



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Guaratinguetá

THIAGO DE MACEDO LIMA

DESENVOLVIMENTO DE UM ANTEPROJETO DE UM SISTEMA
DE DIGITALIZAÇÃO DA PROTEÇÃO E CONTROLE APLICADA A
UMA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA INDUSTRIAL DE ALTA TENSÃO.

Guaratinguetá
2012

THIAGO DE MACEDO LIMA

DESENVOLVIMENTO DE UM ANTEPROJETO DE UM SISTEMA
DE DIGITALIZAÇÃO DA PROTEÇÃO E CONTROLE APLICADA A
UMA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA INDUSTRIAL DE ALTA TENSÃO.

Monografia apresentada ao Conselho de
Curso de Graduação em Engenharia
Elétrica da Faculdade de Engenharia do
Campus de Guaratinguetá, Universidade
Estadual Paulista, como parte dos
requisitos para obtenção do diploma de
Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Rossi

Guaratinguetá
2012

L732d Lima, Thiago de Macedo
Desenvolvimento de um anteprojeto de um sistema de digitalização da proteção e controle aplicada a uma subestação elétrica industrial de alta tensão / Thiago de Macedo Lima – Guaratinguetá : [s.n], 2012.
111 f : il.
Bibliografia: f. 111

Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2012.
Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Rossi

1. Subestações elétricas I. Título

CDU 621.311.4

**DESENVOLVIMENTO DE UM ANTEPROJETO DE UM SISTEMA DE
DIGITALIZAÇÃO DA PROTEÇÃO E CONTROLE APLICADA A UMA
SUBESTAÇÃO INDUSTRIAL DE ALTA TENSÃO**

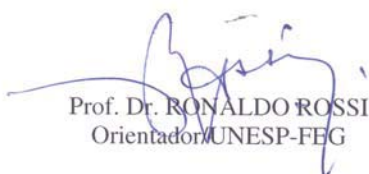
THIAGO DE MACEDO LIMA

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO
PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
“GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA”

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Prof. Dr. LEONARDO MESQUITA
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. RONALDO ROSSI
Orientador UNESP-FEG


Prof. Dr. LUIZ OCTÁVIO M. DOS REIS
UNESP-FEG


Prof. Msc. FERNANDO RIBEIRO FILADELFO
UNESP-FEG

Dezembro de 2012

DADOS CURRICULARES

THIAGO DE MACEDO LIMA

NASCIMENTO	09.07.1989 – SÃO PAULO / SP
FILIAÇÃO	Solange de Macedo Lima Edimar Teixeira Lima Filho
2008/2012	Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, na Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista.

dedico este trabalho à minha mãe *Solange*, que é o meu espelho e um exemplo de vida e sempre esteve presente em todos os momentos da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço minha mãe Solange e padrasto Neliton e ao meu avô Pedro que me deram a oportunidade de realizar meus estudos e chegar onde estou hoje. Aos meus amigos por toda a ajuda que me deram durante os anos na universidade.

Ao professor Ronaldo Rossi por proporcionar a realização deste TG. Aos moradores da república Cevada & Kana, minha segunda família e à dona Hercília, que proporcionaram momentos e ensinamentos que levarei para a vida toda.

“A nossa maior glória não reside no fato de nunca cairmos, mas sim em levantarmo-nos sempre depois de cada queda”.

Confúcio

LIMA, T. M. **DESENVOLVIMENTO DE UM ANTEPROJETO DE UM SISTEMA DE DIGITALIZAÇÃO DA PROTEÇÃO E CONTROLE APLICADA A UMA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA INDUSTRIAL DE ALTA TENSÃO**, 2012. 111f. Monografia de Graduação (Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

RESUMO

Esta proposta de Digitalização de uma subestação elétrica industrial de AT está associada a um dos segmentos da área de Eletrotécnica Aplicada e visa o estudo e anteprojeto de aplicação de técnicas de digitalização na proteção, no controle, na medição e na automação de manobras voltadas para um Sistema Elétrico Industrial típico de Alta Tensão. Destina-se assim, à supervisão, proteção e controle das principais grandezas elétricas e térmicas envolvidas em uma subestação, tais como: níveis de tensão, de corrente, de temperatura, de fator de potência, de carregamentos de transformadores e de circuitos alimentadores, “status” dos dispositivos de intertravamentos, chaveamentos de equipamentos de manobras, etc.

PALAVRAS-CHAVE: Proteção dos Sistemas elétricos de Potência, Sistema elétrico de Potência (SEP), Análise de Curto-Circuito.

