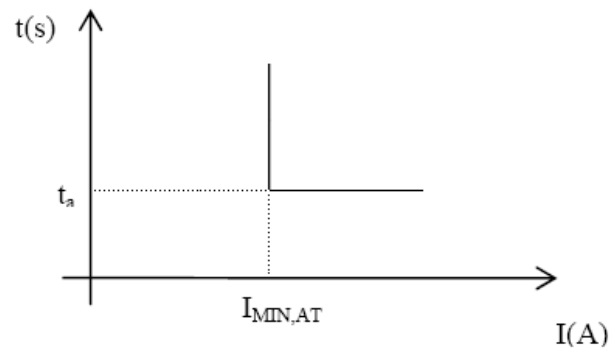


Figura 3.4 - Curva característica de tempo definido.

Fonte: Almeida (2000).

Na curva de tempo dependente, o tempo de atuação do relé é inversamente proporcional ao valor da corrente. Sendo assim, o relé irá atuar em tempos decrescentes para valores de corrente igual ou maior do que a corrente mínima de atuação. As curvas de tempo dependente são classificadas em normalmente inversa (NI), muito inversa (MI) e extremamente inversa (EI).

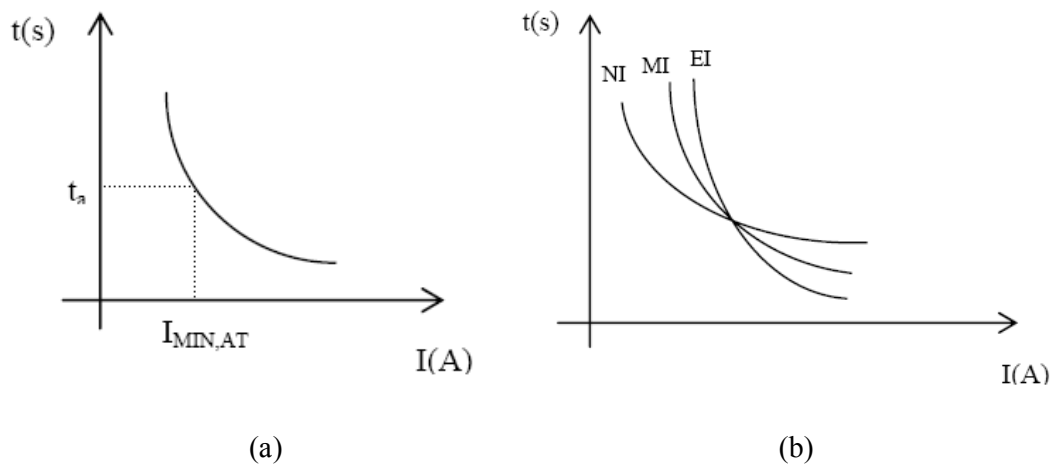


Figura 3.5 - Curva característica de tempo dependente (a) e suas classificações (b).

Fonte: Almeida (2000).

Usualmente, os relés de sobrecorrente são compostos por duas unidades: instantânea e temporizada. De acordo com a norma ANSI (*American National Standards Institute*), as unidades são representadas pela numeração 50 e 51, respectivamente.

No caso de o relé estar acionado para a proteção de fase, as unidades são denominadas 50 e 51 de fase. O mesmo ocorre quando a proteção de neutro ou terra está atuada, sendo denominada 50 e 51 de neutro ou terra.

A unidade 50 atua instantaneamente, ou de acordo com um tempo previamente definido. Já a unidade 51 pode atuar de acordo com as curvas de tempo dependente ou de tempo definido.

As unidades temporizadas permitem o ajuste de corrente mínima de atuação e curva de atuação. As unidades instantâneas, por sua vez, trabalham com ajustes de corrente mínima de atuação e tempo de atuação (Almeida, 2000).

3.3.1.3.2 RELÉS DE TENSÃO

Os relés de tensão são aqueles cuja grandeza característica de acionamento é uma tensão obtida. Eles apresentam operação instantânea/temporizada por subtensão (ANSI 27) e por sobretensão (ANSI 59).

Além da proteção contra o excesso de tensão em condições operacionais, o relé de sobretensão atua na proteção de sistemas isolados ou aterrados com alta impedância, quando da ocorrência de uma falta fase-terra. A conexão dos relés é feita via TP que deve, pelo menos, suportar três vezes o valor da tensão nominal da rede (Paredes, 2002).

Analogamente aos relés de sobrecorrente, os relés de sobretensão atuam de acordo com uma curva característica de tensão (U) por tempo (t), que pode ser de tempo definido ou de tempo dependente, como mostra a Figura 3.6.

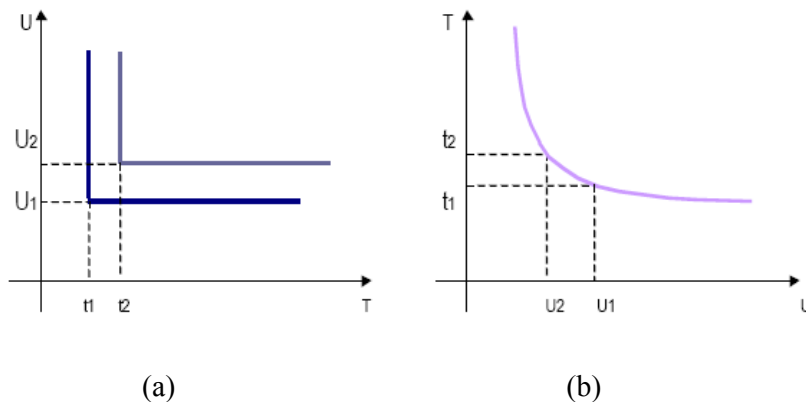


Figura 3.6 - Curva característica de tempo definido (a) e dependente (b).

Fonte: Paredes (2002).

3.3.1.3.3 RELÉS DIRECIONAIS

São caracterizados pela capacidade de distinção do fluxo de corrente numa direção ou noutra.

A necessidade da proteção direcional (ANSI 67) se faz presente, principalmente, em sistemas que permitem a inversão de corrente de falta. Esta característica acarreta na dificuldade de seletividade entre os relés não direcionais, impossibilitando a eliminação sequencial de faltas. Os relés direcionais inibem as medições de corrente reversas, evitando atuações indevidas.

Os relés direcionais são caracterizados por duas grandezas de entrada: uma de operação ou atuação, e outra de polarização ou referência. A identificação do ângulo de defasagem da grandeza de operação em relação à grandeza de polarização permite identificar a direção de atuação (Almeida, 2000).

3.3.1.3.4 RELÉS DIFERENCIAIS

São aqueles que operam quando o vetor da diferença de duas ou mais grandezas elétricas semelhantes excede uma quantidade pré-determinada (Caminha, 1977). A proteção

diferencial (ANSI 87) só deverá atuar para faltas internas, dentro da zona delimitada pelos TC's.

Um esquema básico de um relé diferencial percentual é mostrado na Figura 3.7:

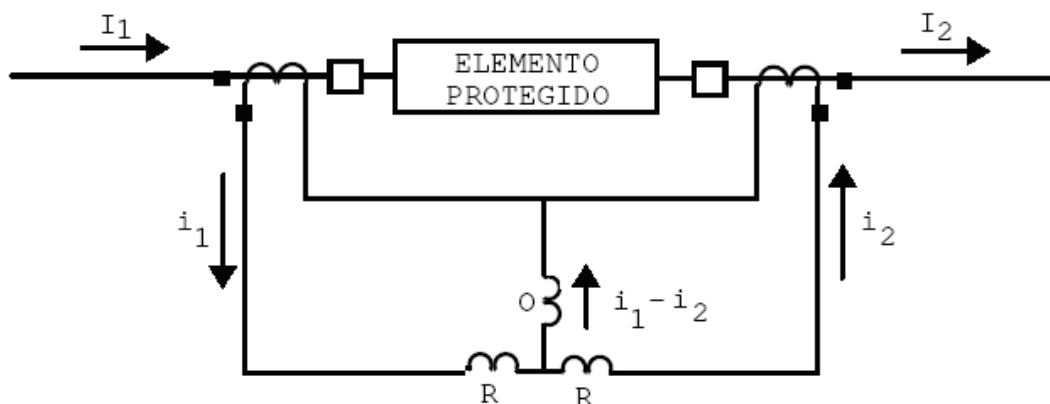


Figura 3.7 - Esquema funcional de um relé diferencial percentual.

Fonte: Almeida (2000).

Onde o elemento protegido pode ser um transformador de força, grandes motores e geradores, entre outros, e há, além de uma bobina de operação (O), uma bobina de restrição em duas metades (R).

A proteção diferencial só atuará se a diferença de corrente ($i_1 - i_2$) for superior a um valor previamente estabelecido. Portanto, a corrente que “entra” no elemento protegido deve ser igual a corrente que “sai” do mesmo, levando-se em consideração alguma tolerância aceitável.

Para as condições de atuação da proteção, consideremos observar o gráfico da Figura 3.8.

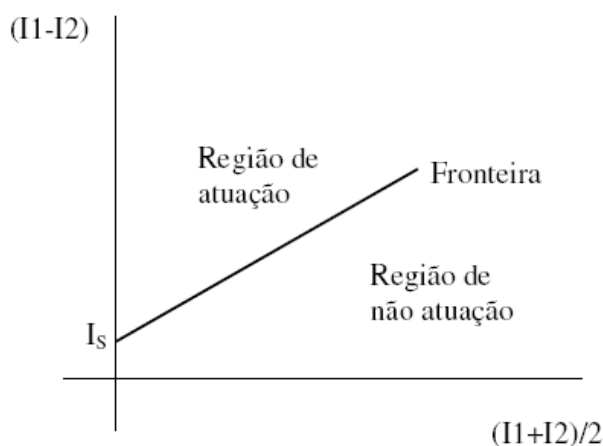


Figura 3.8 - Característica de atuação do relé diferencial percentual.

Fonte: Almeida (2000).

As relações de declividade (*slope*) do relé dependem de a falta ser externa ou interna:

- carga ou falta externa: $SLOPE = 100 * \left(\frac{I_1 - I_2}{\frac{I_1 + I_2}{2}} \right)$;

- falta interna: $SLOPE = 100 * \left(\frac{I_1 + I_2}{\frac{I_1 - I_2}{2}} \right)$.

Se a declividade resultante for maior que o valor ajustado, o relé atuará, caso contrário, não atuará. Além disso, é necessário que a corrente resultante que circula no circuito de operação seja superior a um valor de partida previamente ajustado (Almeida, 2000).

3.3.1.3.5 RELÉS AUXILIARES

Caminha (1977) classifica os relés auxiliares em:

- repetidores: pequenos relés destinados sobretudo para a multiplicação do número de contatos do relé principal;

- contadores: destinam a manobrar um ou diversos contatos de grande poder de corte ou fechamento (além do regime dos contatos do relé principal).

Os relés auxiliares são essencialmente instantâneos, robustos, do tipo corrente ou tensão, com contatos normalmente abertos e/ou fechados.

3.3.1.3.6 RELÉS DE DISTÂNCIA

Os relés de distância (ANSI 21) são utilizados principalmente para proteção em linhas de transmissão e determinam a localização de uma falta ao longo da linha.

O relé é alimentado por uma tensão e uma corrente, amostradas por TP's e TC's, respectivamente, conectados ao sistema elétrico. A medição de tensão e corrente permite a obtenção de uma impedância de linha “vista” pelo relé.

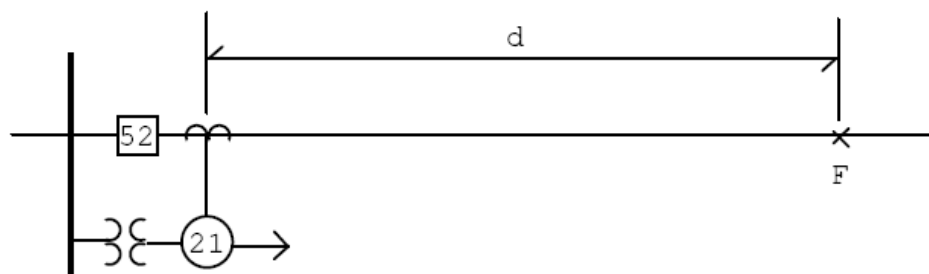


Figura 3.9 - Representação da conexão de um relé de distância numa linha de transmissão.

Fonte: Almeida (2000).

Em condições normais, a impedância medida pelo relé será:

$$Z = \frac{V}{I}$$

Quando ocorrer uma falta bifásica ou trifásica, a tensão “ V ” e a corrente “ I ” serão a tensão de falta “ V_f ” e a corrente de falta “ I_f ”, respectivamente. Assim, a impedância de falta medida será dada pela razão entre a tensão e a corrente de falta:

$$Z_f = \frac{V_f}{I_f}$$

A impedância de falta da linha está relacionada com a sua resistividade “ ρ ” da forma que segue:

$$Z_f = \frac{\rho * l}{A}$$

Em que a resistividade é constante para cada linha de transmissão, “ l ” é o comprimento da linha, e “ A ” é a sua seção transversal. Sendo assim, permite-se determinar a localização da falta, através da relação direta da impedância de falta com o comprimento da linha.

As características de atuação dos relés de distância são representadas no plano de impedâncias (plano R-X), a fim de se estabelecer ajustes de alcance e zonas de operação. Os relés de distância podem ser do tipo impedância, em que sua representação no plano R-X é uma circunferência cuja origem coincide com centro do sistema de eixos; tipo *mho*, cuja representação se dá por meio de uma circunferência que tangencia a origem do sistema de eixos, e tipo reatância onde a representação é feita por uma reta paralela ao eixo das resistências (Almeida, 2000). As Figuras 3.10, 3.11 e 3.12 ilustram as características de atuação dos relés de distância.

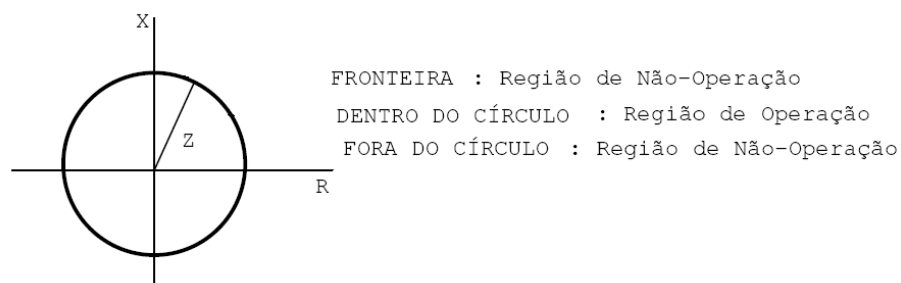


Figura 3.10 - Característica do relé impedância.

Fonte: Almeida (2000).

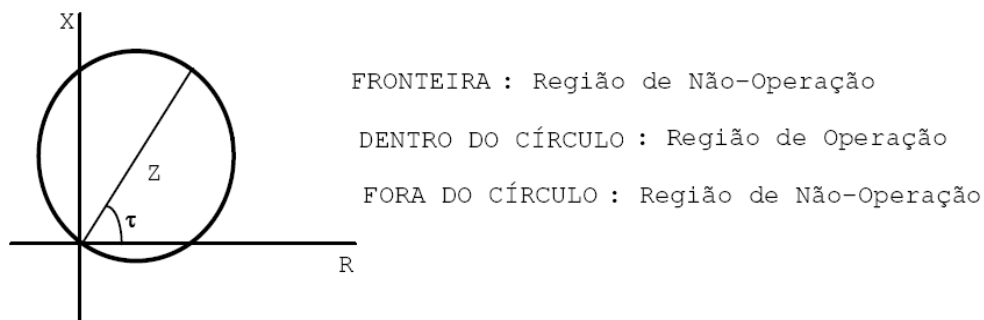


Figura 3.11 - Característica do relé *mho*.

Fonte: Almeida (2000).

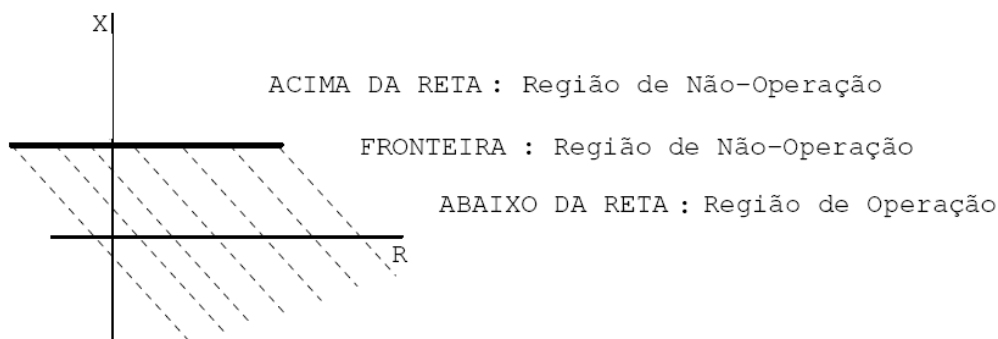


Figura 3.12 - Característica do relé reatância.

Fonte: Almeida (2000).

3.3.1.4 APLICAÇÕES DOS RELÉS AOS ELEMENTOS DO SISTEMA

A proteção nas subestações inclui aplicações em elementos fundamentais do sistema:

- máquinas rotativas (geradores e motores);
- transformadores;
- barramentos;
- linhas.

Na proteção das máquinas rotativas, são incluídas diversas aplicações nas partes constituintes de geradores e motores, como o estator e o rotor, por exemplo. Outras aplicações

incluem proteção contra perda de sincronismo, perda de excitação, vibração, motorização, sobrevelocidade, sobreaquecimento dos mancais, etc..

A proteção dos transformadores constitui grande parte do sistema de proteção presente nas subestações de distribuição, e será discutido mais detalhadamente a seguir.

A proteção seletiva dos jogos de barras adquire grande importância nas redes equipadas com sistemas do tipo diferencial, o qual, em caso de defeito, não pode agir senão sobre trechos de linha bem definidos (Caminha, 1977).

As proteções de linha incluem aplicações em linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição, e devem garantir que todo o defeito seja eliminado rapidamente, desligando uma única seção, de mínima extensão possível.

3.3.1.4.1 PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES

Constituindo nos elementos mais caros de uma subestação, a construção dos transformadores atingiu nível técnico tão elevado que os mesmos podem ser colocados entre os elementos que apresentam maior segurança de serviço (Caminha, 1977).

A proteção de transformadores é baseada na aplicação contra curtos-circuitos internos e na proteção de retaguarda contra faltas externas. Os curtos-circuitos resultam de defeitos de isolamento e por sobreaquecimento inadmissível dos enrolamentos. As sobrecargas repetitivas, permanentes ou temporárias, conduzem a um envelhecimento prematuro dos isolantes dos enrolamentos resultando em curtos-circuitos entre espiras, fases, etc..

Os transformadores de potência acima de 500 kVA utilizam, basicamente, proteção diferencial e proteção Buchholz. Relés térmicos e imagens térmicas constituem a proteção para sobrecarga. A proteção de retaguarda é feita, geralmente, por meio de relés de sobrecorrente e/ou por fusíveis.

A proteção diferencial percentual atua na proteção, não só de curtos-circuitos internos, inclusive entre espiras, como também contra defeitos provenientes de arcos elétricos nas buchas.

Sabe-se que a atuação da proteção diferencial baseia-se na diferença entre a corrente de entrada e saída do elemento protegido (corrente diferencial), quando esta atinge um determinado valor. No caso dos transformadores, outras correntes diferenciais, que não de defeito, podem aparecer devido principalmente:

- à corrente de magnetização inicial;
- aos erros próprios dos transformadores de medida colocados em cada lado do transformador;
- ao não-perfeito ajuste das relações de transformação dos transformadores de medida;
- à possível ligação do transformador de potência em *taps* diferentes, etc.

Como consequência disso, os relés diferenciais percentuais devem ser utilizados a fim de compensar tais diferenças (Caminha, 1977).

Os relés diferenciais microprocessados fazem a compensação automática da diferença angular que possa existir entre os lados de um transformador. Além disso, são programados para diferenciar os fenômenos resultantes da energização dos originados por faltas (Almeida, 2000).

O relé Buchholz (ANSI 63) é uma combinação do relé de pressão com o relé detector de gás presentes nos transformadores.

O relé de pressão destina-se a responder rapidamente a um aumento anormal na pressão do óleo do transformador, que ocorre devido a um arco elétrico, resultante de uma falta interna. Já o relé detector de gás funciona a partir da formação de um gás devido a uma falta incipiente, e fecha um contato, acionando o alarme antes que a deterioração do

isolamento provoque dano maior. A análise periódica de gás revela se houve um dano elétrico, além da extensão da falta, recomendando ou não a remoção de serviço do transformador.

A estrutura do relé Buchholz baseia-se na composição de dois elementos montados no tubo que liga o tanque do transformador ao conservador. Um dos elementos é uma bóia colocada na câmara coletora de gás, enquanto que o outro contém uma lâmina que é operada pela rápida circulação do óleo no tubo. O primeiro elemento detecta as faltas incipientes por acumulação de gás (aciona o alarme), enquanto que o segundo detecta um curto-circuito (aciona o disjuntor), provocando uma rápida expansão do óleo entre o tanque e o conservador (Caminha, 1977).

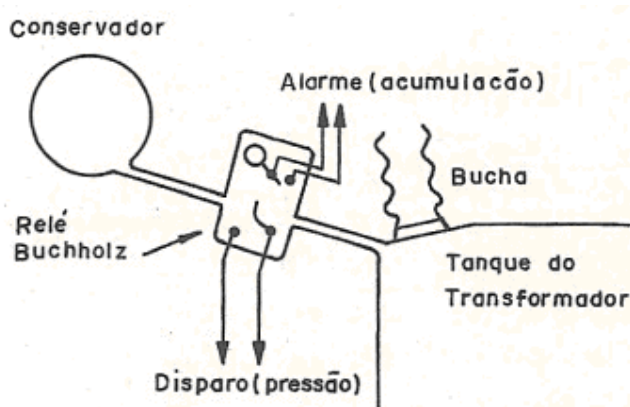


Figura 3.13 - Funcionamento do relé Buchholz.

Fonte: Caminha (1977).

A proteção contra sobrecarga de transformadores destina-se a proteger o isolante dos enrolamentos contra os estragos provocados por aquecimento excessivo.

De uma forma geral, os transformadores dispõem de um indicador de temperatura de óleo tipo termômetro, o qual, por meio de um tubo capilar, poderá acionar um contato de alarme, bem como um contato destinado à ligação da ventilação, e ainda, um outro para ligar as bombas de circulação do óleo.

O transformador pode ser também equipado com um detector de temperatura do enrolamento, tipo resistência, alimentado por um TC. Trata-se, portanto, de uma imagem térmica colocada dentro do óleo, refletindo a temperatura do ponto mais quente. Esse indicador, ou imagem, possui três contatos normalmente ajustados para operar com níveis de 80°C, 85°C e 105°C (em transformadores com elevação de temperatura no enrolamento de até 55 °C), sendo que os dois primeiros níveis acionam a ventilação forçada, e o último nível aciona o alarme ou dispara o disjuntor.

Ainda, os reles térmicos podem ser utilizados a fim de atuarem seus dispositivos de disparo instantâneo (ou fracamente temporizado regulável) que, em associação com um elemento temporizado, podem servir como proteção de curto-circuito em certos casos (Caminha, 1977).

4 ACESSO REMOTO E INTELIGÊNCIA LOCAL

Operação remota é aquela possível de ser realizada fora da subestação, via centro de operação, ou na própria, através de um sistema supervisorio.

Supervisionamento de estados e acionamento de equipamentos conectados ao sistema de automação, bem como geração de relatórios periódicos de eventos e grandezas, são exemplos de operações possíveis de serem executadas remotamente através de uma adequada interface homem máquina (IHM).

A implementação dos dispositivos eletrônicos inteligentes, chamados IED's (do inglês *Intelligent Electronic Devices*), são de fundamental importância, uma vez que, sem eles, o acesso remoto seria inviável. Equipamentos como relés digitais, multimedidores digitais, entre outros, podem ser considerados IED's, uma vez que possuem a capacidade de se comunicar através de um protocolo de comunicação, além de apresentarem um determinado nível de inteligência local.

O interfaceamento entre os equipamentos de campo e um computador mestre é realizado pelas Unidades Terminais Remotas (UTR's). Estas funcionam como verdadeiros concentradores de dados, que são processados e transmitidos para um sistema supervisorio.

4.1 INTELLIGENT ELECTRONIC DEVICES (IED's)

Segundo Clarke e Reynders (2004), de um modo geral, qualquer dispositivo que possua algum tipo de inteligência local pode ser considerado um IED. Na indústria de proteção e automação de sistemas de potência, o termo veio a aparecer para descrever um

dispositivo que tivesse uma versatilidade de funções de proteção, avançado controle de inteligência local, habilidades de monitoração e capacidade de comunicação diretamente com um sistema SCADA.

4.1.1 FUNÇÕES

Clarke e Reynders (2004) classificam as funções os IED's em cinco áreas principais, a saber:

- proteção;
- controle;
- monitoramento;
- medição;
- comunicação.

As funções de proteção são normalmente fornecidas em blocos funcionais distintos, que são ativados e programados independentemente. A lista de proteções apresentada a seguir envolve algumas proteções esperadas nos mais avançados IED's, embora nem todos incluam todas as proteções:

- proteção de sobrecorrente trifásica, instantâneo e temporizado (ANSI 50/51 respectivamente);
- proteção de sobrecorrente de neutro, instantâneo e temporizado (ANSI 50N/51N respectivamente);
- proteção de sobrecorrente direcional trifásica (ANSI 67);
- proteção de sobrecorrente direcional de neutro (ANSI 67N);
- proteção de desbalanceamento de corrente de fase (ANSI 46);
- proteção de sobretensão trifásica (ANSI 59);
- proteção de sobretensão residual (ANSI 59N);

- proteção de subtensão trifásica (ANSI 27);
- proteção de bloqueio por oscilação de potência (ANSI 68);
- função de religamento (ANSI 79);
- proteção de subfrequência/sobrefrequência (ANSI 81);
- função de verificação de sincronismo (ANSI 25);
- proteção térmica de sobrecarga (ANSI 49).

As funções de controle incluem controle local e remoto e são todas programáveis:

- controle local e remoto para comandos de abrir/fechar disjuntores, seccionadoras, etc.;
- sequenciamento de controle;
- intertravamento de dispositivos controlados;
- informação de *status* de dispositivos e alarmes;
- interface homem máquina (IHM) no dispositivo.

O monitoramento inclui as seguintes funções:

- monitoramento das condições do disjuntor incluindo tempo de operação, desgaste elétrico e programação da manutenção;
- supervisão do circuito de abertura;
- automonitoramento interno;
- monitoramento da densidade de gás SF₆;
- gravação de eventos;
- outras funções como monitoramento de temperatura.

A função de medição abrange a indicação de grandezas elétricas tais como correntes, tensões, potência ativa e reativa, energia, frequência, etc..

Por definição, os IED's são capazes de comunicar diretamente a um sistema SCADA (Clarke e Reynders, 2004). Esta capacidade de comunicação é um dos aspectos mais importantes na automação de um sistema de potência, pois torna possível o acesso remoto.

Os IED's são caracterizados por apresentarem portas seriais ou interfaces óticas, que permitem a comunicação a uma unidade mestre, e seus dados podem então ser configurados e manipulados remotamente.

Diferentes fabricantes de dispositivos usam diferentes protocolos de comunicação. Entre alguns destes, estão: IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103, DNP3 e Modbus. Uma abordagem mais ampla referente aos protocolos de comunicação será dada no capítulo cinco.

4.1.2 RELÉS DIGITAIS

Devido à complexidade de funções presentes nas subestações, relés de função única, como por exemplo, os relés de estado sólido, não são suficientes para atender as necessidades da automação de subestações modernas (Lin, 2006).

A tecnologia dos microprocessadores tende a amadurecer por volta da década de 60, culminando no surgimento dos relés digitais, que apresentam uma multifuncionalidade e maior conveniência se comparados aos relés eletromecânicos tradicionais.

Os esquemas tradicionais de proteção envolvem relés de sobrecorrente, relés de distância, entre outros. Todos os relés devem ser conectados juntamente para formar um esquema de proteção completo, o que demanda muito tempo, além de implicar num alto custo (Lin, 2006).

Os relés digitais, no entanto, apresentam uma integração de múltiplas funções num só relé, ocupando menor espaço nos painéis e tornando a interligação de equipamentos mais simplificada. Do ponto de vista da operação da subestação como um todo, as novas possibilidades de aquisições de sinais, registro de eventos e oscilografias, permitem a correta

identificação do tipo de falta e da sua origem e localização, acelerando a implantação de medidas que possam viabilizar um rápido restabelecimento do sistema (Souto e Fonseca, 2007).

Ainda, no que diz respeito à substituição dos relés eletromecânicos, os relés digitais se sobressaem nos seguintes quesitos economia, confiabilidade e flexibilidade.

O compartilhamento de dados permite a integração de variadas funções de proteção num só relé, necessitando somente algum componente externo para o completo funcionamento de um esquema de proteção. Isto implica numa redução significativa de custos na engenharia, testes e comissionamento das subestações.

Pereira (2010) cita algumas vantagens com relação à confiabilidade dos relés digitais:

- recursos de auto-monitoramento e auto-teste implicando numa manutenção reduzida;
- as características de funcionamento não mudam com a temperatura, tensão de alimentação ou envelhecimento do equipamento, diferentemente dos relés eletromecânicos;
- alta precisão de medidas devido à filtragem digital e algoritmos de medição otimizados.

Com relação à flexibilidade, os relés digitais apresentam os seguintes desempenhos:

- possibilidade de atualização constante de versões, ou seja, mudanças no projeto implicam na maioria das vezes em modificações no *software*;
- flexibilidade funcional: capacidade de realizar outras funções tais como medições, controle e supervisão;
- compatibilidade com a tecnologia digital introduzida nas subestações;
- capacidade de proteção adaptativa: parâmetros de operação podem ser mudados automaticamente com as condições do sistema elétrico, e outros processamentos de

dados podem ser incluídos facilmente sem prejudicar as funções de proteção, tais como localização de faltas, registro de eventos, medições de demanda, estimação de temperatura, etc;

- capacidade de comunicação: os relés digitais possuem saídas para conexão em fibra ótica, que são preferencialmente utilizadas em grandes distâncias devido à imunidade a interferência eletromagnética;
- equipamentos não requerem ajustes individuais, e não há a necessidade de calibração presente nos relés eletromecânicos;
- as interfaces nos painéis locais ou traseiros permitem recursos como ajuste e aferição local.



Figura 4.1 – Relés digitais da linha Siprotec, Siemens.

Fonte: Siemens (2008).

4.1.2.1 ARQUITETURA DE *HARDWARE* DOS RELÉS DIGITAIS

Pereira (2010) divide a arquitetura dos relés digitais em:

- sistema de entradas analógicas;
- sistema de entradas digitais;
- interface A/D;
- memórias;
- processador (CPU);
- sistema de saídas discretas;
- portas de comunicação;
- sistema de sinalização da operação;
- fonte de alimentação.

4.1.2.1.1 SISTEMA DE ENTRADAS ANALÓGICAS

Sinais analógicos provenientes dos transdutores primários de corrente e potencial (TC's e TP's) são captados nas entradas analógicas.

Dentre as principais funções do sistema de entradas analógicas estão:

- isolamento elétrico entre os circuitos de entradas analógicas e circuitos internos do relé;
- proteção dos relés contra sobretensões transitórias induzidas nos condutores de entrada por chaveamentos e outros processos transitórios;
- acondicionamento dos sinais analógicos a níveis adequados para a conversão A/D;
- filtragem *anti-aliasing*: limitação dos sinais analógicos a frequências até a metade da frequência de amostragem (denominada frequência de *Nyquist*).

4.1.2.1.2 SISTEMAS DE ENTRADAS DIGITAIS

Os sistemas de entradas digitais apresentam funções análogas ao sistema de entradas analógicas:

- acondicionamento dos sinais discretos para aplicação ao processador;
- isolamento elétrico entre os circuitos de entradas digitais e os circuitos internos do relé;
- proteção dos relés contra sobretensões transitórias induzidas nos condutores de entrada por chaveamentos e outros processos transitórios no primário ou secundário.

4.1.2.1.3 INTERFACE A/D

Responsável pela execução dos processos de amostragem, multiplexação, amplificação e conversão A/D através de um sinal de *clock* que determina a frequência de amostragem. Para cada sinal amostrado há a conversão do valor instantâneo do sinal analógico em uma palavra digital, que fica disponível para o microprocessador.

Pereira (2010) estrutura a interface A/D da seguinte forma:

- 1) amostragem dos sinais analógicos: o sinal de *clock* tem como função a preservação da fase dos sinais amostrados, bem como manter estável o sinal de entrada do conversor A/D por um certo período de tempo. A amostragem é executada por amplificadores *Sample and Hold* (S/H), dispostos usualmente um para cada canal analógico, ou um para todos os canais analógicos;
- 2) multiplexação dos sinais analógicos: é executada por um circuito que consiste de um conjunto de chaves analógicas controladas por lógica digital, denominado multiplexador analógico. É utilizado devido ao baixo custo, se comparado aos conversores A/D, e à baixa taxa de amostragem necessária nas funções de proteção;

- 3) amplificação para ajuste de escala: permite o casamento do valor do sinal analógico à faixa ótima de operação do conversor A/D, e é executada por um circuito denominado amplificador de ganho programável;
- 4) conversão A/D: o sinal filtrado, amostrado, selecionado e escalado é rapidamente transformado no conversor A/D em um número que pode ser lido pelo microprocessador. Podem ser utilizados conversores A/D com emprego de contador e por aproximação sucessiva, que é o método mais utilizado na conversão A/D.

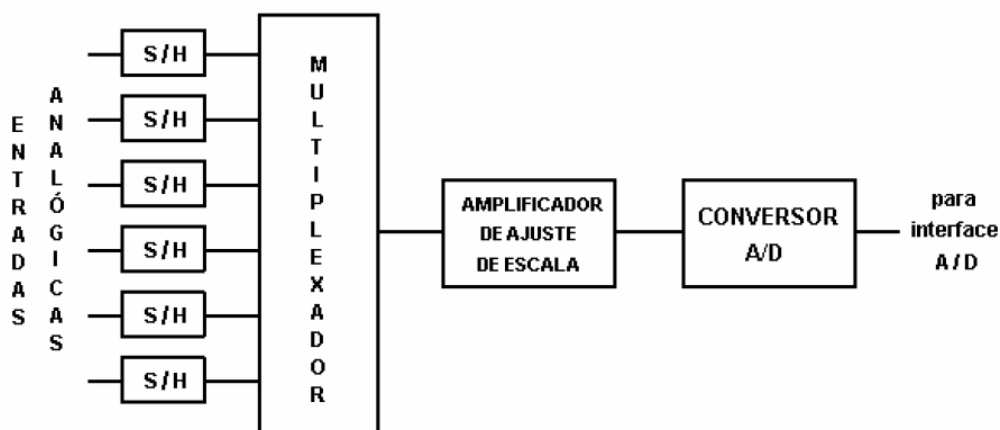


Figura 4.2 - Diagrama de blocos da interface A/D.

Fonte: Pereira (2010).

4.1.2.1.4 MEMÓRIAS

Entre as memórias que compõem a estrutura dos relés digitais, estão:

- RAM : utilizada como *buffer* para armazenamento temporário dos valores de entrada, acumular resultados intermediários dos programas de proteção e para armazenar dados a serem guardados posteriormente na memória não volátil;
- ROM e PROM: utilizadas para armazenagem permanente de programas do relé digital. Via de regra, estes programas são executados diretamente da ROM (ou

EPROM) ou através de uma memória RAM previamente carregada com o programa original;

- EPROM e EEPROM : utilizadas para armazenagem dos parâmetros de ajustes do relé ou outros dados vitais que não são modificados com grande frequência.

4.1.2.1.5 PROCESSADOR (CPU)

É o responsável pela execução dos programas de proteção, pelo controle de diversas funções de tempo, e realiza tarefas de autodiagnóstico e comunicação com os periféricos.

Os processadores digitais de sinais são utilizados para aplicações de alta velocidade. Eles permitem uma rápida manipulação de dados de entrada, que habilita a implementação de algoritmos complexos para uma variedade de funções de proteção. A exigência na capacidade de processamento é aumentada na medida em que há a implementação de novos algoritmos de proteção (Rao, 2005).

4.1.2.1.6 SISTEMA DE SAÍDAS DISCRETAS

Processa a informação de uma porta de saída paralela do processador, que pode consistir de uma palavra digital em que cada bit pode ser utilizado para definir um estado de uma porta de saída.

4.1.2.1.7 PORTAS DE COMUNICAÇÃO

O meio físico mais utilizado é o RS-232, que permite a comunicação com um computador mestre e a troca de informações remotas ou locais para tarefas de ajustes dos valores dos parâmetros, leitura de registro de faltas, de dados de ajustes e outras.

É também possível criar um sistema multiterminal, onde os relés podem ser conectados a um computador central utilizando uma interface RS-485, que é menos susceptível a interferência (Rao, 2005).

