ULISSES CHEMIN NETTO

**Aplicações de Controle e Supervisão Distribuídas em
Subestações de Energia Elétrica Através do Uso de
Relés Digitais de Proteção**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos
da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para
obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência
Orientador: Prof. Tit. Denis Vinicius Coury

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

C517a Chemin Netto, Ulisses
Aplicações de controle e supervisão distribuídas em subestações de energia elétrica através do uso de relés digitais de proteção / Ulisses Chemin Netto ; orientador Denis Vinicius Coury . -- São Carlos, 2008.

Dissertação (Mestrado-Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

1. Sistemas elétricos de potência. 2. Controle. 3. IEC 61850. 4. Intertravamento. 5. Relé digital de proteção. 6. Supervisão. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **ULISSES CHEMIN NETTO**

Dissertação defendida e julgada em 19/03/2008 perante a Comissão Julgadora:

Prof. Titular **DENIS VINICIUS COURY (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Prof. Dr. **MARIO OLESKOVICZ**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Prof. Dr. **WALMIR DE FREITAS FILHO**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Associado **GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA**
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
Presidente da Comissão de Pós-Graduação

Dedicatória

Para o CONHECIMENTO, velho camarada, que
tanto bem me faz. Um tostão meu bom amigo!

Agradecimentos

Para a minha família, não pelo apoio, não por acreditarem, não por serem meu porto seguro, não por estarem sempre presentes, não por deixá-los orgulhosos, mas, sim, por serem A MINHA FAMÍLIA!

Aos Engenheiros Mário Fernando Krebs Baltar e Edgar Luiz Predabom, sócios e diretores da *Maintenance Service Engenharia de Manutenção Ltda.*, por terem me colocado no bom caminho da Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, por terem sido meus primeiros mentores nesta área e exemplos excepcionais de conduta profissional e capacidade técnica.

Aos Professores Celso Fabrício de Melo Jr. e Wanderley Szlichta, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, UTFPR, por terem me apoiado no início desta empreitada, que foi o mestrado, e por terem sido o meu primeiro exemplo de acadêmicos sólidos, respeitáveis e dedicados.

Aos Amigos de longa data e Engenheiros Giancarlo Melchiori, Especialista em Proteção de sistemas elétricos, da *Maintenance Service Engenharia de Manutenção Ltda.*, por todo apoio, ensinamentos, paciência e amizade dispensados ao longo do início da minha carreira como Engenheiro, Luis Fernando Kerscher, Engenheiro de Sistemas de Telecomunicações, da Companhia Paranaense de Energia, COPEL, e Vlademir Bandeira, gerente do contrato da Caixa Econômica Federal pela DELTA-SP Engenharia, por terem me ajudado nos preparativos para o ingresso no programa de mestrado, além de serem exemplos de profissionais competentes, capazes, criativos e determinados.

Ao Professor Tit. Denis Vinicius Coury, da Universidade de São Paulo, por me acolher no programa de Mestrado, por todas as oportunidades e facilidades oferecidas, pela liberdade de trabalho e opinião, pelos desafios propostos, pela orientação segura e fecunda.

Ao Professor Dr. Mário Oleskovicz, da Universidade de São Paulo, por dispor do seu tempo ouvindo idéias, refinando textos, propondo desafios, criando oportunidades e orientando de forma sólida e produtiva este aluno.

Ao meu amigo, e companheiro de mestrado, Juliano Coelho Miranda, por ser um exemplo de garra, dedicação, competência, determinação, criatividade, bom humor e paciência. Aos meus amigos de Mestrado Daniel Barbosa e Ricardo de Andrade Lira Rabelo, pelo apoio em ocasiões específicas.

Aos Engenheiros Ricardo Abboud, da Schweitzer Engineering Laboratories, SEL, e Licinio Ribeiro de Miranda, da General Electric, GE, pelo apoio e informações partilhadas.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CAPES, e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, CNPq, pelo apoio financeiro concedido durante o curso desta pesquisa.

*"O que parecia distante, tornou-se próximo
O que parecia intransponível, foi cruzado
E o conhecimento se tornou maior!"*

Ulisses Chemin Netto

Resumo

CHEMIN NETTO, U. **Aplicações de Controle e Supervisão Distribuídas em Subestações de Energia Elétrica Através do Uso de Relés Digitais de Proteção**. 2008. 142f . Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

Na primeira década deste século os equipamentos de proteção com tecnologia digital sinalizaram um novo paradigma para a composição dos sistemas de proteção. É fato também que essa tecnologia convive com suas antecessoras, que por força de sua longa predominância ainda exercem alguma influência sobre o pensamento, concepção e operação dos sistemas de proteção. Esses novos equipamentos multifunções, em geral, estão subutilizados, sendo o seu potencial ainda não empregado ou explorado em profundidade. Os relés digitais possuem grande capacidade para resolver alguns dos problemas intrínsecos aos sistemas elétricos de potência, seja do ponto de vista das funções de medição, supervisão, controle, análise de eventos (registros seqüenciais e oscilografias), proteção e comunicação. Como fato, tem-se que uma das vantagens associadas à utilização da capacidade de controle e automação dos relés digitais está em seu potencial de simplificar a concepção dos painéis que compõem as instalações de potência. Isso diminui os tempos de construção, comissionamento e manutenção, além de agregar maior confiabilidade e flexibilidade ao controle. Como proposta fundamental deste trabalho, pretende-se investigar como utilizar adequadamente as capacidades de programação de usuário dos relés digitais de proteção para compor soluções de controle, supervisão e intertravamento para alguns elementos constituintes dos sistemas elétricos de potência. Um conjunto de situações reais foi utilizado como base de estudo para concepção de soluções baseadas nos dispositivos mencionados. Após o desenvolvimento, implementação e ensaio das soluções desenvolvidas, pode-se dizer que tais equipamentos, como um todo, são adequados e convenientes para compor soluções de controle e supervisão em *Bays* de subestação, sejam eles de concessionárias de energia ou de indústrias em geral. Por fim, o protocolo IEC 61850 foi avaliado de forma qualitativa para confecção das soluções em estudo, apresentando-se como uma alternativa atraente para sua composição, pois modifica significativamente o circuito funcional de uma subestação, tornando-o singelo e com maior confiabilidade, uma vez que o número de conexões elétricas envolvidas é diminuído drasticamente.

Palavras-Chave: Controle, IEC 61850, Intertravamento, Relé Digital de Proteção, Sistemas elétricos de potência, Supervisão.

Abstract

CHEMIN NETTO, U. **Control And Supervision Application Distributed In Electrical Energy Substations With The Use Of Digital Protection Relays.** 2008. 142f. Dissertation (Master's Degree) - Sao Carlos Engineering School. Sao Paulo University, Sao Paulo, 2008.

In the first decade of this century, a new paradigm for protection systems has been indicated considering the protection equipment with digital technology. A relation between the current and the former technology was proved as well as its influence on the thought, conception and operation of protection systems. In general, this new multifunction equipment is underused, and its potential needs to be more profoundly explored. The electrical power systems have some intrinsic problems which are solved using the vast capacity of digital relays, such as: measurement, supervision and control capabilities, analysis of events (sequential registers and oscillography), protection and communication skills. The capacity to simplify panels, as part of the electrical substations, certainly is one of the advantages associated with digital relays in their capacity of automation. Thus, the time spent in construction, commissioning and maintenance is reduced, adding reliability and flexibility to the control of substations. The development of appropriate programming capabilities to final users of digital relays is the main proposal of this work, considering requirements for control solutions, supervision and interlocking of some components of the electrical power system. A set of real situations, supported by the respective equipment, were used as a background to the conception of solutions. Considering the development and implementation based on practical solutions, this equipment is capable to indicate control solutions and supervision in substation Bays, used at electrical utilities as well as at industries in general. At last, the IEC 61850 protocol was quantitatively analyzed, appearing as a very good alternative to modify the functional substation circuit. As a result, the number of electrical connections has been drastically reduced, improving the reliability of the proposed functional circuit.

Keywords: Control, IEC 61850, Interlocking, Digital Protection Relay, Electrical power systems, Supervision.

Sumário

Resumo	ix
Abstract	xi
Lista de Figuras	xvii
Lista de Tabelas	xxiii
Lista de Abreviaturas e Siglas	xxv
1 Introdução	1
1.1 Contexto	1
1.2 Objetivo Geral	3
1.3 Objetivos Específicos	4
1.4 Metodologia Utilizada	4
1.5 Contribuições Esperadas	6
1.6 Organização do texto	7
2 Sistemas de Proteção	9
2.1 Elementos Componentes do Sistema de Proteção	9
2.2 Alimentação Auxiliar	11
2.3 Transformadores para Instrumentos	13
2.3.1 Transformadores Eletromagnéticos	14
2.3.2 Sensor Óptico de Corrente	25
2.3.3 Sensor Óptico de Tensão	27
2.4 Relés	28
2.4.1 Relés Eletromecânicos	29
2.4.2 Relés Estáticos	33
2.4.3 Relés Digitais	35

3	Equipamentos de Manobra	39
3.1	Disjuntor de Alta Tensão	39
3.1.1	Unidade de Comando	39
3.1.2	Sistema de Acionamento	41
3.1.3	Unidade Interruptora	46
3.1.4	Circuitos de Comando	56
3.1.5	Sinalização	61
3.2	Chaves de Alta Tensão	62
3.2.1	Tipos Construtivos	62
3.2.2	Mecanismo de Operação	64
3.2.3	Sinalização	66
3.2.4	Condições de manobra	66
4	Aplicações Desenvolvidas	67
4.1	Estrutura Básica Implementada	67
4.2	Prioridade de Processamento entre Funções de Proteção e Lógicas de Usuário . .	72
4.3	Comutação Automática entre Fontes de Alta Tensão	74
4.3.1	Contexto da Aplicação	74
4.3.2	Fenômenos de Interesse	75
4.3.3	Objetivo e Estratégia para Qualidade da Energia	76
4.3.4	Topologia e Operação da Subestação	77
4.3.5	Arranjo Lógico	79
4.3.6	Programação de Controle e Supervisão Desenvolvida	80
4.3.7	Arranjo de Ensaio	85
4.3.8	Conexões para Troca de Informações	86
4.3.9	Resultados Encontrados	87
4.3.10	Comentários Finais	91
4.4	Controle de <i>Bay</i>	92
4.4.1	Introdução	92
4.4.2	Contexto de Aplicação - SEP	93
4.4.3	Caso em Estudo	94
4.4.4	Implementação da Lógica de Controle e Intertravamento	95
4.4.5	O Ensaio Realizado	98
4.4.6	Testes Realizados - Comando Local	101
4.4.7	Alteração para a Lógica Proposta	102
4.4.8	Comentários Finais	106

5	O Padrão IEC 61850	109
5.1	Motivações e Histórico sobre o Padrão IEC 61850	109
5.2	Composição Geral	111
5.3	Breve Descrição da Documentação do padrão IEC 61850 Utilizada	113
5.3.1	Parte 5 - Requisitos de Comunicação	113
5.3.2	Parte 6 - Linguagem de Configuração	116
5.3.3	Parte 8 - Serviços de Comunicação Específicos	118
5.4	Controle de <i>Bay</i> através do Padrão IEC 61850	122
5.4.1	Topologia Utilizada para a Rede de Comunicação de Dados	122
5.5	Migração da Lógica para o padrão IEC 61850	123
5.5.1	Testes Realizados	126
5.6	Comparação entre o Controle de <i>Bay</i> com e sem o padrão IEC 61850	126
6	Conclusões	131
6.1	Sugestões para Continuidade da Pesquisa	133
	Referências Bibliográficas	135
A	Divulgação do Trabalho em Eventos Científicos	141

Lista de Figuras

1.1	Pontos notáveis do Sistema Elétrico de Potência.	2
1.2	Metodologia aplicada.	6
2.1	Subsistemas de proteção.	10
2.2	Requisitos para o sistema de proteção.	11
2.3	Esquema de ligação para a alimentação auxiliar.	11
2.4	Conexão geral para a alimentação auxiliar.	12
2.5	Banco de baterias alimentando cargas.	12
2.6	Detalhes do banco de baterias.	13
2.7	Classificação dos transformadores para instrumentos.	14
2.8	Transformador elementar.	14
2.9	Circuito equivalente para o TC.	15
2.10	Conexão do TC ao SEP e dos equipamentos ao seu secundário.	16
2.11	TC do tipo bucha.	17
2.12	TC do tipo janela.	17
2.13	TC do tipo barra.	18
2.14	TC do tipo pedestal.	19
2.15	Curva de Saturação de TCs.	19
2.16	Circuito equivalente para o TP.	20
2.17	Conexão do TP ao SEP e dos equipamentos ao secundário.	21

2.18	Ligação em estrela.	21
2.19	Ligações em delta e delta aberto.	22
2.20	Ligações residual e monopolar.	22
2.21	Aspecto físico para o TP.	23
2.22	Circuito equivalente para o TP capacitivo.	23
2.23	Aspecto físico do TP capacitivo.	24
2.24	Detalhes TC óptico.	26
2.25	Efeito Pockels.	27
2.26	Relé de atração tipo axial.	29
2.27	Relé de atração tipo charneira.	30
2.28	Relé do tipo disco de indução.	30
2.29	Relé do tipo tambor.	31
2.30	Relé do tipo D’arsonval.	32
2.31	Diagrama de blocos para um relé estático genérico.	33
2.32	Exemplo de relé estático.	35
2.33	Arquitetura de um relé digital.	36
2.34	Funcionalidades genéricas de um relé de proteção digital.	37
2.35	Exemplo de relé digital comercial.	38
3.1	Armário central.	40
3.2	Detalhe armário pólo “A” do disjuntor.	41
3.3	Exemplo de acionamento por solenóide.	42
3.4	Funcionamento esquemático de carga das molas de fechamento e abertura.	43
3.5	Exemplo de acionamento à mola.	44
3.6	Exemplo de acionamento a ar comprimido.	45
3.7	Exemplo de acionamento hidráulico.	46
3.8	Caminho de extinção do arco por sopro magnético.	47

3.9	Exemplo de câmara de extinção a sopro magnético.	47
3.10	Tipos de câmaras de extinção a ar comprimido.	48
3.11	Aspecto físico para o disjuntor a ar comprimido.	49
3.12	Elementos constituintes de um disjuntor GVO.	50
3.13	Aspecto físico de um disjuntor GVO.	51
3.14	Tipos de câmaras de extinção a ar comprimido.	52
3.15	Exemplo de disjuntor do tipo PVO.	52
3.16	Câmara SF ₆ de dupla pressão.	54
3.17	Câmara SF ₆ de pressão única.	54
3.18	Exemplo de disjuntor a SF ₆	55
3.19	Disjuntor a vácuo.	56
3.20	Circuito de fechamento.	57
3.21	Circuitos de comando para K12 e K13.	58
3.22	Circuito de abertura.	59
3.23	Sinalização para o disjuntor.	61
3.24	Tipos construtivos de chaves de alta tensão.	63
3.25	Elementos constituintes das chaves de alta tensão.	64
3.26	Exemplo de mecanismo de operação para uma chave de alta tensão.	65
3.27	Formas de sinalização de posição para as chaves de alta tensão.	66
4.1	Estrutura laboratorial proposta.	68
4.2	Aspecto físico para a estrutura laboratorial proposta.	69
4.3	Programação de usuário aplicada ao teste de prioridade.	72
4.4	Esquema de ensaio para o teste de prioridade de processamento.	73
4.5	Topologia para subestação de entrada.	78
4.6	Estrutura lógica proposta.	79
4.7	1º ciclo de comutação.	80

4.8	2º ciclo de comutação.	81
4.9	Sinalizações para o vão 1.	82
4.10	Descrição genérica para a função 27.	83
4.11	Curva de atuação para a função 27.	84
4.12	Montagem laboratorial	85
4.13	Simulador para disjuntor.	86
4.14	Conexões elétricas realizadas.	86
4.15	Exemplo de <i>Bay</i>	93
4.16	<i>Bay</i> em estudo.	94
4.17	Comando, intertravamento e supervisão para DJ-1.	96
4.18	Comando, intertravamento e supervisão para CS-1 e CS-2.	97
4.19	Comando, intertravamento e supervisão para CT.	98
4.20	Situação de instalação em campo.	99
4.21	Montagem de ensaio implementada.	99
4.22	Fiação elétrica entre simulador e comando.	100
4.23	Explicação da lógica referente a CS1	102
4.24	Seleção e controle de equipamentos com dois botões.	104
4.25	Blocos de controle.	105
4.26	Lógica modificada para o disjuntor 1.	106
5.1	Principais protocolos usados para automação.	110
5.2	Níveis para o sistema de automação de subestações.	113
5.3	Conexões entre nós lógicos.	114
5.4	Relação entre nó lógico, dispositivo lógico e IED.	115
5.5	Linguagem de configuração da subestação.	117
5.6	Pilha de protocolos IEC 61850 simplificada.	118
5.7	Arquitetura para automação contendo apenas barramento de estação.	120

5.8	Arquitetura para automação contendo barramento de processo e estação.	121
5.9	Exemplo de MU.	122
5.10	Topologia para estabelecimento da rede de comunicação de dados.	123
5.11	Lógica para o disjuntor DJ-1 sobre o padrão IEC 61850.	125
5.12	Passos para criação da lógica de <i>Bay</i> com IEC 61850	125
5.13	Controle de <i>Bay</i> baseado com circuito funcional tradicional.	129
5.14	Controle de <i>Bay</i> com IEC 61850.	129

Lista de Tabelas

4.1	Resultados para o teste de prioridade de processamento.	73
4.2	Mnemônicos para entendimento da Tabela 4.3 e Tabela 4.4.	88
4.3	Primeiro ciclo de comutação.	89
4.4	Segundo ciclo de comutação.	90
4.5	Manobras efetuadas - comando local.	101
5.1	Documentação para o padrão IEC 61850.	112
5.2	Grupos de nós lógicos.	115
5.3	Arquivos SCL.	117
5.4	Classificação de mensagens para o padrão IEC 61850.	119
5.5	Informações a serem enviadas/recebidas através do padrão IEC 61850.	123
5.6	Testes efetuados para o controle de <i>Bay</i> sobre o padrão IEC 61850.	126
5.7	Comparação entre o controle de <i>Bay</i> com e sem o uso do padrão IEC 61850. . . .	127

Lista de Abreviaturas e Siglas

ACSI *Abstract Communication Service Interface*

A/D Conversor Analógico/Digital

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

BA Bobina de Abertura

BF Bobina de Fechamento

CID *Configured IED Description*

CS Chave Seccionadora

CT Chave de aterramento

DJ Disjuntor de alta tensão

DO *Dropout*

DSP *Digital Signal Processor*

EESC Escola de Engenharia de São Carlos

EPRI *Electric Power Research Institute*

GOOSE *Generic Object Oriented Substation Event*

GSE *Generic Substation Events*

GSSE *Generic Substation Status Event*

GVO Disjuntor a Grande Volume de Óleo

ICD *IED Capability Description*

IEC *International Electrotechnical Commission*

IED *Intelligent Electronic Device*

IHM Interface Homem Máquina

LAN *Local Area Network*

LSEE Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica

LT Linha de Transmissão

MMS *Manufacturing Messaging Specification*

MU *Merging Unit*

NA Contato auxiliar Normalmente Aberto

NF Contato auxiliar Normalmente Fechado

ONS Operador Nacional do Sistema

PB *Push-Button*

PLC *Programmable Logic Controllers*

pu por unidade

PU *Pickup*

PVO Disjuntor a Pequeno Volume de Óleo

RAM *Random Access Memory*

RTP Relação de Transformação de Potencial

SCL *Substation Configuration Language*

SCSM *Specific Communication Service Mapping*

SDRAM *Synchronous Dynamic RAM*

SEP Sistema Elétrico de Potência

SIN Sistema Interligado Nacional

SP Sistema de Proteção

SCD *Substation Configuration Description*

SSD *System Specification Description*

TC Transformador de Corrente

TCP/IP *Transmission Control Protocol/Internet Protocol*

TP Transformador de Potencial

TSA Transformador de Serviço Auxiliar

UCA *Utility Communications Architecture*

USP Universidade de São Paulo

UTR Unidade Terminal Remota

VTCD Variações de Tensão de Curta Duração

VTLD Variações de Tensão de Longa Duração

WAN *Wide Area Network*

XML *eXtender Markaup Language*

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo será apresentado o contexto em que este trabalho se insere, seu objetivo principal, os objetivos específicos, a metodologia aplicada, considerações sobre as contribuições a serem alcançadas, bem como a organização deste texto.

1.1 Contexto

Uma rua iluminada por lâmpadas elétricas consiste em monótona paisagem urbana no Brasil do século XXI. Porém, no ano de 1881, na cidade do Rio de Janeiro, a iluminação do Jardim do Campo da Aclamação, atual Praça da República, por 16 lâmpadas de arco voltaico constituiu fato inédito e pode ser considerada como marco da eletrificação neste país. Após esse episódio e já no ano de 1883, entrou em operação a primeira usina hidrelétrica brasileira, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do Rio Jequitinhonha, em Portão de Ferro, na cidade de Diamantina e cuja finalidade era movimentar duas bombas utilizadas na mineração de diamantes. Em uma aplicação mais abrangente, no ano de 1887, entrou em operação a usina termelétrica da Companhia Fiat Lux que tinha por finalidade prover a iluminação pública da cidade de Porto Alegre, sendo, portanto, a primeira capital brasileira a contar com esse serviço. O ano de 1889, definitivamente marcado na história política deste país, trouxe consigo agitações também para a engenharia com a inauguração da maior usina hidrelétrica brasileira à época, Marmelos-Zero, da Companhia Mineira de Eletricidade – CME, localizada na cachoeira Marmelos, no rio Paraibuna, município de Juiz de Fora. A mesma era responsável pelo suprimento de energia elétrica à fábrica têxtil de Bernardo Mascarenhas e iluminação pública da cidade de Juiz de Fora, possuía dois geradores monofásicos de 125 kW cada um. No ano de 1892 passou por uma ampliação, recebendo novo

grupo de geradores de igual potência [1].

Em 2007, portanto um pouco mais de um século após o marco da construção da primeira usina hidrelétrica, o Brasil conta com aproximadamente 1.631 empreendimentos de geração em operação, produzindo 99.407.161 kW de potência [2]. Cabe dizer, que o caso brasileiro é único em características e tamanho no mundo, sendo um sistema hidrotérmico, com predominância de usinas hidroelétricas e com diversos proprietários [3]. Em função dessas singularidades foi criado o Sistema Interligado Nacional (SIN), formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, que possui como objetivo garantir a intercambialidade da energia gerada nas várias usinas do sistema para as diversas regiões consumidoras. O SIN está sob o controle de um órgão gerencial chamado Operador Nacional do Sistema (ONS), o qual, por sua vez está sob fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Convencionou-se chamar Sistema Elétrico de Potência (SEP) ao conjunto de infraestruturas responsáveis pela geração, transmissão e distribuição da energia elétrica [4]. A Figura 1.1 ilustra, de forma genérica, um SEP, para o qual: 1 - Geração, 2 - Subestação Elevadora, 3 - Transmissão, 4 - Subestação Abaixadora, 5 - Distribuição e 6 - Uso Final.

Figura 1.1: Pontos notáveis do Sistema Elétrico de Potência.

Fonte: [5]

Independentemente ao porte do SEP, o mesmo está sujeito a uma série de fenômenos, alguns intrínsecos, como curto-circuito, outros não, descargas atmosféricas, por exemplo, que podem implicar em afastamento das condições tidas como normais e seguras para sua operação.

Suas vulnerabilidades e conseqüentemente as implicações técnicas e econômicas que acarretam motivaram a criação do Sistema de Proteção (SP). Pode-se dizer que o SP é um conjunto de

filosofias e conseqüentemente equipamentos para detecção de situações anormais à operação do SEP, com o intuito de prevenir danos permanentes aos equipamentos que o compõe, salvaguardar a integridade física das pessoas que o operam, buscar tempos de interrupção no fornecimento de energia elétrica tão pequenos quanto possível e minimizar a influência de um defeito local sobre o restante do SEP [6, 7].

Entre os equipamentos que podem compor um SP, o relé de proteção ocupa posição de destaque, pois representa o mais apurado conjunto de elementos de monitoramento, detecção, classificação e decisão para discernir se uma determinada condição do SEP ou de um de seus elementos constituintes representa um defeito ou não [8]. Existem, basicamente, três tecnologias de fabricação de relés de proteção, a saber: Eletromecânica, Estática e Digital, sendo a primeira a precursora das demais. Diversos fatores motivaram o desenvolvimento de novas bases tecnológicas para a criação de relés de proteção, pode-se citar, por exemplo, a crescente complexidade e o estabelecimento de rígidos requisitos de desempenho para o SEP [9].

Na primeira década deste século os equipamentos de proteção com tecnologia digital sinalizaram um novo paradigma para a composição dos SPs [10]. É fato também que essa tecnologia convive com suas antecessoras, que por força de sua longa predominância ainda exercem alguma influência sobre o pensamento, concepção e operação dos sistemas de proteção. Esses novos equipamentos multifunções, em geral, estão subutilizados, sendo o seu potencial ainda não empregado ou explorado em profundidade.

Os relés digitais possuem grande capacidade para resolver alguns dos problemas intrínsecos ao SEP seja do ponto de vista das funções de medição, supervisão, controle, análise de eventos (registros seqüenciais e oscilografias), proteção e comunicação. Como fato, tem-se que uma das vantagens associadas à utilização da capacidade de controle e automação dos relés digitais está em seu potencial de simplificar a concepção dos painéis que compõem as instalações de potência. Isso diminui os tempos de construção, comissionamento e manutenção, além de agregar maior confiabilidade e flexibilidade ao controle [11].