LIMA, T. M. DEVELOPMENT OF AN ANTE PROJECT OF A SCANNING SYSTEM PROTECTION AND CONTROL APPLIED TO AN INDUSTRIAL ELECTRICAL SUBSTATION IN HIGH TENSION, 2012. 111p. Monograph Undergraduate (Electrical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

ABSTRACT

The proposed of scanning of an electrical industrial substation HV is associated with a segment of the Electrotechnical area and aims the study and preliminary application of digital technologies in the protection, control, measurement and automation maneuvers aimed at a Industrial Electrical System typical High Voltage. Well intended to supervision, protection and control of major electrical and thermal quantities involved in a substation, such as voltage levels, current, temperature, power factor, loads of transformers and circuit feeders, "status "of interlocking devices, switching equipment maneuvers, etc.

KEYWORDS: Protection of Electrical Power Systems, Electrical Power System (SEP), Analysis of Short Circuit.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Um esquema simplificado de monitoração de dados.....	16
Figura 2 – Funcionamento do Disjuntor.....	23
Figura 3 – Típica Rede Elétrica.....	30
Figura 4 – Curva típica de um fusível	32
Figura 5 – TP tipo capacitivo	34
Figura 6 – Enrolamento Bobinado.	36
Figura 7 – Enrolamento Toroidal	36
Figura 8 – Curva de relação de sobrecorrente para TC de classe T	37
Figura 9 – Capacidade de Tensão no secundário para diferentes TCs de classe T.	37
Figura 10 – Zonas de Proteção sobrepostas.....	40
Figura 11 – Limites das zonas de proteção	42
Figura 12 – Exemplo de classificação de sobrecorrente.....	43
Figura 13 – Conexão direta do gerador com a barra das linhas de transmissão.....	44
Figura 14 – proteção para geradores conectados diretamente as barras.....	45
Figura 15 – Relé Diferencial (87) instalado em uma conexão estrela.....	45
Figura 16 – Relé Diferencial (87) instalado em uma conexão delta	46
Figura 17 – Proteção diferencial com quatro disjuntores	48
Figura 18 – Duplo barramento conectado por um disjuntor que é normalmente fechado	48
Figura 19 – Configuração em anel e sua devida proteção.....	49
Figura 20 – Configuração quatro disjuntores e meio e zonas de proteção da barra	49
Figura 21 – Característica do motor de indução.....	51
Figura 22 – Proteção diferencial quando o neutro está disponível. a) Com adição de fluxo e relé de sobrecorrente instantânea. b) Tipo convencional e relés de diferencial	52
Figura 23 – Proteção de sobrecorrente para motores. a) Com três condutores passando através de uma soma de fluxos – Tipo transformador de corrente; b) Tipo convencional – Tipo transformador de corrente.....	53
Figura 24 – Proteção de rotor bloqueado.....	53
Figura 25 – Protocolo PROFIBUS na pilha OSI.....	60
Figura 26 – Arquitetura de uma Subestação Automatizada	61
Figura 27 – Diagrama Unifilar da Subestação em análise.....	65
Figura 28 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise	71
Figura 29 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em S	72

Figura 30 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em S1	73
Figura 31 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em S2	74
Figura 32 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em S4	75
Figura 33 – Disjuntor AT, modelo GL, fabricante Alstom	77
Figura 34 – Chave Seccionadora AT, modelo GL, fabricante Alstom.....	78
Figura 35 – TC de AT, modelo OSKF, fabricante Alstom	79
Figura 36 – Para raio da fornecedora ABB	80
Figura 37 – Disjuntor de MT, fornecedora ABB.....	81
Figura 38 – Chave Seccionadora de MT, fornecedora ABB.....	82
Figura 39 – TC de MT, fornecedora ABB.....	83
Figura 40 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em Sx.	84
Figura 41 – Transformador de Potencial a ser aplicado na Média Tensão.....	86
Figura 42 – Diagrama funcional de um relé digital.....	87
Figura 43 – Correção de módulo e de ângulo antes da medição pela Proteção Diferencial	89
Figura 44 – Bloqueio de Sequencia Zero pelo TC auxiliar	89
Figura 45 – Instalação do relé digital de sobrecorrente nas linhas de transmissão	92
Figura 46 – Relé MiCOM P225 para a proteção dos motores de indução	94
Figura 47 – Relé MiCOM P746 da fornecedora Schneider.....	95
Figura 48 – Visão geral da atuação do relé P746 na proteção das barras.....	96
Figura 49 – Relé MiCOM P40 da fornecedora Alstom.....	97
Figura 50 – Relé de Proteção do Transformador MiCOM P642.....	98
Figura 51 – Visão geral da aplicação do relé MiCOM P642.....	91
Figura 52 – IED P40 da linha MiCOM da Alstom.....	99
Figura 53 – Gerador ABB a ser instalado na subestação	100
Figura 54 – Subestação com Turbo Gerador incluso para manobras.....	101
Figura 55 – Operação Normal do sistema simulado no Vijeo.....	102
Figura 56 – Falta no alimentador do sistema simulado no Vijeo	103
Figura 57 – Falta no barramento de AT do sistema simulado no Vijeo.....	104
Figura 58 – Falta no Transformador T1 do sistema simulado no Vijeo.....	105
Figura 59 – Falta no Transformador T2 do sistema simulado no Vijeo.....	106
Figura 60 – Falta na barra S1 do sistema simulado no Vijeo	107
Figura 61 – Falta na barra S2 do sistema simulado no Vijeo.....	108
Figura 62 – Intertravamento da barra auxiliar do sistema para manutenção simulado no Vijeo	109

