



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAYSSA DE OLIVEIRA CAMPOS

**ANÁLISE DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO, COMANDO, CONTROLE E SUPERVISÃO
NO PADRÃO IEC 61850 EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Recife

2023

RAYSSA DE OLIVEIRA CAMPOS

**ANÁLISE DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO, COMANDO, CONTROLE E
SUPERVISÃO NO PADRÃO IEC 61850 EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão do Curso de
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Pernambuco, como requisito
da disciplina de Trabalho de Conclusão
de Curso (EL403)

Orientador: Prof. Dr. Augusto César Cavalcanti de Oliveira.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Campos, Rayssa de Oliveira.

Análise de sistemas de proteção, comando, controle e supervisão no padrão IEC 61850 em subestações de transmissão de energia elétrica / Rayssa de Oliveira Campos. - Recife, 2023.

122 : il., tab.

Orientador(a): Augusto César Cavalcanti de Oliveira

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2023.

Inclui referências, anexos.

1. Sistema de Automação de Subestação. 2. Dispositivos Eletrônicos Inteligentes. 3. IEC 61850. 4. Intertravamento. 5. MPCCS. I. Oliveira, Augusto César Cavalcanti de . (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

RAYSSA DE OLIVEIRA CAMPOS

**ANÁLISE DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO, COMANDO, CONTROLE E
SUPERVISÃO NO PADRÃO IEC 61850 EM SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso do
Curso de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco,
como requisito da disciplina de Trabalho
de Conclusão de Curso (EL403)

Aprovada em: ____/____/____

COMISSÃO EXAMINADORA

Professor Dr. Augusto César Cavalcanti de Oliveira (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Professor MSc. Eduardo Augusto Oliveira Barbosa
Universidade Federal de Pernambuco

Professor Dr. Zanoni Dueire Lins
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

A Deus, toda a minha eterna gratidão pela sua benignidade que nunca se apartou de mim e sua aliança de paz que tem sido meu sustento por toda essa caminhada. Sem a fé de que todas as coisas cooperam para o meu bem e a certeza de que há um tempo determinado por Ele para todo propósito debaixo do céu eu não conseguiria ter chegado até aqui, por isso sou eternamente grata pela graça que foi me concedida pelo Pai.

Aos meus pais, Roberta e Marcos, só tenho a agradecer por todo amor, cuidado, dedicação e zelo por mim. Vocês são dois anjos, do mais alto escalão celestial, que Deus escolheu para me enviar como filha. Que honra é poder chamá-los de pais. Obrigada por serem meu sustento e acreditarem em mim quando nem eu mesma acreditava. Para ambos eu dedico todo o meu amor e admiração.

Aos meus irmãozinhos, Felipe e Letícia, obrigada pelo mais puro amor fraternal que se tornou o meu maior incentivo nos dias mais difíceis. Vocês são a melhor parte de mim. É por vocês que eu luto todos os dias para tornar esse mundo um lugar melhor. Sou eternamente grata pela vida de vocês.

Aos meus avós, só tenho a agradecer pelo maior exemplo de superação e perseverança. Em especial à minha querida avó Deusdete, que me mostrou o verdadeiro significado de dedicação com seu exemplo de vida. Obrigada vovó por me mostrar que o estudo é capaz de transformar vidas e que não há barreiras que sejam capazes de deter alguém que almeja o conhecimento.

Aos meus educadores, agradeço por todo ensino compartilhado comigo, desde o ensino fundamental até o ensino superior. Quão admirável é o papel do professor na formação intelectual humana. Só tenho a agradecer aos meus excelentes educadores por todo apoio e dedicação no ato de ensinar, vocês foram primordiais para o meu desempenho até a conclusão desse curso. Sou eternamente grata.

Aos meus bons amigos e companheiros de curso, obrigada por todo apoio durante essa caminhada. Vocês tornaram os meus dias na UFPE mais leves. Obrigada por todo conhecimento compartilhado, por todos os ombros amigos e

apoios morais em semana de provas. E, principalmente, por me mostrarem o verdadeiro significado de: “há amigos que são mais chegados do que irmãos”.

“O medo se vai quando ouço a voz do alto
a me dizer: sê valente, sê valente!”

Marcos Almeida

RESUMO

Diante da necessidade de assegurar a confiabilidade e qualidade do sistema elétrico de potência, no que tange à transmissão de energia elétrica, a introdução do Sistema Digital de Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão de Subestações (MPCCS) tem se tornado uma estratégia promissora para aperfeiçoar a gestão dos recursos energéticos. À vista disso, o presente trabalho aborda os principais aspectos da inserção de um Sistema Digital de Automação (SDA) em subestações de energia elétrica com ênfase na utilização dos IEDs (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) como forma de agregar maior confiabilidade na proteção, controle e supervisão dos elementos constituintes do sistema elétrico de potência. Para assegurar a eficiência do monitoramento remoto, é apresentado o protocolo de comunicação IEC 61850 que permite o modelamento de elementos físicos existentes na subestação através de nós lógicos pertencentes a um conjunto de funções específicas que possam circular em uma rede de comunicação de dados e interoperar de modo eficaz. Como estudo de caso, é implementada a lógica de comando, controle, intertravamento e supervisão de equipamentos de manobra do setor de 230kV de uma subestação de transmissão a partir da utilização de um relé digital da família Siprotec 5, de fabricação SIEMENS.

Palavras-chave: Sistema de Automação de Subestações; Dispositivos Eletrônicos Inteligentes; MPCCS; IEC 61850; Intertravamento.

ABSTRACT

In order to ensure the reliability and quality of the power system, particularly with regard to the transmission of electrical energy, the introduction of the Digital Measurement, Protection, Control, Command, and Supervision System (MPCCS) has become a promising strategy for enhancing the management of energy resources. Accordingly, this work addresses the main aspects of implementing a Digital Automation System (SDA) in electrical substations, with emphasis on the use of Intelligent Electronic Devices (IEDs) to provide greater reliability in protecting, controlling, and supervising the constituent elements of the power system. To ensure the efficiency of remote monitoring, the IEC 61850 communication protocol is presented, which enables the modeling of physical elements in the substation through logical nodes belonging to a set of specific functions that can circulate on a data communication network and interoperate effectively. As a case study, the logic of command, control, interlocking, and supervision of 230kV switching equipment in a transmission substation is implemented using a digital relay from the Siprotec 5 family, manufactured by Siemens.

Key-words: Digital Automation System; Intelligent Electronic Devices; MPCCS; IEC 61850; Interlocking.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Subestação Messias/AL.....	22
Figura 2 - Arranjo de barra simples.....	24
Figura 3 - Arranjo de barra simples seccionada.....	25
Figura 4 - Arranjo de barra principal e transferência.....	26
Figura 5 - Arranjo de barra dupla com quatro chaves.....	28
Figura 6 - Arranjo físico em anel simples.....	30
Figura 7 - Arranjo barra dupla com disjuntor e meio.....	31
Figura 8 - Subsistema de Proteção.....	33
Figura 9 - Requisitos para um Sistema de Proteção.....	34
Figura 10 - Diagrama Unifilar de Serviços Auxiliares CA.....	35
Figura 11 - Diagrama Unifilar de Serviços Auxiliares CC.....	37
Figura 12 - Detalhes de um Banco de Baterias de 125 V.....	38
Figura 13 - Circuito Equivalente do Transformador de Corrente.....	40
Figura 14 - Conexão do Transformador de Corrente ao SEP.....	41
Figura 15 - Circuito Equivalente do TP.....	42
Figura 16 - Conexão do Transformador de Potencial ao SEP.....	43
Figura 17 - Ligação do TP em estrela.....	44
Figura 18 - Ligação do TP em delta e delta aberto.....	45
Figura 19 - Ligações residual e monopolar.....	45
Figura 20 - Visão Geral do Armário Central de um Disjuntor de Alta tensão.....	47
Figura 21 - Detalhe do Comando de um Disjuntor.....	47
Figura 22 - Aspectos construtivos de uma chave de alta tensão.....	50
Figura 23 - Acionamento Manual de uma Chave Seccionadora de Alta Tensão.....	51
Figura 24 - Acionamento Motorizado de uma Chave Seccionadora de Alta Tensão.....	52
Figura 25 - Zonas de Proteção Delimitando um Sistema.....	53
Figura 26 - Sistema com Zonas de Proteção.....	54
Figura 27 - Sistema com Proteção Principal e de Retaguarda.....	56
Figura 28 - Arquitetura de um Relé Digital.....	60
Figura 29 - Multifuncionalidade de um Relé Digital.....	61
Figura 30 - Níveis Hierárquicos de uma Subestação.....	63
Figura 31 - Aplicação de um IED no monitoramento de um vão da subestação.....	65
Figura 32 - Diferentes formas de atuação de Proteção e Controle de um IED.....	66

Figura 33 - Topologia Centralizada	69
Figura 34 - Topologia Distribuída	70
Figura 35 - Topologia de <i>Hardware</i> baseada em IHM.....	72
Figura 36 - Topologia Baseada em UTR	73
Figura 37 - Topologia Descentralizada.....	75
Figura 38 - Conexão de módulos de vãos em estrela	76
Figura 39 - Conexão de módulos de vãos em Anel.....	76
Figura 40 - Principais protocolos de comunicação	77
Figura 41 - Diferentes níveis do SAS	82
Figura 42 - Conexão entre nós lógicos.....	83
Figura 43 - Relação entre dispositivo físico e dispositivo lógico.....	84
Figura 44 - Linguagem de configuração da subestação.....	88
Figura 45 - Estrutura do protocolo IEC 61850 simplificada	89
Figura 46 - Arquitetura de um SAS com um único barramento de estação	91
Figura 47 - Arquitetura de um SAS com barramento de processo e de estação	92
Figura 48 - Interface provida pelo MU	93
Figura 49 - Setor 230kV da Subestação em Estudo	95
Figura 50 - IED da Siemens	96
Figura 51 - Vista Frontal do Painel 4UA16-1	99
Figura 52 - Contatos de Sinalização e Alarme da Seccionadora	101
Figura 53 - Entradas Digitais da UC1 referentes à seccionadora 34C8-4.....	103
Figura 54 - Circuito de Comando do Esquema Interno da Chave Seccionadora	104
Figura 55 - Circuito de Comando da Seccionadora 34C8-4.....	105
Figura 56 - Bay típico de Linha.....	106
Figura 57 - Posição da Seccionadora 34C8-4.....	107
Figura 58 - Intertravamento da Seccionadora 34C8-4	109
Figura 59 - Libera Comando da Seccionadora 34C8-4.....	110
Figura 60 - Intertravamento da Seccionadora 34C8-5	111
Figura 61 - Intertravamento da Seccionadora 34C8-6	112
Figura 62 - Intertravamento da Seccionadora 34C8-7	112
Figura 63 - Circuito de Comando da Chave 34C8-4	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução da Capacidade Instalada no SIN	18
Tabela 2 - Funções de Proteção conforme Tabela ANSI	57
Tabela 3 - Estrutura Hierárquica do Sistema SCADA	68
Tabela 4 - Documentação para o padrão IEC 61850	79
Tabela 5 - Conjunto de nós lógicos	85
Tabela 6 - Arquivos da linguagem SCL.....	87
Tabela 7 - Organização de mensagens de acordo com o padrão IEC 61850	89
Tabela 8 - Unidades de Controle a serem instaladas na Subestação X	98
Tabela 9 - Lista de Bornes da Seccionadora 3DV8.....	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BP	Barramento de Processo
BS	Barramento de Subestação
COR	Centro de Operação Regional
COS	Centro de Operação do Sistema
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
EPRI	Electric Power Research Institute
IEC	Internacional Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	Interface Homem-Máquina
IP	Internet Protocol
LAN	Local Area Network
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
MPCCS	Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão
SA	Serviços Auxiliares
SAS	Sistema de Automação de Subestação
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCL	Substation Configuration Language
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOE	<i>Sequence of Events</i>
SP	Sistema de Proteção
SPCS	Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão
TC	Transformador de Corrente
TCP	Transmission Control Protocol
TP	Transformador de Potencial
TSA	Transformador de Serviço Auxiliar
UC	Unidade de Controle

UCA	Utility Communications Architecture
UCP	Unidade de Controle e Proteção
UCS	Unidade de Controle da Subestação
UP	Unidade de Proteção
UTR	Unidade Terminal Remota
WAN	Wide Area Network

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 CONTEXTO	17
1.2 OBJETIVO GERAL	20
1.2.1 Objetivos Específicos	20
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	20
2 SISTEMAS DE PROTEÇÃO.....	22
2.1 SUBESTAÇÃO	22
2.1.1 Arranjo barra simples	23
2.1.2 Arranjo barra principal e transferência	26
2.1.3 Arranjo barra dupla quatro chaves	27
2.1.4 Arranjo barra em anel	29
2.1.5 Arranjo barra dupla com disjuntor e meio	31
2.2 ELEMENTOS CONSTITUINTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	32
2.3 SERVIÇOS AUXILIARES.....	34
2.4 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS	38
2.4.1 Transformador de Corrente (TC).....	39
2.4.2 Transformador de Potencial (TP).....	41
2.5 DISJUNTORES	46
2.5.1 Unidade Interruptora	48
2.6 CHAVES SECCIONADORAS	49
2.6.1 Aspectos Construtivos	50
2.7 FILOSOFIAS E ZONAS DE PROTEÇÃO.....	52
2.7.1 Proteção Principal e Proteção Alternada	54
2.7.2 Funções de Proteção	56
2.8 RELÉS DE PROTEÇÃO E CONTROLE	59
3 SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES (SAS).....	62
3.1 ASPECTOS CONCEITUAIS DO SAS	62
3.2 IEDS.....	64
3.3 SISTEMA SCADA	66
3.4 ARQUITETURA DO SAS	69
3.4.1 ELEMENTOS E REQUISITOS DO SISTEMA	70
3.4.2 Topologia baseada em IHM	72

3.4.3 Topologia baseada em UTR	73
3.4.4 Topologia Descentralizada	74
4 PROTOCOLO 61850	77
4.1 HISTÓRICO DO PADRÃO IEC 61850	78
4.2 COMPOSIÇÃO E OBJETIVO.....	79
4.3 DOCUMENTAÇÃO DO PADRÃO IEC 61850 APLICADA.....	81
4.3.1 Requisitos de Comunicação para Funções e Modelos de Dispositivos – Parte 5	82
4.3.2 Linguagem de Configuração – Parte 6	86
4.3.3 Serviços de Comunicação Específicos – Parte 8	88
4.3.4 Mensagens Goose.....	90
4.3.5 Arquitetura de um SAS utilizando o padrão IEC 61850.....	91
5 ESTUDO DE CASO: INTERTRAVAMENTO DE EQUIPAMENTOS DE MANOBRA EM UM BAY TÍPICO DE LINHA	94
5.1 ESTRUTURA BÁSICA DO PROJETO	94
5.2 ESQUEMA INTERNO DOS EQUIPAMENTOS	97
5.2.1 Unidade de Controle: aplicação do IED 7SJ85	97
5.2.2 Chave Seccionadora: aplicação de comando motorizado tripolar	100
5.2.3 Sistema de Sinalização	101
5.2.4 Sistema de Intertravamento e Comando	104
5.3 LÓGICA DIGITAL DE COMANDO, CONTROLE E SUPERVISÃO	106
5.3.1 Lógica de Seleção de Posição	107
5.3.2 Lógica de Intertravamento.....	108
5.3.3 Intertravamento da Chave 34C8-4.....	109
5.3.4 Intertravamento da Chave 34C8-5.....	110
5.3.5 Intertravamento da Chave 34C8-6.....	111
5.3.6 Intertravamento da Chave 34C8-7	112
5.3.7 Circuito de Comando da Chave 34C8-4.....	113
6 CONCLUSÃO	115
REFERÊNCIAS.....	116
ANEXOS	120

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será apresentado o contexto em que esse trabalho se insere, seu objetivo principal, os objetivos específicos, a metodologia aplicada, bem como a organização deste texto.

1.1 Contexto

De acordo com [1], o fornecimento de energia elétrica é um serviço essencial e deve ser prestado de forma adequada, eficiente e contínua. Nesse sentido, é necessário que conforme haja o aumento da carga demandada pelos consumidores, ocorra também um aumento da geração a fim de supri-la. Tal fato ocasionou o surgimento do Sistema Elétrico de Potência (SEP).

O Sistema Elétrico de Potência corresponde ao sistema formado por instalações e equipamentos que são designados à geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica. O intuito principal do SEP é transferir toda energia elétrica advinda da geração primária para os consumidores, minimizando eventuais perdas oriundas do processo de transmissão e zelando pela qualidade da energia fornecida ao consumidor [2].

Historicamente, o planejamento da operação do SEP iniciou-se em meados da década de 70 por intermédio da Lei de Itaipu, que designou ao Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), coordenado pela Eletrobrás, o papel de planejamento de gestão de recursos de geração e operação estratégica do sistema interligado nacional (SIN), que até o presente momento, era constituído de canais de transmissão de energia entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste e entre as regiões Norte e Nordeste [3].

Em seguida, conforme ocorria a expansão do SIN, ampliou-se a demanda de operação do sistema, de modo que fosse necessário criar uma instituição que coordenasse as infraestruturas do setor elétrico, desde o âmbito da geração até a transmissão. Desse modo, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), precursor do GCOI, através da promulgação da Lei 9.648/1998 regulamentada pelo Decreto 5.081/2004. Ao ONS foi atribuído o papel de executar

as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN bem como de fazer o planejamento estratégico da operação dos sistemas isolados [4].

Atualmente, de acordo com a Resolução normativa nº 67, da ANEEL, o SIN é composto pelas instalações e equipamentos de transmissão integrantes da rede básica e demais instalações de transmissão (DIT). Além disso, essa mesma resolução define rede básica, como:

- i. linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de 27 centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;
- ii. instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais;
- iii. linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230kV, localizados ou não em subestações integrantes da rede Básica.

A Tabela 1 mostra a evolução da capacidade instalada do SIN no ano de 2022 e o horizonte para expansão da matriz energética brasileira no ano de 2026.

Tabela 1 - Evolução da Capacidade Instalada no SIN

Capacidade Instalada do SIN (MW)		
	Horizonte	
Fontes	2022	2026
Hidrelétrica	109.012 (61,8%)	109.855 (55,5%)
Térmica Gás + GNL	15.448 (8,8%)	20.820 (10,5%)
Eólica	21.972 (12,5%)	29.304 (14,8%)
Térmica Óleo + Diesel	4.346 (2,5%)	4.676 (2,4%)
Térmica Carvão	3.017 (1,7%)	3.017 (1,5%)
Biomassa	14.991 (8,5%)	16.047 (8,1%)
Solar	5.002 (2,8%)	11.375 (5,7%)
Nuclear	1.990 (1,1%)	1.990 (1,0%)

Outras	645 (0,4%)	901 (0,5%)
Total	176.423	197.985

Fonte: [5]

Para assegurar a confiabilidade dos sistemas elétricos e garantir a qualidade do atendimento do mercado de energia, é necessário que haja uma plena eficiência da expansão desse sistema além de um planejamento adequado. O planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão considera o atendimento da demanda e seu crescimento no período de análise, visando definir o conjunto de obras que serão implementadas a fim de manter as condições seguras de operação do sistema [4].

As subestações de energia (SE) possuem uma importante função nesse contexto, tendo em vista que contam com sistemas de medição, proteção, comando, controle e supervisão (MPCCS) que, em conjunto, protegem a integridade do sistema e asseguram a qualidade da energia elétrica a ser fornecida aos consumidores finais [6].

Nessa conjuntura, entre os equipamentos que compõem as subestações, os relés de proteção ocupam uma posição relevante, uma vez que representam elementos capazes de monitorar, classificar e discernir se uma determinada condição do SEP apresenta defeito ou não, atuando de forma a mitigar possíveis falhas do sistema. Existem, em suma, três tecnologias utilizadas para criação dos relés de proteção, são elas: eletromecânica, estática e digital [7].

Dentre essas tecnologias, a digital é mais recente e foi implementada devido a necessidade de se obter sistemas com mais recursos de monitoramento e controle do sistema elétrico de potência em tempo real, visando aumentar a qualidade no fornecimento de energia e reduzir quantidade e tempo de interrupções [8].

Diante desse contexto, os relés digitais são primordiais na análise e resolução de alguns problemas intrínsecos ao SEP, no que concerne ao aspecto da medição, proteção, controle, análise de eventos e supervisão do sistema. Esses dispositivos são parte fundamental do Sistema Digital de Automação (SDA) em subestações de energia elétrica, pois com o advento das técnicas de processamento digital de sinais oscilográficos e métodos de protocolos de comunicação, é possível que os relés

digitais, além de atuarem na proteção e controle do sistema, comuniquem-se entre si, garantindo melhor confiabilidade ao sistema elétrico [9].

1.2 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar ao leitor uma solução de controle e supervisão em *bays* de uma subestação de transmissão através da aplicação do protocolo 61850 na comunicação dos relés digitais que desempenham esse papel.

1.2.1 Objetivos Específicos

Diante de todas as justificativas para este trabalho, alguns objetivos específicos serão executados:

- a) Apresentar um sistema de automação de subestação (SAS);
- b) Abordar os aspectos construtivos e operativos dos dispositivos de manobra, disjuntores e seccionadoras de alta tensão, comumente utilizados em subestações de transmissão;
- c) Descrever o uso do padrão IEC 61850 na aplicação de soluções de comando, controle e supervisão em subestações de energia;
- d) Desenvolver uma lógica de comando, supervisão e controle para o estudo de caso que envolve o intertravamento entre dispositivos de manobras em um *bay* de saída de linha.

1.3 Organização do texto

A organização do texto referente a este documento encontra-se dividido da seguinte forma: No Capítulo 1 é apresentado o contexto no qual a aquisição e implantação de um sistema digital de automação de subestação se inserem, seu objetivo geral, os objetivos específicos e a organização deste texto.

Em seguida, no Capítulo 2, é feita a apresentação do SEP, com ênfase na subestação de transmissão de energia, abordando de forma sucinta os principais equipamentos do sistema. Posteriormente, no Capítulo 3, é apresentado o conceito de Sistema de Automação de Subestação (SAS), bem como todos os aspectos construtivos desse sistema, de modo a apresentar uma arquitetura digital entre os níveis da subestação: nível de processo, nível de bay e nível de estação.

No Capítulo 4, é apresentado o padrão da norma IEC 61850 propondo a interoperabilidade na troca de informações entre dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs). Por fim, no Capítulo 5, é desenvolvido um estudo de caso de elaboração de uma lógica para controle, intertravamento e supervisão do estado dos equipamentos de manobra do setor de 230kV de uma subestação de transmissão de energia elétrica.

2 SISTEMAS DE PROTEÇÃO

2.1 Subestação

Uma subestação pode ser definida como um elo de junção para linhas de transmissão e/ou distribuição, onde há a interconexão de equipamentos de alta e média tensão que são utilizados para funções de manobra, interconexão, transformação, regulação/compensação e proteção. A Figura 1 ilustra uma subestação elétrica da rede básica na qual é possível observar as estruturas civil, eletromecânica e elétrica [10].

Figura 1 - Subestação Messias/AL



Fonte: [11]

Uma subestação elétrica pode estar associada às usinas geradoras de energia, de modo a elevar o nível de tensão para níveis de transmissão e subtransmissão, ou ainda, pode estar associada à distribuição de energia elétrica, diminuindo os níveis de tensão para atender aos consumidores. Além disso, as subestações podem ter função de direcionar o fluxo de energia entre fontes e cargas, nesse caso elas são

denominadas subestações de manobra e são responsáveis pelo chaveamento de linhas de transmissão [12].

A forma como os equipamentos, linhas e barramentos estão dispostos em uma subestação é denominado arranjo. Para determinação do tipo de arranjo a ser utilizado, é levada como base a premissa de que os equipamentos e instalações devem ser interligados de modo a não comprometer o desempenho sistêmico da rede básica, limitar sua operação ou das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à rede básica, nem impor restrições às instalações a elas conectadas [13].

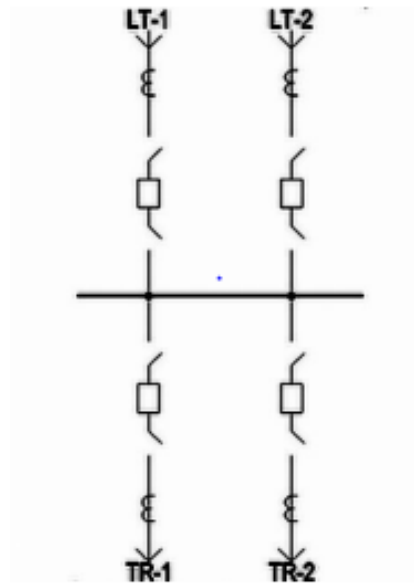
Uma análise importante a ser feita na consideração do tipo de arranjo é a configuração dos disjuntores nos barramentos, tendo em vista que esses equipamentos de manobra necessitam de manutenção preventiva recorrente e, quando necessário, devem ter sua retirada de operação seguida de um aterramento, o que pode ocasionar uma interrupção do fornecimento de energia pelo circuito conectado a esse equipamento, caso o arranjo da subestação não apresente uma solução alternativa para transferir a proteção desse disjuntor [10].

Dependendo do arranjo do barramento, a proteção de cada vão precisa atuar sobre mais de um disjuntor, simultaneamente ou não. Os tipos de arranjos mais utilizados nas subestações são: barra simples, barra simples com transferência, barra dupla com quatro chaves, barra dupla com cinco chaves, barra dupla a disjuntor e meio e barra em anel.

2.1.1 Arranjo barra simples

No arranjo barra simples, a atuação da proteção é restrita a um único disjuntor, por isso a confiabilidade da subestação com esse tipo de barramento é baixa, uma vez que uma falha no barramento causa a interrupção de toda a instalação. A Figura 2 apresenta um arranjo de barra simples com duas linhas de transmissão, LT-1 e LT-2, e dois transformadores, TR-1 e TR-2 [14].

Figura 2 - Arranjo de barra simples

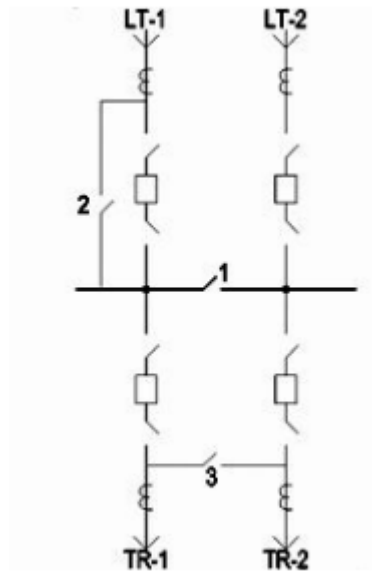


Fonte: [14]

Esse tipo de arranjo é uma das configurações mais simples de barramento, geralmente é utilizada em subestações de pequeno porte no âmbito da distribuição ou em subestações industriais. Nesse tipo de configuração, a proteção de linha só precisa acionar o respectivo disjuntor e a proteção para falha de disjuntor deve acionar todos os outros disjuntores do barramento [15].

Para otimizar a flexibilização de subestações com esse tipo de arranjo, pode-se utilizar a estratégia de seccionar as barras e/ou inserir chaves de by-pass, conforme ilustra a Figura 3.

Figura 3 - Arranjo de barra simples seccionada



Fonte: [14]

Desse modo, ao introduzir um seccionamento no barramento simples, pode-se garantir maior confiabilidade da subestação, uma vez que a interrupção de uma parte da subestação não evolui para a parte restante. Uma alternativa de assegurar o fornecimento ininterrupto da energia é a utilização de chaves de by-pass, a exemplo da seccionadora 2 que permite a realização de manutenção do disjuntor associado a ela. Nesse sentido, a proteção da LT-1 passa a ser realizada pelos disjuntores adjacentes, o que pode ocasionar um desligamento temporário da subestação [15].

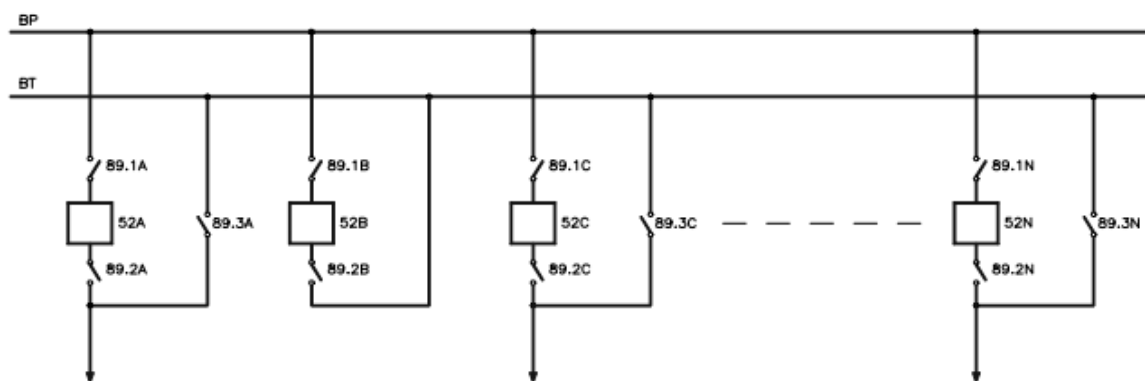
Além disso, é possível também utilizar uma chave seccionadora transversal entre os transformadores, de modo que um dos disjuntores associados aos transformadores TR-1 e TR-2 possa realizar a proteção dos dois transformadores, enquanto o disjuntor remanescente auxilia na proteção de linha em caso de falha dos disjuntores associados às linhas LT-1 e LT-2. É importante salientar que a capacidade dos equipamentos dos *bays* (também chamados de vãos ou terminais) deve ser compatível com os diferentes modos de configuração desse tipo de arranjo.

2.1.2 Arranjo barra principal e transferência

Com o intuito de flexibilizar a operação da subestação, é possível introduzir um barramento de transferência para auxiliar em possíveis manutenções dos equipamentos associados aos vãos. Nesse caso, o arranjo barra principal e transferência permite que o disjuntor de cada vão seja isolado para manutenção, evitando que o *bay* saia de serviço. A Figura 4 ilustra uma subestação com arranjo físico de barra principal com barra de transferência [14].

Esse tipo de arranjo pode ser utilizado em subestações de distribuição ou de transmissão. No entanto, para as subestações de transmissão, o Operador Nacional do Sistema (ONS), nas normativas dos procedimentos de rede contida no submódulo 2.6, exige que esse tipo de arranjo só possa ser utilizado em barramentos com tensão inferior a 230kV. Para barramentos com tensão igual a 230kV, é permitida a utilização desse tipo de configuração desde que o arranjo físico desse barramento seja projetado de forma a permitir a evolução para o arranjo do tipo barra dupla.