Outro método de interconexão é através de fibras óticas, que é capaz de carregar altas taxas de dados, além de apresentarem excelente imunidade a ruídos.

4.1.2.1.8 SISTEMA DE SINALIZAÇÃO DE OPERAÇÃO

Executa a função de sinalização visual ou auditiva da operação do relé através de conjunto de *leds* e alarmes presentes no painel.

4.1.2.1.9 FONTE DE ALIMENTAÇÃO

Fonte de tensão independente, geralmente do tipo comutada, que pode ser ligada às baterias da subestação. Produz tensões *dc* necessárias aos circuitos do microprocessador.

4.1.2.1.10 DIAGRAMA DE BLOCOS

Na figura abaixo, é mostrado o diagrama de blocos da arquitetura dos relés digitais:

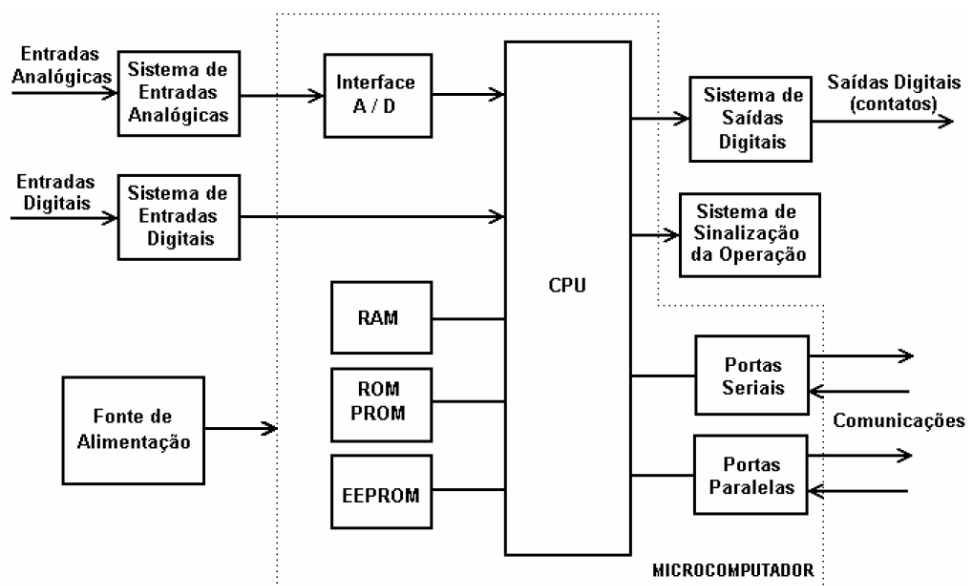


Figura 4.3 - Diagrama funcional de blocos.

Fonte: Pereira(2010).

Os relés digitais também dispõem de uma interface homem máquina usualmente composta por um *display* LCD alfanumérico, que permite ao usuário acesso a configurações e informações internas do relé.

4.1.2.2 PARAMETRIZAÇÃO

A proteção digital envolve uma série de funções e apresenta uma grande quantidade de informação. Dessa forma, um determinado número de parâmetros deve ser definido, a fim de assegurar o correto funcionamento do sistema de proteção e utilizar todos os benefícios que os relés digitais oferecem.

Para a parametrização dos relés, são usualmente utilizados *softwares* que são específicos para cada fabricante, mas que podem normalmente ser utilizados por toda a linha de relés digitais daquele fabricante. Os *softwares* são então utilizados para configuração de parâmetros, monitoramento de estados, autosupervisão de *status*, manipulação de eventos e recolhimento e avaliação de distúrbios de informações.

As funções podem ser implementadas localmente na subestação ou remotamente num centro de operação via protocolo TCP/IP por exemplo.

4.1.3 MONITORES DE TEMPERATURA

Os monitores de temperatura foram desenvolvidos para substituir, com as vantagens da tecnologia microprocessada, os termômetros de óleo e enrolamento tradicionais utilizados em transformadores e reatores de potência. Eles utilizam *software* de alta flexibilidade e fácil programação, possibilitam alta precisão nas medidas, confiabilidade e disponibilidade de dados para a análise do modelo térmico dos transformadores. Podem ser aplicados em qualquer tipo de transformador e adaptam-se a qualquer sistema de resfriamento e TC de imagem térmica (Treetech, 2010).

Entre as principais características estão:

- indicação das temperaturas de óleo e enrolamentos;
- alarme pelas temperaturas de óleo e enrolamentos;
- desligamento pelas temperaturas de óleo e enrolamentos;
- comando do sistema de resfriamento;
- temporização das funções de desligamento;
- interface serial para comunicação externa (RS-232 e RS-485);
- indicação de carregamento;
- indicação da projeção do gradiente final óleo/enrolamento na condição de carga atual.

4.1.4 MULTIMEDIDORES DIGITAIS

Os multimedidores digitais medem uma série de grandezas elétricas de modo direto ou através de TC's e TP's, possibilitam a medição em sistema monofásico, sistema trifásico equilibrado ou desequilibrado em ligação estrela ou delta, além de apresentarem facilidades em termos de economia de espaço, cablagem e tempo de instalação (Kron, 2009).

Por meio dos sinais de tensão e corrente do sistema a ser medido (monofásico, bifásico ou trifásico), os multimedidores calculam os parâmetros elétricos utilizando um conversor A/D interno.

Podem ser aplicados tanto em sistemas de baixa quanto de média ou alta tensão, uma vez que é possível programar a relação do TP ou TC envolvidos na medição.

Algumas características físicas:

- as saídas das grandezas elétricas são feitas através de saída serial padrão RS-485 e protocolo de comunicação Modbus;

- alguns multimedidores apresentam *display* LCD para visualização, outros possuem um *led* frontal que permite detectar falhas no sistema, sinalizar que o equipamento está se comunicando através da rede RS-485, além de indicar se há inversão ou falta de fase na medição através do protocolo de comunicação.

Entre os principais parâmetros de medição estão:

- tensão fase-fase (delta) ou fase-neutro (estrela);
- corrente (por fase e trifásica);
- potência ativa (por fase e trifásica);
- potência reativa (por fase e trifásica);
- potência aparente (por fase e trifásica);
- fator de potência (por fase e trifásico);
- energia ativa (positiva e negativa);
- energia reativa (positiva e negativa);
- frequência;
- THD (Distorção Harmônica Total).

4.1.5 SUPERVISORES DE PARALELISMO

Os supervisores de paralelismo consistem em equipamentos capazes de monitorar e alterar, através do comutador sob carga, a posição dos *taps* de transformadores de potência, tanto de forma individual como em forma simultânea através de uma interface serial RS-485, que permite a comunicação entre os diversos supervisores de paralelismo.

A comunicação entre os supervisores de paralelismo é gerenciada por um módulo de comunicação instalado na mesma linha de comunicação dos supervisores, através de uma porta serial RS-485.

O módulo de comunicação colhe as informações relevantes, processa e depois disponibiliza o resultado desse processamento para que os mesmos executem a lógica de paralelismo. Através de uma segunda porta serial RS-485 com protocolo Modbus, interliga-se os supervisores a um sistema supervisorio, tornando possível a este, tanto colher informações como atuar no sistema de paralelismo.

O método utilizado para controle do paralelismo é o mestre-comandado, no qual um dos transformadores deve ser escolhido como mestre, ficando os demais como comandados. Deste modo, toda a alteração de *tap* efetuada pelo transformador mestre é repetida pelo(s) comandado(s), de modo a manter o mesmo *tap* em todos os transformadores, evitando assim que haja circulação de corrente entre os enrolamentos em paralelo. É possível retirar qualquer unidade do sistema em paralelo, mantendo as demais, bastando para tanto selecioná-la como individual. A seleção de modo de operação mestre, comandado ou individual pode ser efetuada diretamente no frontal do equipamento através das teclas de programação ou por contatos externos livres de potencial.

O supervisor de paralelismo fornece, ainda, uma saída em *loop* de corrente que permite a indicação e/ou monitoração da posição do comutador remotamente.

Em condições normais de operação, o *display* do equipamento indica o *tap* atual do comutador, podendo, no entanto, dar também outras indicações para auxílio na programação, bem como indicações de erros ocorridos (Treetech, 2010).

4.1.6 REGULADORES DE TENSÃO

Os reguladores de tensão são relés com a função de proteção 90 (código ANSI) e incorporam funções de gerenciamento da manutenção do comutador sob carga, permitindo a otimização e redução de custos da manutenção.

Entre as principais características dos reguladores de tensão, estão:

- ajustes de parâmetros para regulação;
- tempos de atuação independentes para subir e baixar tensão;
- função de bloqueio automático de comutador disparado;
- assistente de manutenção do comutador por número de operações e integração da corrente interrompida;
- comando do comutador local/remoto e manual/automático;
- indicação de posição de *tap* local e remota;
- portas de comunicação com protocolos abertos: integração direta a sistemas supervisórios ou de monitoração *on-line*;
- controle de paralelismo entre transformadores.

4.1.7 RELIGADORES AUTOMÁTICOS

Utilizados em circuitos aéreos de distribuição, os religadores são equipamentos de proteção a sobrecorrentes que operam quando detectam correntes de curto-circuito, desligando e religando automaticamente os circuitos num número predeterminado de vezes (Eletrobrás, 1982).

A utilização de religadores automáticos é de grande importância na redução da duração das interrupções, chegando a reduções de uma hora para menos de um minuto, acarretando em benefícios para as concessionárias quanto aos valores de seus indicadores de continuidade. Eles são utilizados em manobras de remanejamento de carga para situações de falta no alimentador, de forma a transferir a carga de um grupo de consumidores a outro alimentador.

4.1.7.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

Quando o religador sente uma condição de sobrecorrente, a circulação dessa corrente é interrompida pela abertura de seus contatos, que são mantidos abertos durante determinado tempo, após o qual se fecham automaticamente para reenergização da linha. Se, no momento do fechamento dos contatos a corrente persistir, a sequência abertura/fechamento é repetida usualmente três vezes consecutivas e, após a quarta abertura, os contatos ficam abertos e travados. Esta situação caracteriza uma situação de falta permanente, em que o novo fechamento só poderá então ser manual.

4.1.7.2 COMUNICAÇÃO

A comunicação com os religadores permite o monitoramento do estado do circuito (aberto ou fechado) e das ações que envolvem o religamento, além da transmissão de comandos aos religadores e registro de eventos.

Devido ao papel que desempenham na reenergização da rede de distribuição, os religadores necessitam de uma comunicação de alta confiabilidade e rapidez. Levando-se em consideração esta característica, os religadores devem possuir uma largura de banda não muito alta, sob pena de ter prejuízos na comunicação. Muitas vezes, uma determinada faixa de banda, chamada “banda morta”, é descartada com o intuito de viabilizar a correta comunicação.

Os religadores podem ser conectados numa rede *Ethernet* local, via conexão *Ethernet* direta, ou conexão serial (RS-232, RS-485) com a utilização de adaptadores, que habilitam a comunicação via protocolos DNP3, Modbus e TCP/IP.

4.2 UNIDADES TERMINAIS REMOTAS (UTR'S)

As UTR's foram desenvolvidas com o objetivo de atuar como unidades de comunicação e interface entre os instrumentos de campo e um computador mestre. São utilizadas para coletar uma grande quantidade de informações digitais e analógicas, como alarmes, eventos e medições, e enviá-las até o operador do centro de controle (Strauss, 2003). É com a UTR que o sistema SCADA troca informações e executa comandos através dos protocolos de comunicação.

4.2.1 ESTRUTURA

As UTR's preveem entradas e saídas digitais e analógicas, bem como lógicas e procedimentos programáveis e portas de comunicação configuráveis para inúmeros protocolos. Tudo é implementado numa arquitetura de *hardware* e *software* que permite a concentração ou distribuição dessas funções, conforme a necessidade do processo elétrico supervisionado e controlado.

Clarke e Reynders (2004) dividem a estrutura de UTR's típicas em:

- unidade Central de Processamento (CPU);
- entradas analógicas;
- saídas analógicas;
- contador digital;
- entradas digitais;
- saídas digitais;
- interface de comunicação.

As UTR's ainda contam com alguns periféricos como central de alarme, concentrador ótico, conversores de protocolo, etc.

4.2.1.1 UNIDADE CENTRAL DE PROCESSAMENTO (CPU)

A unidade de processamento é microprocessada repartida em memória EPROM, RAM e Flash/EEPROM.

Tipicamente duas portas de comunicação (RS-232 e RS-485) fornecem uma interface para diagnósticos terminais, estações de operação e comunicação via rede *Ethernet* com um centro de operação.

A presença de *led's* na unidade de controle permite uma sinalização, com o intuito de diagnosticar problemas como falha da CPU ou de módulos de entrada e saída.

4.2.1.2 MÓDULO DE ENTRADAS ANALÓGICAS

São compostas por cinco principais componentes:

- multiplexador: tem a função de codificar sequencialmente uma série de entradas analógicas por vez no canal de saída. Este é então acoplado a um conversor A/D, eliminando-se assim a necessidade de um conversor para cada canal de entrada.
- amplificador de sinal: é utilizado para amplificar os sinais dos baixos níveis de tensão que devem ser digitalizados, para então serem utilizados pelo conversor A/D.
- circuito *sample and hold*: a maioria dos conversores A/D requer um tempo fixo, durante o qual o sinal de entrada permanece constante. O circuito *sample-and-hold* é utilizado na entrada do conversor A/D, e amostra rapidamente o sinal de saída proveniente do multiplexador ou do amplificador, e o mantém constante para o tempo de abertura do conversor.
- conversor A/D: sua função é medir uma entrada analógica e associá-la a um código digital na saída. Há diversos tipos de conversores A/D, mas os mais utilizados são os conversores integradores (ou rampa dupla), que apresentam alta precisão e imunidade

a ruído e são usados para aplicações de baixa frequência, e os conversores por aproximação sucessiva, que permitem maior faixa de amostragem.

4.2.1.3 MÓDULO DE SAÍDAS ANALÓGICAS

O módulo de saídas analógicas apresenta função oposta ao módulo de entradas analógicas, convertendo um sinal digital fornecido pela CPU num valor analógico por meio de um conversor digital/analógico (D/A).

4.2.1.4 CONTADOR DIGITAL OU ACUMULADOR

Existem várias aplicações onde um módulo de entrada de pulso é necessário.

O pulso pode ser um sinal de fechamento de contato, ou sinais de relés de estado sólido, por exemplo. Os sinais de entrada do pulso são normalmente contatos secos, isto é, a tensão é fornecida pela fonte de alimentação da UTR.

A isolação ótica é útil para minimizar o efeito de ruídos. O tamanho do acumulador é importante quando considera-se o número de pulsos que vão ser contados, antes de transferir o dado para uma outra alocação de memória.

4.2.1.5 MÓDULO DE ENTRADAS DIGITAIS

É utilizado para indicar estados de dispositivos e sinais de alarme.

A maioria das placas de entradas digitais fornece grupos de 8, 16 ou 32 entradas por placa.

4.2.1.6 MÓDULO DE SAÍDAS DIGITAIS

O módulo de saídas digitais conduz uma tensão de saída em cada canal de saída, através de três possibilidades: utilização de triacs, relés de palheta ou tensões de saída TTL.

4.2.1.7 INTERFACE DE COMUNICAÇÃO

As UTR`s modernas devem ser flexíveis o suficiente para lidar com vários meios de comunicação, como por exemplo:

- RS-232/RS-485;
- *Ethernet*;
- linhas telefônicas;
- microondas/MUX;
- satélite;
- conjunto de protocolos X.25;
- ondas de rádio VHF/UHF/900 MHz.

4.2.2 COMUNICAÇÃO

As UTR`s modernas devem ter compatibilidade com diversos meios de comunicação. Assim, inúmeros protocolos de uso comum em sistemas elétricos, tais como IEC 60870-5-101/103/104, DNP3 e Modbus, estão disponíveis para utilização através de interfaces elétricas e óticas.

A utilização de meios físicos e protocolos adequados viabiliza a comunicação da UTR com IED`s ou outros dispositivos de nível um. As informações da UTR são levadas das subestações para os centros de controle através de um meio, geralmente rádio, fibra ótica ou satélite. Um equipamento microprocessado usando o mesmo protocolo é utilizado no centro de controle, que recebe as informações de todas as subestações, completando o sistema SCADA (Oliveira Jr., 2005).

4.2.3 CONFIGURAÇÃO, PROGRAMAÇÃO E MONITORAMENTO.

As UTR's apresentam programas utilitários para computador que permitem a configuração e o monitoramento da mesma.

A configuração das UTR's constitui na manipulação de dados, não envolvendo alteração dos programas de controle. A programação das lógicas e procedimentos é configurada nos processadores para serem escaladas em tarefas independentes, especialmente destinadas para esse fim, que não possibilitam qualquer interferência danosa ao funcionamento geral da UTR, em caso de erros de programação. A configuração de todo o *hardware*, a programação de lógicas e procedimentos, e a parametrização de protocolos de comunicação, são feitas através do utilitário configurador. Tais configurações são posteriormente descarregadas nos processadores da UTR, e podem ser acessadas localmente ou de modo remoto.

Oliveira Jr. (2005) destaca a capacidade de programação em linguagem de alto nível que algumas UTR's possuem, sendo possível converter os estados, medições e controles em variáveis dentro do programa. Isso permite, entre outros, a automação de processos, como por exemplo:

- controle do nível de tensão através de chaveamento de bancos de capacitores;
- controle de ventilação forçada de transformadores baseado na carga;
- descarte automático de consumidores em casos de sobrecarga.

Todo *hardware*, lógicas programadas e comunicações são monitorados através de um utilitário visualizador, que comunica-se com a UTR local ou remotamente, em tempo real.

5 COMUNICAÇÃO E SISTEMA SCADA

A comunicação é o elemento fundamental que define o meio e a forma para a troca de dados entre os diversos dispositivos que compõem o sistema entre as subestações e o COS.

Fundamentalmente, a UTR “varre” os dados provenientes dos IED’s e os transmite ao correspondente COS. No entanto, a comunicação entre os níveis que compreendem um projeto de integração, constitui na definição e adequação de diversas variáveis de acordo com a aplicação desejada.

O sistema SCADA refere-se à aquisição dos dados de campo, transferindo-os por meios físicos definidos e processando-os de forma a exibi-los numa IHM da estação mestre, permitindo a supervisão e o controle remoto.

5.1 COMUNICAÇÃO DE DADOS

Comunicação de dados é a troca de informação entre dois dispositivos através de um meio de comunicação.

Forouzan (2004) condiciona a eficiência de um sistema de comunicação de dados a três características principais:

- entrega: os dados devem ser entregues pelo sistema somente ao destino correto;
- confiabilidade: o sistema deve garantir a entrega dos dados, na medida em que dados modificados ou corrompidos numa transmissão são inúteis;
- tempo de atraso: o sistema deve entregar dados em um tempo finito e predeterminado.

De acordo com Forouzan (2004), um sistema básico de comunicação de dados é composto por cinco elementos:

- mensagem: é a informação (dados) a ser transmitida. Ex.: texto, números, figuras, áudio ou vídeo, ou qualquer combinação desses;
- transmissor: dispositivo que envia a mensagem de dados. Ex.: computador, estação de trabalho, telefone, etc;
- receptor: dispositivo que recebe a mensagem de dados. São compostos pelos mesmos dispositivos do transmissor;
- meio de transmissão: caminho físico por onde viaja uma mensagem originada no transmissor e dirigida ao receptor. Ex.: par trançado, cabo coaxial, fibra ótica, ondas de rádio, etc.;
- protocolo: conjunto de regras que governa a comunicação de dados. Representa um acordo entre os dispositivos que se comunicam. Sem um mesmo protocolo, dois dispositivos podem estar conectados, mas não haverá comunicação entre si.

5.2 DIREÇÃO DO FLUXO DE DADOS

A comunicação entre dois dispositivos pode acontecer em três modos:

- *Simplex*: a comunicação é unidirecional e somente um dos dois dispositivos no canal é capaz de transmitir, sendo o outro capaz de receber somente. Ex.: teclados e monitores;
- *Half-Duplex*: cada dispositivo pode transmitir e receber, mas nunca ao mesmo tempo. Ex.: *walkie-talkies*;
- *Full-Duplex*: ambos dispositivos podem transmitir e receber ao mesmo tempo. No modo *full-duplex*, sinais em direções opostas compartilham a capacidade do canal,

sendo que este apresenta dois caminhos físicos de transmissão distintos, um para enviar e o outro para receber. Ex.: canal de voz da rede telefônica.

5.3 REDES

Uma rede é um conjunto de dispositivos conectados por *links* de comunicação, denominados frequentemente de nós. Um nó pode ser, por exemplo, um computador, ou qualquer outro dispositivo capaz de enviar e/ou receber dados gerados noutros nós da rede (Forouzan, 2004).

5.3.1 TIPOS DE CONEXÃO

A composição de uma rede se dá com a presença de dois ou mais dispositivos conectados através de caminhos de comunicação (*links*), por onde passam dados transferidos de um dispositivo para o outro.

Para que a comunicação aconteça, os dispositivos devem estar conectados ao mesmo tempo num mesmo *link*. No contexto de comunicação em subestações, os dispositivos podem ser as UTR's, os IED's e computadores presentes nas próprias subestações ou nos centros de operação. Há algumas formas de conexão, e Forouzan (2004) as divide em ponto-a-ponto e multiponto:

- conexão ponto-a-ponto: proporciona um *link* (chamado *link* dedicado) no qual o tráfego fica restrito aos dois dispositivos que estiverem se comunicando;
- conexão multiponto: neste tipo de conexão, mais de dois dispositivos compartilham um mesmo *link*.

5.3.2 TOPOLOGIA FÍSICA

A topologia física faz referência ao modo em que uma rede é montada fisicamente.

Uma topologia de rede é gerada por dois ou mais *links* e representa, geometricamente, a relação entre todos esses *links* e dispositivos conectados uns aos outros.

Forouzan (2004) classifica em quatro as topologias básicas de rede: topologia em malha, estrela, barramento e anel.

5.3.2.1 TOPOLOGIA EM MALHA

A topologia em malha prevê uma conexão ponto-a-ponto. Cada dispositivo possui um *link* dedicado com os demais dispositivos de rede.

Entre as vantagens da topologia em malha estão: tráfego de dados apenas na conexão que estiver fechada, robustez, privacidade e segurança, e facilidade na identificação e isolamento de falhas.

O uso de cabeamento excessivo e a quantidade de interfaces de entrada e saída necessária para o funcionamento, estão entre as principais desvantagens dessa topologia.

5.3.2.2 TOPOLOGIA EM ESTRELA

Nesta topologia, a conexão ponto-a-ponto é utilizada. Não há conexão direta entre um dispositivo e outro. Cada dispositivo comunica-se restritamente a um concentrador (frequentemente denominado *hub*) centrado na estrutura, que, por sua vez, replica os dados para o dispositivo de destino.

Se comparada a topologia em malha, a configuração em estrela apresenta um custo menor em função da necessidade de apenas um link e uma interface E/S por dispositivo, além da menor quantidade de cabos necessária na montagem da rede.

5.3.2.3 TOPOLOGIA EM BARRAMENTO

A topologia em barramento utiliza conexões multiponto. Um cabo longo (*backbone*) interconecta todos os dispositivos numa rede.

A maior vantagem da topologia em barramento é a facilidade de instalação e a consequente diminuição no cabeamento.

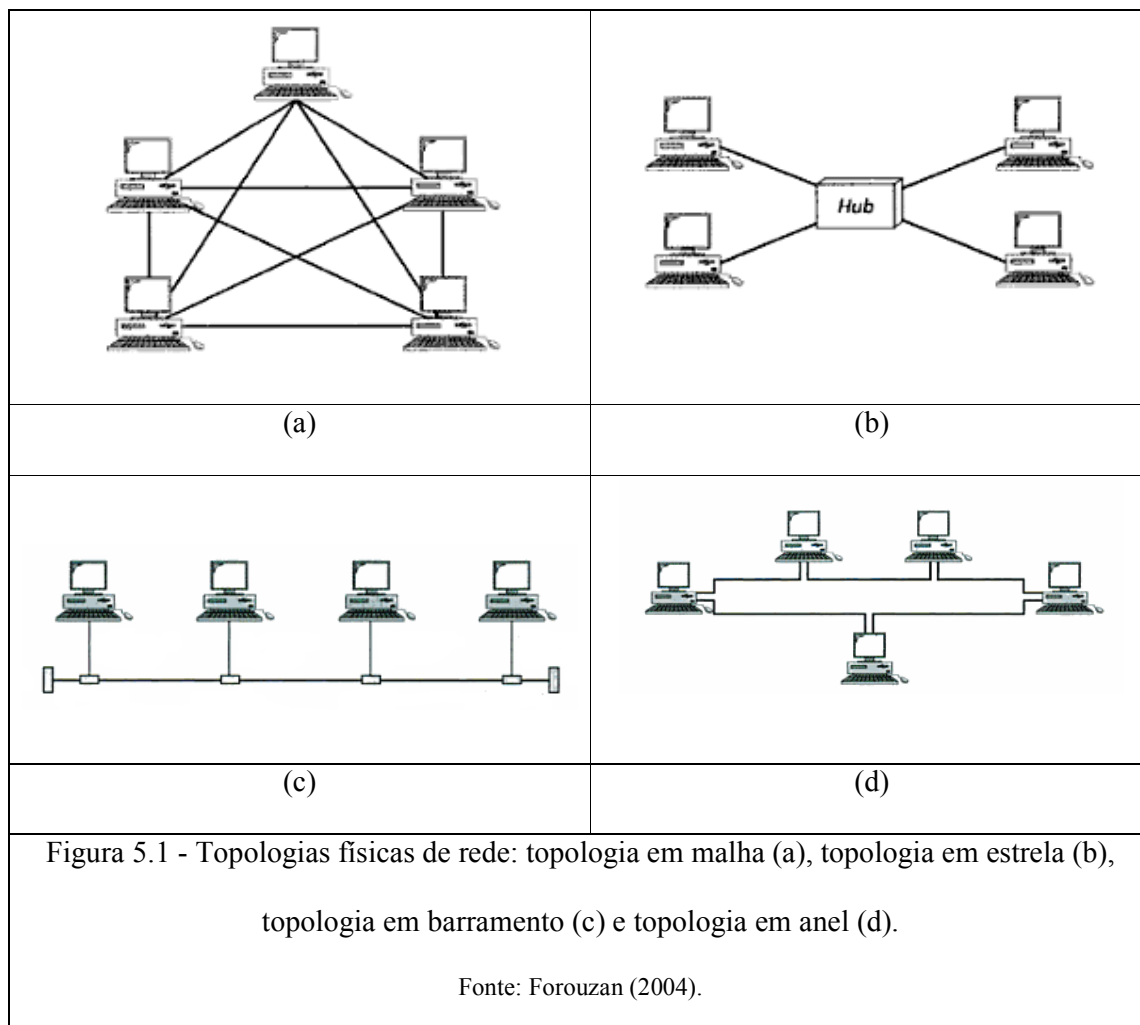
A dificuldade de reconexão e o isolamento de uma falha estão entre as principais desvantagens dessa configuração de rede. A adição de novos dispositivos pode requerer a modificação ou substituição de todo o *backbone*.

5.3.2.4 TOPOLOGIA EM ANEL

Assim como a topologia em malha e em estrela, a topologia em anel utiliza conexão ponto-a-ponto. Cada dispositivo possui uma conexão restrita somente com os dois dispositivos mais próximos dele. Um sinal é transportado de um dispositivo ao outro, ao longo do anel, até chegar ao destino correto; assim, cada dispositivo incorpora um repetidor;

As vantagens da topologia em anel estão no fato de serem relativamente fáceis de instalar e reconfigurar, além da simplicidade no isolamento de uma falha.

A desvantagem se dá devido ao tráfego unidirecional: uma quebra de anel devido a uma desconexão pode desabilitar toda a rede.



5.4 SISTEMAS ABERTOS E O MODELO OSI

Clarke e Reynders (2004) definem os sistemas abertos como sendo aqueles que atendem às especificações e regulações, sendo disponíveis para todos. Isto permite que equipamentos de qualquer fabricante, que atendem a uma determinada norma, possam ser utilizados e interconectados numa mesma rede.

Um fato que teve amplo impacto sobre a concepção de sistemas de comunicação foi a criação de um modelo de interconexão de sistemas abertos, o modelo OSI (do inglês *Open Systems Interconnection*), criado em 1978 pela *International Standards Organization* (ISO).

OSI é essencialmente uma estrutura de gerenciamento de comunicação de dados que baseia-se em sete camadas (níveis), todas com funções bem definidas e interfaces que permitem, para cada camada, a prestação de serviços para camada superior e a utilização de serviços da camada inferior. Estabelecendo-se normas para cada nível, permite-se certa flexibilidade para que os projetistas possam então desenvolver protocolos para cada camada. Estando em conformidade com as normas OSI, fica possível para um sistema comunicar-se com qualquer outro sistema compatível, em qualquer lugar do mundo (Clarke e Reynders, 2004).

É importante destacar que o modelo de referência OSI não é um protocolo, ou um conjunto de regras de como um protocolo deve ser escrito, mas sim, um modelo que define funções ou serviços que devem ser fornecidos para cada uma das sete camadas.

A tabela a seguir mostra e descreve as sete camadas do modelo OSI:

Tabela 5.1 - Camadas do modelo OSI.

Camada	Função	
7	Aplicação	Programação do usuário. Aplicativo que deseja enviar informações pela rede de comunicação.
6	Apresentação	Responsável pela sintaxe na representação dos dados. Assegura que os dados serão recebidos e compreendidos pelo receptor.
5	Sessão	Controla a comunicação entre as aplicações, estabelecendo, gerenciando e finalizando as conexões (sessões) entre as aplicações.
4	Transporte	Controla o fluxo de dados, por exemplo, quebrando mensagens em pacotes menores e assegurando que esses pacotes cheguem de forma ordenada no destino
3	Rede	Cuida do roteamento das mensagens. Em uma rede complexa, com vários caminhos para se chegar ao mesmo destino, a camada de rede ajuda a enviar a mensagem pelo melhor caminho.
2	Enlace de dados	Camada responsável pela transmissão confiável de informação através do enlace físico. Envia blocos de dados com o necessário controle de erro (<i>bits</i> de paridade e quadros de CRC - <i>Cyclic Redudancy Check</i>) e de fluxo.
1	Física	Camada obrigatória em qualquer protocolo de comunicação. Converte os dados que devem ser enviados em sinais elétricos.

Fonte: Oliveira Jr. (2005).

5.5 LAN's, *ETHERNET* E O MODELO TCP/IP

A tecnologia das redes locais (LAN's, do inglês *Local Area Networks*) foi desenvolvida na década de 70 para unir usuários amplamente separados por meio de computadores (Clarke e Reynders, 2004). Assim, seria possível o compartilhamento de equipamentos periféricos e dados, antes disponíveis somente numa localização.

A *Ethernet* é um padrão de transmissão de dados para a rede local e define o cabeamento e sinais elétricos para a camada física, bem como o formato de pacotes e protocolos para a camada de controle de acesso ao meio do modelo OSI.

Tecnologias de interconexão para as redes locais como a *Ethernet*, são muito utilizadas na comunicação de dados em tempo real. Embora o modelo OSI seja geralmente preferido, um modelo mais simplificado, chamado modelo TCP/IP, também é utilizado e baseia-se em quatro camadas, segundo Clarke e Reynders (2004):

- Interface com a rede (camada 1): fornece o meio físico para estabelecer uma comunicação. Ex.: conectores e cabos;
- *Internet* ou inter-rede (camada 2): obtenção de dados da rede de origem e da rede de destino. Ex.: IP (do inglês, *Internet Protocol*);
- Serviço (camada 3): fornece aos dispositivos conectados à rede, importantes características de serviço como confiabilidade e integridade. Ex.: TCP (do inglês, *Transmission Control Protocol*);
- Aplicação (camada 4): camada utilizada pela maioria dos programas de rede para a comunicação com outros programas, através de outra rede. Alguns desses programas proveem serviços que suportam diretamente aplicações do usuário. Ex.: HTTP (do inglês, *Hypertext Transfer Protocol*) e SMTP (do inglês, *Simple Mail Transfer Protocol*) que permite o envio de e-mails através da Internet.

Enquanto que as redes locais caracterizam-se por apresentarem alta velocidade de comunicação e operam onde as distâncias são relativamente pequenas, as redes de longa distância (WAN's, do inglês *Wide Area Networks*) são utilizadas para conectar as LAN's, que são separadas por distâncias que variam de algumas dezenas de metros a milhares de quilômetros. As WAN's normalmente utilizam redes públicas de telecomunicação para atingir grandes distâncias.

Neste contexto de interconexão de redes, o protocolo TCP/IP é bastante utilizado para viabilizar a comunicação entre redes de todo o mundo.

O protocolo de Internet (IP) é responsável por executar a tarefa de levar pacotes de dados da origem para o destino. Ele pode transmitir dados para diferentes protocolos de níveis mais altos, identificados por um único número de protocolo IP. A responsável por garantir a entrega de pacotes transmitidas pelo IP é a camada de serviço. Esta característica de confiabilidade deve ser garantida em função da falta da mesma no IP.

Já o TCP é um protocolo orientado à conexão e, portanto, confiável. O TCP estabelece a conexão entre dois dispositivos antes de qualquer dado ser transmitido; portanto, torna-se possível verificar que todos os pacotes foram recebidos, além de viabilizar uma retransmissão no caso de perda de pacotes.

Assim como o TCP, o UDP (do inglês, *User Datagram Protocol*) também é um importante protocolo que reside na camada de serviço do modelo TCP/IP. Ele é um protocolo de datagrama sem conexão, que não verifica se os pacotes alcançaram seu destino, e não dá qualquer garantia que eles irão chegar ordenadamente (por isso são chamados de protocolo “não confiável”). Entre exemplos da utilização do UDP estão aplicações como as de mídia de *streaming* (áudio, vídeo, etc.).

5.6 SISTEMA SCADA

O termo SCADA (do inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition*) refere-se a uma combinação de telemetria e aquisição de dados. Erroneamente, por vezes a sigla SCADA é associada somente ao sistema supervísório, mas sabe-se que SCADA representa todo o sistema, da interface homem máquina (IHM) até os IED's, incluindo todos os equipamentos e protocolos de comunicação (Oliveira Jr., 2005).

O sistema SCADA compreende a coleta de informações de campo, transferindo-as para um centro de operação e realizando qualquer análise e controle que se faça necessário, para então dispô-las num determinado número de computadores ou qualquer outra IHM. Da mesma forma, as ações de controle utilizam o caminho inverso, partindo da IHM para o processo.

Com a capacidade de aquisição de dados e comunicação com outros dispositivos, os IED's são de fundamental importância para a composição do sistema SCADA. Eles podem ser conectados num sistema de rede de comunicação industrial como o Fieldbus, que permite a comunicação de dados e controle em tempo real. Entre os padrões Fieldbus estão os protocolos Profibus e o Modbus, por exemplo.

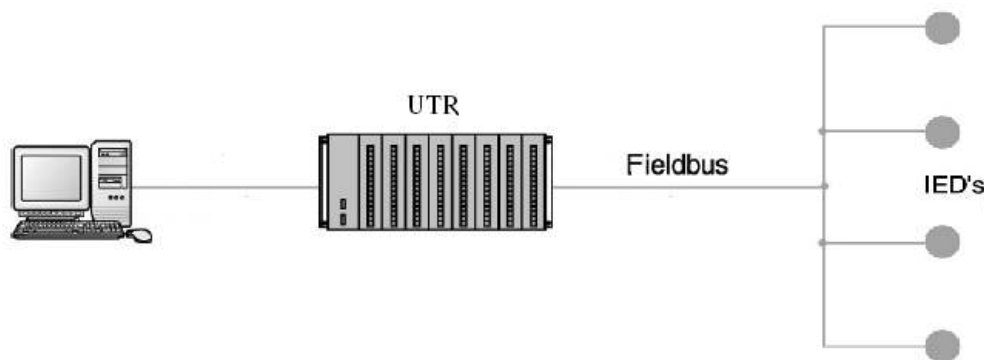


Figura 5.2 - Conexão PC-UTR-IED's.

Fonte: Clarke e Reynders (2004).

5.6.1 NÍVEIS DE OPERAÇÃO

A implementação do sistema SCADA passa pela adequação das partes constituintes aos níveis de operação do sistema elétrico, de forma a definir a funcionalidade e a transição de dados entre os níveis.

Os níveis de operação podem ser divididos em:

- nível 0: constitui nos equipamentos de potência e os equipamentos de manobras;
- nível 1: fazem parte, os transdutores analógicos, a rede de relés digitais e demais entradas e saídas digitais. Englobam funções de medição, controle, automação e proteção;
- nível 2: compreende as UTR's e as IHM's locais. Apresentam funções de suporte aos processadores no nível 1, coleta, processamento e armazenamento de dados, bem como análise de sequência de eventos. Comunicam com os níveis 1 e 3;
- nível 3: são os centros de operação do sistema (estações mestre). Incorporam ações de controle, coleta e processamento de dados, análise de sequência de eventos, montagem de registros oscilográficos e elaboração de relatórios.