1.2 Objetivo Geral

Como proposta fundamental deste trabalho, pretende-se investigar como utilizar adequadamente as capacidades de programação de usuário dos relés digitais de proteção para sanar problemas relativos ao SEP. Um conjunto de situações reais será utilizado como base de estudo

para concepção de soluções baseadas nos dispositivos mencionados. Uma premissa a ser adotada na condução deste trabalho é a de que as soluções desenvolvidas sejam portáteis, ou seja, deve ser possível aplicá-las a qualquer relé digital de proteção, desde que o mesmo satisfaça a certos pré-requisitos.

De posse desse conjunto de resultados será possível enunciar a possibilidade de uso dos relés digitais comerciais como alternativa ao uso dos *Programmable Logic Controllers* (PLC)s para estabelecimento de funções de controle, automação e supervisão em subestações de energia elétrica, configurando uma arquitetura distribuída, em oposição àqueles equipamentos, que fornecem uma concepção concentrada para os mesmos propósitos.

1.3 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral proposto serão trabalhados os seguintes itens:

- Desenvolver uma lógica para controle, intertravamento e supervisão de estado para equipamentos de manobra de um *Bay* de saída de linha;
- Desenvolver uma lógica para comutação automática entre fontes de alta tensão em uma subestação industrial;

1.4 Metodologia Utilizada

A metodologia aplicada a este trabalho pode ser observada na Figura 1.2 e será explanada a seguir.

Serão escolhidos como problemas a serem abordados, dentro da ótica estabelecida, o desenvolvimento de uma lógica de controle de *Bay* e um esquema de comutação automática entre fontes de alta tensão, ambos serão detalhados minuciosamente no Capítulo 4. Em seguida passa-se ao modelamento desses problemas, sob o ponto de vista dos fenômenos elétricos relacionados, das ações de controle a serem aplicadas, das informações de monitoramento, sejam elas de estado ou valor de grandeza elétrica, das permissões de execução para cada ação de mudança de estado e por fim, do resultado final esperado.

Delimitados e suficientemente modelados os problemas em estudo, passa-se, então, a confecção de uma solução de controle, automação ou supervisão para os mesmos. Tal solução será

baseada nos elementos dos sistemas digitais, como portas *AND*, *OR*, *NOT* e *Flip-Flops*, por exemplo, em função dos mesmos estarem presentes em relés de proteção digitais que possuam ambientes de programação de usuário [12]. Tais ambientes são espaços reservados no escopo do *software* do relé digital de proteção para que o usuário crie alguma função, como por exemplo de controle de fechamento e/ou abertura de um disjuntor, conveniente ao adequado funcionamento da subestação com a qual está trabalhando. Os referidos elementos, por serem universais em seu funcionamento, se tomados como prioritários para a criação das soluções, em relação a elementos de programação proprietários de um fabricante qualquer, irão auxiliar a atingir o objetivo proposto na seção 1.2.

Concluída a etapa anterior se faz necessário escolher relés de proteção digitais para implementar as soluções desenvolvidas previamente. A população de equipamentos utilizados neste estudo atende às características mencionadas na seção 1.1 e seção 1.2. Cabe dizer, que os mesmos fazem parte da infraestrutura do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) da Universidade de São Paulo (USP). O passo seguinte é conhecer tais produtos, ou seja, suas interfaces com o usuário, suas especificações de *hardware* e *software*, seus modos de operações e configurações, para então, de forma adequada e segura implementar as soluções desenvolvidas anteriormente, tais soluções serão, então, “traduzidas” para as convenções do equipamento com o qual se está trabalhando.

O próximo estágio é o de concepção dos arranjos de ensaio para avaliar o funcionamento das aplicações desenvolvidas. Tais arranjos serão compostos por um simulador de sistemas de potência (caixa de teste), o(s) relé(s) utilizados em cada aplicação, meios de comunicação de dados, condutores elétricos, microcomputadores e painéis para montagem de equipamentos. Uma vez planejados, passa-se, então, para a montagem dos mesmos, atentando para as adequações que se fizerem necessárias para realizar sua condução.

Por fim, coletar todos os resultados pertinentes a cada conjunto de teste executado e analisá-los. Havendo discrepâncias entre o que era esperado e o que foi encontrado, em um primeiro momento, implementar medidas de correção na lógica desenvolvida para se obter resultado, senão semelhante, suficientemente próximo ao desejado. Implementadas as correções deve-se repetir o ensaio, para o mesmo arranjo, registrar os resultados encontrados e avaliá-los. Se forem satisfatórios, documentá-los de forma conveniente e emitir conclusões sobre cada aplicação.

Figura 1.2: Metodologia aplicada.

1.5 Contribuições Esperadas

Findo este trabalho espera-se que os resultados obtidos sejam suficientemente sólidos para auxiliar engenheiros, técnicos e estudantes do SEP a compor soluções de controle, automação ou supervisão pertinentes, confiáveis e economicamente viáveis para concepção e operação de subestações de energia elétrica, culminando em um melhor uso dos relés digitais de proteção.

1.6 Organização do texto

O texto referente a este trabalho encontra-se dividido da seguinte forma: No Capítulo 1 é apresentado o contexto no qual esta atividade se insere, seu objetivo geral, os objetivos específicos, a metodologia aplicada, as considerações sobre os resultados esperados e a organização deste texto. No Capítulo 2 é feita a apresentação dos SP e descrição dos seus elementos constituintes, fornecendo ao leitor uma visão sucinta do mesmo. No Capítulo 3 são abordados os disjuntores e chaves de alta tensão comumente utilizados em subestações de energia, com um enfoque breve sobre sua construção e operação. No Capítulo 4 é apresentada a estrutura laboratorial estabelecida bem como os problemas selecionados, seu modelamento, as soluções desenvolvidas, os resultados encontrados e as conclusões sobre cada aplicação. No Capítulo 5 é apreciado de forma qualitativa o uso do padrão IEC 61850 para composição de soluções de controle, supervisão e intertravamento em *Bays* de subestações de energia elétrica, além de ser realizada uma comparação entre a solução apresentada no Capítulo 4 e sua similar desenvolvida sobre aquele padrão. Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões sobre o trabalho, além de sugestões de continuidade propostas para esta pesquisa. No Apêndice A são apresentados os resultados obtidos em relação a divulgação científica do mesmo.

Capítulo 2

Sistemas de Proteção

Neste capítulo serão abordados, de forma concisa, os elementos que constituem os SP com o intuito de familiarizar o leitor em relação ao arcabouço deste trabalho.

2.1 Elementos Componentes do Sistema de Proteção

O diagrama unifilar exposto na Figura 2.1 contém um SP composto por Transformador de Corrente (TC), Transformador de Potencial (TP), alimentação auxiliar, relé de proteção e disjuntor de alta tensão.

É conveniente, ainda, dizer que não existe simultaneidade na presença de ambos os tipos de transformadores para instrumento em um SP, seu uso estará condicionado ao tipo de funções de proteção desejadas para a instalação em foco.

Na seção 1.1 mencionou-se a finalidade dos SP, a qual será repetida aqui por conveniência e fluência do texto, como sendo um conjunto de filosofias e, conseqüentemente, equipamentos para detecção de situações anormais à operação do SEP, com o intuito de prevenir danos permanentes aos equipamentos que o compõe, salvaguardar a integridade física das pessoas que o operam e buscar tempos de interrupção no fornecimento de energia elétrica tão pequenos quanto possível [6, 7].

Para que os objetivos do SP sejam atingidos é necessário que todos os subsistemas envolvidos funcionem de forma coesa e com elevada confiabilidade [14].

Figura 2.1: Subsistemas de proteção.

Fonte: [13]

A Figura 2.2 ilustra o conjunto desejável de qualidades para um SP. Sobre esses atributos pode-se dizer [8, 13]:

- **Seletividade:** maximizar a continuidade do serviço de fornecimento de energia, desconectando o mínimo do sistema em situação de falta;
- **Confiabilidade:** assegurar que a proteção atuará corretamente quando for necessária, distinguindo entre situações de falta e condições normais de operação;
- **Velocidade:** característica que garante o mínimo tempo de falha, para um mínimo de danos ou instabilidade no comportamento do sistema protegido;
- **Economia:** No sentido de se ter máxima proteção ao menor custo, considerando sempre o aspecto custo x benefício.
- **Simplicidade:** Característica que leva em conta o menor uso de equipamentos e circuitos na execução da filosofia de proteção desejada;
- **Mantenabilidade:** É a capacidade da proteção permitir manutenção rápida e precisa, reduzindo-se ao mínimo o tempo fora de serviço e os custos de manutenção.

Figura 2.2: Requisitos para o sistema de proteção.

2.2 Alimentação Auxiliar

Em subestações e usinas geradoras de energia elétrica é usual que cargas entendidas como prioritárias, esquemas de controle e proteção sejam supridas em corrente contínua.

Em geral, um arranjo construtivo redundante composto por um retificador/carregador e por um banco de baterias é utilizado para esse fim. A Figura 2.3 exhibe o exposto.

Figura 2.3: Esquema de ligação para a alimentação auxiliar.

Fonte: [15]

As cargas da subestação, como por exemplo tomadas de uso geral, iluminação, ar condicionado, equipamentos de comunicação, proteção, controle, etc., são alimentadas por um transformador de distribuição geralmente denominado Transformador de Serviço Auxiliar (TSA). O retificador/carregador do banco de baterias é conectado ao TSA, conforme Figura 2.4.

Figura 2.4: Conexão geral para a alimentação auxiliar.

Fonte: [15]

O qual, em condição normal de fornecimento de tensão irá suprir às cargas prioritárias da subestação com corrente contínua e manter em flutuação¹ ou em carga o banco de baterias.

Havendo um problema qualquer com a alimentação em corrente alternada, um esquema automático de transferência retira de operação o retificador/carregador e o banco de baterias passa a suprir em corrente contínua as cargas prioritárias da subestação, conforme a Figura 2.5.

Figura 2.5: Banco de baterias alimentando cargas.

Fonte: [15]

¹A flutuação é um regime de carga em que a bateria é mantida a plena carga. Neste regime é mantido um nível de tensão que garante uma circulação de corrente suficiente para compensar as perdas por autodescarga [16].

Nesta composição, o banco de baterias é o elemento que garante a confiabilidade do sistema de alimentação auxiliar em corrente contínua, pois o mesmo não faz parte do SEP. Em geral são utilizadas baterias do tipo chumbo-ácidas para compô-lo [17, 18].

O valor de tensão em corrente contínua usualmente aplicado em subestações de energia elétrica é de 125V, o que acaba por implicar na existência de um banco de baterias composto por aproximadamente 60 elementos (baterias), pois cada elemento fornece aproximadamente 2,2V [15]. A Figura 2.6(a) mostra a ligação dos elementos que formam o banco de baterias, já a Figura 2.6(b) exhibe seu aspecto físico.

Figura 2.6: Detalhes do banco de baterias.

2.3 Transformadores para Instrumentos

A amplitude das correntes e tensões no SEP, em geral, é demasiadamente elevada para que se realize a conexão de equipamentos de medição, controle ou proteção diretamente a ele. Fora o fato, de esse tipo de conexão ser potencialmente perigosa para as pessoas que operam as subestações de energia elétrica, pois a isolamento entre usuário do equipamento e o SEP é garantida apenas pelo isolamento do equipamento em questão [19].

A forma encontrada para contornar essa questão foi desenvolver os transformadores para instrumentos, que representam uma forma segura e tecnicamente adequada para prover os sinais de tensão e corrente que os SP, controle e medição necessitam [20]. A segurança é obtida a partir da sua construção básica, a qual permite conveniente isolamento galvânica entre os instrumentos

de medição, controle ou proteção e o SEP no qual estão inseridos, além daquela fornecida pelo equipamento a ele conectado [21].

A Figura 2.7 exibe uma divisão básica para os transformadores para instrumentos.

Figura 2.7: Classificação dos transformadores para instrumentos.

2.3.1 Transformadores Eletromagnéticos

A construção básica dos transformadores eletromagnéticos pode ser vista na Figura 2.8.

Figura 2.8: Transformador elementar.

Fonte: [19]

É composto pelos seguintes elementos: um núcleo de material ferromagnético, um conjunto de espiras designadas por enrolamento primário e outro conjunto de espiras designadas por enrolamento secundário, essa construção é possível pois, está embasada na lei de Lenz². Cabe ainda dizer que os transformadores para instrumentos são monofásicos.

²Para um melhor detalhamento consultar [22].

Transformador de Corrente

O TC possui a função de reduzir a corrente do SEP para valores adequados à construção dos equipamentos de medição, controle ou proteção. Esses valores são padronizados em 1A ou 5A, sendo o segundo valor mais corriqueiro no Brasil [23]. A Figura 2.9 exhibe o circuito equivalente para o TC.

Figura 2.9: Circuito equivalente para o TC.

Fonte: [10]

Para o qual:

- $\dot{Z}_p$ - Impedância do primário referida ao secundário.
- $\dot{Z}_s$ - Impedância do secundário.
- $\dot{I}_p$ - Corrente no primário do TC.
- $\dot{I}_s$ - Corrente no secundário do TC.
- $\dot{I}_e$ - Corrente de magnetização do núcleo do TC.
- R_F - Resistência equivalente às perdas no ferro do núcleo do TC.
- X_m - Reatância equivalente à magnetização do núcleo do TC.
- $\dot{Z}_{equip}$ - Impedância dos equipamentos conectados ao secundário do TC.

A conexão do primário do TC é feita em série com o SEP. O mesmo vale para o(s) equipamento(s) conectados ao seu secundário, conforme a Figura 2.10. As ligações mais comuns entre os TCs de cada fase do SEP são estrela ou triângulo. O primário do TC é composto por poucas espiras, chegando até a não possuir primário próprio, já o secundário é constituído por muitas espiras. Algo relevante a dizer é que ao contrário do transformador de potência, cuja corrente no secundário é determinada pela carga a ele conectada, para o TC o valor de corrente no enrolamento secundário independe da carga a ele conectada. Esta é a reprodução, dentro de certos limites de fidelidade, da corrente que circula pelo SEP [10].

Figura 2.10: Conexão do TC ao SEP e dos equipamentos ao seu secundário.

Fonte: [10]

Para o qual:

- $\dot{E}_g$ - Tensão no SEP.
- $\dot{I}_S$ - Corrente no secundário do TC.
- $\dot{I}_P$ - Corrente no primário do TC.
- $\dot{Z}_{Carga}$ - Carga equivalente no SEP.

Existem vários tipos de TC, cada qual adequado a uma determinada situação de instalação ou operação. Serão apresentados alguns desses a seguir.

TC tipo bucha

O fato marcante neste tipo de equipamento reside no fato de que o secundário é isolado e montado no núcleo, sendo o enrolamento primário constituído pelo próprio condutor fase do SEP e ainda ser parte integrante de um equipamento, como um disjuntor ou transformador de

potência. A Figura 2.13 ilustra esse tipo de TC.

Figura 2.11: TC do tipo bucha.

Fonte: [15]

TC tipo janela

Sua construção é análoga ao TC do tipo bucha, com a diferença sensível de o mesmo não ser encontrado em equipamentos de alta tensão, além do fato de o ar ser utilizado como isolante entre primário e secundário. São largamente aplicados em classe de tensão de 15 kV. A Figura 2.12 ilustra este tipo de TC.

Figura 2.12: TC do tipo janela.

Fonte: [15]

TC tipo barra

Neste tipo de TC o primário e o secundário são isolados habitualmente com o uso de resina epóxi e montados no núcleo, sendo o primário constituído por uma barra que é colocada no interior da janela do núcleo. É particularmente adequado para suportar os esforços originados por sobrecorrentes. A Figura 2.13 ilustra esse tipo de TC.

Figura 2.13: TC do tipo barra.

Fonte: [15]

TC tipo pedestal

Este tipo de TC possui o primário e o secundário enrolados sobre um núcleo toroidal, sendo que ambos estão inseridos em um tanque isolado a óleo. Para este tipo de TC existe ainda uma divisão quanto a posição do núcleo e enrolamentos primário e secundário. As diferentes possibilidades de montagem do secundário, com o núcleo em baixo, no meio ou em cima do TC acabam por refletir no dimensionamento do seu isolamento. A escolha pela montagem do secundário em cima do TC implica em maior segurança operativa e menores custos para realizar sua adequada isolação do SEP. Essa característica faz com que esse tipo de montagem seja a preferencial para sistemas de extra-alta tensão. A Figura 2.14, itens a) e b), exhibe o aspecto construtivo desse tipo de TC.

Figura 2.14: TC do tipo pedestal.

Fonte: [15, 24]

TC de Proteção x TC de Medição

A diferença fundamental entre um TC utilizado para medição ou proteção reside em sua curva de saturação, conforme a Figura 2.15. Depreende-se, então, que um TC para medição é adequado para reproduzir correntes de baixa amplitude, enquanto que um TC para proteção, consegue reproduzir com melhor fidelidade em seu secundário correntes de elevada amplitudes, as quais são próprias de defeitos no SEP.

Figura 2.15: Curva de Saturação de TCs.

Fonte: [25]

Transformador de Potencial

O TP possui a função de reduzir a tensão do SEP para valores adequados à construção dos equipamentos de medição, controle ou proteção. O valor de tensão no enrolamento secundário é padronizado em 115V [26]. A Figura 2.16 exibe o circuito equivalente para o TP, o qual é similar ao transformador de potência monofásico [9].

Figura 2.16: Circuito equivalente para o TP.

Fonte: [27]

Para o qual:

- 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 equivalente a magnetização do núcleo.
- R_{Fe} - Resistência equivalente às perdas no núcleo.
- I_1 - Corrente no primário.
- I_2 - Corrente no secundário.
- I_0 - Corrente de magnetização.
- Z_B - Impedância dos equipamentos ligados ao secundário.

A conexão do primário do TP é feita em paralelo com o SEP. O mesmo vale para o(s) equipamento(s) conectados ao seu secundário, conforme a Figura 2.17. De acordo com o projeto do TP, existem três grupos de ligação: grupo 1 para ligação fase-fase, grupo 2 para ligação fase-neutro em sistemas diretamente aterrados e grupo 3 para ligação fase-terra em sistemas nos quais não se garante a eficácia do aterramento [26].

As ligações mais comuns entre os TPs de cada fase do SEP são estrela, triângulo, delta aberto, residual e monopolar. As Figuras 2.18, 2.19, 2.20 ilustram essas conexões.

Figura 2.17: Conexão do TP ao SEP e dos equipamentos ao secundário.

Para o qual: U_1 - Tensão no primário; U_2 - Tensão no secundário; N_P - Número de espiras no primário; N_S - Número de espiras no secundário e Z_{sist} - Impedância das cargas do SEP.

Figura 2.18: Ligação em estrela.

Fonte: [15]

Figura 2.19: Ligações em delta e delta aberto.

Fonte: [15]

Figura 2.20: Ligações residual e monopolar.

Fonte: [15]

Para as quais H1 e H2 são os terminais primários e X1 e X2 os terminais secundários.

Ao contrário do TC, o TP não possui diferença apreciável entre uso para proteção e medição [20]. Basicamente existem dois tipos de TP, a saber:

TP indutivo

São transformadores similares aos transformadores de força, diferindo apenas em relação a refrigeração, isolamento e aspecto mecânico [19], conectados ao SEP como mencionado, com um ou mais enrolamentos secundários. São aplicados com maior frequência em sistemas de baixa, média e alta tensão. A Figura 2.21, itens a e b, ilustram os aspectos físicos.

Figura 2.21: Aspecto físico para o TP.

TP capacitivo

Para sistemas de extra-alta tensão o uso do TP indutivo fica construtivamente proibitivo devido à classe de isolamento empregada, por torná-lo excessivamente grande, pesado e conseqüentemente caro [21]. Para contornar essas desvantagens, foi desenvolvido o TP capacitivo, que basicamente é constituído por um TP convencional onde o primário é composto por um divisor de tensão capacitivo, conforme a Figura 2.22. Em relação ao TP indutivo apresenta elevada confiabilidade, além de servir como elemento de conexão em sistemas carrier³ de comunicação [15].

Figura 2.22: Circuito equivalente para o TP capacitivo.
Fonte: [21]

³Para um melhor detalhamento consultar [28].

Para a qual, tem-se:

- U_1 - Tensão no primário.
- U_2 - Tensão no secundário.
- C_1 - Capacitor 1.
- C_2 - Capacitor 2.
- R_1 - Resistência ôhmica do primário.
- R_2 - Resistência ôhmica do secundário.
- L_1 - Indutância do primário.
- L_2 - Indutância do secundário.
- L_m - Indutância equivalente à magnetização do núcleo.
- R_m - Resistência equivalente às perdas no núcleo.
- I_2 - Corrente no secundário.
- I_0 - Corrente de magnetização.
- Z_{equipo} - Impedância das cargas conectadas ao secundário do TP.

A Figura 2.23 ilustra o aspecto construtivo para o TP Capacitivo.

Figura 2.23: Aspecto físico do TP capacitivo.

Fonte: [24]

2.3.2 Sensor Óptico de Corrente

O sensor óptico de corrente é uma tecnologia relativamente recente aplicada ao SEP [29]. Atualmente seu uso no SIN ainda é raro, estando restrito a centros de pesquisa. Os custos de aquisição e adaptação dos SP existentes a ela representam dois entraves preliminares para sua adoção maciça. Este sensor está baseado no efeito Faraday, cuja explicação será apoiada com o uso da Figura 2.24(a).

Um feixe de luz emitido por uma fonte luminosa (1) é conduzido por um guia de fibra óptica até um polarizador (2), após passar pelo polarizador tem-se um feixe de luz polarizada, ou seja, uma onda eletromagnética que oscila em apenas um eixo. Este feixe polarizado é defletido pelo prisma (P1) e encaminhado para o interior de um cristal de quartzo (3A), no qual um campo magnético é induzido pela corrente primária (I_1) que flui através da bobina. O campo magnético promove a rotação do plano de polarização da luz.

O prisma (P2) deflete o feixe de luz deslocado para o interior do cristal de quartzo (3B), o qual está ao potencial da terra, por sua vez, este, está inserido em um campo magnético induzido pela corrente secundária (I_2). A direção do campo é escolhida de tal forma que o plano de polarização é compensado, assim $I_1 W_1 = I_2 W_2$, W_1 e W_2 são o número de espiras das bobinas ao redor dos cristais de quartzo. Em consequência o ângulo de rotação δ_1 da luz no cristal (3A) é compensado pela rotação $\delta_2 = -\delta_1$ no cristal (3B). Por essa razão a intensidade da luz em ambos os foto-detecores (A) e (B) são iguais e o sinal na entrada do amplificador diferencial (6) é zero [27].

A rotação do plano de polarização faz com que um dos detectores seja iluminado de forma mais intensa que o outro e isso implica na geração de um sinal diferencial. O sinal de saída do amplificador diferencial é a corrente secundária I_2 , a qual é uma representação fiel da corrente primária I_1 [27].

A Figura 2.24(b) exhibe o aspecto construtivo para um TC óptico. Por fim, cabe dizer que um TC baseado nesse princípio fornece isolamento completa em relação ao SEP, pois não existe nenhuma conexão com o condutor primário, além do fato de que sua construção, por não possuir núcleo magnético e enrolamentos primário ou secundário, o torna menor em tamanho e mais leve em relação aos TCs convencionais. A ausência de núcleo ferromagnético é ainda benéfica pois o torna imune a problemas de saturação [29].

(a) Efeito Faraday.

(b)
Aspecto físico.

Figura 2.24: Detalhes TC óptico.

Fonte: [27, 30]

2.3.3 Sensor Óptico de Tensão

O sensor óptico de tensão está baseado no efeito Pockels, que será explicado com o auxílio da Figura 2.25. Um TP baseado neste efeito é composto por um divisor de tensão constituído por um capacitor C_1 e por uma célula Pockels de capacitância C_2 conectada entre os pontos que representam a tensão que se deseja medir. A tensão através de C_2 gera um campo elétrico proporcional a tensão no primário. O feixe de luz originado na fonte (3) é direcionado para o polarizador (4) o qual, então, produz duas ondas defasadas em $\pi/2$ graus. Estas são direcionadas a célula Pockels (2). Em função do campo elétrico, as duas ondas de luz possuem velocidades de propagação distintas, que por sua vez criam o defasamento angular mencionado. Este deslocamento angular é adiantado em $1/4$ do comprimento da onda ao passar pelo material de $\lambda/4$ comprimento de onda (5) antes de ser aplicado ao analisador (6). A intensidade da luz na saída do analisador é proporcional ao deslocamento angular, o qual, por sua vez, é proporcional a tensão no primário. O foto-diodo converte a intensidade da luz em um valor de tensão que é amplificado em (8) para produzir a tensão secundária U_2 [27].

O aspecto físico externo do TP óptico assemelha-se ao do TC óptico, sem mudança apreciável. Por fim, cabe dizer que um TP baseado nesse princípio fornece isolamento completa em relação ao SEP pois não existe nenhuma conexão com o condutor primário, além do fato de que sua construção, por não possuir núcleo magnético e enrolamentos primário ou secundário, o torna menor em tamanho e mais leve em relação aos TPs convencionais [29].

Figura 2.25: Efeito Pockels.

Fonte: [27]

2.4 Relés

Uma expressão clássica, e poética, designa os relés como “sentinelas silenciosas” do SEP. Essa declaração evidencia o caráter fundamental desses dispositivos: o monitoramento constante do SEP com conseqüente ação coligada. O termo em questão, relé, é generalista e faz referência a um conjunto de equipamentos com certas similaridades. Contudo, cada qual com singularidades próprias. Pode-se classificá-los de acordo com a tecnologia construtiva envolvida e com a finalidade que o mesmo possui [14]. Quanto a finalidade podem ser:

- Relé de proteção - responsável por comandar a abertura de um ou mais disjuntores quando da existência de um defeito.
- Relé de monitoramento - verifica condições do SEP, como por exemplo, detectores de falta, monitores de canais de comunicação, etc.
- Relé de religamento - responsável pelo religamento de linhas de transmissão.
- Relé regulador - é utilizado quando algum parâmetro de monitoramento do SEP desvia-se dos limites operacionais determinados, como por exemplo, relé regulador de tensão.
- Relé auxiliar - opera em resposta a decisão de funcionamento de outro relé, alguns exemplos de relé auxiliar são relés temporizadores, multiplicadores de contato, etc.
- Relé de sincronismo - assegura a existência de adequadas condições para realizar a interconexão entre dois SEPs distintos.

