

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas



AUTOMAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Rennyō Kunizo Nakabayashi

PROJETO DE FORMATURA/2010

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas



PROJETO DE FORMATURA/2010

AUTOMAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

ALUNO: Renny Kunizo Nakabayashi
ORIENTADOR: José Antonio Jardini
COORDENADOR: Lourenço Matakas Junior

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	4
LISTA DE TABELAS.....	5
1. INTRODUÇÃO.....	6
1.1 Evolução.....	6
2. ESCOPO DO PROJETO.....	7
3. A SUBESTAÇÃO.....	8
3.1 Classificação.....	8
3.2 Arranjos.....	9
3.3 A subestação definida para o projeto.....	11
4. PROTEÇÃO.....	12
4.1 Linha de 138 kV.....	12
4.2 Transferência.....	12
4.3 Proteção de Barra.....	13
4.4 Transformador.....	13
4.5 Alimentadores de 13.8kV.....	13
5 ARQUITETURA.....	13
6 LISTA DE PONTOS.....	17
7 FUNÇÕES DE AUTOMAÇÃO.....	19
Monitoração de estado de equipamentos.....	20
Medição.....	20
Monitoramento das proteções.....	20
Telecomando.....	21
Controle de chaveamento (intertravamento).....	21
Alarmes.....	21
8 SISTEMA SCADA.....	22
8.1 SCADA Server e Base de Dados.....	22
8.2 Alarmes.....	28
8.3 Criação de Telas.....	29
9 SIMULADOR.....	33
9.1 Funcionamento.....	35
9.2 Variáveis.....	36
9.3 Envio de dados ao SCADA.....	38
9.4 Controle.....	39
10 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	41
11 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	42
ANEXO I.....	43
ANEXO II.....	47
ANEXO III.....	48
ANEXO IV.....	49
ANEXO V.....	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Barramento Simples	9
Figura 2 - Barra principal e de transferência	10
Figura 3 - Barramento em anel	10
Figura 4 - Barramento duplo com transferência	11
Figura 5 - Funções P530C	15
Figura 6 - Funções P437	15
Figura 7 - Funções P633	16
Figura 8 - Funções P127	17
Figura 9 - Funções e seus requisitos de tempo	20
Figura 10 - SCADA Server overview	23
Figura 12 - Comando de Trip do disjuntor DJ01	25
Figura 14 - Datasource e Datasets	26
Figura 15 - DataItems	27
Figura 16 - Usuários	27
Figura 17 - Configuração de alarme	28
Figura 18 - Prioridade do alarme	28
Figura 19 - Tela de alarmes	28
Figura 20 - FG Display Builder	29
Figura 21 - Simple Display, Unifilar	30
Figura 22 - Tabular Display	30
Figura 23 - Primitivas	31
Figura 24 - Shared GAB	31
Figura 25 - Disjuntor fechado	32
Figura 26 - Disjuntor aberto	32
Figura 27 - Janela de controle	32
Figura 28 - e-terrabrowser	33
Figura 29 - Simulador da subestação	34
Figura 30 - Proteção da linha LT1 transferida	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação de subestações	8
Tabela 2 - Tabela ANSI para funções de proteção	45

1. INTRODUÇÃO

No contexto atual, as empresas ligadas à energia elétrica buscam maior confiabilidade e menores perdas. Como consequência dessa busca e também da diminuição de custos de equipamentos eletrônicos, a automação dos sistemas elétricos de potência está se tornando cada vez mais presente e desenvolvida, permitindo que estes sistemas trabalhem mais próximos dos seus limites de operação, reduzindo a capacidade ociosa e, consequentemente, otimizando investimentos e aumentando a lucratividade.

Com um sistema de distribuição de energia elétrica automatizado, a concessionária é capaz de monitorar e controlar remotamente suas redes, coletar dados e disponibilizar informações de forma proveitosa para seus usuários (própria concessionária ou consumidores).

1.1 Evolução

Na primeira geração dos centros de controle, o trabalho computacional era feito por sistemas “mainframe”, ou seja, centralizados. Não haviam redes como atualmente, portanto os sistemas informatizados eram independentes, sem conexão com outros sistemas. Mais tarde, redes do tipo WAN (Wide Area Networks) foram desenvolvidas pelos fabricantes de RTUs (Remote Terminal Units) para comunicação. Nesta época, protocolos de comunicação eram proprietários.

Este contexto era marcado por equipamentos de alto custo de aquisição e manutenção e, ainda, capacidade de processamento baixa se comparada aos equipamentos atuais. Portanto, o uso de sistemas de supervisão e controle era limitado a centros estratégicos e principais.

A segunda geração dos centros de controle tornou-se possível com a evolução na fabricação dos equipamentos de informática, tornando os equipamentos menos custosos, é marcada pelo início do uso das redes de microprocessadores para o intercâmbio de informação entre as estações de trabalho, as quais trocam dados em tempo real. Cada estação é responsável por uma tarefa, o que faz o custo de uma estação menor do que na primeira geração. Com o conceito de descentralização de processamento, as empresas buscam ganhar frentes e padronizá-las, devido a integração dos sistemas. Como consequência da necessidade de padronização, surgiram protocolos de comunicação padronizados, como IEC61850 e

IEC61870, os quais facilitaram a habilidade de intercâmbio de equipamentos de diferentes fabricantes, simplificando as aplicações dos usuários.

2. ESCOPO DO PROJETO

O presente trabalho tem como objetivo realizar um projeto de automação de uma subestação de distribuição 138/13.8 kV. Como foco do projeto, tem-se a configuração de um sistema supervisorio e a elaboração de um simulador computacional para interagir com o sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ,já que não se dispõe de um sistema físico real para se comunicar com o SCADA.

O desenvolvimento do trabalho foi dividido nas seguintes etapas:

- Definição do arranjo da subestação.
- Definição das funções de proteção e equipamentos de proteção.
- Planejamento e criação da base de dados.
- Planejamento de alarmes e funções.
- Construção de telas.
- Definição das funcionalidades do simulador, grandezas e pontos a serem simulados.
- Estudo de programação da linguagem.
- Programação do simulador.
- Testes finais.

Inicialmente, foi definido o arranjo da subestação, as funções de proteção que estariam presentes, os IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) que realizariam tais funções e como seria a arquitetura de comunicação do sistema, a ser implementado num sistema físico real.

Definida a subestação, as funções de proteção e os equipamentos de proteção, uma lista de pontos foi elaborada, e assim definidas as grandezas que seriam adquiridas e controladas pelo sistema supervisorio, como pontos analógicos (valores de corrente e tensão), digitais (estado de disjuntores, chaves e alarmes) e de controle (abrir, fechar, aumentar/diminuir tap). Com a base de dados pronta, foi possível elaborar a interface gráfica do sistema supervisorio. Para a definição e configuração do sistema supervisorio foi utilizado o software Areva **E-terracontrol**.

Com o sistema SCADA definido, o simulador foi elaborado. Este foi implementado em software, na linguagem Visual Basic, atuando diretamente nos valores dos pontos do sistema SCADA. Este simulador é baseado em um simulador de uma subestação hipotética existente no noroeste dos EUA.

3. A SUBESTAÇÃO

De acordo com a norma NBR 5460, subestação é parte de um sistema de potência, concentrada em um dado local, compreendendo primordialmente as extremidades de linhas de transmissão e/ou distribuição, com os respectivos dispositivos de manobra, controle e proteção, incluindo obras civis e estruturas de montagem, podendo incluir também transformadores, conversores e/ou outros equipamentos.

3.1 Classificação

Há diferentes aplicações para determinadas subestações. Uma tabela que ilustra este fato encontra-se a seguir:

Tipo	Fluxo de Potência	Instalação	Natureza	Função	Relação entre tensão de entrada/saída	Tensão
Industrial	Elevadora	Convencional	de CA	Transmissão ($U_n \geq 230\text{kV}$)	De manobra	BT (660V)
Concessionária	Abaixadora	Compacta	Conversora de Frequência	Subtransmissão ($34,5\text{kV} \leq U_n \leq 138\text{kV}$)	Transformadora	MT $< 34,5\text{kV}$
		Abrigada	Conversora de Fases	Distribuição ($U_n \leq 34,5\text{kV}$)		AT $< 138\text{kV}$
			Inversora			EAT (138kV - 500kV)
			Retificadora			UAT ($> 500\text{kV}$)

Fonte: Fundamentos de subestações, Areva T&D. Março de 2005

Tabela 1 - Classificação de subestações

3.2 Arranjos

Entende-se por arranjo a forma de se conectar as linhas, transformadores e cargas de uma subestação. Existem vários tipos de configurações, ou de arranjos, possíveis para compor uma subestação. Cada tipo arranjo apresenta vantagens e desvantagens e são definidos de acordo com as necessidades e o perfil de cada subestação. A seguir, é apresentada uma visão geral sobre alguns tipos de arranjos típicos:

- Barramento simples/singelo

Como o nome sugere, este arranjo apresenta uma barra simples e é composto de um bay de entrada, um de saída e um de transformação.

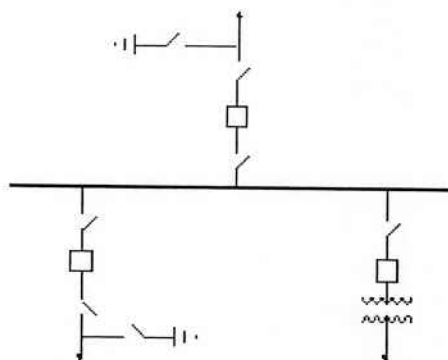


Figura 1 - Barramento Simples

Entre as principais características deste arranjo, está a reduzida flexibilidade operacional, baixo custo de investimento. A sua maior desvantagem é na manutenção do disjuntor, pois a linha ou transformador ficam desligados. Por esse motivo este é utilizado em subestações de pequena importância, subestações de média tensão e subestações industriais onde a carga é alimentada por circuitos independentes. (Jardini J. A., 1.996)

- Barra Principal e de Transferência ou Barramento Auxiliar

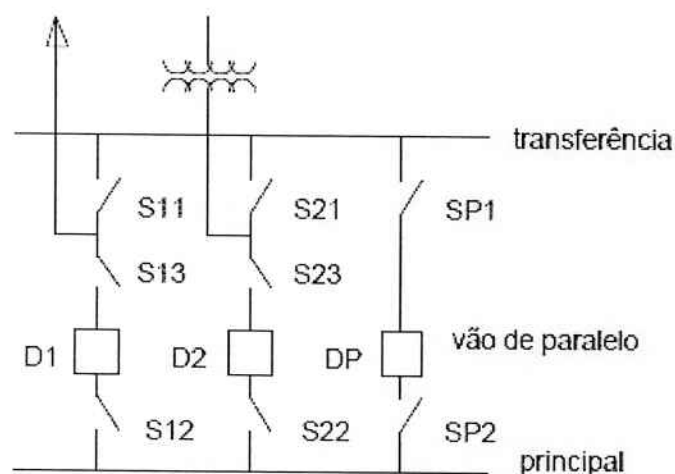


Figura 2 - Barra principal e de transferência

Quando há o requisito do fornecimento contínuo de energia elétrica por um determinado circuito, pode-se optar pelo arranjo de uma combinação de barra principal com uma de transferência.

Com este arranjo, é possível que a manutenção em um determinado disjuntor seja feita sem a necessidade de desligamento do circuito. Por exemplo, ao fazer a manutenção do disjuntor D1, com D1, S13 e S12 abertos, fecha-se DP, SP1 e SP2, assim a carga do bay 1 é transferida ao vão de paralelo. Como consequência do maior número de equipamentos necessários, este arranjo apresenta maior custo do que o de barramento singelo.

- Barramento em anel

A principal desvantagem do barramento em anel é de pouca visibilidade de fluxo de corrente, com o conseqüente inconveniente para manobras e possíveis erros.

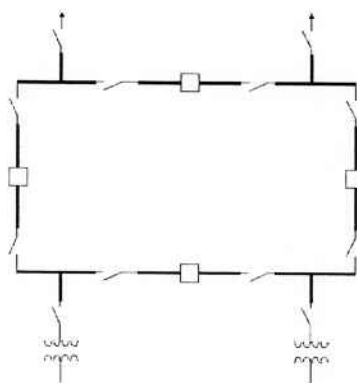


Figura 3 - Barramento em anel

- Barramento Duplo com Transferência

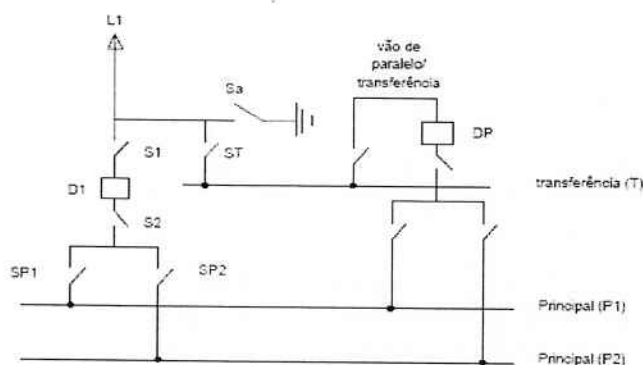


Figura 4 - Barramento duplo com transferência

Um arranjo de barramento duplo com barra de transferência é constituído por duas barras principais e uma barra de transferência. Este arranjo apresenta as mesmas vantagens do arranjo de barra principal e transferência, apresentando uma ampla possibilidade de manobras. A principal desvantagem deste arranjo é o custo envolvido.