5.6.2 A ESTAÇÃO MESTRE

Segundo Clarke e Reynders (2004), a estação mestre apresenta fundamentalmente duas funções: obtenção periódica de dados de campo proveniente das UTR's e controle remoto de dispositivos através do sistema de operação.

Para que a estação mestre possa desempenhar suas duas principais funções, é necessário que a mesma garanta a estabilidade da comunicação, o que envolve a configuração e inicialização de cada UTR com seus parâmetros de entrada e saída, bem como a aquisição de *softwares* SCADA e a sua implementação na UTR. Ainda, a estação mestre incorpora

funções de diagnóstico das UTR's, colhendo informações de possíveis falhas, e prevenindo futuros problemas como o carregamento excessivo de dados.

A estrutura de uma estação mestre passa pela composição de *hardware* e *software* SCADA adequados ao funcionamento do sistema.

5.6.2.1 *HARDWARE* SCADA

Basicamente, a UTR coleta os dados de campo de uma subestação através dos IED's, e os envia para a estação mestre através de um sistema de comunicação. A estação por sua vez, disponibiliza os dados colhidos numa IHM, que permite ao operador o monitoramento e o controle remoto.

Os sistemas de comunicação fornecem o caminho para a comunicação entre as estações mestre e as subestações. O meio pode ser fio, fibra ótica, rádio, linha telefônica, microondas e satélite. Protocolos específicos e filosofias de detecção de erro são utilizados para obter-se melhor eficiência na transferência de dados.

Uma LAN, como a *Ethernet*, pode ser um exemplo de sistema de comunicação utilizado no sistema SCADA. *Modems* presentes nos dois lados da conexão (um para o PC e o outro para a UTR) são utilizados para a comunicação via linha telefônica:



Figura 5.3 - Conexão PC-UTR utilizando *modems*.

Fonte: Clarke e Reynders (2004).

5.6.2.2 SOFTWARE SCADA

Clarke e Reynders (2004) classificam o *software* SCADA em proprietário e aberto. Os *softwares* proprietários são desenvolvidos pelas empresas a fim de comunicar com a estrutura de *hardware* presente em seu sistema. Estes sistemas são vendidos como solução completa para o uso (solução *turn key*). Já os *softwares* abertos permitem a interoperabilidade entre os equipamentos, sendo, por isso, bastante utilizados.

O *software* SCADA, presente não só nas estações mestre, mas também nas salas de comando (IHM's locais), dispõe, em sua interface, de diagrama(s) unifilar(es) que representa(m) a estrutura da subestação, possibilitando o monitoramento em tempo real de medidas analógicas, estados dos equipamentos e eventos em geral, além de ações de comando.

5.6.3 ARQUITETURAS DE COMUNICAÇÃO

Como visto anteriormente, Forouzan (2004) classifica as arquiteturas de comunicação em ponto-a-ponto e multiponto.

5.6.3.1 ARQUITETURA PONTO-A-PONTO

É a configuração mais simples onde a transferência de dados se dá somente entre dois dispositivos (ou duas estações).

Num arranjo mestre-escravo, uma estação pode ser configurada como mestre e a outra como escravo, sendo possível para ambas, a comunicação em *full-duplex* ou *half-duplex* somente em uma frequência.

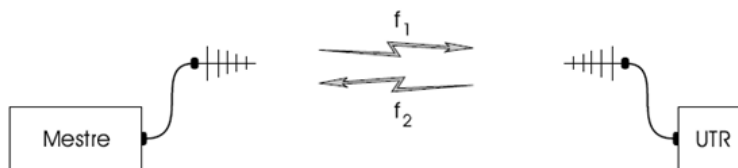


Figura 5.4 - Arquitetura ponto-a-ponto.

Fonte: Clarke e Reynders (2004).

5.6.3.2 ARQUITETURA MULTIPONTO

Nessa configuração, há basicamente um mestre e múltiplos escravos.

Normalmente os dados são passados entre o mestre e cada um dos escravos. Dois escravos conseguem transferir dados entre eles somente com a intervenção do mestre, que age como um moderador.

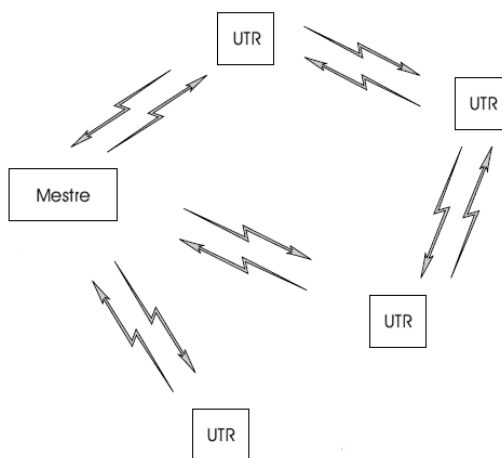


Figura 5.5 - Arquitetura multiponto.

Fonte: Clarke e Reynders (2004).

5.6.4 FILOSOFIAS DE COMUNICAÇÃO

Entre as filosofias de comunicação mais usuais estão a filosofia por varredura (*polling*), o envio por exceção, a varredura por integridade e a filosofia de mensagens não solicitadas.

5.6.4.1 POLLING

A filosofia *polling* é um processo cíclico que segue o esquema mestre-escravo tradicional, onde o dispositivo mestre sempre inicia a comunicação enviando uma “pergunta” endereçada a um escravo, que responde com outro pacote (Oliveira Jr., 2005).

O mestre controla o sistema de comunicação e faz repetitivas requisições de dados para serem transferidos de cada escravo para o mestre, e do mestre para cada escravo. O último, por sua vez, não comunica sem a requisição do mestre. Se o escravo não responde num tempo definido, o mestre repete a pergunta usualmente até três vezes, para então marcar o escravo como fora de serviço e tentar a comunicação com o outro escravo na sequência. É possível o mestre retentar a comunicação com o escravo fora de serviço num próximo ciclo de varredura. Ainda, na filosofia *polling*, uma mensagem prioritária enviada pelo mestre para um determinado escravo, pode “quebrar” a sequência padrão de varredura (Clarke e Reynders, 2004).

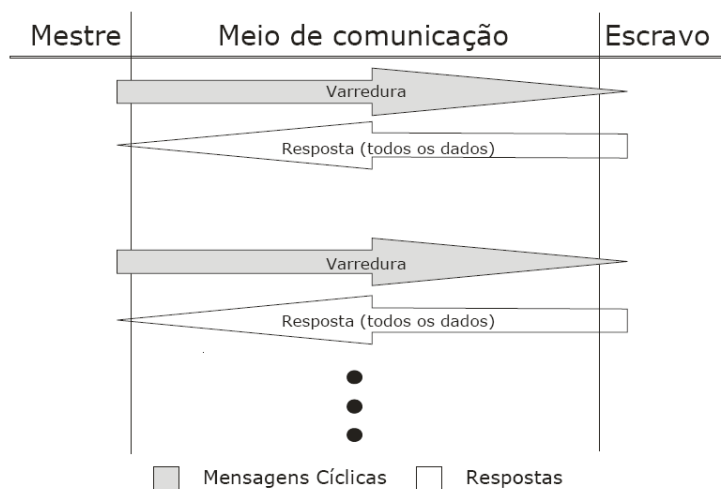


Figura 5.6 - Representação da filosofia *polling*.

Fonte: Oliveira Jr. (2005).

A arquitetura de comunicação pode ser ponto-a-ponto ou multiponto; porém, para que a filosofia *polling* funcione corretamente, é essencial uma direção de fluxo *half-duplex*.

5.6.4.2 ENVIO POR EXCEÇÃO

Nesta filosofia de comunicação, o escravo responde somente às informações que mudaram de estado. Assim, se um estado muda de 0 para 1, por exemplo, é gerado um evento que deve ser enviado pelo escravo. O mestre deve ser atualizado com todos os eventos.

A técnica de envio por exceção permite um número maior de escravos numa mesma rede sem comprometer a velocidade de varredura do mestre e a integridade no envio de pacotes. Em valores analógicos, por exemplo, é possível configurar bandas mortas, onde um evento é gerado e enviado pelo escravo somente a partir de um determinado valor que seja relevante para o sistema (se uma determinada tensão que esteja sendo monitorada apresenta uma tolerância de $\pm 5\%$, então um evento será gerado somente quando esta apresentar uma variação acima ou abaixo da tolerância).

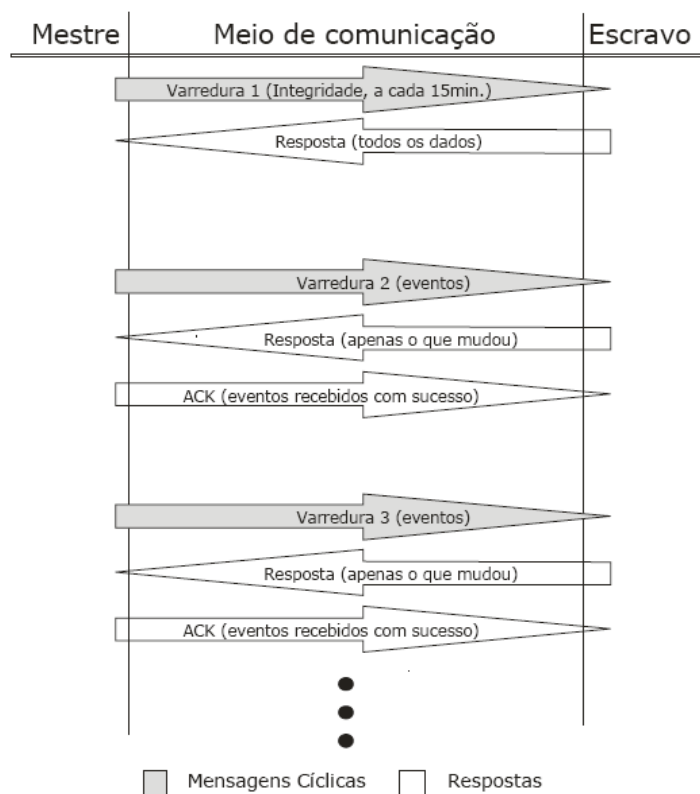


Figura 5.7 - Representação da técnica de envio por exceção.

Fonte: Oliveira Jr. (2005).

5.6.4.3 VARREDURA DE INTEGRIDADE

Segundo Oliveira Jr. (2005), a técnica de varredura de integridade garante a atualização dos dados num sistema supervisorio, de forma a retratar fielmente o que está acontecendo no campo.

A técnica consiste numa varredura geral após um tempo pré-estabelecido (a Figura 5.7 demonstra uma varredura de 15 em 15 minutos).

Se não houvesse essa periodicidade de varredura, a integridade dos dados não estaria perfeitamente garantida, uma vez que estes seriam enviados apenas quando houvesse mudança de dados.

5.6.4.4 MENSAGENS NÃO SOLICITADAS

Da mesma forma que acontece na comunicação por exceção, na filosofia de mensagens não solicitadas o escravo envia uma mensagem somente quando houver uma mudança de estado digital, ou uma mudança significativa num estado analógico. A diferença é que nas mensagens não solicitadas, o escravo não espera o mestre perguntar o estado de um equipamento e envia imediatamente as informações que mudaram.

O uso de mensagens não solicitadas permite que o canal de comunicação permaneça vago, esperando as mensagens do escravo ou uma varredura de integridade. Esta ainda apresenta a função de testar a comunicação com o escravo, tornando os dados inválidos caso a informação torne-se falha (Oliveira Jr., 2005).

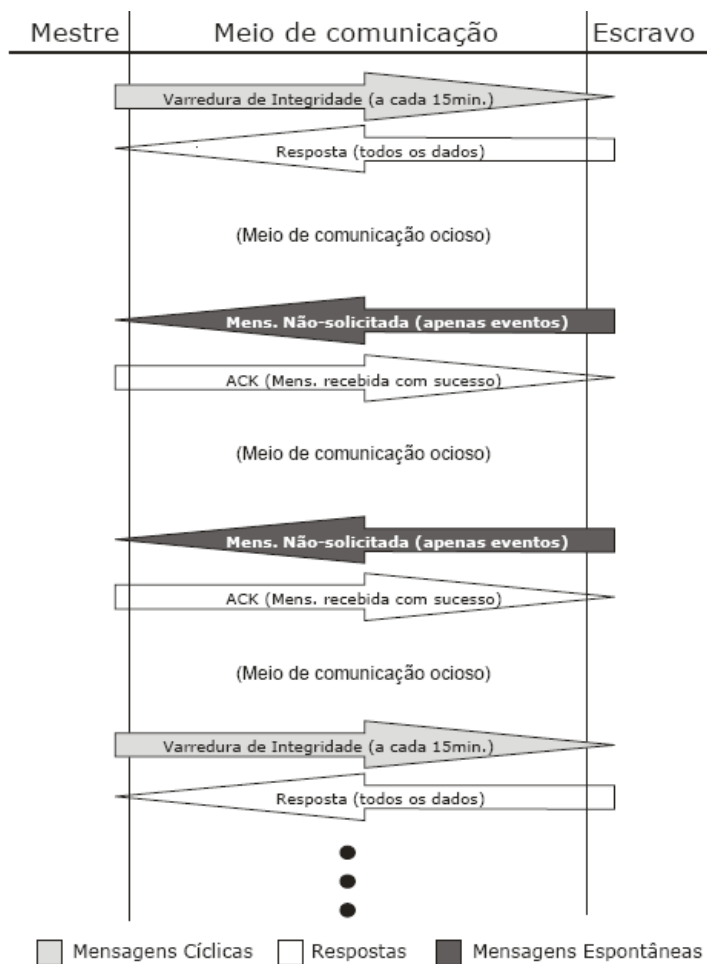


Figura 5.8 - Representação da técnica de mensagens não solicitadas.

Fonte: Oliveira Jr. (2005).

5.6.5 PADRÕES DE INTERFACE

Os padrões de interface são responsáveis pela definição das características elétricas e mecânicas que constituem o meio físico.

Os padrões RS-232 e RS-485 são bastante presentes na comunicação entre equipamentos de subestações e na interligação dos equipamentos de campo com a sala de comando. Neste contexto, a fibra ótica também é muito utilizada devido à alta imunidade a ruídos e elevada taxa de transmissão.

A seguir, serão apresentadas seções relativas aos padrões mais presentes que definem meios físicos no ambiente das subestações. Lembrando que a *Ethernet* também é um padrão que define um meio físico muito utilizado na comunicação, possibilitando o acesso às LAN's.

5.6.5.1 RS-232

O RS-232 (do inglês, *Recommended Standard*) é um padrão de interface desenvolvido por um comitê conhecido como EIA (do inglês, *Electronic Industries Association*), utilizado para troca serial de dados binários entre um terminal de dados (DTE, do inglês, *Data Terminal Equipment*) e um comunicador de dados (DCE, do inglês, *Data Communication Equipment*).

No protocolo de comunicação RS-232, os caracteres são enviados um a um como um conjunto de *bits*, sendo, normalmente o primeiro *bit*, o menos significativo. O comportamento assíncrono do protocolo implica no ajuste de tempo realizado no transmissor e receptor, a fim de determinar quando cada *bit* inicia e finaliza.

O RS-232 utiliza, na sua forma padrão, os sinais de controle RTS (*ready to send*) e o CTS (*clear to send*) para efetuar o controle de fluxo via *hardware*. Basicamente, o começo do envio é sinalizado no pino RTS do transmissor. O receptor, ao perceber a tentativa de envio de dado do transmissor, seta o pino CTS, e a transmissão inicia depois de o transmissor receber o sinal CTS do receptor (Alcântara Filho, 2010).

Na maioria das aplicações, cada *byte* contém um *bit* de início (*start bit*) e outro *bit* de parada (*stop bit*); todavia, encontra-se aplicações que utilizam 1,5 ou 2 *bits* de início/parada.

A figura abaixo exemplifica a transmissão de um *byte*:

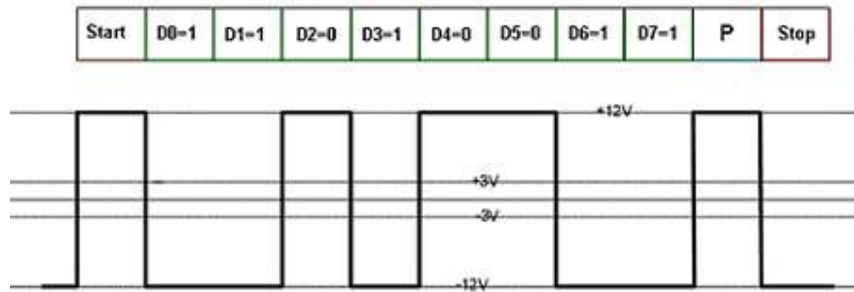


Figura 5.9 – Transmissão de um *byte* no padrão RS-232.

Fonte: Alcântara Filho (2010).

O nível lógico "1" corresponde a uma tensão entre -3 e -12 volts e o nível lógico "0" a uma tensão entre 3 e 12 volts. Valores de tensão entre -3 e 3 volts são indefinidos e precisam ser evitados.

O ajuste inicial da velocidade de comunicação dos dois dispositivos permite o conhecimento do tempo de transmissão, e é com base nisto que a identificação dos *bits* torna-se possível.

No transmissor, a comunicação resume-se em enviar um *bit* de início, aguardar um tempo, e enviar os próximos 8 *bits* mais o *bit* de parada, com o mesmo intervalo de tempo entre eles. O receptor “prepara-se” para a chegada do dado (8 *bits* mais o *bit* de parada) após sua primeira borda de descida (*start bit*), e efetua a leitura após o tempo de transmissão. Após receber o *bit* de parada, a recepção se encerra e o receptor volta a aguardar o próximo *start bit*.

A Figura 5.10 mostra os conectores fêmea mais utilizados no padrão RS-232, o DB25 e o DB9.

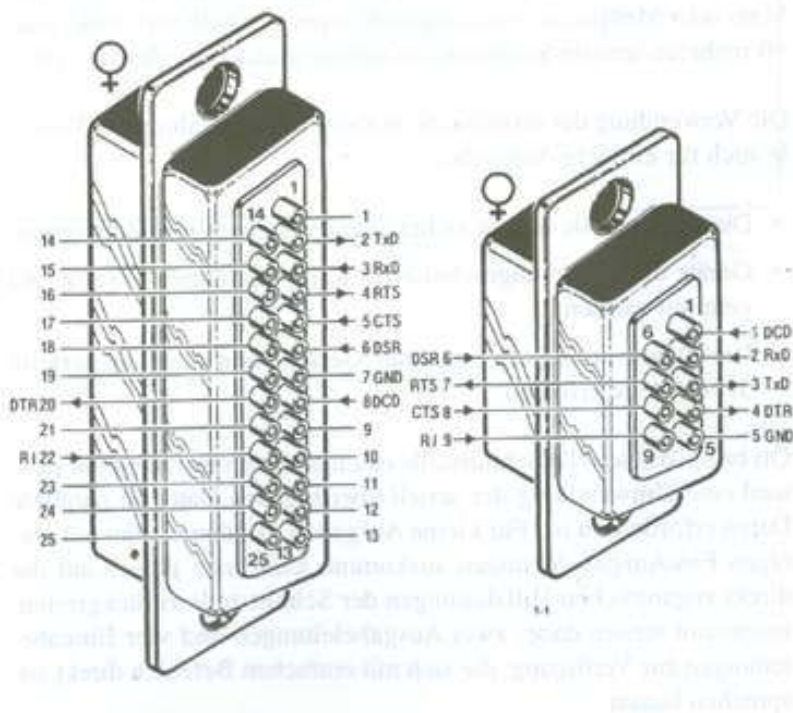


Figura 5.10 – Conectores DB25 e DB9.

Fonte: Alcântara Filho (2010).

A pinagem mais utilizada é mostrada a seguir:

- CTS: envie os dados (DCE → DTE);
- DCD: portadora detectada (DCE → DTE);
- DSR: conjunto de dados prontos (DCE → DTE);
- DTR: terminal de dados pronto (DCE → DTE);
- FG: *Frame Ground* ;
- RI: indicador de telephone tocando;
- RTS: pronto para enviar;
- RxD: recepção de dados (DCE → DTE);
- SG: terra;
- TxD: transmissão de dados (DCE → DTE).

5.6.5.2 RS-485

Também desenvolvido pelo EIA, o padrão de interface RS-485 permite altas taxas de transmissão e baseia-se na comunicação de forma diferencial, na qual um par de fios é utilizado.

Diferentemente do que acontece no padrão RS-232 onde os sinais são representados por níveis de tensão referentes ao terra, no padrão RS-485 a diferença de potencial entre os fios determina o nível lógico da saída. Assim, tem-se o nível lógico “1” quando um fio apresentar polaridade positiva e o outro negativa. Conseqüentemente, o nível lógico será “0” quando a polaridade dos fios se inverter. O modo de comunicação assíncrono por *start/stop bit* pode ser também utilizado no padrão RS-485.

O modo diferencial do RS-485 torna-o mais robusto a ruídos e interferências eletromagnéticas, uma vez que, quando presente na linha, o ruído é introduzido nos dois fios, de forma a anular-se quase que plenamente. Esta característica permite que o alcance da comunicação seja maior, embora a velocidade de taxa de transmissão diminua.

Assim como no padrão RS-232, o RS-485 pode operar no modo *half-duplex* e *full-duplex*. Ele é muito utilizado em topologias em barramento e em conexões multiponto entre os IED's e a UTR. A característica de alta imunidade a ruídos faz com que o RS-485 seja bastante utilizado para interligar equipamentos localizados em campo com a sala de comando da subestação.

5.6.5.3 FIBRA ÓTICA

As fibras óticas são utilizadas como meio de transmissão de ondas eletromagnéticas como a luz, por exemplo, e podem ser feitas de plástico ou de vidro, sendo o último mais utilizado devido à baixa absorção das ondas eletromagnéticas.

O princípio de funcionamento baseia-se no fenômeno da reflexão total, que ocorre devido a uma diferença de índice de refração entre o núcleo e o revestimento da fibra, sendo que o primeiro apresenta um índice de refração maior.

As altas taxas de transmissão, aliadas à alta imunidade a ruídos permite que conexões envolvendo grandes distâncias possam ser estabelecidas. A já mencionada imunidade às interferências magnéticas faz com que o uso de fibras óticas seja bastante disseminado em equipamentos de subestações, embora o alto custo de compra e manutenção inviabilize, em alguns casos, a sua utilização em todos os equipamentos. Alguns IED's, como por exemplo os relés digitais, apresentam saídas físicas para a utilização de fibra ótica, compostos por duas vias, uma para recepção (RX) e a outra para transmissão (TX). A utilização de conversores torna possível o uso da fibra ótica para equipamentos que não possuem saídas físicas diretas.

É importante salientar que para que haja a transmissão de dados por fibra ótica, é necessário que os equipamentos apresentem um componente fotoemissor.

5.6.6 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO

Como mencionado anteriormente, um protocolo pode ser definido como um conjunto de regras que governa a formatação dos dados num sistema de comunicação. Ele define o que deve ser comunicado, de que forma e quando. Forouzan (2004) divide os elementos chave de um protocolo em:

- sintaxe: refere-se à estrutura ou ao formato dos dados e à ordem segundo a qual os dados são apresentados;
- semântica: refere-se ao significado de cada conjunto ou seção de *bits*;
- temporização: refere-se ao período no qual os dados devem ser enviados e à rapidez de envio possível de ser realizada.

Quanto à formação, os protocolos podem ser classificados em:

- protocolos proprietários: refere-se aos protocolos desenvolvidos por diferentes fabricantes para a utilização em ambientes específicos;
- protocolos abertos: são protocolos escritos nos padrões da indústria, cujas regras e convenções são amplamente divulgados, geralmente na forma de uma norma técnica internacional, nacional ou regional.

5.6.6.1 PADRÕES

Os padrões dos protocolos de comunicação são de fundamental importância na manutenção de mercados abertos e competitivos para os fabricantes de equipamentos, na garantia de interoperabilidade de dados e na tecnologia das telecomunicações e dos processos. Eles são responsáveis pela formação de meios para que os fabricantes, comerciantes, agências governamentais e outros provedores de serviço, garantam o tipo de interconectividade necessária aos mercados atuais e comunicações em nível internacional (Forouzan, 2004).

Os padrões podem ser divididos em:

- *de facto*: padrões não aprovados por órgãos internacionais de padronização, mas que são bastante difundidos e adotados como padrão. Ex.: Modbus;
- *de jure*: padrões reconhecidos por um órgão internacional de padronização. Ex.: DNP3, sancionado pela IEEE.

5.6.6.2 INTEROPERABILIDADE E PROTOCOLOS ABERTOS

Historicamente, os protocolos de comunicação vinham sendo desenvolvidos como protocolos proprietários, uma vez que empresas de automação vendiam soluções completas para atender requisitos específicos de uma determinada indústria, e muitas vezes os dispositivos fornecidos provinham de um só fabricante. No entanto, na medida em que tem-se a implementação de um protocolo proprietário num determinado sistema, torna-se inviável a

melhoria de desempenho por meio de equipamentos de outro fabricante, a não ser pela substituição dos equipamentos existentes. Principalmente diante da necessidade de interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes, e também em função do crescente uso dos sistemas SCADA, tornou-se necessário a criação de protocolos abertos.

5.6.6.3 PROTOCOLO MODBUS

O Modbus é um dos mais antigos protocolos utilizados em redes de CLP's para aquisição de sinais e instrumentos e comando de atuadores, sendo criado na década de 1970. A Modicon (atualmente parte do grupo *Schneider Electric*), desenvolvedora do protocolo, colocou as especificações e normas que definem o Modbus em domínio público. Como consequência disso, o protocolo tornou-se um padrão *de facto* sendo adotado por vários fornecedores.

O protocolo Modbus constitui três tipos:

- Modbus TCP/IP: pode ser utilizado para comunicação entre sistemas de supervisão e CLP's (ou UTR's), bem como para acesso às portas de parametrização de relés digitais. O Modbus é encapsulado no protocolo TCP/IP e transmitido através de redes padrão *Ethernet*;
- Modbus Plus: é usado para comunicação entre CLP's (ou UTR's), módulos de E/S, chaves de partida eletrônica de motores, interfaces homem máquina etc. O meio físico é o RS-485;
- Modbus Padrão: é usado para comunicação das UTR's com os dispositivos de entrada e saída de dados e IED's como relés de proteção, controladores de processo, atuadores de válvulas, transdutores de energia e etc. O meio físico pode ser o RS-232 ou RS-485.

O protocolo Modbus Padrão é o tipo mais presente nos projetos de integração das subestações, sendo bastante utilizado na “varredura” de IED's de medição (multimedidores) e

pode ser enquadrado na camada de aplicação do modelo OSI, sendo associado a protocolos da camada de enlace e camada física.

Ele define uma estrutura de mensagens de comunicação usadas para transferir dados discretos e analógicos entre dispositivos microprocessados, com detecção e informação de erros de transmissão.

Durante a comunicação em uma rede Modbus, o protocolo faz uma série de determinações relacionadas ao dispositivo:

- forma de endereçamento;
- reconhecimento de uma mensagem endereçada a ele;
- determinação do tipo de ação a ser tomada;
- extração do dado ou outra informação qualquer contida na mensagem;
- no caso de requisição de uma resposta, como o dispositivo construirá uma mensagem e a enviará.

Quanto à topologia física implementada, pode ser ponto-a-ponto com a utilização do RS-232 como meio físico, ou barramento multiponto, utilizando o RS-485.

O controle de acesso ao meio se dá com a utilização da filosofia mestre-escravo. O mestre pode endereçar mensagens para um escravo individual ou enviar mensagens para todos (*broadcast*). O escravo retorna a mensagem somente para a pergunta endereçada especificamente para ele. As mensagens *broadcast* não geram respostas.

O modo de transmissão do protocolo Modbus define o conteúdo de *bit* da mensagem a ser transmitida na rede, e de que maneira a informação da mensagem será empacotada na mensagem e descompactada. Os seguintes modos de transmissão são empregados:

- RTU (*Remote Terminal Unit*): os dados são transmitidos em formato binário de oito *bits*, permitindo a compactação dos dados em pequenos pacotes. Cada mensagem de oito *bits* contém dois caracteres hexadecimais de quatro *bits*. O modo RTU transmite a

informação com um menor número de *bits*, mas a mensagem deve ter todos os seus caracteres enviados em uma sequência contínua;

- ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*): os dados são transmitidos e codificados em caracteres ASCII de sete bits. Em cada byte de caracter de uma mensagem é enviado dois caracteres sem geração de erros. O modo ASCII permite intervalos de tempo de até um segundo entre os caracteres sem provocar erros, mas sua mensagem típica tem um tamanho duas vezes maior que a mensagem equivalente usando o modo RTU.

O exemplo abaixo ilustra a diferença no envio de um endereço hexadecimal entre o modo RTU e o modo ASCII:

Transmissão do endereço 3B _h		
RTU	0011 1011	
ASCII	3 = 33 _h	B = 42 _h
	0011 0011	0100 0010

5.6.6.4 PROTOCOLO DNP3

Do inglês, *Distributed Network Protocol*, o DNP3 é um padrão de telecomunicações, e foi desenvolvido para atingir níveis de interoperabilidade não só nos sistemas elétricos, mas também na indústria de petróleo e gasolina, nos sistemas de água e lixo urbano e na implementação de sistemas de segurança. Em sistemas elétricos, o DNP3 define a comunicação entre estações mestre, UTR's e IED's (Clarke e Reynders, 2004).

O DNP3 foi desenvolvido especificamente para aplicações em sistemas SCADA, envolvendo, portanto, aquisição de informações e controle de dispositivos separados fisicamente. O desenvolvimento do protocolo prevê a transmissão de pacotes de dados relativamente pequenos, de forma segura, envolvendo a chegada dos dados numa determinada sequência.

Criado como um protocolo proprietário pela *Harris Control Division*, o DNP3 já é bastante disseminado em diversos lugares do mundo, sendo adotado por vários fabricantes na indústria elétrica, de água, entre outras. A utilização deste protocolo é predominante na América do Norte, Austrália e África do Sul. Na tabela abaixo, é apresentado alguns dos principais fabricantes que utilizam o DNP3:

Tabela 5.2 - Fabricantes que utilizam o DNP3.

Company	Product
ABB	ABB Power RICH System ABB DPU2000 Relay Master Station
Advanced Control Systems	HPM 9000/ SCADA Master, EMS, DMS MPR-7575 Pole-top RTU MPR-7010 Substation RTU
CI Technologies Inc	PC Based SCADA Systems
Control Microsystems	SCADAPack RTUs/PLCs
Cybetec Inc.	RTU, SMP, PAC
Foxboro	C50 Pole-top RTU
GE Harris Energy Control Systems	Powerlink PC-master, Enmac DMS, XA/21 EMS Dart, SCD
GE Fanuc	CIMPLICITY Software D20, D25 Multifunction IED
GE Harris Energy Control Systems	PowerLink PC-base SCADA Master. DNP over UDP/IP for LAN applications
Hunter Watertech Pty. Ltd.	PDS Telemetry Products PDS 500, PDS Compact, Multipurpose RTUs
Intellution	FIX Software for WIN 95/98/NT
Landis & Gyr Energy Mgt, Inc.	Telegyr/5700
Mitsubishi Electric Corporation	MELSCADA, MELRTU
Motorola	MOSCAD RTUs
National Instruments Corporation	SCADA Master
PC Soft International – Wizcon	Wizcon SCADA/HMI and Wizcon for Internet
Rockwell Software	RSView32 Scada Master
Schneider Electric	Talus 100 RTU and Talus 200 RTU Talus 2000 RTU
Siemens Power & Transmission Distribution	SICAM SCADA – NT Based SCADA SICAM SAS, Poletop RTUs
SUBNET Solution Inc.	SUBSTATION EXPLORER, Windows based Substation HMI
Telegyr Systems, Inc.	Telegyr NMS on NT SCADA System Telegyr 8000 SCADA System
QEI Inc	Quics 4 Master Station Substation RTUs
Quindar Products Ltd.	QUICS IV Master Station XPPB,XPAC,XPDC, XPPQ RTUs

Fonte: Clarke e Reynders (2004).

O protocolo DNP3 é estruturado em três camadas do modelo OSI: camada física, camada de dados e camada de aplicação. Ainda, o protocolo apresenta algumas funções de transportes alocadas em “pseudo-camadas” (Clarke e Reynders, 2004).

O DNP3 é um protocolo que permite estampa de tempo para gravação de sequência de eventos (SOE), diferentemente do Modbus. Esta característica permite identificar o momento da atuação de uma proteção bem como a duração de um determinado evento.

Dentre as filosofias de comunicação, o DNP3 suporta não só a filosofia mestre-escravo, mas também o envio por exceção e mensagens não solicitadas. No que diz respeito às topologias, o DNP3 pode ser utilizado na configuração ponto-a-ponto e multiponto, com um mestre e diversos escravos, e até mesmo com múltiplos mestres.

Dentre as vantagens do DNP3, destaca-se o fato de ser um protocolo aberto, sendo utilizado por um grande número de fabricantes e permitindo a composição de sistemas SCADA com equipamentos das mais variadas marcas.

5.6.6.5 PROTOCOLO IEC 60870

O IEC 60870-5 faz referência a uma das seis partes que compõem a estrutura do padrão IEC 60870, produzido pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), para fins de padronização na transmissão de dados em sistemas SCADA. Cada parte é composta por um número de seções que foram sendo publicadas separada e progressivamente. Adicionalmente às principais partes, existe uma subdivisão de quatro padrões que fornecem detalhes para uma aplicação em particular. A estrutura do padrão IEC 60870 é ilustrada abaixo:

Tabela 5.3 - Estrutura do padrão IEC 60870.

DIVISÃO DO IEC 60870		
Padrão	Descrição	Ano
IEC 60870-1	Considerações gerais	1988
IEC 60870-2	Condições de operação	1995
IEC 60870-3	Interfaces (características elétricas)	1989
IEC 60870-4	Requerimentos de performance	1990
IEC 60870-5	Protocolos de transmissão	1990
IEC 60870-6	Protocolos de telecontrole compatíveis com ISO e ITU-T	1995

SEÇÕES DO IEC 60870-5		
Padrão	Descrição	Ano
IEC 60870-5-1	Formatos de transmissão do frame	1990
IEC 60870-5-2	Procedimentos para o link de transmissão	1992
IEC 60870-5-3	Estrutura geral dos dados de aplicação	1992
IEC 60870-5-4	Definição e codificação dos elementos de informação da aplicação	1993
IEC 60870-5-5	Funções básicas de aplicação	1995

NORMAS COMPLEMENTARES DO IEC 60870-5		
Padrão	Descrição	Ano
IEC 60870-5-101	Padrão complementar para tarefas básicas de telecomando	1995
IEC 60870-5-102	Padrão complementar para transmissão (pouco utilizado)	1996
IEC 60870-5-103	Padrão complementar para comunicação de equipamentos de proteção	1997
IEC 60870-5-104	Padrão para acesso às redes de comunicação	2000

Fonte: Clarke e Reynders (2004).

O IEC 60870 é um padrão predominantemente utilizado na Europa destinado principalmente a aplicações na indústria elétrica, podendo, no entanto, ser aplicado em sistemas SCADA de outros segmentos.

O padrão IEC 60870-5-101 é, portanto, o primeiro protocolo SCADA da norma IEC 60870-5 a ser criado. Ele especifica as funções necessárias relativas às camadas de aplicação e dados, a fim de fornecer aplicações de telecomando operadas em grandes distâncias, utilizando baixa largura de banda de comunicação *bit* serial. O padrão engloba a comunicação entre as UTR's e o centro de operação, constituindo num protocolo de boa aplicação em sistemas SCADA. A comunicação pode ser ponto-a-ponto, podendo ser utilizada na configuração de mensagens não solicitadas, e multiponto, onde somente o mestre irá iniciar a comunicação (Clarke e Reynders, 2004).

O padrão IEC 60870-5-103 define uma norma que permite a interoperabilidade entre equipamentos de proteção e dispositivos de um sistema de controle numa subestação. O dispositivo em conformidade com esta norma pode enviar a informação através de dois métodos para transferência de dados: unidades de dados de serviço da aplicação (ASDU), ou serviços gerais para a transmissão de todas as informações possíveis.

O padrão IEC 60870-5-104 é uma extensão do protocolo IEC-101, com mudanças nos serviços das camadas de transporte, rede, enlace de dados e física, para otimizar o acesso à rede. O padrão utiliza uma interface TCP/IP aberta à rede, para possibilitar a conexão a uma rede local (LAN). A camada de aplicação da norma IEC-104 é, em boa parte, preservada de acordo com a IEC-101. Com relação à camada de enlace, o padrão define a apropriação de duas delas para a transferência de dados: *Ethernet* e PPP (*Point-to-Point Protocol*).