Quanto a tecnologia construtiva podem ser:

- Eletromecânicos - são construídos com predominância de elementos mecânicos acionados por acoplamentos elétricos e magnéticos.
- Estáticos - são construídos com dispositivos eletrônicos e não possuem elementos mecânicos móveis.
- Digitais - são relés eletrônicos gerenciados por um microprocessador e controlados por um software específico à proteção.

Neste trabalho serão enfocados apenas os relés de proteção, os quais podem ser definidos como um equipamento cuja função é remover rapidamente de serviço qualquer elemento do SEP

que esteja sob efeito de um curto-circuito ou operando em alguma condição anormal e intolerável que possa causar danos ou interferir no funcionamento do restante do sistema [31]. A seguir serão apresentadas brevemente as tecnologias construtivas aplicadas aos relés de proteção.

2.4.1 Relés Eletromecânicos

A primeira base tecnológica aplicada ao projeto e construção de relés de proteção foi a eletromecânica, nos idos de 1900, sendo, portanto, a precursora das demais tecnologias aplicadas à proteção. Pode-se definir o relé eletromecânico como sendo aquele no qual a operação lógica é produzida pelo movimento relativo de elementos mecânicos, sob ação de uma grandeza elétrica nos circuitos de entrada [32].

Os relés eletromecânicos podem ser divididos quanto ao seu princípio de funcionamento, sendo os mesmos apresentados a seguir [15]:

Relés de Atração - Armadura Axial

Consiste de uma bobina solenóide que, energizada eletricamente, atrai para o seu interior um núcleo móvel de ferro. Este núcleo móvel de ferro, quando é atraído, carrega consigo um contato móvel, alinhado a um contato fixo na carcaça. A Figura 2.26 ilustra este tipo de construção.

Figura 2.26: Relé de atração tipo axial.

Fonte: [14]

Relés de Atração - Armadura em Charneira

Consiste de uma armadura magnética móvel em torno de um eixo colocado na sua aresta inferior, fechando um circuito magnético que será estabelecido pela passagem de corrente na

bobina colocada em oposição à armadura. Quando a armadura é atraída, carrega consigo um contato que irá ao encontro de um outro que é fixo e localizado na estrutura onde se encontra a bobina. A Figura 2.27 ilustra este tipo de construção.

Figura 2.27: Relé de atração tipo charneira.

Fonte: [14]

Relé de Indução - Disco de Indução

Consiste de um disco condutor, geralmente de alumínio, que se movimenta por indução em torno de um eixo no entreferro de um núcleo magnetizado pela passagem de corrente na bobina que o envolve. O fluxo produzido no entreferro é dividido em duas componentes, defasadas pela colocação de anéis de cobre que envolvem parte de cada face do pólo no entreferro. Fixado ao mesmo eixo move-se um contato em direção a outro, fixo na estrutura do relé. A Figura 2.28 ilustra este tipo de construção.

Figura 2.28: Relé do tipo disco de indução.

Fonte: [14]

Relé de Indução - Tambor de Indução

Consiste de um cilindro metálico com uma das bases fechadas como um copo, livre para girar no interior do entreferro anular compreendido entre as faces dos pólos magnéticos e do núcleo de ferro. São utilizados quatro ou oito pólos dispostos simetricamente, com duas fontes de polarização alimentando alternadamente as bobinas montadas nos pólos. A Figura 2.29 ilustra este tipo de construção.

Figura 2.29: Relé do tipo tambor.

Fonte: [14]

Unidade de D'Arsonval

Este tipo de unidade é constituída por uma estrutura magnética e um ímã permanente interno, formando um núcleo cilíndrico com dois pólos. Uma bobina móvel livre para girar em um *gap*⁴ é energizada por corrente contínua, a qual reage com o fluxo existente no *gap* para criar um torque de rotação. Esta unidade opera com pouca energia em sua entrada, como a que é fornecida por *shunts* em corrente contínua por exemplo [14]. A Figura 2.30 ilustra este tipo de construção.

⁴Espaço livre entre a parte móvel e fixa neste tipo de relé.

Figura 2.30: Relé do tipo D'arsonval.
Fonte: [14]

Vantagens e Desvantagens dos Relés Eletromecânicos

Uma proteção eletromecânica possui algumas características vantajosas, podendo-se citar:

- Durabilidade e robustez - com a devida manutenção, pode-se conseguir elevada vida útil.
- Tolerância a altas temperaturas - não representa fator crítico para o adequado funcionamento do mesmo.
- Baixa sensibilidade a surtos eletromagnéticos - É necessário que a energia associada a esse tipo de fenômeno seja relativamente alta para causar algum dano.
- Confiabilidade - em relação a sua atuação para as condições especificadas.

Algumas das desvantagens desse tipo de proteção são:

- Custo de instalação - uso de maior espaço físico e maior quantidade de cabos para compor o SP.
- Precisão - quanto maior a exigência por precisão maior o custo do relé.
- Manutenção - exige mão de obra experiente e específica, além de haver dificuldade em encontrar peças de reposição

- Limitação de funcionalidades - não é possível implementar características acessórias adequadas para enfrentar a crescente complexidade do SEP, como por exemplo oscilografia.

2.4.2 Relés Estáticos

A evolução do SEP sob o ponto de vista da complexidade das interligações, aumento dos níveis de curto-circuito e demanda por melhor desempenho motivou a pesquisa pela melhoria na concepção dos relés de proteção, com foco em sua velocidade de atuação, seletividade, estabilidade e sofisticação de suas características gerais [9, 15]. Na década de 1960 começaram as experimentações em relação a construção de relés de proteção baseados em componentes eletrônicos, sendo que na década de 1970 sua utilização tornou-se intensa [33, 34]. O termo estático surge da comparação com os relés eletromecânicos que possuíam partes móveis, sendo o relé estático caracterizado pela ausência de elementos mecânicos móveis [10]. No âmbito de utilização os relés estáticos são aplicados de igual maneira a composição de um SP como os eletromecânicos [19].

A Figura 2.31 ilustra a composição genérica e elementar para os relés estáticos.

Figura 2.31: Diagrama de blocos para um relé estático genérico.

Fonte: [27]

As variáveis de entrada (I) e/ou (U) são encaminhadas para o bloco 1, que é responsável por ajustar os sinais de entrada a valores compatíveis para serem utilizados pelos circuitos eletrônicos posteriores. Fornece ainda isolamento galvânica entre os circuitos subseqüentes e o SEP. Os valores de saída provenientes do bloco 1 são comparados com valores de referência no bloco 2, o qual terá seu limiar de operação ativado se os valores de referência forem ultrapassados, sendo que a saída gerada irá iniciar o bloco temporizador (3). O bloco lógico (4) examina se o valor proveniente da saída do bloco 2 continua ativo após o tempo ajustado para bloco (3) ter expirado. Caso isso ocorra o bloco (5) de *Trip*⁵ será ativado, além do bloco (6) de sinalização. O bloco (7) fornece a alimentação auxiliar para o relé estático. Já o bloco (8) é empregado em rotinas de teste da proteção utilizando para esse fim informações de origem interna ou externa ao equipamento [27].

Vantagens e Desvantagens dos Relés Estáticos

Uma proteção estática possui algumas característica vantajosas, podendo-se citar:

- Maior velocidade - consequência direta da ausência de partes mecânicas móveis.
- Baixo consumo - representam uma carga menor para os TCs.
- Facilidade de manutenção - tornou-se mais simples e direta.
- Confiabilidade - obtida em função da construção modular.

Algumas desvantagens desse tipo de proteção são:

- Maior sensibilidade a surtos - componentes eletrônicos são danificados com quantidades menores de energia associada a um surto se comparados com os relés eletromecânicos.
- Envelhecimento - possuem alguns elementos constituintes com vida útil reduzida, como os capacitores eletrolíticos por exemplo.
- Influência do meio ambiente - a temperatura e a umidade passa a ser fatores de influência sobre o funcionamento desses equipamentos, devido a tolerância dos mesmos a esses fatores.

⁵Sinal de natureza elétrica enviado por uma função de proteção a um disjuntor de alta tensão para promover sua abertura.

A Figura 2.32 exibe o aspecto de um relé de proteção estático.

Figura 2.32: Exemplo de relé estático.

Fonte: [35]

2.4.3 Relés Digitais

Os primeiros trabalhos que contemplavam o uso de relés digitais remontam a década de 1960. Na década seguinte, houve um expressivo desenvolvimento do *hardware* computacional e dos algoritmos para fins de proteção e resultados promissores foram obtidos, os quais indicavam um desempenho tão bom quanto as tecnologias majoritárias de então [36, 37]. A tecnologia digital, neste princípio de século, tornou-se a base da maioria dos sistemas de uma subestação, atuando nas funções de medição, comunicação, proteção e controle, por exemplo. Desta forma, o relé digital pode ser aplicado para desempenhar outras tarefas no ambiente de uma subestação. A Figura 2.33 ilustra o aspecto construtivo geral dos relés digitais.

Figura 2.33: Arquitetura de um relé digital.

Fonte: [38]

Resumidamente, pode-se dizer que esses equipamentos se comportam da seguinte forma [38]:

Os sinais de entrada de corrente e de tensão são condicionados e isolados através de TPs e TCs. Os sinais analógicos isolados são filtrados através de filtros passa baixa, utilizando-se filtros analógicos, de forma a minimizar o efeito de *aliasing* produzido por harmônicas e ruídos em faixas de elevadas frequências acima da metade da frequência de amostragem, de acordo com o Critério de *Nyquist* ou Teorema da Amostragem.

Após a filtragem analógica, os sinais são então amostrados e convertidos em dados digitais através do Conversor Analógico/Digital (A/D), que atualmente possuem resolução de 16 bits, adequados à faixa dinâmica de correntes normalmente existentes em sistemas elétricos de potência. O *Digital Signal Processor* (DSP) processa os dados digitais convertidos e executa os algoritmos de proteção existentes, carregados em memórias do tipo *FLASH*. Os dados intermediários, gerados durante os cálculos, são armazenados em memórias do tipo *Synchronous Dynamic RAM* (SDRAM).

O processador digital é o responsável pela execução da lógica e das funções de entrada/saída. Os circuitos de entradas digitais fornecem ao processador de sinais o valor de status dos respectivos contatos. Os circuitos das saídas digitais do relé, através dos seus contatos, executam as funções de alarme e de *trip* do relé.

A Figura 2.34 ilustra as características dos relés digitais de proteção a partir de um ponto de vista funcional. Percebe-se a capacidade de execução de diversas tarefas no contexto do SEP além de seu propósito fundamental, que é o de integralizar um SP. Essa flexibilidade é obtida a partir de sua construção, a qual grosso modo, é composta pelo conjunto *hardware* e *firmware*. As informações de entrada e/ou saída, providas por qualquer uma das vias de acesso do equipamento, entradas e/ou saídas digitais, interfaces de comunicação e valores analógicos de

medida, estão disponíveis para uso por qualquer uma das funcionalidades componentes dos relés digitais de proteção a qualquer tempo. Esse caráter multifuncional é marcante pois, o distingue das tecnologias prévias aplicadas a construção de relés de proteção e implica em pensar e operar o SP de forma distinta do que era feito até então.

Figura 2.34: Funcionalidades genéricas de um relé de proteção digital.

Fonte: [39]

Vantagens e Desvantagens dos Relés Digitais

Uma proteção digital possui algumas característica vantajosas, dentre elas pode-se citar:

- Auto-checagem e confiabilidade - pode monitorar continuamente os subsistemas de *hardware* e *software*, de modo a detectar imediatamente possíveis falhas.
- Integração de sistemas digitais - os sistemas digitais possibilitam uma maior integração entre seus componentes, o que permite uma maior flexibilidade e velocidade na obtenção das informações registradas pelos equipamentos.
- Flexibilidade funcional e adaptabilidade - uma das principais características dos relés digitais é a capacidade de alteração dos seus parâmetros de configuração de acordo com a topologia da rede.

Algumas desvantagens desse tipo de proteção são:

- Sensibilidade a surtos - necessitam de proteção especial contra surtos e interferências eletromagnéticas.
- Sensibilidade a temperatura - sensíveis a altas temperaturas, necessitam portanto, de dispositivos especialmente desenvolvidos para essa condição.
- *Software* não portátil - os algoritmos desenvolvidos para um *hardware* específico, em geral, não são aplicáveis a outro.
- Adoção relativamente recente aos SP do SEP - vive-se, ainda, um processo de assimilação desta base tecnológica, o que implica em mudança de paradigma e atualização de profissionais desta área.

A Figura 2.35 exibe o aspecto de um relé de proteção digital.

Figura 2.35: Exemplo de relé digital comercial.

Fonte: [40]

Capítulo 3

Equipamentos de Manobra

Neste capítulo serão abordados os disjuntores e chaves de alta tensão comumente utilizados em subestações de energia, com um enfoque sucinto sobre sua construção e operação.

3.1 Disjuntor de Alta Tensão

O disjuntor de alta tensão pode ser definido como um dispositivo mecânico de manobra capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes nas condições normais de circuito, assim como estabelecer, conduzir durante um tempo especificado e interromper correntes sob condições anormais especificadas do circuito, tais como as de curto-circuito [41, 42].

De forma geral, pode-se dizer que um disjuntor de alta tensão é composto pelos seguintes elementos [43]:

- Unidade de comando.
- Sistema de acionamento.
- Unidade interruptora.

Cada um desses elementos será apresentado a seguir para melhor entendimento do disjuntor de alta tensão.

3.1.1 Unidade de Comando

É o conjunto de elementos de comando, controle e supervisão do disjuntor. Devido a variedade de meios extintores do arco elétrico e dos sistemas de acionamento não há unidade singela e sim

uma apreciável variedade da mesma. As figuras a seguir irão ilustrar o exposto [44].

O armário central congrega os elementos de controle global do disjuntor, tomando-se como base um disjuntor de extra-alta tensão com possibilidade de comando monopolar utilizado neste trabalho para ilustrar uma unidade de comando, conforme Figura 4.18.

(a) Visão geral

(b) Detalhe do comando

Figura 3.1: Armário central.

Fonte: [44]

Para a Figura 3.1(b), tem-se: 1-Botoeira de fechamento; 2-Botoeira de abertura 1; 3-Botoeira de abertura 2; 4-Botoeira desbloqueio N2/ Discordância pólos; 5-Chave comutação local/remoto e 6-Contadores de operação.

A Figura 3.2 representa o armário de controle referente ao pólo “A” do disjuntor, no qual são exibidos a unidade de supervisão de gás SF₆, motor de acionamento, unidade de supervisão hidráulica, régua de bornes, etc.

Figura 3.2: Detalhe armário pólo “A” do disjuntor.

Fonte: [44]

3.1.2 Sistema de Acionamento

A função primária do sistema de acionamento é a de abrir e/ou fechar os contatos principais do disjuntor. Cabe comentar que esse sistema é de vital importância, uma vez que a maioria dos disjuntores após ser colocado em operação permanece fechado por longos períodos de tempo. Logo, quando for solicitado a abrir deve ser capaz de fazê-lo de forma confiável e sem atraso de tempo extra para essa operação. Existem diferentes tipos de sistemas de acionamento. Contudo, todos eles possuem em comum o fato de armazenar energia potencial em algum meio elástico para esse fim, o qual é carregado por uma fonte de energia de baixa potência [45].

Os acionamentos podem ser mono ou tripolares, ou seja, cada pólo do disjuntor pode receber comandos de abertura ou fechamento independentemente dos outros pólos e essa é uma demanda originada pela necessidade, em alguns SEPs de religamento monopolar. Já para o caso tripolar, apenas um comando é gerado e transmitido a todos os pólos simultaneamente, uma vez que existe apenas um sistema de acionamento para todos eles [43].

Os principais tipos de acionamento são: acionamento por solenóide, acionamento à mola, acionamento a ar comprimido e acionamento hidráulico.

A seguir cada um desses tipos de acionamento será apresentado sucintamente.

Acionamento por solenóide

Uma bobina solenóide é utilizada para acionar os contatos na operação de fechamento e também para carregar a mola de abertura¹. Este tipo de acionamento não é muito comum pois a capacidade de armazenamento de energia é limitada [43]. A Figura 3.3 ilustra esse tipo de acionamento.

Figura 3.3: Exemplo de acionamento por solenóide.

Fonte: [43]

Para a qual: 1-Solenóide para fechamento; 2-Armadura; 3-Eixo de acionamento; 4-Mecanismo de destravamento de abertura; 5-Mola de abertura; 6-Bobina de trava do disparador; 7-Indicador de Posições; 8-Haste para acionamento manual e 9-Chave auxiliar.

Acionamento à mola

Neste tipo de acionamento a energia utilizada para o fechamento é acumulada em uma mola, helicoidal ou espiral, que pode ser carregada manualmente, com o uso de uma manivela, ou através de um motor elétrico. Este tipo de acionamento é corriqueiro em disjuntores de média (13,8 kV) à alta tensão (138 kV) independente do meio de extinção aplicado [43].

Quando o comando de fechamento é enviado ao disjuntor, a mola de fechamento, que armazenou a energia necessária a essa operação, é liberada, através da retirada de uma trava mecânica,

¹Elemento responsável pelo armazenamento de energia a ser utilizada na operação de abertura do disjuntor. A fonte de energia utilizada para seu carregamento provém da operação de fechamento.

fechando-o. Nesse processo uma outra mola, responsável pela ação de abertura é carregada, ou seja, armazena energia para realizar essa operação², conforme a Figura 3.4.

Esse mecanismo é tido como de funcionamento simples, sendo desprovido de qualquer forma de supervisão de sua integridade. Essa característica é adequada para sistemas de média tensão, contudo para sistemas de alta (acima de 138 kV) e extra-alta (750kV) tensão este tipo de acionamento é preterido, sendo os acionamentos a ar comprimido e eletro-hidráulico preferenciais [43]. A Figura 3.5 ilustra esse tipo de acionamento.

Figura 3.4: Funcionamento esquemático de carga das molas de fechamento e abertura.

Fonte: [43]

Para a qual: 1-Bloco de carga da mola; 2-Lingueta de travamento; 3-Rolete; 4-Eixo de carga da mola; 5-Catraca; 6-Mola de fechamento; 7-Mola de abertura; 8-Eixo de manobra; 9-Rolete; 10-Lingueta da alavanca de disparo; 11-Rolete; 12-Alavanca de disparo e 13-Excêntrico.

²Esse comportamento diametralmente oposto referente ao armazenamento de energia entre elementos responsáveis pelas ações de abertura e fechamento é comum a todos os disjuntores.

Figura 3.5: Exemplo de acionamento à mola.

Fonte: [43]

Para a qual: 1-Caixa do mecanismo de operação; 2-Mola de fechamento; 3-Mola de abertura; 4-Bloco de comando; 5-Trava de ligação; 6-Eixo de carga da mola; 7-Bloco de carga da mola; 8-Eixo de manobra; 9-Acionamento motorizado; 10-Alavanca de disparo; 11-Indicador de mola “Carregada”; 12-Indicador “Ligado/Desligado” e 13-Chave de contatos auxiliares.

Acionamento a ar comprimido

Para este tipo de acionamento a energia utilizada para realizar a operação de abertura ou fechamento é armazenada em recipientes de ar comprimido e liberada através de disparadores que atuam sobre válvulas que, por fim, acionam os mecanismos dos contatos. Este tipo de acionamento é aplicado para disjuntores de média à extra-alta tensão, independente do meio extintor envolvido [43]. A Figura 3.6 ilustra esse tipo de acionamento.

Figura 3.6: Exemplo de acionamento a ar comprimido.

Fonte: [43]

Para o qual: 1-Recipiente de ar comprimido; 2-Êmbolo de acionamento; 3-Bloco de controle; 3.1-Válvula principal; 3.2-Cilindro; 3.3-Válvula solenóide - “Liga”; 3.4-Válvula solenóide - “Desliga”; 3.5-Válvula solenóide - “Desliga”; 3.6-Acionamento da chave auxiliar e indicador de posição; 3.7- Chave auxiliar; 4-Coluna de isoladores; 4.1-Haste principal de acionamento; 5-Chave de pressão; 6-Armário de controle; 6.1-Chave manual “Liga-Desliga”; 6.2-Chave manual “Local-Remoto”; 6.3-Conjunto de válvulas de alta pressão; 6.4-Linha de suprimento de ar; 6.5-Válvula de bloqueio; 6.6-Registro manual; 6.7-Parafuso de drenagem; 6.8-Filtro de ar.

Acionamento hidráulico

Neste tipo de acionamento a energia para as ações de abertura e fechamento é armazenada em um cilindro com um êmbolo estanque. O qual contém de um lado óleo ligado aos circuitos de alta e baixa pressão através de uma bomba hidráulica. Do outro lado existe um volume reservado a uma quantidade prefixada de N_2 . A bomba hidráulica comprime o óleo e, conseqüentemente, o N_2 , até que seja atingida a pressão de trabalho. Através de disparadores de abertura ou fechamento são acionadas válvulas de comando que ligam o circuito de óleo com o êmbolo principal de acionamento. A Figura 3.7 ilustra esse tipo de acionamento.

Figura 3.7: Exemplo de acionamento hidráulico.

Fonte: [43]

Para a qual: 1-Acumulador hidráulico; 2-Reservatório; 3-Solenóide de abertura; 4-Solenóide de fechamento; 5-Êmbolo diferencial; 6-Haste principal de acionamento.

Por fim, é adequado mencionar que este tipo de acionamento armazena grandes quantidades de energia, aliada a relativa dimensão reduzida, sendo essa sua característica notável [43].

3.1.3 Unidade Interruptora

A câmara de extinção ou unidade interruptora é a responsável pela extinção do arco elétrico originado no processo de separação dos contatos principais do disjuntor. Este elemento representa o estado da arte na produção e pesquisa deste tipo de equipamento, uma vez que as demais partes que o compõe não variam sobremaneira de fabricante à fabricante pois atingiram adequada maturidade tecnológica.

Os principais tipos de câmaras de extinção utilizadas na construção de disjuntores de alta tensão são: Sopro magnético, Ar comprimido, Grande volume de óleo, Pequeno volume de óleo, SF_6 (hexafluoreto de enxofre) e Vácuo.

Disjuntor a Sopro Magnético

O interior de uma câmara de extinção de um disjuntor do tipo sopro magnético é preenchida por ar. Quando ocorre a separação dos contatos principais, (a) o arco elétrico formado é

impelido para os contatos auxiliares, (b) e destes para o interior de fendas (c) onde sua resistência é aumentada e, conseqüentemente, há sua extinção. O crescimento da resistência do arco é conseguido através do aumento de seu comprimento, de sua fragmentação em arcos menores e resfriamento, (d) e (e), conforme a Figura 3.8.

Figura 3.8: Caminho de extinção do arco por sopro magnético.

Fonte: [46]

As forças que impelem o arco para o interior das fendas são produzidas pelo campo magnético da própria corrente elétrica, podendo ser auxiliados por um sopro pneumático produzido pelo mecanismo de acionamento. Existem vários tipos e formatos de câmaras de extinção, cada qual particular a um fabricante em específico. Existe ainda um circuito magnético de sopro, também com configuração variada, pelos mesmos motivos apresentados para a câmara de extinção. Os principais tipos de construção para o circuito magnético de sopro são com núcleo externo (o campo magnético é produzido pela corrente a ser interrompida circulando através de bobinas) ou interno (onde o campo é produzido pelo próprio arco voltaico através de um circuito magnético formado pela própria câmara). Por fim, são aplicados em sistemas de média tensão (até 24 kV) montados principalmente em cubículos [43]. A Figura 3.9 exhibe uma câmara de extinção com circuito magnético interno.

Figura 3.9: Exemplo de câmara de extinção a sopro magnético.

Fonte: [43]

Para qual: 1-placa cerâmica com zircônio para guia do arco no início de sua formação; 2-paredes laterais em poliéster com fibra de vidro; 3-alongador anterior do arco; 4-alongador posterior do arco; 5-alongador intermediário ligado à bobina de campo magnético; 6-núcleo magnético; 7-bobina de campo magnético; 8-pequena câmara de extinção para inserção de bobina de campo magnético e 9-paredes da câmara principal de extinção.

Disjuntor a ar comprimido

Disjuntores baseados nesse princípio de extinção do arco elétrico surgiram na década de 1930 como a melhor solução técnica à época para emprego em alta tensão, pois, agregaram maior segurança operativa aos disjuntores como um todo [47].

Nos disjuntores a ar comprimido a extinção do arco é obtida à partir da admissão nas câmaras de ar comprimido. Este é armazenado em um reservatório pressurizado e soprado sobre a região entre os contatos, determinando o resfriamento do arco e sua compressão [48]. Esse princípio de funcionamento é conhecido como sopro axial, sendo o arco destendido e “soprado” axialmente em relação aos bocais e contatos [43].

Existem basicamente dois tipos de câmaras de extinção utilizadas nesse tipo de disjuntor, as de sopro axial em uma direção (*mono blast*) e as de sopro axial em duas direções (*dual blast*) [47]. A Figura 3.10 ilustra esses tipos de câmaras mencionadas.

Figura 3.10: Tipos de câmaras de extinção a ar comprimido.

Fonte: [48]

Para a câmara do tipo *mono blast* somente um dos contatos é oco, permitindo a saída do ar após a extinção em apenas uma direção. Já para a câmara do tipo *dual blast* tanto o contato fixo quanto o móvel são ocos e o arco é alongado em ambas as direções, o que aumenta a eficiência do disjuntor [43, 48].