Figura 4 - Arranjo de barra principal e transferência



Fonte: [16]

Para esse arranjo, a proteção do vão deve poder atuar sobre o disjuntor do respectivo vão e sobre o disjuntor de transferência, comumente chamado de disjuntor interligador de barras. O esquema de manobra para realização de

manutenção de um disjuntor, a exemplo do disjuntor 52A referente ao vão nomeado pela letra “A”, necessita de três comandos:

- Normal (N) - As proteções do vão A atuam apenas no disjuntor do próprio vão;
- Em Transferência (ET) - As proteções do vão A atuam no disjuntor do próprio vão e no disjuntor do vão de transferência;
- Transferido (T) - As proteções do vão A atuam apenas no disjuntor do vão de transferência.

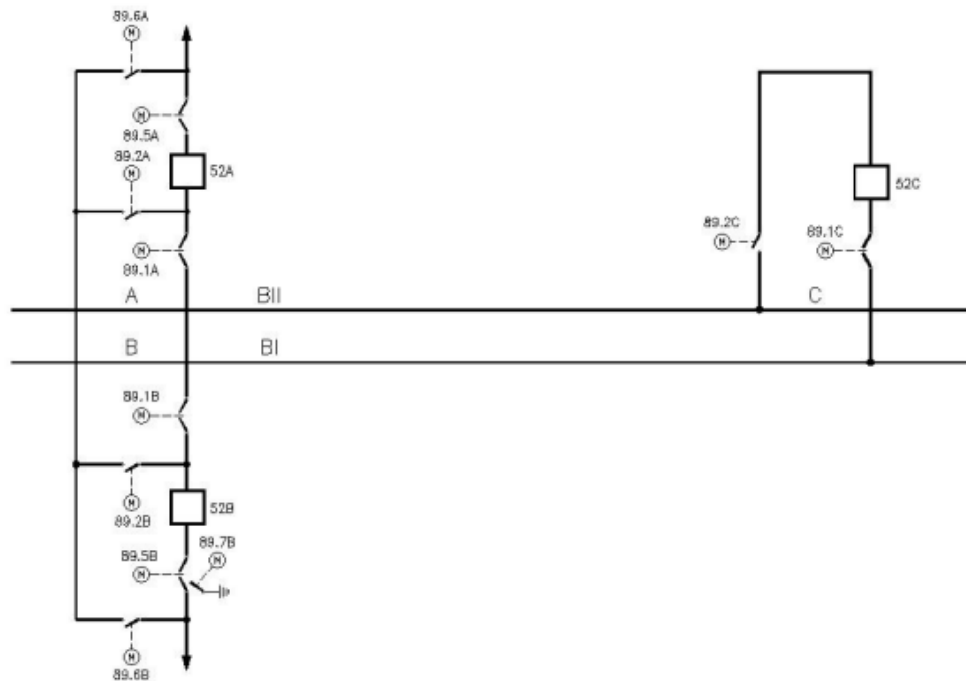
O esquema de manobra para substituição do disjuntor 52A pelo disjuntor interligador de barra, 52B, deve seguir uma ordem específica para garantir a proteção da subestação. Em uma situação inicial, no comando normal (N), o disjuntor 52A e as chaves seccionadoras do vão A (89.1A e 89.2A) encontram-se fechados, assim como as chaves seccionadoras do vão de transferência (89.1B e 89.2B). Em contrapartida, a chave de by-pass do vão A (89.3A) e o disjuntor de transferência (52B) encontram-se abertos para assegurar uma futura transferência de proteção [15].

Nesse sentido, para efetuar o comando em transferência (ET), deve-se inicialmente fechar o disjuntor 52B e a seccionadora 89.3B. Em seguida, é possível liberar o disjuntor 52A para manutenção efetuando a sua abertura. Desse modo, o comando transferido (T) é ativado. Essa sequência de comandos pode ser feita de maneira manual, pelo operador da subestação, ou de forma automatizada através da utilização de relés digitais, visto no Capítulo 5.

2.1.3 Arranjo barra dupla quatro chaves

É possível utilizar a estratégia de separar os vãos em duas seções de barramento, nesse sentido, é configurado o arranjo barra dupla com quatro chaves. Com esse tipo de arranjo físico, dependendo da proteção da barra, um vão pode operar em qualquer das duas seções da barra sem alterar a confiabilidade do arranjo. A Figura 5 apresenta o arranjo física com barra dupla a quatro chaves [14].

Figura 5 - Arranjo de barra dupla com quatro chaves



Fonte: [16]

Com essa configuração de arranjo, é viável que todos os disjuntores possam ser liberados para fins de manutenção e reparos, extinguindo a necessidade de desligar o circuito correspondente ao vão. Além disso, também é possível realizar uma manutenção em uma seção da barra sem haver descontinuidade do serviço, para isso, basta apenas operar com todos os vãos na outra seção de barra e manobrar as seccionadoras seletoras de barra [15].

Para este tipo de arranjo, também se utiliza dos três comandos de manobras citados anteriormente. Desse modo, pode-se demonstrar o esquema de manobra para utilização do disjuntor do vão de transferência, 52C, em substituição a outro disjuntor de determinado vão. Tomando como exemplo a substituição do disjuntor 52A, referente ao vão A:

Tomando como exemplo a substituição do disjuntor 52A, referente ao vão A, é visto que inicialmente o arranjo encontra-se no estado de comando normal (N), desse modo, o disjuntor 52A e as chaves seccionadoras do vão A, 89.1A e 89.5A, encontram-se fechados, assim como as chaves seccionadoras do vão de

transferência (89.1C e 89.2C). Em contrapartida, as chaves seccionadoras do vão A, 89.6^a e 89.2^a, e o disjuntor de transferência (52C) encontram-se abertos para assegurar uma futura transferência de proteção [15].

Desse modo, considerando que o vão A está conectado à barra 1, para efetuar o comando em transferência (ET), deve-se inicialmente fechar o disjuntor 52C e, posteriormente, fechar a seccionadora de by-pass do vão A, 89.6A. Essa ordem de manobra faz com que os dois disjuntores, 52A e 52C, fiquem em paralelo e, caso ocorra uma atuação da proteção do vão A, deverá haver desligamento de ambos os disjuntores e a integridade da instalação será mantida [15].

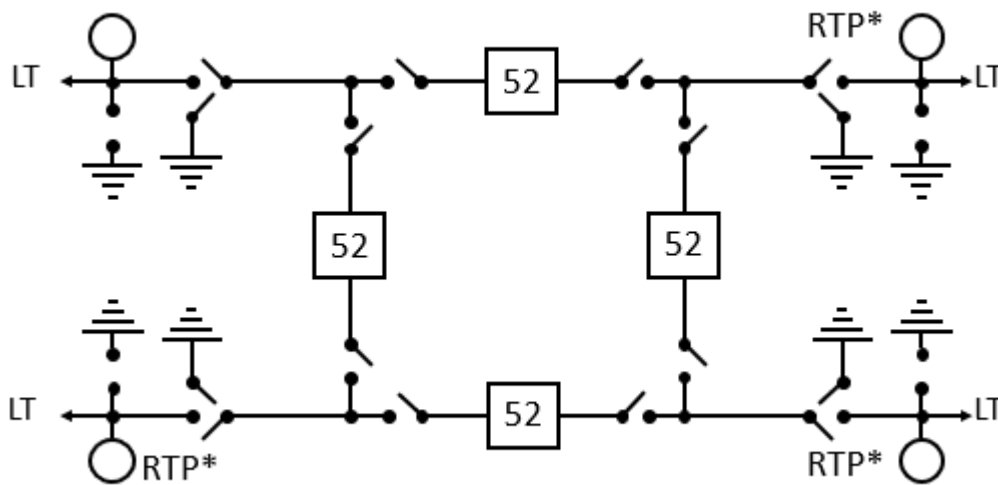
Em seguida, é possível realizar a abertura do disjuntor 52A e das seccionadoras 89.1A e 89.2A para permitir reparos de manutenção. Com isso, é efetuado o comando transferido (T). É válido salientar, mais uma vez, que essa sequência de comandos pode ser feita de maneira manual, pelo operador da subestação, ou de forma automatizada através da utilização de relés digitais, como visto no Capítulo 5 [15,17].

Esse tipo de arranjo é comumente utilizado em subestações de transmissão. Porém, o Operador Nacional do Sistema (ONS), nas normativas dos procedimentos de rede contida no submódulo 2.6, exige que esse tipo de arranjo só possa ser utilizado em barramentos com tensão igual ou inferior a 230kV. Para barramentos com tensão maior que 230kV, é permitida a utilização desse tipo de configuração desde que o arranjo físico desse barramento seja projetado de forma a permitir a evolução para o arranjo do tipo barra dupla com disjuntor e meio.

2.1.4 Arranjo barra em anel

Para assegurar maior confiabilidade ao sistema, é possível utilizar a configuração de arranjo em anel. Nesse tipo de arranjo físico, é demandado um pequeno número de disjuntores em relação ao número de vãos, uma vez que os disjuntores são dispostos em anel com circuitos interligados entre dois disjuntores. Esse tipo de configuração pode ser observado na Figura 6.

Figura 6 - Arranjo físico em anel simples



Fonte: Próprio Autor

Nesse tipo de arranjo, se houver uma falha em alguma seção de barramento, será interrompido apenas o circuito referente a essa seção. E após a linha de transmissão associada a essa seção do barramento sair de serviço e ser isolada pela respectiva seccionadora (isoladora de linha), é necessário que haja o acionamento da proteção com uma subfunção *stub bus*, de modo que o anel possa ser recomposto [13].

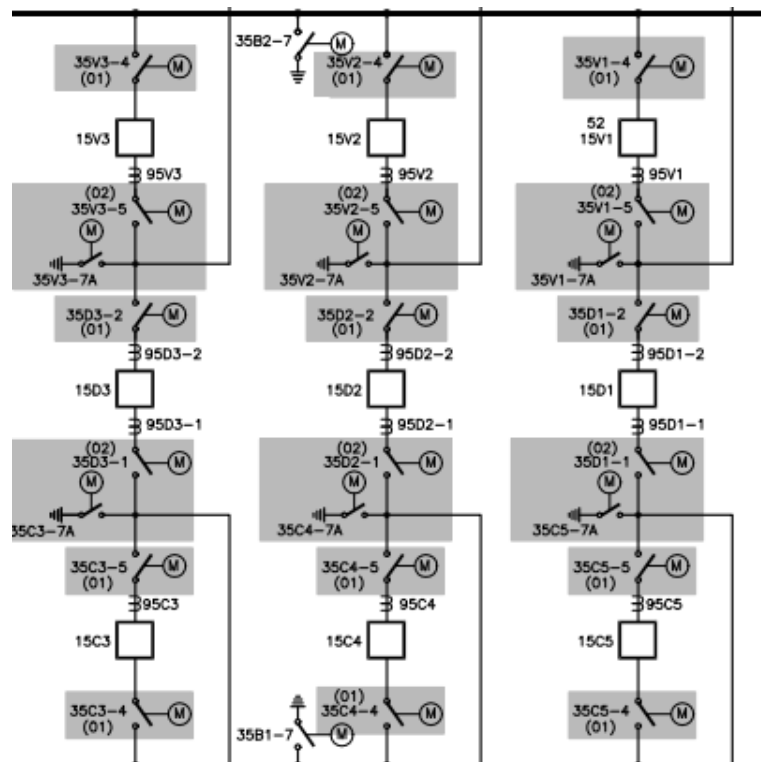
De acordo com o ONS, a subfunção *stub bus* permite que linhas de transmissão conectadas a barramentos com arranjos do tipo disjuntor e meio ou anel, tenham proteção do trecho da linha que permanece energizado quando a chave isoladora da linha estiver aberta e seus disjuntores fechados [13].

Além desse sistema exigir um complexo esquema de proteção, contando com relés direcionais e elevado número de dispositivos de proteção, a expansão desse tipo de configuração não é tão flexível quanto as demais e pode ser dificultosa dependendo das rotas das linhas de transmissão e localização dos pátios dos transformadores [14].

2.1.5 Arranjo barra dupla com disjuntor e meio

O arranjo barra dupla com disjuntor e meio é caracterizado por demandar um número de vãos equivalente a dois terços do número de disjuntores, logo, é assegurada maior confiabilidade na proteção do sistema. A Figura 7 ilustra um arranjo do tipo barra dupla com disjuntor e meio [14].

Figura 7 - Arranjo barra dupla com disjuntor e meio



Fonte: [16]

A estabilidade desse arranjo físico é baseada na existência de um disjuntor de interligação de barras. Em caso de perda da operação dos dois barramentos e consequente abertura dos dois disjuntores associados, a continuidade do fornecimento de energia é mantida devido ao disjuntor interligador de barras.

Considerando os aspectos de segurança e de flexibilidade operativa, bem como de desempenho da Rede Básica, o arranjo físico definido pelo ONS nos procedimentos de rede para subestações de transmissão com tensão igual ou acima de 345kV é o de barra dupla com disjuntor e meio. Porém, a exceção da normativa

permite que seja feita a adoção inicial de um arranjo físico de barramento em anel caso haja a projeção do arranjo evoluir para um arranjo do tipo disjuntor e meio.

O custo desse tipo de arranjo físico é mais elevado quando comparado às outras configurações de arranjo, tendo em vista que para cada conexão de circuito são demandados mais equipamentos de manobra. Para uma configuração contendo seis circuitos, são necessários nove disjuntores, nove conjuntos de TCs e vinte e quatro chaves seccionadoras. Essa maior demanda por equipamentos, considerando que cada vão tem um disjuntor e meio associado, faz com que o custo de instalação seja maior [14].

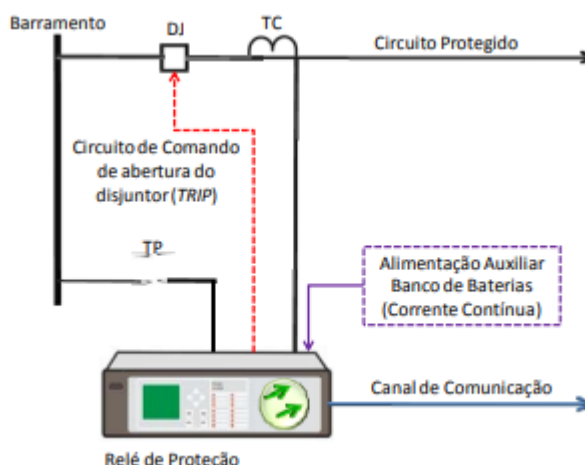
2.2 Elementos constituintes do sistema de proteção

De acordo com a norma IEC 60255-20, um sistema de proteção (SP) é constituído por um arranjo completo de equipamentos de proteção e periféricos necessários ao cumprimento de uma função baseada em uma norma de proteção. Por outro lado, um esquema de proteção é caracterizado pelo conjunto de equipamentos que cumprem a função da proteção, sendo estes: relés, disjuntores, TCs, TPs, chaves seccionadoras, banco de baterias e afins [18].

É primordial garantir que a escolha das configurações dos sistemas de proteção leve em consideração os parâmetros do sistema primário, tais como: níveis de curto e carga; requisitos de desempenho dinâmico; entre outros. Também é necessário que o sistema de proteção leve em consideração a disposição do barramento na subestação, ou seja, o tipo de arranjo físico da SE, tendo em vista que a possibilidade de religamento em quaisquer dos disjuntores associados à uma linha de transmissão está diretamente ligada ao tipo da configuração do barramento [13].

À vista disso, o diagrama unifilar da Figura 8 ilustra um sistema de proteção simples. O SP é composto por Transformador de Corrente (TC), Transformador de Potencial (TP), relé de proteção, alimentação auxiliar e disjuntor de alta tensão [19].

Figura 8 - Subsistema de Proteção



Fonte: [20]

Conforme indicado pelo ONS, no submódulo 2.11 dos Procedimentos de Rede, é necessário que seja previsto para os sistemas de proteção transformadores para instrumentos – transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP) – em número adequado e com características nominais (relações nominais, número de núcleos e enrolamentos secundários, exatidão, cargas nominais, desempenho transitório etc.) especificadas em função da aplicação.

Além disso, o submódulo 2.11 do ONS, que é intitulado de: “Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção”, também afirma que todo componente de uma subestação deve ser protegido localmente por dois sistemas de proteção: proteção principal e proteção alternada.

Nesse sentido, é primordial que sistemas de proteção principal e alternada sejam alimentados por bancos de baterias, retificadores e circuitos de corrente contínua independentes. Ademais, o projeto dos painéis de alimentação contínua deve priorizar a segurança para facilitar os futuros trabalhos de manutenção, de forma que seja mitigado possíveis erros no processo a fim de garantir, portanto, a segurança dos operadores ao minimizar o risco de acidentes [21].

De modo geral, existe um conjunto de requisitos que são primordiais para uma boa atuação de um Sistema de Proteção. São eles: seletividade, confiabilidade,

economia, simplicidade, manutenibilidade e velocidade. A Figura 9 ilustra essas principais premissas necessárias para um SP de qualidade [22].

Figura 9 - Requisitos para um Sistema de Proteção



Fonte: [19]

2.3 Serviços Auxiliares

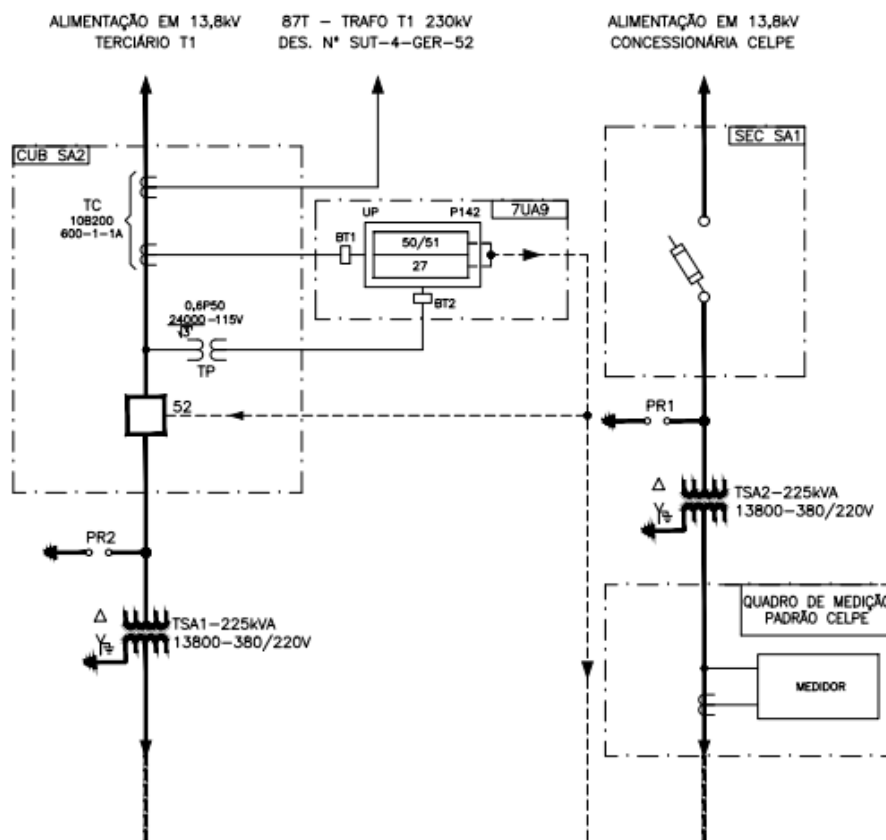
Em uma subestação de energia é necessário que haja um sistema de Serviços Auxiliares (SA), formado por todos os mecanismos fundamentais para a operação dos seus principais equipamentos. Esse sistema é formado por painéis, tanto de corrente contínua quanto de corrente alternada, com o intuito de garantir o suprimento das cargas dos dispositivos que compõem todo o sistema de proteção, controle e supervisão de uma subestação [23].

Os serviços auxiliares de corrente alternada são responsáveis pelo suprimento das cargas genéricas da subestação, a exemplo dos circuitos de iluminação e tomada das casas de comando e os circuitos de aquecimento, iluminação e tomada dos equipamentos de pátio [23].

De acordo com o ONS, no submódulo 2.3, intitulado de “Requisitos Mínimos para Subestações e seus Equipamentos”, é obrigatório que os sistemas de Serviços Auxiliares CA tenham duas fontes de alimentação, sendo uma fonte externa e outra podendo ser oriunda da própria subestação, proveniente do enrolamento terciário da unidade transformadora de potência da subestação. Se a subestação não tiver uma unidade transformadora de potência, é permitido que as duas fontes de alimentação sejam externas, porém de subestações distintas.

A Figura 10 mostra um trecho do diagrama unifilar de serviços auxiliares CA de uma subestação de transmissão localizada no estado de Pernambuco. Na ilustração, é possível observar que a alimentação é feita em parte pela concessionária do estado, a Celpe, e pelo terciário do transformador de serviço auxiliar (TSA).

Figura 10 - Diagrama Unifilar de Serviços Auxiliares CA



Fonte: [24]

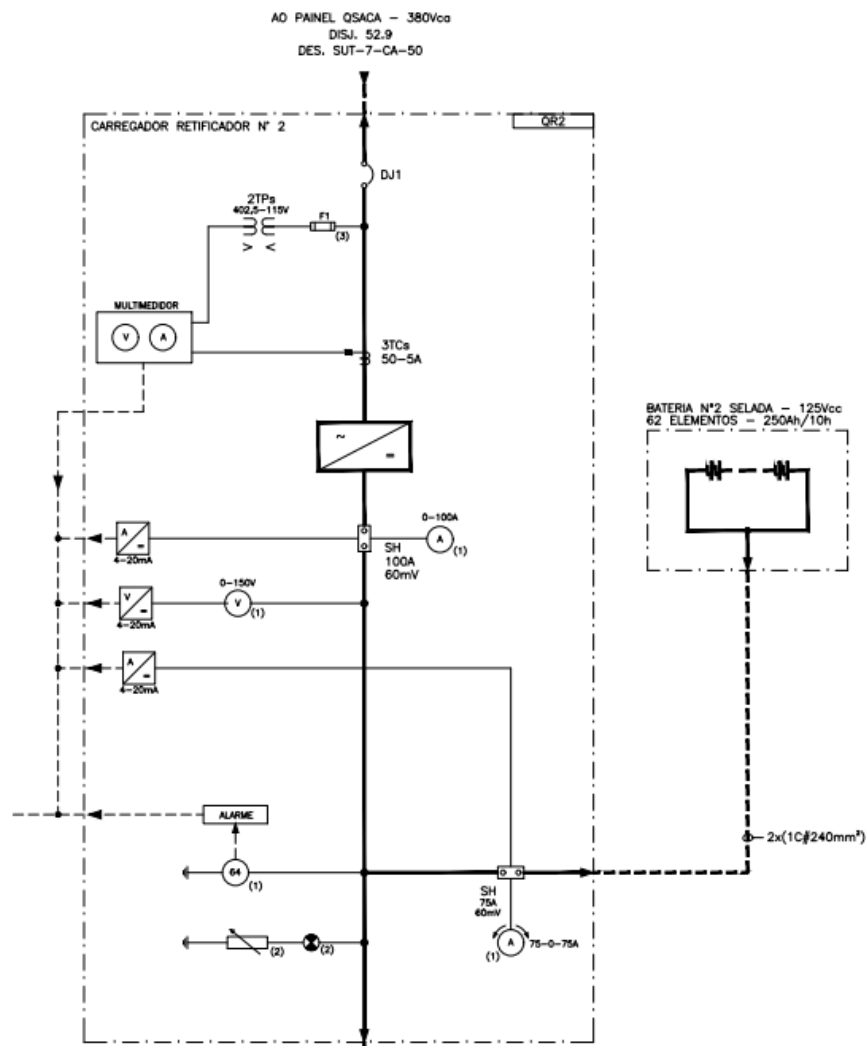
Os serviços auxiliares de corrente contínua são essenciais pois suprem todo o sistema de proteção, controle e supervisão de uma subestação. Esse sistema é alimentado pelo retificador e pelo banco de baterias. Nesse sentido, as cargas essenciais que precisam de uma fonte de alimentação estável, são alimentadas através desse SA [23].

Reiteradamente, conforme as normativas do submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, os serviços auxiliares CC que alimentam o sistema de automação e proteção (SPCS/MPCC), servidores, IHMs (Interface Homem-Máquina) do sistema SCADA, bastidores de rede, painéis de telecomunicações e afins, devem ter dois conjuntos independentes de bancos de baterias com retificadores que devem alimentar cargas independentes. Esses conjuntos devem ser dimensionados para suportar toda carga prevista em regime contínuo.

Além disso, é importante salientar que em caso de falta de alimentação de corrente alternada, o serviço auxiliar CC através dos bancos de baterias deve ter capacidade de recompor a subestação. Para isso, é necessário que cada conjunto de bateria e retificador suporte atender toda a carga prevista para regime contínuo no período mínimo de cinco horas [25].

A Figura 11 mostra um trecho do diagrama unifilar de serviços auxiliares CC de uma subestação de transmissão localizada no estado de Pernambuco. Na ilustração, é possível observar um dos dois conjuntos de banco de baterias e retificador que, de acordo com a norma dos Procedimentos de Rede do ONS, deve ser capaz de suportar toda a carga da subestação prevista em regime contínuo

Figura 11 - Diagrama Unifilar de Serviços Auxiliares CC



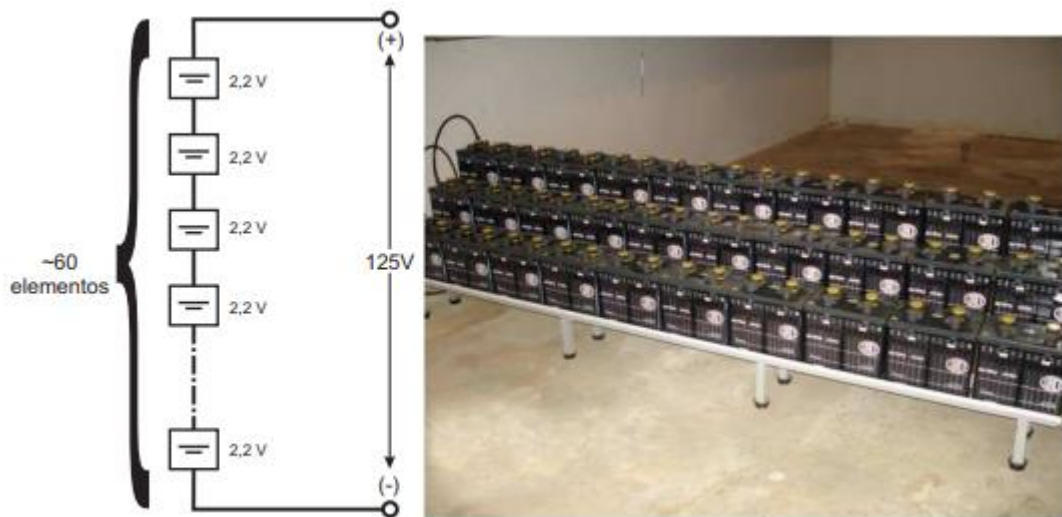
Fonte: [26]

É importante salientar que o banco de baterias é o conjunto que garante confiabilidade do sistema através da garantia de continuidade do serviço de fornecimento de energia, tendo em vista que cada conjunto de banco de baterias e retificadores suprem todas as cargas prioritárias da subestação, incluindo esquemas de controle e proteção [27].

É válido pontuar, ainda, que a bateria química será estacionária e, na maioria dos casos, é utilizado o material do tipo chumbo-ácido, porém algumas subestações adotam a bateria de níquel-cádmio para compor essa solução. Os bancos de baterias, nas aplicações referentes aos serviços auxiliares de subestações, têm

valor de tensão em corrente contínua de 125 V e geralmente são compostos por 60 baterias de tensão 2,2 V cada. A Figura 12 ilustra os detalhes de um banco de baterias, tanto no aspecto construtivo quanto no aspecto físico [19].

Figura 12 - Detalhes de um Banco de Baterias de 125 V



Fonte: [19]

2.4 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS

No âmbito da transmissão, para que seja garantida a confiabilidade no fornecimento da energia, é necessário que seja elevado o nível da tensão a fim de diminuir possíveis perdas associadas ao transporte da energia através das linhas de transmissão.

Nesse sentido, o Sistema Elétrico de Potência engloba níveis de corrente e tensão demasiadamente elevados, de modo que inviabilize a conexão direta com equipamentos de medição, proteção, controle e supervisão de uma SE. Além disso, para garantir a segurança dos operadores das subestações de energia elétrica, a conexão direta seria inviável, uma vez que a isolação entre o operador e o SEP é assegurada pelo isolamento do equipamento associado [19].

No entanto, para garantir a funcionalidade do Sistema Elétrico de Potência, é fundamental obter, da forma mais precisa possível, os valores de corrente e tensão dos equipamentos que compõem esse sistema. Para tal fim, utiliza-se

transformadores de instrumentos com o intuito prover os valores de tensão e corrente que os sistemas de proteção, controle e supervisão necessitam. Para realizar a medição de tensão são utilizados os transformadores de potencial e, para medir a corrente, é feito o uso dos transformadores de corrente [28].

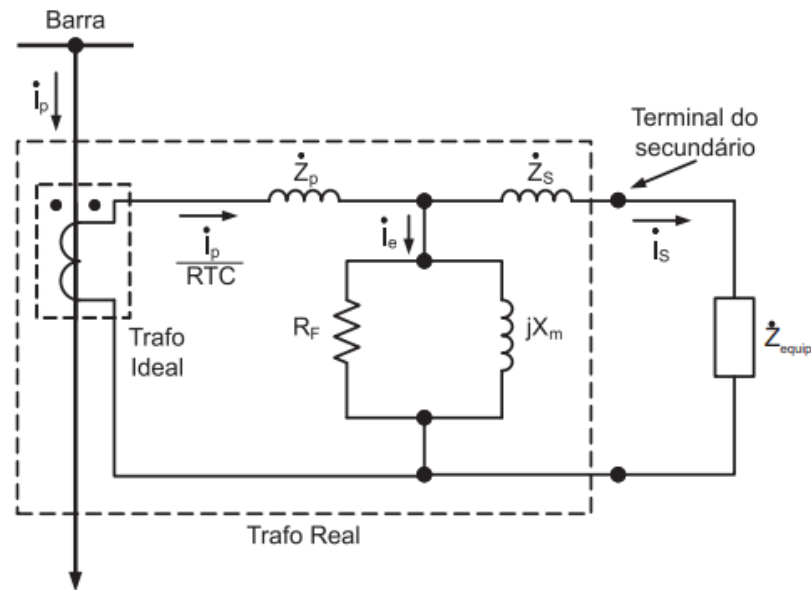
Os transformadores de instrumentos além de proporcionar a alimentação dos sistemas de proteção na ordem de grandeza proporcional aos circuitos de força, também fornecem segurança aos operadores, uma vez que proporcionam isolamento entre o circuito de alta tensão e os equipamentos elétricos.