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Cargas nominais para TC padronizadas pela ABNT.....	39
Tabela 2 – Burden de relés digitais	40
Tabela 3 – Tipos de protocolos de comunicação.....	56
Tabela 4 – Dados do fabricante Asltom para o disjuntor de AT	77
Tabela 5 – Descrição Técnica da chave seccionadora de AT da Alstom	77
Tabela 6 – Descrição Técnica do TC de AT da Alstom.....	78
Tabela 7 – Descrição Técnica do para raio da subestação industrial	80
Tabela 8 – Descrição Técnica do disjuntor de MT da subestação.....	81
Tabela 9 – Descrição Técnica da Chave Seccionadora de MT da subestação	82
Tabela 10 – Técnica do TC de MT da subestação.....	82
Tabela 11 – Descrição Técnica do TP de MT da subestação	86
Tabela 12– Tabela de valores para as Normas	91
Tabela 13 – Características técnicas principais do relé MiCOM P225	95
Tabela 14 – Resumo das especificações técnicas do MiCOM P746.....	96
Tabela 15 – Resumo das especificações técnicas do MiCOM P40.....	97
Tabela 16 – Especificação do relé MiCOM P642 da Schneider	98

LISTA DE ABREVIATURAS

ANSI	-	American National Standards Institute
AT	-	Alta Tensão
CLP	-	Controlador Lógico Programável
EAT	-	Extra Alta Tensão
FP	-	Fator de Potência
IEC	-	International Electrotechnical Committee
IED	-	Intelligent Electronic Devices
IEEE	-	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	-	Interface Homem Máquina
LAN	-	Local Area Network
MIT	-	Motor de Indução Trifásico
MT	-	Média Tensão
NA	-	Normal Aberto
NBI	-	Nível Básico de Isolação
ONAF	-	Óleo Natural Ar Forçado
ONAN	-	Óleo Natural Ar Natural
PU	-	Por Unidade
P&C	-	Proteção e Controle
RTC	-	Relação Nominal de Transformação da Corrente
RTD	-	Resistance Temperature Detector
RTP	-	Relação Nominal de Transformação de Potencial
RTU	-	Remote Terminal Unit
SCADA	-	Supervisory Control and Data Acquisition
SE	-	Subestação Elétrica
SEI	-	Sistema Elétrico Industrial
TC	-	Transformador de Corrente
TH	-	Thèvenin
TP	-	Transformador de Potencial
T&D	-	Transmition & Distribution

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
2 SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS	18
2.1 Classificações das Subestações	18
2.2 Elementos principais de uma subestação.....	21
2.2.1 Barramentos.....	21
2.2.2 Disjuntor	22
2.2.3 Chaves Seccionadoras	24
2.2.4 Religadores	25
2.3 Para-raios.....	26
2.5 Banco de Capacitores	28
2.6 Condutores Elétricos	28
3 EQUIPAMENTOS E SISTEMAS DE PROTEÇÃO E DIGITALIZAÇÃO	29
3.1 Faltas nos Sistemas Elétricos de Potência	29
3.2 Redes Elétricas	29
3.2.1 Estudo das redes elétricas.....	30
3.2.2 Fundamentos da proteção do sistema elétrico	31
3.3 Componentes do sistema de proteção.....	31
3.3.1 Fusível	31
3.3.2 Relés de Proteção.....	32
3.3.3 Transformador de Potencial.....	33
3.3.3.1 Transformadores de Potencial Capacitivo.....	34
3.3.4 Transformador de Corrente para proteção, controle e medição	35
3.4 Qualidades da proteção dos sistemas elétricos	40
3.5 Relés de proteção dos equipamentos do sistema elétrico	43
3.5.1 Proteção de geradores.....	43
3.5.2 Proteção de reatores e capacitores shunt	46
3.5.2.1 Reatores	46
3.5.2.2 Capacitores <i>Shunt</i>	47
3.5.3 Proteção das barras de conexão	47
3.5.4 Proteção de Motores	50
3.6 Conceitos da IEC 61850	54
4 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO	55
4.1 Unidade terminal remota ou remote terminal unit (RTU).....	55
4.2 Equipamento Eletrônico Inteligente ou Intelligent Electronic Device (IED).....	55
4.3 Sistemas Digitais – Supervisão, Controle, Automação e Proteção	56
4.4 Protocolos de Comunicação	56
4.4.1 MODBUS	57
4.4.2 ETHERNET	58
4.4.3 PROFIBUS	58
4.4.4 RS - 485.....	58
4.4.5 IEC 1158-2	59
4.4.6 IEC 60870-5-103	60
4.5 Aquisição de dados.....	60
4.6 SCADA.....	61
4.7 Software do Sistema SCADA	61
5 EXEMPLO DE APLICAÇÃO EM UMA SUBESTAÇÃO	62
5.1 Estudo de Curto-Circuito.....	64
5.2 Diagramas de Impedâncias.....	69