Os pólos desse tipo de disjuntor são individuais e de construção modular (Figura 3.11), o

que implica dizer que podem ser usados em diferentes classes de tensão, sendo sua faixa ideal de aplicação em alta e extra-alta tensão. Estes disjuntores exigem supervisão permanente da pressão em seu interior para assegurar que operem apenas em condição segura. Porém, são de rápida operação, tanto na abertura quanto no fechamento, além de possuírem boas propriedades isolantes e extintoras, além de segurança do meio extintor não inflamável. Por fim, cabe dizer que geram grande ruído a cada manobra, devido a exaustão do ar para a atmosfera, além de que, em geral, o sistema para geração e distribuição de ar comprimido é oneroso [43, 47, 48].

Figura 3.11: Aspecto físico para o disjuntor a ar comprimido.
Fonte: [43]

Disjuntores a óleo

Nos disjuntores a óleo os dispositivos de interrupção estão imersos em óleo isolante mineral, o qual tem sido usado desde o início da construção desses equipamentos. O princípio de extinção do arco está baseado na decomposição das moléculas do óleo pela energia do arco elétrico. Essa decomposição resulta na produção de gases, principalmente o hidrogênio, sendo a quantidade de gases liberados dependente do valor de corrente e da duração do arco elétrico. Existem dois efeitos responsáveis pela extinção do arco elétrico. O primeiro é devido ao gás liberado, basicamente o hidrogênio, que desempenha a função de refrigerante, devido a sua condutividade térmica ser bastante acentuada, retirando calor do arco elétrico. O segundo efeito é devido ao

aumento de pressão em torno do arco elétrico, que irá criar um fluxo de óleo mais frio sobre o mesmo, desionizando o meio dielétrico, auxiliando na troca térmica e por fim alongando o arco, até sua extinção [43, 47, 48].

Os disjuntores a óleo podem ser divididos em duas categorias: Disjuntor a Grande Volume de Óleo (GVO) e Disjuntor a Pequeno Volume de Óleo (PVO). O disjuntor GVO é o tipo mais antigo de disjuntor a óleo. As primeiras construções desse equipamento consistiam apenas em um recipiente metálico preenchido por óleo mineral isolante, que continha os contatos principais, fixo e móvel, sem nenhuma câmara de extinção. Com o passar do tempo as câmaras de extinção foram incorporadas a esse tipo construtivo de disjuntor. Quanto ao tanque, o qual contém os elementos descritos anteriormente, o mesmo está aterrado, recebendo, por isso, a designação de disjuntor do tipo *dead tank* [43, 47, 48].

Uma característica marcante desse disjuntor reside no fato de o mesmo possuir grande capacidade de interrupção, ou seja, é capaz de abrir, com segurança, grandes correntes de curto-circuito, além do fato de que a sua construção como um todo é propícia para a existência de TCs de bucha. Contudo, mesmo com essas características esse é um disjuntor em desuso, ou seja, não são adquiridos exemplares do mesmo para novos empreendimentos. Todavia, pode-se citar sua presença no SEP [43, 47]. Por fim, cabe dizer que em baixas potências a construção do GVO é realizada em apenas um tanque e todas as fases estão imersas em um único recipiente. Já para potências mais elevadas há segregação por fase, ou seja, cada fase está em um recipiente distinto. A Figura 3.12 contém os principais elementos constituintes de um disjuntor GVO. Já a Figura 3.13 apresenta o aspecto físico para esse tipo de disjuntor.

Figura 3.12: Elementos constituintes de um disjuntor GVO.

Fonte: [43]

Figura 3.13: Aspecto físico de um disjuntor GVO.

Fonte: [49]

O disjuntor PVO representa a evolução natural do tipo GVO. Seu desenvolvimento remonta a década de 1930. Em oposição ao seu antecessor direto, este tipo de disjuntor já foi concebido com câmaras de extinção e essas são individuais por cada pólo do mesmo. Para esse tipo de equipamento existem dois tipos de câmaras de extinção: a) tipo sopro transversal, *cross blast*, e b) tipo sopro axial, *axial blast*. A Figura 3.14 exhibe os tipos de câmaras mencionados. Esse desenvolvimento implicou em um menor uso do óleo isolante, bem como diminuição nas dimensões mecânicas do equipamento, além de melhoramento nas características elétricas e de desempenho do mesmo [43, 47, 48], a Figura 3.15 exhibe o aspecto físico do disjuntor PVO.

Na câmara de sopro transversal os gases formados pelo arco elétrico aumentam a pressão em seu interior, sendo obrigados a passar através de aberturas, para alívio desta sobrepressão. O arco elétrico é forçado contra as paredes resfriadas da câmara de extinção, sofrendo um alongamento. Quando a corrente passar por zero o arco é extinto, por não liberar mais energia nesse ponto. Para as câmaras de sopro axial a pressão dos gases gerados com o arco elétrico provoca o fluxo múltiplo de óleo ao longo de toda a circunferência da câmara, removendo os gases ionizados da região entre os contatos através das aberturas [47].

Figura 3.14: Tipos de câmaras de extinção a ar comprimido.

Fonte: [47]

Figura 3.15: Exemplo de disjuntor do tipo PVO.

Disjuntor a SF_6

O hexafluoreto de enxofre, SF_6 , foi sintetizado pela primeira vez em 1904. Contudo, apenas no final da década de 1940 iniciou-se o desenvolvimento de disjuntores e chaves baseados nesse gás como meio extintor do arco elétrico. Esse gás possui propriedades físicas e químicas que o tornam um meio isolante e extintor por excelência, é incombustível, atóxico, incolor, inodoro e extremamente estável e inerte até cerca de 500°C , devido a simetria de sua estrutura molecular, o que o faz se comportar como um gás nobre. O SF_6 é um gás eletronegativo, ou seja, apresenta uma afinidade em capturar elétrons livres, implicando na formação de íons negativos de baixa mobilidade. Essa característica tem como consequência a rápida remoção dos elétrons presentes no arco elétrico, o que aumenta a taxa de decremento de sua condutância quando a corrente se aproxima de zero. Possui ainda grande capacidade de troca de calor e baixa temperatura de ionização. A título de comparação, considerando as mesmas condições a que cada gás foi submetido, o arco elétrico é extinto 100 vezes mais rápido no SF_6 do que no ar, e sua rigidez

dielétrica é cerca de 2,5 vezes maior que a do ar para o mesmo valor de pressão. É adequado mencionar que quanto maior a pressão a que o SF₆ está submetido, maior será a sua rigidez dielétrica, o que acaba por implicar em uma menor distância de separação entre os contatos principais do disjuntor para extinção do arco. Isso reflete-se na construção dos pólos do disjuntor, que acabam por se tornarem menores [43, 47, 48].

Existem basicamente dois tipos de disjuntores a SF₆: de dupla pressão e de pressão única, Figura 3.16 e Figura 3.17. Os disjuntores a dupla pressão constituem a primeira geração desses equipamentos e eram baseados no princípio de funcionamento dos disjuntores a ar comprimido. O SF₆ era armazenado em um recipiente de alta pressão, algo em torno de 20 bar, e liberado sobre a região dos contatos principais do disjuntor. Após atravessar a câmara de extinção, o gás era enviado a um reservatório de baixa pressão, algo em torno de 2,5 bar, ao invés de ser descartado para a atmosfera, como no caso dos disjuntores a ar comprimido. Dessa forma o SF₆ a alta pressão desempenhava o papel de meio extintor enquanto o SF₆ a baixa pressão era responsável pela manutenção do isolamento entre as partes energizadas e a terra. O gás contido no tanque de baixa pressão era, então, bombeado novamente para o tanque de alta pressão. Esses disjuntores são caracterizados por sua alta potência de ruptura e curto tempo de interrupção. Como desvantagem possuem um projeto mecânico muito complexo, além de baixa confiabilidade dos compressores de gás e a tendência do SF₆ a liquefazer-se em temperatura ambiente quando comprimido [43, 47, 48].

Em face dessas desvantagens foram desenvolvidos os disjuntores a SF₆ de pressão única no final da década de 1960. Seu projeto é mais simples em relação ao disjuntor a SF₆ de dupla pressão. Não necessitam, por exemplo, de um compressor de gás, pois trabalham apenas com um valor de pressão. O diferencial de pressão necessário para criar um fluxo de SF₆ sobre o arco elétrico é conseguido através da criação de uma sobrepressão transitória durante a manobra de abertura dos contatos, um pistão solidário à haste do contato móvel que ao movimentar-se comprime o gás no interior da câmara. As câmaras desses disjuntores podem ser classificadas, como nos disjuntores a ar comprimido, em *mono blast* e *dual blast*. O valor da pressão na câmara gira em torno de 3,5 a 7,0 bar, o que torna possível utilizar esse disjuntor em temperaturas ambientes de até -20°C sem a necessidade de um sistema auxiliar de aquecimento para o gás, para evitar que o mesmo se liqüefaga. Além dessa característica, esse tipo de disjuntor possui alta capacidade de interrupção e curto tempo de interrupção [43, 47, 48]. Quanto a aplicação, encontram-se disjuntores a SF₆ de média (69 kV) à extra-alta tensão (800 kV). A Figura 3.18 exhibe o aspecto físico de um disjuntor a SF₆.

Figura 3.16: CÂMARA SF₆ de dupla pressão.

Fonte: [43]

Para a qual: 1-Unidade de interrupção; 2-Capacitor de equalização; 3-Cabeçote de distribuição; 4-Reservatório intermediário de SF₆ em alta pressão; 5-Válvula de sopro; 6-Mola de desligamento; 7-Barra isolante.

Figura 3.17: CÂMARA SF₆ de pressão única.

Fonte: [43]

Para qual: 11.3-Diafragma de ruptura; 16.5-Placa intermediária; 22.1-Tubo de porcelana; .3-Suporte contato; .5-Cilindro insuflador; .7-Guia (tubo do contato móvel); .7.4-Dedo de contato; .9.1-Tubo de contato; .9.1-Bocal de extinção; .11-Tubo guia; .11.1-Bocal de extinção; .13-Pistão insuflador; .13.8-Pino de fixação; 22.17-Biela (acoplador); 22.21-Placa terminal inferior; 22.25-Placa terminal superior; .31-Elemento de filtro extraível.

Figura 3.18: Exemplo de disjuntor a SF₆.

Disjuntores a Vácuo

As primeiras experimentações em relação a interrupção de corrente com o uso do vácuo datam da década de 1926. Contudo, devido a questões tecnológicas, disjuntores baseados nesse princípio de extinção foram introduzidos apenas na década de 1960. O arco elétrico estabelecido no vácuo é distinto daquele existente em outros meios extintores. Grosso modo, ele é mantido por íons metálicos provenientes da evaporação dos contatos principais do disjuntor, sendo a intensidade da formação desses vapores proporcional a corrente a ser interrompida. A interrupção da corrente se dá quando de sua passagem por zero. Então as partículas do vapor metálico originado no processo se depositam rapidamente na superfície dos contatos principais, recuperando, assim, a rigidez dielétrica entre os mesmos. Esta recuperação é muito rápida, o que permite a este tipo de disjuntor possuir elevada capacidade de ruptura com a construção de câmaras relativamente pequenas. São aplicados com maior frequência em média tensão, tipicamente até 38 kV. Possuem grande segurança operativa, pois o meio extintor não é inflamável, requerem pouca manutenção, possuindo elevada vida útil dos contatos, além de serem capazes de realizar religamentos rápidos [43, 47, 48]. A Figura 3.19 apresenta o aspecto físico de um disjuntor a vácuo para 36 kV e o detalhe de uma câmara de extinção a vácuo.

Figura 3.19: Disjuntor a vácuo.

Fonte: [50]

Para qual: 1-Conexão terminal; 2-Contato fixo; 3-Isolador de cerâmica; 4-Material de contato; 5-Câmara de comutação; 6-Fole metálico; 7-Guia; 8-Contato móvel; 9-Pino de contato e conexão.

3.1.4 Circuitos de Comando

O disjuntor é um elemento biestável, ou seja, necessita de duas ações de controle distintas, aplicadas em pontos físicos diferentes, as quais são caracterizadas pela Bobina de Abertura (BA) e a Bobina de Fechamento (BF), permitindo que exista mudança em seu estado final, sendo caracterizado como aberto e/ou fechado. Eletricamente, a posição do disjuntor é supervisionada com o uso de seus contatos auxiliares, 52a (tipo concordante) e 52b (tipo discordante).

Para adequado entendimento sobre as ações de comando e supervisão do estado final do disjuntor será usado, como exemplo, o disjuntor 3AS1-EG à SF_6 de fabricação Siemens [43]. Isso é possível pois, para esses circuitos de comando e supervisão não existe variação acentuada entre fabricantes. Assim sendo, o entendimento deste é suficiente para interpretar as aplicações desenvolvidas no Capítulo 4.

Circuito de Fechamento

O circuito de fechamento é composto pelos seguintes elementos, conforme Figura 3.20:

Figura 3.20: Circuito de fechamento.

Fonte: [43]

Para a qual: Y1 é a bobina de fechamento; 31-32 Contato auxiliar Normalmente Fechado (NF) da chave auxiliar S1 (fechado quando o disjuntor está desligado); Contatos 61-62, 71-72, 81-82 NF do contator K13 (bloqueio geral de SF₆ e antibombeamento); Contatos auxiliares normalmente abertos (NA) 13-14, 23-24, 33-34 do contator K12 (Bloqueio de fechamento - óleo - N₂).

Para que o fechamento seja realizado, é preciso que o contator K13 permaneça na condição “desligado”, ou seja, seus contatos auxiliares NF 61-62, 71-72 e 81-82 permaneçam fechados, enquanto que a bobina do contator K12 precisa ser energizada para que seus contatos auxiliares NA 13-14, 23-24 e 33-34 sejam fechados. Dessa forma, ao ser enviado um comando de fechamento ao disjuntor será possível que a bobina de fechamento Y1 seja energizada, implicando em seu fechamento.

A Figura 3.21 exhibe os circuitos que comandam os contatores K12 e K13, os quais, em resumo, são condições de integridade do disjuntor. As quais precisam ser satisfeitas para que o comando de fechamento seja efetivado.

Figura 3.21: Circuitos de comando para K12 e K13.

Fonte: [43]

O contator K13 é comandado pelo contato NA 33-34 do contator K5, bloqueio geral de SF₆, e do contato Contato auxiliar Normalmente Aberto (NA) 33-34 do contator K7, antibombeamento³. O contator K5 permanece aberto para uma pressão de SF₆ > 5,5 bar. Já o contator K7 permanece aberto, para um único impulso de comando de fechamento, durante seu tempo de retardo. Portanto, quando a pressão de SF₆ está em ordem e quando não há um comando de bombeamento, o contator K13 permanece desligado.

O contator K12 é comandado pelo contato NA 33-34 do contator K2, bloqueio de fecha-

³Por bombeamento entenda-se uma série ininterrupta de operações de fechamento e abertura do disjuntor ocasionadas por comandos simultâneos e permanentes de ligar e desligar.

mento - pressão de óleo, e pelo contato NF 72-71 do contator K8, perda de N_2 . O contator K2 permanecerá ligado, ou seja NA 33-34 fechado, enquanto a mínima pressão de óleo for ≥ 273 bar. O contator K8 permanece desenergizado, portanto NF 72-71 fechado, enquanto a pressão de comando para o sinal de perda de N_2 não for atingida, ou seja, não houver vazamento de N_2 .

Circuito de Abertura

Em geral, disjuntores de alta e extra-alta tensão possuem mais de um circuito de abertura. Isso garante a confiabilidade da abertura. Cada um dos circuitos de abertura é composto pelos seguintes elementos, conforme a Figura 3.22:

Figura 3.22: Circuito de abertura.

Fonte: [43]

Para qual: Y2 e Y3 são as bobinas de abertura, com circuito RC opcional para aumentar a velocidade do disparo; Contatos 153-154 e 163-164 NA da chave auxiliar S1 (fechado na posição correspondente ao disjuntor ligado); Contatos 61-62 e 71-72 NF do contator K10 (bloqueio geral de SF₆-óleo-N₂); Contatos 61-62 e 71-72 NF do contator K11 (sincronismo na abertura).

A ação de abertura será levada a cabo se a bobina Y2 ou Y3, Figura 3.22, for ser energizada quando do recebimento de um comando de abertura. Isso será possível somente se os contadores K10 e K11 estiverem desenergizados, permanecendo fechados seus contatos NF 62-61. O contator K10, Figura 3.21, é comandado por contatos NA de K3 (bloqueio geral de óleo), K5 (bloqueio geral de SF₆) e K8 (perda de N₂). O contator K3 permanecerá desligado enquanto a pressão de óleo for > 253 bar. Já K5 permanecerá aberto enquanto a pressão de SF₆ $> 5,5$ bar. Por fim, K8 permanece desligado enquanto a pressão de comando para o sinal de perda de N₂ não for atingida. Ou seja, não houver vazamento de N₂. Satisfeitas essas condições K10, permanece desligado e seu contato NF 62-61 permanece fechado. Em relação ao contator K11, sincronismo na abertura⁴, no caso de um comando único, só será acionado durante a manobra de abertura através do contato passante⁵ de S1 e, portanto, no instante do comando ele está desligado e o seu contato NF 62-61 fechado, possibilitando a abertura do disjuntor.

Circuito Antibombeamento

O bombeamento de um disjuntor consiste em uma série contínua de operações de abertura e fechamento, ocasionadas por comandos simultâneos e permanentes de ligar e desligar. Se não houvesse um circuito de proteção contra essa situação o disjuntor só sairia desse ciclo quando houvesse a abertura automática do circuito de fechamento pela entrada do bloqueio de mínima pressão de óleo, sem mencionar a possibilidade de dano mecânico ao mesmo ao fim do processo. Observando-se a Figura 3.20, vê-se que o bombeamento é evitado com a adição do contator K7 em paralelo com o circuito de fechamento, sendo que o mesmo possui um retardo em sua energização, permanecendo, por isso, aberto no momento do comando. Como consequência o contator K13 permanece desligado e seu contato NF 62-61 permanece fechado permitindo que o primeiro comando de fechamento seja executado. Decorrido o tempo ajustado para K7, K13 será

⁴Trata-se de um complemento do circuito de antibombeamento. Se o disjuntor, estando aberto receber comandos simultâneos de abertura e fechamento, deve-se assegurar que o comando de abertura só possa ser executado após a confirmação da posição fechada ter sido atingida pelos contatos principais dos três pólos, evitando-se assim desequilíbrio entre pólos.

⁵Contato passante é aquele que modifica seu estado antes da mudança de estado dos contatos principais do equipamento.

3.2 Chaves de Alta Tensão

As chaves podem desempenhar diversas funções no SEP, sendo a mais comum delas a de seccionamento, a qual, por sinal, em conjunto com a chave de terra receberá destaque neste tópico. Pode-se dividir as chaves utilizadas em alta tensão como a seguir [51]:

- a) Seccionadoras:
 - i) servem para “contornar” (*by pass*) equipamentos, seja por necessidade de manutenção ou por uma questão operativa;
 - ii) Isolar equipamentos para execução de manutenção;
 - iii) Manobrar circuitos, modificando assim a topologia do SEP.
- b) Chave de terra - serve para aterrar componentes do SEP que irão sofrer uma intervenção de manutenção, servindo ainda para aterrar a Linha de Transmissão (LT), barramentos e bancos de capacitores em derivação;
- c) Chave de operação em carga - abrir ou fechar determinados circuitos em carga, manobrar reatores ou banco de capacitores.
- d) Chave de aterramento rápido - aterrar componentes energizados do SEP normalmente com o intuito de causar uma falta intencional na rede de forma a sensibilizar esquemas de proteção

3.2.1 Tipos Construtivos

Existem vários tipos de chaves aplicadas em subestações de alta à extra-alta tensão, sendo a escolha de cada uma determinada por uma série de fatores, como por exemplo, nível de tensão, esquema de manobra da subestação, função desempenhada, distâncias elétricas de isolamento, etc. A Figura 3.24 exibe um resumo dos tipos mais comuns de chaves encontradas no SEP.

Figura 3.24: Tipos construtivos de chaves de alta tensão.

Fonte: [51]

Os principais elementos que compõe as chaves serão apresentados com o uso da Figura 3.25.

Figura 3.25: Elementos constituintes das chaves de alta tensão.

Fonte: [51]

Para qual: 1-Base ou estrutura; 2-Mecanismo de operação; 3-Coluna de porcelana; 4-Coluna de porcelana rotativa; 5-Terminal de conexão; 6-Articulação de comando; 7-Haste inferior da articulação principal; 8-Haste superior da articulação principal; 9-Terminal da articulação; 10-Terminal de espera; 11-Mecanismo de comando manual da lâmina principal; 12-Mecanismo de comando manual das lâminas de terra; 13-Haste de acionamento conjunto das lâminas principais; 14-Haste de acionamento conjunto das lâminas de terra; 15-Lâmina principal e 16-Lâmina de terra.

3.2.2 Mecanismo de Operação

O mecanismo de operação pode ser manual ou motorizado. A operação manual é realizada por uma manivela localizada na base da chave seccionadora, conforme a Figura 3.26. A operação motorizada pode ser feita por um único mecanismo que, através de hastes, comanda a operação conjunta dos três pólos, ou por mecanismos independentes para cada pólo do seccionador.

(a) Mecanismo de operação.

(b) Acionamento manual.

(c) Acionamento motorizado.

Figura 3.26: Exemplo de mecanismo de operação para uma chave de alta tensão.

Fonte: [52]

Para qual: 1-Seleção Local/Remoto; 2-Bloqueio mecânico Local/Remoto; 3-Comando elétrico (abrir e fechar) e liberação comando manual e 4-Ponto de inserção manivela para comando manual.

Estas chaves também representam equipamentos biestáveis. A diferença em relação aos disjuntores reside no fato de que para as chaves de alta tensão não existem as BA e BF, e sim um motoredutor que ora possui seu sentido de giro para a esquerda, ora para a direita, através de uma chave reversora de fase.

3.2.3 Sinalização

O estado final de uma chave seccionadora, aberto ou fechado, é visível, uma vez que o contato fixo e o contato móvel da mesma são aparentes. A sua sinalização é realizada, como no caso do disjuntor, através de seus contatos auxiliares, 89a (contato concordante) e 89b (contato discordante). Existe ainda uma sinalização mecânica, em geral, colocada sobre a haste de acionamento. A Figura 3.27 ilustra o exposto.

Figura 3.27: Formas de sinalização de posição para as chaves de alta tensão.

Fonte: [52]

3.2.4 Condições de manobra

As chaves seccionadoras somente podem operar quando houver uma variação de tensão insignificante entre seus terminais, ou nos casos de restabelecimento ou interrupção de correntes insignificantes. Assim, evita-se o risco de dano aos seus contatos principais, pois estes devem ser preservados em boas condições afim de que não se produzam “pontos quentes⁶” quando a chave seccionadora estiver fechada conduzindo corrente [51]. Essa condição de manobra se deve ao fato de que em oposição ao disjuntor, a chave seccionadora possui capacidade de interrupção praticamente nula pois, não possui câmara de extinção. Quanto à chave de terra, essa só pode ser fechada após o circuito a ser aterrado estar desligado.

⁶“Ponto quente” é a designação para elevação de temperatura em um componente do SEP em função de um aumento anormal de sua resistência ôhmica devido a ocorrência de oxidação, corrosão ou falta de contato, por exemplo.

Capítulo 4

Aplicações Desenvolvidas

Neste capítulo serão apresentadas a estrutura laboratorial básica montada para a realização desta pesquisa e os problemas selecionados para estudo. Possíveis variações dessa estrutura e seu uso efetivo serão apresentadas no contexto das aplicações desenvolvidas. Dois casos foram selecionados, a saber: o controle de um *Bay* típico de saída de linha e uma lógica para comutação entre fontes de alta tensão em uma subestação industrial.

4.1 Estrutura Básica Implementada

Os elementos componentes aplicados a construção da estrutura laboratorial utilizada para este trabalho são os mesmos encontrados em subestações reais de energia elétrica, sendo sua montagem e configuração similares ao que de fato se encontraria em campo. Cabe dizer, também, que as demandas exigidas, sejam em desempenho ou aplicação, serão moldadas a partir de necessidades reais do SEP.

Basicamente serão definidas duas subestações de energia elétrica, com a possibilidade de serem caracterizados *Bays* típicos em cada uma delas, conforme a Figura 4.1 e Figura 4.2. Serão propostas aplicações, por exemplo, de controle, supervisão ou intertravamento no interior de cada subestação.

Figura 4.1: Estrutura laboratorial proposta.

Figura 4.2: Aspecto físico para a estrutura laboratorial proposta.

Inicialmente serão necessários os seguintes equipamentos e materiais para compô-la:

Painéis de 19"

Os painéis, com medida padrão de 19", serão utilizados para montagem dos equipamentos utilizados no estabelecimento da estrutura laboratorial proposta. Esses painéis são similares àqueles normalmente encontrados nas subestações de energia elétrica. Foram adquiridos 03 painéis, identificados pelos acrônimos de PNL1, PNL2 e PNL3. Em cada um desses está contida parcela dos equipamentos utilizados. No PNL1 estão instalados alguns relés digitais de proteção utilizados, no PNL2 estão instalados os equipamentos de comunicação e os simuladores de sistemas de potência (caixa de teste para relés). Por fim, o PNL3 contém em natureza os mesmos elementos contidos no PNL1.

Relés digitais de proteção

Serão utilizados relés digitais de proteção existentes nas dependências do LSEE. Algumas características interessantes a respeito dos equipamentos a serem utilizados são a diversidade de fabricantes, funções de proteção existentes e interfaces com o usuário. Todos os equipamentos utilizados possuem um ambiente de programação de usuário. Esses equipamentos serão utilizados tanto para compor as soluções aos problemas em destaque quanto para simular equipamentos de manobra biestáveis, como disjuntores e chaves de alta tensão.

Microcomputadores

Serão utilizados 02 microcomputadores do tipo IBM PC para executar os aplicativos de comunicação, configuração, monitoramento, análise e geração de eventos, para os equipamentos constituintes da referida estrutura laboratorial.