De acordo com [13], em subestações de energia elétrica, devem ser previstos transformadores para instrumentos a fim de alimentar os sistemas de proteção, supervisão e controle, em número adequado e com características nominais especificadas em função da aplicação. As características nominais podem ser a relação nominal de transformação, o número de núcleos, classe de exatidão do equipamento, desempenho transitório e afins.

2.4.1 Transformador de Corrente (TC)

Os transformadores de corrente possuem a função de permitir que os instrumentos de medição e proteção funcionem adequadamente, conforme a corrente de carga do circuito em que estão conectados. Para reduzir a corrente, esses equipamentos geralmente possuem um enrolamento primário com poucas espiras e um secundário com um número de espiras elevado. A Figura 13 exibe um circuito equivalente para um transformador de corrente [29].

Figura 13 - Circuito Equivalente do Transformador de Corrente



Fonte: [19]

Onde:

Z_p – Impedância do primário referida ao secundário

Z_s – Impedância do secundário

i_p – Corrente no primário

i_s – Corrente no secundário

i_e – Corrente de magnetização do núcleo do TC

R_f – Resistência equivalente às perdas do núcleo do TC

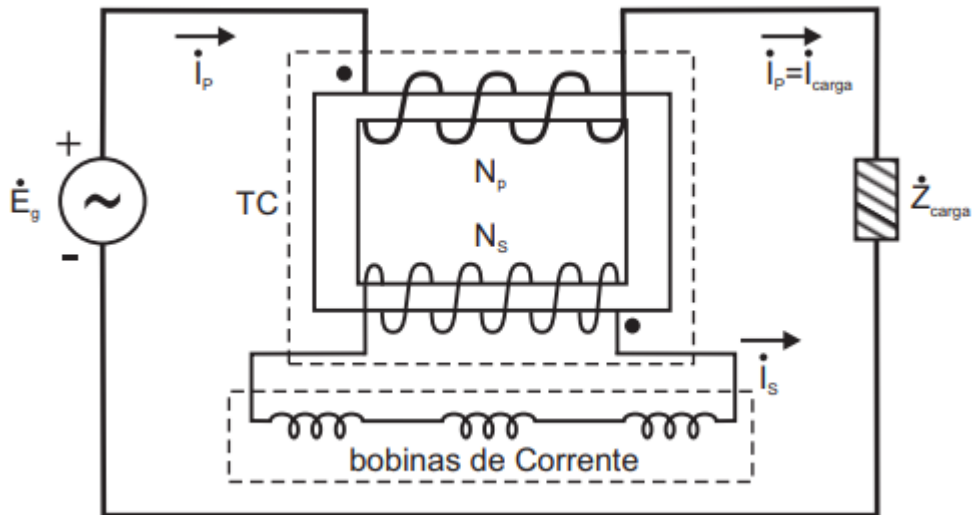
X_m – Reatância equivalente à magnetização do núcleo do TC

Z_{equip} – Impedância da carga equivalente aos equipamentos conectados ao secundário do TC

O enrolamento primário do transformador de corrente é conectado em série com o SEP, a premissa também é válida para os equipamentos conectados ao secundário do TC. Na maioria dos casos, as ligações realizadas entre os TCs de cada fase são do tipo estrela ou triângulo e a corrente que circula no enrolamento

secundário é em torno de 5A. A Figura 14 ilustra um transformador de corrente conectado ao Sistema Elétrico de Potência e uma carga, que representa um equipamento elétrico, conectada ao seu enrolamento secundário.

Figura 14 - Conexão do Transformador de Corrente ao SEP



Fonte: [19]

Onde:

$\dot{E}_g$ – Tensão no SEP

i_p – Corrente no primário

i_s – Corrente no secundário

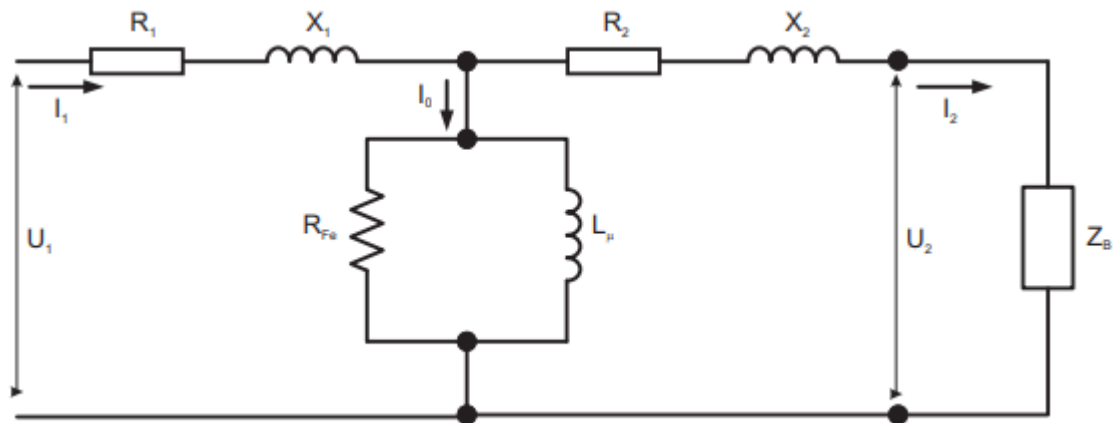
Z_{carga} – Carga equivalente ao SEP

2.4.2 Transformador de Potencial (TP)

Os transformadores de potencial (TP) reduzem a tensão do Sistema Elétrico de Potência de modo que seja possível a conexão com os instrumentos de medição, proteção ou controle, extinguindo a necessidade de os equipamentos possuírem

tensão de isolamento conforme a rede a qual estão conectados. A Figura 15 ilustra um circuito equivalente para o TP [29].

Figura 15 - Circuito Equivalente do TP



Fonte: [19]

Onde:

U_1 – Tensão no primário

U_2 – Tensão no secundário

R_1 – Resistência ôhmica do primário

R_2 – Resistência ôhmica do secundário

X_1 – Reatância do primário

X_2 – Reatância do secundário

L_μ – Indutância de magnetização do núcleo

R_{Fe} – Indutância de magnetização do núcleo

I_1 – Corrente no primário

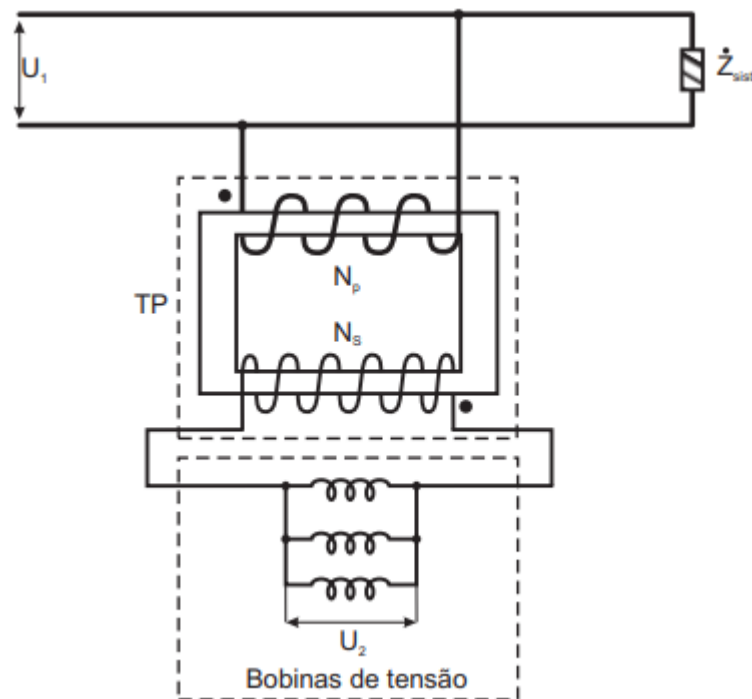
I_2 – Corrente no secundário

I_0 – Corrente de magnetização

Z_B – Impedância dos equipamentos ligados ao secundário

Para reduzir a tensão, esses equipamentos geralmente possuem um enrolamento primário com muitas espiras e um secundário no qual é possível obter a tensão desejada, geralmente padronizada em 115V. O enrolamento primário do transformador de potencial é conectado em paralelo com o SEP, a premissa também é válida para os equipamentos conectados ao secundário do TP. A Figura 16 ilustra a conexão de um transformador de potencial com o Sistema Elétrico de Potência.

Figura 16 - Conexão do Transformador de Potencial ao SEP



Fonte: [19]

Onde:

U_1 – Tensão no primário

U_2 – Tensão no secundário

N_p – Número de espiras do primário

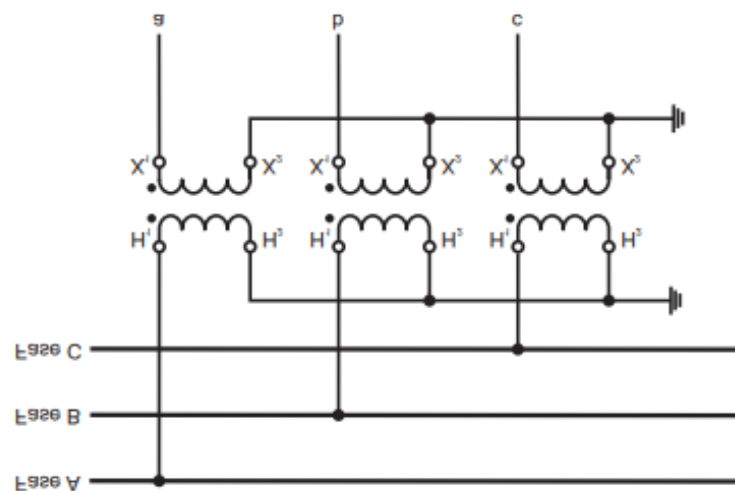
N_s – Número de espiras do secundário

Z_{sist} – Impedância das cargas do SEP

De acordo com a NBR 6855, os transformadores de potencial apresentam três principais grupos de ligação, no qual o grupo 1 representa o projeto com ligação fase-fase, o grupo 2 é referente a projetos com ligação entre fase e neutro de sistemas diretamente aterrados e o grupo 3 são projetos com ligação entre fase e neutro em sistemas nos quais não se garante a eficácia do aterramento [30].

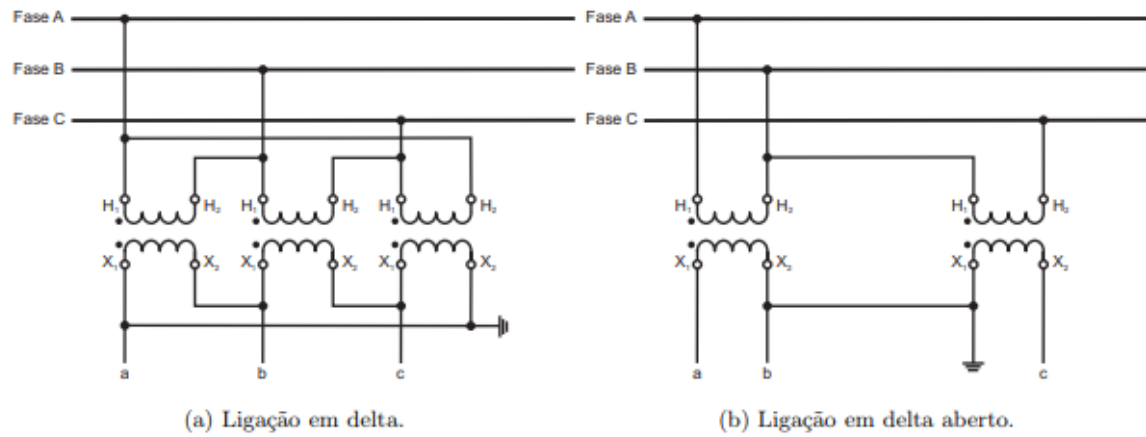
O tipo de ligação mais comum entre os transformadores de potencial são: estrela, triângulo, delta aberto, residual e monopolar. As Figura 17, Figura 18 e Figura 19 apresentam essas conexões.

Figura 17 - Ligação do TP em estrela



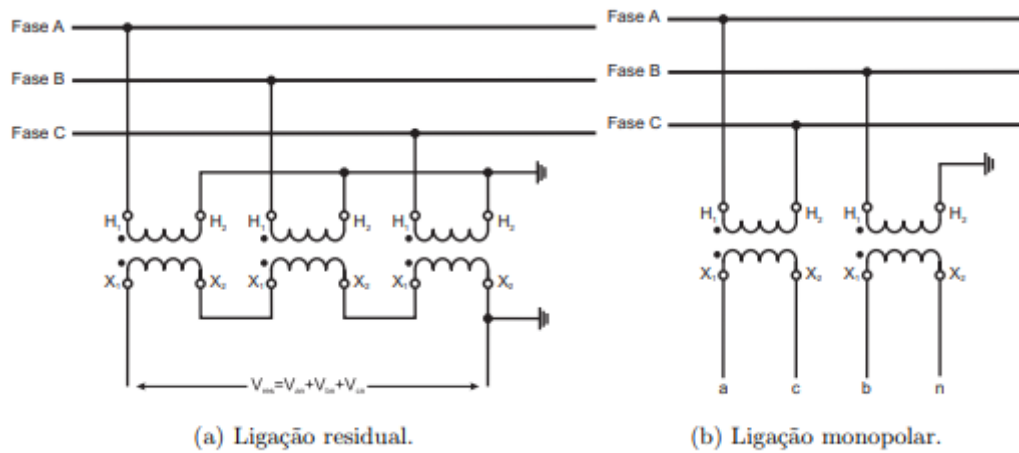
Fonte: [19]

Figura 18 - Ligação do TP em delta e delta aberto



Fonte: [19]

Figura 19 - Ligações residual e monopolar



Fonte: [19]

As nomeações H_1 e H_2 representam os terminais primários e X_1 e X_2 os terminais secundários, essas letras convencionadas também indicam a polaridade para a qual os transformadores de potencial foram construídos. Desse modo, um TP tem polaridade subtrativa, quando a onda de tensão, em um momento, atinge os

terminais primários, possuindo direção de H_1 para H_2 , enquanto a correspondente onda de tensão dos terminais secundários está na direção de X_1 para X_2 [29].

Do contrário, é adotada a polaridade aditiva no transformador de potencial. Porém, a maior parte dos TPs são construídos adotando a polaridade subtrativa, uma vez que é indicada pela NBR 6855.

2.5 DISJUNTORES

Um disjuntor de alta tensão é um dispositivo mecânico de manobra que tem a capacidade de estabelecer, conduzir e interromper correntes elétricas em condições normais de circuito. Além disso, ele também é capaz de estabelecer, conduzir por um período de tempo definido e interromper correntes elétricas em condições anormais especificadas do circuito, como em casos de curto-circuito.

Para garantir a proteção adequada, os disjuntores devem ser instalados juntamente com os relés correspondentes, que são os componentes responsáveis por detectar correntes, tensões, potência e outras variáveis do circuito. Depois que esses dados são analisados por sensores ajustados previamente, o relé pode enviar uma ordem de comando para abrir ou não o disjuntor. Se um disjuntor é instalado sem os relés adequados, ele se torna apenas uma chave de manobra útil, mas sem a capacidade de oferecer proteção adequada [29].

No aspecto construtivo, o disjuntor pode contar com algumas técnicas de interrupção do arco elétrico. Essa abordagem possibilita a classificação do tipo de meio extintor utilizado e, portanto, influencia as características construtivas dos disjuntores. É válido salientar que o arco elétrico é um evento que acontece quando há uma separação entre dois terminais em um circuito que está conduzindo corrente, seja por sobrecarga, defeito ou excesso de carga.

Outrossim, além da unidade interruptora do arco elétrico, esse dispositivo de manobra diverge para cada tipo de aplicação de acordo com o seu sistema de acionamento. No âmbito da aplicação de disjuntores de alta tensão em Subestações de Energia, existe ainda uma unidade central de controle que inclui um dispositivo de operação o qual possibilita manobras unipolares e tripolares utilizando apenas um único acionamento elétrico proveniente de um armário de controle central. Esse

armário de controle contém todos os componentes importantes para uma operação e supervisão adequadas do disjuntor.

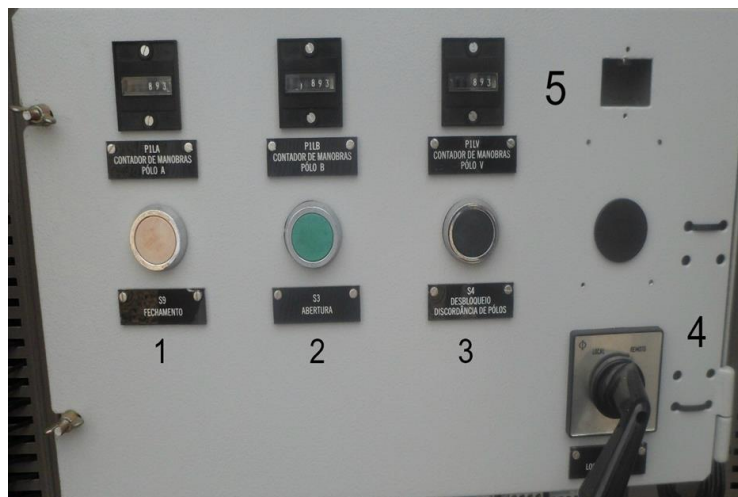
A Figura 20 e Figura 21 apresentam os detalhes construtivos de um armário central de comando de um disjuntor de alta tensão, instalado no pátio de 500kV de uma SE.

Figura 20 - Visão Geral do Armário Central de um Disjuntor de Alta tensão



Fonte: Próprio Autor

Figura 21 - Detalhe do Comando de um Disjuntor



Fonte: Próprio Autor

Para a Figura 21, tem-se: 1- Botoeira de fechamento; 2 - Botoeira do 1º circuito de abertura 1; 3 - Botoeira do 2º circuito de abertura 2; 4 – Chave seletora comando local/remoto e 5 - Contadores de operação.

2.5.1 Unidade Interruptora

A unidade interruptora ou câmara de extinção é encarregada de apagar o arco elétrico que surge quando os contatos principais do disjuntor se separam. Essa parte do equipamento é considerada a vanguarda da produção e pesquisa neste campo, uma vez que as outras partes que compõem o disjuntor não variam muito de fabricante para fabricante, pois já alcançaram uma maturidade tecnológica adequada [19].

Dessa forma, conta-se, portanto, com as seguintes principais técnicas de interrupção do arco elétrico [25]:

- Sopro magnético;
- Ar comprimido;
- Óleo;
- SF6 (hexafluoreto de enxofre);
- Vácuo.

Na aplicação do Capítulo 5, o disjuntor utilizado no estudo de caso, que está instalado em uma subestação da rede básica localizada no estado de Pernambuco, é a gás SF6. Esse gás tem propriedades físicas e químicas que o tornam um excelente meio isolante e extintor.

A característica eletronegativa do gás SF6 permite que os elétrons presentes no arco elétrico sejam rapidamente removidos, aumentando a taxa de decremento de sua condutância quando a corrente se aproxima de zero. O SF6 também tem uma grande capacidade de troca de calor e baixa temperatura de ionização. Em comparação com o ar, o arco elétrico é extinto 100 vezes mais rápido no SF6, e sua rigidez dielétrica é cerca de 2,5 vezes maior para o mesmo valor de pressão [29].

2.6 CHAVES SECCIONADORAS

De acordo com a norma NBR 6935, uma chave é um dispositivo mecânico utilizado para manobrar circuitos elétricos. Quando posicionada como "aberta", a chave garante uma distância de isolamento, enquanto na posição "fechada" mantém a continuidade do circuito elétrico nas condições especificadas.

As chaves seccionadoras são dispositivos amplamente empregados em subestações para possibilitar manobras de circuitos elétricos sem carga, isolar disjuntores, transformadores de medida e de proteção, e barramentos. Elas também são utilizadas em redes aéreas de distribuição urbana e rural, com o objetivo de seccionar os alimentadores durante trabalhos de manutenção ou realizar manobras diversas previstas pela operação. No aspecto construtivo, as seccionadoras podem ser fabricadas tanto em unidades monopolares como em unidades tripolares [29].

As seccionadoras possuem diversas funções importantes em uma instalação elétrica, incluindo:

- Manobrar circuitos, permitindo a transferência de carga entre barramentos de uma subestação;
- Isolar equipamentos como transformadores, disjuntores, entre outros, para a realização de serviços de manutenção ou outras atividades;
- Proporcionar o by-pass de equipamentos, principalmente disjuntores e religadores da subestação.

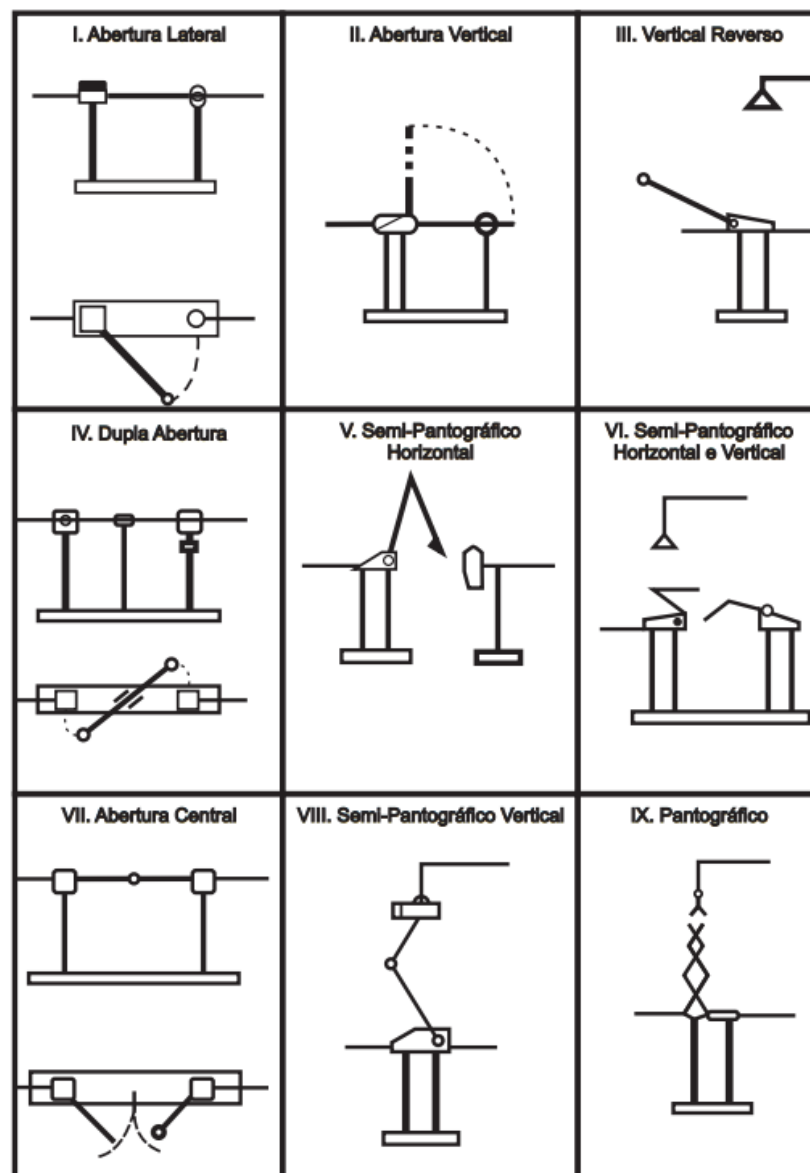
Nesse sentido, as chaves seccionadoras de alta tensão classificam-se, como [19]:

- a) Chave de terra - utilizada para aterrar componentes do SEP durante intervenções de manutenção. Também é utilizada para aterrar a Linha de Transmissão (LT), barramentos e bancos de capacitores em derivação.
- b) Chave de operação em carga - permite a abertura ou fechamento de circuitos em carga, além de manobrar reatores ou bancos de capacitores.
- c) Chave de aterramento rápido - utilizada para aterrar componentes energizados do SEP de forma intencional, causando uma falta na rede para sensibilizar esquemas de proteção.

2.6.1 Aspectos Construtivos

Diversas variedades de chaves são empregadas em subestações de alta e extra alta tensão, sendo que a seleção de cada uma depende de uma variedade de fatores, como o nível de tensão, o arranjo físico da subestação, o esquema de manobra da subestação, a função desempenhada e a distância elétrica de isolamento. A Figura 22 apresenta uma visão geral dos tipos mais usuais de chaves presentes no SEP.

Figura 22 - Aspectos construtivos de uma chave de alta tensão



Fonte: [19]

No âmbito das Subestações de Energia, uma chave de alta tensão pode ter seu mecanismo de abertura realizado de forma manual ou motorizado. Nesse contexto, a ação manual da chave seccionadora é executada girando uma manivela que está situada na parte inferior do armário de comando da chave, conforme ilustrado na Figura 23.

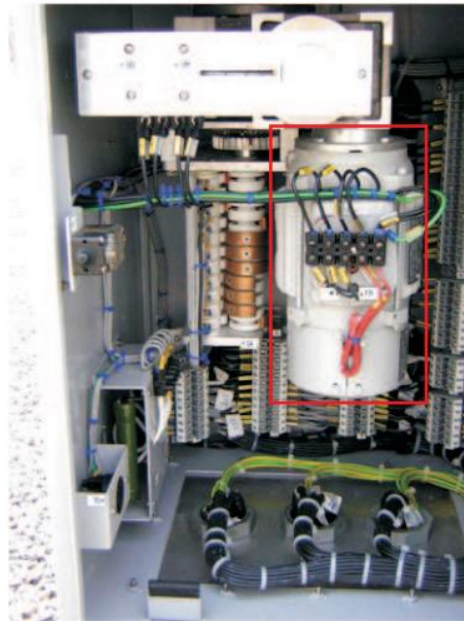
Figura 23 - Acionamento Manual de uma Chave Seccionadora de Alta Tensão



Fonte: [19]

Por outro lado, a operação motorizada pode ser realizada de duas maneiras: uma é usando um único mecanismo que, por meio de hastes, controla a abertura ou fechamento dos três polos simultaneamente, enquanto a outra opção é utilizando mecanismos independentes para cada polo da seccionadora. A Figura 24 ilustra o mecanismo de operação para acionamento motorizado. É importante salientar que para efetuar o comando motorizado é necessário que a chave de seleção de comando do armário da seccionadora esteja selecionada para a opção de “comando remoto”.

Figura 24 - Acionamento Motorizado de uma Chave Seccionadora de Alta Tensão



Fonte: [19]

Para uma operação efetiva das chaves seccionadoras, é necessário que não haja uma variação significativa de tensão entre seus terminais, exceto em situações de interrupção ou restabelecimento de correntes de baixa intensidade. Esse aspecto fundamenta-se no fato de que, ao contrário dos disjuntores, as chaves seccionadoras possuem capacidade de interrupção muito limitada, pois não têm câmara de extinção.

2.7 FILOSOFIAS E ZONAS DE PROTEÇÃO

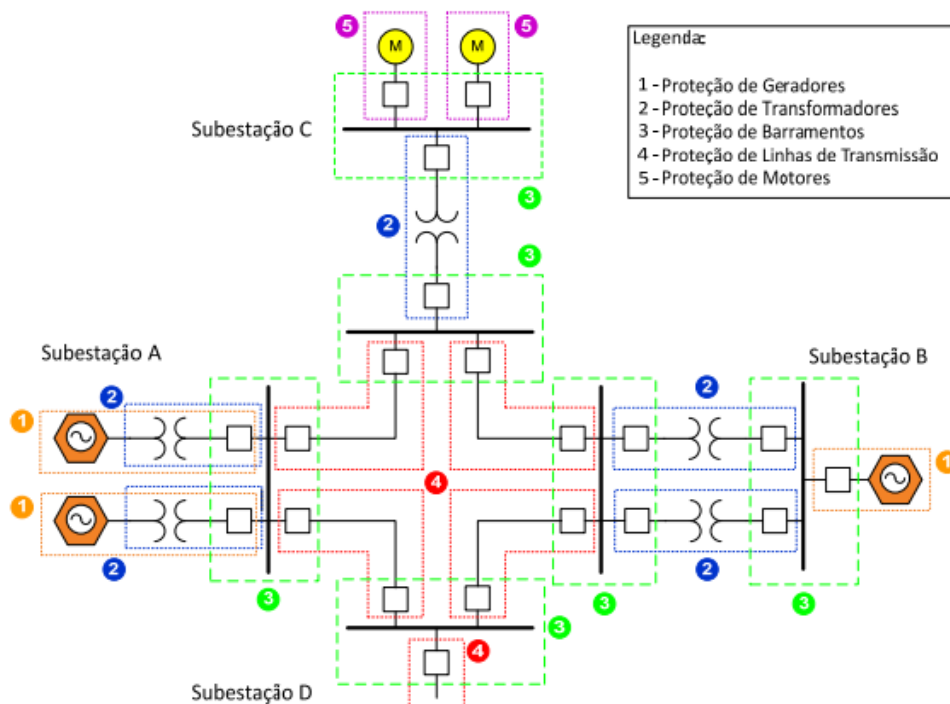
A proteção dos sistemas de transmissão de energia elétrica é esquematizada a fim de garantir a seletividade de operação, ou seja, deve-se isolar completamente o trecho do sistema defeituoso, desligando a sua menor parte possível para assegurar a continuidade do suprimento de energia.

Nesse sentido, surge o conceito de filosofia de proteção, que reúne os principais conceitos sobre as causas e efeitos de possíveis perturbações aos sistemas de proteção, bem como os conhecimentos acerca da sensibilidade, seletividade, confiabilidade e velocidade de atuação da proteção, sob quaisquer

circunstâncias, com o intuito de planejar esquemas de proteção que recebam informações de grandezas elétricas do SEP e atuem de forma a mitigar consequências danosas ao sistema [31].

As filosofias de proteção fragmentam o sistema elétrico em zonas supervisionadas, comumente chamadas de zonas de proteção, que delimitam onde haverá a atuação do dispositivo eliminador da falta. O idealizado é que haja a eliminação da falta dentro da zona de proteção e que não haja atuação fora da zona de proteção. A Figura 25 ilustra as habituais zonas de proteção do Sistema Elétrico de Potência [20].

Figura 25 - Zonas de Proteção Delimitando um Sistema

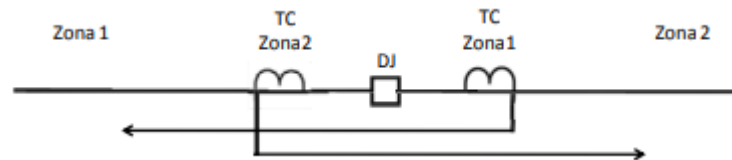


Fonte: [31]

Para segmentar o sistema em zonas de proteção, é necessário a utilização dos TCs de proteção e disjuntores. Na Figura 26, é possível observar um sistema simples dividido em zonas de proteção, onde TCs similares são interconectados aos

extremos das suas zonas protegidas por um relé de proteção. Esse tipo de proteção opera baseada na determinação do sentido relativo da corrente de falta [18].