Foram citados apenas alguns dos vários tipos de arranjos possíveis na configuração de uma subestação com o objetivo de ilustrar o fato de que não existe o melhor arranjo, e sim o mais adequado para determinada aplicação.

3.3 A subestação definida para o projeto

A subestação escolhida para o projeto, utilizada para o desenvolvimento deste trabalho, foi criada a partir de uma série de simplificações de uma subestação de distribuição típica da CPFL (SE Paineiras), a qual possui cinco linhas de entrada de 138kV, um vão de transferência, dois transformadores e nove alimentadores 13.8kV.

Como o presente trabalho possui o intuito de ser um projeto conceitual, foram mantidos apenas os vãos e componentes que, de fato, agregam novidade ao projeto de automação. Assim, a subestação na qual o projeto se baseia possui duas linhas de 138 kV, um vão de transferência, um transformador e quatro alimentadores de 13.8kV.

Ainda pode ser citado que a subestação pode ser classificada no tipo transformadora abaixadora de alta para média tensão (138kV para 13.8kV), de natureza CA com a função de distribuição com arranjo barra principal e de transferência.

O diagrama unifilar da subestação genérica é apresentado no anexo 1.

4. PROTEÇÃO

Um sistema elétrico de potência necessita de proteção, que é realizada através de fusíveis, relés elétricos, eletromecânicos, relés térmicos, entre outros. As funções de proteção são responsáveis por:

- Detectar todas as faltas elétricas e algumas condições anormais de operação;
- Proteger seres humanos e propriedades do sistema elétrico;
- A proteção deve ser seletiva;
- Desconectar a menor parte possível do sistema elétrico;
- A operação deve ser rápida e sensível;
- Perigo de morte, destruição e distúrbios devem ser minimizados;
- A estabilidade do sistema deve ser garantido em todas condições;
- Proteção deve cobrir 100% da área a ser protegida;
- Proteção deve ser confiável e simples;
- Testes de comissionamento da proteção devem ser possíveis de ser realizados no local da instalação.

4.1 Linha de 138 kV

Na LT1 e na LT2, foram alocadas as funções de proteção 50BF, 21, 67N e 68, contando com um relé principal e um de backup..

4.2 Transferência

No bay de transferência, foram alocadas as funções de proteção 50BF, 51VABN e 67VABN.

4.3 Proteção de Barra

Na barra de 138kV estão o relé de proteção diferencial. Está também incluído relé 59 para proteção de sobretensão.

4.4 Transformador

No bay do transformador em 138kV, foram alocadas as funções 50 e 51 VABN, além das funções de proteção intrínsecas 26, 26Q e 63, há também as funções 51N, 51GS em 13.8kV e a diferencial 87T.

4.5 Alimentadores de 13.8kV

Nos alimentadores de 13.8kV, foram alocadas as funções 50/51 VABN.

A tabela ANSI, que encontra-se no anexo 1, descreve as funções de proteção citadas.

5 ARQUITETURA

Os relés possuem algumas características que foram se desenvolvendo ao longo do tempo, na medida em que a eletrônica aprimorou-se e embutiu-se aos poucos dentro das funções de proteção, as principais são:

Sensibilidade. De forma a atuar dentro de sua faixa de operação e evitando operações indevidas do mecanismo de atuação em tempos não desejados;

Rapidez. Principalmente para evitar maiores danos ao sistema elétrico ou ao equipamento que deseja-se proteger, condicionando-o ao menor tempo possível na condição de defeito;

Confiabilidade. Neste aspecto, os relés devem ser extremamente confiáveis, já que é de responsabilidade dos mesmos atuar em todas as condições que o sistema elétrico possa apresentar.

Para a definição dos equipamentos que realizariam as funções de proteção, medição e controle, foram escolhidos equipamentos disponíveis no mercado, a título de exemplo foram escolhidos produtos Areva T&D. Em primeiro lugar, foi feita uma pesquisa nos catálogos de produtos da empresa para averiguar quais funções os IEDs estão aptos a realizar. Após uma verificação de que estes equipamentos podem realizar as funções necessárias para o projeto, uma arquitetura possível para a realização da comunicação dos equipamentos foi definida, a qual encontra-se no anexo 2.

A seguir encontra-se uma breve descrição dos relés de proteção e IEDs aplicados ao projeto.

C264 – Este IED possui várias aplicações e pode funcionar como uma RTU (*Remote Terminal Unit*), um controlador de bay, concentrador de dados, conversor de protocolos ou regulador de voltagem. No projeto, o IED funcionará como concentrador de dados e unidade de aquisição e controle; Para acesso ao catálogo, acesse:

http://www.areva-td.com/solutions/liblocal/docs/MICOM_C264/MICOM_C264-Brochure-PT.pdf

P530C – Este dispositivo será utilizado com a finalidade de proteção diferencial de barra. Abaixo se encontra as possíveis funções disponíveis no equipamento.

Function overview			P530C VTs not fitted	P530C VTs fitted
87P	DIFF	Differential protection, phase selective Direct and permissive underreaching transfer tripping CT adjustment with settable reference current Settable stabilization operation	• • • •	• • • •
	PCOMM	PCOMM interface Optical fiber connection or RS 485 (optionally) Continuous plausibility and telegram monitoring Continuous synchronization monitoring Continuous run time monitoring Virtual binary communication channels	• • • • • • (3)	• • • • • • (3)
50 P/Q/N	DTOC	Definite time overcurrent protection (DTOC), phase selective, 3 stages Operating mode (DTOC / back-up DTOC) settable for each stage	• •	• •
51 P/Q/N	IDMT	Inverse-time overcurrent protection (IDMT), phase selective, 1 stage Operating mode (IDMT / back-up IDMT) settable	•	•
50 / 27	SOTF	Switch on to fault protection	•	•
79	ARC	Auto-reclosing control (three-pole)	•	•
46	I2>	Unbalance protection	•	•
49	THERM	Thermal overload protection	•	•
50BF/62	CBF	Circuit breaker failure protection	•	•
67	SCDD	Short circuit direction determination		•
85	PSIG	Protective signaling		•
32	P<>	Directional power protection		•
67N	GFDSS	Ground fault direction determination using steady-state values		•
27/59 P/Q/N	V<>	Over-/Undervoltage protection		•
30 / 74	MCMON	Measuring-circuit monitoring Voltage measuring-circuit monitoring	•	• •
	LIMIT	Limit value monitoring Voltage limit value monitoring	•	• •
	LOGIC	Programmable logic	•	•
	PSS	Parameter subset selection	•	•

Figura 5 - Funções P530C

P437 – Os dispositivos de proteção de distância P43x são desenvolvidos para uma proteção de curto-circuito seletiva e de sobrecarga. Estes dispositivos podem ser aplicados em todos os tipos de sistema de média, alta e extra-alta tensão;

Functions Overview			P430C	P433	P435	P437
21	DIST	Distance Protection	•	•	•	•
		No. of measuring systems	1	1	1	3
		Mutual compensation	-	-	-	option
85-21	PSIG	Protective signaling (channel aided scheme logic)	•	•	•	•
50-27	SOTF	Switch on to fault protection	•	•	•	•
68	PSB	Power swing blocking and out-of-step tripping	•	•	•	•
	MCMON	Measuring-circuit monitoring (CT/VT supervision)	•	•	•	•
	BUOC	Backup overcurrent-time protection	•	•	•	•
50-51 P,Q,N	DTOC	Definite-time overcurrent protection	•	•	•	•
51-67 P,Q,N	IDMT	Directional inverse-time overcurrent protection	•	•	•	•
67N	GFSC	Ground fault (short-circuit) protection (Br. Directional earth fault protection, DEF)	•	-	•	•
85-67N	GSMSG	Ground fault (short-circuit) protection signaling (Br. DEF scheme logic)	•	-	•	•
32	P<>	Directional power protection	•	•	•	-
49	THERM	Thermal overload protection	•	•	•	•
27-59 P,Q,N	V<>	Over-/undervoltage protection	•	•	•	•
81 O/U	f<>	Over-/underfrequency protection	•	•	•	•
	TSFD	Transient ground fault direction determination	-	option	option	-
	GFDSS	Ground fault direct, determ. using steady-state values	•	•	•	-
	GFTRP	Ground fault tripping	•	•	•	-
	GFSG	Ground fault protection signaling	•	•	•	-
25	ASC	Automatic synchronism check	option	option	option	option
79	ARC	Auto-reclosing control	3p	3p	1/3p	1/3p
	LIMIT	Limit value monitoring	•	•	•	•
	LOGIC	Programmable scheme logic	•	•	•	•
	COMIX	2 communication interfaces	option	option	option	option
	IRIG-B	InterMiCOM	option	option	option	option
	INP	Binary inputs	2 / 8	10 / 22	28 / 46	28 / 46
	OUTP	output relays (maximum number)	-	option	option	option
	MEASI	Analog-I/O	-	option	option	option
	MEASO	(2x 20 mA outputs, 20 mA and PT-100 inputs)	-	option	option	option

Figura 6 - Funções P437

P633 – Este equipamento realiza a função de proteção diferencial do transformador. A série P63x apresenta uma larga variedade de funções de proteção;

Functions Overview			P630C	P631	P632	P633	P634
87	DIFF	Differential protection	2 wind.	2 wind.	2 wind.	3 wind.	4 wind.
87N	REF_x	Restricted earth fault protection	-	-	2	3	3
50	DTOCx	Definite-time O/C protection	2	2	2	3	3
51	IDMTx	Inverse-time O/C protection	2	2	2	3	3
49	THRMx	Thermal overload protection	1	1	1	2	2
27, 59	V<>	Over/undervoltage protection	-	-	1	1	1
81	I<>	Over/underfrequency protection	-	-	1	1	1
24	V/t	Overexcitation protection	-	-	1	1	1
50BF	CBF_x	Circuit Breaker Failure protection	-	2	2	3	4
	CTS	Current Transformer Supervision	-	1	1	1	1
	MCM_x	Measuring circuit monitoring	2	2	2	3	4
	LIMIT / LIM_x	Limit value monitoring	2	2	2	3	3
	LOGIC	Programmable logic	1	1	1	1	1
		Measuring inputs					
		Phase currents	2 x 3	2 x 3	2 x 3	3 x 3	4 x 3
		Residual current or star-point current	-	-	2	3	3
		Voltage	-	-	1	1	1
	INP / OUTP	Binary inputs and outputs					
		Optical coupler inputs	2	4	4 ... 10	4 ... 16	4 ... 10
		Add. optical coupler inputs	-	-	24	24	24
		Output relays	8	8 ... 14	8 ... 22	8 ... 30	8 ... 22
	MEASI/ MEASO	2x 20 mA outputs, 20 mA input, RTD inputs	-	-	1	1	1
	COMM1/2/ IIRIG-B	2 rear communication interfaces, IIRIG-B	1	1	1	1	1
	COMM3	protection communication interface InterMCOM	1	-	-	-	-
	IEC	IEC-61850-interface	-	1	1	1	1

Figura 7 - Funções P633

P127 – Este relé de sobrecorrente será responsável pela proteção dos vãos dos alimentadores de 13.8kV.

ANSI CODES	FEATURES	P120	P121	P122	P123	P125	P126	P127
50/51P/N	1 phase or earth overcurrent	*				*		
50/51	3 phase overcurrent		*	*	*		*	*
50/51N	Earth overcurrent		*	*	*		*	*
67P	3 phase directional overcurrent							*
67N	Earth fault directional overcurrent					*	*	*
51V	Voltage controlled overcurrent							*
37	3 phase undercurrent			*	*		*	*
46	Negative phase sequence overcurrent			*	*		*	*
27/59	Phase under/over voltage (AND & OR mode)							*
59N	Residual over voltage					*	*	*
32	Directional Power protection (Under/Over active/reactive power)							*
32N	Wattmetric Earth Fault					*	*	*
81U/O	Under/over frequency							*
49	Thermal overload			*	*		*	*
86	Output relay latching	*	*	*	*	*	*	*
79	Autoreclose			*	*		*	*
50BF	Circuit breaker failure detection			*	*		*	*
46BC	Broken conductor detection I2/I1			*	*		*	*
	Blocking Logic	*	*	*	*	*	*	*
	Test of output relays (Maintenance)			*	*	*	*	*
	CB control Local/ remote			*	*	*	*	*
	Circuit Breaker Maintenance and Trip Circuit Supervision			*	*		*	*
	Cold load pick up			*	*		*	*
	Selective relay scheme logic			*	*		*	*
	Inrush blocking			*	*			*
	Switch on to fault (SOTF)			*	*		*	*
	Phase rotation			*	*			*
	VT supervision (VTS)							*

Figura 8 - Funções P127

No anexo 3 encontra-se uma possível arquitetura de comunicação.

6 LISTA DE PONTOS

Neste estágio de desenvolvimento do trabalho, com o arranjo da subestação, as funções de proteção e a arquitetura dos IEDs definidas, foi possível efetuar uma definição inicial da base de dados do sistema supervisorio. Como fruto deste trabalho, uma lista de pontos foi elaborada, esta se encontra no anexo 4.