5.3 Especificações dos equipamentos de AT e MT da subestação.....	74
5.3.1 Equipamentos de Alta Tensão	75
5.3.2 Equipamentos de Média Tensão.....	79
5.4 Disjuntor para a condição de paralelismo dos Transformadores T1 e T2.....	82
5.4.1 Transformador de Potencial na condição de paralelismo.....	84
6 AUTOMATISMO DA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA.....	86
6.1 Relés Digitais.....	86
6.2 Proteção Diferencial	86
6.2.1 Fatores que afetam a proteção diferencial	87
6.3 Função de sobrecorrente.....	89
6.3.1 Sobrecorrente em relés Digitais.....	89
6.3.2 Condições de atuação do relé de sobrecorrente.....	91
6.3.3 Função de sobrecarga térmica	92
6.3.4 Função de sequência negativa	93
6.4 Relés de proteção para os equipamentos da subestação	93
6.4.1 Proteção dos motores de indução	93
6.4.2 Proteção das barras de alimentação	94
6.4.3 Proteção do gerador.....	95
6.4.4 Proteção dos transformadores.....	96
6.5 Utilização de IED	98
7 PROGRAMA PARA A SIMULAÇÃO DOS AUTOMATISMOS	99
8 CONCLUSÕES.....	109
REFERÊNCIAS	111

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico é uma malha abrangente de variados circuitos, que podem operar com diferentes níveis de tensão e configurações. Este sistema tem por objetivo obter um elevado índice de confiabilidade, qualidade e continuidade no atendimento e no fornecimento de Energia Elétrica (EE), visto que o consumidor pode ser desde uma simples residência até setores industriais de produção de produtos ou mesmo setores hospitalares que dependem consideravelmente da estabilidade deste fornecimento de energia (Rossi, 2012).

Com a expansão das Redes de Distribuição e Transmissão de Energia e com o desenvolvimento de novas tecnologias de proteção e controle, notou-se uma necessidade maior de aprimorar também as técnicas de automação de manobras na operação dessas redes para que assim os índices de confiabilidade, de qualidade, de continuidade e de estabilidade imposta pelos Órgãos Reguladores fossem melhores atendidos.

Várias empresas que estão inseridas no Setor Elétrico estão se atualizando em suas operações de automações de manobras e transferência de dados por redes de comunicação, envolvendo o protocolo IEC – 61850, e desta forma, um maior controle na monitoração e nas parametrizações desses automatismos e procedimentos de digitalização e supervisão (Rossi, 2012)..

Evidentemente, como em qualquer outro segmento elétrico, na monitoração desses sistemas são envolvidas as funções de controle, de comando, de medição, de proteção e de telecomunicação, operando segundo um processo integrado de aquisição, tratamento e processamento digital de dados provenientes do sistema a ser digitalizado e ou automatizado, conforme se pode observar no esquema simplificado mostrado na Figura 1 (Rossi, 2012).

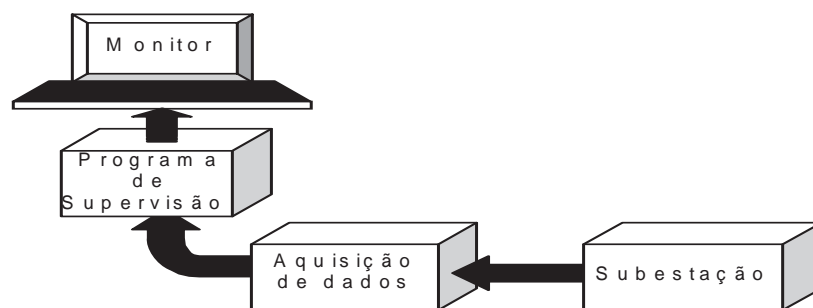


Figura 1 - Um esquema simplificado de monitoração de dados (Rossi, 2012).