Figura 26 - Sistema com Zonas de Proteção



Fonte: [32]

Conforme [29], é possível que sejam utilizadas diferentes zonas de proteção com limites distintos entre si. Nesse sentido, o sobrealcance expande a zona, considerando a abrangência de proteção além do equipamento protegido, enquanto o subalcance leva em consideração apenas a falta no equipamento. É usual que sejam utilizados os conceitos de zona 1 para delimitar o subalcance e zona 2 para o sobrealcance [33].

2.7.1 Proteção Principal e Proteção Alternada

Para assegurar que os dispositivos integrados ao Sistema Elétrico de Potência funcionem adequadamente, é necessário que haja um Sistema de Proteção devidamente ajustado através de diversos requisitos estabelecidos por normas, com o intuito de garantir a eficácia da atuação da proteção.

Desse modo, o submódulo 2.11 do ONS, que é intitulado de: “Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção”, indica que todo componente de uma subestação deve ser protegido localmente por dois sistemas de proteção: proteção principal e proteção alternada.

Esses sistemas devem ser funcionalmente idênticos, porém independentes entre si, alimentados por bancos de baterias, retificadores e circuitos de corrente contínua autônomos.

Os conceitos de proteção principal e alternada, bem como os conceitos de proteção unitária ou restrita e proteção gradativa ou irrestrita são definidos no submódulo 2.11 do ONS, como:

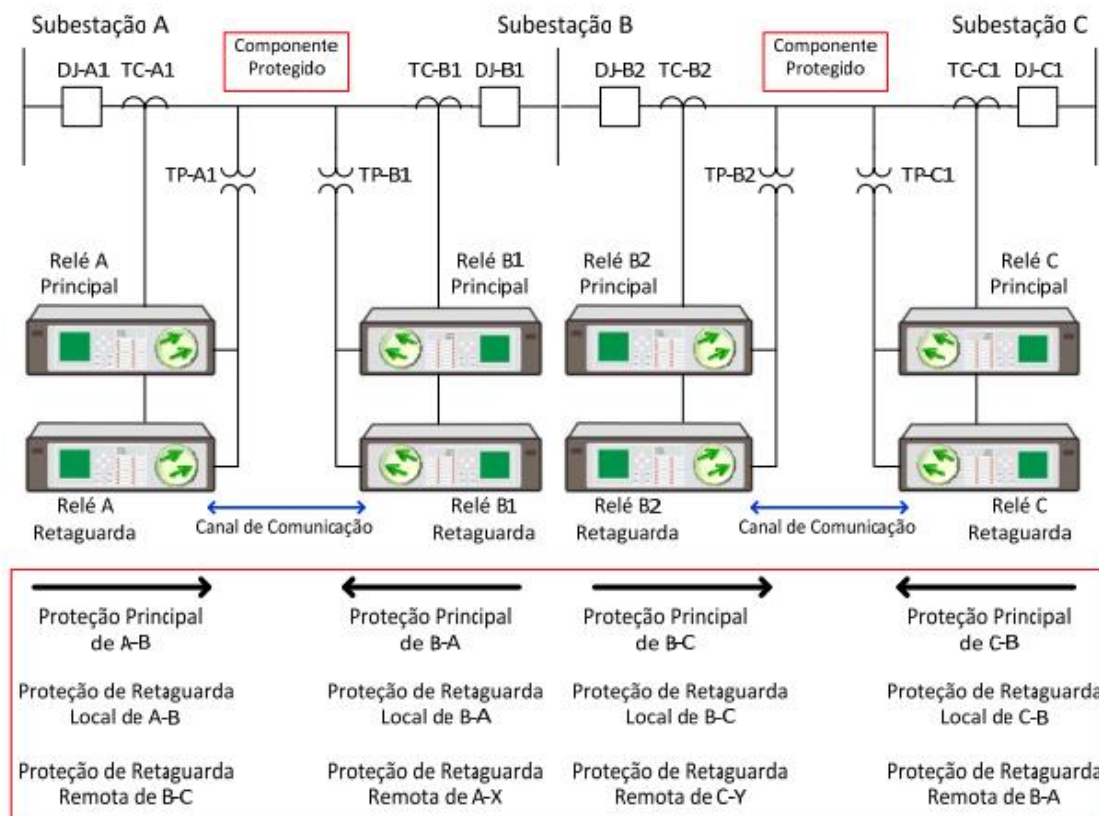
- Proteção unitária ou restrita: Sistema de proteção destinado a detectar e eliminar, seletivamente e sem retardo de tempo intencional, falhas que ocorram apenas no componente protegido. São exemplos de proteção unitária ou restrita os esquemas com comunicação direta relé a relé, os esquemas de teleproteção, as proteções diferenciais, os esquemas de comparação de fase etc;
- Proteção gradativa ou irrestrita: Sistema de proteção destinado a detectar e eliminar falhas que ocorram no componente protegido e fornecer proteção adicional para os componentes adjacentes. Sua atuação é normalmente coordenada com a atuação das proteções dos equipamentos adjacentes por meio de retardo de tempo intencional. São exemplos de proteção gradativa ou irrestrita as proteções de sobrecorrente e as proteções de distância;
- Proteção principal: Esquema de proteção composto por um sistema de proteção unitária ou restrita e um sistema de proteção gradativa ou irrestrita;
- Proteção alternada: Esquema de proteção composto por um sistema de proteção unitária ou restrita e um sistema de proteção gradativa ou irrestrita, funcionalmente idêntico à proteção principal e completamente independente desta.

Portanto, para compor os sistemas de proteção principal e alternada (comumente chamada de retaguarda) são necessários dois relés de proteção que executam iguais funções simultaneamente e de forma independente um do outro. A atuação da proteção alternada deve ser coordenada com a atuação da proteção dos equipamentos adjacentes através de um *delay* programado, de modo que seja aguardada a operação da proteção principal [34].

Desse modo, é assegurada a devida operação da proteção, pois caso o relé responsável pela proteção principal apresente defeito e não opere para uma falta, o relé da proteção de retaguarda consegue operar em condições normais. Se a

proteção de retaguarda for instalada no mesmo local da proteção principal, é denominada de retaguarda local, caso contrário, é chamada de retaguarda remota. A Figura 27 ilustra um exemplo de um Sistema de Proteção com proteção principal e de retaguarda independentes [20].

Figura 27 - Sistema com Proteção Principal e de Retaguarda



Fonte: [20]

2.7.2 Funções de Proteção

Para projetar um Sistema de Proteção é necessário utilizar uma padronização através de um sistema formal que identifique funções de proteção específicas a serem utilizadas para fins pré-estabelecidos conforme modalidade de atuação da proteção [35].

Por isso, foi necessário criar números específicos que pudessem definir os elementos do SP e suas respectivas funções de proteção. Nesse contexto, cada dispositivo recebe um número que pode ser aplicado nos sistemas de monitoramento, proteção, comando, controle e supervisão das Subestações de Energia. Essa numeração é padronizada conforme a C37.2-2008 IEEE/ANSI (*Institute of Electrical and Electronics Engineers/American National Standards Institute*), *Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*, conforme apresenta a Tabela 2.

Tabela 2 - Funções de Proteção conforme Tabela ANSI

Função de Proteção	Modalidade de Atuação (Dispositivo Eletrônico)	Descrição
16	Controle de carga para bateria	Tem a finalidade de manter a carga da bateria ou do banco de baterias
21	Distância	Atua para defeitos em linhas de transmissão de alta tensão, quando a impedância, admitância ou reatância observada, diminui ou aumenta além dos limites
25	Sincronismo	Entra em atividade quando dois circuitos de corrente alternada estiverem dentro dos limites desejados de frequência, ângulo de fase ou tensão, para permitir ou provocar a conexão desses dois circuitos
27	Subtensão	Age quando a tensão elétrica diminui além de um valor ajustado
50	Sobrecorrente Instantânea	Atua em poucos ciclos quando o valor da corrente excede certo limite

51	Sobrecorrente Temporizada	Opera quando o valor da corrente exceder o ajuste após tempo pré-determinado
52	Disjuntor de Corrente Alternada	Atua conforme o nível da corrente elétrica que circula no sistema. Caso haja sobrecarga, o equipamento desarme a fim de eliminar a falta do sistema
59	Sobretensão	Produce efeito quando a tensão atinge o limite ajustado
63	Pressão	Entra em função de defeitos internos do transformador e para baixos níveis de pressão em equipamentos encapsulados (gás SF6)
67	Direcional	Intervenção quando o fluxo de corrente está em um determinado sentido e seu valor excede certo limite
79	Religamento	Sucedee para comandar o religamento de um disjuntor
81	Frequência	Opera quando a frequência infringe certos limites
87	Diferencial	Opera por comparação de Corrente (diferencial de transformador, gerador, linha de transmissão e barra)
89	Chave Seccionadora	Interruptor que só é operável sem carga, utilizado para possibilitar manobras com o objetivo de mudança na configuração do sistema elétrico

Fonte: Adaptado de [20]

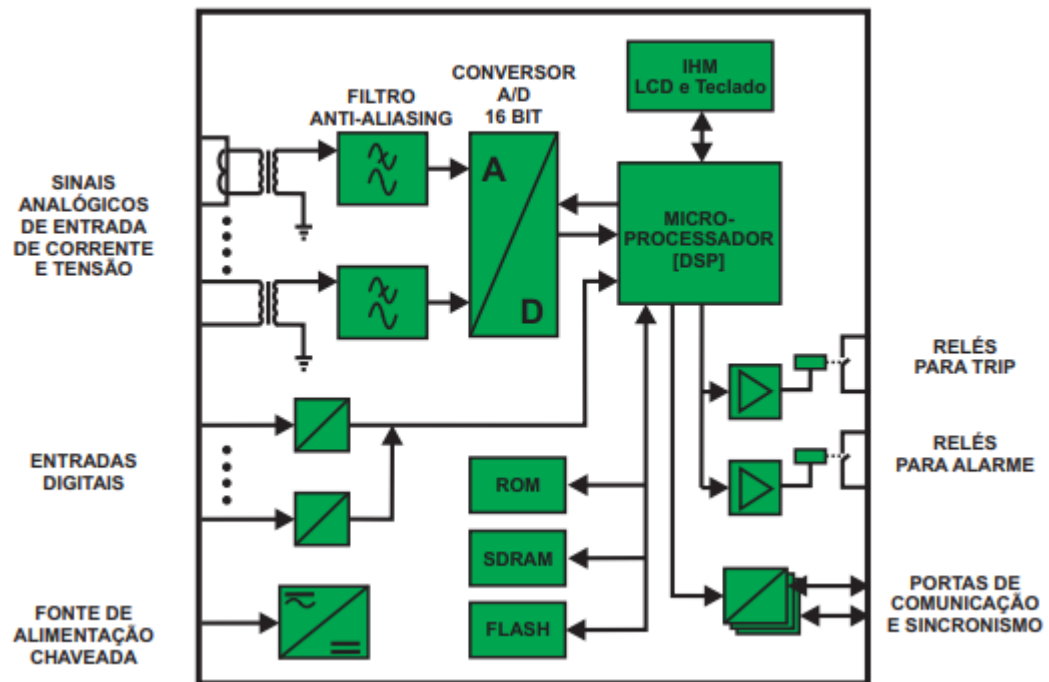
2.8 RELÉS DE PROTEÇÃO E CONTROLE

O principal elemento responsável pelo monitoramento e proteção do Sistema Elétrico de Potência é o relé de proteção. Esse equipamento, que também faz referência a um conjunto de dispositivos com certas similaridades, visa garantir a continuidade do fornecimento de energia através dos princípios da confiabilidade, segurança, seletividade, velocidade, sensibilidade e economia.

Esse dispositivo, elemento principal do sistema de proteção, passou por modernizações aos longos dos anos, desde a antiga tecnologia eletromecânica até atingir a atual tecnologia digital, e não se limita apenas às funções de proteção de um sistema, uma vez que pode ser utilizado em subestações automatizadas de energia para funções de comando, controle e supervisão [36].

A tecnologia do relé digital é equivalente à de um relé eletrônico administrado por microprocessadores. Os microprocessadores são capazes de transformar a entrada de sinal analógico advinda do sistema elétrico, a exemplo de grandezas de tensão e corrente, em um sinal digital com um auxílio de um *software* que processa os dados através de um algoritmo. A Figura 28 apresenta o aspecto construtivo de um relé digital [20].

Figura 28 - Arquitetura de um Relé Digital



Fonte: [19]

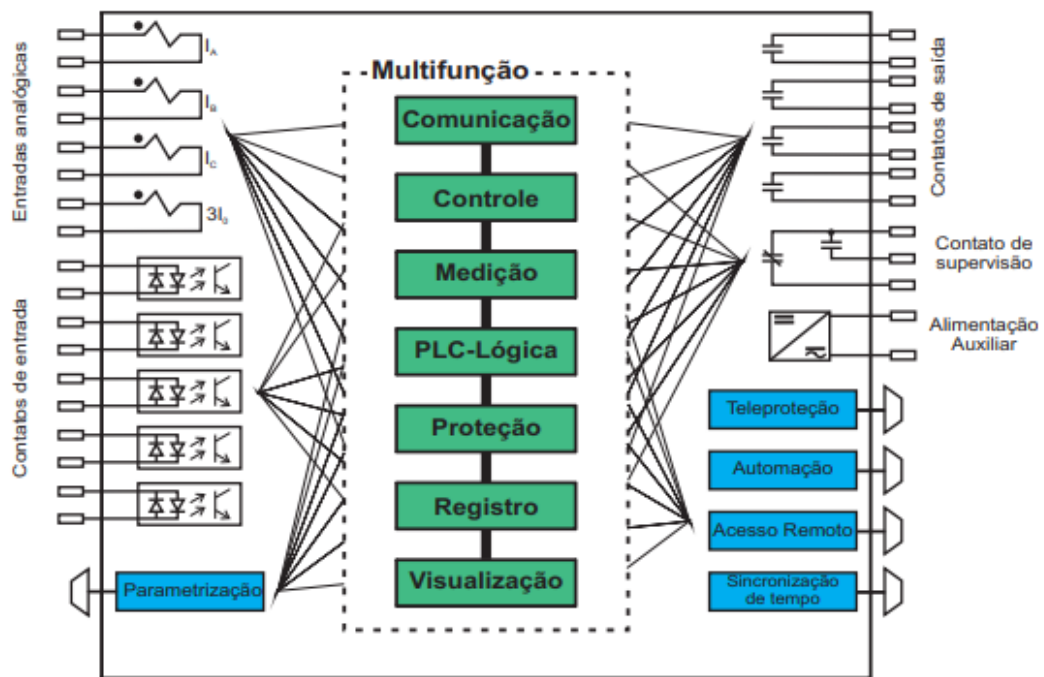
Inicialmente, os sinais de entrada de corrente e de tensão são adquiridos através dos TCs e TPs, respectivamente. Em seguida, esses sinais analógicos passam por filtros passa-baixas a fim de atenuar os efeitos de *aliasing* produzidos por harmônicas de frequências elevadas, em conformidade com o Critério de *Nyquist*. Posteriormente, os sinais analógicos são convertidos em sinais digitais através do conversor a/d (analógico/digital), que possui resolução de 16 bits para se adequar aos sinais do SEP [37].

Subsequentemente, o *Digital Signal Processor* (DSP) realiza o processamento dos dados digitais recém-convertidos e executa algoritmos de proteção existentes, que são carregados em memórias do tipo *FLASH*. Por fim, o processador digital a lógica das funções de entrada e saída [37].

O relé digital permite que sejam executadas diversas tarefas no âmbito do SEP, além das funções principais de proteção. Esse tipo de flexibilidade de operação é permitido baseado na construção desses dispositivos, que são compostos por um conjunto *hardware* e *firmware*. Nesse sentido, as informações de

entrada e saída, interfaces de comunicação e valores analógicos de medida, apresentam-se disponíveis para aplicação de qualquer funcionalidade do relé em tempo real. A Figura 29 ilustra a multifuncionalidade de um relé de proteção digital [19].

Figura 29 - Multifuncionalidade de um Relé Digital



Fonte: [19]

3 SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES (SAS)

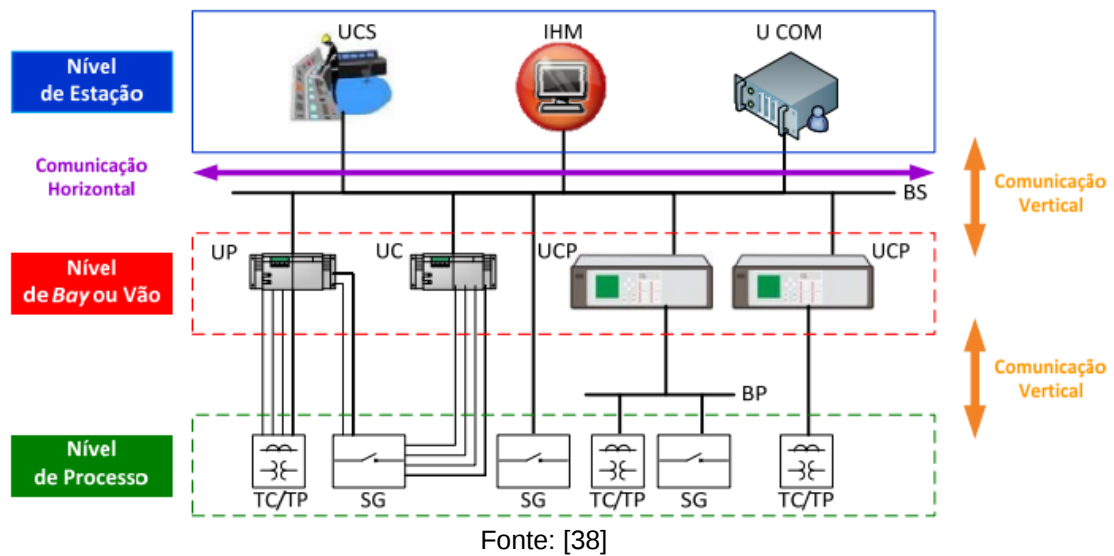
Conforme dito anteriormente, os avanços da microeletrônica são percebidos no desenvolvimento de sistemas de automação em inovações da computação eletrônica, engenharia de software, sistemas de controle, circuitos integrados e telecomunicações. No contexto das Subestações de Energia, o conceito de automação de processos tem ênfase nos sistemas digitais de Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão de Subestações (MPCCS).

A implementação desses sistemas de automação de subestação é essencial para garantir melhorias no fornecimento da energia elétrica, uma vez que permitem a troca de informações dos equipamentos do Sistema de Proteção de maneira remota e segura. Além disso, esses sistemas permitem a manobra remota de equipamentos, diminuindo possíveis falhas no processo de manutenção do maquinário, e garantem maior veracidade no transporte de informações, uma vez que a informação analógica é transformada em digital.

3.1 Aspectos conceituais do SAS

Para garantir a otimização dos processos ocorridos dentro de uma Subestação de Energia, conforme haja a modernização dos sistemas, são classificados três níveis hierárquicos: nível de processo (nível 0), nível de *bay* (nível 1) e nível de estação (nível 2). A Figura 30 ilustra os níveis hierárquicos de uma subestação.

Figura 30 - Níveis Hierárquicos de uma Subestação



Em que:

- BP – Barramento de processo;
- BS – Barramento de subestação;
- SG – Disjuntores e chaves seccionadoras;
- TC- Transformador de Corrente;
- TP – Transformador de potencial
- U COM – Unidade de comunicação
- UC – Unidade de controle;
- UCP – Unidade de controle e proteção
- UCS – Unidade de controle da subestação;
- UP – Unidade de proteção

O nível de processo é caracterizado por agrupar todos os equipamentos de pátio de uma subestação, a exemplo de TCs, TPs, disjuntores e chaves seccionadoras. É nesse nível que os equipamentos são dispostos nos barramentos de acordo com o arranjo físico demandado pelo porte da Subestação, como visto no Capítulo 2. Por outro lado, no nível de bay, é onde estão alocados os painéis digitais de Proteção e Controle, localizados nas casas de comando das subestações, que

são conectados ao nível da estação por intermédio do barramento entre o *bay* e a estação.

Por fim, no nível de estação, os equipamentos são normalmente interligados por uma rede com software SCADA/IHM. Nesse nível há, também, outros equipamentos como oscilógrafos, concentradores de dados, gateways, estação de engenharia e equipamentos de comunicação [39].

3.2 IEDs

Na representação da Figura 30, os IEDS (do inglês, *Intelligent Electronic Device*) podem ser identificados no nível de *bay* como as Unidades de Controle, Unidades de Proteção e Unidades e Controle e Proteção. Esses dispositivos são responsáveis por fazer comunicação vertical com o nível de processo, e podem transmitir sinais desejados como, por exemplo, o estado de abertura de uma chave seccionadora. Além disso, os IEDs também podem fazer uma comunicação horizontal com outros IEDs, ao nível de *bay*.

Entende-se como IED, um relé digital multifuncional, que pode ser utilizado como uma solução de proteção e controle para monitorar vão específicos de um barramento de uma Subestação. A Figura 31 apresenta a vista frontal de um IED responsável por monitorar um *bay* de uma subestação, nomeado de *bay* 1. Porém, é possível que um mesmo IED possa fazer a proteção e controle dos equipamentos de mais de um vão de uma subestação, desde que haja espaço disponível de entradas e saídas digitais do dispositivo para disponibilizar todas as informações previamente requeridas.

Figura 31 - Aplicação de um IED no monitoramento de um vão da subestação

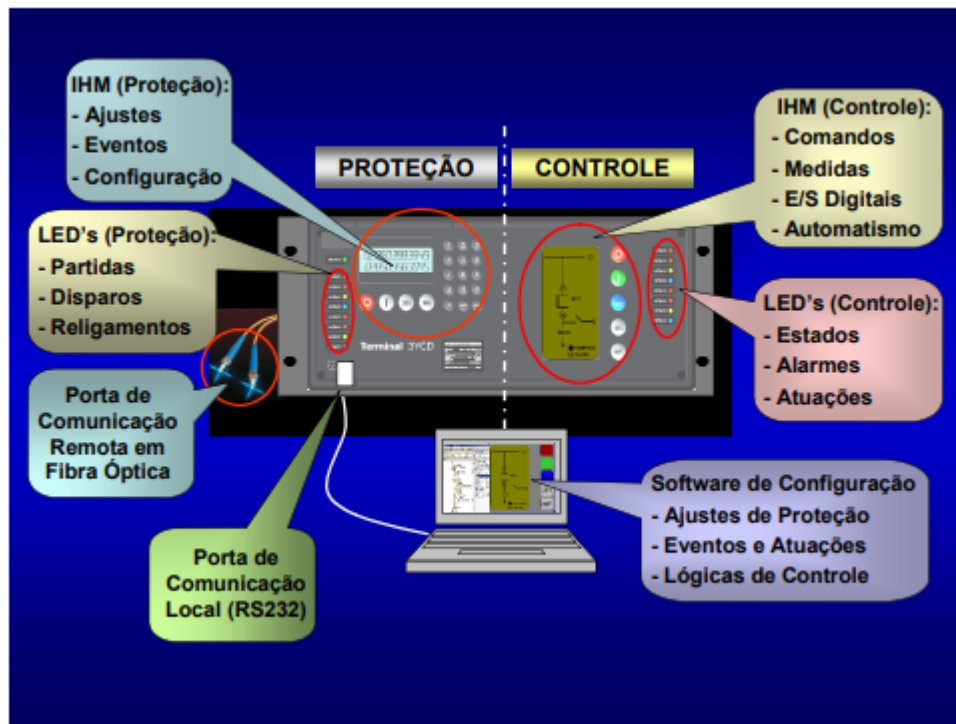


Fonte: [40]

Como parte integrante principal dos sistemas digitais de Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão de Subestações (MPCCS), os IEDs são caracterizados por serem uma “inteligência local” em nível de equipamento para execução de lógicas e automatismos. No contexto da proteção, o dispositivo pode atuar na formação da proteção principal e alternada, em esquemas de alívio e rejeição de carga, em religamentos e afins. No âmbito do controle, o relé pode indicar o estado dos dispositivos de manobra de um vão, sinalizar um estado de baixa confiabilidade, a exemplo de baixa pressão de SF6 de um disjuntor do vão, entre outros [41].

A Figura 32 exemplifica os diferentes tipos de atuação de um IED para aplicações de proteção e controle em uma subestação, além de evidenciar a utilização de tecnologia da fibra óptica para comunicação entre relés de uma mesma SE.

Figura 32 - Diferentes formas de atuação de Proteção e Controle de um IED



Fonte: [41]

3.3 Sistema SCADA

Para adquirir as informações advindas do nível de *bay*, através dos *IEDs*, é necessário que seja empregada uma tecnologia digital de telecomando e telemedição. Assim, utiliza-se um sistema de supervisão, controle e aquisição de dados, comumente chamado de Sistema SCADA (do inglês, Supervisory Control and Data Acquisition), com o intuito de obter-se uma análise confiável das informações coletadas e otimizar possíveis intervenções no sistema, mitigando possíveis erros de operação.

Um sistema SCADA tem sua estruturação baseada em módulos digitais de aquisição de entradas e saídas a/d (analógica/digital), processadores de lógicas, redes e equipamentos de comunicação, interface com o usuário e *softwares* destinados a aplicações específicas. Esse sistema é capaz de coletar uma informação relacionada um equipamento de um *bay* da subestação em uma determinada operação do Sistema Elétrico de Potência. Desse modo, caso haja falha em algum equipamento, o usuário pode visualizar através do sistema e agir de

forma imediata e, nesse caso, o SCADA pode até impedir determinado comando feito pelo usuário ou exigir alguma confirmação relacionada a situações que demandem maior confiabilidade, a exemplo de sequência de manobras [42].

É válido salientar que com o estabelecimento de procedimentos e normativas regularizadoras do suprimento de energia elétrica, com ênfase na qualidade e continuidade do fornecimento, as transmissoras de energia têm investido em métodos cada vez mais precisos de supervisão e aquisição de dados. Esses dados são transmitidos para um centro computacional através do Sistema SCADA, onde são monitorados e exibidos em telas computacionais.

É primordial que haja veracidade na transmissão desses dados, uma vez que os recursos de supervisão e controle são requeridos, conforme a normativa 2.12 dos procedimentos de Rede do ONS. O Operador Nacional do Sistema exige essas informações com o intuito de viabilizar a execução, nos centros de operação, de uma série de funções, classificadas em funções básicas e funções complementares [43].

Como funções básicas, o ONS preza por garantir a velocidade, assiduidade e validade na coleta e transmissão dos dados. Por isso, as principais funções básicas que um Sistema SCADA deve possuir, são:

- aquisição de dados, incluindo telemedições e variações de estado;
- tratamento dos dados primários;
- tratamento de atributos de qualidade dos dados;
- cálculo de grandezas derivadas de telemedições e/ou variações de estado;
- integralização de telemedições e de grandezas derivadas;
- registro de alarmes e eventos;
- sequenciamento de eventos (SOE – *Sequence of Events*);
- controle remoto de equipamentos para viabilizar o CAG;
- sincronismo de tempo;
- distribuição de dados.

Nesse contexto, para prover informações e telecomando ao ONS, o Sistema SCADA deve permitir o controle em diversos pontos de sua rede de comunicação. Desse modo, é necessário que esse sistema de aquisição e controle seja estruturado em níveis hierárquicos, com prioridades e permissões distintas [43].

O Sistema SCADA possui uma estrutura hierárquica de modo que possa proporcionar a cada nível uma parcela do processo de aquisição e coleta de dados, controle e atuação de forma categorizada. Essa forma de divisão assegura o controle de acesso entre camadas, de modo que as operações sejam realizadas conformes as normativas dos procedimentos de rede do ONS [43].

Um exemplo dessa premissa é o processo de comando de abertura de um disjuntor. É possível que esse equipamento de manobra possa ser operado através de dois mecanismos: um mecanismo local e um remoto proveniente de um nível hierárquico superior. Com isso, é gerado um nível de precedência, ou seja, as operações locais têm prioridade sobre as operações remotas, porém devem atender sempre aos requisitos estabelecidos pelo centro de operação do ONS [43].

A Tabela 3 apresenta a configuração hierárquica de um Sistema SCADA com ênfase na aplicação em Subestações de Energia.

Tabela 3 - Estrutura Hierárquica do Sistema SCADA

<i>Níveis</i>	<i>Local</i>	<i>Equipamentos</i>
<i>Nível</i> 5	Centro de Operação do Sistema (COS)	Computadores, Servidores e Workstation
<i>Nível</i> 4	Centro de Operação Regional (COR)	Computadores, Servidores e Workstation
<i>Nível</i> 3	Casa de Comando da Subestação	Computadores e painéis com suas IHMs
<i>Nível</i> 2	Painéis da casa de comando da Subestação	Computadores Industriais, Gateways de comunicação, IEDs

Nível 1	Cubículos da Subestação	Relés de proteção, IEDs, unidades de controle de bays, Controladores Lógicos Programáveis
Nível 0	Pátio da Subestação	Disjuntores, Seccionadoras, Reguladores de Frequência

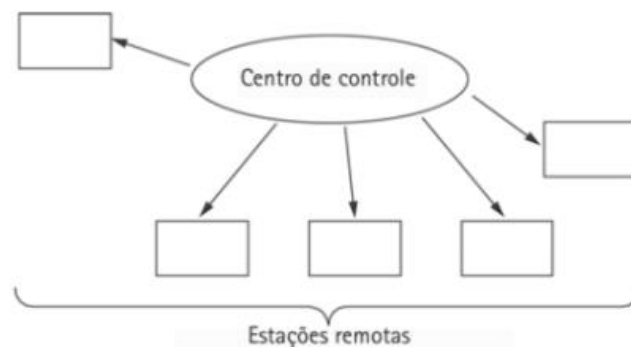
Fonte: Adaptado de [44]

Para que um Sistema SCADA opere de forma correta na coleta e transmissão de dados, é necessário que haja um meio de comunicação eficaz entre os diferentes níveis hierárquicos citados na Tabela 3. Nesse sentido, para conduzir o fluxo de informações de um nível para o outro, deve haver um meio físico que seja estruturado e padronizado por normas, em múltiplos arranjos de arquitetura de rede e comunicação [43].