5.6.6.6 PROTOCOLO IEC 61850

Sabe-se da diversidade de fabricantes de dispositivos, além do convívio de várias gerações de tecnologias no ambiente das subestações, e que elas vêm sendo ampliadas à medida que a demanda cresce. Embora a utilização dos protocolos abertos tenha inicializado a interconexão entre dispositivos de diferentes fabricantes, a falta de um padrão único

impossibilita a completa interoperabilidade entre os dispositivos, na medida em que a seletividade de alguns protocolos (como DNP3, IEC 60870-5-101 e 103, por exemplo) ainda é predominante.

Publicado em 2004 (embora viesse sendo desenvolvido desde a década de 90), o padrão IEC 61850 propõe uma arquitetura de comunicação única entre os dispositivos da subestação, independente da função exercida ou de seu fabricante (SEL, 2010). Esta característica permite assegurar uma completa interoperabilidade entre os diferentes IED's, garantindo uma comunicação com alta velocidade e confiabilidade elevada, além de suportar desenvolvimentos tecnológicos futuros sem requerer alterações significativas no *hardware* e *software* nos sistemas de automação de subestações (Pereira *et al*, 2009).

A redução global de custos também é uma proposta da norma IEC 61850, na medida em que a grande quantidade de cabos utilizados para a obtenção de sinais do processo e para a interligação dos painéis é substituída por redes de comunicação, além de a utilização de relés auxiliares tornar-se desnecessária.

5.6.6.6.1 MODELO DO OBJETO

A figura a seguir mostra a organização hierárquica dentro de um dispositivo físico:

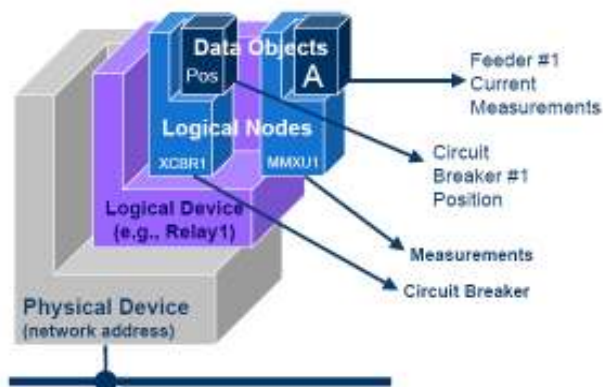


Figura 5.11 - Modelo do objeto.

O dispositivo físico representa um IED e está internamente dividido em vários dispositivos lógicos. Os dispositivos lógicos encontram-se, por sua vez, divididos em vários nós lógicos, cada um deles com os seus próprios dados e serviços (Dias, 2009).

A estrutura da informação é dividida de forma hierárquica em:

- dispositivos lógicos: são agrupamentos de nós lógicos. Em cada dispositivo lógico existe uma instância de nós lógicos que contêm a informação comum a todo dispositivo lógico. Ex.: um módulo entre barramentos composto por um disjuntor, chaves seccionadoras, TP`s e TC`s;
- nós lógicos: representam uma série de dispositivos, cada um com sua funcionalidade e dados próprios. Ex: disjuntores, seccionadoras, TP`s, TC`s, etc.;
- dados: representam a informação contida nos nós lógicos. Ex.: estados dos disjuntores e seccionadoras, medidas de tensão, corrente, etc.;
- atributos: são relacionados às características das variáveis. Cada classe de atributo tem associada a si, um nome e um tipo. Ex.: variáveis *booleanas*, inteiras, ponto flutuante, etc.

5.6.6.6.2 SISTEMA DE COMUNICAÇÃO

A norma IEC 61850 define sete tipos de mensagens, que podem ser de alta velocidade (*trip* e controles), média velocidade (informações de medidas, estados e comandos) ou baixa velocidade (parâmetros, eventos, transferência de arquivos etc.), além dos sinais de sincronismo (Pereira *et al*, 2009). As mensagens de alta velocidade são denominadas GSE (*Generic Substation Events*) e podem ser classificadas em:

- mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*): a informação é configurável e utiliza um agrupamento de dados;

- mensagens GSSE (*Generic Substation Status Event*): suportam somente uma estrutura fixa de informação de estado, a qual é publicada e disponibilizada na rede.

A comunicação entre os diferentes níveis hierárquicos do sistema de automação das subestações (nível estação, nível vão e nível processo) pode ser vertical, realizada entre diferentes níveis, ou horizontal, ocorrendo dentro do mesmo nível (Pereira *et al*, 2009).

As informações verticais são transferidas no modo cliente-servidor, diferentemente da configuração mestre-escravo. O servidor corresponde ao nível vão ou processo, que fornece dados aos clientes no nível estação ou em qualquer nível remoto. Os dados são fornecidos pelo servidor, por solicitação do cliente, ou automaticamente, a partir de eventos pré-definidos.

As comunicações horizontais, por sua vez, utilizam o modo editor-assinante (ou produtor-consumidor), em que o editor distribui as informações na rede. O IED assinante recebe da rede, apenas as informações que lhe interessa. As mensagens GOOSE utilizam um serviço (SCSM, *Specific Communication Service Mapping*) que usa um esquema de retransmissão para alcançar um nível de confiabilidade adequado, consistindo em repetir a mensagem por diversas vezes. A cada nova tentativa, o tempo de espera é dobrado, de modo a minimizar colisões, até atingir um valor máximo. Uma vez atingido esse intervalo máximo, a mensagem é repetida indefinidamente, mantendo este último intervalo. Se o envio do sinal é descontinuado, o receptor assume que a conexão foi perdida (Pereira *et al*, 2009).

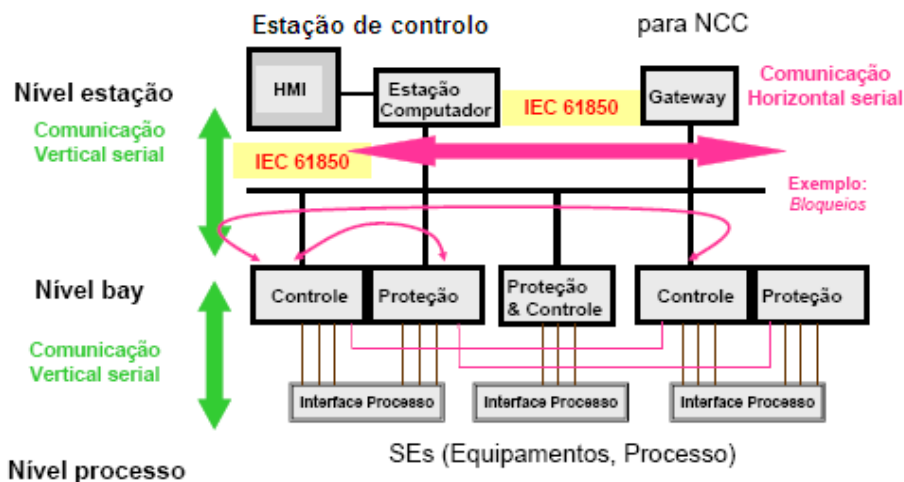


Figura 5.12 - Arquitetura de rede de comunicação por protocolo IEC 61850.

Fonte: Dias (2009).

5.6.6.6.3 APLICAÇÃO

A figura abaixo exemplifica uma situação de religamento de um disjuntor, de acordo com a aplicação da norma IEC 61850.

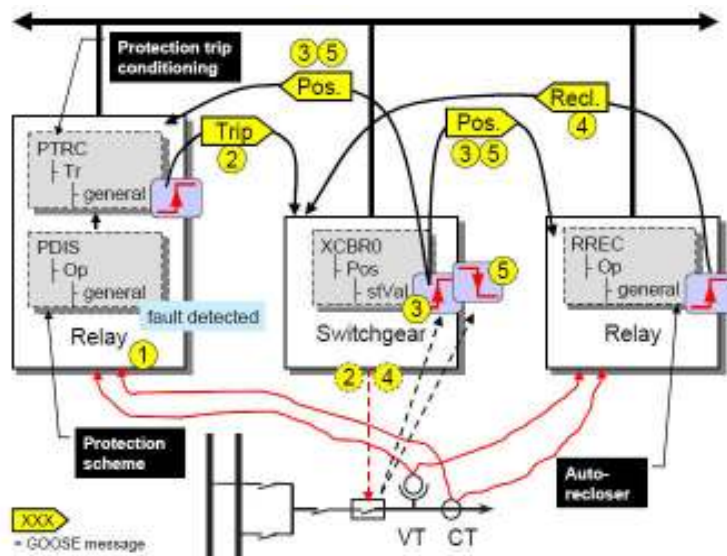


Figura 5.13 - Aplicação da norma IEC 61850.

Fonte: Dias (2009).

A sequencia de eventos é da forma que segue:

- 1) o nó lógico “PDIS” detecta uma falha;
- 2) o nó lógico “PTRC” envia uma mensagem GOOSE e o disjuntor “XCBR0” recebe-a. Após a análise da mensagem, o disjuntor é aberto;
- 3) a informação da mudança do estado do disjuntor de fechado para aberto é atualizada e enviada para os relés;
- 4) o nó lógico “RREC” recebe a mensagem GOOSE enviada pelo “XCBR0”. De acordo com a sua configuração, o “RREC” manda a mensagem GOOSE para o “XCBR0” para fechar novamente o disjuntor;
- 5) o “XCBR0” recebe a mensagem GOOSE do “RREC”, fecha o disjuntor e atualiza a mudança de estado.

6 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo, será apresentado um estudo de caso de um projeto de integração de uma subestação de distribuição com o COS de uma concessionária.

Inicialmente, serão apresentadas todas as etapas que envolvem o projeto, de forma a adequar os tópicos levantados nos capítulos precedentes. Por fim, serão apresentados resultados que justificam a implementação do projeto de integração.

6.1 DESCRIÇÃO DA SUBESTAÇÃO

A subestação de distribuição de Campo Novo (SE CNO) é pertencente à Rio Grande Energia (RGE), distribuidora de energia elétrica da região norte-nordeste do estado do Rio Grande do Sul, responsável por atender 262 municípios gaúchos (*site* da RGE).

A SE CNO recebe uma tensão de 69 kV e a rebaixa para o nível de 23 kV, sendo este distribuído através de cinco alimentadores para a rede de distribuição, a exceção de um alimentador que é conectado a uma usina geradora. No barramento de 69 kV há ainda a ligação de duas linhas de transmissão: a linha de Ceriluz (LT CRL), Cooperativa de Geração de Energia e Desenvolvimento Social Ltda., localizada no município de Ijuí, e a linha de Guarita (LT GRT), subestação pertencente à Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), localizada no município de Dois Irmãos das Missões.

No que diz respeito aos equipamentos, a SE CNO conta com um transformador trifásico de potência nominal de 25 MVA, um transformador auxiliar de 45 kVA, um banco

de capacitores, além de disjuntores, transformadores de instrumentação (TP's e TC's), chaves fusíveis, seccionadoras manuais e automáticas e pára-raios.

Quanto ao arranjo, a SE CNO conta com um barramento simples de 69 kV, o qual são conectadas as linhas de transmissão de Guarita e Ceriluz (este apresentando um *bay* de linha com um disjuntor entre seccionadoras, mais seccionadora *baypass*, TP e pára-raio), e um barramento duplo de 23 kV, tendo os cinco alimentadores conectados, mais o banco de capacitores e o transformador de serviço auxiliar.

6.2 ESCOPO DO PROJETO DE INTEGRAÇÃO

As modificações previstas para a SE CNO incluíam:

- instalação de uma UTR C50 (Foxboro) com um bastidor (*file*), um cartão de saídas digitais (TDO), dois cartões de entradas digitais (ADI's), uma CPU 486 com protocolo IEC-104, um cartão DCB Ótico com *firmware* IEC-103 e um cartão V.28 com *firmware* DNP3 para religadores Cooper;
- um conversor RS-232/RS-485 para a rede Modbus dos transdutores Kron;
- uma MOXA (IEC-104) para comunicação com o COS;
- dois concentradores difusores de fibra ótica (CDO's) de seis canais óticos cada;
- fornecimento de transdutores para temperatura ambiente e serviço auxiliar;
- instalação de central de alarmes para oito sensores externos, dois sensores internos e detector de fumaça;
- programação dos pontos de supervisão e comando na UTR para um painel de medição e proteção de seis relés Siemens (TR1/AT, TR1/BT, TR1/DIF, LT CRL/P, LT CRL/A e BC1);
- programação dos pontos de supervisão e comando na UTR para um painel de medição e proteção de cinco religadores Cooper F6.

6.3 SUPERVISÃO E CONTROLE

A realização para a supervisão e o controle da SE CNO passa por algumas etapas, a saber:

- análise do projeto elétrico para levantamento de entradas e saídas e viabilidade de supervisão e controle;
- composição de planilhas dos relés digitais com os pontos analógicos, comandos e pontos digitais, bem como planilhas referentes aos pontos dos cartões de entradas digitais/analógicas e saídas analógicas;
- configuração da UTR;
- comissionamento.

6.3.1 ANÁLISE DO PROJETO ELÉTRICO

O levantamento de todos os pontos que irão ser supervisionados e comandados é feito a partir da análise do projeto elétrico da subestação.

Os pontos extraídos do projeto elétrico são do tipo:

- analógico: corresponde, em sua grande parte, às medidas (tensão, corrente, potência ativa/reactiva e energia ativa);
- comando: inclui pontos de comando de abertura/fechamento de disjuntor, inclusão/exclusão de determinadas proteções, controle (subida/descida) do *tap* e acionamento da ventilação de um transformador, etc.;
- digital: representa a maior parte dos pontos e inclui eventos de estados e proteções.

6.3.2 MONTAGEM DAS PLANILHAS

A partir do levantamento dos pontos, montam-se planilhas referentes aos relés digitais, uma para cada módulo da subestação, e aos cartões de entrada e saída da UTR.

Entre os módulos que são supervisionados e controlados estão: transformadores, alimentadores, linhas de transmissão, bancos de capacitores, disjuntores de transferência, disjuntores interbarras, etc.

Em cada planilha, além da representação e divisão dos pontos de acordo com suas características, discrimina-se uma série de informações separadas por colunas:

- modelo do relé;
- módulo da subestação;
- descrição do ponto de acordo com o projeto elétrico;
- entradas/saídas binárias do relé e outras sinalizações, como a associação de uma determinada proteção a um *led* do painel frontal;
- codificação do protocolo mestre, responsável pela varredura dos pontos do relé pela UTR;
- codificação do protocolo escravo, responsável pela comunicação de todos os pontos com os níveis 2 e 3;
- nomenclatura dos pontos de acordo com a mesma utilizada na configuração da UTR;
- espaço para conferência dos pontos, para fins de comissionamento.

As planilhas de pontos dos cartões da UTR incluem entradas digitais e analógicas e saídas digitais. As entradas digitais incluem pontos tais como posição do *tap* do transformador, defeito dos relés e condições da ventilação forçada. As entradas analógicas são utilizadas para medições de temperatura e outras medidas tais como tensão de baterias do serviço auxiliar, entre outras. As saídas digitais são utilizadas para comandos tais como ligamento/desligamento da ventilação forçada, e comandos da sirene de um sistema de alarme.

Cada ponto dos cartões da UTR apresenta sua identificação e o respectivo endereço do protocolo escravo.

6.3.3 CONFIGURAÇÃO DA UTR

Nesta etapa, todos os pontos que se deseja supervisionar e controlar são criados e configurados de acordo com o tipo do ponto (analógico, digital e comandos), características do protocolo de comunicação e posicionamento nas interfaces físicas da UTR, de forma a determinar o canal de varredura dos IED's, bem como o canal de comunicação com o COS, de acordo com o endereçamento dado aos pontos. A configuração da UTR permite criar, ainda, rotinas de programação destinadas aos comandos remotos (tais como abertura/fechamento de disjuntores e chaves seccionadoras automáticas), acionamento de alarmes, entre outras funções.

6.3.4 COMISSIONAMENTO

Na etapa de comissionamento, todos os pontos levantados no projeto de integração são devidamente testados por uma equipe da empresa cliente, juntamente com a equipe da Sul E&S. Assim, todos os estados, medidas e simulações de eventos realizadas, devem ser registradas na UTR e repassadas adequadamente à IHM dos níveis 2 e 3.

6.4 PROJETO DE INTEGRAÇÃO DA SE CNO

A seguir, será apresentado o projeto de integração da SE CNO, com a descrição das etapas que o compõe.

6.4.1 LEVANTAMENTO DOS PONTOS

Os módulos dos relés cujos pontos farão parte do projeto de integração da SE CNO são:

- linha de transmissão de Ceriluz (LT CRL/P e LT CRL/A);
- alta do transformador (TR1/AT);
- baixa do transformador (TR1/BT);
- diferencial do transformador (TR1/DIF);
- banco de capacitores (BC1);
- alimentadores (AL201, AL202, AL203, AL204, AL205).

6.4.1.1 CONSIDERAÇÕES QUANTO À CLASSIFICAÇÃO DOS PONTOS

Os pontos são classificados em medidas, sinalizações de eventos e controle (comandos).

As medidas correspondem aos pontos analógicos, são obtidas por intermédio de transformadores de corrente (TC's) e transformadores de potencial (TP's), e chegam aos circuitos de corrente e tensão dos relés digitais. A obtenção de pontos analógicos objetiva o monitoramento e intervenções em casos de medições fora dos níveis considerados adequados.

Os eventos são constituídos por pontos digitais relativos aos estados, proteção e condições operativas do sistema. Os estados constituem, em boa parte, nas entradas digitais do relé. Os pontos relacionados aos estados são utilizados como entradas em funções *booleanas*, que definirão a atuação de proteções e condições de intertravamento desenvolvidos na parametrização dos relés. Os pontos relativos às proteções sinalizam os eventos que ocorrem quando da atuação de determinada proteção.

Cada relé apresenta um ponto “saúde da comunicação” e “defeito do relé”, que são também classificados como eventos, mas são sinalizados diretamente na UTR, de acordo com as condições do relé. O ponto “saúde da comunicação” é sinalizado quando houve uma falha na comunicação do relé com a UTR, e o “defeito do relé” sinaliza uma falha no relé, ou mesmo na alimentação do mesmo.

Os comandos constituem nas saídas digitais dos relés. São acionados de acordo com as entradas e lógicas implementadas na sua parametrização ou acionamento voluntário.

6.4.1.2 CONSIDERAÇÕES QUANTO AO ENDEREÇAMENTO

Os relés Siemens são utilizados para os seguintes módulos:

- LT CRL/P e LT CRL/A;
- TR1/AT;
- TR1/BT;
- TR1/DIF;
- BC1.

As características que compõem a codificação do endereço no protocolo IEC-103 são definidas a partir da estrutura ASDU (do inglês *Application Service Data Unit*). Para cada ASDU é necessário especificar:

- *ASDU Number* (Asdu): define a estrutura básica do ASDU;
- *Type*: especifica o tipo de equipamento;
- *Information Number* (Inf N.): completa o endereçamento de acordo com a sequência de pontos.

O protocolo utilizado para a varredura dos relés Siemens é o IEC-103. Quanto ao tipo de ponto, pode ser:

- *Ai Val*: entradas analógicas. São normalmente utilizadas para ASDU 9;
- *Command*: comandos;
- *Di SOEx2*: entradas digitais de dois *bits*. São utilizados em pontos que necessitam de duas informações para determinar o seu estado. São chamados pontos duplos e normalmente utilizam a ASDU 1;
- *Di Val*: entradas digitais. Normalmente utilizam ASDU 1;

- Auto Di: entradas digitais automáticas. Quando da ocorrência de um evento, a UTR reseta o valor do ponto automaticamente, recolocando-o no seu valor inicial. Utilizam, geralmente, ASDU 1;
- Fault Di: entradas digitais relacionadas às faltas. Geralmente utilizam ASDU 2;
- Auto Fault: entradas digitais automáticas relacionadas às faltas. Analogamente ao que ocorre nos pontos “Auto Di”, nos pontos “Auto Fault”, a UTR reseta o valor do ponto automaticamente, recolocando-o no seu valor inicial. Utilizam, geralmente, ASDU 2.

O protocolo utilizado para a comunicação com os níveis 2 e 3 é o IEC-104. Os pontos devem ser colocados numa faixa de endereço de acordo com as suas características:

- faixa entre 100 e 399: pontos duplos
- faixa entre 400 e 1299: pontos simples
- faixa entre 1300 e 1499: pontos analógicos
- faixa entre 1500 e 1700: comandos

Os religadores Cooper são utilizados para os módulos dos alimentadores.

O protocolo utilizado para a varredura dos religadores é o DNP3. Quanto ao tipo de ponto, podem ser:

- Analógico: pontos analógicos;
- Di SOE: pontos digitais simples.

As características que compõem a codificação do endereço no protocolo DNP3 são:

- Objeto: especifica o tipo de ponto (medidas, comandos e sinalizações);
- DNP ID: completa o endereçamento de acordo com a sequência de pontos.

O protocolo utilizado para a comunicação com os níveis 2 e 3 é o IEC-104, da mesma forma que ocorre com os relés Siemens.

6.4.1.3 PONTOS DA LT CRL

A LT CRL prevê a supervisão e o controle de pontos analógicos, eventos e comandos.

A LT CRL utiliza dois relés, um principal (módulo “LT CRL/P”) e um alternado (módulo “LT CRL/A”). O primeiro utiliza proteção de distância e o segundo é utilizado para proteção direcional. Demais proteções são coincidentes aos dois relés.

6.4.1.3.1 PONTOS ANALÓGICOS

São obtidos através do TC e TP conectados na barra de 69 kV.

São eles:

- tensão na fase B do barramento de 69 kV;
- corrente na fase A;
- corrente na fase B;
- corrente na fase C;
- potência ativa;
- potência reativa;
- defeito na linha.

O ponto “defeito na linha” indica a distância de uma falta ao longo da linha, de acordo com o princípio de funcionamento de um relé de distância.

6.4.1.3.2 EVENTOS

Fazem parte dos estados, os pontos referentes:

- ao disjuntor 52-01 (02Q0);
- à seccionadora 29-02 (02Q1);
- à seccionadora 29-06 (02Q3).

Quanto ao estado do disjuntor, a informação de estado aberto/fechado é enviada aos níveis 2 e 3, de forma a identificar a interrupção, ou não, de um determinado circuito. O ponto “chave 43TC excluída” indica a inclusão ou exclusão de um comando remoto (telecomando). Juntamente com a chave inclusão/exclusão de telecomando, a chave local/remoto constitui numa importante condição de segurança na operação dos disjuntores. Sob condições de manutenção, a chave de telecomando deve ser excluída e a local/remoto deve estar na posição “local”, a fim de evitar operações remotas. O circuito de disparo do disjuntor inclui uma mola e uma bobina de abertura com alimentação em corrente contínua. Assim, os pontos “mola descarregada” e “falta vcc comando” indicam as condições de operação para abertura e fechamento do disjuntor. O ponto “supervisão bobina de abertura” sinaliza a interrupção no circuito da bobina de abertura, por falta de tensão.

Os pontos de estado das seccionadoras sinalizam se as mesmas estão abertas ou fechadas. Eles indicam, por exemplo, uma condição de isolamento do disjuntor quando o mesmo está “contornado” pela seccionadora de *bypass*. O ponto “operação indevida” indica a abertura de uma seccionadora sob carga, fato que não pode ocorrer em função da formação de um arco elétrico.

O ponto “86FD/AT atuado” indica a atuação de um relé de bloqueio (ANSI 86). No caso de falha de abertura do disjuntor da alta do transformador (52-03), o disjuntor da linha (52-01) será aberto, caracterizando uma proteção de retaguarda, e o relé de bloqueio impedirá que o disjuntor 52-01 seja religado, até que seja dado um *reset* no relé. Isto impede que um circuito seja reenergizado indevidamente.

Com relação às condições de religamento, são sinalizadas através dos pontos “79”. O “79 atuado” indica que o disjuntor foi aberto e religado. Se a falta na linha for do tipo transitória, por exemplo, e o disjuntor permanecer ligado, o ponto “79 religamento sucedido” indicará o sucesso do religamento. No caso de a falta persistir, o disjuntor será religado num

número de vezes pré-programado. Ao final do número limite de religamentos, o disjuntor estabilizará no estado aberto e o ponto “79 bloqueado” será sinalizado. O ponto “79 excluído” indica que a função de religamento foi desabilitada, para fins de manutenção na linha, por exemplo.

Os pontos relativos às proteções da LT CRL são:

- proteção de sobrecorrente instantânea (ANSI 50);
- proteção de sobrecorrente temporizada (ANSI 51);
- proteção de distância (ANSI 21);
- proteção direcional (ANSI 67).

As proteções atuam na abertura do disjuntor 52-01, de acordo com as condições de tensão e corrente, medidas através de um TP e um TC, respectivamente.

Os pontos referentes à atuação das proteções 50, 51 e 67 nas fases, são sinalizados de acordo com condições de sobrecorrente (50/51) e direcionalidade (67), indicando a falta nas respectivas fases. Em faltas entre fase(s) e o terra, os pontos relativos à atuação da proteção de neutro são sinalizados. Os estágios 1 e 2 são utilizados para ajustes no tempo de atuação de uma proteção.

A proteção 21 será atuada de acordo com a falta ocorrida na fase, ou entre uma fase e o terra, localizando, também, a distância da falta a partir da posição do relé e indicando a zona em que a falta ocorreu.

O relé de sincronismo (ANSI 25) indica se há defasamento entre as tensões dos dois lados do disjuntor da linha (52-01). O disjuntor só poderá ser ligado se as tensões estiverem em fase. Não satisfeita as condições de sincronismo, o ponto “25 falha operação sincronismo” será sinalizado, e o disjuntor não poderá ser ligado.

6.4.1.3.3 COMANDOS

Os pontos de comandos incluem a abertura/fechamento do disjuntor 52-01, inclusão/exclusão do religamento e desbloqueio do 86FD.

A abertura do disjuntor 52-01 se dará de acordo com as proteções de sobrecorrente, direcional e distância, ou comando voluntário. O fechamento é realizado independentemente da atuação de uma proteção, de acordo com as condições de religamento do circuito.

O ponto “79 incluir/excluir” é acionado em função da condição de operação selecionada. O *reset* do 86FD/AT é feito com o intuito de religar o disjuntor, colocando-o nas suas condições normais de operação. O relé responsável pela função 86 é do tipo bi-estável, necessitando da aplicação de um pulso em uma de suas entradas para retornar à sua condição inicial (*reset*).

6.4.1.4 PONTOS DA ALTA TENSÃO DO TRANSFORMADOR (TR1/AT)

O módulo “TR1/AT” prevê a supervisão e o controle de pontos analógicos, eventos e comandos.

6.4.1.4.1 PONTOS ANALÓGICOS

São adquiridos através de um TC e um TP, conectados ao barramento de 69 kV. A medição de corrente é obtida por uma derivação através do relé diferencial, e a medição de tensão é obtida diretamente através do relé de alta tensão.

Entre os pontos analógicos estão: tensão na fase B (barramento de 69 kV), correntes na fase A, B e C, e potência ativa e reativa.

6.4.1.4.2 EVENTOS

Fazem parte dos estados, os pontos referentes:

- ao disjuntor 52-03 (03Q0);
- à seccionadora 29-14 (03Q1);
- à seccionadora 29-16 (03Q2);
- à seccionadora 29-18 (03Q3).

O princípio de sinalização de eventos dos estados dos disjuntores e seccionadoras do módulo “TR1/AT” é o mesmo ao apresentado na seção do módulo da linha de Ceriluz.

O relé 90 será desabilitado (excluído) nos casos em que se deseja operar o *tap* do transformador manualmente. Isto pode ocorrer nos casos de ajustes de tensão para consumidores localizados no final do alimentador.

O ponto “tensão B23kV bloqueio” é sinalizado quando da abertura do disjuntor 52-04, referente ao AL-205 (alimentador utilizado pela usina geradora), em função da falta de sincronismo entre a tensão do lado da barra de 23 kV e a tensão de 69 kV (alta tensão do transformador). Para a unidade geradora ser conectada à barra de 23 kV, é necessário que haja o sincronismo citado; portanto, há uma lógica que determina que toda vez que houver abertura do disjuntor da alta tensão (52-03), o disjuntor do AL-205 abrirá automaticamente.

As proteções relativas ao relé de alta tensão do transformador são as seguintes:

- proteção contra sobreaquecimento do transformador;
- proteção de nível de óleo do transformador e comutador;
- proteção de sobrecorrente instantânea (ANSI 50);
- proteção de sobrecorrente temporizada (ANSI 51).

Os pontos “71T/71C” são sinalizados de acordo com o nível de óleo máximo e mínimo, presentes no transformador e comutador, respectivamente. A informação do nível de óleo chega nas entradas digitais do relé, que atua sobre o disjuntor 52-03.

Os pontos “26T/49T” fazem referência ao sobreaquecimento do transformador, indicando elevação na temperatura do óleo e enrolamento (imagem térmica), respectivamente. Num primeiro estágio, até uma determinada temperatura, é sinalizada uma condição de alarme. Persistindo o aumento de temperatura, os pontos relativos ao desligamento são sinalizados, indicando uma condição de alívio de carga, onde os alimentadores selecionados serão desligados.

As proteções de sobrecorrente atuam na abertura do disjuntor 52-03. Os pontos referentes à atuação das proteções 50 e 51 são sinalizados de acordo com condições de sobrecorrente, da mesma forma que ocorre no módulo “LT CRL”.

6.4.1.4.3 COMANDOS

Os comandos incluem a abertura/fechamento do disjuntor 52-03, inclusão/exclusão do relé 90 e aumento/diminuição do *tap*.

O comando de abertura/fechamento do disjuntor obedece às mesmas condições mencionadas na seção do módulo da linha de Ceriluz.

O comando de aumento/diminuição do *tap* do transformador é feito no lado de alta tensão, em função de o comutador estar presente no mesmo lado. O relé de alta tensão comanda o *tap* de forma a manter o nível da baixa tensão sempre em 23 kV.

6.4.1.5 PONTOS DA BAIXA TENSÃO DO TRANSFORMADOR (TR1/BT)

O módulo “TR1/BT” prevê a supervisão e o controle de pontos analógicos, eventos e comandos.

6.4.1.5.1 PONTOS ANALÓGICOS

São adquiridos através de um TC e um TP, conectados ao barramento de 23 kV. As medições de corrente e tensão são obtidas diretamente através do relé de baixa tensão.

Entre os pontos analógicos estão: tensão na fase B (barramento de 23 kV), correntes na fase A, B e C, e potência ativa e reativa.

6.4.1.5.2 EVENTOS

Fazem parte dos estados, os pontos referentes à seccionadora 89-20 (03Q4).

A seccionadora 89-20 é motorizada e comandada através do relé de baixa tensão. Os pontos “secc. 89-20 aberta/fechada” são sinalizados de acordo com o seu estado. A seccionadora pode ser comandada remotamente, sendo necessária a inclusão de uma chave local/remoto, que deverá ser colocada na posição “local” em caso de operações locais. O ponto “falta vcc comando/motor” indica a ausência da alimentação, necessária para o acionamento do motor da seccionadora.

As proteções relativas ao relé de baixa tensão do transformador são as seguintes:

- proteção de sobrecorrente instantânea (ANSI 50);
- proteção de sobrecorrente temporizada (ANSI 51).

As proteções de sobrecorrente atuam na abertura do disjuntor 52-03, de acordo com os limites de corrente de atuação do relé de baixa tensão.

6.4.1.5.3 COMANDOS

Os comandos incluem a abertura/fechamento da seccionadora 89-20 e *reset* do 86FD/BT.

A abertura e fechamento da seccionadora 89-20 se dará sob condições de intertravamento. A lógica implementada determina que a seccionadora só poderá ser aberta/fechada, quando o circuito envolvido estiver desenergizado. Isto ocorrerá quando da abertura do disjuntor de alta tensão do transformador (52-03). Uma vez aberto, o disjuntor 52-03 condicionará o disjuntor do AL-205 (52-04) a abrir também, em função da falta de sincronismo, liberando, assim, o comando da seccionadora.

6.4.1.6 PONTOS DO MÓDULO DO RELÉ DIFERENCIAL (TR1/DIF)

Os pontos referentes ao relé diferencial do transformador constituem somente em eventos.

A proteção diferencial atua na abertura do disjuntor 52-03 (03Q0), de acordo com as condições das correntes medidas na alta e na baixa tensão do transformador. O ponto “prot. diferencial trip geral” sinaliza quando da atuação da proteção, independente da fase. Já os pontos correspondentes à “prot. diferencial trip L” sinalizam de acordo com a atuação da proteção em cada fase. A proteção diferencial é excluída no caso de a seccionadora de *bypass* estar ligada. Como o TC de alta tensão do transformador está junto ao disjuntor 52-03, o fechamento do *bypass* implicaria na atuação da proteção diferencial, indevidamente, já que o relé não “enxergaria” corrente no lado de alta tensão.

O relé diferencial atua também na proteção contra faltas intrínsecas ao transformador e comutador. Os pontos “63 alarme/desligamento”, referentes ao relé Buchholz, são sinalizados de acordo com as condições da pressão interna do gás, e constituem em entradas digitais do relé diferencial. O ponto “63 alarme” é sinalizado, indicando uma condição de alarme, num primeiro momento, e o ponto “63 desligamento” decorre de um desligamento do disjuntor, o que ocorre num segundo momento.

6.4.1.7 PONTOS DO MÓDULO DO BANCO DE CAPACITORES (BC1)

O módulo “BC1” prevê a supervisão e o controle de eventos e comandos.

6.4.1.7.1 EVENTOS

O ponto “disjuntor 52-5(11Q0) aberto/fechado” sinaliza os estados do disjuntor do banco de capacitores.

Os pontos de automatismo dizem respeito ao ligamento do banco de capacitores, que pode ser programado através de um relé horário.

O ponto “fechamento DJ bloqueado (5m)” é sinalizado quando os capacitores estão sendo descarregados, ou diante do impedimento da reabertura do disjuntor por qualquer situação. Quando o disjuntor é aberto, o mesmo fica bloqueado para fechamento por um tempo de cinco minutos, até que o banco se descarregue.

As proteções relativas ao relé do banco de capacitores são as seguintes:

- proteção de subtensão (ANSI 27);
- proteção de sobretensão (ANSI 59).

Os pontos relativos às proteções de sub/sobretensão sinalizam de acordo com as condições de tensão medida no banco de capacitores. Os índices 1 e 2 indicam os estágios de tempo de atuação das proteções.

6.4.1.7.2 COMANDOS

Fazem parte dos comandos do relé do módulo “BC1” os pontos de abertura e fechamento do disjuntor 52-5 e inclusão/exclusão do automatismo.

O automatismo é normalmente incluído, de forma a possibilitar o ligamento/desligamento automático dos bancos de capacitores.

6.4.1.8 PONTOS DOS MÓDULOS DOS ALIMENTADORES (AL201/202/203/204/205)

Os relés referentes ao módulo dos alimentadores preveem a supervisão e o controle de pontos analógicos, eventos e comandos.

Lembrando que, para os alimentadores, foram utilizados religadores Cooper, que incorporam também múltiplas funções.

6.4.1.8.1 PONTOS ANALÓGICOS

São adquiridos através de um TC e um TP, conectados ao barramento de 23 kV. As medições de corrente e tensão são obtidas diretamente pelo religador.

Entre os pontos analógicos estão:

- tensão na fase B do barramento de 23 kV;
- corrente na fase A;
- corrente na fase B;
- corrente na fase C;
- potência ativa;
- potência reativa;
- tensão da bateria do religador;
- energia ativa instantânea total;
- localizador de defeitos;
- tensão de sincronismo;
- número de operações do religador.

6.4.1.8.2 EVENTOS

Os pontos referentes ao disjuntor sinalizam os seus estados, de acordo com as condições de operação.

Os perfis normal e alternativo são selecionados de acordo com o ajuste de proteção requerido, em função da variação da carga ao longo do dia. Cada perfil pode ser programado independentemente, habilitando as funções desejadas.

As proteções relativas aos religadores incluem:

- proteção de sobrecorrente instantânea (ANSI 50);
- proteção de sobrecorrente temporizada (ANSI 51);

- proteção de sub/sobrefrequência (ANSI 81).

As proteções de sobrecorrente atuam na abertura do disjuntor de cada alimentador, de acordo com os limites de corrente de atuação do religador.

A proteção contra sobrecarga do transformador atua no alívio da carga, desligando os alimentadores. O ponto “26/49 rejeição de carga incluída” é sinalizado quando o alimentador em questão “participa” deste alívio de carga (esta inclusão é feita através de uma chave). Dessa forma, quando a proteção contra a sobrecarga atuar, este alimentador será desligado. Isto evita que todos os alimentadores sejam desligados.

A proteção de sub/sobrefrequência atua também na abertura do disjuntor de cada alimentador, de acordo com as discrepâncias na frequência do circuito.

6.4.1.8.3 COMANDOS

Os comandos do religador incluem:

- abertura/fechamento do disjuntor;
- inclusão/exclusão do religamento;
- inclusão/exclusão da proteção 50/51N;
- inclusão/exclusão da rejeição de carga;
- ativar/desativar perfil normal;
- ativar/desativar perfil alternativo.