Muitas dessas técnicas sofreram ao longo do tempo, uma evolução gradativa em seus parâmetros de ajustes (correntes, tensões, potências, tempos, suportabilidade térmicas, frequência, etc), e isso com destaque, notadamente com o advindo da tecnologia digital, onde a parametrização é requerida de forma específica para cada tipo e forma operativa de rede, de equipamento e do sistema considerado como um todo.

Com o advento da tecnologia digital, os modernos sistemas destinados à supervisão de redes, já apresentam as funções específicas de proteção e controle (P&C), destinadas a tais finalidades, integradas num único dispositivo podendo assim, parametrizá-lo operacionalmente, em configurações que se adaptem ao sistema monitorado (Proteção e Controle Adaptativos). Dessa forma, vários procedimentos dos automatismos e dispositivos digitais de P&C, a serem aí implantados deverão estar seletivamente coordenados com tais ajustes operacionais (Rossi, 2012).

Essa proposta de desenvolvimento, estudo e anteprojeto de um sistema digital de proteção e controle, com vistas a um processo de digitalização e de automatismo de manobras em um pátio de AT de uma subestação industrial típica vem de encontro a essa ideia, de inovação tecnológica demandada pelos modernos sistemas controladores, aplicados a essas redes distribuição de EE e de segmentos específicos que a utilizam, como é o caso das instalações elétricas industriais de médio e grande porte.

2 SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS

Uma subestação pode ser definida como um conjunto de instalações em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.

As subestações elétricas (SE) são pontos de convergência, entrada e saída, de linhas de transmissão ou distribuição, podendo se constituir como uma interface entre dois subsistemas.

Pode-se associar uma subestação como sendo um “centro geométrico” onde existe uma tomada de decisão centrada geralmente processada através de comandos em equipamentos de manobras, de transformações e de controles. Assim, pode-se dizer que existe um conjunto de componentes elétricos monitorados por uma lógica operativa sendo utilizados para controlar o fluxo de energia do sistema.

A tarefa mais importante das subestações é garantir a continuidade e confiabilidade da operação com máxima segurança. Desta forma, as partes sob faltas devem ser desligadas imediatamente e o suprimento de energia deve ser restaurado com as manobras ou comutações.

Atualmente as subestações são equipadas de um sistema estruturado de controle digitalizado ou até mesmo convencional, realizado através de programas de computadores que operam em tempo real analisando os dados medidos através das funções de proteção e controle e ainda operando em “off-line” com as parametrizações, programações, estimativas de estado, etc.

Desta forma, todas as vezes que qualquer perturbação venha por em risco a qualidade do sistema ou da estrutura física, as monitorações irão detectar e o sistema de proteção irá atuar para controlar a falha.

Logo, ao especificar uma subestação, é inadmissível considerar somente o funcionamento normal (nominal) do sistema, devem-se prever as falhas e imprevistos. Assim, a proteção tem como função minimizar os danos aos sistemas interligados à subestação e aos próprios equipamentos da subestação.

2.1 Classificações das Subestações

- QUANTO A FUNÇÃO

SE de Manobra

Permite manobrar partes do sistema, inserindo ou retirando-as de serviço, em um mesmo nível de tensão.

SE de Transformação

SE Elevadora

- Localizada na saída de usinas geradoras.
- Elevam a tensão tanto para níveis de transmissão quanto para níveis de subtransmissão.

SE Abaixadora

- Localizada na periferia das cidades.
- Diminuem os níveis de tensão evitando problemas, tais como: interferências por campo magnético, faixa de passagens muito largas, rádio interferência.

SE de Distribuição

- Diminuem a tensão para o nível primário (13,8kV – 34,5kV).
- Pertencem a concessionárias ou grandes consumidoras.

SE de Regulação

- São utilizadas através do emprego de equipamentos de compensação, reatores, capacitores, compensadores estáticos, etc.

SE Conversoras

- Este tipo de subestação está associado aos sistemas de transmissão em Corrente Contínua (SE's Retificadora e Inversora).