3.4 Arquitetura do SAS

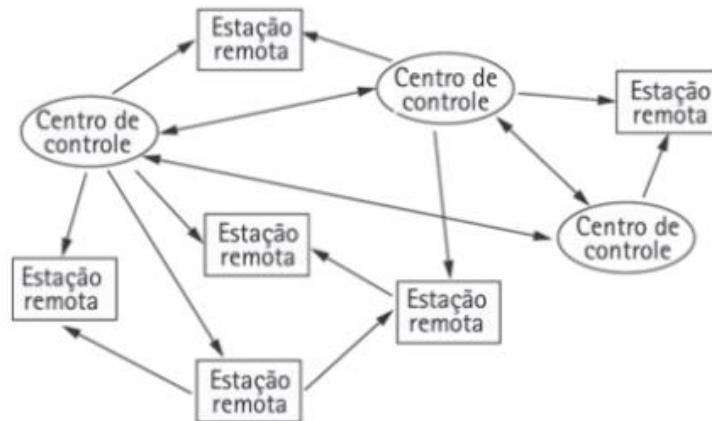
A estrutura de um sistema de automação de subestação está diretamente correlacionada à arquitetura do sistema computacional utilizada, podendo ser distribuída ou centralizada. A topologia operacional desse sistema reflete o conjunto de funções que podem ser utilizadas em um sistema de controle. Portanto, nesta seção serão abordados os tipos de topologias utilizadas no contexto das Subestações de Energia [18].

Figura 33 - Topologia Centralizada



Fonte: [18]

Figura 34 - Topologia Distribuída



Fonte: [18]

Outrora, quando o conhecimento sobre tecnologias de automação de redes era limitado, optava-se por utilizar o modelo centralizado devido à baixa capacidade de processamento dos dispositivos, além da ausência de modelos de rede de comunicação otimizados. Com o advento das tecnologias de *hardware* e consecutivo aumento da qualidade dos processos de transmissão de dados, é preferível utilizar o modelo descentralizado, uma vez que os relés digitais podem ser interligados em uma rede de comunicação através de um processador local. Os processadores locais são conectados a uma Interface Homem Máquina (IHM) e a um sistema SCADA [45].

3.4.1 ELEMENTOS E REQUISITOS DO SISTEMA

De acordo com [18], os principais elementos que compõem o subsistema de controle de uma subestação automatizada são:

- IEDs: Dispositivos responsáveis por implementar uma função específica ou funções em um circuito ou barramento em uma subestação. O exemplo mais comum é um relé de proteção baseado em microprocessador, mas pode ser também um dispositivo de medição baseado em microprocessador.

- Módulo de Vão: Esse dispositivo normalmente contém todo o software necessário para o controle e o intertravamento de um único vão na subestação, e inclui E/S (entradas e saídas) suficientes para interface com todos os dispositivos de medição/proteção/controle do vão. As E/S podem ser digitais e analógicas (para interface com dispositivos discretos tais como circuitos de abertura e de fechamento do disjuntor, seccionadores motorizados, relés de proteção não microprocessados) e canais de comunicação para IEDs.
- Interface Homem Máquina (IHM): Essa é a principal interface de usuário e normalmente é um computador. Geralmente se usa um computador comum, mas computadores especializados também podem ser usados para essa finalidade, enquanto as subestações desassistidas podem dispensar uma IHM instalada permanentemente e dependem de equipe de operação/manutenção trazendo um computador portátil com o software apropriado instalado quando o atendimento é necessário.
- Barramento ou barramentos de comunicação: São responsáveis por fazer a ligação entre os dispositivos do sistema. Em uma subestação nova, todos os elementos do sistema da automação normalmente usarão o mesmo barramento, ou no máximo dois barramentos, para obter eficiência de custos.

Um canal para um sistema SCADA remoto: Pode ser proporcionado por meio de uma unidade de interface dedicada, ser parte de uma IHM ou parte de um IED.

No que tange os aspectos dos requisitos do sistema, é necessário que um sistema de automação de subestação possa monitorar e assumir o controle de todos os equipamentos da SE em um ponto central através da interface com um Sistema SCADA remoto. Além disso, esse sistema deve permitir o monitoramento e controle local dos equipamentos elétricos de um vão, de forma que seja possível averiguar as condições dos equipamentos elétricos da subestação, como, por exemplo, o estado de abertura de um disjuntor [18].

Para atender a tais requisitos, é imprescindível que seja implementado um sistema tolerante a possíveis falhas, através de redundâncias nos processos de comunicação e controle. Esse grau de tolerância varia de acordo com o porte da

Fonte: [18]

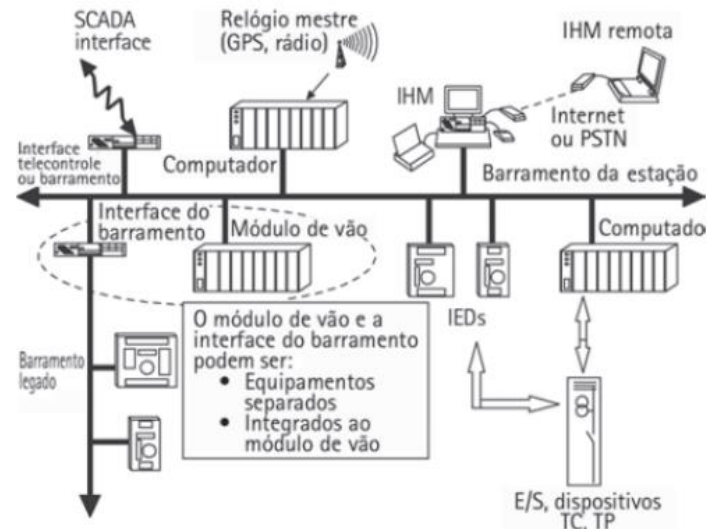
A Unidade Terminal Remota foi projetada com a capacidade de suportar um ou mais microprocessadores potentes. Por isso, um número maior de pontos de entradas e saídas podem ser acomodados nesse tipo de topologia, quando comparado com a topologia do tipo IHM. Dessa forma, é possível utilizar uma maior variedade de protocolos de comunicação entre IEDs e de conexão com o sistema SCADA remoto.

3.4.4 Topologia Descentralizada

No tipo de topologia descentralizada, os vãos da subestação são monitorados por um único módulo de vão que possui um *software* de controle geral. Esse *software* tem interface com as unidades de controle e de proteção dos vãos, além de possuir um sistema com IHM. Nesse sentido, é possível utilizar um computador com Interface Homem Máquina para funções de comando e controle de um vão, de modo que seja facilitada as fases de comissionamento e testes, além de aperfeiçoar o processor de detecção de falhas de operação dos equipamentos associados ao vão.

À vista disso, para esse tipo de topologia é possível utilizar mais de um computador IHM. Usualmente, é escolhido um computador principal para exercer funções de operação do sistema enquanto os demais computadores realizam funções associadas à engenharia. Essa separação em diferentes computadores de IHM é importante para garantir a confiabilidade do sistema, uma vez que as funções de operação e as tarefas de engenharia possuem tempos críticos diferentes. Além disso, é possível que seja disponibilizado um computador de IHM remota por intermédio de um canal de comunicação separado. A Figura 37 ilustra um sistema com topologia descentralizada [18].

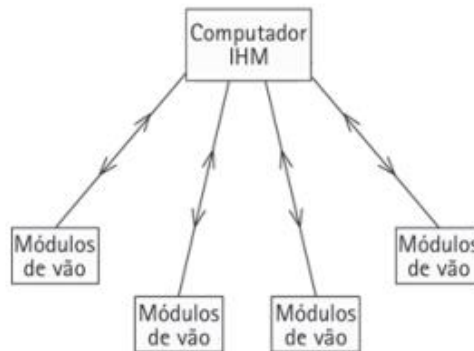
Figura 37 - Topologia Descentralizada



Fonte: [18]

À vista disso, é imprescindível analisar os diferentes tipos de configurações entre os módulos de vãos e a IHM. O tipo de arranjo mais simples é a conexão do tipo estrela, representada pela Figura 38, que compõe a solução de menor custo. Nesse caso, uma perda de um canal de comunicação entre a IHM e o módulo de vão pode ocasionar uma perda total do controle remoto do vão, sendo possível apenas realizar o controle local através de algum computador que esteja conectado ao vão.

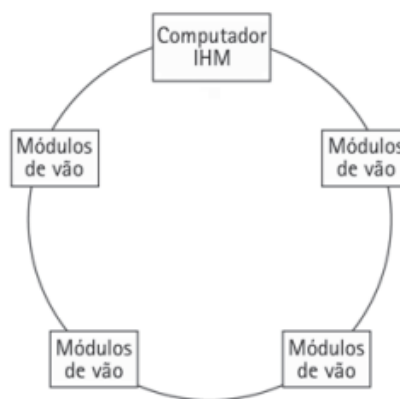
Figura 38 - Conexão de módulos de vãos em estrela



Fonte: [18]

Para aumentar a confiabilidade da conexão entre vãos, IHM e computador do sistema SCADA é utilizado o tipo de conexão em anel, representado pela Figura 39. Portanto, através de uma arquitetura de comunicação, cada dispositivo do anel pode se comunicar com qualquer outro, independentemente da posição no anel, sem que haja alguma falha de informação. Por isso, em caso de ocorrer uma única ruptura no anel, o processo de comunicação continua validado.

Figura 39 - Conexão de módulos de vãos em Anel



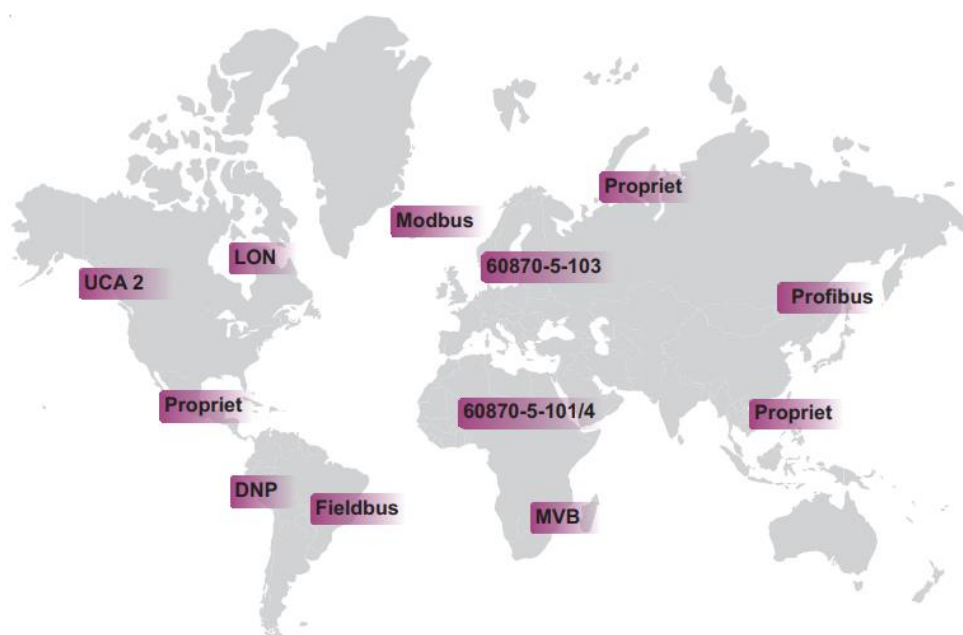
Fonte: [18]

4 PROTOCOLO 61850

Um sistema de automação de subestação requer a implantação de uma rede de comunicação de dados e computadores eficaz com o intuito de dar suporte às atividades da operação, tanto nos centros de operação do ONS quanto nos centros de operação dentro da SE. Nesse sentido, é primordial que essa rede de comunicação integre os dispositivos de medição, proteção, controle e supervisão, disseminando as informações provenientes do SEP de forma rápida e precisa.

Comumente, essa integração abrange equipamentos de diferentes fabricantes como, por exemplo, PLCs, computadores industriais, IEDs, processadores de comunicação de dados e afins. Por conseguinte, a existência dos vários protocolos de informação, de cada fabricante, dificulta a integração dos equipamentos em um sistema de automação de subestação. Tal fato ocorre devido aos diferentes formatos, métodos e tipos de parametrização de unidades utilizados em cada tipo de protocolo dos fabricantes. A Figura 40 ilustra os principais protocolos utilizados em sistemas automatizados.

Figura 40 - Principais protocolos de comunicação



Essa inconformidade entre os diferentes tipos de protocolos de comunicação é um impasse no âmbito dos projetos de SAS, uma vez que são necessárias onerosas e complexas conversões entre os protocolos de cada equipamento para garantir a eficaz transmissão de informações. Isso faz com que os custos de implantação e operação da subestação automatizada seja elevado, além de impedir a comunicação direta entre equipamentos (*peer-to-peer*) [19].

4.1 Histórico do padrão IEC 61850

Diante do exposto, no ano de 1988, o EPRI (*Electric Power Research Institute*) desenvolveu o estudo do UCA (*Utility Communications Architecture*). Esse projeto de pesquisa teve como objetivo propor uma arquitetura de comunicação de dados para concessionárias de energia elétrica. Com base nisso, no ano de 1999, uma nova versão dessa arquitetura foi publicada pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) denominada de relatório técnico TR1550 que definiu dois os principais aspectos de comunicação [46]:

- Comunicação entre centros de controle;
- Comunicação entre dispositivos de campo.

Em paralelo, o IEC (*Internacional Electrotechnical Commission*) produziu estudos com a finalidade de padronizar as interfaces para dispositivos de telecontrole através de uma série de normas, denominada IEC-60870-5 e composta pelos seguintes documentos [47]:

- IEC-60870-5-101: referente à criação de um padrão de comunicação entre UTRs e centros de controle para o sistema de potência;
- IEC-60870-5-103: trata da padronização da comunicação serial de dispositivos de proteção digital;
- IEC-60870-5-104: relacionada à comunicação em redes LAN (*Local Area Network*) e WAN (*Wide Area Network*), baseado no uso de *Ethernet* com TCP/IP (*Transmission Control Protocol/Internet Protocol*)

Posteriormente, com a necessidade de alcançar uma padronização geral que englobasse redes de comunicação e sistemas em subestação, foram criados os grupos de trabalhos WG10, WG11 e WG12, ligados ao Comitê Técnico IEC-TC57 e baseados nas normas IEC-60870-5 e a UCA. Por fim, foi criado um acordo entre a IEC e o EPRI que estabeleceu um padrão único para redes de comunicação e sistemas de subestações. Esse padrão foi denominado de IEC-61850 [47].

4.2 Composição e objetivo

Em síntese, o principal intuito do padrão IEC 61850 é permitir a comunicação entre equipamentos de fabricantes distintos no contexto das subestações de energia elétrica. Além de permitir a interoperabilidade entre dispositivos, esse padrão possibilita ao usuário a opção de configurar funções novas para aplicações específicas. Nesse sentido, a Tabela 4 ilustra a organização do padrão IEC 61850.

Tabela 4 - Documentação para o padrão IEC 61850

Tema	Característica	Parte
<i>Aspectos do Sistema</i>	Introdução e Visão Geral	1
	Glossário	2
	Requisitos Gerais	3
	Gerenciamento de Sistema e Projeto	4
	Requisitos de Comunicações para Funções e Modelos de Dispositivos	5
<i>Configuração</i>	Linguagem de Configuração para IEDs de Subestações Elétricas (SCL)	6

<i>Estrutura de Comunicação Básica para Equipamentos de Subestações e Alimentadores</i>	Princípios e Modelos	7.1
	Serviços de Comunicação Abstratos (ACSI)	7.2
	Classe de Dados Comuns	7.3
	Classe de Nós Lógicos e Dados Compatíveis	7.4
<i>Mapeamento de Serviços de Comunicação Específicos</i>	Mapeamento para MMS (ISO/IEC 9506 Parte 1 and parte 2) e para ISO/IEC 8802-3	8.1
	Valores Amostrais sobre Enlace Serial Unidirecional Multidrop Ponto-a-Ponto	9.1
	Valores Amostrais sobre ISO/IEC 8802-3	9.2
<i>Ensaios</i>	<i>Teste de Conformidade</i>	10

Fonte: [48]

O tópico 1 do documento caracteriza a principal premissa do padrão IEC-61850 na interoperabilidade dos equipamentos, ou seja, na capacidade dos dispositivos de fabricantes distintos trocarem informações de maneira eficiente. Nesse contexto, os dispositivos das subestações, a exemplo dos IEDs, além de suportarem as funções

operativas demandadas pela operação do sistema, devem garantir as seguintes características [48]:

- Ter comunicação embasada no perfil de padrões existentes (IEC/IEEE/ISSO/OSI);
- Utilizar protocolos abertos que permitam a adição de novas funcionalidades;
- Utilizar uma estrutura de dados (*data object*) para representar funções específicas;
- Possuir sintaxe e semântica dos dados baseados no uso de objetos de referência do Sistema Elétrico de Potência;

À princípio, o padrão IEC 61-850 foi concebido apenas para aplicações de uso interno da subestação, ou seja, interoperabilidade entre dispositivos dos diferentes níveis da SE. Porém, o aperfeiçoamento da aplicação do protocolo permitiu que esse padrão fosse utilizado na comunicação entre subestações e entre subestação – centro de controle da operação [20].

Conforme afirma [49], a estrutura do padrão IEC-61850 utiliza o conceito de definição abstrata para acepção de dados e serviços, ou seja, objetos e serviços podem ser gerados de forma independente, permitindo que seja possível mapeá-los para diferentes regras de comunicação que atendam as informações e serviços solicitados.

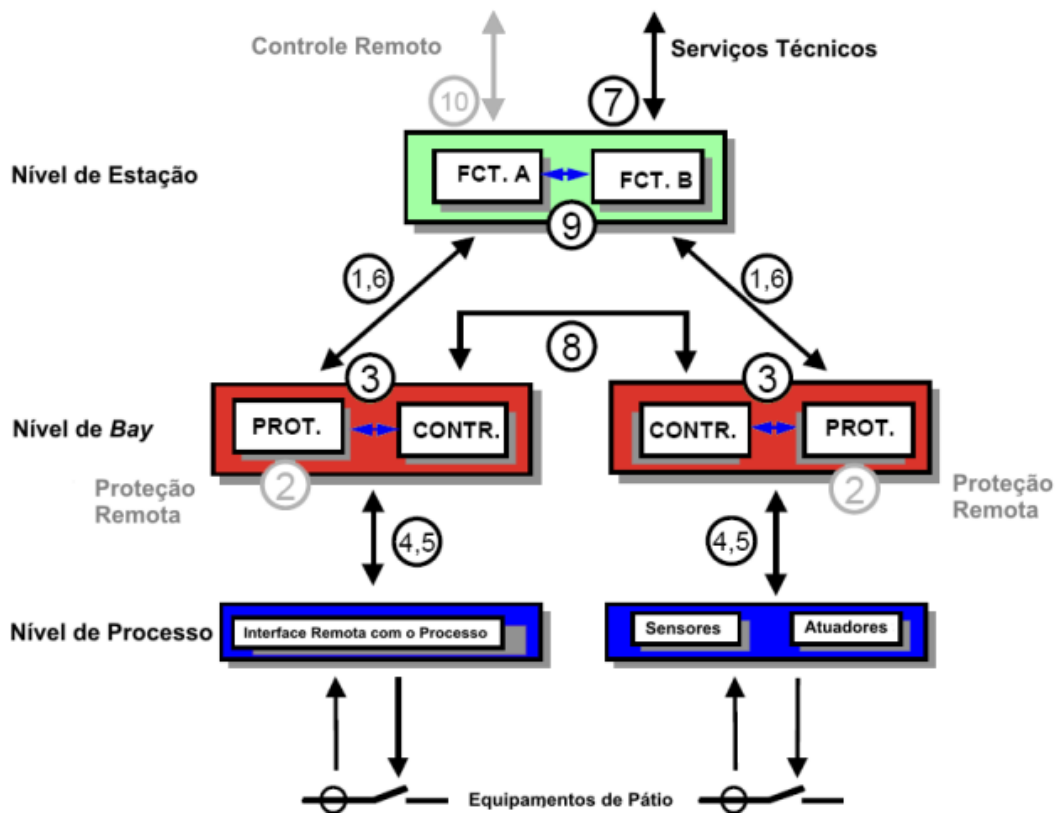
4.3 Documentação do padrão IEC 61850 aplicada

Neste segmento, serão brevemente discutidos os aspectos específicos do padrão IEC 61850 que são utilizados para construir a aplicação mencionada no Capítulo 5.

4.3.1 Requisitos de Comunicação para Funções e Modelos de Dispositivos – Parte 5

Nesta seção do trabalho, são apresentados os critérios de comunicação que se aplicam às funções e modelos de objetos encontrados nas subestações de energia elétrica. Por funções, entende-se as atividades que precisam ser realizadas na subestação, como, por exemplo, monitorar o estado dos equipamentos de manobra. Essas funções são distribuídas em todos os níveis do sistema de automação de subestações, conforme a Figura 41 ilustra.

Figura 41 - Diferentes níveis do SAS



Fonte: [50]

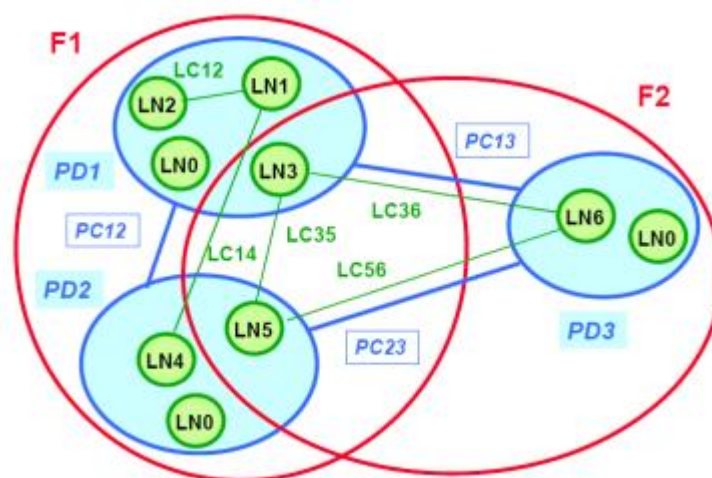
A seguir, serão listadas as diversas situações em que ocorre a troca de dados no âmbito da subestação de energia elétrica, descritas na Figura 41:

1. Transferência de dados de proteção entre os níveis de bay e estação;

2. Transferência de dados de proteção entre os níveis de bay e proteção remota;
3. Troca de dados dentro do nível de bay;
4. Transferência instantânea de dados dos transformadores de corrente e de potencial entre os níveis de processo e bay;
5. Transferência de dados de controle entre os níveis de processo e bay;
6. Transferência de dados de controle entre os níveis de bay e estação;
7. Troca de dados entre a subestação e o local de operação da engenharia;
8. Transferência de dados entre as baias, sobretudo para funções de intertravamento;
9. Troca de dados dentro do nível de estação;
10. Transferência de dados de controle entre os dispositivos da subestação e o centro de controle remoto.

O padrão IEC 61850 tem a capacidade de integrar funções diversas, que podem estar presentes em equipamentos físicos e níveis distintos do sistema de automação. A integração será exemplificada por meio da Figura 42.

Figura 42 - Conexão entre nós lógicos

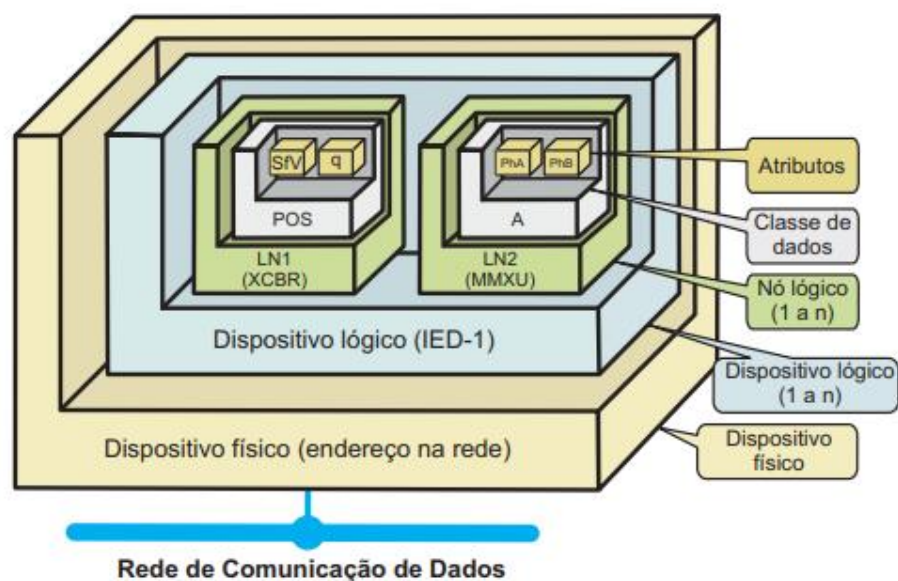


Fonte: [50]

Existem duas funções de automação determinadas, F1 e F2, para as quais foram implementadas pelo uso de vários dispositivos físicos distintos, sendo eles PD1, PD2 e PD3. Cada dispositivo físico possui um conjunto de subfunções, nomeadas como LN0, LN1, LN2, LN3, LN4, LN5 e LN6. Essas subfunções podem trocar informações entre si através de conexões lógicas, como LC12, LC14, LC35, LC36 e LC56. É importante ressaltar que essas conexões também podem ser físicas, estabelecidas diretamente entre os dispositivos físicos, tais como PC12, PC13 e PC23 [19].

Um aspecto importante a ser considerado é o nó lógico, que é a menor unidade de uma função que transmite informações. O nó lógico é composto por um conjunto de dados, cada um com seus próprios atributos. Esse modelo representa os elementos físicos presentes em subestações elétricas, como uma chave seccionadora, por exemplo. Essa representação é detalhada o suficiente para caracterizar adequadamente esses elementos. Os nós lógicos são agrupados em dispositivos lógicos, que por sua vez estão integrados aos IEDs. Assim, as informações que circulam na rede de comunicação de dados de acordo com o padrão IEC 61850 seguem a seguinte sintaxe: Dispositivo Físico/Dispositivo Lógico/Nó Lógico/Dado/Atributo. A Figura 43 ilustra a relação entre esses elementos [51].

Figura 43 - Relação entre dispositivo físico e dispositivo lógico



Fonte: [52]

Os nós lógicos são organizados por categoria, ou seja, relacionados a um tipo específico de informação encontrada nas subestações elétricas. A Tabela 5 lista o conjunto de nós lógicos disponíveis.

Tabela 5 - Conjunto de nós lógicos

Grupo	Tipo de Nó lógico	Número de Elementos do Conjunto
A	Controle Automático	4
C	Controle Supervisionado	4
G	Função Genérica Referenciada	3
I	Interface e Arquivamento	4
L	Sistema de Nó Lógico	2
M	Contador e Medição	7
P	Função de Proteção	27
R	Função de Proteção Relacionada	10
S	Sensores	3
T	Transformador de Instrumento	2
X	Disjuntor/Seccionadora	2
Y	Transformador de Força	4
Z	Equipamentos Extras	14

Fonte: [53]

Para nomear os nós lógicos, primeiro é definido o grupo ao qual eles pertencem e, em seguida, é escolhido o nome do elemento a ser usado. Por exemplo [19]:

- RREC - Religamento automático;
- CSWT - Controlador de Chaveamento;
- MMXU - Medição Operativa/Indicativa;
- PDIS - Proteção de Distância;

- XSWI - Chave Seccionadora

Um nó lógico pode ser usado várias vezes, não sendo restrito a uma única aplicação. Para diferenciá-los, é adicionado um sufixo ao nome do nó lógico. Por exemplo, em um IED, é possível trabalhar com informações de dois disjuntores diferentes, nomeando-os como XCBR1 e XCBR2 [51].

Cada nó lógico contém um conjunto de dados específicos relacionados à sua função e referentes a um elemento físico encontrado nas subestações de energia elétrica. Como exemplo, o nó lógico que representa o disjuntor, XCBR, contém diversos dados. A seguir, são apresentados alguns desses dados [51]:

- *Pos* - Posição;
- *OpCnt* - Contador de operações;
- *BlkOpn* - Bloqueado para comando de abertura;
- *BlkCls* - Bloqueado para comando de fechamento;

Cada nó lógico contém dados que possuem um conjunto de atributos específicos, os quais representam as informações necessárias para trabalhar com o modelo de objeto correspondente. Por exemplo, o dado *Pos* pertencente ao nó lógico XCBR pode ter vários atributos, dentre os quais destacam-se: *Control* e *Status Value*.

As informações do tipo *Control* são alteradas quando um comando é recebido, como por exemplo o estado de um disjuntor. Por outro lado, as informações do tipo *Status Value* indicam o estado de um processo ou de uma função atribuída a um determinado nó lógico [54].

4.3.2 Linguagem de Configuração – Parte 6

Essa seção da documentação trata da linguagem utilizada para configurar todo o sistema de automação da subestação. Como diferentes dispositivos eletrônicos inteligentes e nós lógicos podem ser implementados, é importante ter um formalismo preciso para gerenciar as informações. A *Substation Configuration Language* (SCL) é usada para atingir esse objetivo.

Com o uso da SCL, é possível descrever as interações entre o sistema de automação da subestação e os dispositivos externos no pátio, especificando os parâmetros e funções necessários para o contexto da subestação. A SCL é baseada na linguagem *eXtender Markup Language* (XML) versão 1.0.

Um arquivo SCL contém informações gerais sobre a subestação, equipamentos de manobra, funcionalidades utilizadas dos IEDs e serviços de comunicação de dados. Isso permite a troca de informações entre diferentes ferramentas de configuração fornecidas por fabricantes distintos [19].

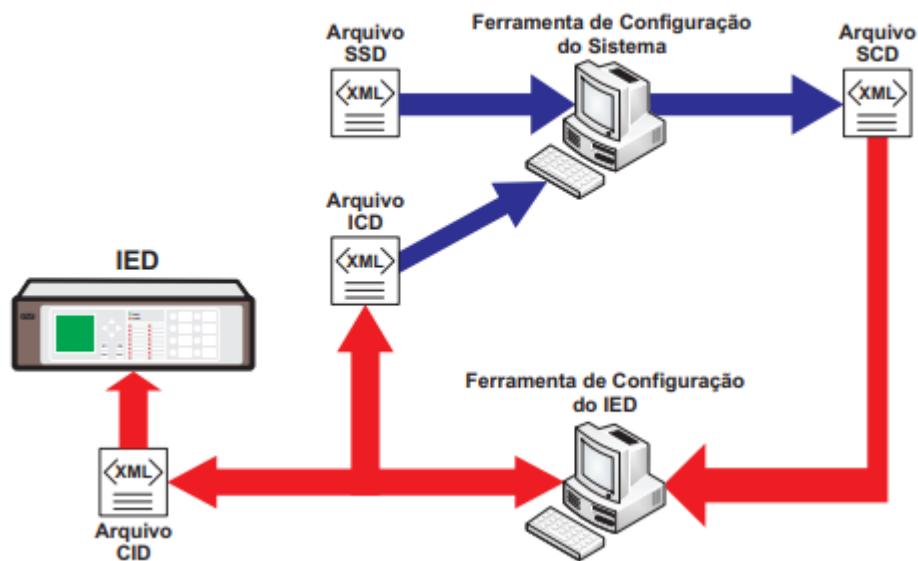
Nesse sentido, a Tabela 6 apresenta um resumo dos arquivos SCL, enquanto a Figura 44 mostra como esses arquivos se relacionam entre si.