6.4.1.9 PONTOS DOS CARTÕES DA UTR

Os pontos relacionados à UTR proveem dos cartões de entradas digitais (ADI's) e do cartão de saídas digitais (TDO). Lembrando que os cartões de entradas digitais ainda apresentam um octeto para entradas analógicas.

6.4.1.9.1 PONTOS DIGITAIS

O cartão “ADI-1” apresenta os seguintes pontos digitais:

- no primeiro octeto: posição 1 à posição 8 do *tap* do transformador;
- no segundo octeto: posição 9 à posição 16 do *tap* do transformador.
- no terceiro octeto: posição 17 do *tap* do transformador.
- no quarto octeto: pontos “falha do retificador” e “fuga à terra” relacionados ao módulo de serviço auxiliar.

Os pontos relativos às posições do *tap* do transformador são sinalizados de acordo com a indicação no comutador.

Uma falha na retificação do sinal é sinalizada através do ponto “falha retificador” e o ponto “fuga à terra” indica uma tensão positiva ou negativa à terra.

O cartão “ADI-2” apresenta os seguintes pontos digitais:

- no primeiro octeto: defeito dos relés, em ordem, dos módulos LT CRL/P, LT CRL/A, AL201, AL202, AL203, AL204, AL205 e BC1;
- no segundo octeto: defeito dos relés, em ordem, dos módulos TR1/AT, TR1/DIF e TR1/BT;
- no terceiro octeto: ventilação forçada do primeiro estágio ligada, ventilação forçada dos estágios 1 e 2 ligada, defeito da ventilação forçada do primeiro estágio e defeito da ventilação forçada dos estágios 1 e 2;
- no quarto octeto: pontos “comando local”, “sensor invasão interna”, “sensor invasão externa” e “sensor fumaça”, relativos à central de alarme.

Os pontos de defeito do relé são sinalizados de acordo com a falha ocorrida no relé digital de um determinado módulo.

Quando a ventilação forçada do primeiro estágio é ligada, o seu ponto correspondente sinaliza esta condição, e o mesmo ocorre para o acionamento dos estágios 1 e 2, e para as condições de defeito.

A central de alarme prevê pontos relativos à invasão e presença de fumaça na sala de comando (“sensor invasão interna” e “sensor fumaça”, respectivamente), e à invasão no pátio da subestação (“sensor invasão externa”). O ponto “comando local” indica o acionamento ou desligamento da central de alarmes, através de uma chave local. Os pontos dos sensores são criados na configuração da UTR com o intuito de serem utilizados numa rotina de programação (*Calculation*).

6.4.1.9.2 PONTOS ANALÓGICOS

O cartão “ADI-1” apresenta os seguintes pontos analógicos:

- no quinto octeto: pontos de tensão relativos à linha de transmissão de Ceriluz.

Os pontos analógicos da LT CRL são utilizados para fins de monitoramento da tensão que chega à subestação.

O cartão “ADI-2” apresenta os seguintes pontos analógicos:

- no quinto octeto: pontos relativos à temperatura de óleo e enrolamento do transformador, e temperatura ambiente e tensão das baterias do serviço auxiliar.

Os pontos de temperatura de óleo e enrolamento do transformador são utilizados numa rotina de programação da UTR, para acionamento da ventilação forçada do transformador.

O serviço auxiliar indica condições de temperatura ambiente e tensão das baterias através de seus pontos analógicos.

6.4.1.9.3 COMANDOS

Os comandos, presentes no cartão de saídas analógicas, são:

- no borne DO1: acionamento do primeiro estágio da ventilação forçada (ligar/desligar);
- no borne DO2: acionamento do primeiro e segundo estágio da ventilação forçada (ligar/desligar);
- no borne DO12: acionamento da sirene da central de alarme.

O acionamento da ventilação é feito a partir da informação das temperaturas de óleo e enrolamento do transformador (entradas), através de uma rotina de programação.

O mesmo ocorre com o acionamento da sirene, onde os estados dos sensores são utilizados como entradas da *calculation*, que determina as condições de acionamento.

6.4.2 CONFIGURAÇÃO DA UTR C50

A interface do *software* configurador da UTR C50 é apresentada na forma de diretórios, dispostos em níveis e sub-níveis da forma que segue:

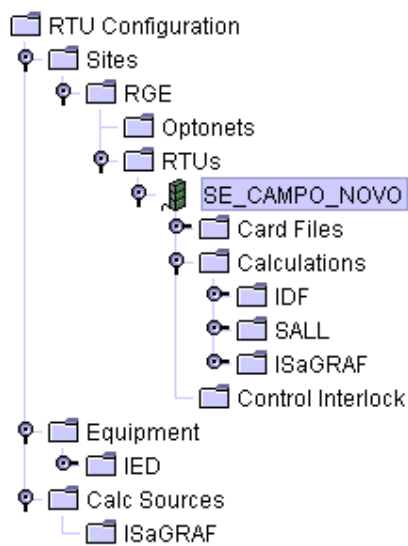


Figura 6.1 - Estrutura de diretórios do configurador da UTR C50.

Onde os diretórios utilizados no projeto são:

- RTU Configuration: abrange os subníveis “Sites”, “Equipment” e “Calc Sources”;
- Sites: permite criar um sítio, a partir do qual configura-se os subníveis “Optonets” e “RTUs”;
- Equipment: abrange o subnível “IED”;
- RGE: abrange os subníveis “Optonets” e “RTUs”;
- IED: permite criar protocolos escravos;
- Optonets: permite criar redes óticas de alta velocidade em anel redundante;
- RTUs: permite criar UTR's com seus módulos correspondentes e lógicas de programação;
- SE_CAMPO_NOVO: permite compilar o arquivo configurador no formato que será carregado pela UTR. Abrange os subníveis “Card Files” e “Calculation”;
- Card Files: permite selecionar a estrutura de *slots* do *file* da UTR;
- Calculations: abrange os subníveis “IDF”, “SALL” e “ISaGRAF”;
- IDF: permite criar um conjunto de equações pré-definidas (as *Intrinsic Database Functions*);
- SALL: permite a criação de rotinas de programação utilizando módulos *State and Logic Language*;

6.4.2.1 CONFIGURAÇÃO DOS PONTOS

A configuração dos pontos da SE CNO na UTR pode ser dividida em quatro etapas:

- 1) associação dos pontos ao seu respectivo IED;
- 2) inclusão dos pontos no canal de varredura dos IED's;
- 3) inclusão dos pontos no canal de comunicação com o COS;
- 4) inclusão dos pontos referentes aos cartões de entrada e saída da UTR;

5) definição de rotinas de programação (*Calculations*).

6.4.2.1.1 ASSOCIAÇÃO COM OS IED`S

O primeiro passo na configuração dos pontos é associá-los ao respectivo IED escravo de acordo com o protocolo utilizado. Na SE CNO, são utilizados os seguintes protocolos:

- IEC-103: utilizado na comunicação com os IED`s da LT CRL, TR1/AT, TR1/DIF, TR1/BT e BC1;
- DNP3: utilizado na comunicação com os IED`s dos alimentadores;
- Modbus: utilizado na comunicação com o IED (multimedidor) do serviço auxiliar.

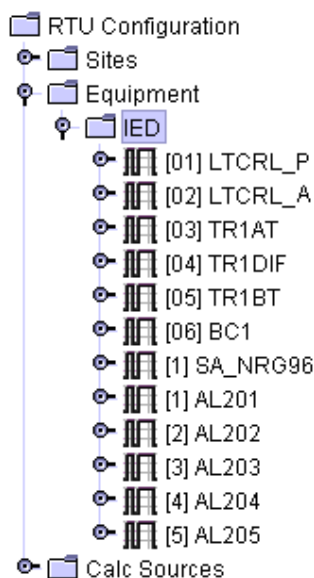


Figura 6.2 - Disposição dos IED`s.

A configuração dos pontos no seu correspondente IED é feita de diferentes formas, de acordo com o protocolo utilizado.

No protocolo IEC-103, são criados grupos de pontos analógicos e digitais (“Message Group”) e apenas um grupo de comandos (“Command Group”). Cada grupo é identificado com o seu respectivo endereço, referente ao protocolo.

Os pontos são criados e identificados, de acordo com o seu grupo, através de um endereçamento referente à sua posição na UTR, e definição de seu tipo. Este endereçamento será o responsável pela associação do ponto na UTR com o relé digital.

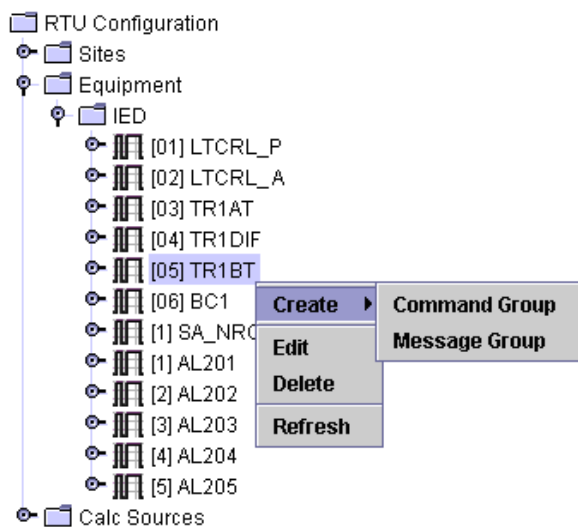


Figura 6.3 - Criação dos grupos para o protocolo IEC-103.

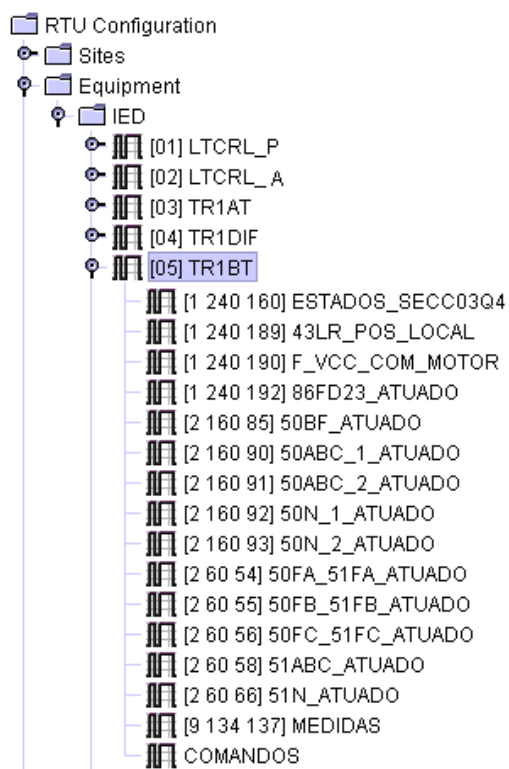


Figura 6.4 - Grupos de pontos do módulo TR1/BT.

Equipment / IED / [05] TR1BT / [2 160 85] 50BF_ATUADO			
General		Parameters	
Points			
Address	Data Type	Point Name	Point Two Name
1	Auto Fault	TR1BT_50BF_ATUADO	

Figura 6.5 - Ponto digital “50BF atuado” do módulo TR1/BT.

Equipment / IED / [05] TR1BT / [9 134 137] MEDIDAS			
General		Parameters	
Points			
Address	Data Type	Point Name	Point Two Name
1	AI Val	TR1BT_CORRENTE_FA	
2	AI Val	TR1BT_CORRENTE_FB	
3	AI Val	TR1BT_CORRENTE_FC	
4	AI Val	TR1BT_CORRENTE_N	
5	AI Val	TR1BT_TENSAO_FA	
6	AI Val	TR1BT_TENSAO_FB	
7	AI Val	TR1BT_TENSAO_FC	
8	AI Val	TR1BT_TENSAO_FAB	
9	AI Val	TR1BT_TENSAO_FBC	
10	AI Val	TR1BT_TENSAO_FCA	
11	AI Val	TR1BT_POT_ATIVA	
12	AI Val	TR1BT_POT_REATIVA	
13	AI Val	TR1BT_FREQUENCIA	
14	AI Val	TR1BT_FATOR_POTENCIA	

Figura 6.6 - Pontos analógicos do módulo TR1/BT.

Equipment / IED / [05] TR1BT / COMANDOS			
General		Points	
Address	Point Name	Info No	Func Type
1	TR1BT_COMANDOS_SECC03Q	160	240
2	TR1BT_COMANDOS_86FD23	172	240

Figura 6.7 - Comandos do módulo TR1/BT.

No protocolo DNP3, são criados, por *default*, os grupos de pontos de entradas analógicas (AI_FPAI), digitais (DI), comandos (DO), e ainda um grupo contador (CI), utilizado para a contagem do número de operações do religador (outros grupos são também incluídos, mas não são utilizados nesse projeto). Cada grupo é composto pelos seus respectivos pontos, identificados apenas pelo seu endereço na UTR.

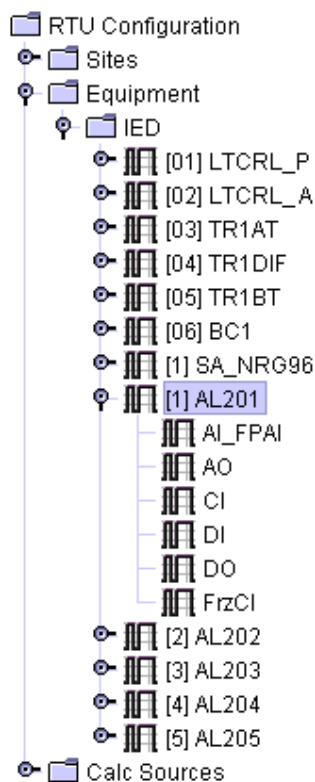


Figura 6.8 - Grupos de pontos do módulo AL201.

Equipment / IED / [1] AL201 / AI_FPAI	
Index	Point Name
0	AL201_CORRENTE_FA
1	AL201_CORRENTE_FB
2	AL201_CORRENTE_FC
23	AL201_TENSAO_BATERIAS
25	AL201_POT_ATIVA
26	AL201_POT_REATIVA
27	AL201_ENERGIA_ATIVA
28	AL201_LOCALIZ_DEFEITO
29	AL201_TENSAO_FB
30	AL201_TENSAO_SINCRO

(a)

Equipment / IED / [1] AL201 / DO	
Index	Point Name
2	AL201_COMANDOS_79
3	AL201_COMANDOS_51N
7	AL201_COMANDOS_PERF0
8	AL201_COMANDOS_PERF1
18	AL201_COMANDOS_DJ
32	AL201_INCLUIR_RC
33	AL201_EXCLUIR_RC

(b)

Equipment / IED / [1] AL201 / DI	
Index	Point Name
0	AL201_DJ_FECHADO
1	AL201_DJ_ABERTO
2	AL201_79_BLOQUEADO
5	AL201_43LR_POS_REMOTO
6	AL201_79_EXCLUIDO
7	AL201_51N_EXCLUIDA
11	AL201_PERF0_ATIVADO
12	AL201_PERF1_ATIVADO
18	AL201_25_INCLUIDO
19	AL201_25_FALHA_SINCRO
21	AL201_FALTA_VCA
22	AL201_FALTA_VCC
41	AL201_50FA_51FA_ATUADO
42	AL201_50FB_51FB_ATUADO
43	AL201_50FC_51FC_ATUADO
44	AL201_50N_51N_ATUADO
45	AL201_SGF_ATUADO
62	AL201_CIRC_TRIP_FALHADO
63	AL201_50BF_ATUADO
64	AL201_43TC_EXCLUIDA
65	AL201_43TE_INCLUIDA
66	AL201_81_1_ATUADO
67	AL201_81_2_ATUADO

(c)

Equipment / IED / [1] AL201 / CI	
Index	Point Name
5	AL201_NUM_OP_RELIG

(d)

Figura 6.9 - Pontos analógicos (a), comandos (b), pontos digitais (c) e ponto contador (d).

No módulo Modbus, os grupos são também criados por *default*. O grupo utilizado para a inclusão dos pontos é o “Reg_IP”, correspondentes às entradas analógicas. O endereçamento é feito de acordo com a faixa de pontos utilizada pelo protocolo para alocar os pontos das entradas analógicas.

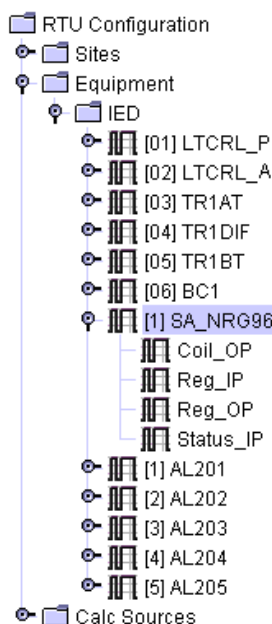


Figura 6.10 - Grupos de pontos do módulo SA.

Equipment / IED / [1] SA_NRG96 / Reg_IP		
Address	Data Type	Point Name
30001	32-bit Analog Input	SA_TENSAO_FA
30003	32-bit Analog Input	SA_CORRENTE_FA
30005	32-bit Analog Input	SA_POT_ATIVA_FA
30007	32-bit Analog Input	SA_POT_REATIVA_FA
30009	32-bit Analog Input	SA_FP_FA
30011	32-bit Analog Input	SA_TENSAO_FB
30013	32-bit Analog Input	SA_CORRENTE_FB
30015	32-bit Analog Input	SA_POT_ATIVA_FB
30017	32-bit Analog Input	SA_POT_REATIVA_FB
30019	32-bit Analog Input	SA_FP_FB
30021	32-bit Analog Input	SA_TENSAO_FC
30023	32-bit Analog Input	SA_CORRENTE_FC
30025	32-bit Analog Input	SA_POT_ATIVA_FC
30027	32-bit Analog Input	SA_POT_REATIVA_FC
30029	32-bit Analog Input	SA_FP_FC
30031	32-bit Analog Input	SA_POT_ATIVA
30061	32-bit Analog Input	SA_ENERGIA_ATIVA

Figura 6.11 - Pontos de entradas analógicas.

6.4.2.1.2 CANAL DE VARREDURA DOS IED'S

Os IED's são varridos por diferentes interfaces físicas, posicionadas nos *slots* do *file* da UTR, de acordo com o protocolo o qual utilizam:

- IEC-103: interface DCB ótica (OPT_DCB_IEC_103);
- DNP3: interface DCB V.28 (V28_DCB_DNP3);
- Modbus: porta COM2.

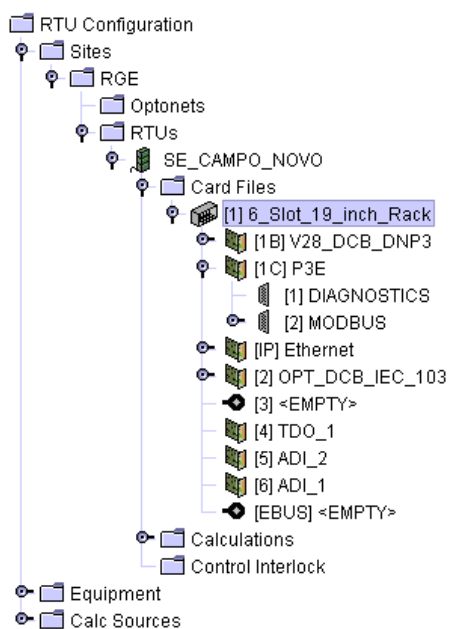


Figura 6.12 - Representação dos *slots* do *file* da UTR.

No diretório referente à interface ótica, são criados os “módulos mestres” que irão “varrer” os escravos IED's que comunicam através do protocolo IEC-103. São eles:

- LT CRL_P;
- LT CRL_A;
- TR1/AT;
- TR1/DIF;
- TR1/BT;
- BC1.

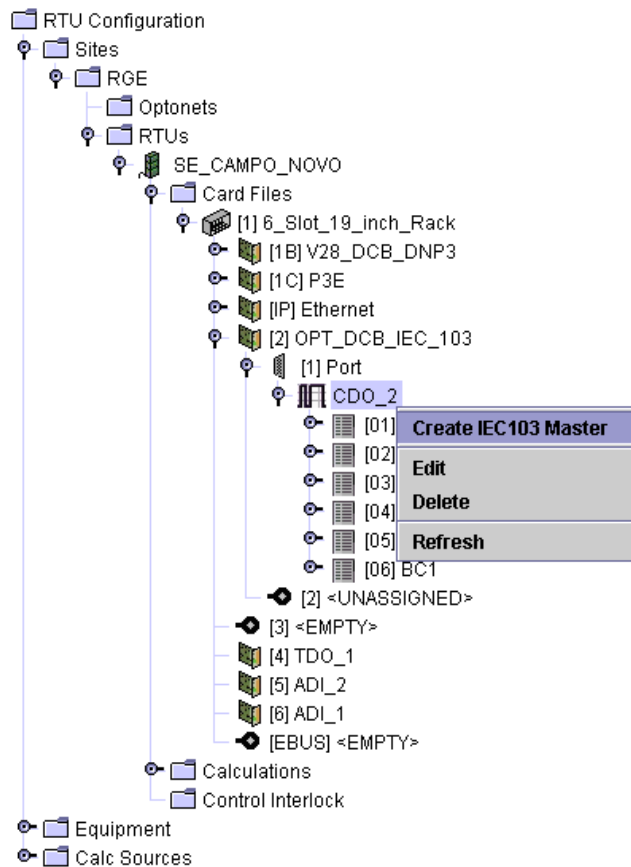


Figura 6.13 - Detalhe na criação de um módulo mestre varredor IEC-103.

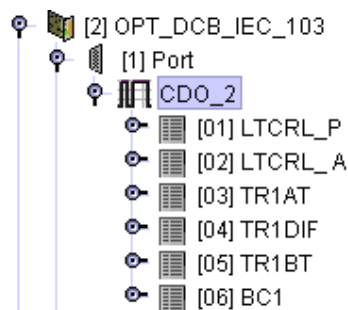


Figura 6.14 - Módulos correspondentes à interface ótica.

O passo seguinte consiste em “anexar” os módulos dos IED’s aos mestres varredores, de forma a dispor todos os pontos criados no diretório “IED” no canal de varredura (mestre IEC-103).

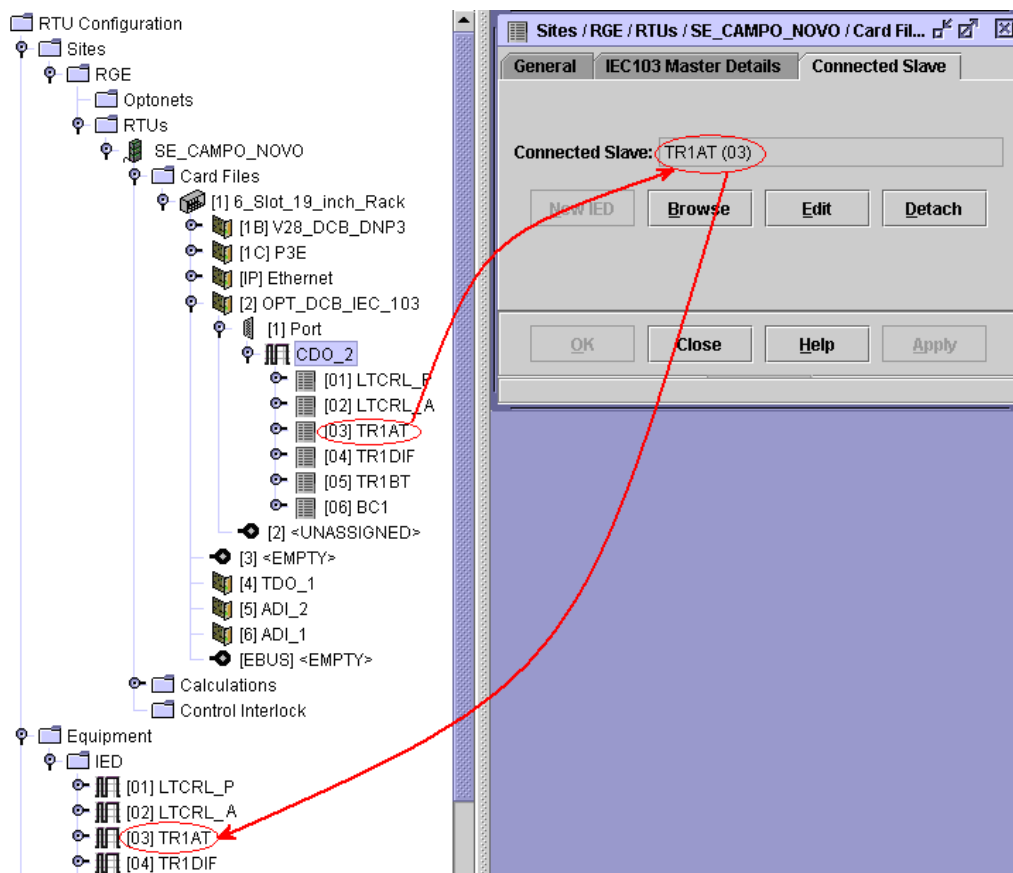


Figura 6.15 - Detalhe da associação do IED escravo “TR1/AT” ao módulo mestre.

O mesmo ocorre na criação dos módulos das interfaces DCB V.28 (módulo dos alimentadores) e COM2 (módulo do serviço auxiliar), referentes aos mestres varredores DNP3 e MODBUS, respectivamente.

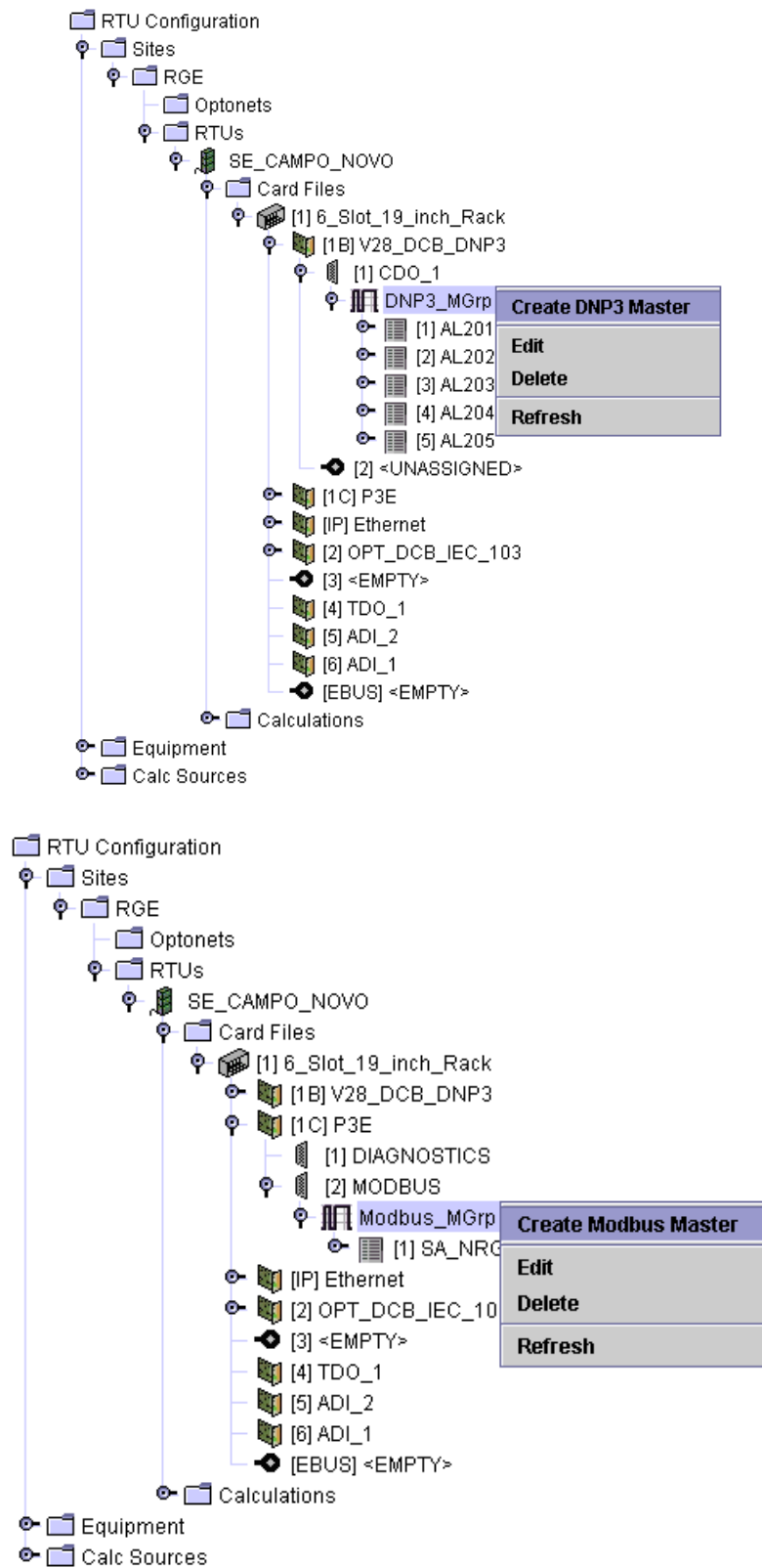


Figura 6.16 - Detalhe na criação de um módulo mestre varredor DNP3 e Modbus.

6.4.2.1.3 CANAL DE COMUNICAÇÃO COM O COS

Nesta etapa, todos os pontos alocados nos canais dos protocolos mestres-varredores devem ser posicionados também no canal de comunicação do COS, que utiliza, como interface física, uma rede *Ethernet*.

No nível de comunicação entre a UTR e o COS, o segundo é um mestre-varredor da UTR, que é então referida como escravo. O protocolo utilizado para a comunicação é o IEC-104; sendo assim, é criado, no configurador da UTR, um módulo IEC-104 escravo, que repassará todos os pontos “varridos” pela UTR, para o COS:

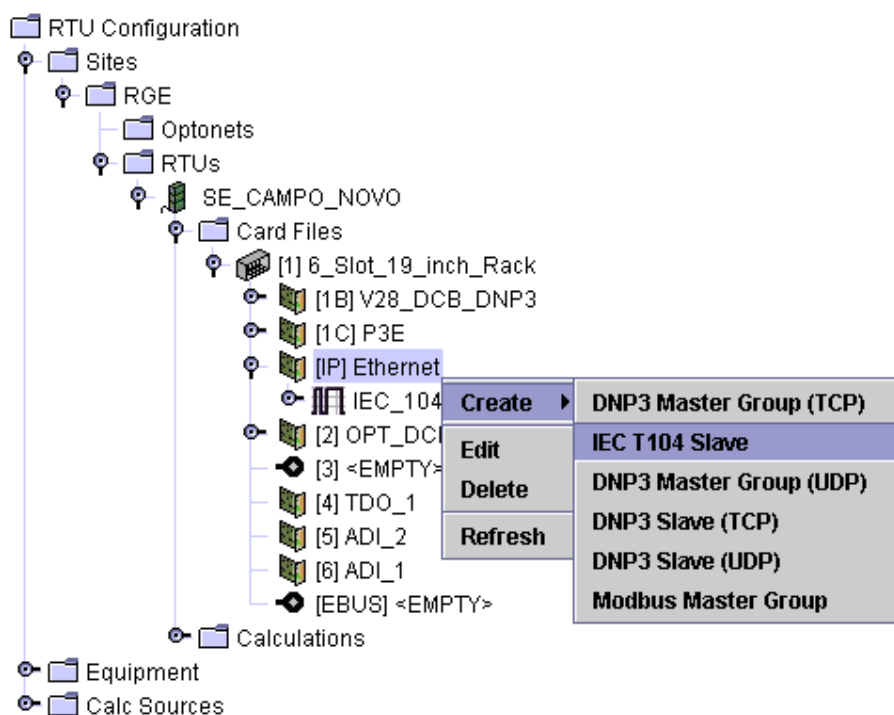


Figura 6.17 - Detalhe na criação de um módulo escravo IEC-104.

O diretório IEC-104 abrange o subnível “*Logical RTU*”, que abrange por sua vez os subníveis:

- *Command Objects*: módulo referente aos pontos de comando;
- *Information Objects*: módulo referente aos eventos (pontos digitais e analógicos);

- *Integrated Totals*: modulo não utilizado referente aos totais integrados;
- *Interrogation Grps*: modulo não utilizado que permite a varredura dos pontos em tempos diferentes, de acordo com um grupo de pontos definido. No caso deste projeto, há somente um grupo que envolve todos os pontos.

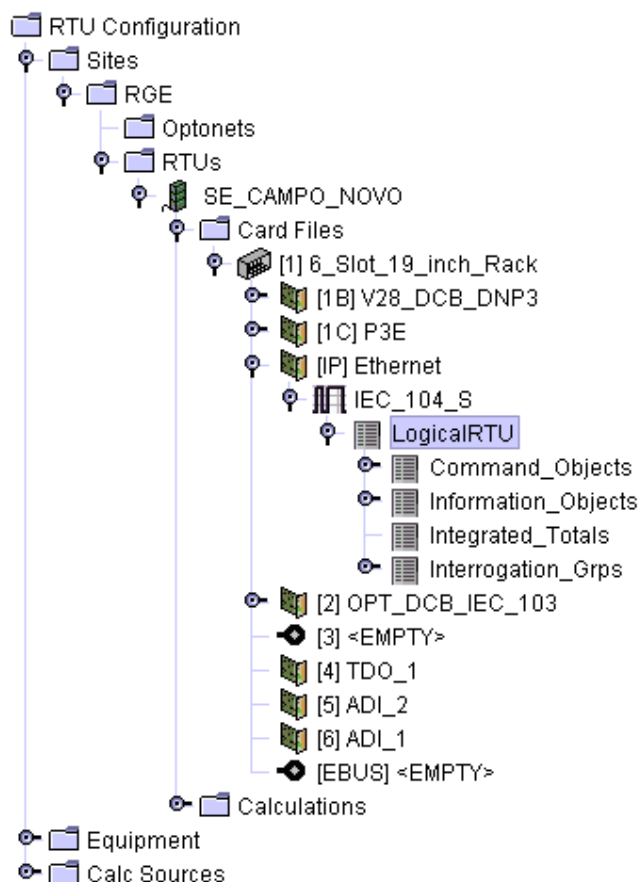


Figura 6.18 - Subníveis do “*Logical RTU*”.

Todos os pontos de comando são então alocados no módulo “*Command Objects*”, com os seus respectivos endereços IEC-104:

Address	Point Name
1500	LTCRL_TELECOM_DJ
1501	LTCRL_TELECOM_79
1502	LTCRL_TELECOM_86FD69
1503	TR1AT_COMANDOS_DJ
1504	TR1AT_COMANDOS_R90
1505	TR1AT_COMANDOS_TAP
1506	TR1BT_COMANDOS_SECC03Q4
1507	TR1BT_COMANDOS_86FD23
1508	BC1_COMANDOS_DJ
1509	BC1_COMANDOS_AUTO
1510	AL201_COMANDOS_DJ
1511	AL201_COMANDOS_79
1512	AL201_COMANDOS_51N
1513	AL201_TELECOM_RC
1514	AL201_COMANDOS_PERF0
1515	AL201_COMANDOS_PERF1
1516	AL202_COMANDOS_DJ
1517	AL202_COMANDOS_79
1518	AL202_COMANDOS_51N
1519	AL202_TELECOM_RC
1520	AL202_COMANDOS_PERF0
1521	AL202_COMANDOS_PERF1
1522	AL203_COMANDOS_DJ

Figura 6.19 - Pontos de comando.

No módulo “*Information Objects*”, acrescenta-se os eventos, separando aqueles que utilizam protocolo com estampa de tempo (“*with timestamp*”) daqueles que não possuem este recurso (“*no timestamp*”).

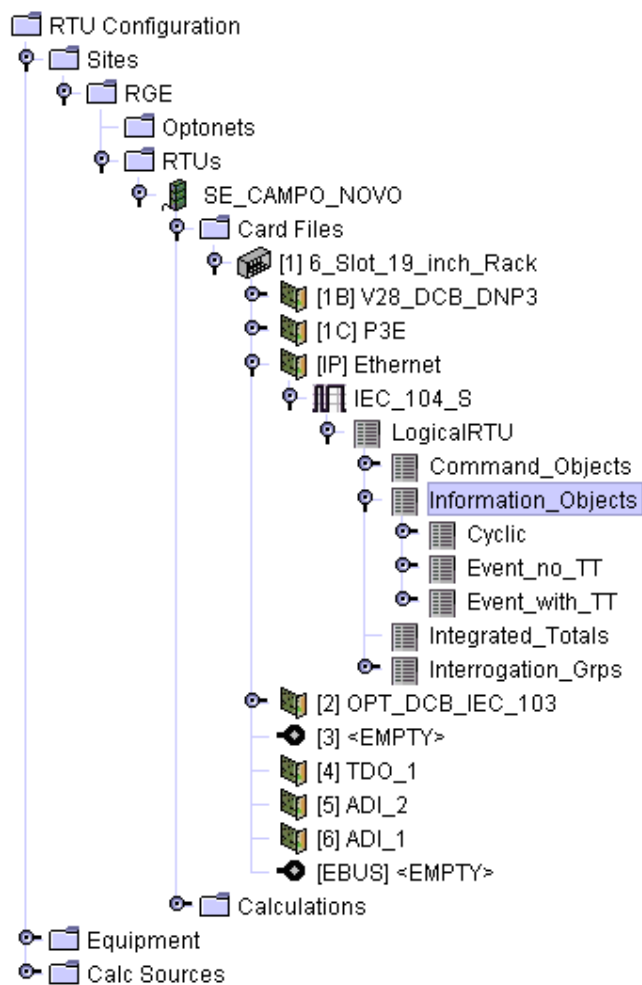


Figura 6.20 - Subníveis do “*Information Objects*”.