Cada ponto é definido em uma linha e a lista foi dividida em 5 colunas. Uma explicação das colunas da lista é dada a seguir:

Item: É a numeração dos pontos. Até o presente momento foram definidos 208 pontos e, portanto, na coluna "Item" tem-se a numeração de 1 a 208.

TAG: É o nome, ou “apelido” que representa o ponto. Por exemplo, a TAG que representa o ponto do estado da seccionadora 1 da Linha LT2, do vão de 138kV é CS201.

Descrição: Dá uma breve descrição do ponto.

Função: Há 3 tipos de funções:

- EA (Entrada analógica): Valores contínuos como, por exemplo, valores de tensão, potência ativa, reativa e temperatura.
- ED (Entrada digital): Valores discretos como, por exemplo, estado de um disjuntor ou chave e alarme.
- SD (Saída digital): geralmente esta função é constituída por comandos como, por exemplo, abrir ou fechar disjuntor e aumentar ou diminuir TAP do transformador.

Tipo:

- Analog: Este tipo representa os valores analógicos, ou seja, as entradas analógicas (EA).
- Raise/Lower: Este tipo representa o comando de aumentar ou diminuir determinado valor. Por exemplo, Tap de transformador.
- SOE: Sequência de eventos. Estes pontos são adquiridos com uma estampa de tempo com precisão de milissegundos, esta precisão é importante para manter registro histórico e possibilitar o estudo de possíveis causas para uma determinada falta, por exemplo.
- Status: Este tipo de ponto dá valores dos estados dos equipamentos monitorados. Por exemplo, estados de disjuntores ou seccionadoras.
- Trip/Close: Os pontos de Trip/Close representam comandos de abrir ou fechar chaves e disjuntores.

Tipo:

- DC (Double Command): Este tipo de ponto é um ponto de comando duplo, ou seja, é um comando definido por dois bits. Como exemplo, no envio de um comando de abertura para um disjuntor, o contato NA do dispositivo passa do valor “0” para “1” e o contato NF passa do valor “1” para “0”. Tem-se,

portanto, a alteração de estado de dois bits, daí a denominação comando duplo. Algumas empresas preferem utilizar dois pontos simples neste caso, mas isso é apenas um detalhe que varia de acordo com a filosofia da empresa.

- **DP (Double Point):** Ponto duplo. A justificativa deste nome é análoga ao de comando duplo. Um exemplo é o estado de uma chave seccionadora, que é definido por dois estados, um contato NA e um NF.
- **ME (Measure):** Este tipo de ponto representa uma medida analógica. Na lista elaborada, representa os mesmos pontos que EA e Analog.
- **SP (Single Point):** São pontos digitais simples representados por apenas um bit.

Localização: A localização no sistema físico na qual o ponto está inserido. Por exemplo, um ponto que representa o disjuntor da linha de transmissão LT1 de 138kV no campo LOCALIZAÇÃO da lista tem LT1_138kV.

Tipo: Por fim, os pontos também estão organizados pelo IED responsável pelo ponto. Por exemplo, a proteção de sobretensão na barra de 138kV é realizada pelo relé P530C. Assim, na última coluna Tipo da lista temos P530C no ponto que representa a atuação da proteção 59 na barra.

7 FUNÇÕES DE AUTOMAÇÃO

Com a base de dados do sistema consolidada, cabe definir as funções que serão realizadas pelo sistema. Vale lembrar que cada função pode ter capacidade de processamento de tempo diferente de outras. Por exemplo, a proteção do sistema atua em milisegundos, e portanto o registro de eventos deve ter precisão desta ordem, já o ser-humano leva alguns segundos em uma tomada de decisão em uma operação e, portanto, as funções de medição e apresentação de eventos podem ter precisão da ordem de segundos. (Jardini J. A., 1.996)

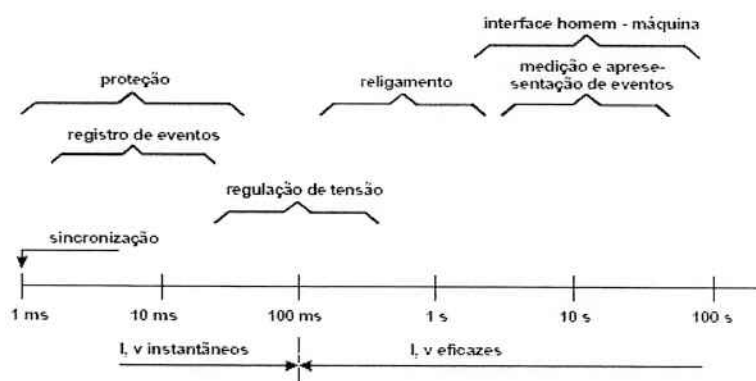


Figura 9 - Funções e seus requisitos de tempo

Monitoração de estado de equipamentos.

Esta função é caracterizada pela apresentação na tela do sistema SCADA, o estado (status) dos equipamentos (abertos/fechados ou ligados/desligados). Esta função será apresentada através do diagrama unifilar da subestação, com o símbolo do disjuntor representado por uma cor vermelha quando fechado e em verde quando aberto. O mesmo acontece com a chave, o símbolo de chave fechada ou aberta para representar seu respectivo estado. Exceto pelos disjuntores, o tempo de mudança de estado destes equipamentos são longos (>100 ms).

Medição.

Esta função tem como objetivo mostrar na tela de operação os valores de algumas variáveis como, por exemplo, as três correntes e tensões nas linhas e valores de potência ativa e reativa.

Monitoramento das proteções.

Esta função visa mostrar ao operador a atuação dos relés de proteção, permitindo identificar as fases em curto e se o defeito inclui ou não o terra.

Estas informações são usadas também em outra função: a sequência de eventos. Para distinguir a ordem de operação dos relés, estes dados devem ser adquiridos com resolução rápida (1ms), coerentemente com o tempo de atuação das proteções (algumas com atuação em 4 a 8ms). (Jardini J. A., 1.996)

Telecomando

O comando e controle de abertura e fechamento de chaves e disjuntores, a modificação da referência de um regulador, a mudança de tap em um transformador com comutador sob carga, são exemplos de ações que podem ser executadas em diferentes locais. Portanto, os comandos podem ser:

- locais (junto do equipamento)
- . com comando mecânico
- . com comando elétrico (utilizando motores, solenóides, etc.)
- a distância ou remotos
- . a partir da unidade de aquisição de dados (UAC)
- . a partir da sala de comando da subestação
- . a partir de outros centros (COS, COR, e centro de operação de subestações desassistidas)

Adicionalmente existem controles, como o de tensão, pela alteração do tap de transformadores, que podem ser acionados: manualmente através de teclas (botões) de acionamento pelo operador; ou automaticamente por equipamentos sensores (relé de tensão, por exemplo). (Jardini J. A., 1996)

Controle de chaveamento (intertravamento)

Esta função visa permitir, ou não, que determinadas seccionadoras possam sofrer manobras, já que estas não estão previstas para abrir ou fechar em carga. Portanto, esta função apenas permite a manobra da seccionadora se o disjuntor associado à ela estiver aberto.

Alarmes

Tanto as variáveis analógicas (correntes, tensões, temperaturas) como as digitais (atuação de relés, operação de disjuntores) podem ser usadas na função alarme.

Periodicamente, à medida que os dados analógicos vão sendo recebidos, a função alarme deve executar uma comparação para verificar se o valor medido está dentro dos limites inferior e superior especificados.

Os alarmes, ainda, podem ser divididos em dois grupos:

- Eventos (ou pré-alarmes): São alarmes que não necessitam intervenção imediata do operador, apenas exige o estado de operação dele.
- Alarmes de fato: Denotam uma condição anormal no sistema. Normalmente exigem intervenção do operador. Algumas intervenções possíveis são os reconhecimentos do alarme, indicando que o operador sabe da existência do problema e está tomando a providência necessária para a solução deste, e a intervenção direta na tela do supervísório, também buscando solucionar o caso.

8 SISTEMA SCADA

A elaboração do sistema supervísório se resumiu, basicamente, nas etapas já citadas:

- Definição do arranjo da subestação genérica.
- Definição das funções de proteção e equipamentos de proteção.
- Planejamento e criação da base de dados.
- Planejamento de alarmes e funções.
- Construção de telas.

8.1 SCADA Server e Base de Dados

As aplicações que trocam dados com o **e-terracontrol** server interagem com uma aplicação chamada SCADA Server, a qual gerencia uma base de dados SCADA, ou seja, pontos aquisitados e de controle.

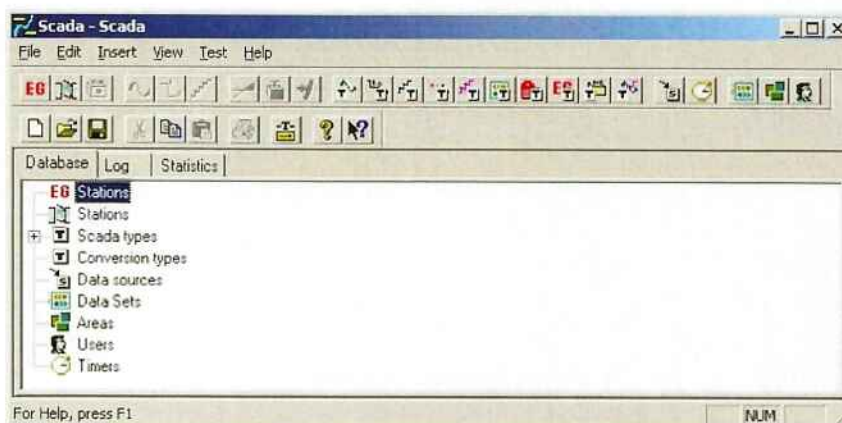


Figura 10 - SCADA Server overview

A respeito do SCADA Server, pode-se citar as seguintes características:

- É a aplicação sobre a qual o **e-terracontrol** roda, ou seja, é a aplicação central.
- Está sempre *online*, inclusive em alterações de base de dados.
- Realiza rotinas de cálculos.
- Replica dados, gera logs e salva dados históricos.

Os dados se incluem em uma base de dados orientada a objeto a qual inclui:

- Valores analógicos, estados, acumuladores e qualidade do ponto.
- Parâmetros de alarmes e eventos.
- Múltiplos *Data Sources* com prioridades configuráveis.
- Informação histórica para estudos de tendências.

Quanto à topologia da base de dados, pode-se apresentar a seguinte estrutura:

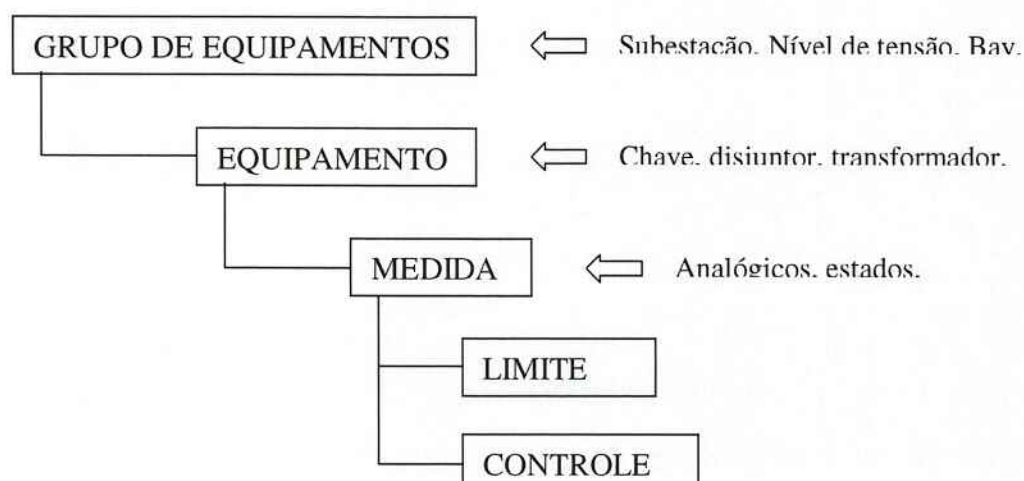


Figura 11 - Estrutura da base

- **Grupo de Equipamentos:** pode ser definido por uma subestação, pelo nível de tensão ou por bay. Tal divisão fica a critério do programador e depende do tamanho da base, do tipo de sistema. No projeto desenvolvido, o grupo de equipamentos é constituído pela subestação genérica a qual foi chamada de SE.
- **Equipamento:** É representado por um equipamento do sistema. Pode ser um disjuntor, uma chave, uma linha, um alimentador, um transformador ou um barramento.
- **Medida:** É tipo de ponto apresentado pela medida. Como por exemplo, valores analógicos, estados e acumuladores.
- **Limite:** É neste campo que se definem os limites inferiores e superiores para a geração de alarmes e eventos.
- **Controle:** Neste campo se configura o tipo de controle que está relacionado a um determinado equipamento. Como por exemplo, um ponto de TRIP e um de CLOSE para um determinado disjuntor da subestação. Neste campo também pode-se configurar intertravamentos e funções do tipo *select before operate*, que nada mais é do que selecionar o equipamento antes de operá-lo, isso deve-se, principalmente à questões de segurança como, por exemplo, para garantir que nenhum comando seja enviado a um disjuntor enquanto um técnico realiza manutenção neste equipamento.