Tabela 6 - Arquivos da linguagem SCL

Arquivo	Descrição
<i>System Specification Description (SSD)</i>	Descreve o diagrama e a funcionalidade da automação da subestação associado aos nós lógicos
<i>Substation Configuration Description (SCD)</i>	Descreve a configuração completa da subestação incluindo a rede de comunicação e informações sobre o fluxo de dados de comunicação.
<i>IED Capability Description (ICD)</i>	Descreve as capacidades e pré-configurações dos IEDs.
<i>Configured IED Description (CID)</i>	Descrição da configuração de um IED específico, ou seja, dos dados que serão fornecidos pelos nós lógicos de cada IED

Fonte: [55]

Figura 44 - Linguagem de configuração da subestação



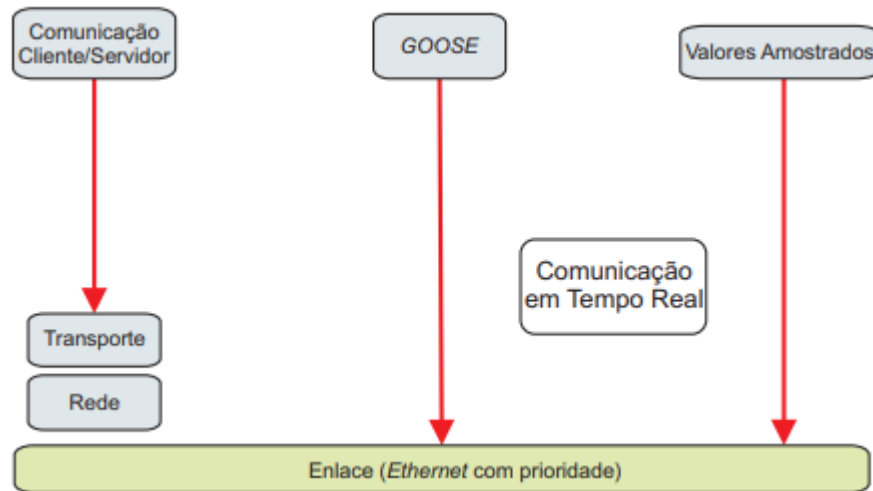
Fonte: [56]

4.3.3 Serviços de Comunicação Específicos – Parte 8

O objetivo desta seção da documentação é fornecer uma especificação clara para a troca de dados, com ou sem prioridade, por meio da rede local (LAN) utilizando a interface de serviço de comunicação abstrata (ACSI) no protocolo *Manufacturing Messaging Specification* (MMS) da ISO-9506. Este protocolo define como mapear objetos de dados e serviços para permitir a troca de informações entre dispositivos de diferentes fabricantes [57].

O padrão IEC 61850 emprega uma pilha de protocolos que inclui um serviço de geração de dados, bem como camadas de transporte, rede e enlace. É importante ressaltar que apenas a camada de enlace é compartilhada por todos os tipos de mensagem. A utilização do protocolo *Ethernet* na camada de enlace permite a configuração de prioridades de envio e recebimento para as mensagens. A Figura 45 ilustra essa organização em protocolos.

Figura 45 - Estrutura do protocolo IEC 61850 simplificada



Fonte: [19]

No padrão IEC 61850, as mensagens são classificadas em dois tipos: aquelas que não têm restrições de tempo de tráfego e aquelas que têm. Na Figura 45 as mensagens cliente/servidor não possuem restrição de tempo e, portanto, passam por toda a pilha de protocolos até chegar à camada de enlace. Já as mensagens GOOSE e valores amostrados têm restrição de tempo, o que as faz serem mapeadas diretamente para a camada de enlace. A Tabela 7 apresenta essa classificação de mensagens para o padrão IEC 61850 [19].

Tabela 7 - Organização de mensagens de acordo com o padrão IEC 61850

Tipo de Mensagem	Descrição
1	Mensagem rápida
1A	<i>Trip</i>
2	Mensagem de média velocidade
3	Mensagens lentas
4	Dados em rajadas
5	Funções de transferência de arquivos
6	Mensagens de sincronismo de tempo

Fonte: [52]

4.3.4 Mensagens Goose

As mensagens que possuem prioridade elevada, como as identificadas como 1 e 1A na Tabela 7, são denominadas de *Generic Substation Events* (GSE). Essas mensagens são subclassificadas em *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) e *Generic Substation Status Event* (GSSE) [19].

A distinção entre essas duas subclasses se dá pelo fato de que, para as mensagens GOOSE, a informação pode ser configurada e usa um grupo de dados (*data set*) que permite ao destinatário identificar quando houve uma modificação no estado de uma informação, bem como o momento em que ocorreu. Por outro lado, a subclassificação GSSE trabalha com uma estrutura predefinida para as informações de estado, que é fornecida na rede de comunicação de dados da subestação [58].

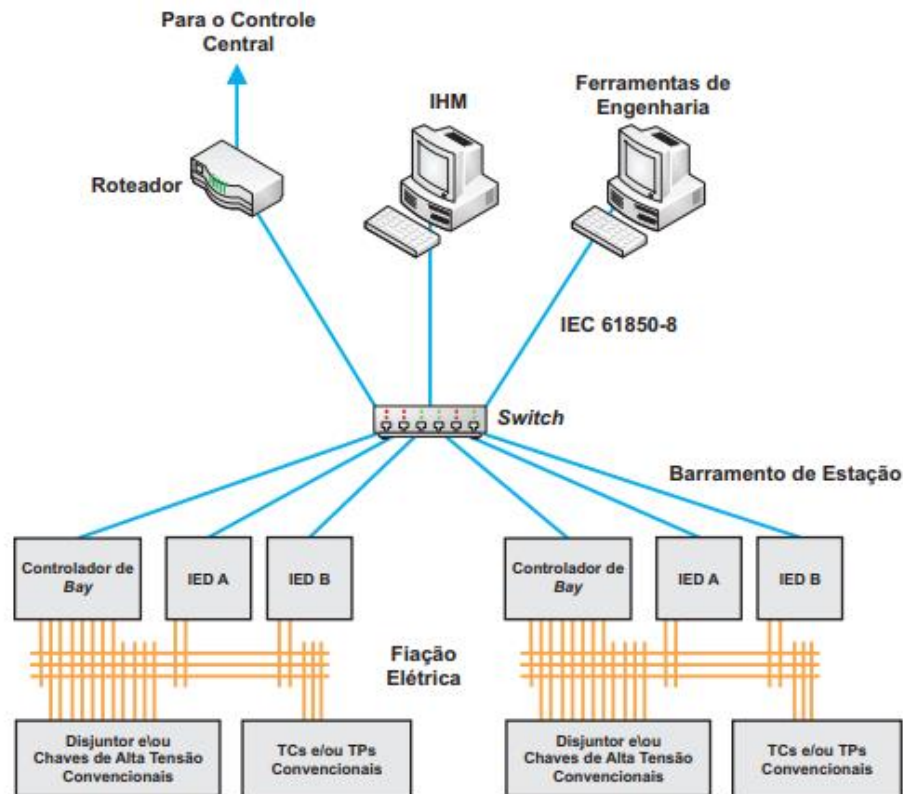
Por intermédio do uso das mensagens GOOSE ou GSE, é possível realizar a transferência de informações diretamente entre dois dispositivos eletrônicos inteligentes, em uma comunicação ponto a ponto, de alta velocidade. Por isso, essa característica é imprescindível na otimização dos processos de *retrofit* das subestações, uma vez que a aquisição de informações referente aos equipamentos de um determinado *bay* pode ser feita via GOOSE, reduzindo, portanto, o número de conexões elétricas feitas com cabos metálicos.

É válido salientar, ainda, que as mensagens GOOSE utilizam o serviço de *Specific Communication Service Mapping* (SCSM), que retransmite as mensagens até que o emissor receba a confirmação de entrega do receptor desejado. A cada tentativa de envio, o tempo de espera para a confirmação é dobrado, a fim de minimizar o congestionamento na rede de comunicação. Além disso, a cada mensagem reenviada, um parâmetro chamado *timeAllowedToLive* é transportado, o que informa ao receptor o tempo máximo para a próxima retransmissão. Se uma nova mensagem não for recebida nesse intervalo de tempo, o receptor assume que houve uma perda de conexão [20].

4.3.5 Arquitetura de um SAS utilizando o padrão IEC 61850

O padrão IEC 61850 possibilita a integração dos três níveis de um sistema de automação de subestações por meio de duas arquiteturas principais. A Figura 46 apresenta uma concepção convencional para alcançar esse objetivo, a qual se baseia no uso extensivo de cabos de metal e na construção de circuitos funcionais para a troca de informações entre o nível de processo e o nível de *bay* do sistema de automação. Assim, há apenas um barramento de comunicação de dados entre o nível de *bay* e o nível de estação.

Figura 46 - Arquitetura de um SAS com um único barramento de estação

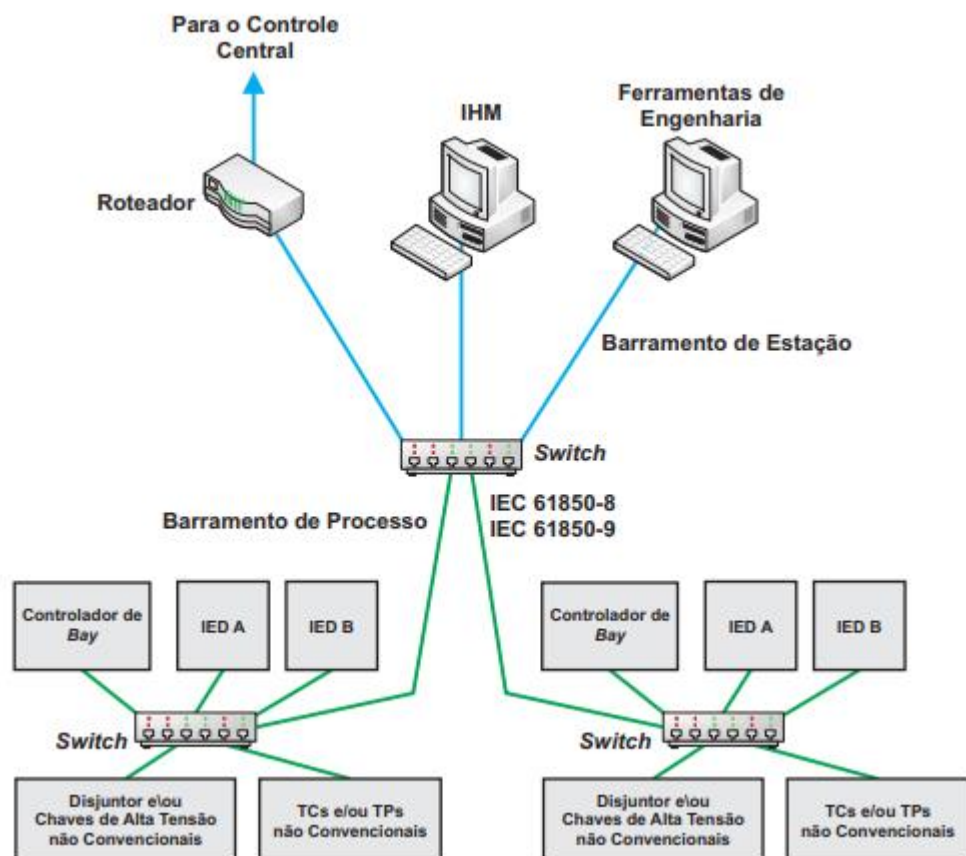


Fonte: [19]

Quando se integra a interface IEC 61850 aos equipamentos do pátio, cria-se um novo barramento de comunicação na subestação - o barramento de processo - que conecta o nível de processo ao nível de *bay*. Essa nova arquitetura traz consigo mudanças significativas na construção das subestações de energia elétrica, uma vez

que ela reduz drasticamente a necessidade de fiação elétrica e modifica os circuitos funcionais da subestação. Dessa forma, as informações, comandos e outros dados passam a ser transmitidos principalmente por meio de redes de comunicação de dados entre os três níveis. A Figura 47 ilustra essa mudança na arquitetura [19].

Figura 47 - Arquitetura de um SAS com barramento de processo e de estação

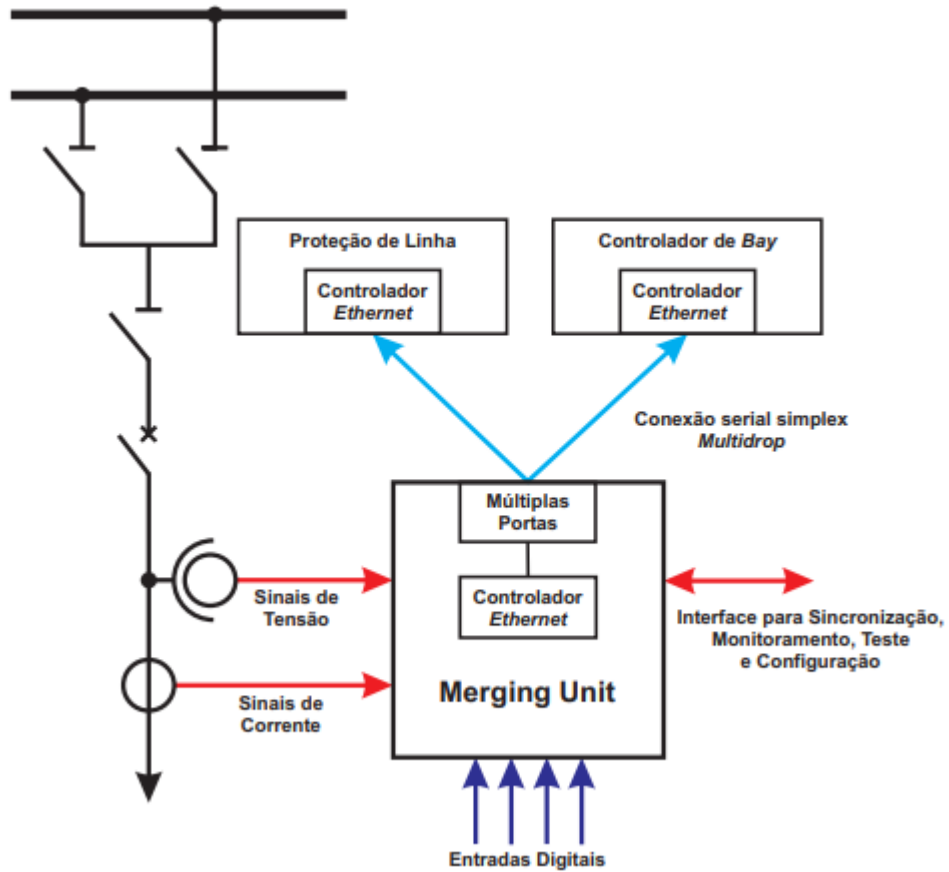


Fonte: [19]

A Merging Unit (MU) é um componente crucial na provisão dessa interface, pois é responsável por amostrar sinais de interesse, como tensão, corrente e estado dos equipamentos, a uma taxa de amostragem previamente definida. As unidades de interface MU compartilham os dados com outros dispositivos eletrônicos inteligentes, que realizam as atividades necessárias na subestação. As MUs utilizam uma comunicação serial e *multidrop*, permitindo que vários dispositivos sejam conectados à rede. Além disso, a comunicação é simplex, com os dados sendo

transmitidos em apenas uma direção e de forma ponto a ponto. A Figura 48 ilustra um exemplo de MU.

Figura 48 - Interface provida pelo MU



Fonte: [59]

5 ESTUDO DE CASO: INTERTRAVAMENTO DE EQUIPAMENTOS DE MANOBRA EM UM BAY TÍPICO DE LINHA

Neste capítulo será apresentado um estudo de caso envolvendo a lógica de comando e controle de equipamentos de manobra do setor de 230kV de uma SE localizada no estado de Pernambuco. Essa aplicação baseia-se em uma solução que visa automatizar a operação de subestações de energia ao oferecer controle, supervisão do estado e intertravamento de seccionadoras, utilizando relés digitais de proteção e controle do fabricante Siemens.

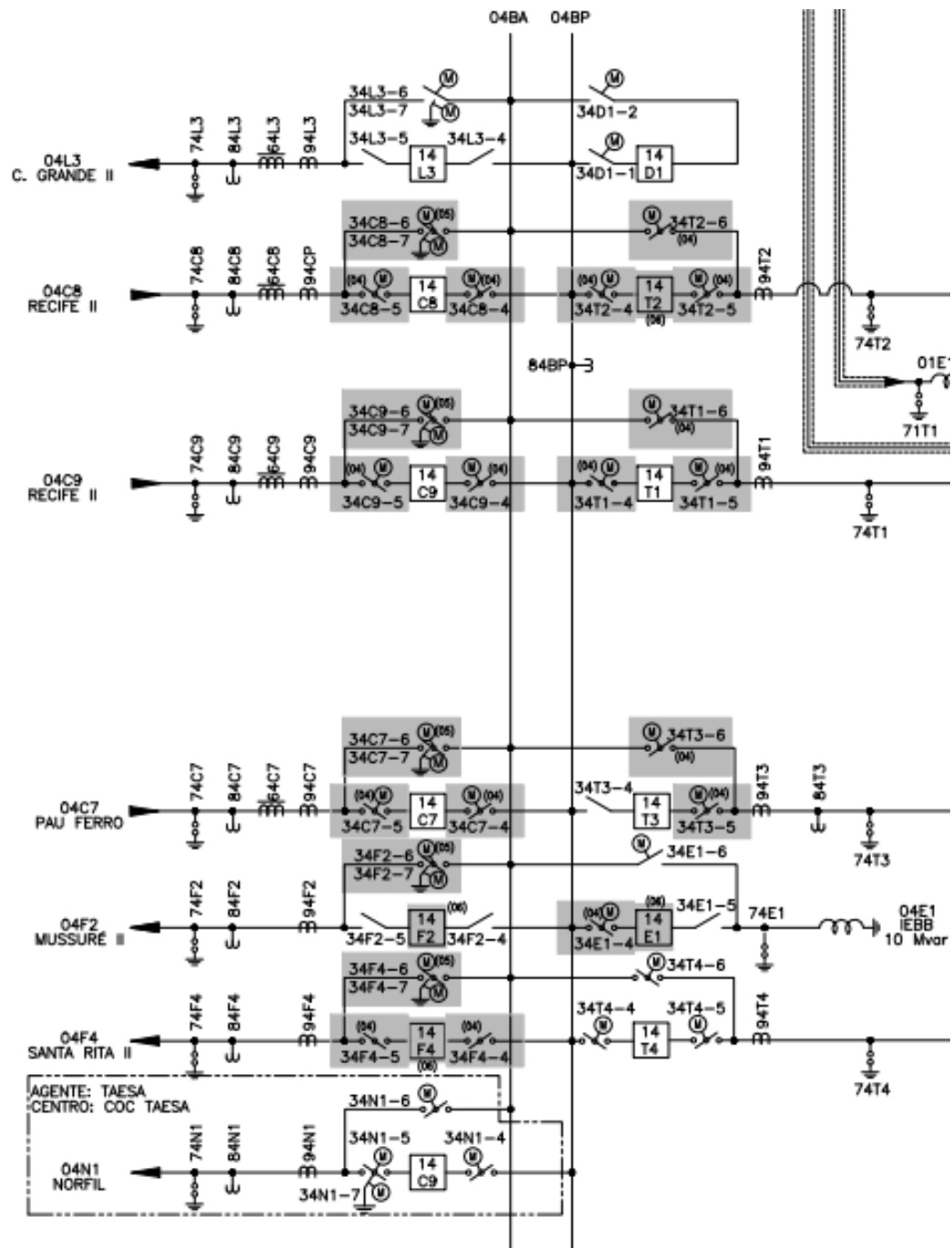
5.1 Estrutura Básica do Projeto

O estudo a ser implementado consiste em um projeto de *retrofit*, baseado na substituição de disjuntores e seccionadoras da subestação nomeada de “X”, realizado pela empresa INTEREST Engenharia LTDA no ano de 2021. A premissa base desse projeto é realizar o atendimento dos procedimentos de rede do ONS, com ênfase no Submódulo 2.7: Requisitos de telessupervisão para a operação.

A Figura 49 ilustra uma parte do diagrama unifilar da subestação X, referente ao setor de 230kV, configurando um arranjo físico do tipo barra principal e transferência. Para esse projeto, foi realizada a troca dos antigos disjuntores e seccionadoras manuais para novos disjuntores e seccionadoras motorizadas nos vãos típicos da subestação, classificados como:

- Vãos de linha – no qual foi realizada a troca de equipamentos de manobra nos vãos 04C7, 04C8, 04C9, 04F2 e 04F4;
- Vãos de transformador – no qual foi realizada a troca de equipamentos de manobra nos vãos 04T1, 04T2 e 04T3;
- Vão de reator – no qual foi realizada a troca de equipamentos de manobra do vão 04E1;
- Vão de transferência – no qual foi realizada a troca de equipamentos de manobra do vão 04D1;

Figura 49 - Setor 230kV da Subestação em Estudo



Fonte: [16]

No âmbito do sistema de controle dos vãos supracitados, que passarão pelo *retrofit*, o sistema supervisório é baseado em UTRs (como mencionado na seção 4.3.3) que fazem as aquisições de informações relevantes através dos QRAs

(Quadro de Relés Auxiliares) e as enviam via protocolos de comunicação para o IHM local. Por outro lado, os vãos que não passarão pelo *retrofit* (04L3, 04C9 e 04T4) possuem seu sistema supervisório baseado em painéis com UCs, que fazem a aquisição dos pontos e enviam informações via protocolos de comunicação ao SAGE.

Nesse sentido, a troca de equipamentos a ser realizada tem o intuito de automatizar o Sistema de Comando, Controle e Supervisão da SE, uma vez que o Operador Nacional do Sistema exige que haja o controle de telecomando sobre dispositivos de manobras das subestações da rede básica. Para atender a tais requisitos, na subestação X além da realização da troca dos dispositivos de manobra, foi necessária a instalação de um painel de controle digital para adquirir as informações dos estados dos dispositivos de manobras e possibilitar o intertravamento lógico com os equipamentos dos vãos que não passarão pelo *retrofit*, tendo em vista que já existe UC para esses vãos.

Desse modo, o controle digital dos vãos da subestação que serão retrofitados passa a ser realizado pelo IED do fabricante Siemens, da família SIPROTEC 5, ilustrado pela Figura 50. Assim, é possível obter uma interface interoperável entre equipamentos do nível de *bay* da subestação, para um barramento de processo que está em conformidade com a norma IEC 61850.

Figura 50 - IED da Siemens



Fonte: [17]

5.2 Esquema Interno dos Equipamentos

Nesta seção serão apresentados os aspectos construtivos dos principais equipamentos a serem empregados nesse estudo de caso: seccionadoras e IEDs. A premissa base para essa análise é que um IED pode ser utilizado para controlar equipamentos de manobra, permitindo uma operação mais segura e eficiente do sistema elétrico.

Nesse contexto, para controlar uma chave seccionadora através de um IED, é necessário conectar o IED aos contatos auxiliares do dispositivo. Os contatos auxiliares estão presentes nos esquemas internos dos equipamentos de manobra. Por isso, um IED pode ser programado para realizar diversas funções de controle, tais como abrir ou fechar o disjuntor ou chave seccionadora em caso de sobrecarga ou curto-circuito, ou isolar um equipamento elétrico para manutenção.

5.2.1 Unidade de Controle: aplicação do IED 7SJ85

Para maior flexibilidade, a Siemens oferece dispositivos que podem ser pré-configurados de acordo com a aplicação desejada. Desse modo, a solução proposta pelo fabricante do IED é fornecer um módulo base e possibilidade de até 9 módulos de expansão adicionais. Nesse contexto, as variantes padrão utilizadas para compor a solução de controle dessa subestação, que estão presentes nos anexos A e B, são [17]:

1. Módulo principal composto pelas configurações IO202 + PS201
2. Dois módulos adicionais compostos pela configuração IO205
3. Dois módulos adicionais compostos pela configuração IO230

Sendo assim, o IED 7SJ85 é configurado para possuir 131 entradas digitais e 40 saídas digitais, conforme a combinação dos módulos supracitados. Essa configuração é escolhida mediante um estudo prévio de identificação dos pontos críticos na subestação que precisam ser monitorados e controlados. Esses pontos incluem informações dos disjuntores e seccionadoras que serão instalados na SE.

As entradas binárias (BIs) em um IED são geralmente usadas para monitorar e detectar eventos ou condições externas, como abertura ou fechamento de

disjuntores, status de contatos de relé, presença de tensão em uma fonte de alimentação e afins. As BIs podem ser usadas para iniciar funções de proteção, controle ou supervisão, dependendo da lógica de programação do IED.

As saídas binárias (BOs) em um IED são usadas para enviar sinais de controle ou acionamento para dispositivos externos, como disjuntores, relés e chaves seccionadoras. Por esse motivo, as BOs podem ser usadas para executar funções de controle, como abrir ou fechar disjuntores, ligar ou desligar equipamentos e afins.

Para realizar o controle dos bays a serem retrofitados e, conseqüentemente, adquirir todas as informações necessárias dos equipamentos a serem trocados, serão instaladas na SE quatro Unidades de Controle. As quatro UCs são compostas por IEDs da Siemens com a mesma configuração de módulos. A Tabela 8 mostra a divisão entre UCs e vãos supervisionados.

Tabela 8 - Unidades de Controle a serem instaladas na Subestação X

Unidade de Controle	IED	Nº de BIs	Nº de BOs	Vãos Monitorados
UC1	7SJ85	131	40	04C8 e 04C9
UC2	7SJ85	131	40	04C7, 04E1 e 04T3
UC3	7SJ85	131	40	04T1 e 04T2
UC4	7SJ85	131	40	04F2 e 04F4

Fonte: Próprio Autor

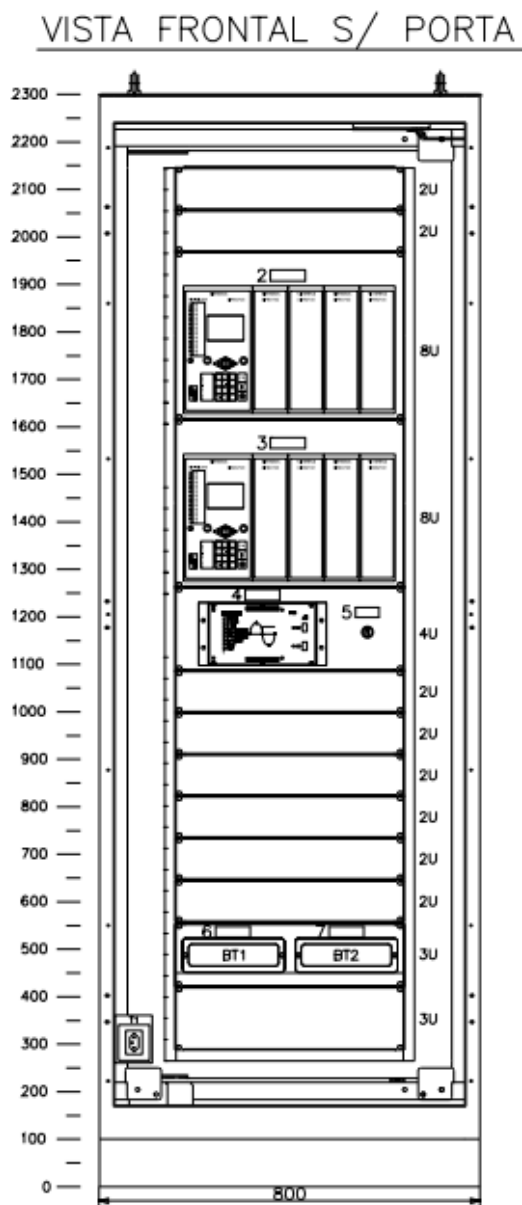
Os IEDs são instalados em painéis elétricos e cabos de comunicação são conectados para que os dispositivos possam trocar informações com os sistemas de supervisão e controle. Os cabos são testados e verificados antes de serem ligados aos equipamentos para garantir a confiabilidade e a segurança da instalação.

Nesse sentido, foi necessário realizar a instalação de dois painéis digitais, denominados de 4UA16-1 e 4UA16-2. No painel digital 4UA16-1 foram instaladas a UC1 e a UC2, enquanto no painel digital 4UA16-2 foram instaladas a UC3 e a UC4. Ambos os painéis foram instalados na casa de comando da subestação, no nível de

bay que é conectado ao nível da estação por intermédio do barramento entre o *bay* e a estação, como visto no Capítulo 4.

A Figura 51 ilustra os aspectos construtivos do painel 4UA16-1, que tem estrutura semelhante ao 4UA16-2. Na representação, é possível observar as duas Unidades de Controle com um módulo principal e quatro módulos adicionais, UC1 e UC2, etiquetadas com as numerações de 2 e 3, respectivamente.

Figura 51 - Vista Frontal do Painel 4UA16-1



Fonte: [60]

Os painéis digitais 4UA16-1 e 4UA16-2 são equipamentos eletrônicos que requerem alimentação elétrica para operar. Desse modo, essa alimentação é fornecida por uma fonte de alimentação CC (corrente contínua). A alimentação CC é necessária porque muitos dos componentes eletrônicos nos painéis digitais da subestação, a exemplo dos IEDs, requerem uma tensão estável e livre de ruídos para funcionar corretamente.

Desse modo, com o intuito de prover alimentação para o painel digital, foi verificado que no quadro geral de Serviços Auxiliares CC da subestação X há disposição de disjuntores reserva em número suficiente para alimentação dos novos Painéis de Controle.

Além disso, é importante que a fonte de alimentação CC seja protegida contra falhas, como curtos-circuitos, sobrecargas e sobretensões. Isso pode ser feito através do uso de dispositivos de proteção, como fusíveis, disjuntores e diodos de proteção contra sobretensão. O Anexo C mostra a alimentação dos painéis 4UA16-1 e 4UA16-2.

5.2.2 Chave Seccionadora: aplicação de comando motorizado tripolar

Na aplicação do estudo de caso, foi realizada a troca das antigas chaves seccionadoras manuais por novas seccionadoras de comando motorizado tripolar do tipo 3DV8 121 B611 (AH), do fabricante Siemens. Nesse sentido, para permitir que a Unidade de Controle da subestação monitore esse equipamento e garanta a operação eficiente do SEP, é necessário que o IED receba informações sobre o estado da seccionadora.

O estado da seccionadora é indicado através do seu circuito de comando, que é responsável por acionar a abertura e o fechamento das lâminas da chave. O circuito de comando geralmente é composto por três principais componentes: o controle de acionamento, o sistema de sinalização e o sistema de intertravamento.