Os eventos com estampa de tempo compreendem pontos digitais simples (todas as proteções e outros pontos cujo registro de eventos é relevante) e duplos (estados de disjuntor e seccionadora).

Address	Point Name	Second Point Name
100	LTCRL_DJ_ABERTO	LTCRL_DJ_FECHADO
101	LTCRL_SECC02Q1_ABERTA	LTCRL_SECC02Q1_FECHADA
102	LTCRL_SECC02Q3_ABERTA	LTCRL_R_SECC02Q3_FECHADA
103	TR1AT_DJ_ABERTO	TR1AT_DJ_FECHADO
104	TR1AT_SECC03Q1_ABERTA	TR1AT_SECC03Q1_FECHADA
105	TR1AT_SECC03Q2_ABERTA	TR1AT_SECC03Q2_FECHADA
106	TR1AT_SECC03Q3_ABERTA	TR1AT_SECC03Q3_FECHADA
107	TR1BT_SECC03Q4_ABERTA	TR1BT_SECC03Q4_FECHADA
108	BC1_DJ_ABERTO	BC1_DJ_FECHADO
109	AL201_DJ_ABERTO	AL201_DJ_FECHADO
110	AL202_DJ_ABERTO	AL202_DJ_FECHADO
111	AL203_DJ_ABERTO	AL203_DJ_FECHADO
112	AL204_DJ_ABERTO	AL204_DJ_FECHADO
113	AL205_DJ_ABERTO	AL205_DJ_FECHADO

Figura 6.21 - Pontos duplos.

Address	Point Name	Interrogation Groups
409	LTCRL_86FD69_ATUADO	
410	LTCRL_P_79_DISPARO	
411	LTCRL_79_EXCLUIDO	
412	LTCRL_P_79_SUCEDIDO	
413	LTCRL_P_79_BLOQUEADO	
414	LTCRL_P_25_FALHA_SINCRO	
415	LTCRL_P_50BF_ATUADO	
416	LTCRL_P_21FA_ATUADO	
417	LTCRL_P_21FB_ATUADO	
418	LTCRL_P_21FC_ATUADO	
419	LTCRL_P_21N_ATUADO	
420	LTCRL_P_21Z1SF_ATUADO	
421	LTCRL_P_21Z1MF_ATUADO	
422	LTCRL_P_21Z2_ATUADO	
423	LTCRL_P_21Z3_ATUADO	
424	LTCRL_P_21Z4_ATUADO	
425	LTCRL_P_50ABC_1_ATUADO	
426	LTCRL_P_50ABC_2_ATUADO	
427	LTCRL_P_50N_1_ATUADO	
428	LTCRL_P_50N_2_ATUADO	
429	LTCRL_P_50FA_51FA_ATUADO	
430	LTCRL_P_50FB_51FB_ATUADO	
431	LTCRL_P_50FC_51FC_ATUADO	
432	LTCRL_P_51ABC_ATUADO	

Figura 6.22 - Pontos digitais simples.

Os eventos sem estampa de tempo correspondem às medidas.

O comportamento analógico das medidas caracteriza uma variação a todo o momento, sendo necessária a criação de uma faixa de valores em que não é gerado um evento. A esta faixa, dá-se o nome de “banda morta” (*Threshold Deadband*), e é utilizada com o intuito de não sobrecarregar o canal de comunicação.

Address	Point Name	Threshold Deadband
1300	LTCRL_TENSAO_B69KV	10
1301	LTCRL_CORRENTE_FA	100
1302	LTCRL_CORRENTE_FB	1
1303	LTCRL_CORRENTE_FC	1
1304	LTCRL_POT_ATIVA	1
1305	LTCRL_POT_REATIVA	40
1306	LTCRL_DIST_DEFEITO	10
1307	TR1AT_TENSAO_FB	1
1308	TR1AT_CORRENTE_FA	10
1309	TR1AT_CORRENTE_FB	1
1310	TR1AT_CORRENTE_FC	10
1311	TR1AT_POT_ATIVA	10
1312	TR1AT_POT_REATIVA	100
1313	TR1BT_TENSAO_FB	1
1314	TR1BT_CORRENTE_FA	1
1315	TR1BT_CORRENTE_FB	1
1316	TR1BT_CORRENTE_FC	40
1317	TR1BT_POT_ATIVA	40
1318	TR1BT_POT_REATIVA	1
1319	AL201_TENSAO_FB	10
1320	AL201_CORRENTE_FA	1
1321	AL201_CORRENTE_FB	100
1322	AL201_CORRENTE_FC	10
1323	AL201_POT_ATIVA	100

Figura 6.23 - Pontos analógicos e respectivas “bandas mortas”.

6.4.2.1.4 COMPOSIÇÃO DOS CARTÕES DE ENTRADA E SAÍDA DA UTR

Da mesma forma que é feito com os relés, os pontos relativos aos cartões de entrada e saída da UTR devem ser configurados e alocados nos módulos correspondentes, da forma que mostra a figura:

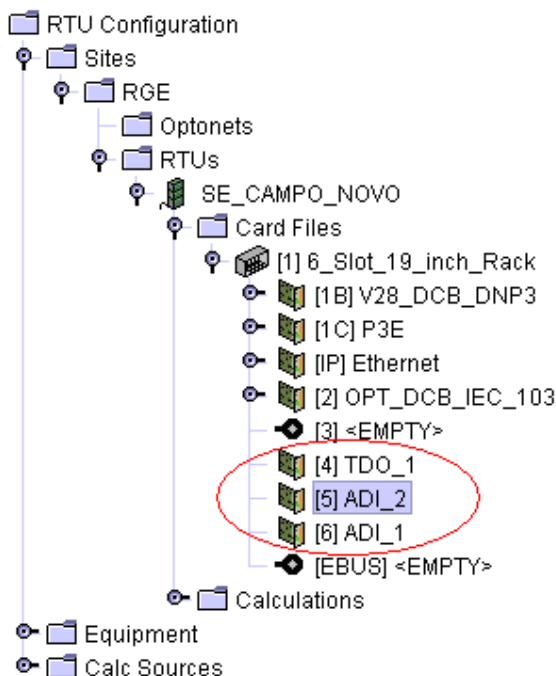


Figura 6.24 - Detalhe dos módulos de entrada e saída do configurador.

Os pontos devem ser alocados de acordo com sua posição no cartão da remota (*terminal*). Os pontos referentes às saídas digitais são do tipo “*latch on/off*”, ou seja, quando acionados, mantém o seu estado constante até que um novo comando seja aplicado.

Sites / RGE / RTUs / SE_CAMPO_NOVO / Card Files / [1] 6_Slot_19_inch_Rack / [4] TDO_1				
General		TDO Card Details	Points	
Terminal	Control Type	Point Name	Width	Pulse time (ms)
1	LATCH ON/OFF	TR1_COMANDOS_VF1	1	
2	LATCH ON/OFF	TR1_COMANDOS_VF12	1	
12	LATCH ON/OFF	CA_COMANDOS_SIRENE	1	

Figura 6.25 - Pontos de saída.

Terminal	Point Name	Filtering (0-255)	SOE	Inverted	Non Volatile
1	LTCRL_P_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	LTCRL_R_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	AL201_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	AL202_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	AL203_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	AL204_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	AL205_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	BC1_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	TR1AT_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	TR1DIF_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	TR1BT_DEFEITO_RELE	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	ADI_01106_2D4	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	ADI_01106_2D5	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	ADI_01106_2D6	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	ADI_01106_2D7	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	ADI_01106_2D8	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	TR1_VF1_LIGADA	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	TR1_VF2_LIGADA	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	TR1_VF1_DEFEITO	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	TR1_VF2_DEFEITO	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	ADI_01106_3D5	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figura 6.26 - Pontos de entrada digital.

6.4.2.1.5 PROGRAMAÇÃO NA UTR (*CALCULATIONS*)

A programação implementada na configuração da UTR de SE CNO inclui:

- uma função da IDF para o módulo da LT CRL;
- uma rotina de programação para a central de alarme;
- uma rotina de programação para cálculo do *tap* do transformador;
- uma rotina de programação para demais lógicas.

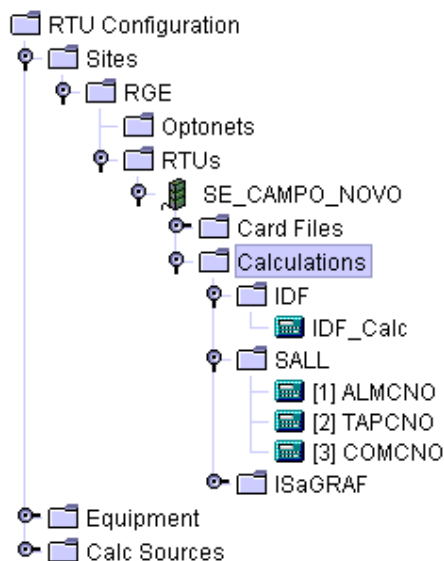


Figura 6.27 - *Calculations*.

As IDF's podem ser aplicadas sobre os pontos da base de dados da UTR produzindo um novo conjunto de pontos da base.

As equações IDF foram implementadas em função da utilização de dois relés na linha de transmissão de Ceriluz. Como eles sinalizam uma série de pontos em comum, o relé principal, estando com sua condição normal de comunicação, será utilizado para a varredura de pontos. No caso de falha deste, o relé alternado será o responsável por informar os eventos, de acordo com as solicitações da UTR. Esta equação é implementada a fim de não sobrecarregar a comunicação com o COS, uma vez que os relés contêm, em parte, os mesmo pontos e a informação, sendo enviada uma vez, já é o suficiente.

AI Result Points:			DI Result Points:		
Point Name	Floating	Non Vol...	Point Name	SOE	Non Vol...
LTCRL_CORRENTE_FA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	LTCRL_79_EXCLUIDO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
LTCRL_CORRENTE_FB	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	LTCRL_86FD69_ATUADO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
LTCRL_CORRENTE_FC	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	LTCRL_CIRC_TRIP_FALHADO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
LTCRL_POT_ATIVA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	LTCRL_DJ_ABERTO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
LTCRL_POT_REATIVA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	LTCRL_DJ_FECHADO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
LTCRL_TENSAO_B69KV	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	LTCRL_FALTA_TENSAO_LT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SA_POT_REATIVA_AB	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	LTCRL_MOLA_DESC	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SA_POT_REATIVA_ABC	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	LTCRL_OPER_INDEV_SECC	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
			LTCRL_SECC02Q1_ABERTA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
			LTCRL_SECC02Q1_FECHADA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
			LTCRL_SECC02Q3_ABERTA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
			LTCRL_SECC02Q3_FECHADA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figura 6.28 - IDF's implementadas.

IDF Equation:
InputSelect(LTCRL_P_SAUDE_COMUNIC, LTCRL_P_79_EXCLUIDO, LTCRL_R_79_EXCLUIDO)

Figura 6.29 - Detalhe da função IDF utilizada.

A implementação da lógica para a central de alarme tem como finalidade, o acionamento da sirene instalada para informar o COS nas condições de invasão do pátio da subestação, invasão da sala de comando, desativação de um sensor infravermelho e ativação do sensor de fumaça.

A lógica dos *taps* foi implementada com a finalidade de localização da sua posição. Cada *tap* corresponde a um nível de tensão, e esta informação chega, por fio, no cartão de entradas digitais da UTR. A *calculation* implementada é responsável por converter este sinal analógico num sinal digital, de forma a habilitar a manipulação dos dados pela UTR. Em alguns projetos, o supervisor de paralelismo, utilizado para habilitar o correto funcionamento de dois transformadores em paralelo, é o responsável por indicar o posicionamento do *tap* do

computador. Por ser um IED, ele envia à UTR, a informação da posição do *tap* via protocolo, e não por fio. Assim não é necessária uma lógica para indicar a posição do *tap*.

Outras lógicas implementadas:

- repassar comandos do disjuntor da LT CRL para os relés principal e alternado;
- repassar comandos de *reset* do 86FD/AT para os relés principal e alternado;
- comandos de exclusão/inclusão do 79 na LT CRL;
- comando da rejeição de carga (*trip* do 26/49) dos F6;
- definição do estado da chave 43TC principal/alternado da LT CRL.

6.4.3 COMISSIONAMENTO

Nesta etapa, todos os pontos levantados e configurados na UTR devem ser devidamente testados, a fim de assegurar o correto funcionamento da supervisão e do controle remoto.

O sistema supervisorio deve então prever a sinalização das medidas, eventos e comandos que envolvem todo o ambiente da subestação. É apresentado, na interface do *software* supervisorio, o diagrama unifilar geral da subestação e a interligação da subestação com as demais mais próximas.

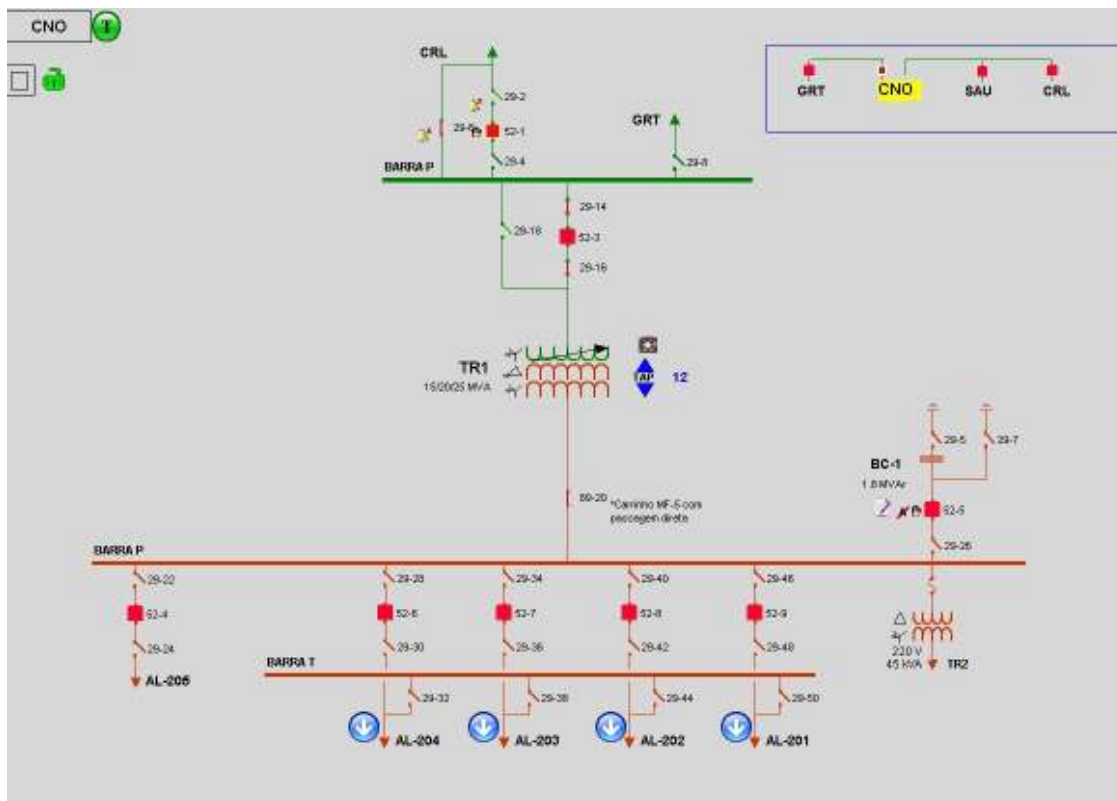


Figura 6.30 - Tela do *software* supervisório referente ao diagrama unifilar da SE CNO.

O *software* supervisório prevê também o registro de um conjunto de informações sobre partidas e atuações do sistema de proteção, de forma a viabilizar uma rápida identificação do motivo e origem da falta, através das sinalizações do sistema de sequenciamento de eventos:

Data_Hora_Gravacao	Data_Hora_Evento	Mensagem	Operado
2010/11/01 14:07:38.287	2010/11/01 14:07:33.073	CNO AL203 50/51Fase B Normalizou	
2010/11/01 14:07:38.287	2010/11/01 14:07:33.070	CNO AL203 50/51Fase A Normalizou	
2010/11/01 14:07:26.257	2010/11/01 14:07:21.543	CNO AL203 50/51Fase A Atuou	
2010/11/01 14:07:26.257	2010/11/01 14:07:21.543	CNO AL203 50/51Fase B Atuou	
2010/11/01 14:07:26.257	2010/11/01 14:07:20.370	CNO AL203 50/51Fase B Normalizou	
2010/11/01 14:07:26.257	2010/11/01 14:07:20.367	CNO AL203 50/51Fase A Normalizou	
2010/11/01 14:07:17.287	2010/11/01 14:07:13.363	CNO AL203 50/51Fase B Atuou	
2010/11/01 14:07:17.287	2010/11/01 14:07:13.363	CNO AL203 50/51Fase A Atuou	
2010/10/31 16:44:59.160	2010/10/31 16:44:55.053	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase B NORMALIZOU	
2010/10/31 16:44:56.957	2010/10/31 16:44:54.993	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase B ATUOU	
2010/10/30 13:10:11.850	2010/10/30 13:10:08.257	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase C NORMALIZOU	
2010/10/30 13:10:10.863	2010/10/30 13:10:08.200	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase C ATUOU	
2010/10/29 20:45:00.537	2010/10/29 20:44:54.940	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase C NORMALIZOU	
2010/10/29 20:45:00.537	2010/10/29 20:44:54.933	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase B NORMALIZOU	
2010/10/29 20:45:00.537	2010/10/29 20:44:54.817	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase B ATUOU	
2010/10/29 20:44:58.460	2010/10/29 20:44:54.813	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase C ATUOU	
2010/10/29 19:20:42.033	2010/10/29 19:20:37.707	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase A NORMALIZOU	
2010/10/29 19:20:42.033	2010/10/29 19:20:37.693	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase C NORMALIZOU	
2010/10/29 19:20:40.063	2010/10/29 19:20:37.527	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase A ATUOU	
2010/10/29 19:20:42.033	2010/10/29 19:20:37.527	CNO AL203 RL604432-52 50/51Fase C ATUOU	
2010/10/29 18:42:09.973	2010/10/29 18:42:08.310	CNO AL202 RL604376-14 50/51Fase B ATUOU	
2010/10/29 18:42:09.973	2010/10/29 18:42:08.310	CNO AL202 RL604376-14 50/51Fase C ATUOU	
2010/10/29 18:42:09.973	2010/10/29 18:42:08.310	CNO AL202 RL604376-14 50/51Fase A ATUOU	
2010/10/27 19:03:59.143	2010/10/27 19:03:58.530	CNO AL201 RL627337-9 50N/51N ATUOU	
2010/10/27 19:03:59.143	2010/10/27 19:03:58.530	CNO AL201 RL627337-9 50/51Fase A ATUOU	
2010/10/28 10:56:18.980	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50/51Fase B NORMALIZOU	
2010/10/28 10:57:39.920	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50/51Fase B NORMALIZOU	
2010/10/28 11:01:35.973	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50/51Fase B NORMALIZOU	
2010/10/28 11:03:21.960	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50/51Fase B NORMALIZOU	
2010/10/28 11:04:23.117	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50N/51N NORMALIZOU	
2010/10/28 11:04:38.977	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50N/51N NORMALIZOU	
2010/10/28 11:05:25.120	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50N/51N NORMALIZOU	
2010/10/28 11:07:43.873	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50N/51N NORMALIZOU	
2010/10/28 11:08:43.857	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50N/51N NORMALIZOU	
2010/10/28 11:11:19.893	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50N/51N NORMALIZOU	
2010/10/28 11:13:53.913	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50/51Fase B NORMALIZOU	
2010/10/28 11:13:53.913	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50N/51N NORMALIZOU	
2010/10/28 11:14:10.960	2010/10/26 09:38:42.060	CNO AL202 RL627336-30 50/51Fase B NORMALIZOU	

Figura 6.31 - Tela correspondente ao registro de eventos.

6.4.3.1 MEDIDAS

As medições são testadas diretamente através do sistema supervisor. As relações de tensão e corrente dos TP's e TC's, respectivamente, devem ser ajustadas no *software* supervisor, de forma a obter os valores analógicos que correspondem às medidas reais.

6.4.3.2 EVENTOS

Os eventos são gerados forçosamente de diferentes maneiras, de acordo com a característica de cada ponto. Primeiramente, é feito um “teste de campo” onde os eventos são gerados a partir de ações nos equipamentos de campo, e devem ser sinalizados no *software* supervisor local (nível 2). Num segundo momento, os testes são realizados via *software* do relé (e não fisicamente no equipamento), sendo possível simular todos os eventos, a fim de testar suas sinalizações no *software* supervisor do COS (nível 3).

Os pontos relativos aos estados das seccionadoras manuais são testados abrindo-se e fechando-se as mesmas localmente. As operações indevidas são também forçadas, a fim de testar a sinalização do ponto e as condições de intertravamento. As seccionadoras motorizadas são testadas localmente, via painel do relé e remotamente.

O fechamento dos disjuntores é feito, também, através de comando local, via painel do relé ou comando remoto, à exceção dos religadores, que serão fechados (religados), de acordo com a sua configuração. A sinalização do ponto “mola descarregada” é testada abrindo-se o disjuntor e desligando-se o seu motor. O ponto “falta vcc comando” sinaliza quando é cortada a alimentação de 125 Vcc. O “supervisão bobina de abertura” é testado eliminando-se a tensão presente na entrada binária do relé que realiza a supervisão.

A abertura dos disjuntores está, na maior parte, condicionada a atuação de uma proteção, embora ações de comando, para fins de manutenção, por exemplo, possam ser também efetuadas (localmente, via relé e remotamente). As proteções são forçadas a atuar com o auxílio de uma ferramenta de aferição para relés. A partir desta ferramenta, é possível injetar altas correntes nos circuitos de interesse, de forma a fazer atuar uma proteção de sobrecorrente, por exemplo, e forçar a abertura do disjuntor. Dessa forma, são feitos os testes dos pontos de proteção que envolve tensão e corrente.

Os pontos referentes às proteções intrínsecas do transformador são testados, em sua maioria, curto-circuitando-se os contatos correspondentes às entradas binárias do relé. Assim, são verificadas, sequencialmente, as sinalizações de alarme e desligamento, fazendo-se acionar os estágios de ventilação forçada, até abrir os disjuntores dos alimentadores, indicando o alívio de carga. O curto-circuito é realizado, também, de forma a atuar a proteção contra pressão interna de gás (ANSI 63), onde o transformador deverá ser isolado.

A atuação do relé de bloqueio é testada simulando-se uma situação de falha na abertura de um disjuntor (alta do transformador, por exemplo), e verificando se a proteção de

retaguarda atua na abertura e bloqueio do disjuntor correspondente (linha de transmissão de Ceriluz).

O ponto “fechamento DJ bloqueado (5m)” é testado descarregando-se os capacitores, e aplicando-se um comando de abertura do disjuntor. Este não pode responder ao comando, permanecendo aberto durante um período de cinco minutos, até que o comando de fechamento seja liberado.

6.4.3.3 COMANDOS

Os comandos são todos testados na subestação e via COS. Na subestação, os comandos dados através da UTR, via *software*, e dos relés, via painel frontal, devem ser respondidos com a atuação do correspondente equipamento. O COS deve ser capaz de comandar todo e qualquer dispositivo que permita o controle, através de seu sistema supervisor.

Os comandos de abertura/fechamento dos disjuntores devem ser feitos sob condições de isolamento dos mesmos, com suas respectivas chaves seccionadoras de contorno ligadas, o que evita a desenergização do circuito e garante a continuidade no fornecimento.

A seccionadora motorizada é testada desacoplando-se o seu mecanismo de acionamento à chave seccionadora em si. Assim, o comando de abertura e fechamento pode ser testado sem que haja uma interrupção do circuito e desligamento da subestação.

6.5 RESULTADO PRÁTICO

A aplicação a seguir relata os recursos de supervisão e controle em uma ocorrência verificada no alimentador 203 (CNO-203), a detecção do provável local da falta e as ações tomadas para o restabelecimento do fornecimento de energia aos municípios atingidos. Não só a supervisão e o controle da subestação, mas também das chaves seccionadoras da rede de distribuição, apresentam-se como importantes elementos para a reconstituição do sistema.

Para um melhor entendimento da região em que a SE CNO está situada e da carga atendida, considerar a Figura 6.32, que mostra parte da tela do sistema supervisório do Centro de Operação da Distribuição (COD):

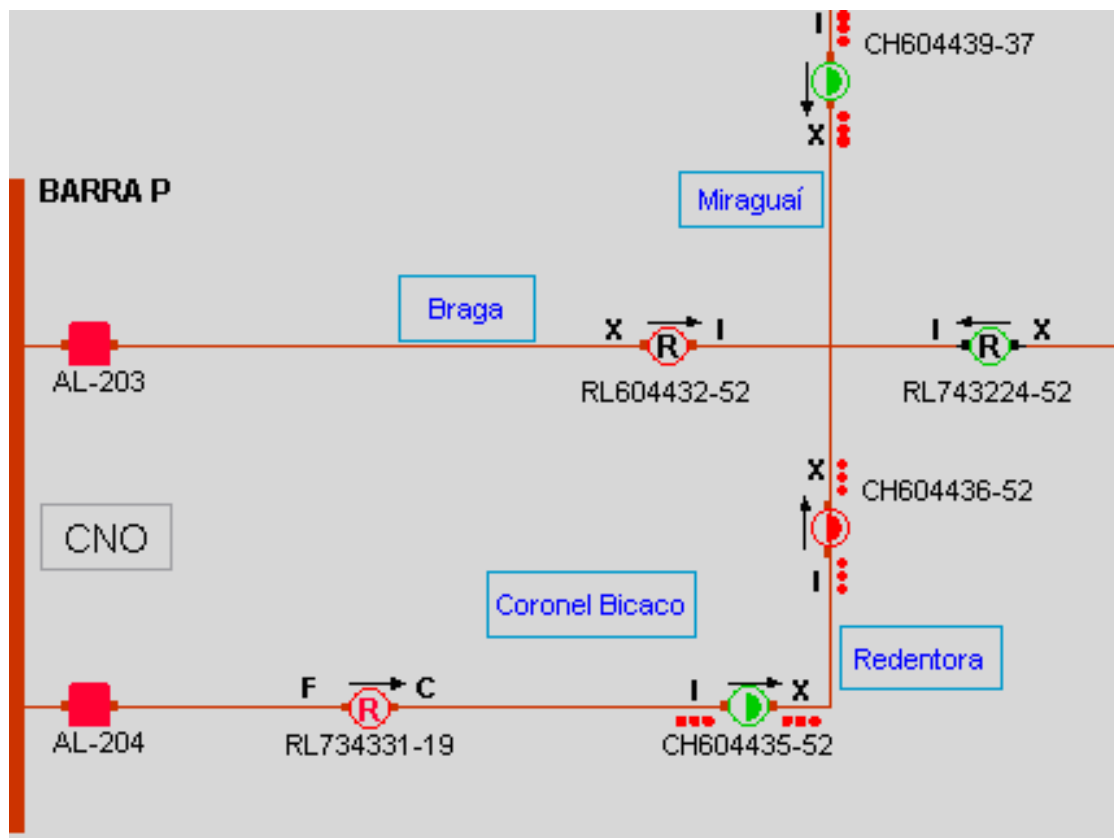


Figura 6.32 – Carga do alimentador 203.

Verifica-se que o alimentador 203 atende os municípios de Braga, Miraguaí e Redentora.

A utilização dos recursos de supervisão e controle constitui no reestabelecimento da rede de distribuição, após a ocorrência de uma falta no referido alimentador. A sequência de eventos acontece da seguinte forma:

- 1) o disjuntor do alimentador abre após a atuação da proteção de sobrecorrente, implicando numa falta de fornecimento de energia em toda a extensão do alimentador;

- 2) a função de religamento é atuada e falha nas suas tentativas de religamento, permanecendo o disjuntor aberto;
- 3) a sinalização de falha na atuação da função de religamento, em conjunto com a indicação do estado do disjuntor no sistema supervisor do COS, permite uma ação conjunta com o COD de forma rápida e eficiente, com o intuito de realizar um remanejamento de cargas;
- 4) as chaves são todas telecomandas e as manobras de remanejamento constituem na abertura do religador RL604432-52 para o isolamento da falta, e no fechamento das chaves CH604439-37 e CH604435-52 para transferência de carga;
- 5) os municípios de Miraguai e Redentora são restabelecidos em menos de três minutos;
- 6) a sinalização de falha de religamento e consequente abertura do disjuntor, juntamente com o comando de abertura do religador RL604432-52, permite a isolação do trecho onde houve a falta, possibilitando o envio de equipes de manutenção no local;
- 7) a manutenção é feita e a equipe informa ao COS, que por sua vez religa remotamente o disjuntor do alimentador defeituoso, restabelecendo as condições normais do sistema rapidamente.

Sem a supervisão e o controle remoto e a localização estratégica dos equipamentos, esta contingência exigiria um tempo elevado, devido às distâncias a serem percorridas, sucessivos seccionamentos da rede e às tentativas de religamento, até a identificação da falta.

Outro fator relevante é a demanda de mão-de-obra humana necessária, visto que se empregaria no mínimo três equipes percorrendo a rede, fazendo os isolamentos e transferências de carga necessárias. Com os recursos de automação de todo o sistema, foi empregada somente uma equipe que foi deslocada para o provável local do defeito.

Os benefícios conseguidos com a automação do sistema acabam, naturalmente, refletindo em melhorias nos indicadores de continuidade. Com relação à duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), a contribuição dada em função do rápido restabelecimento, principalmente nos municípios de Miraguaí e Redentora, é bastante relevante se levarmos em consideração que toda a manobra duraria em torno de duas horas, enquanto que o remanejamento foi feito em menos de três minutos. Nas imediações do município de Braga, onde houve a falta, a contribuição da melhoria do DEC se dá principalmente em função da localização da falta e da possibilidade de restabelecimento do sistema através de comando remoto, via COS.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O ambiente regulado ao qual estão sujeitas as concessionárias distribuidoras de energia elétrica faz com que elas invistam em equipamentos, mão-de-obra e sistemas, a fim de atender os requisitos de desempenho imposto pelo agente regulador ANEEL.

Do ponto de vista de continuidade no fornecimento de energia, as concessionárias devem estar preparadas com recursos e sistemas que auxiliem na rápida identificação de defeitos e recomposição do sistema, tanto para situações programadas, como para ocorrências emergenciais. Um dos objetivos é justamente minimizar o impacto destes desligamentos nos indicadores de desempenho relacionados à Duração e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC e FEC, respectivamente), e Duração e Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC e FIC, respectivamente). O não atendimento e a ultrapassagem dos índices referenciais regulados por estas resoluções, sujeita as concessionárias ao pagamento de multas.

Do ponto de vista da conformidade no fornecimento de energia, pode-se destacar a resolução 505 da ANEEL, que estabelece limites cada vez mais rígidos na tensão de fornecimento das unidades consumidoras.

Para atender estes requisitos, as concessionárias têm investido pesadamente na automação da distribuição e sub-transmissão com a implantação de equipamentos e sistemas para supervisão e controle. Idealmente, busca-se o completo monitoramento da rede; todavia, dado o alto grau de investimento envolvido, torna-se necessário a elaboração de critérios que definam uma priorização e conseqüente retorno do ponto de vista econômico.

Os sistemas computacionais que tenham por objetivo auxiliar na tarefa de recomposição devem, em essência, apresentar as seguintes características:

- minimizar o tempo de recomposição do sistema;
- maximizar a carga atendida;
- minimizar ações de controle e chaveamento.

Isto é conseguido através da otimização das ações de restauração do sistema, simulação de planos de manobras e reconfiguração de redes com transferência de carga.

Os ganhos operativos advindo do processo de supervisão e telecomando dos sistemas de distribuição da RGE, integrados e em um único centro de operação, provendo dados históricos corporativos, traz uma melhoria significativa à função operação, onde podemos destacar:

- economia de custo de mão-de-obra, pois evita a necessidade de operadores locais trabalhando em turno 24x7;
- monitoração e alarmes de níveis de tensão e carregamentos, por exemplo, visando a manutenção do comportamento do sistema elétrico;
- estado dos dispositivos de controle de tensão como bancos de capacitores e *taps* de transformadores;
- segurança nas operações, em função da centralização das ações, em que os procedimentos operativos são repassados de imediato aos despachantes do centro de controle;
- agilidade na identificação de faltas, isolamento do defeito e transferência de cargas para subestações adjacentes.

A decisão de automatizar uma subestação leva em conta estes fatores, priorizando regiões onde os indicadores de desempenho são mais críticos e o investimento realizado tem alto grau de retorno.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução nº 505**. Brasília/DF, 2003.
- ALCÂNTARA FILHO, R. **Padrão Serial RS-232**. Disponível em www2.eletronica.org/artigos/eletrônica-digital/padrao-serial-rs-232.
- ALMEIDA, M. A. **Proteção de Sistemas Elétricos**. Natal, 2000.
- AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. **ANSI c37-2: Device Function Number Specifications**. 1970.
- CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo: Edgard Blücher, 1997.
- CLARKE, G.; REYNDERS, D. **Practical Modern SCADA Protocols – DNP3, IEC 60870.5 and Related Systems**. Mumbai: Vivek Mehra, 2004.
- DIAS, G. A. **Dimensionamento e Seleção de Componentes e Sistemas em Subestações de Alta Tensão Visando a Eficiência Energética**. Porto Alegre, 1996.
- DIAS, P. F. M. **Projecto Estruturado de Sistemas de Automação em Subestações Segundo a Norma IEC 61850**. Lisboa, 2009.
- ELETROBRÁS. Comitê de Distribuição **Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**. Rio de Janeiro: Campus, 1982.
- FOROUZAN, B. A. **Comunicação de Dados e Redes de Computadores**. 3 ed. Porto Alegre: Bookman, 2004.
- HAFFNER, S. **Proteção de Sistemas Elétricos**. Porto Alegre, 2008.
- KRON **Catálogo Multimedidor Digital Mult-k Plus**, 2009.
- LEÃO, R. **Distribuição de Energia Elétrica**. Disponível em <http://www.dee.ufc.br/~rleao>. Acesso em 15 set. 2010.
- LIN, R. **Development of Protective Relaying Equipment in Substations**. Chalkida, 2006.

OLIVEIRA JR., C. A. **Desenvolvimento de um Protocolo de Comunicação para Automação de Subestações Móveis Via Satélite**. Natal, 2005.

PAREDES, A. E. **Integração de Sistemas de Supervisão, Proteção e Automação de Subestações de Energia Elétrica**. Itajubá, 2002.

PEREIRA, A. C.; ABOUD, R.; PELLIZZONI, R.; ZANIRATO, E.; CACERES, D. **Sistemas de Proteção e Automação de Subestações de Distribuição e Industriais Usando a Norma IEC 61850**. Puerto Iguazú, 2009.

PEREIRA, C. **Hardware dos Relés Numéricos**. Disponível em <<http://www.cpdee.ufmg.br/~clever/10especializa/ProtecaoSEP/Unid08-HardReleDig.pdf>>. Acesso em 2 out. 2010.

PEREIRA, C. **Introdução à Proteção Digital**. Disponível em <<http://www.cpdee.ufmg.br/~clever/10especializa/ProtecaoSEP/Unid07-IntrProtDig.pdf>>. Acesso em 2 out. 2010

RAO, T. S. M. **Digital/Numerical Relays**. New Dehli: Tata McGraw-Hill, 2005.

SEL, Equipe de engenharia da Schweitzer Engineering Laboratories **Redes de Comunicação em Subestações de Energia Elétrica – Norma IEC 61850**. Revista O Setor Elétrico, Julho 2010.

SIEMENS, **SIPROTEC Numerical Relays Catalog**, 2008.

SOUTO, A. O.; FONSECA, M. O. **Automação de Subestações Industriais**. São Paulo, 2007.

SOUSA, F. **Estudo e Projeto Elétrico Básico de uma Subestação**. Vitória, 2007.

STRAUSS, C. **Electrical Network Automation and Communication Systems**. Jordan Hills: Newnes, 2003.

TORTORELLA, A. L. **Projeto de Subestação de Distribuição**. Porto Alegre, 2007.