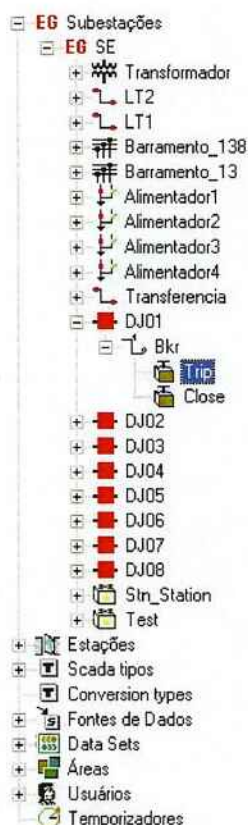


Figura 12 – Comando de Trip do disjuntor DJ01

Como exemplo, pode-se tomar o comando de TRIP do disjuntor DJ01 da subestação. Com base na estrutura apresentada acima, o endereço completo do ponto de comando de TRIP do disjuntor é o seguinte: SE>DJ01>Bkr>Trip.

Esta estrutura facilita a organização dos dados, já que sistemas com uma grande quantidade de pontos são comuns.

Além da topologia de dados da subestação, há a configuração da comunicação do sistema.

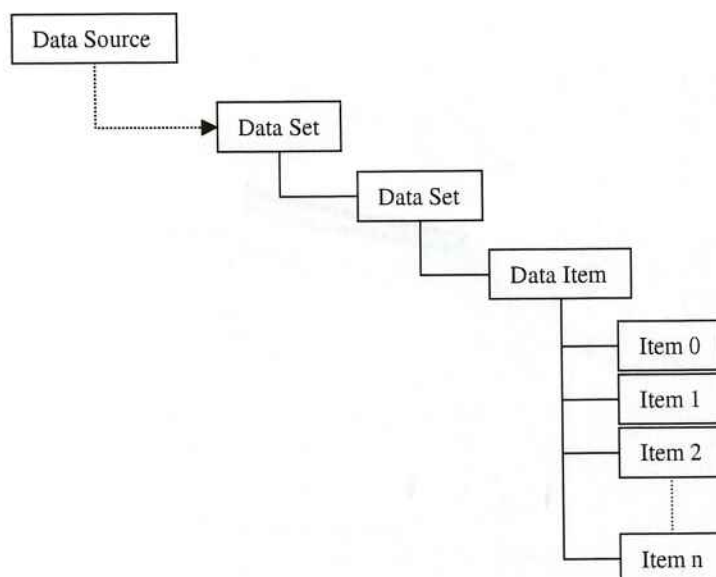


Figura 13 - Topologia de comunicação

Um Data Source é responsável pela interface de comunicação com os dispositivos de campo. Quando uma aplicação se conecta a um Data Source, ela lê os parâmetros de configuração dos Data Sets.

Neste projeto a comunicação com o simulador é feita pelo data source chamado SESrc (SE Source), o qual está ligado ao Dataset SEDset (SE Dataset).

Os Datasources também podem ser utilizados para a realização de cálculos como, por exemplo, deste projeto que aquisita as potências ativa e reativa do simulador e, por sua vez, calcula a potência aparente.



Figura 14 - Datasource e Datasets

Data Set

Data Set | Data Items | Estado de Medição | Compteur Mesure | Áreas Atribuídas | Estado das Fontes de Dados | Cálculo

Estação: SE

Número	Nome	Bruto Baixo	Bruto Alto	Eng Baixo	Eng Alto	logScale	T	Negue	Bands Morta	Bit	Max Cnt	Escala	Ligação Medição / Controle
0	DJ01 BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	SE DJ01 Bkr
1	DJ02 BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	SE DJ02 Bkr
2	DJ03 BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	SE DJ03 Bkr
3	DJ04 BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	SE DJ04 Bkr
4	100F BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	SE DJ05 Bkr
5	101F BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	SE DJ06 Bkr
6	102F BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	SE DJ07 Bkr
7	103F BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	SE DJ08 Bkr
8	T1L BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	
9	T2L BKR	0	1	0,000	1,000			Não	0	S	0	,000000	
10	T1 XRL	0	1	0,000	1,000			Não	0	SX	0	,000000	
11	T1 MW	-32766	32767	-1000,000	1000,000			Não	0		0	,000000	SE Transformador Mw
12	T1 MVAR	-32766	32767	-1000,000	1000,000			Não	0		0	,000000	SE Transformador Mvar
13	T2 XRL	0	1	0,000	1,000			Não	0	SX	0	,000000	
14	T2 MW	-32766	32767	-1000,000	1000,000			Não	0		0	,000000	SE Transformador Mw
15	T2 MVAR	-32766	32767	-1000,000	1000,000			Não	0		0	,000000	SE Transformador Mvar

OK Cancelar Aplicar Ajuda

Figura 15 - DataItems

Cada *Dataitem* está anexado a um ponto da base de dados da topologia da subestação. Tomando o *Dataitem* 0, a título de exemplo, podemos ver que ele está ligado ao ponto SE DJ01 Bkr, ou seja, ele representa o ponto de estado do disjuntor DJ01 da subestação.

Algumas aplicações, como por exemplo, o e-terrabrowser se conectam ao SCADA Server e utilizam a autenticação do MS Windows para validar o nome de usuário e senha.



Figura 16 - Usuários

Cada usuário apresenta o nome idêntico ao seu login do windows e possui algumas permissões, dependendo do nível. Por exemplo, há usuários que têm a permissão de ler valores na base, mas não podem escrever. Há alguns que podem ler e escrever, mas não podem enviar comandos, há também usuários com acesso completo, ou seja, podem ler e escrever na base e enviar comandos.

Em adição, a aplicação SCADA Server permite a importação e exportação de dados no formato ASCII (American Standard Code for Information Interchange) .sdbtxt ou em um arquivo XML (Extensible Markup Language).

8.2 Alarmes

Os alarmes do sistema são configurados pelo próprio SCADA Server, através das propriedades dos Scadatipos. Como mostra a figura abaixo, os pontos dos estados dos disjuntores estão configurados para disparar alarmes ao variar seu estado para aberto ou fechado. Também é possível configurar a prioridade do alarme e, ainda, associar um som para ser executado com o disparo do alarme.



Figura 17 - Configuração de alarme



Figura 18 - Prioridade do alarme

Na tela de alarmes é possível filtrar os alarmes pela prioridade (1 a 8) ou tipo de grandeza (analógica, estado ou acumulador).

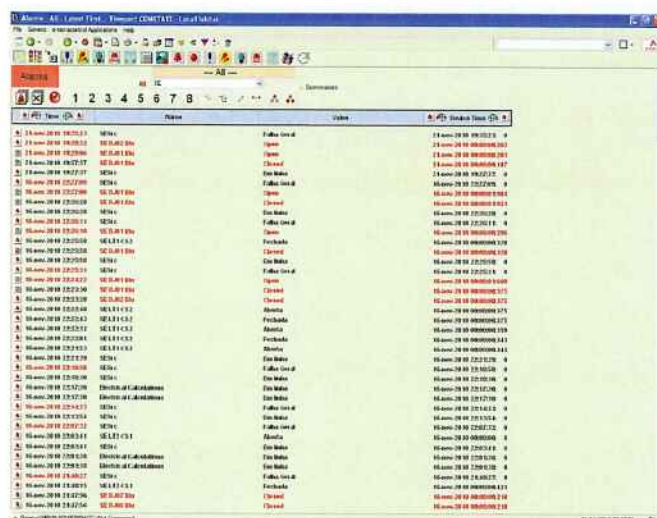


Figura 19 - Tela de alarmes

8.3 Criação de Telas

As telas foram desenvolvidas com a utilização do FG Display Builder, que é a ferramenta de criação de displays para a realização de interface com o usuário.

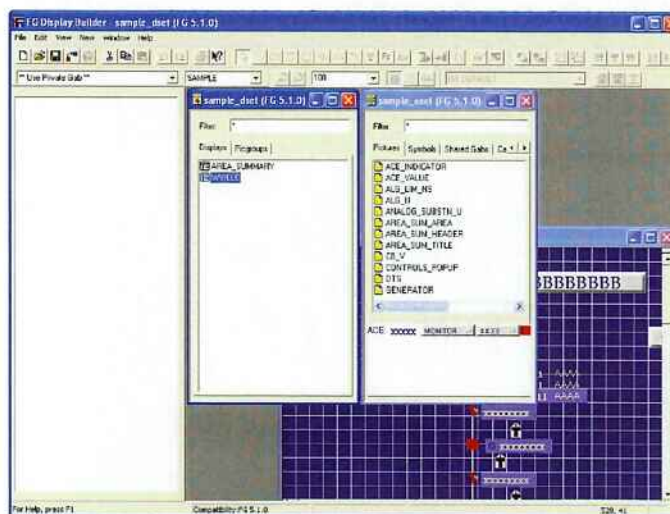


Figura 20 - FG Display Builder

Há dois tipos de telas: Simples e Tabular. Ambas as telas mostram informações de elementos da base de dados, porém a tela simples apresenta dados específicos ou apresenta um diagrama esquemático com figuras. Uma típica tela simples é a tela do unifilar da subestação. Já a tela tabular exibe as informações da base na forma de uma lista.

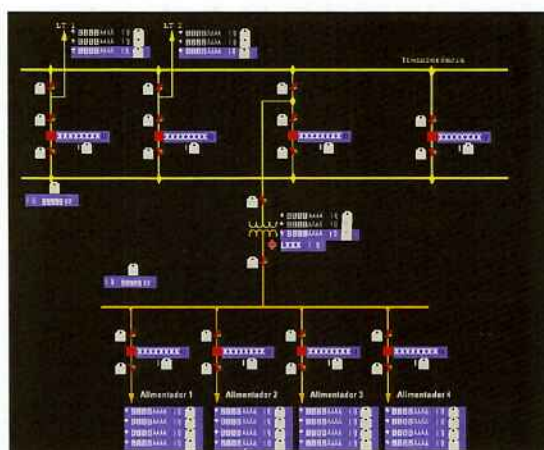


Figura 21 – Simple Display, Unifilar

Name	Value	Quality	Date/Time	Device Name	H. L. G.	Tags
SE Transformador Ad	Local		21-dez-1960 2:00:00			ADM
SE Transformador Mtr	7.80		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE Transformador Mtr	3.00		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE Transformador Mtr	7.40		21-dez-1960 16:10:31			ADM
SE Transformador Ltr	8.80		21-dez-1960 2:00:00			ADM
SE Transformador Mtr	8.0		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE Transformador CS1	Aberto		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE Transformador CS2	Fechado		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE Transformador CS3	Fechado		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE Transformador CS4	Fechado		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE Transformador CS5	Fechado		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE L12 Mtr	7.80		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE L12 Mtr	1.00		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE L12 Mtr	7.80		21-dez-1960 16:10:31			ADM
SE L12 Mtr	8.0		21-dez-1960 2:00:00			ADM
SE L12 CS1	Aberto		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE L12 CS2	Fechado		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE L12 CS3	Fechado		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE L12 Mtr	6.80		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE L12 Mtr	6.80		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE L12 Mtr	6.80		21-dez-1960 16:10:31			ADM
SE L12 Mtr	8.0		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE L12 CS2	Fechado		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE L12 CS1	Aberto		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE L12 CS1	Fechado		16-mar-2010 08:00:00			ADM
SE Barrometro_130 Hg	130.97		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE Barrometro_130 Hg	8.0		21-mar-2010 16:10:32			ADM
SE Barrometro_130 Hg	14.10		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE Barrometro_130 Hg	8.0		21-mar-2010 16:10:32			ADM
SE Alimentador 1 Amp	130.62		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE Alimentador 1 Amp	138.14		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE Alimentador 1 Amp	131.77		16-mar-2010 08:00:01			ADM
SE Alimentador 1 Amp	11.15		21-mar-2010 16:10:31			ADM

Figura 22 – Tabular Display

As telas são, basicamente, compostas de primitivas e elementos.

As primitivas são figuras primárias como, por exemplo, círculos, linhas, retângulos e texto estático (letras e números).

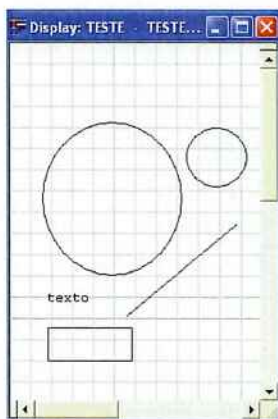


Figura 23 - Primitivas

As primitivas são definidas por um conjunto de características visuais (cor, largura de linhas, contorno, etc) chamadas GAB (Graphic Attribute Bundle). Um Shared Gab é um conjunto de atributos compartilhado com mais de uma primitiva, ao contrário de um Private Gab, que é exclusivo de uma primitiva.