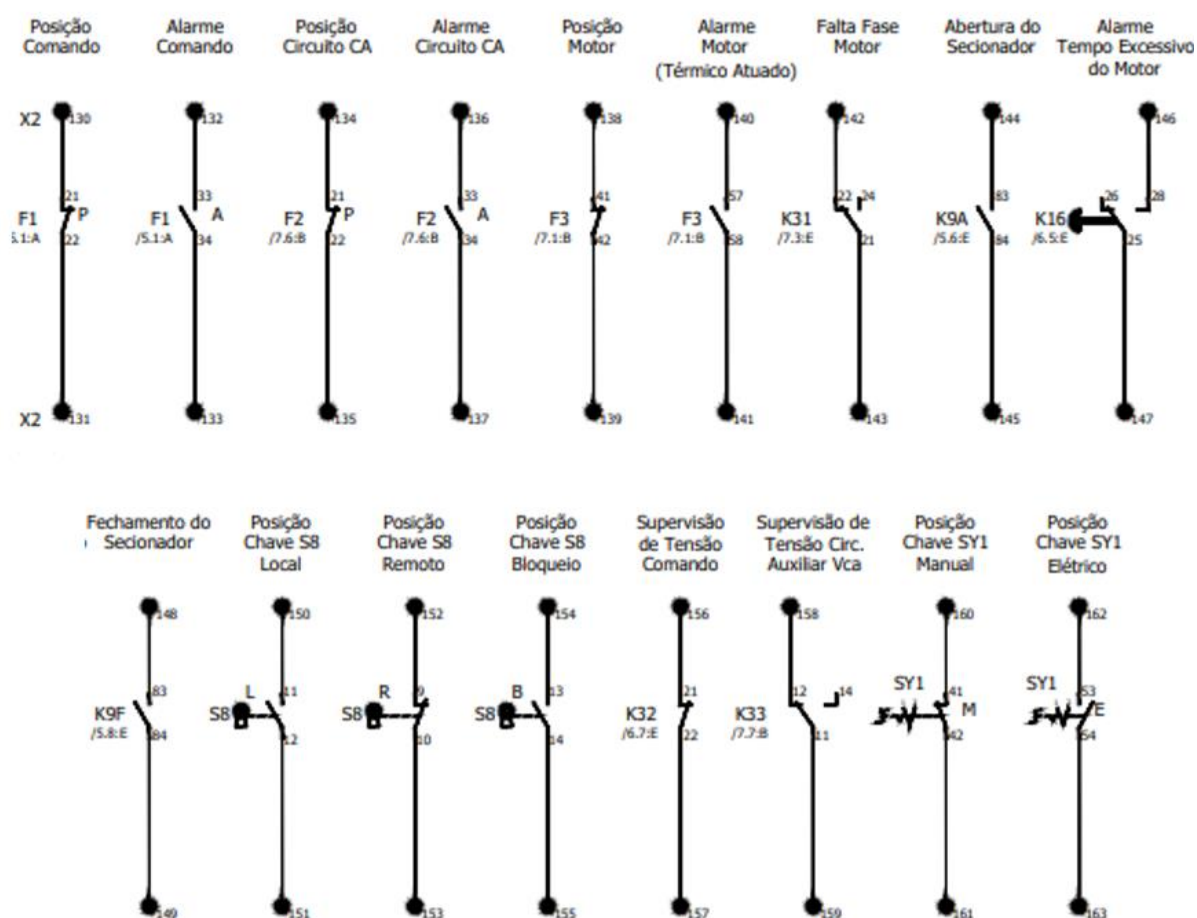
O controle de acionamento é o componente responsável por enviar o sinal elétrico para a chave seccionadora para abrir ou fechar as lâminas. O sistema de sinalização fornece informações visuais ou sonoras sobre o status da chave seccionadora, indicando se as lâminas estão abertas ou fechadas. Já o sistema de

intertravamento é responsável por garantir que a chave seccionadora não seja acionada de forma indevida, impedindo o risco de acidentes elétricos.

5.2.3 Sistema de Sinalização

Para que a UC realize a supervisão do estado da seccionadora de alta tensão, os contatos de alarme e sinalização da chave são utilizados para informar ao sistema de controle o estado do equipamento. Esses contatos estão explanados no esquema interno do equipamento, conforme ilustrado pela Figura 52, e geralmente são acionados por meio de interruptores ou microchaves localizados no mecanismo de operação da chave.

Figura 52 - Contatos de Sinalização e Alarme da Seccionadora



Fonte: [61]

No esquema interno, os contatos responsáveis pela sinalização e alarme do estado do equipamento são fiados a bornes da régua X2. A fiação de contato de seccionadora a borne se refere à conexão elétrica entre uma seccionadora e um borne, que é um terminal utilizado para fixar e conectar cabos elétricos.

Para realizar a fiação de contato de seccionadora a borne, é necessário utilizar cabos elétricos adequados, com a bitola correta para suportar a corrente elétrica que irá circular pelo sistema. Nesse sentido, o esquema interno da seccionadora apresenta a lista de bornes, com a nomeação das régua, aplicação prevista e bitola de cabo indicada para conexão elétrica. A Tabela 9 ilustra essa aplicação.

Tabela 9 - Lista de Bornes da Seccionadora 3DV8

TAG	Dados Técnicos	Texto de Função	Código do Fornecedor
-X0	Régua de Borne	Auxiliar Motoredutor	350 B1138.001 11x WDU 2,5 - P/ cabos até 2,5 mm ² 01x WPE 2,5 - P/ cabos até 2,5 mm ²
-X1	Régua de Borne	Alimentação e Comando	350 B1131.001 (X1) 10x ST25 - P/ cabos até 25 mm ² 10x ST5 - P/ cabos até 6 mm ² 4x A2C 4 - P/ cabos até 4 mm ²
-X2	Régua de Borne	Alarme e Sinalização	350 B1131.001 (X2) 6x A2C 4 - P/ cabos até 4 mm ² 46x A2C 6 - P/ cabos até 6 mm ²

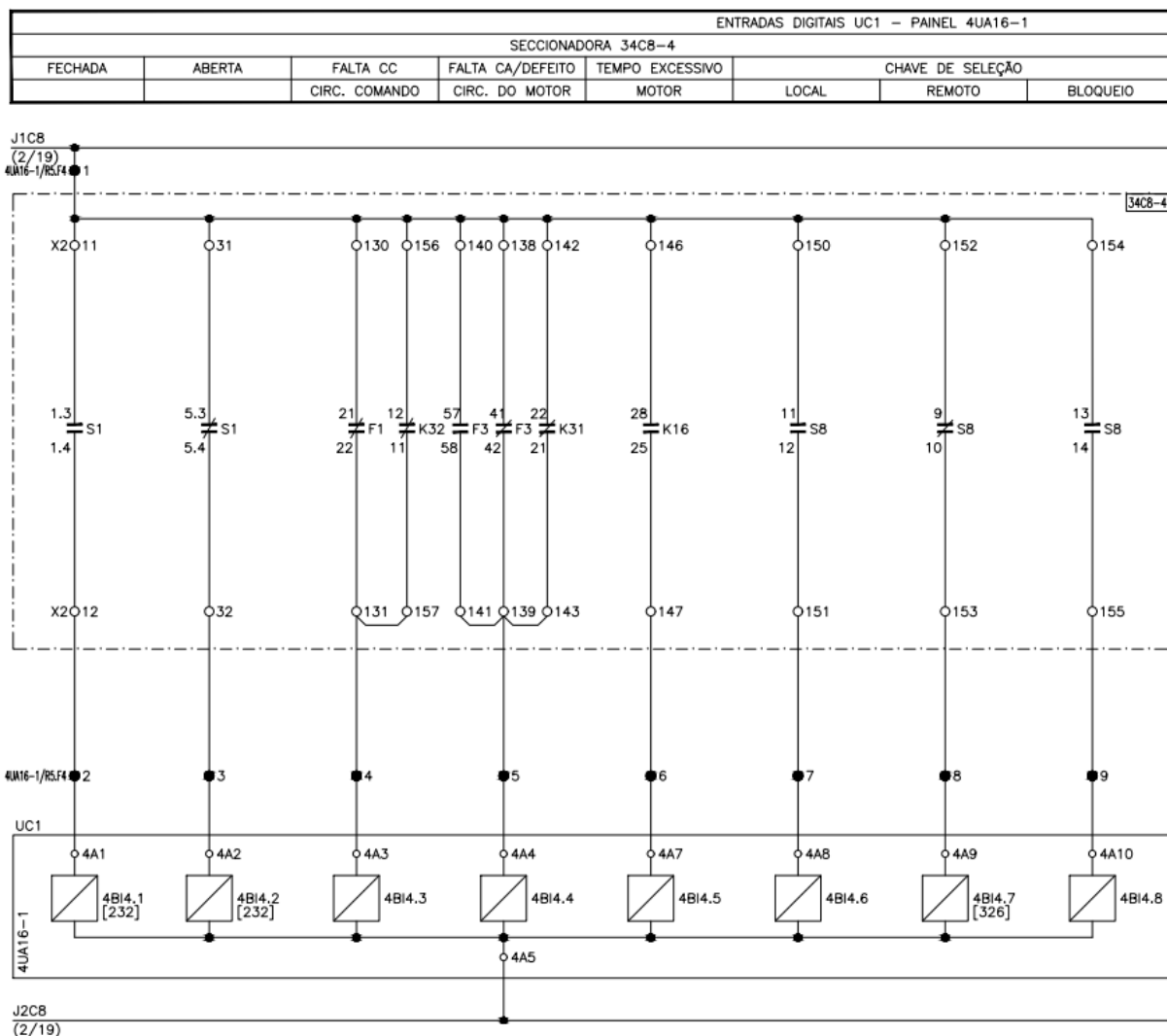
Fonte: Adaptado de [61]

Dessa forma, é possível adquirir as informações de alarme e sinalização da seccionadora através da UC. Quando um contato de sinalização/alarme é conectado a uma entrada digital de uma Unidade de Controle, ele pode ser usado para enviar um sinal elétrico para a Unidade de Controle quando ocorre uma determinada condição ou evento.

Para realizar a conexão elétrica entre a seccionadora e o IED, são instalados bornes no painel digital da Unidade de Controle para que seja possível conectar aos bornes presentes no armário de comando e controle da seccionadora. Os bornes da régua R5 do painel digital são fiados com as entradas digitais do IED. É importante salientar que os bornes da régua R5, do painel digital, e da régua X2, da seccionadora, possuem a mesma bitola de cabo.

A Figura 53 ilustra a aplicação de aquisição dos sinais referentes à chave seccionadora 34C8-4, pertencente ao vão 04C8, que está sendo feita pela UC1 do painel 4UA16-1.

Figura 53 - Entradas Digitais da UC1 referentes à seccionadora 34C8-4

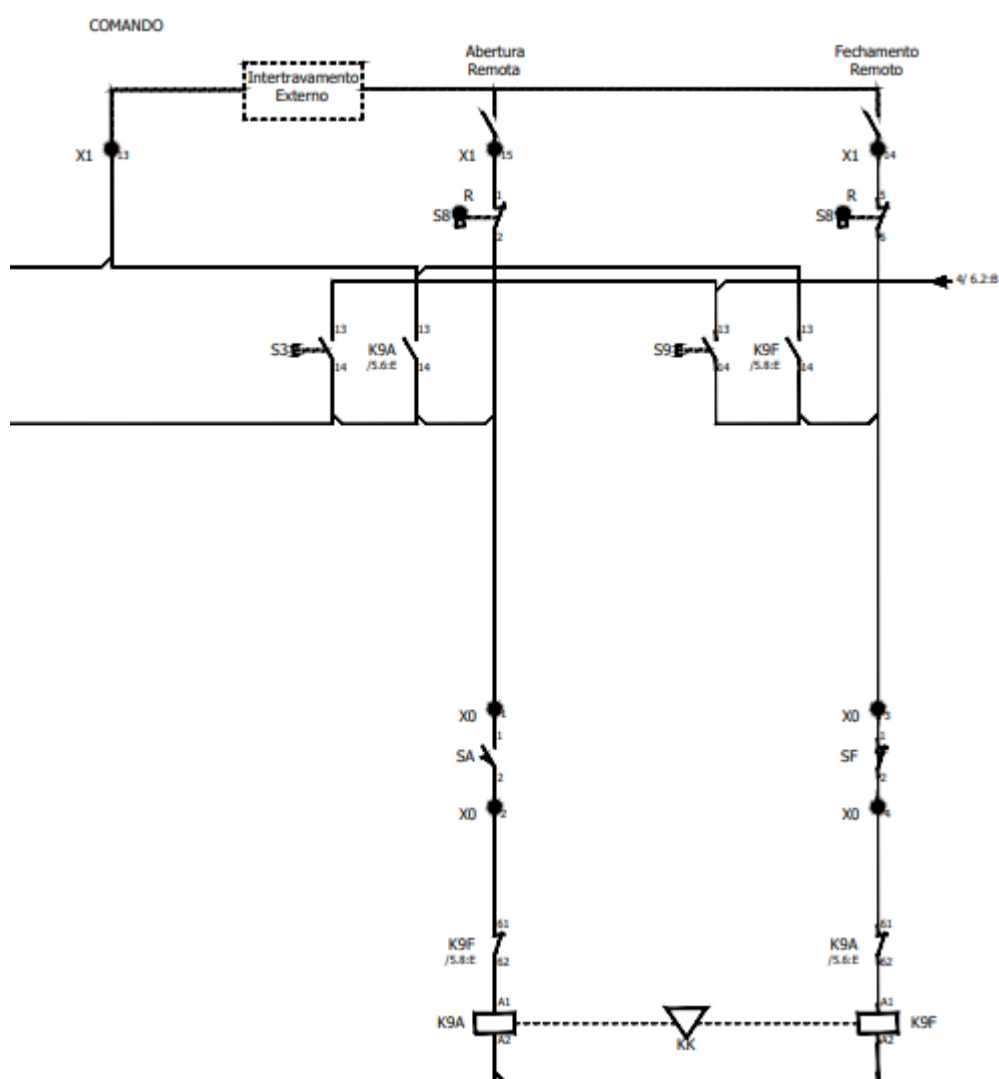


Fonte: [62]

5.2.4 Sistema de Intertravamento e Comando

Um circuito de comando de seccionadora com intertravamento elétrico é utilizado para garantir que a chave seja operada somente quando a condição de segurança for atendida. A Figura 54, retirada do esquema interno do equipamento, mostra que para que haja permissão de comando remoto, é necessário que um intertravamento externo seja satisfeito.

Figura 54 - Circuito de Comando do Esquema Interno da Chave Seccionadora

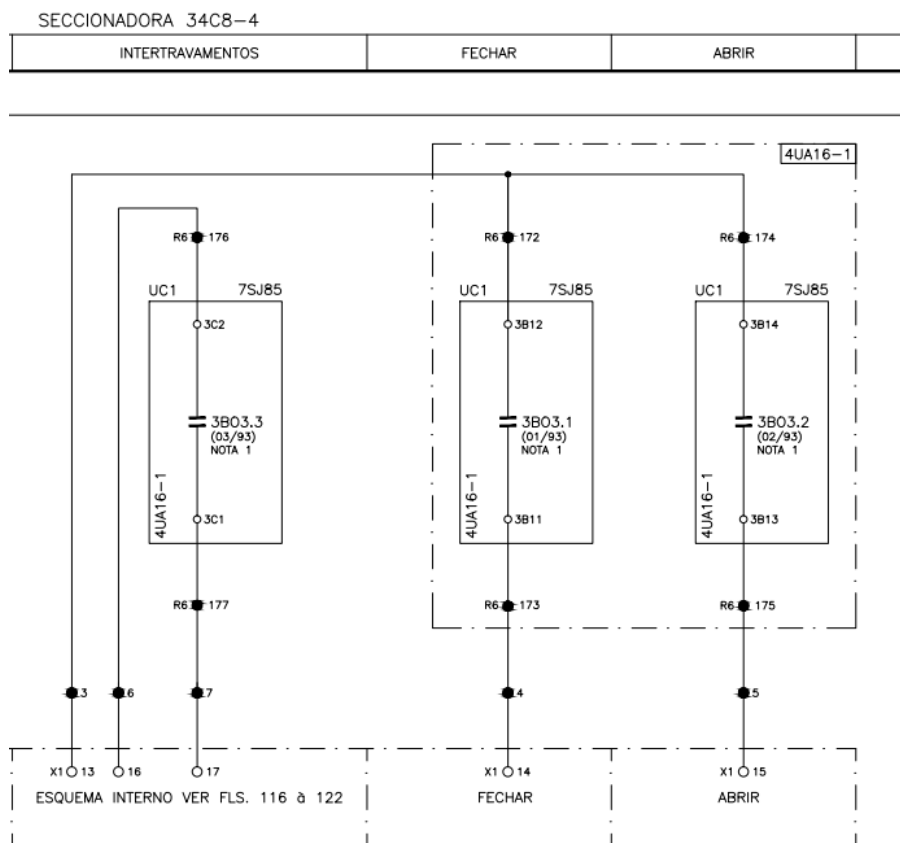


Fonte: [61]

O intertravamento elétrico é acionado quando a chave seccionadora está na posição desligada. Esse dispositivo envia um sinal elétrico para o circuito de controle, que impede a energização do circuito e, conseqüentemente, a operação da chave seccionadora. Quando a condição de segurança é atendida, o intertravamento elétrico é liberado e o circuito de controle é energizado, permitindo que a chave seccionadora seja acionada.

Para sistemas de controle e supervisão realizados a partir de uma Unidade de Controle, a condição de segurança é implementada através de uma lógica digital, que será vista na Seção 5.3. Nesse caso, o intertravamento elétrico é liberado através de uma BO, que transforma um sinal digital em um sinal elétrico e libera a condição de intertravamento. A mesma premissa é válida para a liberação de comando remoto. Portanto, a Figura 55 ilustra um circuito de comando de uma das chaves da subestação X, a seccionadora 34C8-4, contendo as BOS de intertravamento elétrico, comando de abertura e comando de fechamento.

Figura 55 - Circuito de Comando da Seccionadora 34C8-4



Fonte: [62]

Mais uma vez, são instalados bornes no painel digital da Unidade de Controle para que seja possível conectar aos bornes presentes no armário de comando e controle da seccionadora. Os bornes da régua R6 do painel digital são fiados com as saídas digitais do IED. É importante salientar que os bornes da régua R6, do painel digital, e da régua X1, da seccionadora, possuem a mesma bitola de cabo.

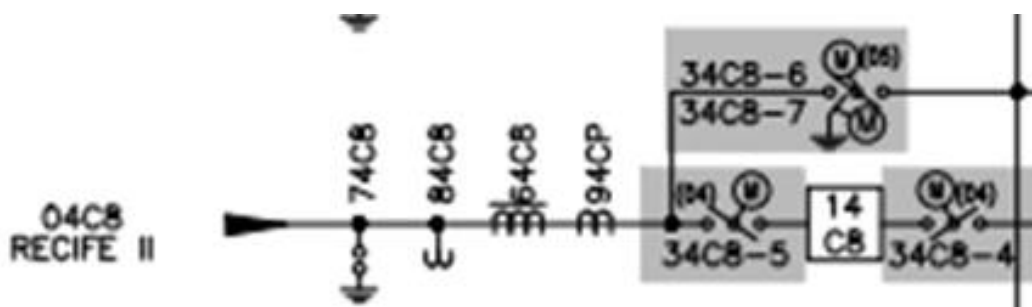
5.3 Lógica Digital de Comando, Controle e Supervisão

Para esse estudo de caso, a lógica de comando, controle e intertravamento de dispositivos de manobras da Subestação X será implementada a partir de portas lógicas, na interface do IED das Unidades de Controle. A função principal das portas lógicas é processar sinais elétricos e determinar o estado de saída com base em uma combinação de entradas.

As portas lógicas podem ser usadas para implementar a lógica booleana necessária para garantir que as seccionadoras sejam operadas de forma correta e segura. Por exemplo, as portas lógicas podem ser usadas para garantir que uma seccionadora não possa ser fechada se outra seccionadora estiver aberta em um circuito elétrico.

No processo de automatização da Subestação X, essa lógica foi implementada em todos os *bays* que passaram por *retrofit*, nas quatro Unidades de Controle que foram instaladas. Porém, a título de demonstração de projeto, essa seção abordará como exemplo o *bay* 04C8, vão típico de linha, que faz a conexão entre a Subestação X e a Subestação Recife II.

Figura 56 - Bay típico de Linha



Fonte: [16]

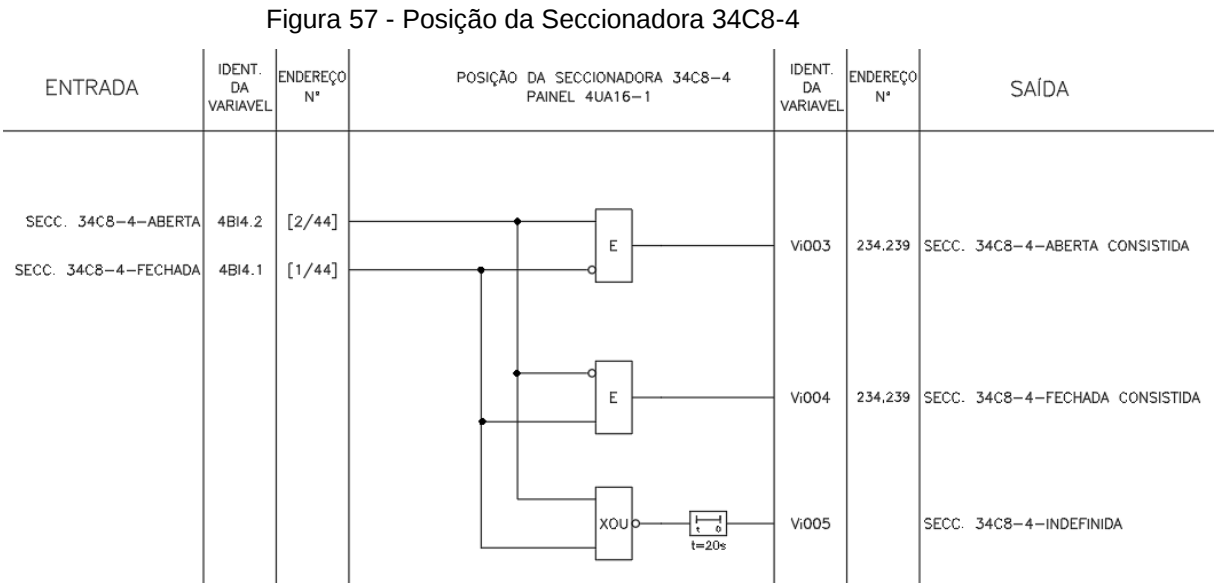
Nesse sentido, a lógica de Comando e Intertravamento envolverá os dispositivos:

- Seccionadora do lado da Barra – 34C8-4
- Seccionadora do lado da Linha de Transmissão – 34C8-5
- Seccionadora de By-pass do Disjuntor – 34C8-6
- Seccionadora de Aterramento – 34C8-7
- Disjuntor de Linha de Transmissão – 14C8

5.3.1 Lógica de Seleção de Posição

A lógica de seleção de posição de chave seccionadora com portas lógicas é utilizada para controlar o posicionamento de uma chave seccionadora em um sistema elétrico. Apesar de os contatos de sinalização da seccionadora indicarem as posições de aberta/fechada, é necessário que a informação seja consistida por lógica para garantir a segurança do sistema.

A Figura 57 ilustra a lógica de posição da chave seccionadora 34C8-4. Para as demais chaves seccionadoras do vão, a lógica de posição é a mesma.



Fonte: [62]

Essa lógica é implementada utilizando portas lógicas AND e XNOR. Caso a seccionadora esteja aberta e não esteja fechada, a saída da lógica é que a seccionadora está aberta consistida. Em contrapartida, se a seccionadora estiver fechada e não estiver aberta, a saída da lógica indica que a seccionadora está fechada consistida. Porém, caso haja um erro do sistema e a seccionadora esteja aberta e fechada ou não aberta e não fechada, a porta lógica XNOR aponta a saída como seccionadora indefinida.

5.3.2 Lógica de Intertravamento

A implementação do intertravamento de seccionadoras através de portas lógicas em um IED é realizada por meio da programação de um algoritmo de controle. O algoritmo é projetado para monitorar o estado de todas as seccionadoras em um circuito elétrico e garantir que as operações de seccionamento sejam executadas corretamente.

O algoritmo de controle varia de acordo com a função e posição da seccionadora no bay. Em resumo, pode-se dizer que [19] [63]:

- As chaves 34C8-4 e 34C8-5 só podem ser abertas com o disjuntor 14C8 aberto;
- A chave de 34C8-6 só pode ser aberta com o disjuntor 14C8 aberto ou com ambas as chaves seccionadoras de linha, 34C8-4 e 34C8-5, abertas;
- A chave 34C8-7 só pode ser aberta com ambas as chaves 34C8-5 e 34C8-6 abertas;
- Os estados dos demais equipamentos do Bay não possuem qualquer influência sobre a abertura do disjuntor. A proteção é majoritária nesse quesito.

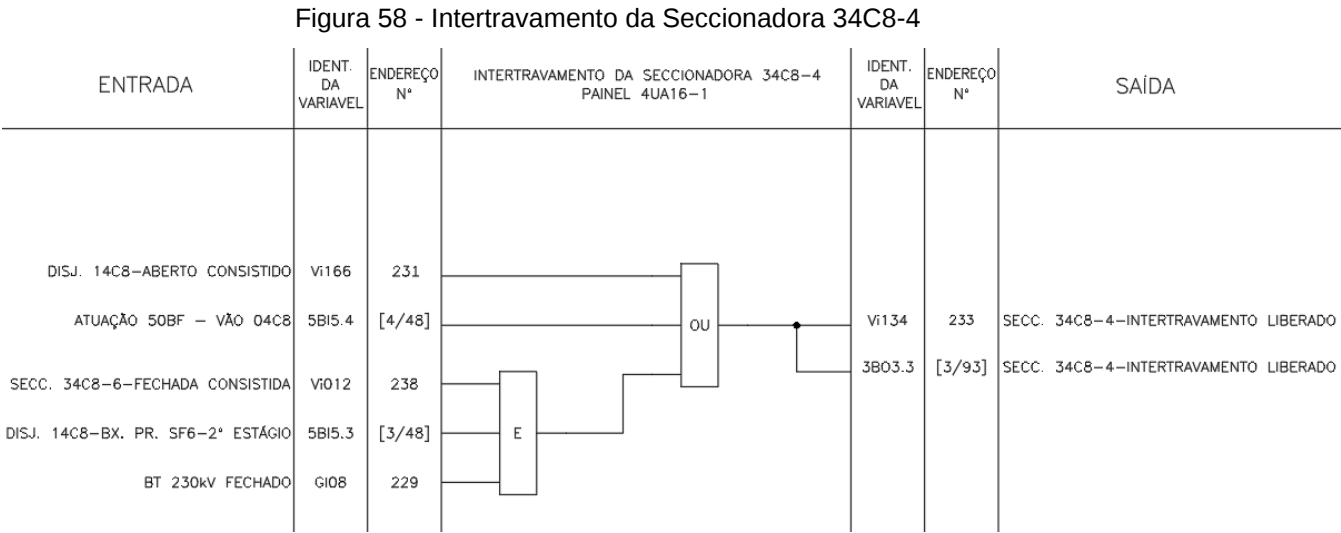
Além disso, é válido salientar que além da utilização de BIs e BOs para variáveis de entradas e saídas na lógica interna do IED, também serão aquisitas informações via GOOSE (através do protocolo IEC 61850) quando for necessário adquirir informação de outro IED. Esse outro IED pode ser uma das outras Unidades de Controle do fabricante SIEMENS que estão sendo instaladas nesse projeto de

retrofit ou até mesmo de uma das Unidades de Controle existentes, dos bays que já foram digitalizados, que podem ser do mesmo fabricante ou não.

Outrossim, após aquisitadas as informações requeridas, os IEDs podem armazenar informações recebidas através do protocolo Goose ou de sinais de entrada binários em suas Variáveis Internas (VIs). Essas variáveis são usadas para armazenar e processar informações durante o funcionamento do IED de controle para uso posterior.

5.3.3 Intertravamento da Chave 34C8-4

A Figura 58 ilustra o intertravamento da seccionadora do lado da barra, a chave 34C8-4. Como dito anteriormente, para que seja liberada a abertura da chave seccionadora do lado da barra, é necessário que o disjuntor 52F (14C8) esteja aberto. Caso seja detectada uma falha no funcionamento desse disjuntor, há atuação da função 50BF e, nesse caso, também é permitido que haja a abertura da chave.



Fonte: [62]

Por fim, caso for ativado o alarme de baixa pressão de 2º estágio do disjuntor 14C8, será necessário transferir a proteção realizada por esse disjuntor para o

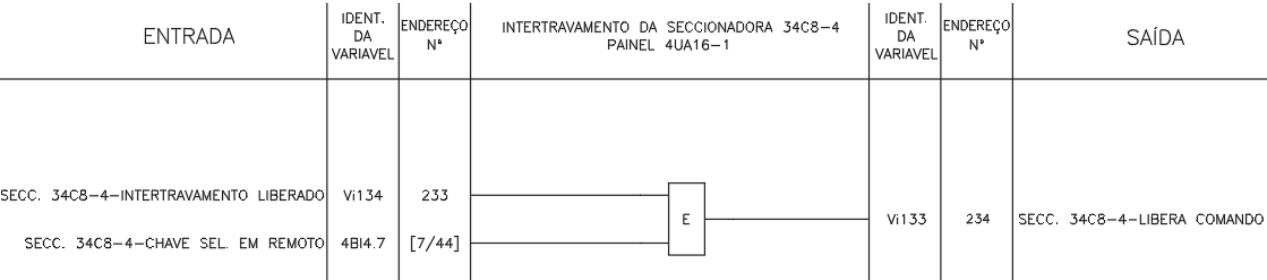
disjuntor interligador de barra. A razão disso é porque quando a pressão de SF6 no segundo estágio fica abaixo do limite mínimo de operação, o disjuntor não é capaz de interromper a corrente elétrica de maneira eficaz e pode causar danos ao equipamento e ao sistema elétrico.

Então, o esquema de manobra para substituição do disjuntor 52F pelo disjuntor interligador de barra, exige que o vão de transferência esteja fechado e que a chave de by-pass esteja fechada também. Nesse caso, também é permitida que haja a abertura da chave seccionadora de barra, 34C8-4.

É válido salientar, ainda, que como a informação do vão de transferência fechado foi aquisitada pela UC3, foi necessário adquirir essa informação para a lógica de intertravamento dessa chave via GOOSE.