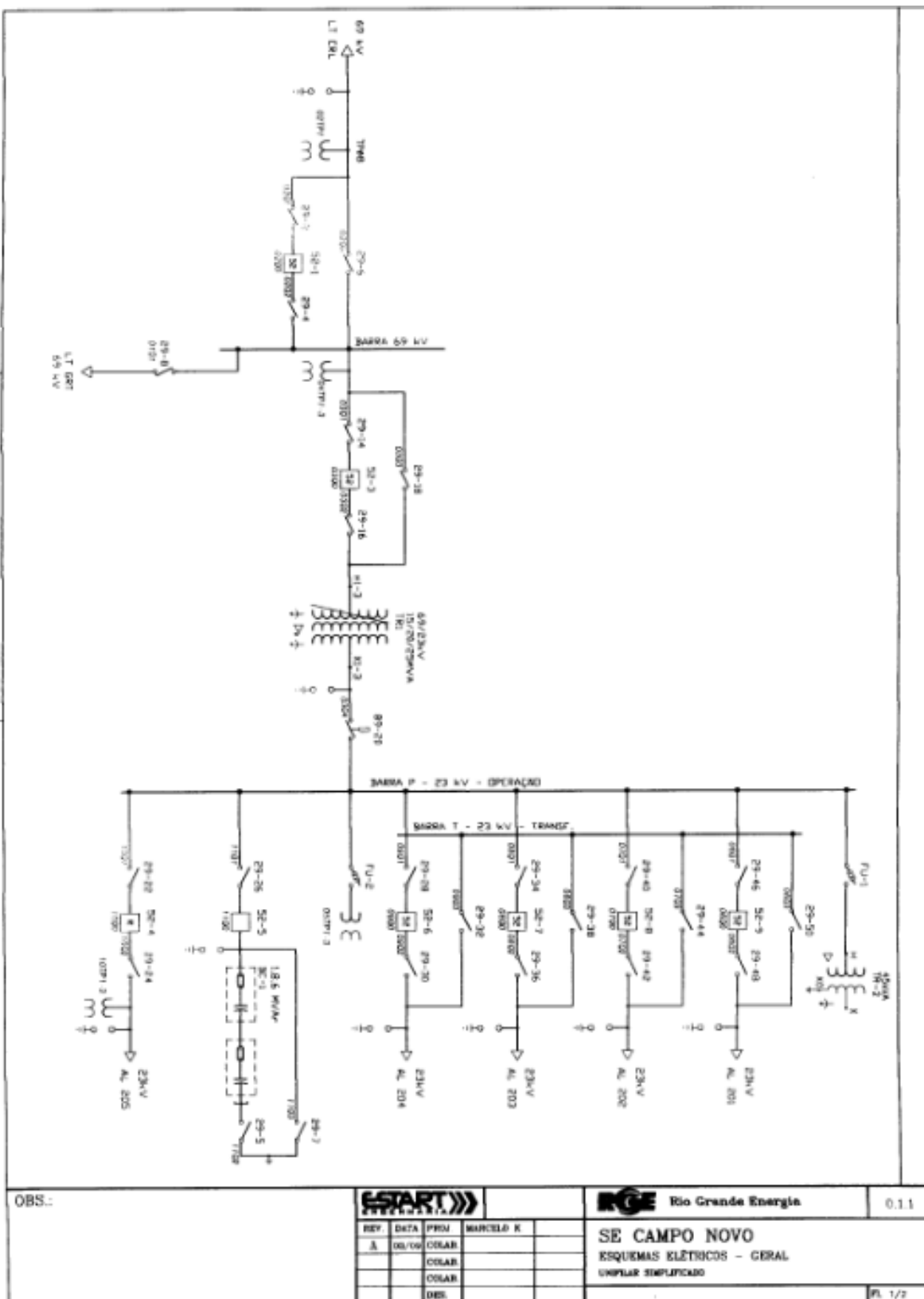
TREETECH **Catálogo Monitor de Temperatura TM1/TM2**, 2010.

TREETECH **Catálogo Supervisor de Paralelismo SPS**, 2010.

ANEXO A:

Diagrama unifilar geral e funcional de proteção.

ANEXO A: DIAGRAMA UNIFILAR GERAL E FUNCIONAL DE PROTEÇÃO



OBS.:



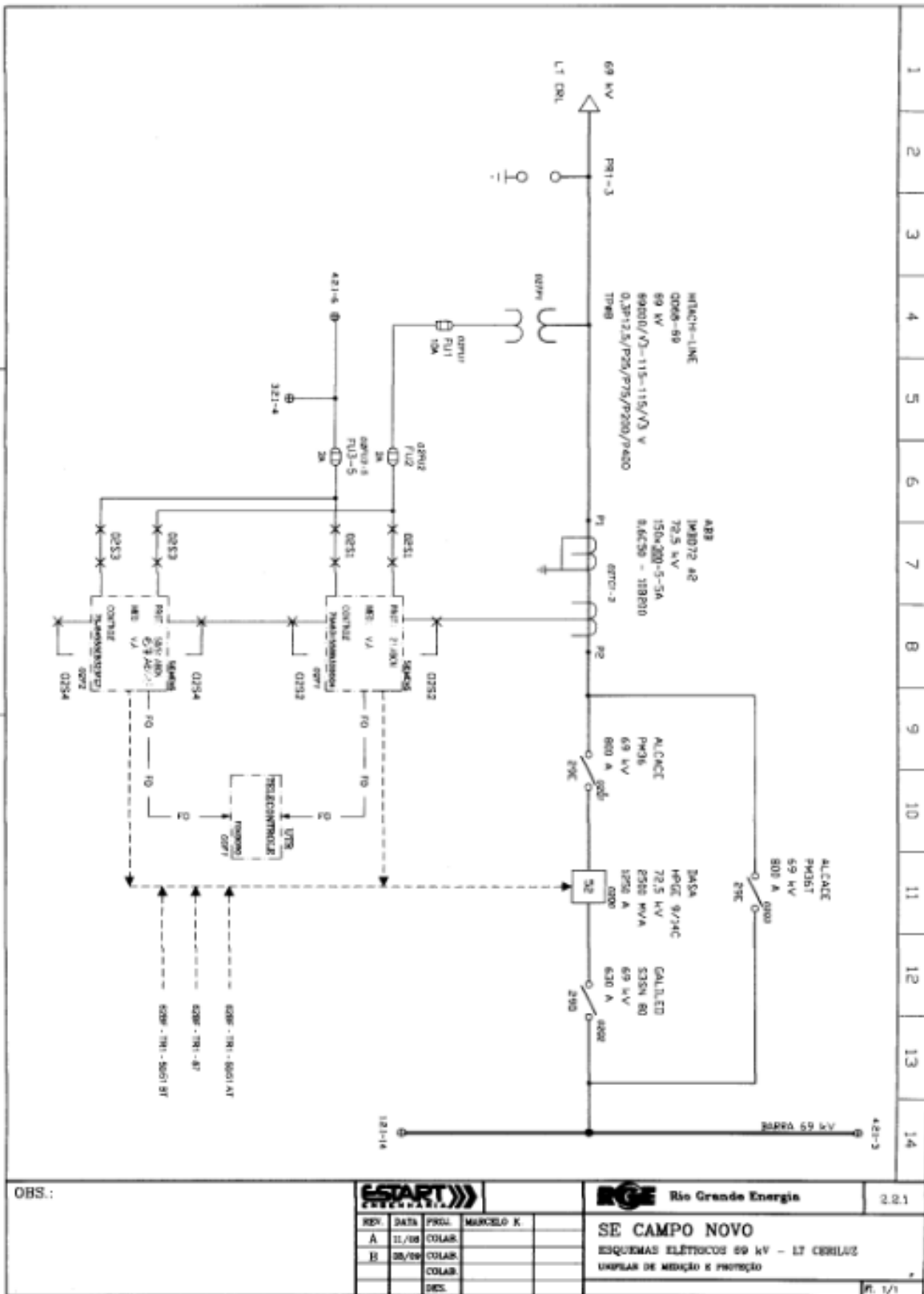
RGE Rio Grande Energia

0.1.1

REV.	DATA	PRM	MARCELO K
A	08/06	COLAB	
		COLAB	
		COLAB	
		DES	

SE CAMPO NOVO
ESQUEMAS ELÉTRICOS - GERAL
UNIFILAR SIMPLIFICADO

PL 1/2



OBS.:



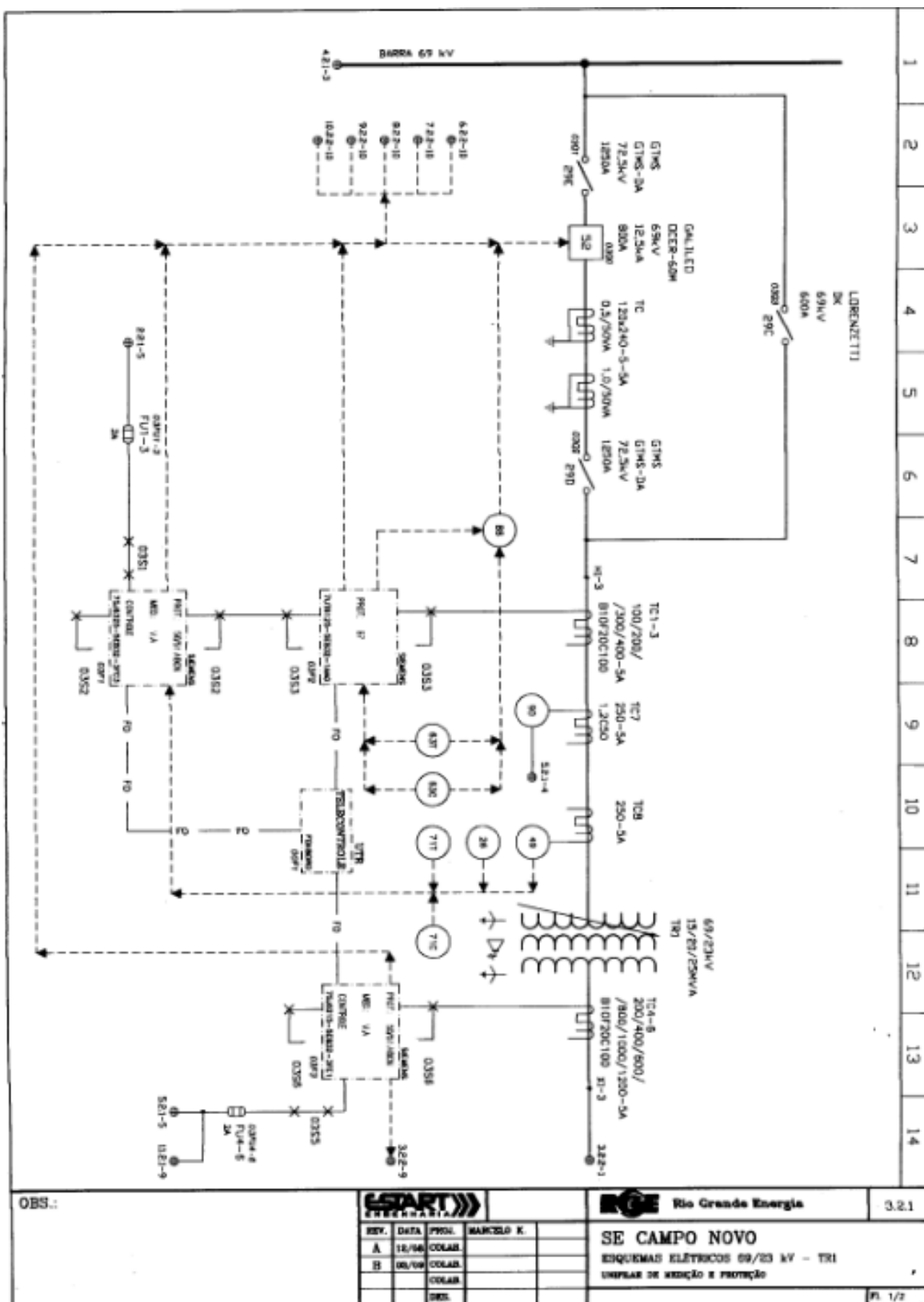
REV.	DATA	PROJ.	MARCELO K.
A	11/08	COLAB.	
B	08/09	COLAB.	
		COLAB.	
		DES.	

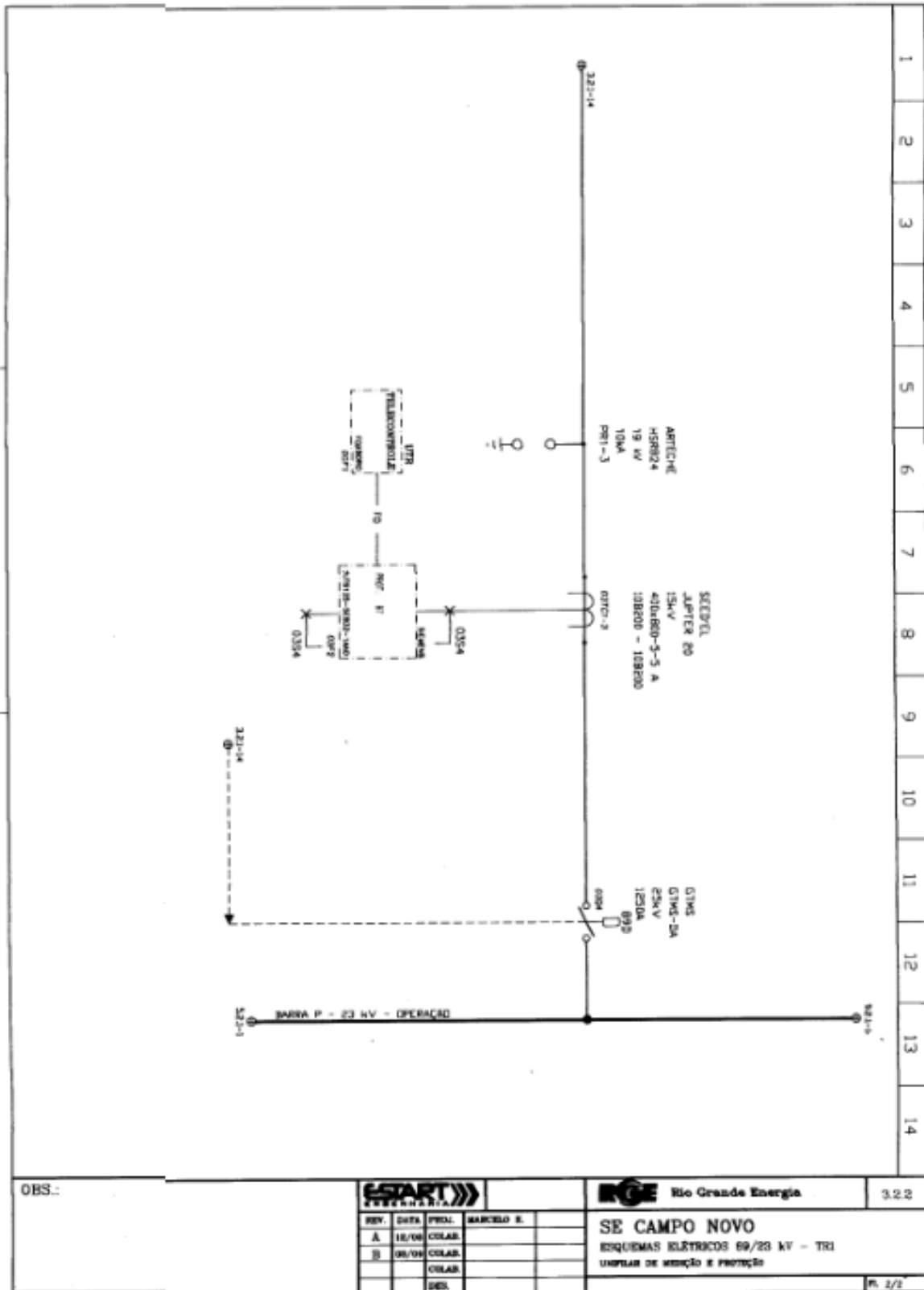


SE CAMPO NOVO
 ESQUEMAS ELÉTRICOS 69 kV - LT CERILUZ
 UNIPAR DE MEDIÇÃO E PROTEÇÃO

2.2.1

R. 1/1





OBS.:

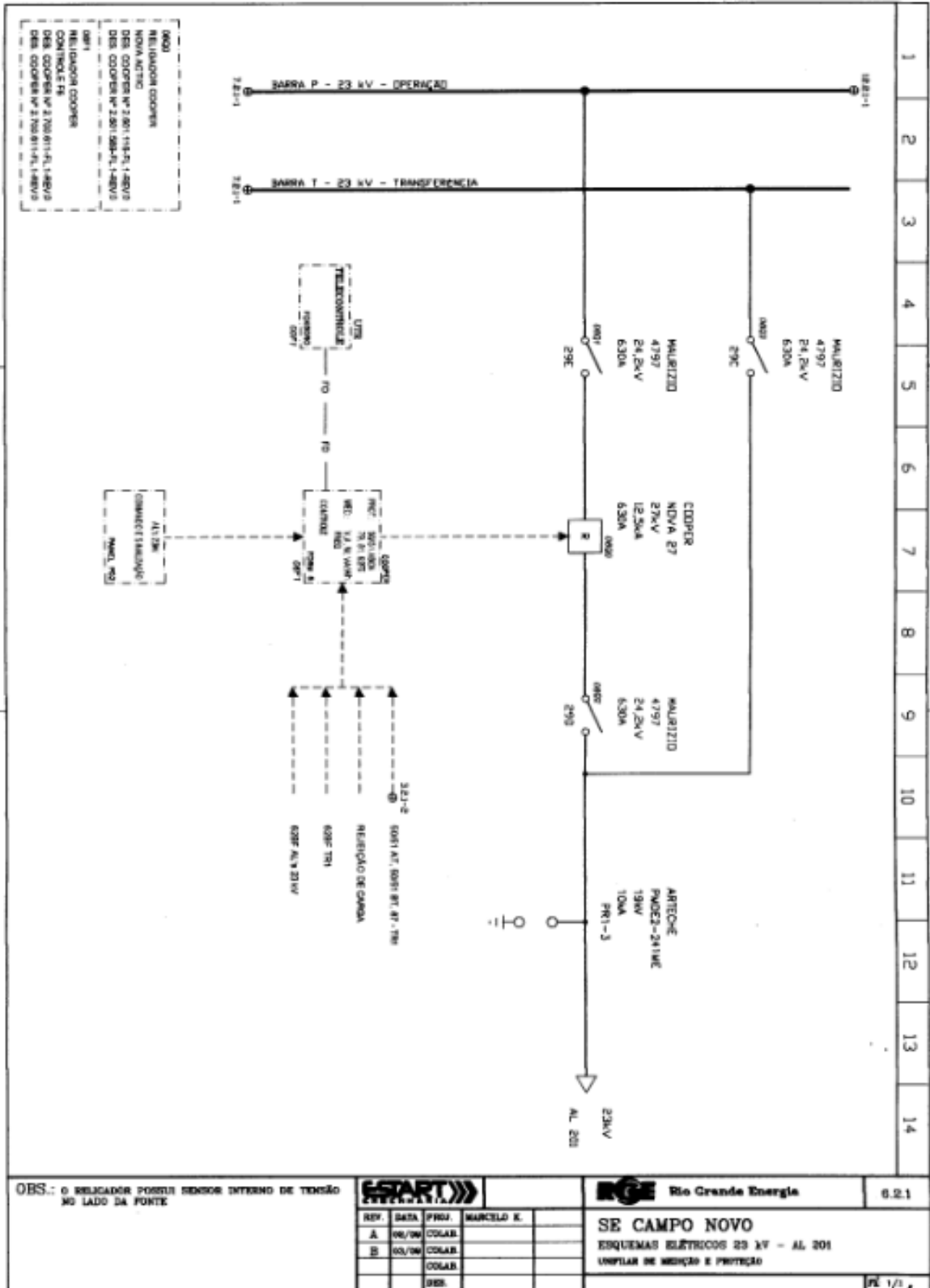


Rio Grande Energia

3.2.2

SE CAMPO NOVO
 ESQUEMAS ELÉTRICOS 69/23 kV - TRF
 UNIDADE DE MANEJO E PROTEÇÃO

P. 2/2



- 0000
- RELIÇÃO COOPER
- NOVA 27
- DES. COOPER Nº 2.201.118.71.1.42V/3
- DES. COOPER Nº 2.201.128.71.1.42V/3
- DES. COOPER Nº 2.201.128.71.1.42V/3
- 0001
- RELIÇÃO COOPER
- CONTROLE F1
- DES. COOPER Nº 2.201.118.71.1.42V/3
- DES. COOPER Nº 2.201.118.71.1.42V/3
- DES. COOPER Nº 2.201.118.71.1.42V/3

ALIBRA
CONECTIVO
Mód. 791

TELECOMUNICAÇÃO
Mód. 791

COOPER
NOVA 27
Mód. 791

RELIÇÃO DE CARGA
609F 791
609F AL N 23kV
609F AT 5091 RT 4F - 791

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14

OBS.: O RELIÇÃO POSSUI SENSOR INTERNO DE TEMPERA NO LADO DA FONTE

REV.	DATA	PROJ.	MARCELO K.
A	06/06	COLAR	
B	05/06	COLAR	
		COLAR	
		DES.	

Rio Grande Energia

SE CAMPO NOVO
ESQUEMAS ELÉTRICOS 23 kV - AL 201
UNIDADE DE MEDIÇÃO E PROTEÇÃO

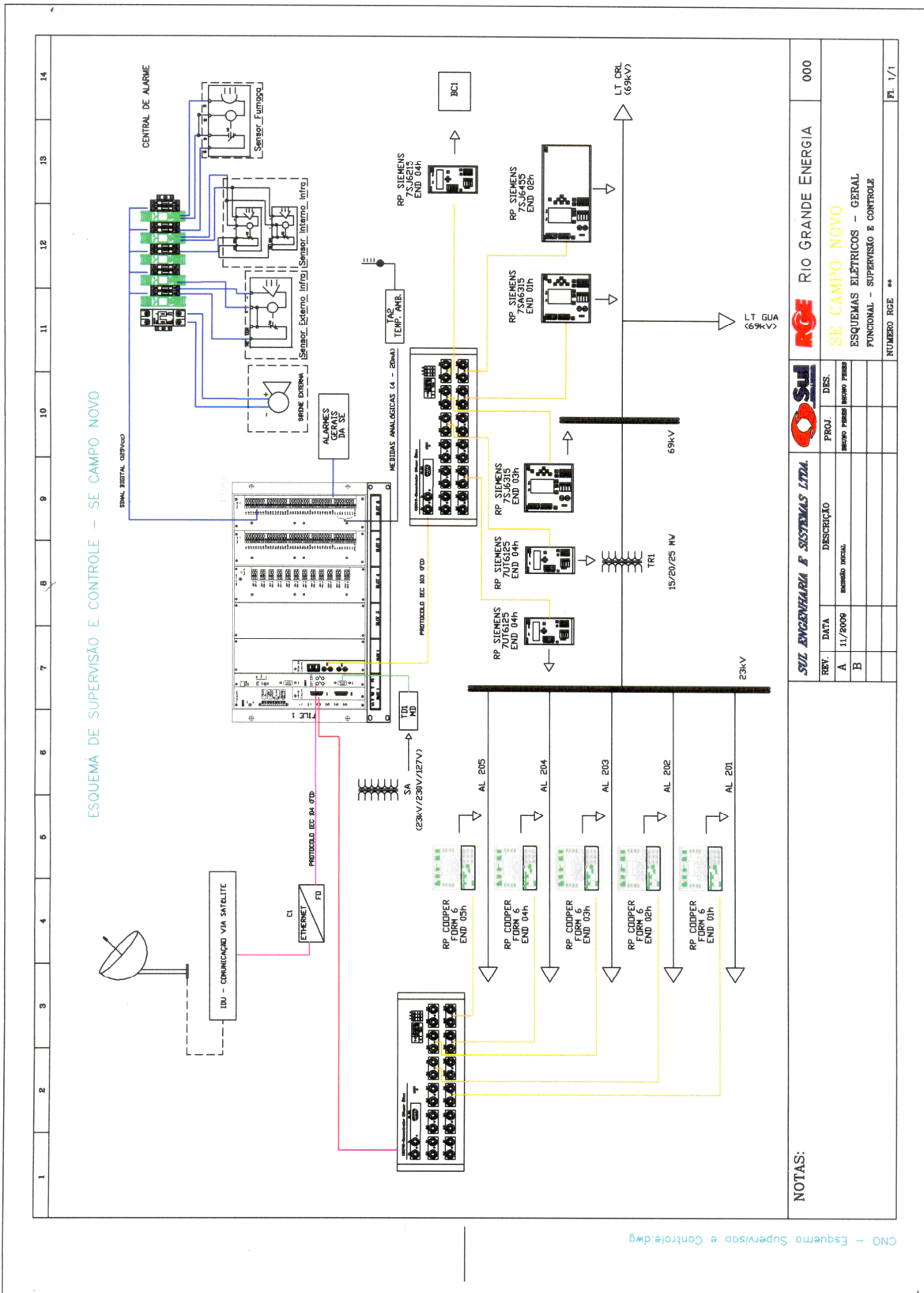
6.2.1

7/ 1/1

ANEXO B:

Esquemático geral de supervisão e controle.


ANEXO B: ESQUEMÁTICO GERAL DE SUPERVISÃO E CONTROLE



ANEXO C:

Esquemas de conexões da UTR.

ANEXO C: ESQUEMAS DE CONEXÕES DA UTR

						
RIO GRANDE ENERGIA S/A						
Esquema de conexões da UTR						
SE: CAMPO NOVO			SIGLA: CNO		END: 42	
GERAL						
1. Distribuição dos cartões:						
SLOT/FILE 1						
	1A	PS-1	(**) - PROTOCOLO DNP3.0			
	1B	V.28 (**)	(***) - PROTOCOLO IEC-104 (MOXA):			
	1C	CPU (**)	- IP Gateway: 10.68.88.1			
	2	DCB-OPT(****)	- IP UTR: 10.68.88.5			
	3		- Porta: 2404			
	4	TDO-1	- Port			
	5	ADI-2	- Hard/Firmw: P3/155PMR9			
	6	ADI-1	(***) - PROTOCOLO IEC-103			
2. Medições com transdutores digitais						
	TD	Equipamento	Comunic:	RT TP:	RT TC:	Medições:
	1	CIBER CVM-NRG96	MB - End.1	1:1		3V,3I,VAR,W,Wh
	2					
	3					
	4					
3. Medições com transdutores analógicos						
	TA	Equipamento	Entrada:	Scaling(ohms):	Saída(mA):	Medições:
	1	SA - RHT (NOVUS)	PT100	100	4 - 20	Temperatura Ambiente
	2	TRANSD.CC (KRON)	0 - 150 VCC	100	4 - 20	Tensão Baterias
4. Relés de proteção						
	Módulo	Relé	Nº cabo ótico	Ender.	Observações	
	LT CRL	7SA6315-5BB32-0DQ4	-	1	PROTOCOLO IEC-103	
	LT CRL	7SJ645-5EB32-3FG7	-	2	PROTOCOLO IEC-103	
	TR1/AT	7SJ6325-5EB32-3FC3	-	3	PROTOCOLO IEC-103	
	TR1/DIF	7UT6125-5EB32-1AA0	-	4	PROTOCOLO IEC-103	
	TR1/BT	7SJ6215-5EB32-3FE1	-	5	PROTOCOLO IEC-103	
	BC1	7SJ6215-5EB32-3FE1	-	6	PROTOCOLO IEC-103	
	AL201	F6 (COOPER)	-	1	PROTOCOLO DNP3.0	
	AL202	F6 (COOPER)	-	2	PROTOCOLO DNP3.0	
	AL203	F6 (COOPER)	-	3	PROTOCOLO DNP3.0	
	AL204	F6 (COOPER)	-	4	PROTOCOLO DNP3.0	
	AL205	F6 (COOPER)	-	5	PROTOCOLO DNP3.0	
5. Central de Alarme						
	Calc.	Descrição do ponto	IEC-104	Observ.:		
	1	CMD_ALARME	1536	Telecomando Armar/Desarmar Central de Alarme		
	1	CA_INV_INT	686	Alarme de Invasão Interna		
	1	CA_INV_EXT	687	Alarme de Invasão Externa		
	1	CA_ARMADA	688	Estado da Central de Alarme		
	1	CA_SENSOR_FORA	689	Alarme de Sensor interrompido		
	1	CA_SENSOR_FUMACA	690	Alarme do Sensor de Fumaça		

ANEXO D:

Pontos de supervisão e controle da UTR.

ANEXO D: PONTOS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DA UTR

FILE.SLOT:	1.4	UNIDADE TERMINAL REMOTA		CARTÃO:	TDO-1	SUBESTAÇÃO				
BORNE	MÓDULO	DESCRIÇÃO	IDENT.	NÚMERO	TERM	IDENT.	PAINEL / CI	RT	BRN	IEC-104
DO1-1	TR1	VF1 - LIGAR/DESLIGAR				S14-DO1-1				1534
DO1-2	TR1	VF1 - LIGAR/DESLIGAR				S14-DO1-2				
DO2-1	TR1	VF12 - LIGAR/DESLIGAR				S14-DO2-1				1535
DO2-2	TR1	VF12 - LIGAR/DESLIGAR				S14-DO2-2				
DO3-1						S14-DO3-1				
DO3-2						S14-DO3-2				
DO4-1						S14-DO4-1				
DO4-2						S14-DO4-2				
DO5-1						S14-DO5-1				
DO5-2						S14-DO5-2				
DO6-1						S14-DO6-1				
DO6-2						S14-DO6-2				
DO7-1						S14-DO7-1				
DO7-2						S14-DO7-2				
DO8-1						S14-DO8-1				
DO8-2						S14-DO8-2				
DO9-1						S14-DO9-1				
DO9-2						S14-DO9-2				
DO10-1						S14-DO10-1				
DO10-2						S14-DO10-2				
DO11-1						S14-DO11-1				
DO11-2						S14-DO11-2				
DO12-1	CA	COMANDOS_SIRENE				S14-DO12-1				-
DO12-2	CA	COMANDOS_SIRENE				S14-DO12-2				

FILE.SLOT:		1.5		CARTÃO:	ADI-1						
UNIDADE TERMINAL REMOTA				CABO		SUBESTAÇÃO					
BORNE	MÓDULO	DESCRIÇÃO	IDENT.	NÚMERO	TERM	IDENT.	PAINEL / CI	RT	BRN	IEC-104	
1D1	TR1	TAP_POS01				S15-1D1				1377	
1D2	TR1	TAP_POS02				S15-1D2				-	
1D3	TR1	TAP_POS03				S15-1D3				-	
1D4	TR1	TAP_POS04				S15-1D4				-	
1D5	TR1	TAP_POS05				S15-1D5				-	
1D6	TR1	TAP_POS06				S15-1D6				-	
1D7	TR1	TAP_POS07				S15-1D7				-	
1D8	TR1	TAP_POS08				S15-1D8				-	
1COM		COMUM (-) CC CONTATOS				S15-1COM					
2D1	TR1	TAP_POS09				S15-2D1				-	
2D2	TR1	TAP_POS10				S15-2D2				-	
2D3	TR1	TAP_POS11				S15-2D3				-	
2D4	TR1	TAP_POS12				S15-2D4				-	
2D5	TR1	TAP_POS13				S15-2D5				-	
2D6	TR1	TAP_POS14				S15-2D6				-	
2D7	TR1	TAP_POS15				S15-2D7				-	
2D8	TR1	TAP_POS16				S15-2D8				-	
2COM		COMUM (-) CC CONTATOS				S15-2COM					
3D1	TR1	TAP_POS17				S15-3D1				-	
3D2						S15-3D2					
3D3						S15-3D3					
3D4						S15-3D4					
3D5						S15-3D5					
3D6						S15-3D6					
3D7						S15-3D7					
3D8						S15-3D8					
3COM		COMUM (-) CC CONTATOS				S15-3COM					
4D1	SA	FALHA RETIFICADOR				S15-4D1				680	
4D2	SA	FUGA À TERRA				S15-4D2				681	
4D3						S15-4D3					
4D4						S15-4D4					
4D5						S15-4D5					
4D6						S15-4D6					
4D7						S15-4D7					
4D8						S15-4D8					
4COM		COMUM (-) CC CONTATOS				S15-4COM					
A1+	LT CRL	TENSÃO LINHA 69KV (+ transd)				S15-A1+				1328	
A1-	LT CRL	TENSÃO LINHA 69KV (- transd)				S15-A1-					
A2+						S15-A2+					
A2-						S15-A2-					
A3+						S15-A3+					
A3-						S15-A3-					
A4+						S15-A4+					
A4-						S15-A4-					
SHIELD						S15-SHIELD					

FILE.SLOT:	1.6	CARTÃO:		ADI-2						
UNIDADE TERMINAL REMOTA				CABO		SUBESTAÇÃO				
BORNE	MÓDULO	DESCRIÇÃO	IDENT.	NÚMERO	TERM	IDENT.	PAINEL / CI	RT	BRN	IEC-104
1D1	LT CRL	DEFEITO RELÉ 02F1				S16-1D1				437
1D2	LT CRL	DEFEITO RELÉ 02F2				S16-1D2				488
1D3	AL201	DEFEITO RELÉ 06F1				S16-1D3				585
1D4	AL202	DEFEITO RELÉ 07F1				S16-1D4				608
1D5	AL203	DEFEITO RELÉ 08F1				S16-1D5				631
1D6	AL204	DEFEITO RELÉ 09F1				S16-1D6				654
1D7	AL205	DEFEITO RELÉ 10F1				S16-1D7				677
1D8	BC1	DEFEITO RELÉ 02F2				S16-1D8				562
1COM		COMUM (-) CC CONTATOS				S16-1COM				
2D1	TR1/AT	DEFEITO RELÉ 03F1				S16-2D1				516
2D2	TR1/DIF	DEFEITO RELÉ 03F2				S16-2D2				525
2D3	TR1/BT	DEFEITO RELÉ 03F3				S16-2D3				543
2D4						S16-2D4				
2D5						S16-2D5				
2D6						S16-2D6				
2D7						S16-2D7				
2D8						S16-2D8				
2COM		COMUM (-) CC CONTATOS				S16-2COM				
3D1	TR1	VF1 - LIGADA				S16-3D1				682
3D2	TR1	VF12 - LIGADA				S16-3D2				683
3D3	TR1	VF1 - DEFEITO				S16-3D3				684
3D4	TR1	VF12 - DEFEITO				S16-3D4				685
3D5						S16-3D5				
3D6						S16-3D6				
3D7						S16-3D7				
3D8						S16-3D8				
3COM		COMUM (-) CC CONTATOS				S16-3COM				
4D1						S16-4D1				
4D2						S16-4D2				
4D3						S16-4D3				
4D4						S16-4D4				
4D5	CA	COMANDO LOCAL				S16-4D5				-
4D6	CA	SENSOR INVASÃO INTERNA				S16-4D6				-
4D7	CA	SENSOR INVASÃO EXTERNA				S16-4D7				-
4D8	CA	SENSOR FUMAÇA				S16-4D8				690
4COM		COMUM (-) CC CONTATOS				S16-4COM				
A1+	TR1	TEMP.ENROLAM.AT (+transd) *				S16-A1+				1369
A1-	TR1	TEMP.ENROLAM.AT (-transd.)				S16-A1-				
A2+	TR1	TEMP.ÓLEO (+transd) *				S16-A2+				1370
A2-	TR1	TEMP.ÓLEO.AT (-transd.)				S16-A2-				
A3+	SA	TEMP.AMBIENTE (+transd.)				S16-A3+				1371
A3-	SA	TEMP.AMBIENTE (-transd.)				S16-A3-				
A4+	SA	TENSÃO VCC BATERIAS (+transd.)				S16-A4+				1372
A4-	SA	TENSÃO VCC BATERIAS (-transd.)				S16-A4-				
SHIELD						S16-SHIELD				

ANEXO E:

Pontos de supervisão e controle dos relés digitais.