Simuladores de Sistemas de Potência

Serão utilizados 02 simuladores de sistemas de potência (caixa de teste para relés) para simulação de eventos do SEP, como por exemplo, subtensão, interrupção e curto-circuito, e simulação da alimentação auxiliar em corrente contínua típica das subestações de energia elétrica. Esses simuladores serão conectados aos microcomputadores descritos anteriormente através de uma conexão *ethernet* para gerar os fenômenos de interesse.

Switches para rede *Ethernet*

Serão utilizados 02 *switches ethernet* com prioridade de mensagem *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE)¹ para compor um enlace de comunicação de dados entre os equipamentos utilizados na composição básica da estrutura laboratorial estabelecida. Estes *switches* possuem portas de comunicação do tipo 10Mbps com conector ST para fibra óptica, portas do tipo 100Mbps com conector ST para fibra óptica e portas do tipo 10/100Mbps com conectores do tipo RJ45.

¹É uma mensagem ou mecanismo de transmissão rápida de eventos de subestações, que contém o relatório assíncrono de eventos dos IEDs como comandos, alarmes, indicações e mensagens.

Patch panel

Será utilizado um *patch panel* para estruturação do cabeamento *Ethernet*, UTP-Categoria 5e. Todos os equipamentos existentes na referida estrutura serão conectados ao *patch panel* e a partir dele poderão ser ligados a qualquer um dos *switches* existentes, fazendo parte, ora de uma subestação simulada ou de outra. Isso agrega maior flexibilidade as aplicações desenvolvidas e a composição de casos a serem estudados.

Conversor de interface

Será utilizado um conversor de interface RS-485 para *Ethernet* com o propósito de integrar certos relés de proteção digital existentes no LSEE a estrutura laboratorial desta pesquisa.

Materiais de consumo e ferramentas

Serão utilizados diversos materiais para compor a estrutura desejada, como por exemplo uma caixa de cabo UTP-Categoria 5e, uma bobina de cabo manga com 26 vias, conectores RJ45, abraçadeiras, condutores elétricos, *no-break*, parafusos do tipo porca-gaiola, uma bobina de fibra óptica com 25 Km de comprimento, para simular a conexão entre subestações, fita isolante, etc. Quanto as ferramentas, serão utilizadas ferramentas para construção de redes de comunicação de dados, como alicate crimpador, testadores de cabo, etc, além de ferro de solda, multiteste, alicates diversos, como universal, de bico e de corte, chaves de fenda, chaves de precisão, entre outras.

Softwares

Serão utilizados *softwares* para configuração e controle dos equipamentos, como por exemplo o *AcSELerator QuickSet*, versão 4.3.8.0, o *EnerVista Launchpad*, versão 4.40 e o *AcSELerator Architect*, versão 1.1.71.0, além de aplicativos para análise, registro, monitoração e geração de eventos, como o SEL-5601 *Analytic Assistant*, versão 2.2.0, e o *ProtTest*, versão 2.06. Alguns desses serão nativos dos equipamentos com os quais se está trabalhando, outros serão aplicativos de propósito geral que se adequam as necessidades deste trabalho.

4.2 Prioridade de Processamento entre Funções de Proteção e Lógicas de Usuário

Uma consideração inicial, e relevante, quanto ao uso de programações de usuário reside na seguinte pergunta: ao haver uma requisição de uma função de proteção no mesmo instante em que se faz uma requisição para uma função de usuário, qual delas será executada primeiro? A pertinência da pergunta reside em um dos dogmas da proteção, a velocidade de atuação. Ou seja, é inadmissível que uma característica acessória do relé digital de proteção cause um atraso na atuação de uma função de proteção.

Para responder a essa pergunta foi elaborado o seguinte teste. Duas saídas do tipo NA do equipamento sob teste foram programadas a partir dos circuitos vistos na Figura 4.3.

Figura 4.3: Programação de usuário aplicada ao teste de prioridade.

A saída 1 pode ser fechada por um comando manual do usuário, através do botão PB1, ou através de um valor de corrente aplicado na entrada de corrente correspondente a fase A do equipamento sob ensaio. Se tal corrente for maior ou igual a 5A, então, a saída 1 será sensibilizada, passando do estado aberto para fechado. Esta saída representa o resultado líquido de uma função de usuário.

A saída 2 pode ser fechada por um comando manual do usuário, através do botão PB2, ou através do comando de *TRIP* enviado pela função de sobrecorrente instantânea, ANSI 50. Essa função de proteção foi ajustada para o valor de 5A. Esta saída representa o resultado líquido de uma função de proteção.

Concluída a programação mencionada foi montado o esquema de ensaio visto na Figura 4.4. O ensaio foi conduzido da seguinte forma. Com o auxílio do simulador de sistemas de potência foi aplicado um valor de corrente alternada de 5A à frequência de 60Hz ao relé. Então, através do relatório de eventos do equipamento sob teste foi medido o instante de tempo em que cada saída foi fechada.

Esse teste foi repetido dez vezes, sendo que os resultados de cada medição e a diferença de tempo médio de fechamento entre as saídas podem ser vistos na Tabela 4.1.

Figura 4.4: Esquema de ensaio para o teste de prioridade de processamento.

Tabela 4.1: Resultados para o teste de prioridade de processamento.

Repetição	Número	Saída	Estampa de Tempo (h)
01		Saída 1	20:36:57:275
		Saída 2	20:36:57:271
02		Saída 1	20:40:42:342
		Saída 2	20:40:42:333
03		Saída 1	20:48:26:300
		Saída 2	20:48:26:296
04		Saída 1	20:49:10:450
		Saída 2	20:49:10:446
05		Saída 1	20:49:42:650
		Saída 2	20:49:42:648
06		Saída 1	20:52:08:696
		Saída 2	20:52:08:691
07		Saída 1	20:53:17:441
		Saída 2	20:53:17:437
08		Saída 1	20:55:02:008
		Saída 2	20:55:02:004
09		Saída 1	20:57:59:395
		Saída 2	20:57:59:391
10		Saída 1	20:58:38:679
		Saída 2	20:58:38:674
Diferença média entre a saída 1 e 2 = 4,5 ms			

Como conclusão dos resultados obtidos neste ensaio, pode-se dizer que se houver uma requisição simultânea de uma função de proteção e função de usuário, esta não causará atraso de processamento para as funções de proteção. Logo, um defeito no SEP não permanecerá por tempo maior do que aquele previsto na ordem de ajustes da proteção.

4.3 Comutação Automática entre Fontes de Alta Tensão

A qualidade da energia elétrica tornou-se tópico fundamental de discussão para seus produtores e consumidores. Depreende-se, então, uma associação direta entre satisfação dos clientes e questões financeiras de ambos. As Variações de Tensão de Longa Duração (VTLD) são fenômenos que afetam a tensão tida como normal em um SEP. Para processos produtivos complexos e sensíveis é de suma importância construir e operar o SEP associado de forma a garantir o fornecimento contínuo de energia dentro de padrões aceitáveis. Uma estratégia para atingir esse objetivo é prover a subestação de entrada com duas LT vindas de barramentos distintos da concessionária, garantindo uma maior confiabilidade da fonte de alimentação. Esta aplicação explícita, pelo emprego de relés digitais de proteção, o desenvolvimento e implementação de uma lógica para comutação automática entre fontes de alimentação em alta tensão visando o fornecimento contínuo da energia.

4.3.1 Contexto da Aplicação

A universalização do fornecimento e a qualidade da energia elétrica são dois pontos de debate, aparentemente conflitantes, existentes para as empresas da indústria energética, para seus consumidores e para os governos, em suas várias esferas. Se para regiões em desenvolvimento o primeiro item torna-se majoritário, é de conhecimento que quando de sua solução o segundo entra em foco e passa, então, a ser de justa reivindicação, pois sua ausência pode acarretar em diversos problemas.

Tem-se como entendimento que a qualidade da energia é um conjunto de limites elétricos que garantem o adequado funcionamento de um equipamento sem influenciar sobremaneira em seu desempenho ou ainda diminuir de forma apreciável sua vida útil [53].

Das várias grandezas elétricas existentes, a qualidade da energia está adequadamente caracterizada sobre a tensão, pois ela está sob o controle das empresas produtoras de energia elétrica e portanto, passível de manipulação e padronização [54]. O mesmo não se pode dizer a respeito da corrente elétrica pois, a mesma é definida pela natureza da carga conectada ao SEP [55].

Dois indicadores de qualidade da energia, especialmente aceitos em sistemas de sub-transmissão e distribuição são a continuidade no fornecimento da energia e a magnitude da tensão no SEP, ambos devendo estar inseridos em patamares pré-estabelecidos de variação. Sendo assim, a partir da definição de indicadores adequados sobre uma grandeza elétrica de monitoramento é possível

estudar certos fenômenos elétricos e correlacioná-los à qualidade da energia elétrica.

Convencionado o que é a qualidade da energia e sobre qual grandeza é definida, então é necessário conjecturar de sua necessidade. Se em linhas anteriores mencionou-se que a falta da mesma acarreta em dissabores, torna-se imediato perguntar, quais são? De uma maneira geral, falam-se de problemas econômicos, pois, qualquer causa técnica irá, por fim, implicar em prejuízo financeiro, seja por perda de negócios ou vendas, perdas por equipamentos, alimentos e produtos estragados, entre outros. No caso de um consumidor industrial, o custo de uma parada em seu processo produtivo resulta da perda de produção, danos em equipamentos e instalações, matérias primas ou produtos finais estragados ou danificados, ociosidade forçada da mão de obra, operação de equipamentos de emergências, etc [56, 57]. Explicitamente é um problema global, ou seja, afeta consumidores industriais, residenciais e comerciais. A análise das consequências ou implicações de certos fenômenos elétricos a partir da ótica determinada é peça chave para o estabelecimento de estratégias para qualidade da energia.

4.3.2 Fenômenos de Interesse

As VTLD são um conjunto de fenômenos que afetam a tensão tida como normal em um SEP. Basicamente são contidos nas VTLDs três fenômenos, a sobretensão, a subtensão e a interrupção sustentada. Nesta aplicação serão enfocados apenas dois deles: subtensão e interrupção sustentada, devido ao fato de ambos serem causadores de uma variada gama de problemas nas instalações elétricas, alguns destes permanentes. O mesmo pode ser dito a respeito da sobretensão.

A subtensão é definida como sendo uma diminuição na amplitude da tensão para valores abaixo de 90% do seu valor usual por um tempo maior que 1 minuto, à frequência fundamental do sistema, sem a presença de harmônicas [55]. Algumas das consequências associadas a esse tipo de distúrbio são [54]:

- Possível interrupção da operação de equipamentos eletrônicos, tais como computadores e controladores eletrônicos;
- Redução do índice de iluminamento para os circuitos de iluminação incandescente;
- Elevação do tempo de partida das máquinas de indução, o que contribui para a elevação de temperatura dos enrolamentos e aumento nos valores das correntes

do estator de um motor de indução quando alimentado por uma tensão inferior à nominal;

- Redução da potência reativa fornecida por bancos de capacitores ao sistema.

A interrupção sustentada é definida quando o fornecimento de tensão permanece em zero por um período de tempo que excede 1 minuto. As interrupções maiores do que 1 minuto são geralmente permanentes e requerem a intervenção humana para reparar e retornar o sistema à operação normal no fornecimento de energia [54].

A consequência de uma interrupção sustentada é o desligamento dos equipamentos, exceto para aquelas cargas protegidas por sistemas *no-break* ou por outras formas de armazenamento de energia. Quando da não existência de fontes alternativas, o prejuízo econômico envolvido é grande, em decorrência de todo o processo e da retomada do mesmo ao nível industrial. No caso de interrupção sustentada o prejuízo é ainda maior, visto que o tempo de duração da interrupção é muito grande, comparado com o da interrupção de curta duração, retardando a retomada do processo produtivo [54].

Vale comentar que no caso de interrupções de curta duração, o desligamento de equipamentos também acarreta em grandes prejuízos às indústrias

4.3.3 Objetivo e Estratégia para Qualidade da Energia

Esta aplicação objetiva o desenvolvimento e implementação em ambiente laboratorial de uma lógica de monitoramento e comutação automática entre fontes de alta tensão em uma subestação industrial para minimizar os efeitos das subtensões e interrupções sobre um ambiente fabril, especialmente aquelas que possuem processos produtivos contínuos².

Do ponto de vista de infra-estrutura é sugerida a construção de uma subestação de entrada em alta tensão provida por duas LTs, vindas de barramentos distintos da concessionária de energia elétrica local [58]. Esta solução irá apresentar uma melhor relação custo-benefício caso já exista infraestrutura da concessionária para recebimento de duas LTs vindas de pontos distintos do sistema em questão.

Para a parte lógica desse arranjo serão usados relés digitais comerciais como ferramenta para o desenvolvimento e implementação do controle e monitoramento de ambas as LT.

²Por processo contínuo entenda-se uma empresa que mantém suas atividades produtivas durante 24h/dia.

Em resumo, será apresentada uma estratégia em alta tensão para se buscar níveis de qualidade da energia desejados em um ambiente de manufatura. Cabe mencionar que, em geral, uma combinação de soluções em alta e baixa tensão são utilizadas para tal fim, como por exemplo a existência de um conjunto de *no-breaks* industriais suprindo cargas eletroeletrônicas sensíveis como PLCs, enquanto que um forno industrial, por exemplo, possui redundância em sua fonte de alimentação em média tensão. Essas soluções não são excludentes e sim complementares, cabendo, sempre, uma minuciosa análise para estabelecer qual será, por fim, a estratégia usada para garantir qualidade da energia sob o ponto de vista do consumidor.

4.3.4 Topologia e Operação da Subestação

Antes de ser iniciada propriamente a apresentação da subestação “caso” escolhida, é adequado apresentar uma série de mnemônicos para entendimento das informações contidas nas figuras e tabelas vindouras.

- SEn – Subestação n da concessionária de energia, com $n=[A,B]$;
- PR-n – Pára-raios n, com $n=[1,2]$;
- TP-n – Transformador de Potencial n, com $n=[1,2]$;
- DJ-k.n – Disjuntor de Alta Tensão n, pertencente ao vão k, com $n=[1,2]$ $k=[1,2]$;
- DJ-A – Disjuntor de acoplamento;
- CT-n – Chave seccionadora de aterramento n, com $n=[1,2]$;
- CS-k.n – Chave seccionadora de linha n, pertencente ao vão k, com $n=[1,2]$ e $k=[1,2]$;
- 27-k.n – Função de subtensão com k estágios, pertencente ao vão n, com $k=[1,2]$ e $n=[1,2]$;
- *TRIP* – Sinal de natureza elétrica enviado por uma função de proteção a um disjuntor de alta tensão para promover sua abertura;
- Pkp – Grandeza de natureza primária elétrica, mecânica ou térmica que promove a sensibilização de uma função de proteção;
- Ln – Led n para sinalização de eventos, com $n=[1,2,3,4,5,6,7,8]$;
- $[xx]$ – Contato de saída normalmente aberto do equipamento;
- (xx) – Contato de entrada do equipamento;
- Tn – Temporizador n, com $n=[1,2,3,4]$;
- TF-n – Transformador de potência n, com $n=[1,2]$.

Um arranjo construtivo para a subestação de entrada, proposto a partir da estratégia de qualidade da energia estabelecida, pode ser visto na Figura 4.5. Ele é composto por dois vãos idênticos. Cada vão possui um conjunto de pára-raios, (PR-n), Transformadores de Potencial, (TP-n), Chave de Aterramento, (CT-n), Chaves Seccionadoras de Linha, (CS-k.n) e Disjuntor de Alta Tensão, (DJ-k.n). O vão número 1 é definido como principal ou majoritário, sendo responsável, em condição normal de tensão, por suprir as cargas da instalação. O vão número 2 é definido como secundário ou retaguarda, sendo responsável por suprir as cargas da instalação caso exista um problema de subtensão ou interrupção referente a LT1 proveniente da SEA.

Figura 4.5: Topologia para subestação de entrada.

As chaves Seccionadoras de linha, (CS-1.1 e CS-1.2), e o Disjuntor de Alta Tensão, (DJ-1.1), do vão 1, em condição normal de operação estarão fechadas. A chave de Aterramento, (CT-1)

só é fechada durante a preparação para serviços de manutenção e após ser confirmada ausência de tensão na linha correspondente. Já para o vão 2 as chaves Seccionadoras de Linha, (CS-2.1 e CS-2.2) estarão fechadas, a chave de Aterramento, (CT-2) estará aberta e será fechada sob as mesmas condições de CT-1. O Disjuntor de Alta Tensão DJ-2.1 estará aberto, sendo seu fechamento determinado por comando manual de um operador ou pela lógica de transferência entre fontes de alta tensão quando da ocorrência de subtensão ou interrupção na LT1 proveniente da SEA. Por uma questão de objetividade e simplicidade do desenho, a Figura 4.5 contém apenas os vãos de entrada da subestação de alta tensão. Os demais disjuntores, chaves seccionadoras, ramais alimentadores e subestações unitárias foram omitidos.

4.3.5 Arranjo Lógico

A Figura 4.6 apresenta a parcela de controle para a solução proposta. Ela é composta por dois relés digitais de proteção com capacidade de comunicação, programação de usuário, registro de eventos, oscilografias, medição, com entradas e saídas de controle.

Figura 4.6: Estrutura lógica proposta.

A tensão das linhas LT1 e LT2 é monitorada através dos TPs correspondentes TP-1 e TP-2, respectivamente. Podem ser usados enrolamentos de três TPs, ligados em estrela por exemplo, ou apenas um enrolamento de um TP para prover a tensão de monitoramento à função de subtensão, pois a mesma é segregada por fase. Contudo, recomenda-se o uso de 3 TPs. Dessa forma a cobertura da linha para os problemas em foco é aumentada.

Cada relé digital que compõe o esquema contém uma parcela da programação total que forma esse arranjo de monitoramento e controle das LT. O funcionamento da lógica será explicado a partir do item 4.3.6.

4.3.6 Programação de Controle e Supervisão Desenvolvida

O funcionamento da lógica desenvolvida está dividido em três partes fundamentais: 1º ciclo de comutação, 2º ciclo de comutação e sinalizações.

Primeiro Ciclo de Comutação

A Figura 4.7 mostra o primeiro ciclo de comutação, responsável pela passagem da alimentação das cargas da LT1 Primária para a LT2 Secundária.

Figura 4.7: 1º ciclo de comutação.

O início deste ciclo se dá quando o estágio de subtensão 27-1.1 *Trip* ou de interrupção 27-2.1 *Trip* é ativado, implicando em abertura imediata do disjuntor DJ-1.1. Simultaneamente a informação referente ao estágio da função 27 sensibilizada é enviada para o relé 2. Para que o comando de fechamento do disjuntor DJ-2.1 seja gerado, é necessário que não exista nenhum evento de subtensão 27-1.2 ou de interrupção 27-2.2 em curso na LT2 proveniente da SEB. Além

disso, o estado aberto do disjuntor DJ-1.1 é enviado e avaliado pela lógica contida no relé 2, como critério adicional de estabilidade. Satisfeitas estas condições, será aguardado um tempo de segurança de 0,1s, para que então o disjuntor DJ-2.1 seja fechado. Este tempo é necessário para se garantir que duas fontes de alimentação em alta tensão não serão colocadas em paralelo. Uma justificativa para essa restrição de operação deve-se ao fato de que o fechamento de um anel em 69kV pode aumentar o valor da potência de curto-circuito em pontos do sistema, o que pode implicar em superação da capacidade de interrupção de certos disjuntores. O valor de ajuste para T1 não é aleatório, ele é composto pelo tempo de abertura do disjuntor acrescido de uma margem de segurança. A qual é definida de forma empírica, ou seja, baseada na experiência do profissional que está executando este estudo, para que o objetivo do mesmo seja alcançado de forma segura e pertinente. Para este estudo está sendo considerado um disjuntor de 69kV com acionamento por mola, o que implica em dizer que o tempo de abertura está em torno de 40 ms e o tempo de fechamento em 70ms [43].

Segundo Ciclo de Comutação

A Figura 4.8 mostra o segundo ciclo de comutação, responsável pelo retorno da alimentação das cargas através da LT2 secundária para a LT1 principal.

Figura 4.8: 2º ciclo de comutação.

Este ciclo é iniciado quando as condições de subtensão ou interrupção na LT1 principal desaparecem. Contudo, a comutação das LT não ocorre imediatamente. É preciso que a tensão

se mantenha estável, ou seja, acima de um valor pré-definido, por um intervalo de tempo de 60s, alocado a T2 e a T3 em LT1. Este é um tempo de estabilização necessário para a geração do comando de abertura sobre DJ-2.1. Serve para prevenir o sistema contra falso restabelecimento da tensão da linha principal, mantendo, portanto, DJ-2.1 fechado e DJ-1.1 aberto caso a tensão na linha principal não se mantenha acima de 0,8 pu do valor tido como normal para operação. O estado aberto do disjuntor DJ-1.1 é usado como critério adicional de segurança contra falsa operação deste ciclo. É contemplada também, a possibilidade de defeito na LT2, sendo o mesmo eliminado pelos estágios de subtensão e interrupção 27-1.2 e 27-2.2, respectivamente, desta LT. O estado fechado do disjuntor DJ-2.1 é usado como critério de prevenção contra aplicação do comando de *TRIP* sobre si em estado aberto.

Decorrido o tempo de estabilização, é gerado um sinal no relé 2 que promove a abertura do disjuntor DJ-2.1, e que é simultaneamente enviado ao relé 1. Este, em conjunto com o estado aberto do disjuntor DJ-2.1 (estabilidade adicional) irá fechar o disjuntor DJ-1.1. O fechamento do disjuntor DJ-1.1 é retardado em 0,1s pelo temporizador T4, para, como no primeiro ciclo de comutação, garantir que apenas uma fonte de alimentação seja acoplada à carga por vez.

Sinalizações para os Vãos

Para auxiliar a equipe de manutenção elétrica, quando da ocorrência de um evento, foram estabelecidas várias sinalizações indicativas, que podem ser vistas na Figura 4.9.

Relé 1

Figura 4.9: Sinalizações para o vão 1.

Por uma questão de simplicidade serão apresentadas apenas as sinalizações referentes ao vão 1, ressaltando que as sinalizações para o vão 2 tratam dos mesmos fenômenos, porém com referência

a LT2 proveniente da SEB. As sinalizações dos *Leds* L1, L2, L3, L4, L6 e L7, referem-se a um tipo de evento em particular ou parcela do evento ocorrido na LT1 vinda da SEA. Já as sinalizações referentes aos *Leds* L5 e L8 tratam de eventos de subtensão e interrupção, respectivamente, ocorridos simultaneamente em ambas as LT. Esses mesmos elementos de sinalização são utilizados para a composição dos registros de eventos, cada um deles com uma respectiva estampa de tempo. Dessa forma, pode-se acompanhar o início e evolução do evento sob análise, agregando informações suficientes para a emissão de relatório de ocorrência, com apontamento seguro de causa geradora do mesmo.

Ajustes da Função de Subtensão

Ambos os ciclos de comutação apresentados, Figura 4.7 e Figura 4.8, utilizam a função de subtensão, ANSI 27, para discernir se há um problema de subtensão ou interrupção na LT1 ou na LT2. Esta função de proteção é segregada por fase, ou seja, as fases A, B e C, detectam e decidem se existe um problema de subtensão ou interrupção, no SEP ao qual o relé está conectado, de forma independente uma da outra. O funcionamento da função de subtensão, de forma genérica, será descrito com o auxílio da Figura 4.10.

Figura 4.10: Descrição genérica para a função 27.

O módulo da tensão da fase A é avaliado pela função 27 em dois blocos de comparação de ajuste. O valor $U_{<}$, regulado para 0,8pu (53V) da tensão normal do sistema, representa o ajuste de subtensão. Existe uma temporização associada a este estágio, a qual é representada por $T_{U_{<}}$, o valor programado é igual a 1 minuto. Se o valor da tensão na fase A do sistema ficar em um valor menor ou igual a 0,8pu da tensão normal do sistema, então, haverá a sinalização desse fato através do envio da ocorrência de *pick-up* desse estágio. Em adição a isso, o temporizador $T_{U_{<}}$ será iniciado e irá começar a contar o tempo para envio do comando de *TRIP* referente a esse estágio da função 27 para o disjuntor ou disjuntores associados. Já o estágio $U_{\ll}$, regulado para 0,1pu (7V) da tensão normal do sistema, representa o ajuste de interrupção. Existe uma temporização associada a este estágio, a qual é representada por $T_{U_{\ll}}$, o valor programado é igual a 1 segundo. Se o valor da tensão na fase A do sistema ficar em um valor menor ou igual a 0,1pu da tensão normal do sistema, então, haverá a sinalização desse fato através do envio da ocorrência de *pick-up* desse estágio. Em adição a isso, o temporizador $T_{U_{\ll}}$ será iniciado e irá começar a contar o tempo para envio do comando de *TRIP* referente a esse estágio da função 27 para o disjuntor ou disjuntores associados. A Figura 4.11 apresenta graficamente os ajustes propostos.

Figura 4.11: Curva de atuação para a função 27.

Para qual: V_1 - Ajuste de subtensão; t_1 - Temporização para subtensão; V_2 - Ajuste de interrupção e t_2 - Temporização para interrupção.

4.3.7 Arranjo de Ensaio

Para o caso em estudo foi proposta a montagem ilustrada na Figura 4.12, composta por um simulador de sistemas de potência (caixa de teste), que fará o papel das duas fontes de alimentação em alta tensão e três relés digitais. Um relé será responsável pelo primeiro ciclo de comutação, outro pelo segundo ciclo de comutação e o terceiro será empregado para o papel de simulador de equipamentos biestáveis. Tratam-se de três equipamentos distintos em modelo e família.

Figura 4.12: Montagem laboratorial.