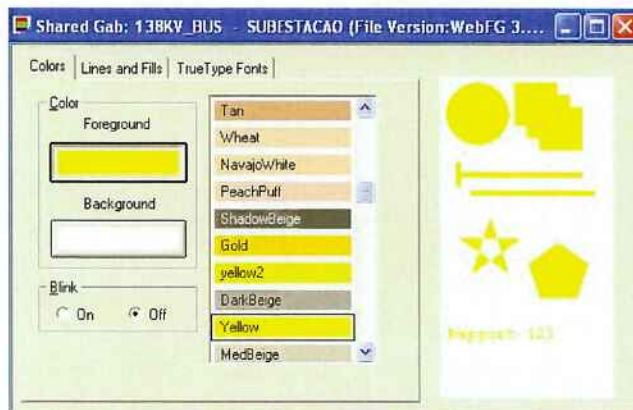


Figura 24 - Shared GAB

Os elementos são itens que, combinados, formam as telas. Há vários tipos de elementos, entre eles: Pictures, símbolos, Shared Gabs, Cams, Key Sets e Menus.

Tomando, como exemplo, a picture do disjuntor. Pode-se citar que esta possui uma CAM chamada SCADA_CB anexada a ela. Esta CAM é responsável pela animação da figura,

ou seja, é ela que diz que o disjuntor ficará vermelho ao estar fechado, verde se estiver aberto ou piscando se estiver com algum alarme decorrente dele.

O código que define as condições da CAM é o seguinte:

```
IF SDIS_POINT TRUE

AND UNACK_POINT FALSE SET A

ELSE IF UNACK_POINT FALSE SET B

ELSE IF SDIS_POINT FALSE SET C

ELSE SET D
```



Figura 25 - Disjuntor fechado



Figura 26 - Disjuntor aberto

Ainda na picture do disjuntor, há também uma Key Set que é responsável pelo popup da janela de comando ao clicar-se no disjuntor. O comando é o seguinte:

```
SET KEY206=%FULLNAME_POINT%; display/fit/app=scada/viewport=Controls
CONTROL_TABULAR
```



Figura 27 - Janela de controle

Como interface gráfica de operação e supervisão, utiliza-se o aplicativo e-terrabrowser, que utiliza como suporte para seu funcionamento as telas e a base de dados (que são explicadas mais adiante). A figura a seguir apresenta as telas iniciadas no e-terrabrowser. A janela esquerda superior apresenta o unifilar da subestação, a tela direita superior apresenta o tabular e a janela inferior apresenta os alarmes.

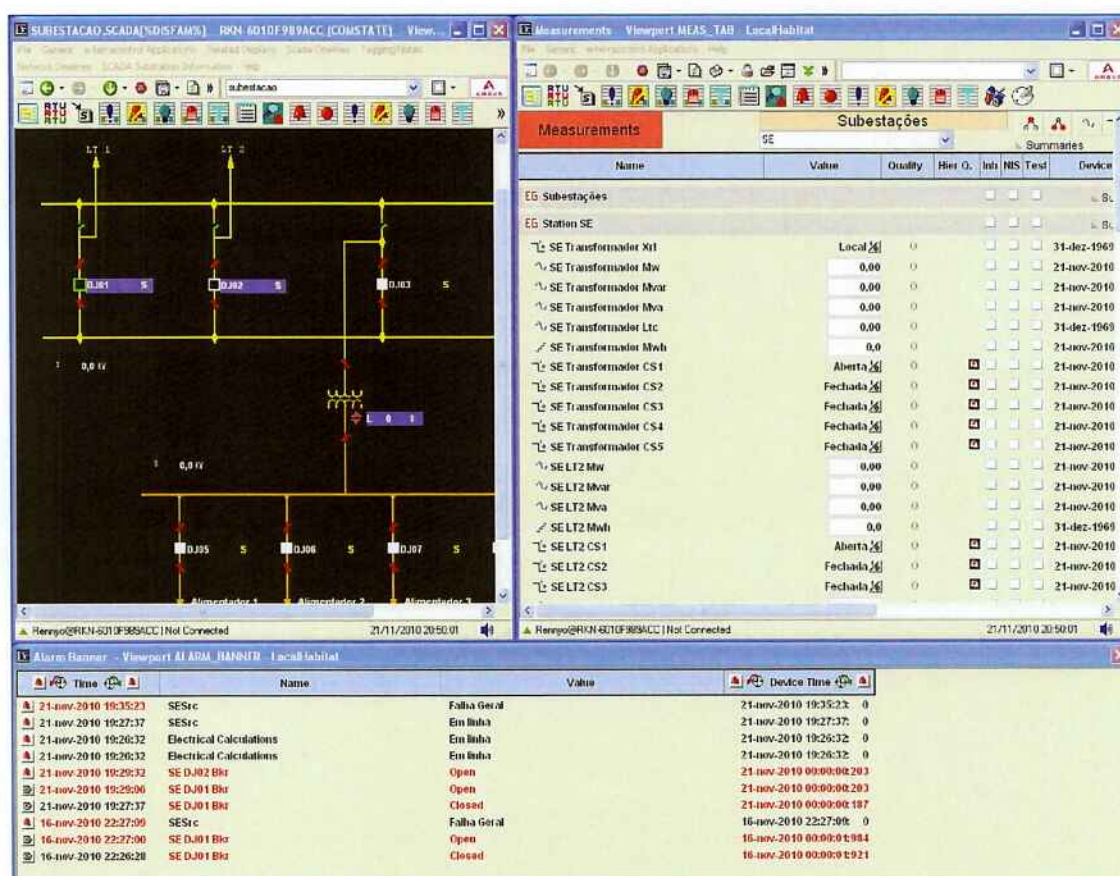


Figura 28 - e-terrabrowser

9 SIMULADOR

Este aplicativo tem o intuito de simular a subestação genérica abordada no presente trabalho. Do ponto de vista prático, esta pode ser uma ferramenta interessante para treinar novos operadores, fazer demonstrações com o propósito de venda de sistemas ou até mesmo para detectar e corrigir eventuais bugs de software. Esta aplicação simula valores das medidas

aquisitadas pelo sistema supervisório, como por exemplo, tensão na barra, estados de equipamentos e potências ativa e reativa do sistema, permite a visualização dos estados de equipamentos e o envio de comandos. O aplicativo foi desenvolvido em Visual Basic, baseado no Kirkland Simulator da Areva T&D.

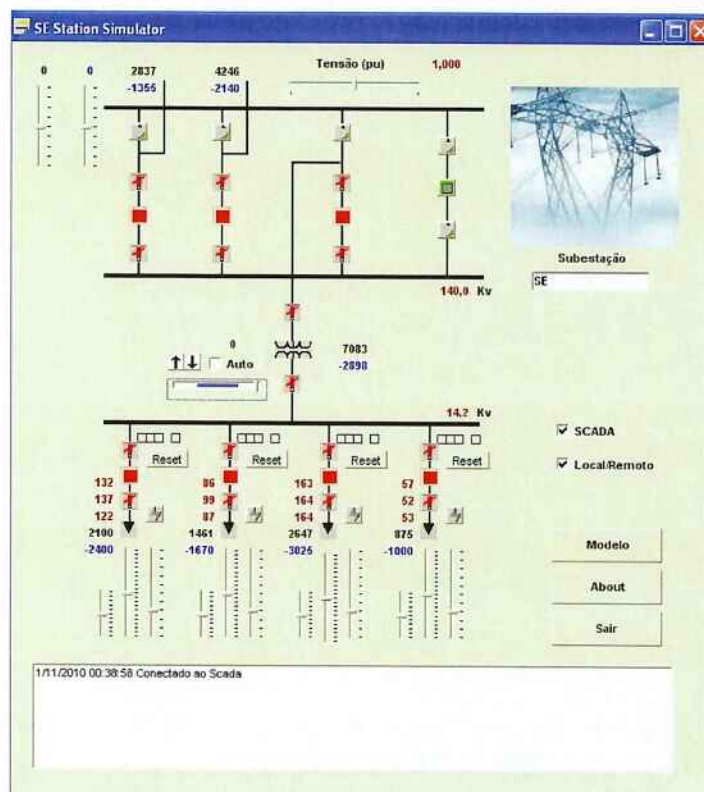


Figura 29 – Simulador da subestação

A figura acima é a interface principal do simulador. Nesta interface há um diagrama unifilar da subestação com seus respectivos campos de controle e valores das grandezas do sistema. Na parte de cima, há o bay das duas linhas de transmissão, do transformador e de transferência. Abaixo, há os quatro alimentadores da subestação.

Os disjuntores são representados por quadrados preenchidos de vermelho quando fechados e com contorno verde quando abertos, similarmente, para as chaves, elas são representadas em vermelho e verde para os estados fechada e aberta, respectivamente.

Nas duas pequenas barras (slidebars) que encontram-se no canto superior esquerdo da janela é onde é feito o controle de potência ativa e reativa injetada na subestação. Na parte de

baixo há mais doze barras do tipo slidebar (três para cada alimentador), sendo que na primeira e na segunda são feitos os controles de potência ativa e reativa da carga, e na terceira o desequilíbrio da carga entre as fases.

Ainda na porção inferior do simulador, há um retângulo branco, que mostra um log dos eventos como, por exemplo, quando o simulador se conecta à base do SCADA ou quando um controle é enviado à subestação. Também é possível diminuir ou aumentar o TAP do transformador através das setas ao lado do símbolo deste.

9.1 Funcionamento

A lógica de como funcionam os equipamentos é relativamente simples. Nos alimentadores, caso o disjuntor ou alguma das chaves esteja aberta, o valor na carga deste alimentador é forçado a zero. Caso alguma das chaves ou o disjuntor do bay do transformador esteja aberto, a subestação fica fora de operação, ou seja, a potência de todas as cargas é zero. Caso alguma linha fique em aberto, a carga desta linha é transferida a outra linha, que passa a funcionar em sobrecarga, e a carga continua a ser alimentada.

```
lineConnected = False
  For Each line In Lines
    If (line.cb.State) Then
      lineConnected = True
    End If
  Next line
```

O código abaixo verifica se a linha está conectada ou não. Para a verificação do transformador e dos alimentadores a lógica é análoga.

Também é importante salientar que é possível transferir a carga para a barra de transferência.

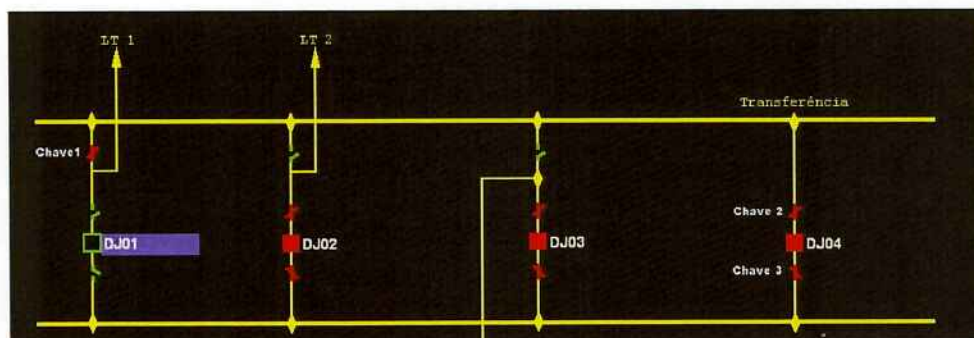


Figura 30 - Proteção da linha LT1 transferida

Com a proteção transferida, o disjuntor e as chaves da linha ficam abertos e o disjuntor DJ04 e as chaves 1, 2 e 3 (conforme figura) ficam fechados. Deste modo, a linha fica fora de operação e com a sua carga transferida. Este tipo de arranjo, conforme já discutido, é interessante para a realização de manutenção da proteção mantendo a operação da subestação.

O código abaixo mostra o funcionamento da transferência da proteção.

```
line = Lines.Item(1)
  lt1 = DJ01.CheckState And LT1CS2.CheckState And LT1CS3.CheckState
  transfl = LT1CS1.CheckState And TRCS1.CheckState And
TRCS2.CheckState And DJ04.CheckState

  If lt1 Or transfl Then highLive = True
    line.cb.State = lt1 Or transfl
```

Uma variável booleana chamada `transfl` foi criada para a realização desta função, esta variável fica ativa caso a condição de transferência esteja satisfeita e a linha está conectada, do ponto de vista lógico, caso as condições de transferência sejam satisfeitas ou caso o disjuntor e a chave da linha estejam fechados.

9.2 Variáveis

Como já citado, há uma série de variáveis que esta aplicação simula. Entre elas estão: tensões nas barras, estados de equipamentos (disjuntores e chaves), potência ativa e reativa nos alimentadores e nas linhas e correntes nos alimentadores.