- QUANTO AO NÍVEL DE TENSÃO

- **Subestação de Média Tensão** – Até 34,5kV;
- **Subestação de Alta Tensão** – Até 230kV;

- **Subestação de Extra Alta Tensão** – Acima de 345kV;

- QUANTO AO TIPO DE INSTALAÇÃO

- **Subestação Desabrigada** – Construída ao ar-livre;
- **Subestação Abrigada** – Construída em lugar fechado;
- **Subestação Blindada** – Construída em lugar fechado, completamente protegido e isolado em óleo ou em gás (SF₆);

- QUANTO A FORMA DE OPERAÇÃO

Subestação com operador

- Este tipo de subestação exige treinamento pessoal específico;
- A utilização de computadores para a supervisão de operação só é justificada quando a instalação é de grande porte;

Subestação Semi-Automática

- Este tipo de subestação possuem computadores locais ou intertravamentos eletromecânicos que impedem as operações realizadas indevidamente por parte do operador desta subestação;

Subestações Automatizadas

- Este tipo de subestação é supervisionado à distância por meio de computadores e um sistema de controle chamado SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition);

Como regra geral, as funções em uma subestação são:

- Monitoração de “status” de equipamentos;
- Medição;
- Proteção de linha, transformadores, barra, reator, perda de sincronismo etc;
- Supervisão das proteções;
- Religamento automático;
- Localização de falha na linha;

- Telecomandos;
- Proteção de falha de disjuntor;
- Intertravamentos;
- Monitoração de sobrecarga em transformadores;
- Controle de tensão;
- Fluxo de reativos;
- Corte seletivo de cargas;
- Sincronização;
- Alarmes em geral;
- Registro de sequencia de eventos;
- Oscilografia;
- Interface humana;
- Impressão de relatórios;
- Interface com os Centros de Operação de Sistema;
- Autodiagnose;

2.2 Elementos principais de uma subestação

Existem na subestação diversos equipamentos que realizam determinadas funções em prol do melhor aproveitamento desta. Numa subestação definem-se dois tipos diferentes de equipamentos

Componentes primários – São os equipamentos que envolvem manobras, transformação e compensação. Dentre os equipamentos pode-se citar o Disjuntor, a Chave Seccionadora, Transformadores para Instrumentos, Banco de Capacitores, de reatores e os para-raios.

Componentes Secundários – São os dispositivos de controle associados aos componentes primários, tais como: relé de proteção, sistemas de alarme, serviços auxiliares, dispositivos de comando e registradores.

Estes equipamentos entre outros que existem nas subestações, serão descritos a seguir:

2.2.1 Barramentos

Barramentos são condutores reforçados, com impedância desprezível, que servem como centros comuns de coleta e redistribuição de corrente.

Quando se está projetando uma subestação, alguns projetos devem ser levados em conta no desenvolvimento, tais como: disponibilidade, manutenção, flexibilidade operacional e custo. Assim, existem diversos tipos de topologia para que as linhas se conectem do transformador à carga. A seguir estão os exemplos de arranjos dos equipamentos:

- Barramento Simples;
- Barramento Duplo;
- Barramento Simples Seccionado;
- Barramento principal e de Transferência;
- Barramento duplo com disjuntor;
- Barramento duplo de disjuntor e meio;
- Barramento em Anel.

2.2.2 Disjuntor

O disjuntor é um mecanismo destinado à manobra e proteção. Este permite a abertura ou o fechamento dos circuitos de potência em quaisquer condições de operação podendo esta estar em situação normal, ou em situação anormal, manual ou automática. São também solicitados a interromper correntes de circuitos operando a plena carga e a vazio.

A corrente de disparo do disjuntor é definida por I_d tal que ($I_d > 1,25.I_{nom}$) e como condição I_d deve ser menor que a capacidade de condução de corrente dos condutores do circuito.

A figura 2 abaixo mostra o circuito de acionamento do disjuntor no qual o relé detecta a condição anormal do sistema por intermédio de um transformador de instrumentos. Na figura o relé é conectado ao secundário do transformador de corrente (TC), enquanto que o primário é conectado à linha da fase protegida. Quando se detecta um aumento na corrente na fase da linha conectada ao primário, no secundário esta corrente irá ter um aumento proporcional. Neste instante, a bobina de abertura do disjuntor (*tripping coil*) é energizada e assim, abre os contatos principais do disjuntor.

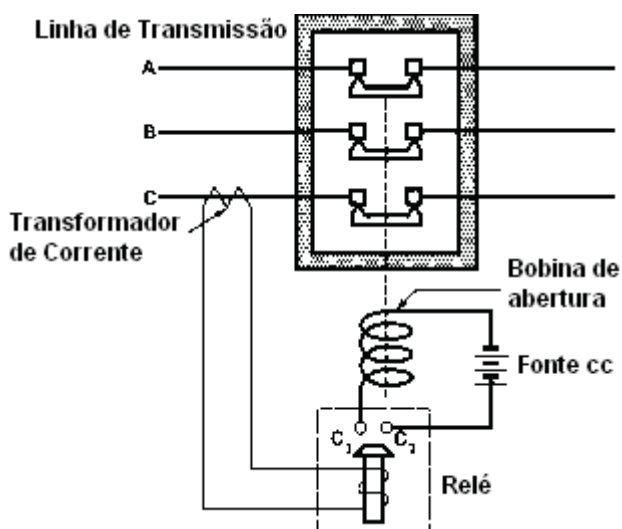


Figura 2 – Funcionamento do Disjuntor (Ruth Leão, anotações de aula UFC).