Para a qual: 1-Simulador de Equipamentos; 2-Comutação LT1; 3-Comutação LT2; 4-Tensão Contínua; 5-Tensão Alternada; 6-Troca de Informações e 7-Caixa de Teste.

Como este trabalho foi desenvolvido em ambiente laboratorial, os disjuntores não estavam disponíveis para receber os comandos de abertura e/ou fechamento e fornecer informações sobre seu estado aberto ou fechado. A solução encontrada foi utilizar um relé digital para simulá-los, demandando para isso na capacidade de comunicação e programação. Com o conhecimento sobre o comportamento biestável e da forma pelas quais os equipamentos a serem manobrados (disjuntor DJ-1.1 e DJ-2.1) fornecem indicação a respeito do seu estado atual (aberto ou fechado), foi composta a programação de simulação destes equipamentos, a qual pode ser vista na Figura 4.13, exemplificada para o disjuntor DJ-1.1.

Figura 4.13: Simulador para disjuntor.

Para a qual: L1 - *Led* 1 que indica disjuntor aberto; L2 - *Led* 2 que indica disjuntor fechado; L3 - *Led* 3 que indica que o contato 52b está fechado e L4 - *Led* 4 que indica que o contato 52a está fechado.

4.3.8 Conexões para Troca de Informações

Nesta etapa de montagem, o foco passou a ser as conexões para a troca de informações entre o simulador de equipamentos e os relés digitais, conforme Figura 4.14.

Figura 4.14: Conexões elétricas realizadas.

Para a qual: [xx] - contato NA do equipamento e (ii) - entrada digital do equipamento.

Essas ligações simulam o circuito funcional de uma subestação. O qual tem a função de ser uma via para troca de informações entre os equipamentos nela contidos, como por exemplo, recebimento do estado do disjuntor e envio do comando de fechamento sobre ele. Para tanto, são utilizados condutores metálicos de cobre com classe de isolamento para baixa tensão. Os vários subcircuitos formados são conectados a alimentação auxiliar em corrente contínua da subestação. O valor de tensão da alimentação auxiliar, no caso desta aplicação, é de $\pm 33V_{dc}$. Valor este associado ao nível lógico 1, qualquer valor de tensão contínua abaixo desse é considerado como nível lógico zero. Tomando como referência o subcircuito de abertura do disjuntor 1.1, visto na Figura 4.14, seu funcionamento ocorre como descrito a seguir. O contato NA de saída [01] do relé 1 possui dois bornes de entrada. O primeiro deles é conectado ao valor de $+ 33V_{dc}$ da alimentação auxiliar. O segundo borne do contato NA [01] de saída do relé 1 é conectado ao primeiro borne da entrada digital (02) do simulador. O segundo borne dessa entrada é conectado ao valor de $- 33V_{dc}$ da alimentação auxiliar. Quando ocorrer o fechamento do contato NA de saída [01] do relé 1, haverá o envio do comando de abertura do disjuntor 1.1 ao simulador. Este por sua vez será recebido pela entrada digital (02), que faz o papel de BF. Por fim, a lógica do simulador irá assimilar essa informação e ocorrerá a mudança de estado do disjuntor 1.1.

4.3.9 Resultados Encontrados

Uma série abrangente de testes foi realizada. Tal conjunto de verificação foi composto por subtensões e interrupções, trifásicas e monofásicas. Estas foram aplicadas em cada uma das LTs em diversas combinações, vindo a caracterizar uma gama de situações representativas de defeito e operação pelas quais o sistema em estudo poderia passar. Os sinais caracterizados foram gerados com o auxílio de um simulador de sistemas de potência (caixa de teste) através de um aplicativo de *software* nativo desse equipamento. É adequado dizer, que esse aplicativo cria sinais senoidais para os quais o usuário define o tipo do sinal, tensão ou corrente, a amplitude, fase e frequência fundamental. Para o entendimento dos resultados a serem apresentados alguns mnemônicos foram definidos e podem ser observados na Tabela 4.2. Os resultados dos testes podem ser observados na Tabela 4.3 e Tabela 4.4.

O Teste 01 será utilizado como exemplo de condução dos ensaios realizados, assegurando, portanto, o entendimento e a repetibilidade dos mesmos. Inicialmente deve ser montado o circuito de ensaio de acordo com a Figura 4.12. Aplica-se então, via caixa de teste, um valor de tensão contínua de $33V_{dc}$ sobre as conexões elétricas para troca de informação, simulando o circuito

funcional de uma subestação real.

No que segue, são aplicadas tensões trifásicas nominais aos relés 1 e 2, simulando as fontes de alimentação em alta tensão provenientes da SEA e SEB. Tal valor corresponde a 66,4 V aplicados a 60Hz e em seqüência positiva. Para o valor da Relação de Transformação de Potencial (RTP) utilizado nos relés 1 e 2, 69.000:115V, o valor aplicado corresponderá a 69kV. A conexão dos canais de tensão entre a caixa de teste e os relés é feita em estrela. Este valor nominal é mantido por 1 minuto.

Cria-se então, um evento de subtensão trifásica na LT1 proveniente da SEA, enquanto a tensão na LT2 é mantida em seu valor nominal. O valor de tensão nas três fases da LT1 é reduzido em degrau para um valor correspondente a 0,8pu do valor nominal, mantendo a fase e a frequência anteriores ao início da subtensão. Este evento é mantido por 3 minutos.

Decorrido o primeiro minuto após a inserção da subtensão trifásica na LT1, o primeiro ciclo de comutação é iniciado. Implicando na abertura do disjuntor DJ-1.1 e fechamento do disjuntor DJ-2.1. Findo o tempo de duração do evento, vê-se que não houve nenhuma mudança no estado atual dos disjuntores. Então, o valor de tensão trifásica da LT1 proveniente da SEA é restabelecido ao seu valor nominal, o qual é sustentado por 3 minutos.

Transcorrido o primeiro minuto após o restabelecimento da tensão nominal da LT1, o segundo ciclo de comutação é iniciado. Implicando na abertura do disjuntor DJ-2.1 e fechamento do disjuntor DJ-1.1. Decorrido o tempo de 3 minutos, observa-se que não houve nenhuma mudança no estado atual dos disjuntores. Como conclusão deste teste, pode-se dizer que o comportamento da lógica foi como o esperado e, portanto, o esquema de comutação automática funcionou perfeitamente nesta condição. O mesmo pode ser dito em relação aos demais testes, ou seja, para todas as condições evidenciadas a lógica de comutação automática entre fontes de alta tensão forneceu a resposta esperada.

Tabela 4.2: Mnemônicos para entendimento da Tabela 4.3 e Tabela 4.4.

Mnemônico	Significado
A-DJ1.1	Abrir DJ-1.1
A-DJ2.1	Abrir DJ-2.1
F-DJ1.1	Fechar DJ-1.1
F-DJ2.1	Fechar DJ-2.1
F-A-DJ2.1	Fechar Disjuntor 2.1-Abrir Disjuntor 2.1

Continua na próxima página

Tabela 4.2 – Continuação

Mnemônico	Significado
I3Ø	Interrupção trifásica
I1ØA	Interrupção fase “A”
I1ØB	Interrupção fase “B”
I1ØC	Interrupção fase “C”
PA-DJ2.1	Disjuntor 2.1 permanece Aberto
PF-DJ1.1	Disjuntor 1.1 permanece Fechado
ST 3Ø	Subtensão trifásica
ST 1ØA	Subtensão fase “A”
ST 1ØB	Subtensão fase “B”
ST 1ØC	Subtensão fase “C”
ST 3Ø-A	Subtensão trifásica (com atraso)
ST 3Ø-I	Subtensão trifásica-interrupção trifásica
ST 1ØA-I	Subtensão fase “A”-Interrupção fase “A”
ST 1ØB-I	Subtensão fase “B”-Interrupção fase “B”
ST 1ØC-I	Subtensão fase “C”-Interrupção fase “C”
TN3Ø	Tensão trifásica normal
TN1ØA	Tensão normal fase “A”
TN1ØB	Tensão normal fase “B”
TN1ØC	Tensão normal fase “C”

Tabela 4.3: Primeiro ciclo de comutação.

Teste N.	Situação		Resultado	
	LT1	LT2	LT1	LT2
1	ST 3Ø	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
2	ST 1ØA	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
3	ST 1ØB	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
4	ST 1ØC	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
5	ST 3Ø	ST 3Ø	A-DJ1.1	PA-DJ2.1
6	TN 3Ø	ST 3Ø	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
7	TN 3Ø	ST 1ØA	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1

Continua na próxima página

Tabela 4.3 – Continuação

Teste N.	Situação		Resultado	
	LT1	LT2	LT1	LT2
8	TN 3Ø	ST 1ØB	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
9	TN 3Ø	ST 1ØC	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
10	ST 3Ø	ST 3Ø-A	A-DJ1.1	PA-DJ2.1
11	ST 3Ø-A	ST 3Ø	A-DJ1.1	PA-DJ2.1
12	ST 3Ø-I	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
13	ST1ØA-I	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
14	ST1ØB-I	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
15	ST1ØC-I	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
16	I-3Ø	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
17	I-3Ø	I-3Ø	A-DJ1.1	PA-DJ2.1
18	I-1ØA	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
19	I-1ØB	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
20	I-1ØC	TN 3Ø	A-DJ1.1	F-DJ2.1
21	TN 3Ø	I-3Ø	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
22	TN 3Ø	I-1ØA	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
23	TN 3Ø	I-1ØB	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
24	TN 3Ø	I-1ØC	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1

Tabela 4.4: Segundo ciclo de comutação.

Teste N.	Situação		Resultado	
	LT1	LT2	LT1	LT2
1	TN 3Ø	TN 3Ø	F-DJ1	A-DJ2
2	TN 1ØA	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
3	TN 1ØB	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
4	TN 1ØC	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
5	TN 3Ø	TN 3Ø	F-DJ1.1	PA-DJ2.1
6	TN 3Ø	TN 3Ø	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
7	TN 3Ø	TN 1ØA	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
8	TN 3Ø	TN 1ØB	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1

Continua na próxima página

Tabela 4.4 – Continuação

Teste N.	Situação		Resultado	
	LT1	LT2	LT1	LT2
9	TN 3Ø	TN 1ØC	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
10	TN 3Ø-A	TN 3Ø	F-DJ1.1	F-A-DJ2.1
11	TN 3Ø	TN 3Ø-A	F-DJ1.1	PA-DJ2.1
12	TN 3Ø	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
13	TN 3Ø	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
14	TN 3Ø	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
15	TN 3Ø	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
16	TN 3Ø	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
17	TN 3Ø	TN 3Ø	F-DJ1.1	PA-DJ2.1
18	TN 1ØA	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
19	TN 1ØB	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
20	TN 1ØC	TN 3Ø	F-DJ1.1	A-DJ2.1
21	TN 3Ø	TN 3Ø	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
22	TN 3Ø	TN 1ØA	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
23	TN 3Ø	TN 1ØB	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1
24	TN 3Ø	TN 1ØC	PF-DJ1.1	PA-DJ2.1

4.3.10 Comentários Finais

Pelo apresentado, a lógica de monitoramento e comutação entre fontes de alta tensão, baseada em unidades de subtenção, ANSI 27, mostrou-se estável, eficaz e com elevada confiabilidade para atender o objetivo inicial deste trabalho. Por meio desta, é possível garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica a um consumidor industrial frente às VTLD enfocadas, pois, para todo o conjunto de ensaio observado, os resultados foram os esperados. Cabe dizer que a aplicação é portátil, ou seja, pode ser usada em qualquer relé digital comercial que possua elementos dos sistemas digitais, como portas *AND*, *OR*, *NOT*, *Flip-Flops* e temporizadores. É adequado também atentar para o fato de que as lógicas desenvolvidas com a preocupação de serem genéricas possuem sua vida útil significativamente aumentada, visto que podem ser usadas em qualquer relé digital comercial que possua os elementos da lógica digital tradicional. Vale frisar que o custo de desenvolvimento da solução torna-se atraente, pois as empresas em sua grande maioria

já possuem os equipamentos e *softwares* instalados, bem como recurso humano capacitado para desenvolver tal solução. Por fim, a partir da análise dos resultados pode-se dizer que a lógica desenvolvida é efetiva também para o caso das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD). Mais especificamente, para os fenômenos de interrupção, momentânea, temporária e permanente, e afundamento, momentâneo e temporário, em função dos seus tempos de duração e valores de referência para variação da amplitude da tensão [55].

4.4 Controle de *Bay*

Botoeiras, contadores, relés temporizadores e auxiliares, lâmpadas para sinalização/indicação, além de considerável fiação elétrica marcam uma das primeiras estruturas para controle de equipamentos biestáveis de manobra como disjuntores e chaves de alta tensão. Essas estruturas funcionavam a contento, contudo implicavam em construções estanques, destituídas de flexibilidade e de confiabilidade moderada para os painéis de controle associados.

Os PLCs aplicados ao controle de equipamentos biestáveis modificaram essa realidade, fornecendo soluções de controle, supervisão e intertravamento com melhores características do que aquelas obtidas através do uso dos elementos físicos mencionados anteriormente.

Esta aplicação apresentará o controle, supervisão de estado e intertravamentos completos para um *Bay* típico de saída de linha pelo uso de relés digitais de proteção, constituindo assim uma solução descentralizada para automação da operação de subestações de energia.

4.4.1 Introdução

Como meio alternativo ao uso dos PLCs para composição de soluções de controle e supervisão de equipamentos de manobra em alta tensão, esta aplicação prima pelo emprego dos relés digitais de proteção já disponíveis na planta e pelo desenvolvimento e implementação de uma lógica para controle, supervisão de estado e intertravamento de um *Bay* típico de saída de linha.

Sua configuração é composta por uma barra simples, disjuntor de alta tensão, chaves seccionadoras de linha e chave de terra, vindo a caracterizar ações por comandos local, via Interface Homem Máquina (IHM) dos relés digitais de proteção envolvidos. Logo, investigar como adaptar, empregar e avaliar a lógica, bem como a sua influência sobre a operação do sistema elétrico de potência em questão faz-se relevante.

4.4.2 Contexto de Aplicação - SEP

Em cada porção do SEP, Figura 1.1, estão presentes esquemas de proteção e controle próprios para enfrentar as contingências que lhe são particulares, frente estruturas e desempenho distinto.

Em decorrência de uma visão do uso destes equipamentos às específicas e restritas funções quando da sua aquisição, estes muitas das vezes permanecem subutilizados. Como fato, tem-se que uma das vantagens associadas à utilização da capacidade de controle e automação dos relés digitais está em seu potencial de simplificar a concepção construtiva dos painéis que compõem as instalações de potência. Diminuindo os tempos de construção, comissionamento e manutenção, além de agregar maior confiabilidade e flexibilidade ao controle [11].

Um dos elementos básicos de constituição do SEP é o *Bay*, que pode ser composto por equipamentos para manobra, medição, controle e proteção, associados a uma determinada porção do SEP. A sua natureza pode ser diversa, como *Bay* de linha, de transformação, de acoplamento, entre outros. Este termo é aplicado com maior frequência às subestações de energia elétrica. A Figura 4.15 apresenta um exemplo de *Bay*.

Figura 4.15: Exemplo de *Bay*.

Fonte: [52]

Em linhas gerais, os elementos passíveis de manobra que compõem um *Bay* são os disjuntores e as chaves seccionadoras. Logo, antes de elaborar qualquer solução de controle para esses elementos é necessário conhecer seu comportamento do ponto de vista de manobra e supervisão. De posse desse conhecimento acerca da operação das chaves seccionadoras e disjuntor é possível estabelecer, em conjunto com uma sequência de manobras pré-definidas pela equipe de operação do SEP, os intertravamentos entre os equipamentos de um *Bay*. Vale lembrar que os intertravamentos podem ser definidos como interconexões elétricas, lógicas e/ou mecânicas entre os equipamentos da subestação e que possuem como finalidade estabelecer ações de comando permissíveis.

4.4.3 Caso em Estudo

Para a apresentação desta pesquisa foi escolhido um *Bay* composto por um disjuntor (DJ-1), duas chaves seccionadoras de linha (CS-1 e CS-2) e uma chave de terra (CT), conforme ilustra a Figura 4.16.

Figura 4.16: *Bay* em estudo.

Conhecido o objeto em estudo, passou-se a caracterizá-lo do ponto de vista de manobra. A preocupação neste ponto é a de conhecer como, em campo, os intertravamentos são compostos. De forma resumida pode-se dizer que:

- A chave de aterramento CT só pode ser fechada/aberta com o disjuntor DJ-1 aberto e ambas as chaves seccionadoras de linha, CS-1 e CS-2, abertas;
- As chaves CS-1 e CS-2 só podem ser abertas com o disjuntor DJ-1 aberto;
- As chaves CS-1 e CS-2 só podem ser fechadas com a chave de aterramento CT aberta e o disjuntor DJ-1 aberto;
- O disjuntor DJ-1 só pode ser fechado com as chaves seccionadoras de linha, CS-1 e CS-2, fechadas;
- Os estados dos demais equipamentos do *Bay* não possuem qualquer influência sobre a abertura do disjuntor. A proteção é majoritária nesse quesito.

Além dos intertravamentos foi estabelecida a seqüência de manobras para energização e deserenergização total, resumidas da seguinte maneira:

- Energização total: abrir CT, fechar CS-2, fechar CS-1, fechar DJ-1, entregar o *Bay* para operação;
- Deserenergização total: abrir DJ-1, abrir CS-1, abrir CS-2, fechar CT, entregar o *Bay* para manutenção.

Concluída esta etapa, passou-se a implementação da lógica de controle, supervisão e intertravamento.

4.4.4 Implementação da Lógica de Controle e Intertravamento

Como anteriormente apresentado, tem-se que o disjuntor DJ-1 só pode ser fechado com as chaves seccionadoras de linha, CS-1 e CS-2, fechadas. Já sua abertura é realizada sem a influência dos demais equipamentos do *Bay*, sendo decidida tão somente pela proteção. A lógica para comando do disjuntor DJ-1 foi implementada de acordo com a Figura 4.17.

Com o intuito de garantir uma operação local, via uma eficaz IHM e à prova de ações intempestivas, foi inserida uma condição de segurança, a qual prevê que o operador precisa pressionar o botão de controle (PB1) por 3 segundos. Esse pré-requisito será estendido para os demais equipamentos. Além dessa conduta, foi definida outra característica de comportamento para o botão de controle, que é ser capaz de executar ambos os comandos, ligar e desligar o disjuntor, fazendo

uso eficiente dos botões disponíveis para controle que o equipamento possui. A lógica elaborada contempla também o comprimento do pulso aplicado às bobinas de abertura e/ou fechamento do disjuntor, sendo definido pelo programador no momento de criação da lógica. Para esta implementação foi considerado um comprimento de pulso igual a 1 segundo. O estado do disjuntor, aberto ou fechado, também fora contemplado e monitorado na lógica desenvolvida. Além da função de sinalização, essa supervisão funciona como um circuito anti-bombeamento. Por fim, o estado fechado das chaves seccionadoras é monitorado, o qual estabelece o intertravamento entre as mesmas e o disjuntor.

Figura 4.17: Comando, intertravamento e supervisão para DJ-1.

As chaves seccionadoras, CS-1 e CS-2 só podem ser abertas com o disjuntor DJ-1 aberto e só podem ser fechadas com a chave de aterramento CT aberta. A lógica de controle, supervisão e intertravamento podem ser vistas nas Figuras 4.18(a) e 4.18(b) que seguem. O comportamento global é similar aquele desenvolvido para o controle e supervisão do disjuntor DJ-1. A sensibilidade da mudança está restrita às condições de intertravamento, as quais foram descritas anteriormente.

(a) Lógica para CS-1.

(b) Lógica para CS-2

Figura 4.18: Comando, intertravamento e supervisão para CS-1 e CS-2.

A chave de aterramento CT só pode ser fechada com o disjuntor DJ-1 aberto e ambas as chaves seccionadoras, CS-1 e CS-2, de linha abertas. A lógica de controle, supervisão e intertravamento podem ser observadas na Figura 4.19. O comportamento global é similar aquele desenvolvido para o controle e supervisão do disjuntor DJ-1 e chaves seccionadoras de linha, CS-1 e CS-2, a mudança sensível está restrita as condições de intertravamento, descritas anteriormente.

Figura 4.19: Comando, intertravamento e supervisão para CT.

4.4.5 O Ensaio Realizado

Para o caso em estudo, inicialmente foi proposta a montagem ilustrada na Figura 4.20, que se assemelha ao que é feito em uma instalação real. Como este trabalho foi desenvolvido em ambiente laboratorial, os equipamentos de pátio, disjuntor e chaves seccionadoras, não estavam disponíveis para receber os comandos de abertura e/ou fechamento e fornecer informações sobre seu estado, aberto ou fechado. A solução encontrada foi utilizar um segundo relé digital para simular o *Bay* em estudo, demandando para isso na capacidade de comunicação e programação. A Figura 4.21 ilustra a montagem do ensaio caracterizada.

Figura 4.20: Situação de instalação em campo.

Figura 4.21: Montagem de ensaio implementada.

Com o conhecimento sobre o comportamento biestável e da forma pelas quais os equipamentos a serem manobrados (disjuntor e chaves seccionadoras) fornecem indicação a respeito do seu estado atual, aberto ou fechado, foi composta a programação de simulação destes equipamentos, a qual está exemplificada para o disjuntor DJ-1 podendo ser observada na Figura 4.13. Desta etapa, o foco passou a serem as conexões para a troca de informações entre o simulador de Bay e o relé digital que possui as instruções de controle, tornando toda a implementação verossímil.

A Figura 4.22 ilustra as conexões elétricas realizadas.

Figura 4.22: Fiação elétrica entre simulador e comando.

Para a qual: [xx] - contato NA do equipamento e (ii) - entrada digital do equipamento.

Essas ligações simulam o circuito funcional de uma subestação. O qual tem a função de ser uma via para troca de informações entre os equipamentos nela contidos, como por exemplo, recebimento do estado do disjuntor e envio do comando de fechamento sobre ele. Para tanto, são utilizados condutores metálicos de cobre com classe de isolamento para baixa tensão. Os vários subcircuitos formados são conectados a alimentação auxiliar em corrente contínua da subestação. O valor de tensão da alimentação auxiliar, no caso desta aplicação, é de $\pm 33Vdc$. O valor de +33Vdc é associado ao nível lógico 1, qualquer valor de tensão contínua abaixo desse é considerado como nível lógico zero. Tomando como referência o subcircuito de fechamento do disjuntor 1, visto na Figura 4.22, seu funcionamento ocorre como descrito a seguir. O contato NA de saída [01] do relé possui dois bornes de entrada. O primeiro deles é conectado ao valor de + 33Vdc da alimentação auxiliar. O segundo borne do contato NA [01] de saída do relé é conectado ao primeiro borne da entrada digital (01) do simulador. O segundo borne dessa entrada é conectado ao valor de - 33Vdc da alimentação auxiliar. Quando ocorrer o fechamento do contato NA de saída [01] do relé, haverá o envio do comando de fechamento do disjuntor 1 ao simulador. Este

por sua vez será recebido pela entrada digital (01), que faz o papel de BF. Por fim, a lógica do simulador irá assimilar essa informação e ocorrerá a mudança de estado do disjuntor 1.

4.4.6 Testes Realizados - Comando Local

O objetivo dos testes realizados foi o de verificar a eficácia das ações de controle local (via IHM), intertravamentos e supervisões desenvolvidas. Para isso foram executadas as manobras contidas e evidenciadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Manobras efetuadas - comando local.

TIPO DE MANOBRA	RESULTADO
Comando CS-1	Êxito
Comando CS-2	Êxito
Comando DJ-1	Êxito
Comando CT	Êxito
Intertravamento CT	Êxito
Intertravamento CS-1	Êxito
Intertravamento CS-2	Êxito
Intertravamento DJ-1	Êxito
Energização total	Êxito
Desenergização total	Êxito

Tomando como exemplo as manobras de abertura e fechamento para a chave seccionadora 1, CS-1, a análise da lógica desenvolvida, ilustrada na Figura 4.23, pode ser descrita como a seguir. Com os equipamentos do *Bay* inicialmente desconectados, a seqüência de manobras partiu do comando de fechamento da CS-1. O *timer* 6, inicialmente recebendo nível lógico 1, mantém sua saída também em 1. Quando o botão PB2 for pressionado durante 3 segundos, acionando o *timer* 5, este levará a entrada do *timer* 6 para nível lógico 0. Porém, devido à configuração dos tempos de PU (*pickup*) e DO (*dropout*), tem-se nas duas entradas da porta *And*-1, nível lógico 1, durante um segundo. O valor de saída é inserido nas portas *And*-2 e *And*-3. A porta *And*-2 possui como entrada outras variáveis, como o estado do DJ-1, CT e da própria CS1-aberta. Estas estão em nível lógico 1, indicando que DJ-1, CT e CS-1 estão abertas.

Os estados de entrada da porta *And*-2 (saída de *And*-1, DJ-1, CT e CS-1), elevam sua saída para 1, acionando a Bobina de Fechamento (BF).

A dependência da porta *And*-2 de variáveis advindas do DJ-1 e CT, garantem o intertravamento, ou seja, a manobra na bobina de fechamento da CS-1 será acionada, caso DJ-1 e CT estejam abertas. As manobras na CS-2, DJ-1 e CT seguem o mesmo padrão estabelecido, de acordo com os intertravamentos mencionados. A manobra de abertura da CS-1 é executada por

um novo pressionar de PB2, que neste segundo momento, garantirá nível lógico 1 para porta *And-3*, junto as variáveis advindas do DJ-1 e CS-1-acionada. Caso o DJ-1 esteja desacionado, garantindo nível lógico 1, a bobina de abertura da CS-1 será acionada.