A operação da lógica digital resulta na geração de duas saídas, uma variável interna e uma saída digital, que permitem o intertravamento. A BO tem aplicação no circuito de comando da seccionadora, como visto na Figura 55. A variável interna, no entanto, é necessária para liberar o comando de abertura da seccionadora. Caso a seccionadora esteja com a chave de seleção em remoto e o intertravamento esteja liberado, o comando de abertura é liberado.

Figura 59 - Libera Comando da Seccionadora 34C8-4



Fonte: [62]

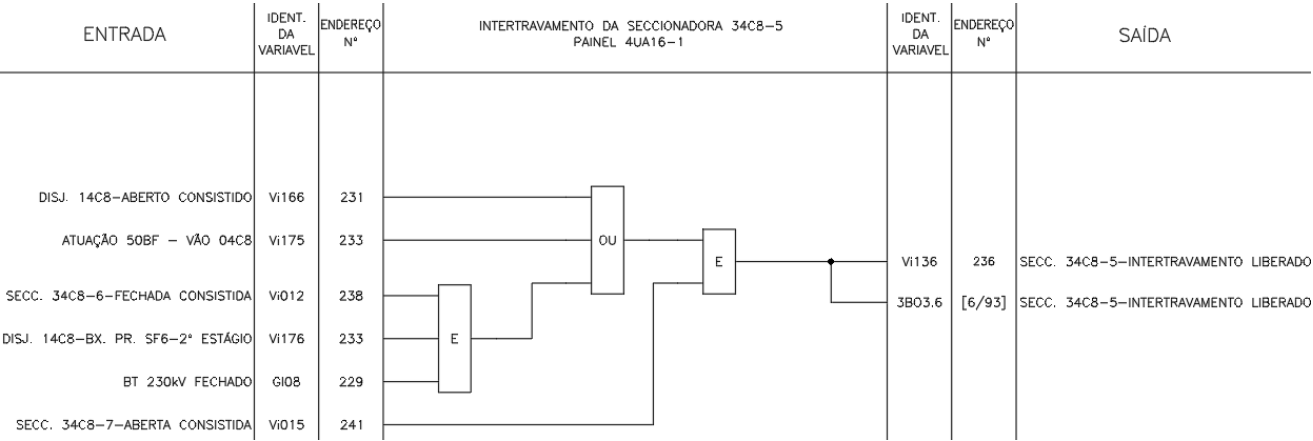
5.3.4 Intertravamento da Chave 34C8-5

O intertravamento de uma seccionadora de linha é similar ao da seccionadora barra porque ambos os equipamentos são projetados para isolar o disjuntor, permitindo que este seja desconectado para manutenção ou reparos sem afetar o

funcionamento do resto da subestação. Quando uma seccionadora é aberta, ela cria uma lacuna isolante na linha elétrica, interrompendo a corrente elétrica e permitindo que o disjuntor seja desligado para manutenção.

A Figura 60 ilustra o intertravamento da seccionadora do lado da Linha de Transmissão, a chave 34C8-5. A lógica é similar à da Figura 58 com a diferença da adição da condição da seccionadora de terra aberta (34C8-7), tal premissa adicional deve-se ao fato de que a lâmina de terra aberta deve interromper o fluxo elétrico de corrente e garantir que não haja corrente elétrica residual presente.

Figura 60 - Intertravamento da Seccionadora 34C8-5



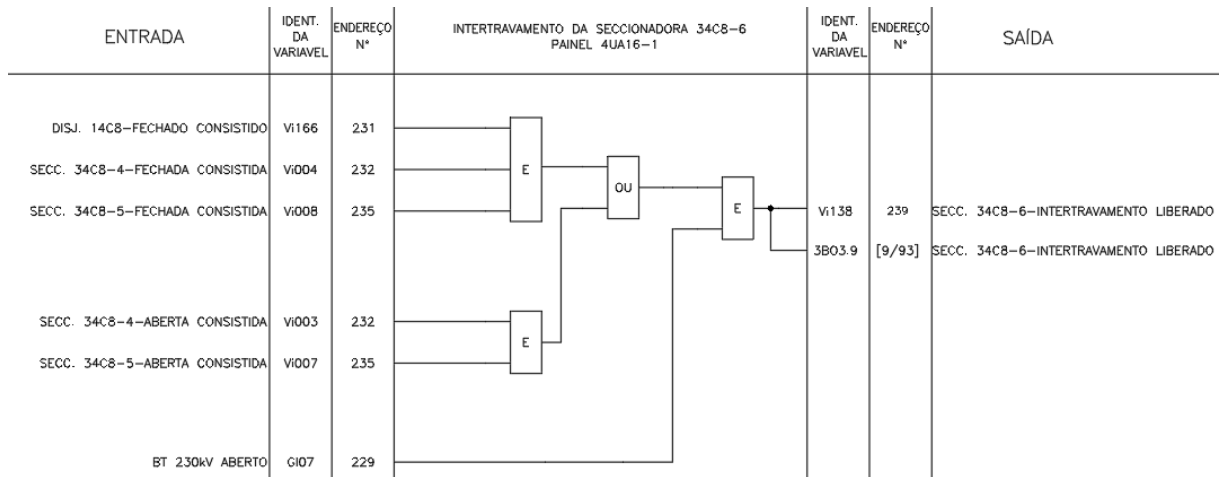
Fonte: [61]

5.3.5 Intertravamento da Chave 34C8-6

A função principal de uma chave de by-pass em um arranjo de subestação de barra principal e transferência é permitir o contorno de um ou mais equipamentos que estejam inoperantes ou em manutenção, para que o fluxo de energia elétrica possa ser redirecionado.

Por isso, a chave de by-pass só pode ser acionada em uma sequência predefinida e segura. Isso significa que as chaves devem ser abertas e fechadas na ordem correta e com um intervalo de tempo adequado entre as operações. A Figura 61 ilustra o intertravamento da seccionadora de by-pass, a chave 34C8-6.

Figura 61 - Intertravamento da Seccionadora 34C8-6



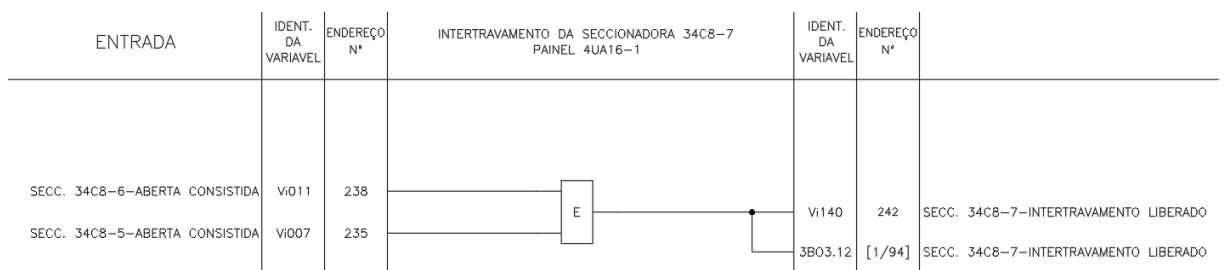
Fonte: [62]

5.3.6 Intertravamento da Chave 34C8-7

A Figura 62 ilustra o intertravamento da seccionadora de lâmina de terra, a chave 34C8-7. Para liberar a abertura dessa chave, é imprescindível que sejam desligadas e bloqueadas todas as fontes de energia do circuito correspondente, de modo que elas não possam ser ligadas acidentalmente enquanto a chave de lâmina de terra estiver aberta.

À vista disso, para que seja liberada a abertura da chave seccionadora de aterramento, é necessário que as chaves seccionadoras 34C8-5 e 34C8-6 estejam abertas. Tal fato é importante para garantir a segurança dos operadores da subestação.

Figura 62 - Intertravamento da Seccionadora 34C8-7



Fonte: [62]

5.3.7 Circuito de Comando da Chave 34C8-4

Após estabelecidas as condições de intertravamento de cada tipo de chave, é implementada a lógica de comando e controle das seccionadoras. Com a finalidade de estabelecer o comando remoto, inicialmente é necessário que o IED reconheça de onde vem a ordem de comando.

Como visto anteriormente, é possível que os equipamentos recebam uma ordem de comando advinda do nível de estação, através da rede com software SCADA/IHM. Por outro lado, os equipamentos também podem receber ordem de comando no âmbito do nível de *bay*, que é onde estão localizados os painéis das Unidades de Controle.

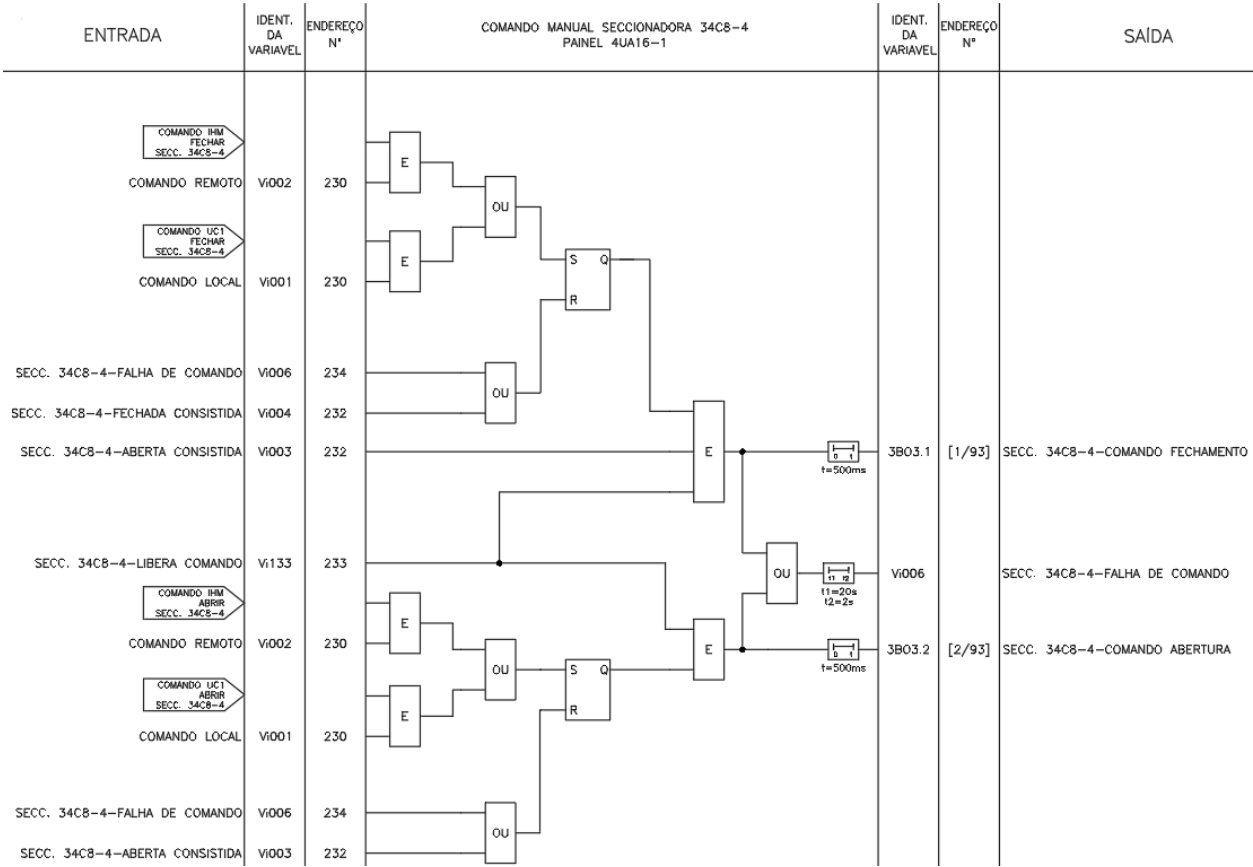
Nesse sentido, de início, a lógica de controle reconhece de onde vem a ordem de comando, podendo esta vir do nível de *bay* ou do nível de estação, e introduz esse sinal na entrada SET de um flip-flop. Os flip-flops são circuitos digitais que possuem dois estados estáveis, 0 ou 1, e são amplamente utilizados na lógica de comando. Eles são usados para armazenar e controlar o fluxo de dados em sistemas sequenciais.

Os sinais de Set (S) e Reset (R) são duas das entradas mais comuns em flip-flops, permitindo que o estado do flip-flop seja definido manualmente. Quando o sinal de Set é aplicado a um flip-flop, ele força a saída do flip-flop a 1 (ou nível alto), independentemente do estado atual. Por outro lado, quando o sinal de Reset é aplicado, ele força a saída do flip-flop a 0 (ou nível baixo).

Para essa aplicação, a saída é forçada a 0 caso haja falha de comando na chave ou se a seccionadora já estiver no estado estimado. Por exemplo, se for desejado realizar o comando de abertura, mas a chave já se encontra aberta, o sinal de reset é aplicado e a saída é forçada a 0, bloqueando o comando.

Ademais, mesmo se o flip-flop resultar em uma saída com nível 1, é necessário que as condições de intertravamento da chave tenham sido satisfeitas a fim de liberar o comando. Nesse sentido, a variável interna de liberação de comando, vista anteriormente na Figura 59, é inserida em uma porta do tipo AND junto com a saída do flip-flop. Desse modo, o comando passa a ser restrito às condições de intertravamento, as quais foram descritas anteriormente.

Figura 63 - Circuito de Comando da Chave 34C8-4



Fonte: [62]

6 CONCLUSÃO

Para assegurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, é necessário que haja um eficiente sistema de proteção, controle e supervisão (SPCS) nas subestações de energia. Esses sistemas são necessários para garantir a segurança das pessoas e equipamentos envolvidos nos processos, uma vez que garantem flexibilidade na atuação dos equipamentos de manobras e, conseqüentemente, confiabilidade na atuação da proteção.

Desse modo, a adoção de sistemas digitais de monitoramento e gerenciamento em conjunto com a implantação de sistemas automatizados tem sido imprescindível para aprimorar a qualidade do fornecimento de energia, oferecendo recursos para operar equipamentos de forma remota e manipular grandes volumes de informações de maneira prática, eficiente e segura.

Nesse contexto, o uso do Protocolo 61850 em subestações de transmissão oferece muitos benefícios. Em primeiro lugar, ele permite uma integração mais fácil e flexível de sistemas de proteção, controle e automação em uma subestação, permitindo que dispositivos de diferentes fabricantes possam se comunicar de maneira padronizada. Além disso, o protocolo suporta a transmissão de dados em tempo real e com alta confiabilidade, o que é fundamental para a operação segura e eficiente do sistema elétrico.

Outra vantagem do Protocolo 61850 é a sua capacidade de suportar a automação de processos, permitindo que as subestações possam ser operadas de forma mais inteligente e eficiente. Nesse trabalho, foi possível automatizar o processo de manobra de equipamentos da Subestação X com a implementação da lógica intertravamento de seccionadoras. Assim, é possível garantir que as seccionadoras sejam operadas de forma correta e segura, evitando operações incorretas e possíveis falhas ou danos ao sistema.

REFERÊNCIAS

1. INSTITUTO DE DEFESA DO CONSUMIDOR. **Código do Consumidor**. Artigo 22, Lei nº 8.078. Brasília, Distrito Federal. 1990.
2. MTE (MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO). **Norma NR-10**. Norma regulamentada pela Portaria MTb nº 3.214. [S.l.]. 2004.
3. MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. A. P.; POZZO, L. D. Y. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. **Revista USP**, São Paulo.
4. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional? Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 31 julho 2022.
5. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Sobre o SIN - O sistema em números. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 23 novembro 2022.
6. SAMPAIO, B. C. D. **Desenvolvimento de modelo de ensaio de Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico (SPCC) em Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) utilizando o software OMICRON “Test Universe”**. Dissertação de Mestrado. Universidade do Porto. Lisboa. 2009.
7. DOMIN, J. L. B. E. T. J. **Protective Relaying Principles and Applications**. Boca Raton: CRC Press, 2007.
8. M., P. A. **Power System Protection**. New York: MegrawHill, 1999.
9. PROUDFOOT, D. "Innovative substation design-the bay controller concept".
10. SILVA, M. S. **Modelagem das funções de uma subestação automatizada empregando modelos orientados a objeto**. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2002.
11. INTEREST ENGENHARIA. **Treinamento de Arranjos Físicos de Subestações**. Treinamento Realizado Pela Empresa. Recife, Pernambuco. 2021.
12. USP. edisciplinas. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130058/mod_resource/content/1/Subestacoes-eletricas-1.pdf>. Acesso em: 29 dezembro 2022.
13. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Procedimentos de Rede - Submódulo 2.6 - "Requisitos Mínimos para subestações e seus equipamentos". Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 31 dezembro 2022.
14. AZEVEDO, M. P. D. Arranjos de Subestações de Alta Tensão, 07 dezembro 2015.
15. INTEREST ENGENHARIA. **Configurações de Arranjos Físicos em Subestações de Alta e Extra Alta Tensão**. Documento de estudo emitido. Recife. 2022.
16. INTEREST ENGENHARIA. **Diagrama Unifilar**. Documento de Projeto Emitido. 2022.
17. SIEMENS. **SIPROTEC 5 Device Series Protection, Control, Automation, Monitoring, and Power Quality - Basic**. Catalog Edition 7. Nuremberg, Germany.

2020.

18. PETER RUSH, S. E. **Proteção e Automação de Redes**. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda., 2011.
19. NETTO, U. C. **Aplicações de Controle e Supervisão Distribuídas em Subestações de Energia Elétrica Através do Uso de Relés Digitais de Proteção**. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo. São Carlos. 2008.
20. MIRANDA, J. C. IEC 61850 : Interoperabilidade e Intercambialidade entre Equipamentos de Supervisão, Controle e Proteção Através de uma Rede de Comunicação de Dados, São Carlos - SP, 2009.
21. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Submódulo 2.11:** "Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção, de Registros de Perturbações e de Teleproteção". [S.l.]: [s.n.], 2020.
22. MAEZONO, P. K. **"Proteção de Linhas de Transmissão"**. São Paulo: [s.n.], 2003.
23. ESC. Serviço Auxiliar. Disponível em: <<http://esc.com.br/atuacao/servico-auxiliar>>. Acesso em: 31 janeiro 2023.
24. INTEREST ENGENHARIA. **Diagrama Unifilar de Serviços Auxiliares CA**. Documento de Projeto Emitido. Recife, Pernambuco. 2022.
25. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Submódulo 2.3: "Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos". Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: janeiro 31 2023.
26. INTEREST ENGENHARIA. **Diagrama Unifilar de Serviços Auxiliares CC**. Documento de Projeto Emitido. Recife, Pernambuco. 2022.
27. FRANKE, H. **Battery Technology Handbook**. New York: [s.n.], 2003.
28. MELLO, N. F. B. D. **Automação Digital de Subestações de Energia Elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.
29. FILHO, J. M. **Manual de Equipamentos Elétricos**. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., 2013.
30. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. Transformador de Potencial - NBR6855, Rio de Janeiro, 1992.
31. COURY, D. V. et al. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. Goiânia: LTC, 2012.
32. MAEZONO, P. K. **Proteção de Sistemas Elétricos**. São Paulo: Virtus Consultoria e Serviços S/C LTDA.
33. PINHO, A. D. C. et al. Aspectos de Teleproteção para Linhas de Transmissão: Revisão Bibliográfica. Rio de Janeiro: Revista Augustus.
34. MOREIRA, R. F. **Filosofias de Proteção e Teleproteção de Linhas de Transmissão**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade federal de Campina Grande. Campina Grande. 2014.
35. ESPINOZA; FABIÁN, R. G. Análise de Proteção de Linhas de Transmissão Através de Relés Numéricos e Uso de Models Externos no ATP (Alternative Transient Program),

Ilha Solteira, SP, 2011.

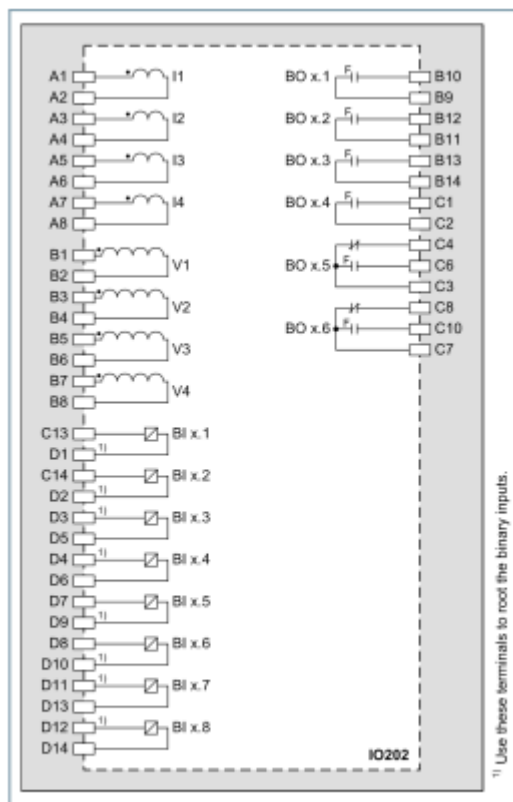
36. SOARES, P. H. V. **Proposta de metodologia para aplicação do protocolo GOOSE em controle e proteção do sistema elétrico**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. 2020.
37. R. BULGARELLI, E. C. S. **O processamento digital de sinais aplicado na proteção de motores trifásicos industriais**. [S.l.]. 2006.
38. RODRIGUES, J. R. M. Primeira Subestação em Funcionamento com IEC 61850, São Paulo, 2005.
39. PEREIRA, A. C. et al. **Modernização de Subestações Existentes – Aspectos da Migração para o Padrão IEC61850**. Recife: [s.n.], 2010.
40. LABORATORIES, S. E. SELINC. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/2240/>>. Acesso em: 21 fevereiro 2023.
41. PEREIRA, R. M.; SPRITZER, I. M. D. P. A. **Automação e Digitalização em Subestações de Energia: Um Estudo de Caso**. Rio de Janeiro: Revista Gestão Industrial. 2007.
42. RIBEIRO, L. G. **Lógica Fuzzy Aplicados ao Registro de Alarmes e Eventos em Subestações no Padrão IEC 61850**. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2016.
43. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Submódulo 2.12 - Requisitos Mínimos de Supervisão e Controle para a Operação. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 12 fevereiro 2023.
44. THOMAS, M. S. **Power system SCADA and smart grids**. [S.l.]: CRC Press.
45. MONTEIRO, P. H. F. **Smart Grid em projetos de Subestações de Alta e Extra Alta Tensão**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande. 2022.
46. OLIVEIRA, P. R. P. D. **Sistemas Abertos de Supervisão e Controle e subestações de energia**. Salvador. 2003.
47. RODRIGUES, J. R. M. "Primeira Subestação em Funcionamento com IEC 61850". **VI SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**.
48. COMMISSION, I. E. IEC 61850, part 1: introduction and overview, 2003.
49. MACKIEWICZ; E., R. Overview of IEC 61850 and benefits, 2006.
50. COMMISSION, I. E. IEC-61850, Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models, 2003.
51. E., M. R. Overview of IEC 61850 and Benefits, Montreal, QC, Canada, 2006.
52. PROUDFOOT, D. UC and IEC61850 for Dummies, Chicago, 20 Março 2002.
53. COMMISSION, I. E. "IEC-61850, Part 7.4: Basic Communication Structure for Substations and Feeder Equipment-Compatilbe Logical Node Classes and Data Classes. 2003.
54. COMMISSION, I. E. IEC-61850, Part 7.4: Basic Communication Structure for Substations and Feeder Equipment-Compatilbe Logical Node Classes and Data

Classes, 2003.

55. PAULINO, M. E. D. C. Teste de IEDs Baseados na IEC 61850. **in Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE**, Julho 2022.
56. PAULINO, M. E. D. C. Teste de IEDs Baseados na IEC 61850, Julho 2006.
57. COMMISSION, I. E. IEC-61850, Part 8.1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 e ISO 9506-2) and to ISO/IEC , 2004.
58. PEREIRA, A. C. Automação de Subestações e Usinas - Estado da Arte e Tendências Utilizando a Norma IEC 61850, 2007.
59. COMMISSION, I. E. IEC-61850, Part 9.1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled Values over serial Unidirectional Multidrop point to Link, 2003.
60. INTEREST ENGENHARIA. **Diagrama de Fiação da Unidade de Controle**. Documento de Projeto Emitido. Recife. 2022.
61. SIEMENS. **Esquema Elétrico da Chave Seccionadora tipo 3DV8**. Esquema Interno do Equipamento. [S.I.]. 2021.
62. INTEREST ENGENHARIA. **Diagrama Funcional da Unidade de Controle**. Documento de Projeto Emitido. Recife. 2022.
63. SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **Tutorial de Diagramas Lógicos de Esquemas de Proteção e Controle**. Documento Auxiliar ao Manual do IED de Proteção e Controle da SEL. [S.I.].
64. COMMISSION, I. E. IEC-61850, Part 8.1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 e ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3 , 2004.
65. ALCIR MONTICELLI, A. G. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. São Paulo: Unicamp, 2011. Disponível em:
<http://dedmd.com.br/validacao/2019_1/SISTEMAS%20EL%C3%89TRICOS%20DE%20POT%C3%8ANCIA%20I/Unidade%201/s3/>.
66. SUNDE, E. D. **Earth conduction effects in transmission systems**. New York: Dover Publications, INC., 1968.
67. CARVALHO, A. C. C. D. **Disjuntores e Chaves: Aplicações em Sistemas de Potência**. Niterói, Rio de Janeiro: Editora da Universidade Federal Fluminense, 1995.

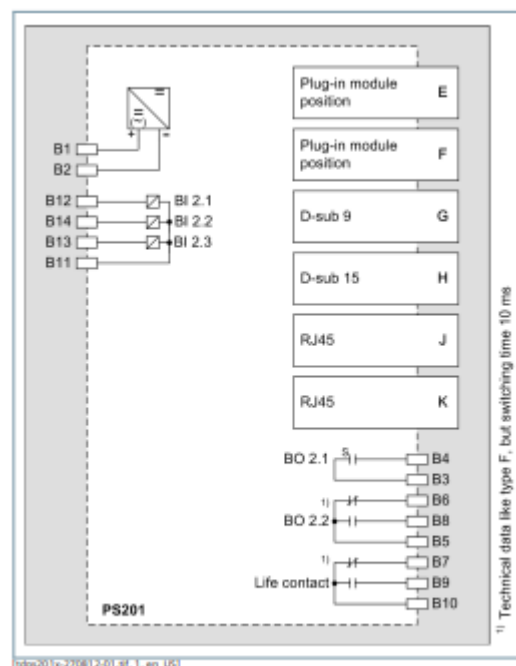
ANEXOS

ANEXO A – CONFIGURAÇÃO DO MÓDULO PRINCIPAL DO IED 7SJ85



[ido202x-240812-01.stl, 1_en_US]

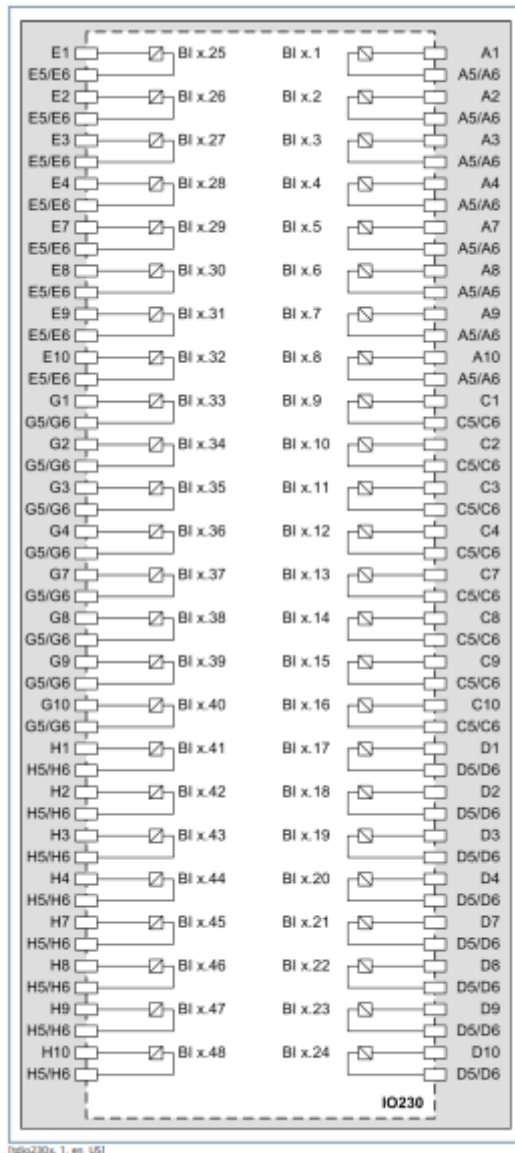
Figure 6.2/6 Connection Diagram IO202



[pdp201x-270812-01.stl, 1_en_US]

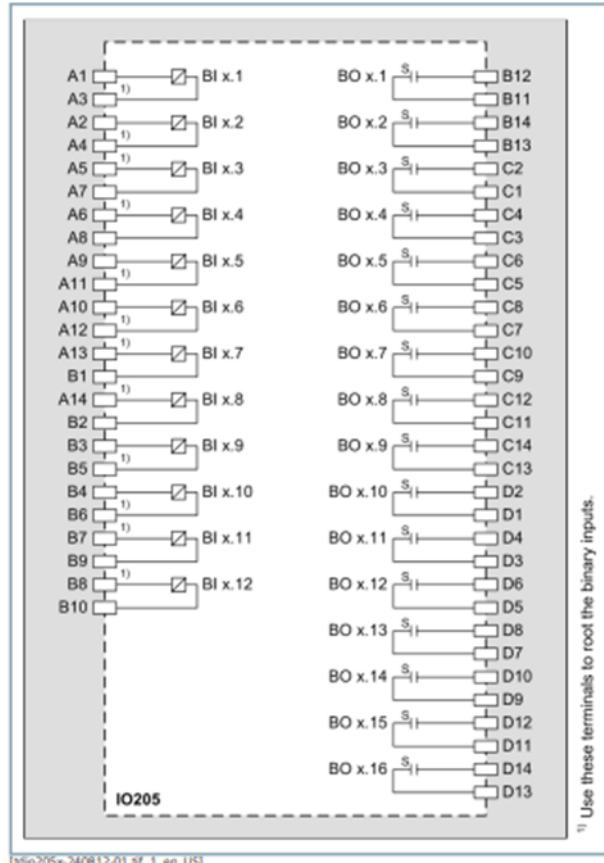
Figure 6.2/1 Connection Diagram PS201

ANEXO B – CONFIGURAÇÃO DOS MÓDULOS ADICIONAIS DO IED 7SJ85



[tdio230c, 1, en_US]

Figure 6.2/19 Connection Diagram IO230



[tdio205c-240812-01.sf, 1, en_US]

Figure 6.2/9 Connection Diagram IO205

ANEXO C – ALIMENTAÇÃO DOS PAINÉIS 4UA16-1 E 4UA16-2