Nos alimentadores, os valores de potência ativa e reativa são forçados pelo usuário e com base nestes valores são calculadas as correntes dos alimentadores. O cálculo é feito da

seguinte maneira: primeiro obtém-se a potência aparente através da potência ativa e reativa, através da equação já conhecida:

$$MVA = \sqrt{MW^2 + MVAR^2}$$

Com o valor da potência aparente, calcula-se a corrente no alimentador através de:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}V}$$

A função implementada que realiza estes cálculos encontra-se a seguir:

```
Public Sub CalculateAmpsFromPower(ByRef kv As Double)
    Dim Kva As Double

    If kv <> 0 Then
        Kva = System.Math.Sqrt(((Kw * wFactor(0) / totalWFactor) ^ 2) +
            ((Kvar * xFactor(0) / totalXFactor) ^ 2))
        AmpA = Kva * Sqrt3 / kv
        Kva = System.Math.Sqrt(((Kw * wFactor(1) / totalWFactor) ^ 2) +
            ((Kvar * xFactor(1) / totalXFactor) ^ 2))
        AmpB = Kva * Sqrt3 / kv
        Kva = System.Math.Sqrt(((Kw * wFactor(2) / totalWFactor) ^ 2) +
            ((Kvar * xFactor(2) / totalXFactor) ^ 2))
        AmpC = Kva * Sqrt3 / kv
        AmpG = CalculateGroundCurrent(AmpA, AmpB, AmpC)
    Else
        AmpA = 0
        AmpB = 0
        AmpC = 0
        AmpG = 0
    End If

End Sub
```

As barras do tipo *slidebar* que variam a potencia ativa da carga funcionam da seguinte maneira: primeiro calcula-se o fator *usermw* com a equação a seguir.

$$usermw = \frac{100 - wpos}{100}$$

O valor de *wpos* varia de 0 a 100, conforme a posição da *slidebar*.

```
Public Sub SetSliderFraction(ByRef wpos As Short, ByRef varpos As Short,
    ByRef BalanceFactor As Short)

    usermw = (100 - wpos) / 100
    usermx = (100 - varpos) / 100
    If BalanceFactor <> LastBalanceFactor Then
        SetUpFactors((BalanceFactor))
    End If

End Sub
```

O valor da potência no alimentador é obtido multiplicando-se a potência de pico (definida pelo usuário) pelo fator calculado acima.

```
ReadOnly Property KwDemand() As Double
    Get
        kwdem = TodMw * usermw
        If cb.State And eqcb.State Then
            KwDemand = kwdem * maxkw
        Else
            KwDemand = 0
        End If
    End Get
End Property
```

De maneira análoga, calcula-se a potência reativa com a diferença que o valor de varpos varia de 0 a 200, já que o fluxo de potência reativa pode ser bidirecional, com a carga capacitiva ou indutiva.

9.3 Envio de dados ao SCADA

O SCADA lê os dados do simulador periodicamente. Os dados são enviados pela função ToScada.LoadDataItemEngr, tendo como argumentos o nome do dataset, do dataitem, localização do ponto, qualidade do ponto e tempo do envio.

Na rotina abaixo pode-se observar o envio dos dados dos alimentadores. Os quatro alimentadores são lidos, um de cada vez. A string dset está associada ao nome do dataset da subestação, que no caso é SEDset. A dname está associada ao dataitem. Por exemplo, tomando a variável da corrente da fase A do alimentador 1, tem-se que o dataitem é 100 AMPA. É importante lembrar que a função Ucase deixa todas as letras em maiúsculas. Ainda nesta rotina, há as variáveis de corrente das três fases (AmpA, AmpB e AmpC), da potência ativa (Mw), reativa (Mvar) e do estado do disjuntor do alimentador (Bkr).

```
For Each fdr In Fdrs
    If fdr.AmpADeadBandCheck Then
        dname = UCase(fdr.Name & " AmpA")
        ToScada.LoadDataItemEngr(dset, dname, fdr.AmpA, Qual,
moment, msec)
    End If
    If fdr.AmpBDeadBandCheck Then
        dname = UCase(fdr.Name & " AmpB")
        ToScada.LoadDataItemEngr(dset, dname, fdr.AmpB, Qual,
moment, msec)
```

```

End If
If fdr.AmpCDeadBandCheck Then
    dname = UCase(fdr.Name & " AmpC")
    ToScada.LoadDataItemEngr(dset, dname, fdr.AmpC, Qual,
moment, msec)
End If
If fdr.KwDeadBandCheck Then
    dname = UCase(fdr.Name & " Mw")
    ToScada.LoadDataItemEngr(dset, dname, fdr.Kw / 1000, Qual,
moment, msec)
End If
If fdr.kvarDeadBandCheck Then
    dname = UCase(fdr.Name & " Mvar")
    ToScada.LoadDataItemEngr(dset, dname, fdr.Kvar / 1000,
Qual, moment, msec)
End If

    dname = UCase(fdr.cb.Name & " Bkr")
    If LowCBRib(i).CheckState Then
        ToScada.LoadDataItemEngr(dset, dname, 1, Qual, moment,
msec)
    Else
        ToScada.LoadDataItemEngr(dset, dname, 0, Qual, moment,
msec)
    End If
End If
Next fdr

```

Para os outros trechos da subestação, as rotinas são análogas. Por exemplo, para o envio dos valores de potência reativa da linha, troca-se o *fdr.Name* (nome do *feeder*) para *line.Name* (nome da linha).

```

If line.KwDeadBandCheck Then
    dname = UCase(line.Name & " Mw")
    ToScada.StartLoadingDataItems(dset)
    ToScada.LoadDataItemEngr(dset, dname, line.Kw / 1000, Qual,
moment, msec)
    ToScada.EndLoadingDataItems(dset)
End If

```

9.4 Controle

Para o envio de comandos do SCADA ao simulador, a string com o nome do dataitem é gravada na variável *dname*. O programa lê a string enviada pelo SCADA e verifica algumas condições, para o caso de um disjuntor, primeiro verifica-se se há a palavra BKR nesta string, caso haja, então verifica-se se há a palavra TRIP ou CLOSE e dependendo do valor escreve-se o valor 0 ou 1 na variável *TripCloseValue*.

```

Dim dset As String = "SEDset"
Dim dname As String = EventArgs.itemName
Dim multiStr As String

    LogMessage("Received control: meas. name=" & EventArgs.measName &
", control name=" & EventArgs.controlName & ", optime =" &
EventArgs.rawParameter)

```



```

EventArgs.measName = UCase(EventArgs.measName)
EventArgs.controlName = UCase(EventArgs.controlName)

If InStr(EventArgs.measName, " BKR") Then
    If EventArgs.controlName = "TRIP" Then
        TripCloseValue = 0
    Else
        TripCloseValue = 1
    End If
    pos = InStr(EventArgs.measName, " BKR")
    cbStr = VB.Left(EventArgs.itemName, pos)
    cbStr = Trim(cbStr)

```

A rotina acima, portanto, verifica se o comando é de um disjuntor e se é de trip ou de close. Assim, o valor do estado do equipamento é forçado pelo valor da variável TripCloseValue. O trecho de código abaixo grava o valor enviado pelo comando na variável de estado do disjuntor DJ01.

```

If InStr(1, UCase("DJ01"), cbStr, CompareMethod.Text) Then
    DJ01.CheckState = TripCloseValue
    Exit Sub
End If

```

Para os comandos das chaves o processo é análogo, a diferença é que ao invés de se comparar a string com BKR, ela é comparada com CS.

```

If InStr(EventArgs.measName, " CS") Then
    If EventArgs.controlName = "ABRIR" Then
        OpenCloseValue = 0
    Else
        OpenCloseValue = 1
    End If

```

```

If InStr(1, UCase("LT1CS1"), csStr, CompareMethod.Text) Then
    LT1CS1.CheckState = OpenCloseValue
    Exit Sub
End If

```

10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho abordou automação de subestações de maneira geral, discutindo a evolução dos sistemas de supervisão e controle, diferentes tipos de arranjos de subestações, funções de proteção, incluindo também uma arquitetura de IEDs para a proteção da subestação e, a partir desta arquitetura, uma lista de pontos foi definida que é, basicamente, o ponto de partida para a concepção e desenvolvimento de um sistema de supervisão e controle.

A partir dos assuntos abordados, um sistema SCADA foi desenvolvido com o software e-terracontrol da Areva T&D. Ainda, foi explicada a arquitetura e o funcionamento do software e-terracontrol, bem como sua utilização para a configuração de base de dados, comunicações, e desenvolvimento de telas de operação.

Também foi apresentado um simulador da subestação em questão. Tal simulador permite uma abordagem didática do sistema SCADA, sendo interessante em eventuais apresentações do produto e-terracontrol ou até mesmo em treinamentos de novos operadores.

Embora o objetivo final do trabalho tenha sido atingido, há infinitos pontos que podem ser melhorados, como em qualquer projeto de engenharia onde são levados em conta qualidade, custo e prazo. Como melhoria futura, pode ser citada uma maior aproximação do simulador ao sistema físico real, para que haja a possibilidade, de fato, de facilitar a integração pré e pós-operação, bem como apresentar situações onde os novos operadores possam testar suas habilidades de tomada de decisão e de utilização dos recursos do software. Como por exemplo, agregar a simulação de alguns tipos de faltas e integrar dados de operação históricos do sistema ao simulador para que se possam obter situações pregressas, já enfrentadas pelos operadores.

11 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

JARDINI, J. A., **Sistemas Digitais para Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, 1996.

PAREDES, A. E. R. O., **Integração de Sistemas de Supervisão, Proteção e Automação de Subestações de Energia Elétrica**, 2002. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Itajubá.

MORAES, C. C. & CASTRUCCI, P. L. **Engenharia de Automação Industrial**, 2007. 2Ed. LTC.

AREVA T&D, **SAS (Substation Automation Solutions) Selector Guide**, 2010. Disponível para download em http://www.areva-td.com/solutions/US_1093_Substation%20Automation.html (Acessado em Junho de 2010)

AREVA T&D, **E-terracontrol user guide**, 2008.

AREVA T&D, **Display Builder User's Guide**, 2007.

AREVA T&D, **E-terrabrowser User's Guide**, 2007.

AREVA T&D, **E-terracontrol Reference Manual: Applications**, 2008.

NBR 5460 – **Sistemas Elétricos de Potência**, 1992

ANEXO I

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Função de partida/ fechamento temporizado
3	Função de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Disjuntor de anodo
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência das unidades
11	Reservada para futura aplicação
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Reservado para futura aplicação
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação

32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de perda de excitação
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/ chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de sequência de partida
45	Reservado para futura aplicação
46	Relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	Relé de sequência de fase de tensão
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra

65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Função de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de sub/ sobrefrequência
82	Relé de religamento CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 à 99	Usado para aplicações específicas

Tabela 2 - Tabela ANSI para funções de proteção

Complementação da Tabela ANSI:

50 N - sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

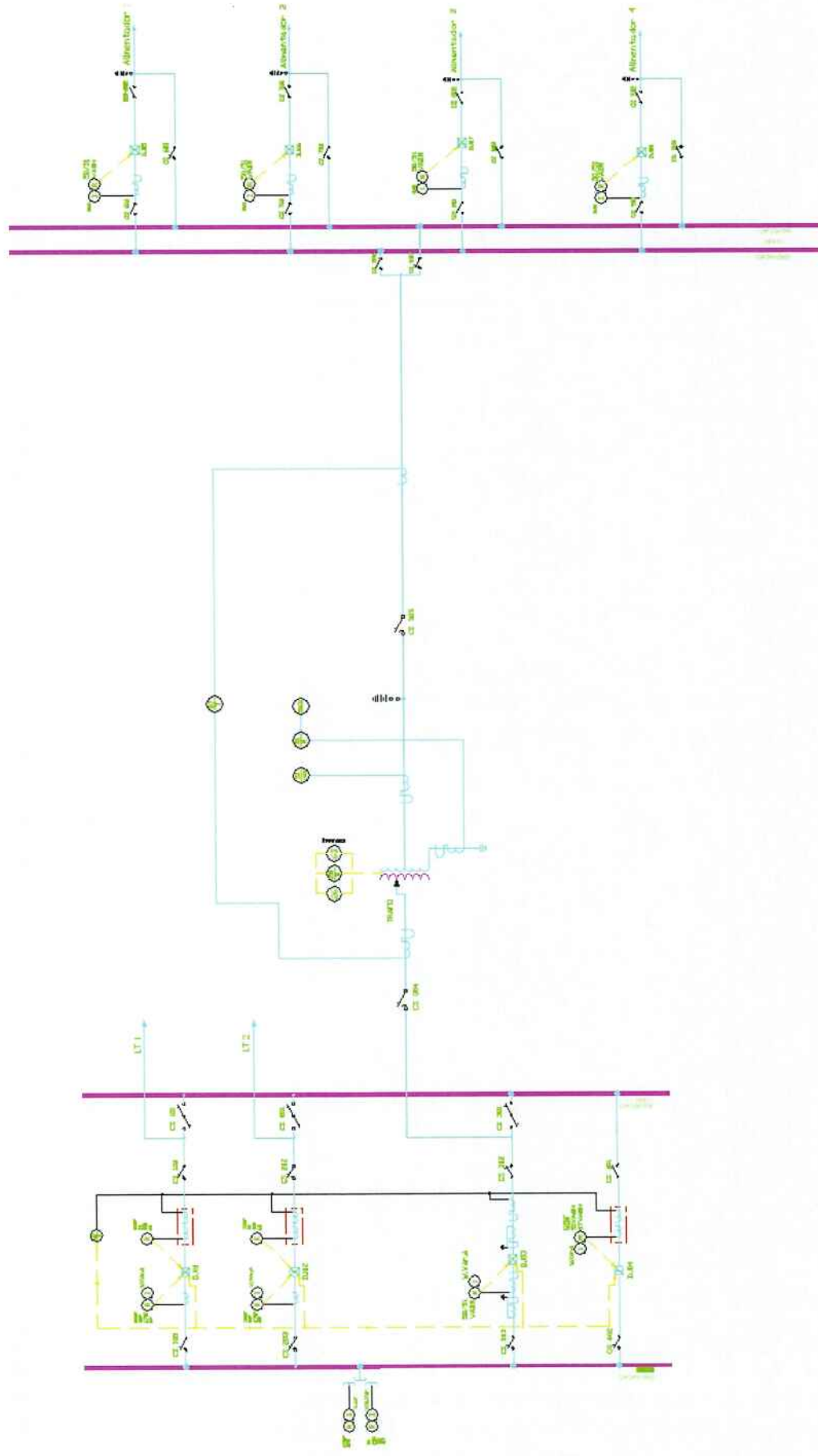
50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