ANEXO E: PONTOS DE SUPERVISÃO E CONTROLE DOS RELÉS DIGITAIS

RELE PRINCIPAL		RELE		IEC 60870-5-103		IEC-104		OBSERVAÇÃO	
EQUIPAMENTO	MÓDULO	DESCRIÇÃO DO PONTO	Entrada	LED	Binária	Tipo	Inf N.		Numero
	Medição								
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Tensão Fase B da Barra de 69KV				AI Val	134 124 9/5	1300	LT CRL_TENSAO_B69KV = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_TENSAO_FB (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Corrente Fase A				AI Val	134 124 9/1	1301	LT CRL_CORRENTE_FA = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_CORRENTE_FA (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Corrente Fase B				AI Val	134 124 9/2	1302	LT CRL_CORRENTE_FB = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_CORRENTE_FB (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Corrente Fase C				AI Val	134 124 9/3	1303	LT CRL_CORRENTE_FC = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_CORRENTE_FC (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Potência Ativa				AI Val	134 124 9/7	1304	LT CRL_POT_ATIVA = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_POT_ATIVA (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Potência Reativa				AI Val	134 124 9/8	1305	LT CRL_POT_REATIVA = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_POT_REATIVA (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Defeito na Linha (km)				AI Val	151 19 4	1306	LT CRL_DIST_DEFEITO = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_DIST_LDF (Calc2)
	Controle								
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Disjuntor 52-1 (02Q0) - Abrir/Fechar	1/2			Command	240 160 20	1500	LT CRL_TELECOM_DJ = LT CRL_P_ e LT CRL_R_COMANDOS_DJ (Calc3)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	79 - Incluir/Excluir				Command	240 169 20	1501	LT CRL_TELECOM_79 = LT CRL_P_ e LT CRL_R_COMANDOS_79 (Calc3)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	86FD/AT - Reset				Command	240 171 20	1502	LT CRL_TELECOM_86FD69 = LT CRL_P_ e LT CRL_R_COMANDOS_86FD69 (Calc3)
	Sinalização								
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Disjuntor 52-01 (02Q0) - Aberto / Fechado	1/2			DISOE2	240 160 1	100	LT CRL_ESTADOS_DJ = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_ESTADOS_DJ (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Seccionadora 29-02 (02Q1) - Aberta/Fechada	8/9			DISOE2	240 161 1	101	LT CRL_ESTADOS_SECC0201 = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_ESTADOS_SECC0201 (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Seccionadora 29-06 (02Q3) - Aberta/Fechada	10/11			DISOE2	240 163 1	102	LT CRL_ESTADOS_SECC0203 = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_ESTADOS_SECC0203 (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Disj. 52-01 (02Q0) - Chave 43TC Excluída				DVal	101 85 1	400	LT CRL_43TC_EXCLUIDA = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_43TC_EXCLUIDA (Calc3)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Disj. 52-01 (02Q0) - Mola Descarregada	3	11		DI Val	240 196 1	401	LT CRL_MOLA_DESC = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_MOLA_DESC (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Disj. 52-01 (02Q0) - Chave Local/Remoto - Pos. Local	4			DI Val	240 192 1	402	LT CRL_43LR_POS_LOCAL = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_43LR_POS_LOCAL (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Disj. 52-01 (02Q0) - Falta VCC Comando	5			DI Val	240 195 1	403	LT CRL_FALTA_VCC_COMANDO = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_FALTA_VCC_COMANDO (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Disj. 52-01 (02Q0) - Supervisão Bobina Abertura	7	9		DI Val	170 56 1	405	LT CRL_CIRC_TRIP_FALHADO = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_CIRC_TRIP_FALHADO (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Reserva	12					406	Reserva
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Reserva	13					407	Reserva
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Secc 29-02/29-06 (2Q1/2Q3) - Operação Indevida (OIS)	14			DVal	240 198 1	408	LT CRL_OPER_INDEV_SECC = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_OPER_INDEV_SECC (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Reserva	15					-	Reserva
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Reserva	16					-	Reserva
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Reserva	17					-	Reserva
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Reserva	18					-	Reserva
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Reserva	19					-	Reserva
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	86FD AT - Atuado	20			DVal	240 172 1	409	LT CRL_86FD69_ATUADO = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_86FD69_ATUADO (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	79 - Atuado (Relé Principal)			2	AutoDi	160 128 1	410	LT CRL_P_79_DISPARGO
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	79 - Excluído				DVal	40 81 1	411	LT CRL_79_EXCLUIDO = LT CRL_P_ ou R_79_EXCLUIDO (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	79 - Religamento Sucedido (Relé Principal)				AutoDi	40 162 1	412	LT CRL_P_79_SUCEDIDO
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	79 - Bloqueado (Relé Principal)				DVal	40 83 1	413	LT CRL_P_79_BLOQUEADO
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	25 - Excluído				DVal	41 31 1	404	LT CRL_25_EXCLUIDO (IDF)
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	25 - Falha Operação Sincronismo (Relé Principal)				AutoDi	41 35 1	414	LT CRL_P_25_FALHA_SINCRO
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	50BF - Atuado (Relé Principal)	8	3		Auto Fault	160 85 2	415	LT CRL_P_50BF_ATUADO



Relés Siemens - SE CAMPO NOVO



Relés Siemens - SE CAMPO NOVO

EQUIPAMENTO		MÓDULO	DESCRIÇÃO DO PONTO	RELÉ		IEC 60870-5-103					IEC-104	OBSERVAÇÃO
Entrada	LED	Saída	Bnária	Tipo	Inf N.	Asdu	Numero					
Sinalização												
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 50BF - Atuado (Relé Principal)		8	3	Auto Fault	160	85	2	415	LT CRL_P_50BF_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 21 Fase A - Atuado		5		Fault Di	28	206	2	416	LT CRL_P_21FA_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 21 Fase B - Atuado		6		Fault Di	28	207	2	417	LT CRL_P_21FB_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 21 Fase C - Atuado		7		Fault Di	28	208	2	418	LT CRL_P_21FC_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 21 N - Atuado		8		Fault Di	28	212	2	419	LT CRL_P_21N_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 21 Tripolar Zona 1 Monofásico - Atuado				Auto Fault	28	224	2	420	LT CRL_P_21Z1MSF_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 21 Tripolar Zona 1 Multifásico - Atuado				Auto Fault	28	225	2	421	LT CRL_P_21Z1MF_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 21 Tripolar Zona 2 - Atuado				Auto Fault	28	217	2	422	LT CRL_P_21Z2_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 21 Tripolar Zona 3 - Atuado				Auto Fault	28	218	2	423	LT CRL_P_21Z3_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 21 Tripolar Zona 4 - Atuado				Auto Fault	28	209	2	424	LT CRL_P_21Z4_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 50ABC/50N - Estágio 1 - Atuado (Relé Principal)		1	2	Auto Fault	64	121	2	425	LT CRL_P_50F_50N_1_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 50ABC/50N - Estágio 2 - Atuado (Relé Principal)		1	2	Auto Fault	64	122	2	426	LT CRL_P_50F_50N_2_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		Reserva		2	2	Auto Fault	166	66	2	427	Reserva	
7SA63 (End.: 01)		Reserva		2	2	Auto Fault	166	67	2	428	Reserva	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 50/51 Fase A - Atuado (Relé Principal)				Fault Di	60	54	2	429	LT CRL_P_50FA_51FA_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 50/51 Fase B - Atuado (Relé Principal)				Fault Di	60	55	2	430	LT CRL_P_50FB_51FB_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 50/51 Fase C - Atuado (Relé Principal)				Fault Di	60	56	2	431	LT CRL_P_50FC_51FC_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 51ABC/51N - Atuado (Relé Principal)		3	2	AutoFault	64	123	2	432	LT CRL_P_51F_51N_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		LT CRL - 69 KV 50/51 ABC - Atuado (Relé Principal)		4	2	AutoFault	64	115	2	433	LT CRL_P_50F_51F_ATUADO	
7SA63 (End.: 01)		Falta Tensão LT - Alarme				Dival	240	204	1	434	LT CRL_FALTA_TENSAO_LT = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_FALTA_TENSAO_LT (IDF)	
7SA63 (End.: 01)		Localizador Defeito - Atuado (Relé Principal)				Dival	151	7	1	435	LT CRL_LDF_DISPARGO = LT CRL_P_ ou LT CRL_R_LDF_DISPARGO (Caic2)	
7SA63 (End.: 01)		Saude Comunicação com Relé Principal								436	LT CRL_P_SAUDE_COMUNIC	
7SA63 (End.: 01)		Defeito com Relé Principal								437	LT CRL_P_DEFEITO_RELE	



Relés Siemens - SE CAMPO NOVO

RELE ALTERNADO		RELE		IEC 60870-5-103			IEC-104	OBSERVAÇÃO			
EQUIPAMENTO	MÓDULO	DESCRIÇÃO DO PONTO	Entrada Bnária	LED	Saída Bnária	Tipo Ponto	Type		Inf N.	Asdu	Número
	Medição										
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Tensão Fase B da Barra de 69kV				AI Val	134	137	9/6	-	LT CRL_R_TENSAO_FB
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Corrente Fase A				AI Val	134	137	9/1	-	LT CRL_R_CORRENTE_FA
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Corrente Fase B				AI Val	134	137	9/2	-	LT CRL_R_CORRENTE_FB
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Corrente Fase C				AI Val	134	137	9/3	-	LT CRL_R_CORRENTE_FC
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Potência Ativa				AI Val	134	137	9/11	-	LT CRL_R_POT_ATIVA
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Potência Reativa				AI Val	134	137	9/12	-	LT CRL_R_POT_REATIVA
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Defeito na Linha (km)				AI Val	151	19	4	-	LT CRL_R_DIST_LDF
	Controle										
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Disjuntor 52-01 (02Q0) - Abrir/Fechar			1/2	Command	240	160	20	-	LT CRL_R_COMANDOS_DJ
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	79 - Incluir/Excluir				Command	240	169	20	-	LT CRL_R_COMANDOS_79
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	86FD/AT - Reset			5	Command	240	171	20	-	LT CRL_R_COMANDO_86FD69
	Sinalização										
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Dj.52-01 (02Q0) - Aberto / Fechado	1 / 2			DI SOE x2	240	160	1	-	LT CRL_R_ESTADOS_DJ
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Seccion. 29-02 (02Q1) - Aberto/Fechado	8/9			DI SOE x2	240	161	1	-	LT CRL_R_ESTADOS_SECC02Q1
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Seccion. 29-06 (02Q3) - Aberto/Fechado	10/11			DI SOE x2	240	163	1	-	LT CRL_R_ESTADOS_SECC02Q3
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Dj.52-01 (02Q0) - Chave 43TC Excluída				DIVal	101	85	1	-	LT CRL_R_43TC_EXCLUIDA
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Dj.52-01 (02Q0) - Mola Descarregada	3			DIVal	240	196	1	-	LT CRL_R_MOLA_DESC
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Disj. 52-01 (02Q0) - Chave Local/Remoto - Pos. Local	4			DI Val	240	192	1	-	LT CRL_R_43LR_POS_LOCAL
7SA63 (End.: 01)	LT CRL - 69 KV	Disj. 52-01 (02Q0) - Falta VCC Comando	5			DI Val	240	195	1	-	LT CRL_R_FALTA_VCC_COMANDO
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Dj.52-01 (02Q0) - Supervisão Bobina Abertura	7			DIVal	170	56	1	-	LT CRL_R_CIRC_TRIP_FALHADO
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	4							438	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	5							439	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	6							440	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	12							441	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	13							442	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Secc. 29-02/29-46 (02Q1/3) - Operação Indevida (OIS)	14			DIVal	240	198	1	-	LT CRL_R_OPER_INDEV_SECC
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	15							444	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	16							445	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	17							446	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	18							447	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	19							448	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	86FD/AT - Atuado	20			DIVal	240	172	1	-	LT CRL_R_86FD69_ATUADO
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	21							450	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	22							451	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	23							452	Reserva
7S.64 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva	24							453	Reserva

EQUIPAMENTO		MÓDULO	DESCRIÇÃO DO PONTO	RELÉ			IEC 60870-5-103			IEC-104	OBSERVAÇÃO		
RELÉ ALTERNADO				Entrada	LED	Saída	Binária	Binária	Inf N.	Asdu	Numero		
		Sinalização											
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva		25							454	Reserva	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva		26							455	Reserva	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva		27							456	Reserva	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva		28							457	Reserva	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva		29							458	Reserva	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva		30							459	Reserva	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva		31							460	Reserva	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva		32							461	Reserva	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Reserva		33							462	Reserva	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	79 - Atuado (Relé Alternado)			2				160	1	463	LT CRL_R_79_DISPARO	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	79 - Excluído							40	1	-	LT CRL_R_79_EXCLUIDO	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	79 - Sucedido (Relé Alternado)							40	162	465	LT CRL_R_79_SUCEDIDO	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	79 - Bloqueado (Relé Alternado)							40	163	2	466	LT CRL_R_79_BLOQUEADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	25 - Excluído							41	36	1	467	LT CRL_25_EXCLUIDO (IDF)
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	25 - Falha Operação Sincronismo (Relé Alternado)							41	205	1	467	LT CRL_R_25_FALHA_SINCRO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	50BF - Atuado (Relé Alternado)		8	4				160	85	2	468	LT CRL_R_50BF_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	67 ABC - Estágio 1 - Atuado			1				63	25	2	469	LT CRL_R_67F_1_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	67 ABC - Estágio 2 - Atuado			1				63	72	2	470	LT CRL_R_67F_2_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	67 ABC Temporizado (TOC) - Atuado			1				63	35	2	471	LT CRL_R_67F_TOC_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	67 N - Estágio 1 - Atuado			1				63	43	2	472	LT CRL_R_67N_1_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	67 N - Estágio 2 - Atuado			1				63	64	2	473	LT CRL_R_67N_2_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	67 N Temporizado (TOC) - Atuado			1				63	46	2	474	LT CRL_R_67N_TOC_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	67 Fase A - Atuado							63	75	2	475	LT CRL_R_67_FA_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	67 Fase B - Atuado							63	76	2	476	LT CRL_R_67_FB_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	67 Fase C - Atuado							63	77	2	477	LT CRL_R_67_FC_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	50 ABC - Estágio 1 - Atuado (Relé Alternado)		1	1				160	90	2	478	LT CRL_R_50F_1_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	50 ABC - Estágio 2 - Atuado (Relé Alternado)		1	1				160	91	2	479	LT CRL_R_50F_2_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	50 N - Estágio 1 - Atuado (Relé Alternado)		2	1				160	92	2	480	LT CRL_R_50N_1_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	50 N - Estágio 2 - Atuado (Relé Alternado)		2	1				160	93	2	481	LT CRL_R_50N_2_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	50/51 Fase A - Atuado (Relé Alternado)							60	54	2	482	LT CRL_R_50FA_51FA_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	50/51 Fase B - Atuado (Relé Alternado)							60	55	2	483	LT CRL_R_50FB_51FB_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	50/51 Fase C - Atuado (Relé Alternado)							60	56	2	484	LT CRL_R_50FC_51FC_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	51 ABC - Atuado (Relé Alternado)		3	1				60	58	2	485	LT CRL_R_51F_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	51 N - Atuado (Relé Alternado)		4	1				60	66	2	486	LT CRL_R_51N_ATUADO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Falha Tensão LT - Alarme							240	204	1	-	LT CRL_R_FALTA_TENSAO_LT
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Localizador Defeito - Atuado							151	7	1	-	LT CRL_R_LDF_DISPARO
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Saude Comunicação com Relé Alternado									487	LT CRL_R_SAUDE_COMUNIC	
7S164 (End.: 02)	LT CRL - 69 KV	Defeito com Relé Alternado									488	LT CRL_R_DEFEITO_RELE	

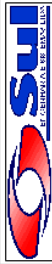


Relés Siemens - SE CAMPO NOVO



Relés Siemens - SE CAMPO NOVO

EQUIPAMENTO	MÓDULO	PONTO	RELÉ			IEC 60870-5-103			IEC-104	OBSERVAÇÃO	
			Entrada	LED	Saída	Ponto	Type	Inf N.			Asdu
	Medição										
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Tensão Fase B da Barra de 69kV				AI Val	134	137	9/6	1307	TR1AT_TENSAO_FB
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Corrente Fase A				AI Val	134	137	9/1	1308	TR1AT_CORRENTE_FA
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Corrente Fase B				AI Val	134	137	9/2	1309	TR1AT_CORRENTE_FB
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Corrente Fase C				AI Val	134	137	9/3	1310	TR1AT_CORRENTE_FC
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Potência Ativa				AI Val	134	137	9/11	1311	TR1AT_POT_ATIVA
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Potência Reativa				AI Val	134	137	9/12	1312	TR1AT_POT_REATIVA
	Controle										
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Disjuntor 52-03 (03Q0) - Aberto/Fechado				Command	240	160	20	1503	TR1AT_COMANDOS_DJ
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Relé 90 - Excluir/Incluir				Command	240	169	20	1504	TR1AT_COMANDOS_R90
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	TAP - Aumentar/Diminuir				Command	240	170	20	1505	TR1AT_COMANDOS_TAP
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	DI_52-03 (03Q0) - Aberto / Fechado	1/2			DISOE2	240	160	1	103	TR1AT_ESTADOS_DJ
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Section_29-14 (03Q1) - Aberto/Fechado	8/9			DISOE2	240	161	1	104	TR1AT_ESTADOS_2914
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Section_29-16 (03Q2) - Aberto/Fechado	10/11			DISOE2	240	162	1	105	TR1AT_ESTADOS_2916
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Section_29-18 (03Q3) - Aberto/Fechado	12/13			DISOE2	240	163	1	106	TR1AT_ESTADOS_2918
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Disj_52-03 (03Q0) - Mola Descarregada	3			DI Val	240	191	1	489	TR1AT_MOLA_DESC
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Disj_52-03 (03Q0) - Falta VCC Comando	5			DI Val	240	193	1	490	TR1AT_FALTA_VCC_COMANDO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	43TC - Excluída				DI Val	101	85	1	491	TR1AT_43TC_EXCLUIDA
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	86FD - Atuado	6							492	Reserva (Para Intertravamento)
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	DJ - Superv.Circuito TRIP - Alarme	7			DI Val	170	56	1	493	TR1AT_CIRC_TRIP_FALHADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	7117/1C - Nivel Óleo Mínimo	14			DI Val	240	194	1	494	TR1AT_7117_71C_NMIN_ALARME
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	7117/7C - Nivel Óleo Máximo	15			DI Val	240	195	1	495	TR1AT_7117_71C_NMAX_ALARME
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	49AT - Alarme	16			DI Val	240	196	1	496	TR1AT_49AT_ALARME
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	49AT - Desligamento	17			DI Val	240	197	1	497	TR1AT_49AT_DESLIGAMENTO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Reserva	18							498	Reserva
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Relé 90 - Excluído	19			DI Val	240	170	1	499	TR1AT_R90_EXCLUIDO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Oper.Indevida Seccionadoras	20			DI Val	240	198	1	500	TR1AT_OP_IND_SECC
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	26T - Alarme	21			DI Val	240	200	1	501	TR1AT_26T_ALARME
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	26T - Desligamento	22			DI Val	240	201	1	502	TR1AT_26T_DESLIGAMENTO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Tensão B23kV - Bloqueio	23			DI Val	240	202	1	503	TR1AT_BLOQ_TENSAO_B23
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	86T - Atuado	24							504	TR1AT_86T_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	50BF - Atuado	8	3		Auto Fault	160	85	2	505	TR1AT_50BF_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	50 ABC - Estágio 1 - Atuado	1	2		Auto Fault	160	90	2	506	TR1AT_50ABC_1_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	50 ABC - Estágio 2 - Atuado	1	2		Auto Fault	160	91	2	507	TR1AT_50ABC_2_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	50 N - Estágio 1 - Atuado	2	2		Auto Fault	160	92	2	508	TR1AT_50N_1_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	50 N - Estágio 2 - Atuado	2	2		Auto Fault	160	93	2	509	TR1AT_50N_2_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	50/51 Fase A - Atuado				Fault DI	60	54	2	510	TR1AT_50FA_51FA_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	50/51 Fase B - Atuado				Fault DI	60	55	2	511	TR1AT_50FB_51FB_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	50/51 Fase C - Atuado				Fault DI	60	56	2	512	TR1AT_50FC_51FC_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	51 ABC - Atuado	3	2		Fault DI	60	58	2	513	TR1AT_51ABC_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	51 N - Atuado	4	2		Fault DI	60	56	2	514	TR1AT_51N_ATUADO
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Saúde Comunicação								515	TR1AT_SAUDE_COMUNIC
7SJ63 (End.: 03)	TR1/AT - 69 KV	Defeito Relé								516	TR1AT_DEFEITO_RELE



Relés Siemens - SE CAMPO NOVO

EQUIPAMENTO	MÓDULO	PONTO	RELÉ			IEC 60870-5-103						OBSERVAÇÃO		
			Entrada Binaría	LED	Interno	Saida Binaría	Tipo Ponto	Type	Inf N.	Asdu	IEC 104 Número			
	Medição													
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Tensão Fase B da Barra 23KV			X				AiVal	134	137	9/6	1313	TR1BT_TENSAO_FB
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Corrente Fase A			X				AiVal	134	137	9/1	1314	TR1BT_CORRENTE_FA
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Corrente Fase B			X				AiVal	134	137	9/2	1315	TR1BT_CORRENTE_FB
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Corrente Fase C			X				AiVal	134	137	9/3	1316	TR1BT_CORRENTE_FC
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Potência Ativa			X				AiVal	134	137	9/11	1317	TR1BT_POT_ATIVA
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Potência Reativa			X				AiVal	134	137	9/12	1318	TR1BT_POT_REATIVA
	Controle													
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Secc. 89-20 (03Q4) - Abrr / Fechar						1/2	DISOEx2	240	160	20	1506	TR1BT_COMANDOS_SECC8920
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	86FD/BT - Reset						1/2	Command	240	172	20	1507	TR1BT_COMANDO_86FD
	Sinalização													
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Secc. 89-20 (03Q4) - Aberto / Fechado	1/2						DISOEx2	240	160	1	107	TR1BT_SECC8920_ESTADOS
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Secc. 89-20 (03Q4) - Chave Local/Remoto - Pos. Local	8						DIVal	240	189	1	527	TR1BT_43LR_POS_LOCAL
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Secc. 89-20 (03Q4) - Falta VCC Comando/Motor	5						DIVal	240	190	1	528	TR1BT_FALTA_VCC_COM_MOTOR
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Reserva	4										529	Reserva
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Reserva	7										530	Reserva
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	8FD/BT - Atuado	6						DIVal	240	192	1	531	TR1BT_86FD_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	50BF - Atuado			X		3		AF	160	85	2	532	TR1BT_50BF_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	50 ABC - Estágio 1 - Atuado			X				AF	160	90	2	533	TR1BT_50_1_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	50 ABC - Estágio 2 - Atuado			X				AF	160	91	2	534	TR1BT_50_2_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	50 N - Estágio 1 - Atuado			X				AF	160	92	2	535	TR1BT_50N_1_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	50 N - Estágio 2 - Atuado			X				AF	160	93	2	536	TR1BT_50N_2_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	50/51 Fase A - Atuado			X				FDI	60	54	2	537	TR1BT_50FA_51FA_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	50/51 Fase B - Atuado			X				FDI	60	55	2	538	TR1BT_50FB_51FB_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	50/51 Fase C - Atuado			X				FDI	60	56	2	539	TR1BT_50FC_51FC_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	51 ABC - Atuado			X				FDI	60	58	2	540	TR1BT_51ABC_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	51 N - Atuado			X				FDI	60	66	2	541	TR1BT_51N_ATUADO
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Saude Comunicação											542	TR1BT_SAUDE_COMUNIC
7SJ62 (End: 05)	TR1BT - 23 KV	Defeito Relé											543	TR1BT_DEFEITO_RELE



Relés Siemens - SE CAMPO NOVO

EQUIPAMENTO	MÓDULO	PONTO	RELÉ			IEC 60870-5-103					IEC-104		OBSERVAÇÃO	
			Entrada Binária	LED	INTERNO	Saida Binária	Tipo Ponto	Type	Inf N.	Asdu	Numero			
	Medição													
	Controle													
	Sinalização													
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	Prot.Diferencial - Trip geral				3	AF	176	68	2	517		TR1DIF_87_ATUADO	
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	Prot.Diferencial - Trip L1		1			AF	176	86	2	518		TR1DIF_87_FA_ATUADO	
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	Prot.Diferencial - Trip L2		2			AF	176	87	2	519		TR1DIF_87_FB_ATUADO	
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	Prot.Diferencial - Trip L3		3			AF	176	88	2	520		TR1DIF_87_FC_ATUADO	
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	87 - Bloqueado					DVal	75	16	1	526		TR1DIF_87_EXCLUIDO	
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	63T - Desligamento	1	5			DVal	101	10	1	521		TR1DIF_63T_ATUADO	
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	63C Desligamento	2	7			DVal	101	11	1	522		TR1DIF_63C_ATUADO	
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	63T - Alarme	3	4			DVal	101	12	1	523		TR1DIF_63T_ALARME	
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	Saúde Comunicação									524		TR1DIF_SAUDE_COMUNIC	
7UT612 (End.: 04)	TR1 69/23kV	Defeito Relé									525		TR1DIF_DEFEITO_RELE	



Relés Siemens - SE CAMPO NOVO

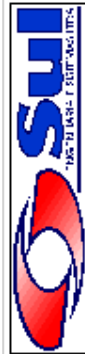
EQUIPAMENTO	MÓDULO	PONTO	RELÉ				IEC 60870-5-103					IEC	OBSERVAÇÃO		
			Entrada Binária	LED	Interno	Saída Binária	Ponto Tipo	Type	Inf N.	Asdu	Numero				
	Medição														
	Controle														
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Disjuntor 52-5 (11Q0) - Abrir / Fechar							1 / 2	DiSOEx2	240	160	20	1508	BC1_COMANDOS_DJ
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Automatismo - Excluir/Incluir			X					DiSOEx2	240	170	20	1509	BC1_COMANDOS_AUTOMAT
	Sinalização														
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Disjuntor 52-5 (11Q0) - Aberto/Fechado	1 / 2	4						DiSOEx2	240	160	1	108	BC1_DJ_ESTADOS
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Automatismo - Excluído		7						DiVal	240	187	1	544	BC1_AUTOMAT_EXCLUIDO
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Automatismo - Ligado	3							DiVal	240	188	1	545	BC1_AUTOMAT_LIGADO
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Reserva	4											546	Reserva
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Reserva	5											547	Reserva
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Reserva	6											548	Reserva
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Reserva	7											549	Reserva
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Reserva	8											550	Reserva
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Fechamento DJ Bloqueado (5 m)		3						DiVal	240	200	1	551	BC1_FECHAM_BLOQUEADO_5M
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Telecomando (43TC) - Excluído		6						DiVal	101	85	1	552	BC1_43TC_EXCLUIDA
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Reserva			X					AF	160	85	2	553	Reserva
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Reserva			X					AF	160	92	2	554	Reserva
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Reserva			X					AF	160	93	2	555	Reserva
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Reserva			X					FDI	60	66	2	556	Reserva
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Atuado 27-1 (Sub-Tensão)		1	X					FDI	74	39	2	557	BC1_27_1_ATUADO
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Atuado 27-2 (Sub-Tensão)		1	X					FDI	74	40	2	558	BC1_27_2_ATUADO
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Atuado 59-1 (Sobre-Tensão)		2	X					FDI	74	70	2	559	BC1_59_1_ATUADO
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Atuado 59-2 (Sobre-Tensão)		2	X					FDI	74	71	2	560	BC1_59_2_ATUADO
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Saúde comunicação												561	BC1_SAUDE_COMUNIC
7SJ62 (End: 06)	BC1 - 23 KV	Defeito Relé												562	BC1_DEFEITO_RELE



Relés COOPER - SE CAMPO NOVO

RELIGADOR COOPER F6 4.0.1		RELÉ										DNP V3.0		IEC 104	OBSERVAÇÃO
EQUIPAMENTO		MÓDULO	Entrada	LED	Interno	Saída	Tipo	Ponto	Relé	Objeto	DNP ID	NUMERO			
		Medição													
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Tensão Fase B		X		Analogico		30	29	1319	AL201_TENSAO_FB			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Corrente Fase A		X		Analogico		30	0	1320	AL201_CORRENTE_FA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Corrente Fase B		X		Analogico		30	1	1321	AL201_CORRENTE_FB			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Corrente Fase C		X		Analogico		30	2	1322	AL201_CORRENTE_FC			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Potência Ativa		X		Analogico		30	25	1323	AL201_POT_ATIVA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Potência Reativa		X		Analogico		30	26	1324	AL201_POT_REATIVA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Tensão Bateria		X		Analogico		30	23	1325	AL201_TENSAO_BATERIAS			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Energia Ativa Instantânea Total		X		Analogico		30	27	1326	AL201_ENERGIA_ATIVA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Localizador de Defeitos - Distância (km)		X		Analogico		30	28	1327	AL201_LOCALIZ_DEFEITO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Tensão Sincronismo		X		Analogico		30	30	1328	AL201_TENSAO_SINCRO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Número de Operações do Religador		X		Contagem		20	5	1700	AL201_NUM_OP_RELIG			
		Controle													
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Disjuntor 52-9 Abrir/Fechar		X		DISOEX2		12	18	1510	AL201_COMANDOS_DJ			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Religador - Excluir/Incluir		X		DISOEX2		12	2	1511	AL201_COMANDOS_79			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	50/51N - Excluir/Incluir		X		DISOEX2		12	3	1512	AL201_COMANDOS_PN			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	26/49 - Excluir/Incluir		X		DISOEX2		12	32	1513	AL201_TELECOM_RC			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Perfil Normal - Ativar/Desativar		X		DISOEX2		12	7	1514	AL201_COMANDOS_PERF0			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Perfil Alternativo - Ativar/Desativar		X		DISOEX2		12	8	1515	AL201_COMANDOS_PERF1			
		Sinalização													
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Disjuntor 52-9 Fechado		X		DISOEX2		1	0	109	AL201_DJ_ESTADOS			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Disjuntor 52-9 Aberto		X		-		1	1	-	-			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	79 - Bloqueado (1)		X		DISOE		1	2	563	AL201_79_BLOQUEADO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	43LR Pos LOCAL (Superv. Bloqueada) (1)		X		DISOE		1	5	564	AL201_43LR_POS_LOCAL			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	79 - Excluído (1)		X		DISOE		1	6	565	AL201_79_EXCLUIDO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	50N/51N - Excluído (1)		X		DISOE		1	7	566	AL201_PN_EXCLUIDA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Perfil Normal - Ativado		X		DISOE		1	11	567	AL201_PERFU_ATIVADO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Perfil Alternativo 1 - Ativado		X		DISOE		1	12	568	AL201_PERF1_ATIVADO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Supervisão Bobina Abertura		X		DISOE		1	62	569	AL201_CIRC_TRIP_FALHADO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Reserva		X		DISOE		1	18	570	Reserva			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Reserva		X		DISOE		1	19	571	Reserva			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Disj. - Falta VCA Aux (1)		X		DISOE		1	21	572	AL201_FALTA_VCA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Dis. - Falta VCC/Normal Baterias(1)		X		DISOE		1	22	573	AL201_FALTA_VCC			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	50/51 Fase A - Atuado		X		DISOE		1	41	574	AL201_50FA_51FA_ATUADA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	50/51 Fase B - Atuado		X		DISOE		1	42	575	AL201_50FB_51FB_ATUADA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	50/51 Fase C - Atuado		X		DISOE		1	43	576	AL201_50FC_51FC_ATUADA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	50N/51N - Atuado		X		DISOE		1	44	577	AL201_50N_51N_ATUADA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Falta Sensitiva à Terra - Atuada		X		DISOE		1	45	578	AL201_SGF_ATUADA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	50BF - Atuado		X		DISOE		1	63	579	AL201_50BF_ATUADO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	43TC - Excluída		X		DISOE		1	64	580	AL201_43TC_EXCLUIDA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	26/49 Rejeição de Carga - Incluída		X		DISOE		1	65	581	AL201_43TE_INCLUIDA			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Atuado 81-1 (Sub/Sobre Frequência)		X		DISOE		1	66	582	AL201_81_1_ATUADO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Atuado 81-2 (Sub/Sobre Frequência)		X		DISOE		1	67	583	AL201_81_2_ATUADO			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Saude Comunicação		X		DISOE		1	67	584	AL201_SAUDE_COMUNIC			
FORM 6 (End 01)		AL201 - 23kV	Defeito Religador F6		X		DISOE		1	67	585	AL201_DEFEITO_RELE			

EQUIPAMENT O		MÓDULO		RELE		DNP V3.0			IEC 104		OBSERVAÇÃO		
RELIGADOR COOPER F6 4.0				Entrada	LED	Interno	Saída	Binária	Relé	Objeto	DNP ID	NUMERO	
				Entrada	LED	Interno	Saída	Binária	Relé	Objeto	DNP ID	NUMERO	
				Entrada	LED	Interno	Saída	Binária	Relé	Objeto	DNP ID	NUMERO	
		Medição											
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Tensão Fase B			X			Analogico	30	29	1359	AL205_TENSAO_FB
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Corrente Fase A			X			Analogico	30	0	1360	AL205_CORRENTE_FA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Corrente Fase B			X			Analogico	30	1	1361	AL205_CORRENTE_FB
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Corrente Fase C			X			Analogico	30	2	1362	AL205_CORRENTE_FC
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Potência Ativa			X			Analogico	30	25	1363	AL205_POT_ATIVA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Potência Reativa			X			Analogico	30	26	1364	AL205_POT_REATIVA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Tensão Bateria			X			Analogico	30	23	1365	AL205_TENSAO_BATERIAS
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Energia Ativa Instantânea Total			X			Analogico	30	27	1366	AL205_ENERGIA_ATIVA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Localizador de Defeitos - Distância (km)			X			Analogico	30	28	1367	AL205_LOCALIZ_DEFEITO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Tensão Sincronismo			X			Analogico	30	30	1368	AL205_TENSAO_SINCRO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Número de Operações de Religador			X			Contagem	20	5	1704	AL205_NUM_OP_RELIG
		Controle											
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Disjuntor 52.4 - Abrir/Fechar			X			DISOE2	12	18	-	AL205_COMANDOS_DU
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Religador - Excluir/Incluir			X			DISOE2	12	2	-	AL205_COMANDOS_79
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	50/51N - Excluir/Incluir			X			DISOE2	12	3	-	AL205_COMANDOS_PN
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	26/49 - Excluir/Incluir			X			DISOE2	12	32	-	AL205_TELECOM_RC
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Perfil Normal - Ativar/Desativar			X			DISOE2	12	7	-	AL205_COMANDOS_PERFO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Perfil Alternativo - Ativar/Desativar			X			DISOE2	12	8	-	AL205_COMANDOS_PERF1
		Sinalização											
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Disjuntor 52.4 Fechado			X			DISOE2	1	0	113	AL205_DU_ESTADOS
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Disjuntor 52.4 Aberto			X			-	1	1	-	-
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	79 - Bloqueado (1)			X			DISOE	1	2	655	AL205_79_BLOQUEADO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	43LR Pos.LOCAL (Superv. Bloqueada) (1)			X			DISOE	1	5	656	AL205_43LR_POS_LOCAL
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	79-Excluído (1)			X			DISOE	1	6	657	AL205_79_EXCLUIDO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	50N/51N - Excluído (1)			X			DISOE	1	7	658	AL205_PN_EXCLUIDA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Perfil Normal - Ativado			X			DISOE	1	11	659	AL205_PERFO_ATIVADO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Perfil Alternativo 1 - Ativado			X			DISOE	1	12	660	AL205_PERF1_ATIVADO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Supensão Bobina Abertura			X			DISOE	1	62	661	AL205_CIRC_TRIP_FALHADO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	25 - Incluído			X			DISOE	1	18	662	AL205_25_INCLUIDO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	25 - Falha Sincronismo			X			DISOE	1	19	663	AL205_25_FALHA_SINCRO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Disj. - Falta VCA Aux (1)			X			DISOE	1	21	664	AL205_FALTA_VCA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Dis - Falta VCC/Anormal Baterias(1)			X			DISOE	1	22	665	AL205_FALTA_VCC
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	50/51 Fase A - Ativado			X			DISOE	1	41	666	AL205_50FA_51FA_ATUADA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	50/51 Fase B - Ativado			X			DISOE	1	42	667	AL205_50FB_51FB_ATUADA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	50/51 Fase C - Ativado			X			DISOE	1	43	668	AL205_50FC_51FC_ATUADA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	50N/51N - Ativado			X			DISOE	1	44	669	AL205_50N_51N_ATUADA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Falta Sensitiva à Terra - Atuada			X			DISOE	1	45	670	AL205_SF_ATUADA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	50BF - Atuada			X			DISOE	1	63	671	AL205_50BF_ATUADO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	43TC - Excluída			X			DISOE	1	64	672	AL205_43TC_EXCLUIDA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	26/49 Rejeição de Carga - Incluída			X			DISOE	1	65	673	AL205_43TE_INCLUIDA
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Atuado 81-1 (Sub/Sobre Frequencia)			X			DISOE	1	66	674	AL205_81_1_ATUADO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Atuado 81-2 (Sub/Sobre Frequencia)			X			DISOE	1	67	675	AL205_81_2_ATUADO
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Saúde Comunicação			X			DISOE	1	67	676	AL205_SAUDE_COMUNIC
FORM 6 (End 05)		AL205 - 23KV	Defeito Religador F6			X			DISOE	1	677	677	AL205_DEFEITO_RELE



SE CAMPO NOVO:		Multimedidor Circutor CVM-NRG96			
Módulo:	SA - AC				
End.MB: 01					
ENTRADA	TIPO	IEC-104	MÓDULO	DESCRIÇÃO	CRITNOME
30003	A	-	SA - AC	CORRENTE A	SA CORRENTE FA
30013	A	-	SA - AC	CORRENTE B	SA CORRENTE FB
30023	A	-	SA - AC	CORRENTE C	SA CORRENTE FC
30011	A	1373	SA - AC	TENSAO B	SA TENSAO FB
30031	A	1374	SA - AC	POTÊNCIA ATIVA TOTAL	SA POT_ATIVA
30007	SOMA IDF	1375	SA - AC	POTÊNCIA REATIVA FA	SA_POT_REATIVA
30017				POTÊNCIA REATIVA FB	
30027				POTÊNCIA REATIVA FC	
30061	A	1376	SA - AC	ENERGIA ATIVA	SA ENERGIA_ATIVA
	D	691	SA - AC	SAUDE COMUNICAÇÃO	SA_MMD_SAUDE_COMUNIC