Quando os contatos de um disjuntor estão se abrindo para isolar os circuitos, dá-se a formação de um arco elétrico no ponto de separação. Se as grandezas da tensão e da corrente são suficientemente grandes para que este arco elétrico seja mantido, forma-se um caminho para a condução de corrente e em conjunto há a formação de gases devido à ionização do sistema, podendo a temperatura atingir cerca de 2000°C. Como esse arco causa problemas para os equipamentos, deve-se extingui-lo podendo-se utilizar os seguintes procedimentos:

- Aumento rápido do comprimento do Arco;
- Resfriamento do Arco;
- De ionização;
- Reestabelecimento rápido da rigidez dielétrica do meio.

Para que esses procedimentos sejam realizados, os disjuntores utilizam das seguintes técnicas:

- Jato de ar comprimido;
- Câmara de óleo;
- Câmara de vácuo;
- Jato de SF₆.

A especificação do disjuntor segue a seguinte regra:

- Considerações sobre Nível de tensão e Classe de isolamento

- Tensão Nominal.....[kV]
- Tensão Máxima de Serviço.....[kV]
- Classe de Isolação.....[kV]
- Frequência.....[Hz]

Ensaio de Isolação:

- Tensão Aplicada – 60 Hz – 1 min.....[kV]
- Impulso – 1,2 x 50 μ s – 0,5 J[kV]
- Tensão de Rádio Interferência:
 - Tensão fase-terra.....[kV]
 - Frequência medida.....[MHz]
 - Tensão de Interferência Medida.....[μ V]

2.2.3 Chaves Seccionadoras

As chaves seccionadoras são utilizadas primordialmente para estabelecer ou a separação de dois componentes ou circuitos de um sistema elétrico. Diferente do disjuntor a função da chave seccionadora não é interromper a corrente de defeito. Portanto, a seccionadora deverá isolar a área defeituosa após a ação do disjuntor, ou seja, sua atuação na maioria das vezes é com o sistema sem carga, isolando disjuntores, transformadores de medição e proteção e barramentos.

Normalmente as chaves seccionadoras são instaladas ao lado dos disjuntores, assim, a corrente que passa pelo disjuntor será a mesma que passará pela chave seccionadora, desta forma, os níveis tanto de corrente nominal quanto de curto-circuito terão valores aproximados para o dimensionamento de ambos os equipamentos.

Dependendo da funcionalidade a qual a chave seccionadora será aplicada na subestação, esta poderá conter dispositivos para realizar diferentes atividades, tal como as chaves seccionadoras possuidoras de lâminas do tipo faca, para realizar as operações de abrir e fechar, podendo estar junto com um sistema porta-fusível, no qual realiza a função de proteção dos componentes a qual se está fazendo o seccionamento.

As chaves seccionadoras devem ser acionadas para que esta se abra ou se feche. Existem dois tipos de acionamentos, o acionamento manual e o acionamento motorizado.

Na especificação desses componentes é de fundamental importância relacionar as principais grandezas operativas em tensão e corrente do mesmo, tais como:

- Tensão Nominal de operação [kV]
- Tensão Máxima de operação..... [kV]
- Classe de Isolação - Tensão Aplicada (1 min – 60 Hz) [kV]
- Ensaio de Impulso 1,2 x 50 μ s (NBI)..... [kV]
- Corrente Nominal [A]
- Corrente Nominal Simétrica de Interrupção [A]
- Corrente dinâmica (estabelecimento ou crista) [A]
- Correntes de curta duração (1 seg e 10 seg) [A]

No caso da chave seccionadora ser do tipo sob carga, esta é construída com dispositivos capazes de suportar a extinção do Arco Elétrico em seus contatos tanto fixos, quanto móveis. São capazes de interromper até sua corrente normal de operação (corrente nominal).

2.2.4 Religadores

O religador é um dispositivo, assim como a chave seccionadora, destinado à interrupção do sistema, com a diferença de que este é um equipamento auto-controlado com capacidade de se auto-religar após um tempo pré-determinado.