67 N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

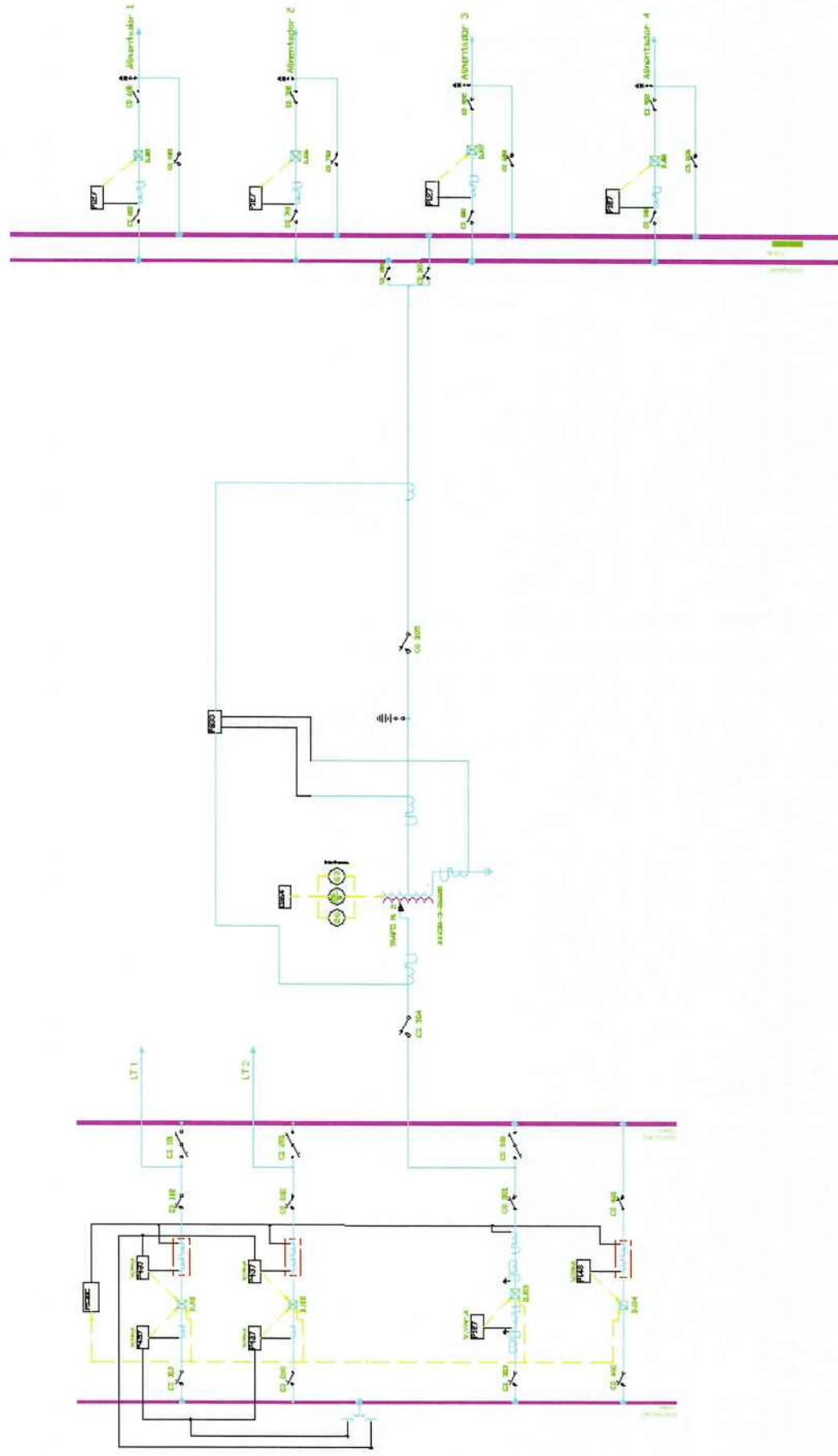
Proteção Diferencial - ANSI 87:

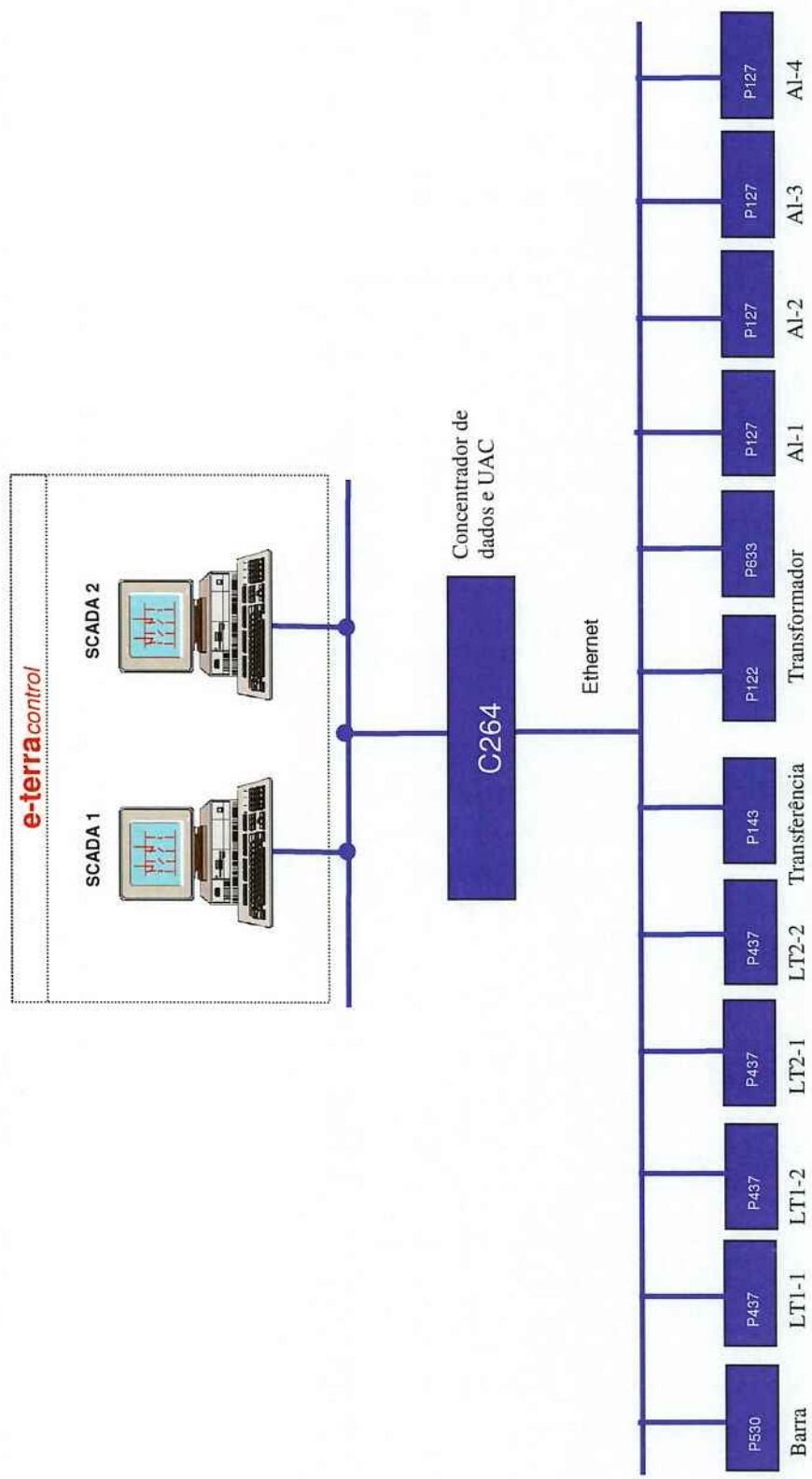
87 T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos)

ANEXO II



Unifilar da SE





ANEXO V

ITEM	TAG	DESCRIÇÃO	TIPO IO	FUNÇÃO	TIPO	LOCALIZAÇÃO	EQUIPAMENTO
1	LT1-21PG	21 Partida Geral	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
2	LT1-21DG	21 Disparo Geral	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
3	LT1-21A	21 Fase A	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
4	LT1-21B	21 Fase B	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
5	LT1-21C	21 Fase C	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
6	LT1-21N	21 Neutro	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
7	LT1-21Z1	21 Primeira Zona - Fase A	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
8	LT1-21Z2	21 Segunda Zona - Fase A	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
9	LT1-21Z3	21 Terceira Zona - Fase A	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
10	LT1-21Z1	21 Primeira Zona - Fase B	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
11	LT1-21Z2	21 Segunda Zona - Fase B	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
12	LT1-21Z3	21 Terceira Zona - Fase B	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
13	LT1-21Z1	21 Primeira Zona - Fase C	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
14	LT1-21Z2	21 Segunda Zona - Fase C	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
15	LT1-21Z3	21 Terceira Zona - Fase C	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
16	LT1-67 FI	67F Instantâneo	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
17	LT1-67 NI	67N Instantâneo	ED	SOE	SP	LT1_138 kV	P437
18	LT1-VAB	Tensão Fases AB	EA	ANALOG	ME	LT1_138 kV	P437
19	LT1-VBC	Tensão Fases BC	EA	ANALOG	ME	LT1_138 kV	P437
20	LT1-VCA	Tensão Fases CA	EA	ANALOG	ME	LT1_138 kV	P437
21	LT1-IA	Corrente Fase A	EA	ANALOG	ME	LT1_138 kV	P437
22	LT1-IB	Corrente Fase B	EA	ANALOG	ME	LT1_138 kV	P437
23	LT1-IC	Corrente Fase C	EA	ANALOG	ME	LT1_138 kV	P437
24	LT1-W	Potencia Ativa	EA	ANALOG	ME	LT1_138 kV	P437
25	LT1-VAR	Potencia Reativa	EA	ANALOG	ME	LT1_138 kV	P437
26	LT1-50BF	Falha de Disjuntor	ED	STATUS	SP	LT1_138 kV	P530C
27	CS 101	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	LT1_138 kV	C264
28	CS 101	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	LT1_138 kV	C264
29	CS 102	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	LT1_138 kV	C264
30	CS 102	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	LT1_138 kV	C264
31	CS 103	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	LT1_138 kV	C264
32	CS 103	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	LT1_138 kV	C264
33	DJ01	Estado do Disjuntor	ED	SOE	DP	LT1_138 kV	P437
34	DJ01	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	LT1_138 kV	P437
35	LT1-PNOR	Proteção Normal	ED	STATUS	SP	LT1_138 kV	P437
36	LT1-PINT	Proteção Intermediário	ED	STATUS	SP	LT1_138 kV	P437
37	LT1-PTRA	Proteção Transferido	ED	STATUS	SP	LT1_138 kV	P437
38	LT2-21PG	21 Partida Geral	ED	SOE	SP	LT2_138 kV	P437
39	LT2-21DG	21 Disparo Geral	ED	SOE	SP	LT2_138 kV	P437
40	LT2-21A	21 Fase A	ED	SOE	SP	LT2_138 kV	P437

41	LT2-21B	21 Fase B	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
42	LT2-21C	21 Fase C	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
43	LT2-21N	21 Neutro	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
44	LT2-21Z1	21 Primeira Zona - Fase A	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
45	LT2-21Z2	21 Segunda Zona - Fase A	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
46	LT2-21Z3	21 Terceira Zona - Fase A	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
47	LT2-21Z1	21 Primeira Zona - Fase B	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
48	LT2-21Z2	21 Segunda Zona - Fase B	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
49	LT2-21Z3	21 Terceira Zona - Fase B	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
50	LT2-21Z1	21 Primeira Zona - Fase C	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
51	LT2-21Z2	21 Segunda Zona - Fase C	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
52	LT2-21Z3	21 Terceira Zona - Fase C	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
53	LT2-67 FI	67F Instantâneo	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
54	LT2-67 NI	67N Instantâneo	ED	SOE	SP	LT2 138 kV	P437
55	LT2-VAB	Tensão Fases AB	EA	ANALOG	ME	LT2 138 kV	P437
56	LT2-VBC	Tensão Fases BC	EA	ANALOG	ME	LT2 138 kV	P437
57	LT2-VCA	Tensão Fases CA	EA	ANALOG	ME	LT2 138 kV	P437
58	LT2-IA	Corrente Fase A	EA	ANALOG	ME	LT2 138 kV	P437
59	LT2-IB	Corrente Fase B	EA	ANALOG	ME	LT2 138 kV	P437
60	LT2-IC	Corrente Fase C	EA	ANALOG	ME	LT2 138 kV	P437
61	LT2-W	Potencia Ativa	EA	ANALOG	ME	LT2 138 kV	P437
62	LT2-VAR	Potencia Reativa	EA	ANALOG	ME	LT2 138 kV	P437
63	LT2-50BF	Falha de Disjuntor	ED	STATUS	SP	LT2 138 kV	P530C
64	CS 201	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	LT2 138 kV	C264
65	CS 201	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	LT2 138 kV	C264
66	CS 202	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	LT2 138 kV	C264
67	CS 202	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	LT2 138 kV	C264
68	CS 203	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	LT2 138 kV	C264
69	CS 203	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	LT2 138 kV	C264
70	DJ02	Estado do Disjuntor	ED	SOE	DP	LT2 138 kV	P437
71	DJ02	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	LT2 138 kV	P437
72	LT2-PNOR	Proteção Normal	ED	STATUS	SP	LT2 138 kV	P437
73	LT2-PINT	Proteção Intermediário	ED	STATUS	SP	LT2 138 kV	P437
74	LT2-PTRA	Proteção Transferido	ED	STATUS	SP	LT2 138 kV	P437
75	LT1-59I	59 Instantâneo	ED	SOE	SP	Barra 138 kV	P530C
76	CS401	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Transferência 138 kV	C264
77	CS401	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Transferência 138 kV	C264
78	CS402	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Transferência 138 kV	C264
79	CS402	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Transferência 138 kV	C264
80	DJ04	Estado do Disjuntor	ED	SOE	DP	Transferência 138 kV	C264
81	DJ04	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Transferência 138 kV	C264
82	TFF-67 FI	67F Instantâneo	ED	SOE	SP	Transferência 138 kV	P143
83	LT1-67 NI	67N Instantâneo	ED	SOE	SP	Transferência 138 kV	P143