Figura 4.23: Explicação da lógica referente a CS1

4.4.7 Alteração para a Lógica Proposta

Uma variação relevante desenvolvida para o comportamento dos botões de controle utilizados para abrir e/ou fechar os equipamentos do *Bay* é apresentada na Figura 4.24. Basicamente foi implementada uma solução que maximiza o uso dos mesmos. Ou seja, para manobrar os quatro equipamentos do *Bay*, tanto abertura quanto fechamento são utilizados agora apenas dois botões, contornando assim uma possível escassez dos mesmos ou garantindo que outros botões estarão disponíveis para uso futuro. Há, portanto a possibilidade de expansão do controle local de equipamentos biestáveis através do relé digital de proteção considerado.

Para a Figura 4.24, os contadores, nomeados de 1 a 4, são os elementos responsáveis pela seleção dos equipamentos a serem manobrados. O valor inicial desses contadores é igual a zero. O incremento dos contadores ocorre simultaneamente através do uso do botão 1 até seu valor de ajuste, o qual ao ser atingido e em adição ao sinal gerado pelo botão número 2 faz a requisição do comando de abertura ou fechamento para o equipamento selecionado. Essa requisição é enviada

para o restante da lógica de controle supervisão e intertravamento desenvolvida anteriormente. Ainda sobre a Figura 4.24, existem dois blocos de controle desenvolvidos, que são o *Reset* por tempo e o *Reset* por ação, a serem explicados a seguir.

***Reset* por tempo**

Este bloco, ilustrado pela Figura 4.25(a), tem a função de fazer com que simultaneamente os contadores retornem ao seu valor inicial zero quando um deles atingir o valor de ajuste. Esta ação ocorre após um tempo pré-definido, ou seja, uma vez realizada a seleção do equipamento a ser manobrado esta será permitida por 6 segundos, intervalo de tempo esse no qual o usuário deverá pressionar o botão 2 para gerar a solicitação de comando de abertura ou fechamento para o equipamento desejado. Este bloco agrega segurança operativa a lógica estabelecida evitando que um equipamento permaneça selecionado para uso por tempo indeterminado, o que por si só poderia causar confusão ao usuário, podendo levá-lo a cometer um equívoco durante a seqüência de manobra do *Bay* em questão. Cabe dizer que ao ser selecionado um equipamento, haverá indicação de escolha do mesmo pelo uso de *leds* associados.

***Reset* por ação**

Este bloco, ilustrado pela Figura 4.25(b), tem a função de fazer com que qualquer contador retorne ao valor inicial zero após o comando de abertura ou fechamento ter sido realizado. Ou seja, quando o contato NA do relé digital de proteção for fechado, seja para abertura ou fechamento do equipamento em questão, todos os contadores simultaneamente serão levados ao seu estado inicial zero, independentemente do seu valor atual ou do tempo de permissão de manobra ajustado no bloco de *reset* por tempo. Este bloco limita ainda o número máximo de incrementos que os contadores podem receber, caso o usuário pressione de forma ininterrupta o botão de seleção de equipamentos. Quando o valor de ajuste do contador 5 for atingido, então, todos os contadores serão simultaneamente levados ao seu valor inicial, impedindo portanto que os mesmos acumulem valores incompatíveis àqueles ajustados que representam os equipamentos a serem manobrados. Por fim, a Figura 4.26 ilustra a lógica de controle, supervisão de estado e intertravamento para o disjuntor 1 com a modificação desenvolvida.

Figura 4.24: Seleção e controle de equipamentos com dois botões.

(a) *Reset por tempo.* (b) *Reset por ação.*

Figura 4.25: Blocos de controle.

Figura 4.26: Lógica modificada para o disjuntor 1.

4.4.8 Comentários Finais

Como o comportamento de PLC está presente nos modernos relés digitais, ou seja, capacidade de controle, automação e comunicação de dados, percebem-se nestes um meio atrativo de composição de esquemas de controle e supervisão de estado para equipamentos manobráveis.

As ferramentas de *software* nativas dos equipamentos de proteção estão envoltas em um ambiente de implementação amigoso, desde que o usuário receba adequado treinamento, e flexível, no que tange a criação da lógica de programação de usuário, sua manutenção e modificação.

Esses equipamentos representam o atual estado da arte para os sistemas de proteção, imprimindo alta confiabilidade às soluções demandadas pelo SEP, como por exemplo, no controle de *Bay*. Existe redução dos custos de implementação de esquemas de controle devido às características multifunções dos relés digitais, simplificando a arquitetura construtiva dos painéis de proteção.

Esta aplicação ilustra o desenvolvimento e aplicação de um esquema completo de controle, supervisão e intertravamento para o *Bay* em estudo, explorando as facilidades mencionadas anteriormente, vindo a caracterizar seu funcionamento através de comandos aplicados em formato local. Avaliando os resultados obtidos, conforme a Tabela 4.5, percebe-se a estabilidade e eficiência das lógicas implementadas, que refletiram no ambiente laboratorial, as mesmas demandas

solicitadas por um *Bay* real. Levando em conta a seqüência de manobras proposta e a composição do *Bay* em estudo, com o uso da IHM, garante-se a eficácia e segurança destas lógicas desenvolvidas.

Capítulo 5

O Padrão IEC 61850

Este capítulo tem por objetivo apreciar de forma qualitativa o uso do padrão IEC 61850 para composição de uma solução de controle para um *Bay* típico de saída de linha. Para tanto, será apresentada uma visão geral sobre alguns pontos específicos deste padrão. Por fim, será realizada uma comparação entre o desenvolvimento da solução de controle de *Bay*, vista no Capítulo 4, e sua similar desenvolvida sobre o padrão IEC 61850.

5.1 Motivações e Histórico sobre o Padrão IEC 61850

As demandas por desempenho, qualidade técnica, satisfação dos clientes e lucro, por exemplo, apresentam-se como elementos motivadores para a digitalização de subestações de energia elétrica. Para que tais demandas sejam satisfeitas é necessário que uma grande quantidade de informações sejam adquiridas e processadas pelo sistema de automação das subestações. Para que tal volume seja utilizado de forma ágil e confiável é necessário que uma rede de comunicação de dados seja aplicada para esse fim.

Existem vários equipamentos que podem compor um sistema de automação de subestações, como por exemplo PLCs, computadores industriais, processadores de comunicação de dados, *Intelligent Electronic Device* (IED)s, etc. A existência de várias regras, proprietárias ou não, para comunicação de dados, ou seja, protocolos de comunicação, estabelece um problema para integração destes equipamentos no âmbito de um sistema de automação de uma subestação de energia elétrica. A Figura 5.1 ilustra esse argumento.

Figura 5.1: Principais protocolos usados para automação.

Fonte: [59]

Tal restrição acaba por se tornar um obstáculo para a engenharia. Devido ao fato de que se em uma subestação de energia houver a necessidade de que diferentes equipamentos, com protocolos próprios, sejam usados, será necessário implementar onerosas e complexas conversões entre os protocolos aplicados. Isso por si só aumenta os custos de implantação e manutenção da subestação e os custos de treinamento das equipes de trabalho envolvidas, além de impossibilitar a comunicação direta entre equipamentos (*peer-to-peer*).

Posto esse cenário, no ano de 1988 o *Electric Power Research Institute* (EPRI) iniciou os trabalhos de desenvolvimento do *Utility Communications Architecture* (UCA). A qual vem a ser uma proposição para uma arquitetura de comunicação de dados para as concessionárias de energia elétrica. A citada arquitetura, ao ser publicada em 1999, versava sobre dois aspectos em geral: a comunicação entre centros de controle e a comunicação entre dispositivos de campo [60].

Contemporaneamente o *International Electrotechnical Commission* (IEC) trabalhava para padronizar as interfaces para dispositivos de telecontrole através de um conjunto de normas denominadas IEC-60870-5. As quais, resumidamente, eram compostas pelos seguintes documentos [61]:

- IEC-60870-5-101: padronização da comunicação entre Unidade Terminal Remota (UTR) e centros de controle para o sistema de potência;

- IEC-60870-5-103: padronização da comunicação serial de dispositivos de proteção digital;
- IEC-60870-5-104: a comunicação em redes *Local Area Network* (LAN) e *Wide Area Network* (WAN), baseado no uso de *Ethernet* com *Transmission Control Protocol/Internet Protocol* (TCP/IP).

Em 1994, foram criados grupos de trabalho compostos por especialistas do mundo todo, nas normas IEC-60870-5 e a UCA 2.0, para estabelecer uma padronização mais abrangente para redes de comunicação de dados e sistemas em subestações de energia elétrica. Os referidos grupos estavam subordinados ao comitê técnico IEC-TC57 [62]. Por fim, houve um acordo entre a IEC e o EPRI para o estabelecimento de um único padrão para as redes de comunicação e sistemas em subestações. Este padrão seria denominado IEC-61850 [61].

5.2 Composição Geral

Em linhas gerais pode-se dizer que o objetivo do padrão IEC 61850 é promover a troca de informações entre equipamentos distintos em fabricação e propósito no âmbito das subestações de energia elétrica. Além de garantir a adaptação a novas tecnologias de comunicação, bem como fornecer ao usuário a possibilidade de configurar as funções que são de seu interesse conforme as necessidades de uma aplicação em particular. Como característica acessória, pode-se citar a demanda das concessionárias de energia elétrica pela intercambialidade entre IEDs de fabricantes distintos [63]. O recebimento de dados e serviços de comunicação, no âmbito deste padrão, está baseado na idéia de “definição abstrata”, a qual vem a ser, grosso modo, o estabelecimento de objetos e serviços independentemente de qualquer outro protocolo, o que acaba por implicar em um mapeamento para diversas regras de comunicação que possam atender aos dados e serviços solicitados [64]. A título de informação a Tabela 5.1 apresenta o conjunto de documentos referentes ao padrão IEC 61850.

Tabela 5.1: Documentação para o padrão IEC 61850.

Tema do Documento	Parte	Descrição
Aspectos do Sistema	1	Introdução e Visão Geral
	2	Glossário
	3	Requisitos Gerais
	4	Gerenciamento de Sistema e Projeto
	5	Requisitos de Comunicação para Funções e Modelos de Dispositivos
Configuração	6	Linguagem de Configuração para IEDs de Subestações Elétricas (SCL)
Estrutura de Comunicação Básica para Equipamentos de Subestações e Alimentadores	7.1	Princípios e Modelos
	7.2	Serviços de Comunicação Abstratos (ACSI)
	7.3	Classes de Dados Comuns
	7.4	Classes de Nós Lógicos e de Dados Compatíveis
Mapeamento de Serviços de Comunicação Específicos	8.1	Mapeamento para MMS (ISO/IEC 9506 Parte 1 and Parte 2) e para ISO/IEC 8802-3
	9.1	Valores Amostrais sobre Enlace Serial Unidirecional Multidrop Ponto-a-Ponto
	9.2	Valores Amostrais sobre ISO/IEC 8802-3
Ensaaios	10	Testes de Conformidade

Fonte: [63]

5.3 Breve Descrição da Documentação do padrão IEC 61850 Utilizada

Neste tópico serão abordados sucintamente os pontos específicos do padrão IEC 61850 utilizados para compor a aplicação vista na seção 5.4.

5.3.1 Parte 5 - Requisitos de Comunicação para Funções e Modelos de Dispositivos

Esta parte da documentação aborda os requisitos de comunicação para as funções e modelos de objetos nas subestações de energia elétrica. Por funções entenda-se as tarefas a serem executadas na subestação, como por exemplo, a monitoração do estado do disjuntor. As funções estão distribuídas em todos os níveis do sistema de automação de subestações. A Figura 5.2 ilustra o exposto.

Figura 5.2: Níveis para o sistema de automação de subestações.

Fonte: [65]

Para a qual: 1 - Troca de dados de proteção entre os níveis de *Bay* e estação; 2 - Troca de dados de proteção entre os níveis de *Bay* e proteção remota; 3 - Troca de dados no interior do nível de *Bay*; 4 - Troca de dados instantâneos dos TCs e TPs entre os níveis de processo e *Bay*; 5 - Troca de dados de controle entre os níveis de processo e *Bay*; 6 - Troca de dados de

controle entre os níveis de *Bay* e estação; 7 - Troca de dados entre a subestação e o local de trabalho da engenharia; 8 - Troca de dados entre os *Bays*, especialmente para funções rápidas como intertravamentos; 9 - Troca de dados no interior do nível de estação e 10 - Troca de dados de controle entre os dispositivos da subestação e o centro de controle remoto.

Funções distintas, que podem estar inseridas em equipamentos físicos e níveis do sistema de automação diferentes serão integradas pelo padrão IEC 61850. A Figura 5.3 será utilizada para ilustrar tal integração.

Figura 5.3: Conexões entre nós lógicos.

Fonte: [65]

Para a qual existem duas funções de automação definidas, F1 e F2. Estas foram implementadas pelo uso de vários dispositivos físicos distintos (*Physical Devices*, PD), PD1, PD2 e PD3. Cada dispositivo físico possui um conjunto de subfunções (*Logical Nodes*, LN), LN0, LN1, LN2, LN3, LN4, LN5 e LN6. Essas subfunções podem trocar informações entre si através de conexões lógicas (*Logical Connections*, LN), LC12, LC14, LC35, LC36 e LC56. Cabe dizer que as conexões também podem ser físicas, ou seja, entre dispositivos físicos (*Physical Connections*, PC), como PC12, PC13 e PC23.

Um elemento relevante é o nó lógico, que vem a ser a menor parte de uma função que troca informações [66]. O nó lógico possui um conjunto de dados e esse por sua vez um conjunto de atributos. Esse modelamento retrata os elementos físicos existentes nas subestações de energia elétrica, como por exemplo um disjuntor. Essa representação é suficientemente minuciosa para caracterizá-los adequadamente. Os nós lógicos estão agrupados em dispositivos lógicos. Os dispositivos lógicos, por sua vez, estão inseridos nos IEDs. Logo, uma informação que venha a circular pela rede de comunicação de dados sobre o padrão IEC 61850 possuirá a seguinte sintaxe:

Dispositivo Físico/Dispositivo Lógico.Nó Lógico.Dado.Atributo. A Figura 5.4 exibe a relação entre esse elementos [64, 67].

Figura 5.4: Relação entre nó lógico, dispositivo lógico e IED.

Fonte: [68]

Os nós lógicos são agrupados conforme sua natureza, ou seja, fazem referência a um tipo de informação existente nas subestações de energia elétrica. A Tabela 5.2 apresenta os grupos de nós lógicos existentes.

Tabela 5.2: Grupos de nós lógicos.

Grupo	Tipo de Nó Lógico	Número de elementos no 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: [69]

A nomenclatura dos nós lógicos é iniciada pela definição do grupo, seguida pelo nome do elemento a ser utilizado. Como exemplo, pode-se citar:

- *RREC* - Religamento automático;
- *PDIS* - Proteção de Distância;
- *CSWT* - Controlador de Chaveamento;
- *XSWI* - Chave Seccionadora.
- *MMXU* - Medição Operativa/Indicativa;

A utilização de um nó lógico não é singular, ou seja, é possível empregá-lo mais de uma vez. Para isso acrescenta-se um sufixo ao nome do nó lógico, individualizando-o. Como exemplo, pode-se trabalhar em um mesmo IED com informações advindas de dois disjuntores, para tanto cada um deles será denominado por *XCBR1* e *XCBR2* [64].

Cada nó lógico possui em seu interior um conjunto de dados pertinentes a sua função e que fazem referência a um elemento físico existente nas subestações de energia elétrica. Tomando o nó lógico que representa o disjuntor, *XCBR*, por exemplo, o mesmo contém vários dados. Abaixo estão apresentados alguns desses.

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

Por sua vez, cada dado pertencente a um nó lógico, possuindo em seu interior um conjunto de atributos. Tal conjunto, expressa as informações a serem obtidas/enviadas para o modelo de objeto com o qual se está trabalhando. Tomando-se como exemplo o dado *Pos*, do nó lógico *XCBR*, esse pode possuir diversos atributos, abaixo dois deles são apresentados [70]:

- *Control* - são informações que se modificam a partir do recebimento de um comando, como o estado do disjuntor e
- *Status value* - são informações que representam tanto o estado de um processo quanto de uma função alocada a um nó lógico.

5.3.2 Parte 6 - Linguagem de Configuração

Esta parte da documentação aborda a linguagem de configuração do sistema de automação de uma subestação como um todo. Visto que, diversos IEDs e nós lógicos podem ser aplicados, certo formalismo no encaminhamento das informações se faz necessário. Isto é conseguido através da *Substation Configuration Language* (SCL). Logo, com o uso da SCL é possível descrever as interações entre o sistema de automação da subestação e os equipamentos de pátio através das configurações dos IEDs, com os parâmetros e funções necessárias no contexto da subestação. A linguagem de configuração SCL está baseada na *eXtender Markup Language* (XML) versão 1.0.

O conteúdo de um arquivo SCL é, basicamente, composto pelos dados gerais da subestação, dos equipamentos de manobra, das funcionalidades utilizadas dos IEDs e serviços de comunicação de dados. Isso implica na capacidade de troca de informações entre ferramentas de configuração de fabricantes distintos [67]. A Tabela 5.3 exibe um resumo dos arquivos SCL. A Figura 5.5 apresenta a relação entre os diversos arquivos mencionados.

Tabela 5.3: Arquivos 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: [71]

Figura 5.5: Linguagem de configuração da subestação.

Fonte: [72]

5.3.3 Parte 8 - Serviços de Comunicação Específicos

O objetivo desta parte da documentação é o de especificar um método de troca de dados, com ou sem prioridade, através da LAN com o uso da *Abstract Communication Service Interface* (ACSI) no protocolo *Manufacturing Messaging Specification* (MMS) da ISO-9506, o qual define o mapeamento dos objetos de dados e serviços [73].

A pilha de protocolos utilizada pelo padrão IEC 61850 é composta pelo serviço de geração de dados, camadas de transporte, rede e enlace. A Figura 5.6 exhibe tal organização. Quanto a referida figura, cabe notar que apenas a camada de enlace é comum a todos os tipos de mensagem. A camada de enlace se utiliza do protocolo *Ethernet*, para a qual há a possibilidade de estabelecimento de prioridade de envio/recebimento nas mensagens.

Figura 5.6: Pilha de protocolos IEC 61850 simplificada.

Fonte: [67]

As mensagens envolvidas no âmbito deste padrão podem ser divididas naquelas que não possuem restrição de tempo de tráfego e aquelas que o têm. Para a Figura 5.6 as mensagens denominadas cliente/servidor não possuem restrição de tempo, portanto utilizam toda a pilha de protocolos até chegar a camada de enlace. Para as demais mensagens, GOOSE e valores amostrados, existe restrição quanto ao tempo de tráfego, logo são mapeadas diretamente até a camada de enlace [67]. A Tabela 5.4 apresenta a classificação das mensagens para o padrão IEC 61850.

Tabela 5.4: Classificação de mensagens para o padrão IEC 61850.

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

Fonte: [73]

Mensagens GOOSE

As mensagens de alta prioridade, 1 e 1A, de acordo com a Tabela 5.4, recebem a designação *Generic Substation Events* (GSE). Uma subclassificação é atribuída a tais mensagens, a saber: *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) e *Generic Substation Status Event* (GSSE).

A diferença entre elas reside no fato de que para as mensagens GOOSE a informação é configurável e utiliza um grupo de dados (*data set*) que permite a certo destinatário assimilar que o estado de uma informação foi modificado, além do momento de sua ocorrência. Já a subclassificação GSSE trabalha com uma estrutura fixa para as informações de estado, a qual é disponibilizada na rede de comunicação de dados da subestação [74].

Através do uso das mensagens GOOSE ou GSE é possível realizar a troca de informações diretamente entre dois IEDs, comunicação *peer-to-peer*, em alta velocidade. Essa característica acaba por implicar na modificação do circuito funcional de uma subestação de energia elétrica, pois o número de ligações elétricas, feitas com condutores metálicos, é sensivelmente diminuída. Ainda sobre as mensagens GOOSE é adequado mencionar que as mesmas fazem uso do serviço *Specific Communication Service Mapping* (SCSM), o qual vem a ser uma estratégia de retransmissão de mensagens até que o emissor das mesmas receba uma confirmação de entrega pelo receptor ou receptores desejados. A cada tentativa de envio, o tempo de espera para a confirmação é dobrado, visando a minimizar o congestionamento na rede de comunicação. A cada mensagem reenviada, um parâmetro chamado *timeAllowedToLive* é transportado. Sua função é informar ao receptor o tempo máximo para a próxima retransmissão. Se uma nova mensagem não for recebida nesse intervalo de tempo, então, o receptor assume que houve perda na conexão.

Barramento de Processo

O padrão IEC 61850 permite trabalhar, basicamente, com duas arquiteturas para integração dos três níveis de um sistema de automação de subestações. A Figura 5.7 apresenta uma concepção convencional para atingir tal objetivo, a qual está baseada no uso intensivo de condutores metálicos e construção de circuitos funcionais para troca de informação entre o nível de processo e nível de *Bay* do sistema de automação. Logo, existe apenas um barramento de comunicação de dados entre o nível de *Bay* e o nível de estação.

Figura 5.7: Arquitetura para automação contendo apenas barramento de estação.

Fonte: [75]

Ao se prover uma interface IEC 61850 aos equipamentos de pátio, acaba-se por introduzir um novo barramento de comunicação na subestação, a saber: o barramento de processo, o qual interliga o nível de processo ao nível de *Bay*. Esta nova arquitetura acaba por implicar em uma mudança acentuada para a construção de subestações de energia elétrica, pois com seu uso há acentuada redução do uso de fiação elétrica e conseqüentemente estabelece-se uma mudança nos circuitos funcionais da subestação. Agora, as informações, comandos, etc. passam a circular, majoritariamente, através de redes de comunicação de dados entre os três níveis. A Figura 5.8

Figura 5.8: Arquitetura para automação contendo barramento de processo e estação.

Fonte: [75]

exibe a arquitetura mencionada.

Um elemento responsável por prover tal interface é a *Merging Unit* (MU), a qual realiza a amostragem dos sinais de interesse, tensão, corrente, estado de equipamentos, mediante uma taxa de amostragem predeterminada. As unidades de interface MU disponibilizam os dados para outros IEDs para realizar as atividades necessárias no contexto da subestação.

A comunicação adotada para as MUs é serial e *multidrop*, isto é, pode-se conectar mais de um elemento na rede. Além de ser *simplex*, dados em uma única direção, e ponto-a-ponto. A Figura 5.9 ilustra uma MU.

Figura 5.9: Exemplo de MU.

Fonte: [76]

5.4 Controle de *Bay* através do Padrão IEC 61850

Neste tópico será retomado o problema apresentado na seção 4.4, do controle de um *Bay* típico de saída de linha. O objetivo agora, é o de aplicar o padrão IEC 61850 sobre uma rede de comunicação *Ethernet*, para substituir o circuito funcional utilizado como via de tráfego para as informações entre os equipamentos do *Bay* e o relé digital de proteção que possui as lógicas de controle, supervisão e intertravamento desenvolvidas. Não houve mudança nas condições de intertravamento, nas seqüências de manobra, nas lógicas desenvolvidas e no conjunto de testes realizados, sendo todos esses os mesmos vistos na seção 4.4.

5.4.1 Topologia Utilizada para a Rede de Comunicação de Dados

Para o estudo da aplicação de controle de *Bay* sobre o padrão IEC 61850 foi estabelecida uma topologia para a rede de comunicação de dados conforme a Figura 5.10.

Sobre a topologia adotada cabe mencionar que a mesma faz uso do barramento de processo,

Figura 5.10: Topologia para estabelecimento da rede de comunicação de dados.

ou seja, não há existência de um circuito funcional estabelecido com o uso de fiação elétrica convencional. Como na aplicação original, seção 4.4, um IED possui as lógicas de controle, supervisão e intertravamento desenvolvidas, enquanto que o outro IED executa o papel de simulador de equipamentos biestáveis. Neste caso, existe a adição qualitativa do comportamento de uma MU ao simulador. Todos os comandos e estados de equipamentos trafegam pela rede *Ethernet* sobre o padrão IEC 61850.

Vale salientar, que essa topologia será a base para o esquema de ensaio desta aplicação.

5.5 Migração da Lógica para o padrão IEC 61850

O passo inicial consiste em, a partir da lógica existente, mapear quais informações serão enviadas/recebidas através do padrão IEC 61850. A Tabela 5.5, a seguir, resume tais informações.

Tabela 5.5: Informações a serem enviadas/recebidas através do padrão IEC 61850.

Informação	Transmissão	Recepção
DJ-1 Aberto	Enviado pelo simulador	Recebido pelo Relé Digital
DJ-1 Fechado	Enviado pelo simulador	Recebido pelo Relé Digital
CS-1 Aberta	Enviado pelo simulador	Recebido pelo Relé Digital
CS-1 Fechada	Enviado pelo simulador	Recebido pelo Relé Digital

Continua na próxima página

Tabela 5.5 – Continuação

Informação	Transmissão	Recepção
CS-2 Aberta	Enviado pelo simulador	Recebido pelo Relé Digital
CS-2 Fechada	Enviado pelo simulador	Recebido pelo Relé Digital
CT Aberta	Enviado pelo simulador	Recebido pelo Relé Digital
CT Fechada	Enviado pelo simulador	Recebido pelo Relé Digital
Fechar DJ-1	Enviado pelo Relé Digital	Recebido pelo simulador
Abrir DJ-1	Enviado pelo Relé Digital	Recebido pelo simulador
Fechar CS-1	Enviado pelo Relé Digital	Recebido pelo simulador
Abrir CS-1	Enviado pelo Relé Digital	Recebido pelo simulador
Fechar CS-2	Enviado pelo Relé Digital	Recebido pelo simulador
Abrir CS-2	Enviado pelo Relé Digital	Recebido pelo simulador
Fechar CT	Enviado pelo Relé Digital	Recebido pelo simulador
Abrir CT	Enviado pelo Relé Digital	Recebido pelo simulador

Em seguida é necessário definir qual tipo de nó lógico será utilizado. Por tratar-se de uma aplicação laboratorial que fará uso exclusivo de sinais de estado (informação *booleana*) é possível trabalhar a contento com o nó lógico GGIO. O qual é definido como sendo um nó lógico de propósito geral, indicador G, e GIO designa o uso de sinais discretos.