84	LT1-59I	59 Instantâneo		ED	SOE	SP	Transferência 138 kV	P530C
85	TR01A-87T-I	Diferencial Instantâneo Atuado		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	P633
86	TR01A-87T-T	Diferencial Temporizado Atuado		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	P633
87	TR01A-50F	50 Fase		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	P127
88	TR01A-51F	51 Fase		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	P127
89	TR01A-50N	50 Neutro		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	P127
90	TR01A-51N	51 Neutro		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	P127
91	TR01A-27I	27 Instantâneo		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	P127
92	TR01A-27T	27 Temporizado		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	P127
93	CS301	Estado da Seccionadora		ED	STATUS	DP	Transformador TR01 138 kV	C264
94	CS301	Comando de Abertura/Fechamento		SD	TRIP/CLOSE	DC	Transformador TR01 138 kV	C264
95	CS302	Estado da Seccionadora		ED	STATUS	DP	Transformador TR01 138 kV	C264
96	CS302	Comando de Abertura/Fechamento		SD	TRIP/CLOSE	DC	Transformador TR01 138 kV	C264
97	CS303	Estado da Seccionadora		ED	STATUS	DP	Transformador TR01 138 kV	C264
98	CS303	Comando de Abertura/Fechamento		SD	TRIP/CLOSE	DC	Transformador TR01 138 kV	C264
99	CS304	Estado da Seccionadora		ED	STATUS	DP	Transformador TR01 138 kV	C264
100	CS304	Comando de Abertura/Fechamento		SD	TRIP/CLOSE	DC	Transformador TR01 138 kV	C264
101	DJ03	Estado do Disjuntor		ED	SOE	DP	Transformador TR01 138 kV	P127
102	DJ03	Comando de Abertura/Fechamento		SD	TRIP/CLOSE	DC	Transformador TR01 138 kV	P127
103	TR01A-NOR	Proteção Normal		ED	STATUS	SP	Transformador TR01 138 kV	P127
104	TR01A-INTERM	Proteção Intermediário		ED	STATUS	SP	Transformador TR01 138 kV	P127
105	TR01A-TRANS	Proteção Transferido		ED	STATUS	SP	Transformador TR01 138 kV	P127
106	TR01-26T1	Temperatura do Óleo 1º Estágio		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	C264
107	TR01-26T2	Temperatura do Óleo 2º Estágio		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	C264
108	TR01A-63T2	Relé de Gás 2º Estágio		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	C264
109	TR01A-63T2	Relé de Gás 2º Estágio		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	C264
110	TR01A-DAP	Dispositivo de Alívio de Pressão		ED	SOE	SP	Transformador TR01 138 kV	C264
111	TR01A-VAB	Tensão Fases AB		EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 138 kV	C264
112	TR01A-VBC	Tensão Fases BC		EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 138 kV	C264
113	TR01A-VCA	Tensão Fases CA		EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 138 kV	C264
114	TR01A-IA	Corrente Fase A		EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 138 kV	C264
115	TR01A-IB	Corrente Fase B		EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 138 kV	C264
116	TR01A-IC	Corrente Fase C		EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 138 kV	C264
117	TR01A-W	Potência Ativa		EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 138 kV	C264
118	TR01A-VAR	Potência Reativa		EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 138 kV	C264
119	TR01B-51VAB	51 Fase		ED	SOE	SP	Transformador TR01 13,8 kV	P633
120	TR01B-51N	51 Neutro		ED	SOE	SP	Transformador TR01 13,8 kV	P633
121	TR01B-51GS	51 Terra		ED	SOE	SP	Transformador TR01 13,8 kV	P633
122	CS305	Estado da Seccionadora		ED	STATUS	DP	Transformador TR01 13,8 kV	C264
123	CS305	Comando de Abertura/Fechamento		SD	TRIP/CLOSE	DC	Transformador TR01 13,8 kV	C264
124	CS306	Estado da Seccionadora		ED	STATUS	DP	Transformador TR01 13,8 kV	C264
125	CS306	Comando de Abertura/Fechamento		SD	TRIP/CLOSE	DC	Transformador TR01 13,8 kV	C264
126	CS307	Estado da Seccionadora		ED	STATUS	DP	Transformador TR01 13,8 kV	C264

127	CS307	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Transformador TR01 13,8 kV	C264
128	TR01B-LTC	Comando Aumentar/Diminuir Tap	SD	RAISE/LOWER	TC	Transformador TR01 13,8 kV	C264
129	TR01B-VAB	Tensão Fases AB	EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 13,8 kV	P633
130	TR01B-VBC	Tensão Fases BC	EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 13,8 kV	P633
131	TR01B-VCA	Tensão Fases CA	EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 13,8 kV	P633
132	TR01B-IA	Corrente Fase A	EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 13,8 kV	P633
133	TR01B-IB	Corrente Fase B	EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 13,8 kV	P633
134	TR01B-IC	Corrente Fase C	EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 13,8 kV	P633
135	TR01B-W	Potencia Ativa	EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 13,8 kV	P633
136	TR01B-VAR	Potencia Reativa	EA	ANALOG	ME	Transformador TR01 13,8 kV	P633
137	AL001-50F	50 Fase	ED	SOE	SP	Alimentador 01 13,8 kV	P127
138	AL001-51F	51 Fase	ED	SOE	SP	Alimentador 01 13,8 kV	P127
139	CS601	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 01 13,8 kV	P127
140	CS601	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 01 13,8 kV	P127
141	CS602	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 01 13,8 kV	P127
142	CS602	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 01 13,8 kV	P127
143	CS603	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 01 13,8 kV	P127
144	CS603	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 01 13,8 kV	P127
145	DJ05	Estado do Disjuntor	ED	SOE	DP	Alimentador 01 13,8 kV	P127
146	DJ05	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 01 13,8 kV	P127
147	AL001-VAB	Tensão Fases AB	EA	ANALOG	ME	Alimentador 01 13,8 kV	C264
148	AL001-VBC	Tensão Fases BC	EA	ANALOG	ME	Alimentador 01 13,8 kV	C264
149	AL001-VCA	Tensão Fases CA	EA	ANALOG	ME	Alimentador 01 13,8 kV	C264
150	AL001-IA	Corrente Fase A	EA	ANALOG	ME	Alimentador 01 13,8 kV	C264
151	AL001-IB	Corrente Fase B	EA	ANALOG	ME	Alimentador 01 13,8 kV	C264
152	AL001-IC	Corrente Fase C	EA	ANALOG	ME	Alimentador 01 13,8 kV	C264
153	AL001-W	Potencia Ativa	EA	ANALOG	ME	Alimentador 01 13,8 kV	C264
154	AL001-VAR	Potencia Reativa	EA	ANALOG	ME	Alimentador 01 13,8 kV	C264
155	AL002-50F	50 Fase	ED	SOE	SP	Alimentador 02 13,8 kV	P127
156	AL002-51F	51 Fase	ED	SOE	SP	Alimentador 02 13,8 kV	P127
157	CS701	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 02 13,8 kV	P127
158	CS701	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 02 13,8 kV	P127
159	CS702	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 02 13,8 kV	P127
160	CS702	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 02 13,8 kV	P127
161	CS703	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 02 13,8 kV	P127
162	CS703	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 02 13,8 kV	P127
163	DJ06	Estado do Disjuntor	ED	SOE	DP	Alimentador 02 13,8 kV	P127
164	DJ06	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 02 13,8 kV	P127
165	AL002-VAB	Tensão Fases AB	EA	ANALOG	ME	Alimentador 02 13,8 kV	C264
166	AL002-VBC	Tensão Fases BC	EA	ANALOG	ME	Alimentador 02 13,8 kV	C264
167	AL002-VCA	Tensão Fases CA	EA	ANALOG	ME	Alimentador 02 13,8 kV	C264
168	AL002-IA	Corrente Fase A	EA	ANALOG	ME	Alimentador 02 13,8 kV	C264
169	AL002-IB	Corrente Fase B	EA	ANALOG	ME	Alimentador 02 13,8 kV	C264

170	AL002-IC	Corrente Fase C	EA	ANALOG	ME	Alimentador 02 13,8 kV	C264
171	AL002-W	Potencia Ativa	EA	ANALOG	ME	Alimentador 02 13,8 kV	C264
172	AL002-VAR	Potencia Reativa	EA	ANALOG	ME	Alimentador 02 13,8 kV	C264
173	AL003-50F	50 Fase	ED	SOE	SP	Alimentador 03 13,8 kV	P127
174	AL003-51F	51 Fase	ED	SOE	SP	Alimentador 03 13,8 kV	P127
175	CS801	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 03 13,8 kV	P127
176	CS801	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 03 13,8 kV	P127
177	CS802	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 03 13,8 kV	P127
178	CS802	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 03 13,8 kV	P127
179	CS803	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 03 13,8 kV	P127
180	CS803	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 03 13,8 kV	P127
181	DJ07	Estado do Disjuntor	ED	SOE	DP	Alimentador 03 13,8 kV	P127
182	DJ07	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 03 13,8 kV	P127
183	AL003-VAB	Tensão Fases AB	EA	ANALOG	ME	Alimentador 03 13,8 kV	P127
184	AL003-VBC	Tensão Fases BC	EA	ANALOG	ME	Alimentador 03 13,8 kV	P127
185	AL003-VCA	Tensão Fases CA	EA	ANALOG	ME	Alimentador 03 13,8 kV	P127
186	AL003-IA	Corrente Fase A	EA	ANALOG	ME	Alimentador 03 13,8 kV	P127
187	AL003-IB	Corrente Fase B	EA	ANALOG	ME	Alimentador 03 13,8 kV	P127
188	AL003-IC	Corrente Fase C	EA	ANALOG	ME	Alimentador 03 13,8 kV	P127
189	AL003-W	Potencia Ativa	EA	ANALOG	ME	Alimentador 03 13,8 kV	P127
190	AL003-VAR	Potencia Reativa	EA	ANALOG	ME	Alimentador 03 13,8 kV	P127
191	AL001-50F	50 Fase	ED	SOE	SP	Alimentador 04 13,8 kV	P127
192	AL001-51F	51 Fase	ED	SOE	SP	Alimentador 04 13,8 kV	P127
193	CS901	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 04 13,8 kV	P127
194	CS901	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 04 13,8 kV	P127
195	CS902	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 04 13,8 kV	P127
196	CS902	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 04 13,8 kV	P127
197	CS903	Estado da Seccionadora	ED	STATUS	DP	Alimentador 04 13,8 kV	P127
198	CS903	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 04 13,8 kV	P127
199	DJ08	Estado do Disjuntor	ED	SOE	DP	Alimentador 04 13,8 kV	P127
200	DJ08	Comando de Abertura/Fechamento	SD	TRIP/CLOSE	DC	Alimentador 04 13,8 kV	P127
201	AL004-VAB	Tensão Fases AB	EA	ANALOG	ME	Alimentador 04 13,8 kV	P127
202	AL004-VBC	Tensão Fases BC	EA	ANALOG	ME	Alimentador 04 13,8 kV	P127
203	AL004-VCA	Tensão Fases CA	EA	ANALOG	ME	Alimentador 04 13,8 kV	P127
204	AL004-IA	Corrente Fase A	EA	ANALOG	ME	Alimentador 04 13,8 kV	P127
205	AL004-IB	Corrente Fase B	EA	ANALOG	ME	Alimentador 04 13,8 kV	P127
206	AL004-IC	Corrente Fase C	EA	ANALOG	ME	Alimentador 04 13,8 kV	P127
207	AL004-W	Potencia Ativa	EA	ANALOG	ME	Alimentador 04 13,8 kV	P127
208	AL004-VAR	Potencia Reativa	EA	ANALOG	ME	Alimentador 04 13,8 kV	P127