A seguir devem ser definidos os dados para esse nó. Para o caso em questão o dado utilizado é ST, o qual indica que se está trabalhando com sinais booleanos. Após a definição dos dados é escolhido o tipo de atributo a ser usado para esta aplicação, o qual será do tipo stVal, responsável por transportar o estado do dado discreto, zero ou 1.

O passo seguinte consiste em habilitar o uso das mensagens GOOSE, para se obter as características de confiabilidade e distribuição das mensagens de interesse na rede de comunicação de dados. Para esta aplicação, todas as informações fazem uso deste serviço de mensagem.

Concluídas as etapas de escolha do serviço das mensagens GOOSE, definição de dados, atributos e tipo de nó lógico, é necessário atribuir a informação propriamente dita a esses nós lógicos configurados. Isto é feito com o uso da Tabela 5.5. Cada uma daquelas informações descritas será associada a um dos equipamentos da rede de comunicação de dados estabelecida no item 5.4.1.

A Figura 5.11 exemplifica para o caso do disjuntor DJ-1 a lógica de controle, supervisão e intertravamento desenvolvida sobre o padrão IEC 61850.

Figura 5.11: Lógica para o disjuntor DJ-1 sobre o padrão IEC 61850.

O procedimento adotado para migração da lógica desenvolvida pode ser observado na Figura 5.12.

Figura 5.12: Passos para criação da lógica de controle de Bay sobre o padrão IEC 61850.

5.5.1 Testes Realizados

A estrutura de ensaio utilizada é a mesma empregada para o estabelecimento da rede de comunicação de dados mencionada. Cabe salientar que a definição desta já traz consigo todos os elementos necessários aos testes. O objetivo dessas experimentações era verificar a eficácia das ações de controle local (via IHM), intertravamentos e supervisões desenvolvidas. Para isso foram executadas as manobras contidas e evidenciadas na Tabela 5.6

Tabela 5.6: Testes efetuados para o controle de *Bay* sobre o padrão IEC 61850.

TIPO DE MANOBRA	RESULTADO
Comando CS-1	Êxito
Comando CS-2	Êxito
Comando DJ-1	Êxito
Comando CT	Êxito
Intertravamento CT	Êxito
Intertravamento CS-1	Êxito
Intertravamento CS-2	Êxito
Intertravamento DJ-1	Êxito
Energização total	Êxito
Desenergização total	Êxito

Quanto aos testes evidenciados, pode-se dizer que para todas as condições caracterizadas os resultados foram os esperados, portanto, houve êxito no desenvolvimento da aplicação de controle de *Bay* sobre o padrão IEC 61850.

5.6 Comparação entre a Aplicação Convencional e com o IEC 61850 para Controle de *Bay*

A Tabela 5.7 resume a comparação para a aplicação de controle de *Bay* com e sem o uso do padrão IEC 61850. Os itens apontados serão descritos a seguir.

Um ponto inicial a ser abordado, reside no fato de existir uma separação funcional e de propósito clara entre uma função de usuário e o padrão IEC 61850. Cada uma delas demanda aprendizado distinto. Contudo, ao serem utilizadas em conjunto estabelecem uma nova forma de pensar, executar e operar uma subestação de energia elétrica. É adequado ressaltar que o padrão IEC 61850 não é trivial, ou seja, é necessário despendar considerável tempo em seu aprendizado, mesmo para aplicações simples.

Um fato relevante, é que estruturalmente a lógica de controle de *Bay* desenvolvida, com a

Tabela 5.7: Comparação entre o controle de *Bay* com e sem o uso do padrão IEC 61850.

Lógica sem o Uso do Protocolo	Lógica com o Uso do Protocolo
Utilizam a mesma solução desenvolvida	
Implementação da programação feita pelo usuário	
Configuração das demais funções proprietárias desejadas	
Faz uso intenso de conexões elétricas	Faz uso da rede de comunicação de dados da subestação
Atribuição de uma informação a uma entrada ou saída física do IED	Levantamento das informações a serem transmitidas/recebidas pelo protocolo
A confiabilidade da lógica de usuário depende do IED e do circuito funcional da subestação	A confiabilidade da lógica depende do IED e da rede de comunicação de dados
Redundância para o circuito funcional não é obrigatória	Redundância para a rede de comunicação de dados é desejável
A quantidade de entradas e saídas físicas no IED é crucial	A quantidade de entradas e saídas físicas no IED não é crucial
Maior tempo gasto para construção do circuito funcional	Menor tempo gasto para montagem da rede de comunicação de dados

diretriz de ser portátil, não necessita de qualquer alteração para ser utilizada com o padrão IEC 61850. A configuração para uso em conjunto com o protocolo fica restrita as informações a serem enviadas/transmitidas.

A necessidade de configuração dos nós lógicos, dados, atributos e serviço de mensagem GO-OSE representa um obstáculo inicial ao usuário novato no padrão IEC 61850. Quando uma função de usuário é criada, as informações requisitadas/enviadas por ela são atribuídas a entradas e saídas físicas do equipamento. Essa determinação implica, imediatamente, na definição do tipo da informação, em seu formato e por qual via de acesso a mesma trafega, ou seja, o usuário não necessita ponderar sobre sua configuração, a mesma é transparente a ele. Com o uso do padrão IEC 61850 o usuário, necessariamente, precisa realizar um mapeamento sobre as informações a serem transmitidas/recebidas, através do padrão IEC 61850, para que as mesmas possam ser adequadamente utilizadas pela lógica de usuário desenvolvida.

A partir da aplicação desenvolvida, depreende-se que a adoção do barramento de processos é um dos grandes benefícios do padrão IEC 61850, pois, acaba modificando sobremaneira a composição do circuito funcional de uma subestação de energia elétrica. Há uma diminuição marcante na quantidade de conexões elétricas envolvidas. Agrega-se portanto, maior versatilidade a instalação. O barramento de processo acaba por modificar a especificação dos IEDs, pois as informações que serão requisitadas ou enviadas por ele não precisam trafegar exclusivamente

através das entradas e saídas digitais físicas do dispositivo. Isso acaba por aumentar a vida útil do mesmo, sob o aspecto do uso em aplicações de automação de subestações de energia elétrica.

Os fabricantes dos IEDs dividem os aplicativos para criação dos arquivos CID em dois segmentos: aplicativos integrados ao pacote de *softwares* utilizado para trabalho universal com aqueles equipamentos e aplicativos dedicados a configuração daquele tipo de arquivo. Sobre ambos os segmentos, pode-se dizer que tais aplicativos são concebidos com uma interface com o usuário com o propósito de serem intuitivas, contudo, se o conhecimento em relação ao padrão IEC 61850 for pequeno seu uso torna-se complexo, necessitando, portanto, de suporte adequado dos fabricantes para que qualquer interação com o protocolo seja realizada.

Um outro ponto a ser levantado é que o tempo de construção física da rede é menor do que aquele necessário para a montagem da mesma aplicação através do circuito funcional convencional da subestação. Como exemplo, para a aplicação considerada o tempo de montagem do circuito funcional convencional, composto pelo corte de cabos, conexões elétricas entre os equipamentos e verificação de continuidade entre os pontos de conexão, ficaram em torno de 8 horas. Já a conexão dos equipamentos em rede, composto pelo corte de cabos UTP, crimpagem de conectores e passagem dos cabos, gira em torno de 40 minutos.

Para o circuito funcional baseado em fiação elétrica convencional não é obrigatória a existência de redundância em sua composição, porém os requisitos de cada aplicação podem demandar pelo seu uso. Contudo, para aplicações desenvolvidas sobre o padrão IEC 61850 deve ser prevista adequada redundância para os elementos que compõe a rede de comunicação de dados, devido a relevância atribuída a mesma.

A Figura 5.13 e Figura 5.14 apresentam graficamente a comparação entre a solução de controle de *Bay* realizada com e sem o uso do padrão IEC 61850.

Figura 5.13: Controle de Bay baseado com circuito funcional tradicional.

Figura 5.14: Controle de Bay com IEC 61850.

Capítulo 6

Conclusões

A proposta fundamental deste trabalho é investigar a utilização adequada de dispositivos de proteção digital para compor soluções de controle, supervisão e intertravamento para os elementos do SEP. Após o desenvolvimento, implementação e ensaio das soluções desenvolvidas, para os casos em estudo, com o uso de relés de proteção digital disponíveis no LSEE, pode-se dizer que tais equipamentos, como um todo, são adequados e convenientes para atingir esse objetivo em *Bays* de subestação, sejam eles de concessionárias de energia ou de indústrias em geral.

Os resultados obtidos até o presente momento foram satisfatórios, sendo o objetivo proposto em cada aplicação atingido de forma plena. Sob o ponto de vista da operação de uma subestação que fizesse usufruto das aplicações desenvolvidas, os resultados sugerem uma maior confiabilidade e desempenho dessa instalação frente a esquemas convencionais de controle, como por exemplo, pelo uso de botoeiras, lâmpadas de sinalização, relés temporizadores, etc.

Sob o ponto de vista da manutenção, também há ganho considerável, pois a construção dos painéis associados seria simplificada, a quantidade de elementos a compô-lo seria reduzida, tornando-a mais rápida e barata.

Um aspecto destacado na seção 1.2, garantir a portabilidade das soluções, foi atingido, pois, tomando como prioritários elementos clássicos dos sistemas digitais para construção das soluções de usuário, garante-se sua utilização em diversos relés digitais de proteção, desde que os mesmos possuam características intrínsecas de PLC, sem a necessidade de nenhuma alteração estrutural. Isso acaba economizando um considerável número de horas de Engenharia para esse tipo de atividade. Essa conclusão foi obtida através da repetibilidade de cada aplicação apresentada no Capítulo 4, pelo uso de equipamentos de fabricantes distintos.

Em relação ao ambiente de desenvolvimento dessas aplicações, que é parte integrante dos aplicativos de *software* para interação entre usuário e relé de proteção digital, cabe salientar que a adaptação ao mesmo é relativamente rápida, o que acaba implicando em um menor tempo despendido no aprendizado para utilizá-lo de forma efetiva. Esse ambiente de desenvolvimento provê, ainda, adequada manutenção nas aplicações desenvolvidas, possibilidade de documentação parcial da programação de usuário realizada, e para alguns fabricantes e modelos, simular computacionalmente o funcionamento da mesma, característica essa bastante conveniente por não demandar a necessidade de montagem de um arranjo de ensaio para se obter resultados iniciais quanto ao funcionamento da programação desenvolvida.

Outro aspecto importante refere-se a flexibilidade das soluções, por tratar-se de um ambiente único de *hardware* e *software*. Alterações que se fizerem necessárias são implementadas de forma bastante conveniente, com custo reduzido e relativa agilidade.

Quanto a apreciação do padrão IEC 61850, pode-se dizer que sua utilização não é trivial, ou seja, há relativa complexidade em seu uso, a qual demanda considerável investimento em tempo para seu aprendizado, mesmo para composição de aplicações simples. Vencida essa etapa inicial, os benefícios relativos a adoção do protocolo são promissores. O primeiro deles, reside no fato de que a quantidade de conexões elétricas é sensivelmente diminuída com o uso desse protocolo. A composição de esquemas de controle, proteção e supervisão tornam-se mais confiáveis, devido ao mecanismo de repetição de mensagens, flexíveis e refinados, devido a capacidade de comunicação direta entre IEDs. O estabelecimento de um protocolo único para o sistema de automação de subestações implica em uniformidade para a integração de equipamentos, podendo pressupor menores custos para ampliação futura da instalação. Como implicação direta dessas características, pode-se dizer que os custos de manutenção e comissionamento serão diminuídos em subestações digitalizadas sobre o padrão IEC 61850. Pode-se dizer, que os aplicativos para configuração do arquivo CID são concebidos com uma interface com o usuário com propósito de ser intuitiva, contudo, se o conhecimento em relação ao padrão IEC 61850 for pequeno seu uso torna-se complexo, necessitando portanto de suporte adequado dos fabricantes para que qualquer interação com o protocolo seja realizada.

Cabe colocar que os problemas estudados, seus resultados e a forma de condução desta pesquisa podem ser apresentados como estudos de caso no âmbito da disciplina de proteção de sistemas elétricos de potência, traduzindo-se, portanto, como ferramenta didática para a construção de conhecimento discente, desde que tal ferramenta seja entendida como parte de

uma prática pedagógica coerente com sua proposta.

A estratégia de desenvolvimento do trabalho proposta na seção 1.4 mostrou-se adequada até este ponto, não havendo correções notáveis a serem propostas até então.

6.1 Sugestões para Continuidade da Pesquisa

Os resultados obtidos são encorajadores para a continuidade desta pesquisa. Dentre os possíveis pontos de prosseguimento destacam-se:

- a) Desenvolver mais aplicações de controle, supervisão ou intertravamento baseadas nos relés de proteção digitais;
- b) Elaborar um método de trabalho para concepção, ensaio e documentação das aplicações desenvolvidas;
- c) Explorar com maior profundidade o padrão IEC 61850 para aplicações entre os níveis de processo e *Bay*.

Referências Bibliográficas

- [1] “Caminhos da modernização: cronologia do setor de energia elétrica brasileiro 1850-1998,” CD-ROM, 1999, centro da Memória da Eletricidade no Brasil.
- [2] ANEEL, “Banco de informações de geração,” 21 de Maio 2007. [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>
- [3] ONS, “O que é o sin - sistema interligado nacional ?” 06 de Julho 2007. [Online]. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx
- [4] A. Monticelli e A. Garcia, *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. Campinas, SP: Editora Unicamp, 2003.
- [5] W. Energies, “Power delivery,” 04 de Julho 2007. [Online]. Disponível em: <http://www.we-energies.com/powerquality/powerdelivery.htm>
- [6] P. M. Anderson, *Power System Protection*. New York: IEEE Press - McGrawHill, 1999.
- [7] E. L. Harder e J. C. Cunningham, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, 5th ed. Raleigh - North Carolina: ABB Power T&D Company Inc., 1997, ch. 11 - Relay and Circuit Breaker Application, pp. 342–400.
- [8] J. L. Blackburn e T. J. Domin, *Protective Relaying Principles and Applications*, 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.
- [9] S. H. Horowitz e A. G. Phadke, *Power System Relaying*, 2nd ed. New York: John Wiley & Sons Inc., 1995.
- [10] G. Kindermann, *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, 1st ed. Florianópolis: Edição do Autor, 1999, vol. 1.
- [11] D. Proudfoot, “Innovative substation design-the bay controller concept,” in *Thirty-Fourth IAS Annual Meeting*, vol. 2. Phoenix, AZ: IEEE, October 1999, pp. 953 – 959.

- [12] R. J. Tocci e N. S. Widmer, *Sistemas Digitais : Princípios e Aplicações*. São Paulo: Pearson Education, 2004.
- [13] P. K. Maazono, “Proteção de linhas de transmissão,” Edição do autor, São Paulo, 2003.
- [14] W. A. Elmore, *Protective Relaying Theory and Applications*, 2nd ed. New York: Marcel Dekker, 2004.
- [15] C. A. S. Araújo, *et al.*, *Proteção de Sistemas Elétricos*, 2nd ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.
- [16] C. A. Karasinski e E. da Silva Dias, *Guia para Aplicação e Manutenção de Banco de Baterias*, Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná - CEFET-PR, Curitiba, 2003.
- [17] D. Berndt, *Battery Technology Handbook*, 2nd ed. New York: Marcel Dekker Inc., 2003, ch. 1 - Eletrochemical Energy Storage.
- [18] H. Franke, *Battery Technology Handbook*, 2nd ed. New York: Marcel Dekker Inc., 2003, ch. 7 - Batteries for Stationary Power Supply.
- [19] *Protective Relays - Application Guide*, 3rd ed., GEC Alsthom T&D, England, 1995.
- [20] H. S. Petch e J. Rushton, *Power System Protection - Principles and Components*, 2nd ed. Stevenage -UK: Peter Peregrinus Ltd., 1981, vol. 1, ch. 2 - Protection Principles and Components, pp. 21–52.
- [21] T. Hojo, “Transformadores para instrumentos,” Edição do autor, São Paulo, 2002.
- [22] I. L. Kosow, *Electric Machinery and Control*. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall, Inc., 1964.
- [23] *Transformador de Corrente - NBR6856*, Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, Rio de Janeiro, Abril 1992.
- [24] V. Gurevich, *Electric Relays - Principles and Applications*. Boca Raton: CRC Press, 2006.
- [25] M. A. D. de Almeida, “Apostila de proteção de sistemas elétricos,” UFRN,Natal, Fevereiro 2000.
- [26] *Transformador de Potencial - NBR6855*, Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, Rio de Janeiro, Abril 1992.

-
- [27] H. Ungrad, W. Winkler, e A. Wiszniewski, *Protection Techniques in Electrical Energy Systems*. New York: Marcel Dekker, Inc., 1995.
- [28] G. kindermann, *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. Florianópolis: Edição do Autor, 2006, vol. 2.
- [29] R. Mullikin, *Electric Power Transformer Engineering*, 2nd ed. Boca Raton: CRC Press, 2007, ch. 7 - Instrument Transformers, pp. 7-2 – 7-34.
- [30] NxtPhase T&D Corporation, “NXCT Optical Current Sensor,” October 2006. [Online]. Disponível em: www.nxtphase.com
- [31] C. R. Mason, *The Art & Science of Protective Relaying*. General Electric - GE, 1962.
- [32] *Relés Elétricos - Terminologia - NBR 5465*, Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, Rio de Janeiro, Agosto 1981.
- [33] J.W.Hodgkiss, *Power System Protection - Principles and Components*, 2nd ed. Stevenage, U.K.: Peter Peregrinus Ltd., 1981, vol. 1, ch. 6 - Relays, pp. 339-447.
- [34] P. K. Maezono, “Noções de proteção digital,” Edição do Autor, São Paulo, outubro 2002.
- [35] SEL, “Museu da proteção,” 21 de Maio 2007. [Online]. Disponível em: <http://www.selinc.com.br>
- [36] A. T. Johns e S. K. Salman, *Digital Protection for Power Systems*. London - U.K.: Peter Peregrinus Ltd., 1995.
- [37] A. G. Phadke e J. S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*. Somerset - England: Research Studies Press Ltd., 1994.
- [38] R. Bulgarelli e E. C. Senger, “O processamento digital de sinais aplicado na proteção de motores trifásicos industriais,” in *Conferencia de Aplicações Industriais - INDUSCON*. Recife: Universidade Federal de Pernambuco - IEEE/UFPE, 2006.
- [39] G. Reichenbach, “Digsig 4 - breaker control/control display,” December 2001.
- [40] Siemens, “Protection devices,” 21 de Maio 2007. [Online]. Disponível em: <http://www.siprotec.com>
- [41] *IEC 50 - Capítulo 441 - Switchgear, Controlgear and Fuses*, International Electrotechnical Vocabulary, 1984.

- [42] *IEEE Std C37.100-1992 - Standard Definitions for Power Switchgear*, IEEE Power Engineering Society, New York, October 1992.
- [43] R. Colombo, *Disjuntores de Alta Tensão*. São Paulo: Livraria Nobel S. A, 1986.
- [44] *Manual de Instruções Disjuntores 3AT5EI / 550 kV / 3150 A*, Siemens, São Paulo, 2005.
- [45] R. D. Garzon, *High Voltage Circuit Breakers-Design and Applications*, 2nd ed. New York: Marcel Dekker Inc., 2002.
- [46] J. S. Morton, *Power Circuit Breaker Theory and Design*. England: Peter Peregrinus Ltd., 1985, ch. 5 - Air-break circuit breakers, pp. 189–234.
- [47] M. A. Vorpe, O. K. Filho, e W. J. França, *Disjuntores e Chaves - Aplicação em Sistemas de Potência*. Niterói: EDUFF - Editora da Universidade Federal Fluminense, 1995, ch. 1 - Aspectos Básicos e Construtivos, pp. 29–46.
- [48] S. de Azevedo Moraes, *Equipamentos Elétricos - Especificação e Aplicação em Subestações de Corrente Alternada*. Rio de Janeiro: Furnas Centrais Elétricas, 1985, ch. X - Disjuntores, pp. 186–223.
- [49] Bettmann/Corbis, “Circuit breakers of large electric co.” 20 de Setembro 2007. [Online]. Disponível em: www.corbis.com
- [50] Siemens, *Disjuntores à Vácuo 3AH*, São Paulo, Maio 2001.
- [51] O. K. Filho, *Equipamentos Elétricos - Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*. Rio de Janeiro: Furnas Centrais Elétricas, 1985, ch. IX - Chaves, pp. 146–185.
- [52] M. F. K. Baltar, “Treinamento para Operação da Subestação de 138 kV ICAL,” Edição do Autor, 2005.
- [53] C. Sankaran, *Power Quality*. Boca Raton: CRC Press, 2002.
- [54] M. Oleskovicz, “Qualidade da energia elétrica,” Edição do autor, São Carlos, 2007.
- [55] R. C. Dugan, *et al.*, *Electrical Power Systems Quality*, 2nd ed. New York: McGraw-Hill, 2002.
- [56] J. Coelho, *et al.*, “Metodologia para avaliação dos custos associados a problemas de qualidade de energia em consumidores de grande porte,” in *Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas*

-
- Elétricos - SBSE*. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande, Julho 2006.
- [57] M. McGranaghan e B. Roettger, “Economic evaluation of power quality,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, Issue 2, pp. 8–12, February 2002.
 - [58] J. C. Whitaker, *AC Power Systems Handbook*, 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.
 - [59] M. Gervitz, “IEC-61850 - impactos na proteção de equipamentos de automação,” in *VI SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, São Paulo, 2005.
 - [60] P. R. P. de Oliveira, *et al.*, “Sistemas Abertos de Supervisão e Controle e Subestações de Energia,” in *II CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, 2003.
 - [61] J. R. M. RODRIGUES, “Primeira Subestação em Funcionamento com IEC 61850,” in *VI SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, 2005.
 - [62] International Electrotechnical Commission, “IEC-61850 - Part 1: Introduction and Overview,” IEC, Tech. Rep. IEC/TR 61850-1:2003(E), 2003.
 - [63] IEC-61850, “Communication networks and systems in substations,” 30 de Janeiro 2007. [Online]. Disponível em: <http://www.61850.com/>
 - [64] R. E. MACKIEWICZ, “Overview of IEC 61850 and Benefits.” IEEE, 2006.
 - [65] International Electrotechnical Commission, “IEC-61850, Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models,” IEC, Tech. Rep. IEC 61850-5:2003(E), 2003.
 - [66] A. Apostolov, “Object Models of Protection Devices in IEC 61850.” IEEE, 2006.
 - [67] E. C. Gurjão, B. A. de SOUZA, e U. A. do CARMO, “A Comunicação entre Equipamentos de Proteção na Norma IEC 61850,” *Eletricidade Moderna*, vol. 397, pp. 148–157, Abril 2007.
 - [68] D. Proudfoot, “UCA and IEC61850 for Dummies,” March 2002.
 - [69] International Electrotechnical Commission, “IEC-61850, Part 7.4: Basic Communication Structure for Substations and Feeder Equipment-Compatilbe Logical Node Classes and Data Classes,” IEC, Tech. Rep. IEC 61850-7-4:2003(E), 2003.
 - [70] —, “IEC-61850 - Part 7.1:Basic Communication Structure for Substations and Feeder Equipment-Principles and Models,” IEC, Tech. Rep. IEC 61850-7-1:2003(E), 2003.

- [71] —, “IEC-61850, Part 6: Substation Automation System Configuration Description Language,” IEC, Tech. Rep. IEC 61850-6:2004(E), 2004.
- [72] M. E. de Carvalho Paulino, “Teste de IEDs Baseados na IEC 61850,” in *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande, Julho 2006.
- [73] International Electrotechnical Commission, “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,” IEC, Tech. Rep. IEC 61850-8-1:2004(E), 2004.
- [74] A. C. Pereira, *et al.*, “Automação de Subestações e Usinas - Estado da Arte e Tendências Utilizando a Norma IEC 61850,” in *VII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, SIMPASE*, Salvador - BA, 2007.
- [75] L. Andersson, C. Brunner, e F. Engler, “Substation Automation Based on IEC 61850 with New Process-Close Technologies,” in *Power Tech Conference Proceedings*, vol. 2. Bologna: IEEE, June 2003.
- [76] International Electrotechnical Commission, “IEC-61850, Part 9.1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled Values over serial Unidirectional Multidrop point to point Link,” IEC, Tech. Rep. IEC 61850-9-1:2003(E), 2003.

Apêndice A

Divulgação do Trabalho em Eventos Científicos

Em relação a divulgação científica deste trabalho, nos foros pertinentes, pode-se citar a participação no *Seventh Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE*, realizado de 22 a 24 de outubro de 2007 em Vinã del Mar, Chile com os trabalhos intitulados: “*Uma Lógica de Comutação entre fontes de Alta Tensão em uma Subestação Industrial pelo uso de Relés Digitais Comerciais*” e “*Uma Lógica para controle de Bay Dispondo de Relés Digitais Comerciais e Meios de Comunicação Adequados*”.

Além dessa participação, foi apresentado no XXXV Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia - COBENGE, realizado de 10 a 13 de setembro de 2007 em Curitiba, Paraná o trabalho sob o título “*Sistemas Digitais e Comunicação de Dados Aplicados a um Procedimento Laboratorial para o Ensino de Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*”.

Finalmente, foi apresentado na VII Conferência Brasileira sobre Qualidade da energia Elétrica - CBQEE, realizada de 5 a 8 de agosto de 2007 em Santos, São Paulo o trabalho denominado “*Desenvolvimento e Implementação de uma Lógica para Comutação entre Fontes de Alta Tensão Baseada em Relés Digitais Comerciais Aplicada em uma Subestação Industrial*”.