Ele tem capacidade de:

- Religar o sistema e re-energizar a linha de transmissão;
- Detectar condições de sobrecorrente;
- Interromper o circuito se a corrente de falta permanece por um tempo maior que o especificado, de acordo com a curva $t \times I$;
- Bloquear a sequência de operação para o qual foi programado.

O funcionamento de um religador pode ser descrito a seguir:

- Quando o religador detecta uma corrente de falta, ele opera desligando e religando automaticamente o circuito um número de vezes que depende de sua configuração e da corrente de falta;

- A falta é eliminada de acordo com a curva de operação deste equipamento;
- Os contatos do religador são mantidos abertos por um determinado tempo. Após esse tempo os contatos são reconectados fazendo com que a energia seja reestabelecida;
- Se mesmo após este religamento a corrente de falta ainda estiver agindo no sistema, a mesma atuação descrita anteriormente será realizada mais três vezes, na quarta o circuito será aberto permanentemente bloqueando o religamento;
- Para que haja novamente um fechamento dos contatos, uma pessoa deverá religar o equipamento, sendo, portanto, um fechamento manual.

Os Religadores estão sendo altamente utilizados nas subestações, pois aumenta a confiabilidade do sistema.

2.3 Para-raios

Os para-raios são equipamentos destinados à supressão de surtos. Normalmente estão nas entradas de linha, saídas de linhas e na extremidade de algumas barras de média tensão das subestações para que realize a proteção contra as sobretensão impostas ao sistema, estas podendo ser geradas de impulsos atmosféricos ou por chaveamentos industriais.

Os para-raios são dispositivos constituídos de resistores não lineares constituídos de SiC (Silicon Carbide) o qual diminuem sua resistência de acordo com o aumento da tensão de impulso.

Pela Norma, a especificação técnica dos para-raios leva em consideração a determinação dos valores da relação Z_0/Z_1 no ponto onde vai ser instalado esse equipamento. Daí sai o termo “Fator de Aterramento” ($F_{\text{aterramento}}$), a tensão pós-falta na condição de fuga para a terra tem como função esta relação. Logo:

$$V_{\text{nominal-PR}} = F_{\text{aterramento}} \times V_{\text{max-fase/fase}} \quad (1)$$

2.4 Transformadores de Força

O transformador é um equipamento que transfere energia elétrica de um circuito para outro através de suas bobinas. A variação de corrente nas bobinas do seu lado primário irá gerar um fluxo magnético no seu núcleo ferromagnético que irá variar o campo magnético da

bobina do secundário. Essa variação irá criar uma força eletromotriz (Tensão) que estará disponível para a carga.

O Transformador de Potência utiliza TAPs em sua estrutura, esses TAPs variam a tensão de saída do secundário. Sua utilização é importante, pois:

- Tensões do primário e do secundário variam na rede dependendo da carga (I_1 e I_2);
- Esta derivação deve ser mantida em certo limite;
- Relação de tensão do transformador está localizada entre dois sistemas e pode ser utilizado para estabilizar a tensão;
- Relação de tensão deve ser possível mudar;
- TAP é usado para modificar a relação de transformação.

Aqui a relação de transformação é definida por:

$$N_1/N_2 = \text{Relação de Transformação} \quad (2)$$

No transformador existem perdas por aquecimento causado pela corrente que passa em suas partes ativas. Em princípio, quanto maior as perdas no circuito interno, maior será o tamanho do circuito externo (ventiladores e radiadores). Entretanto, existe um limite devido ao tamanho dos refrigeradores ou a impossibilidade de resfriamento em um determinado local.

Pela Norma IEC existem diferentes especificações para os tipos de resfriamento, que seguem:

- **Óleo Natural – Ar Natural (ONAN)** – Radiadores.
- **Óleo Natural – Ar Forçado (ONAF)** – Radiadores com ventiladores.
- **Óleo Forçado – Ar forçado (OFAF)** – Trocadores de calor com bomba e ventiladores.
- **Óleo Dirigido – Ar Forçado (ODAF)** – Trocadores de calor com bombas e ventiladores (Tubulação de óleo dentro do tanque guiando para o enrolamento).
- **Óleo Forçado – Água Forçado (OFWF)** – Trocadores com água e bombas.

2.5 Banco de Capacitores

Os Bancos de Capacitores tem como funções:

- Compensação do fator de potência da instalação;
- Regulação da Tensão;
- Filtragens de componentes harmônicas na rede.

Os bancos de capacitores, portanto, geram reativos para compensar a energia reativa presente nos sistemas elétricos, liberando a capacidade da Potência total instalada [kVA], gerando uma redução significativa de corrente circulante nos cabos das linhas de transmissão que estão envolvidos com a compensação de reativo. Logo, haverá uma redução no aquecimento tanto nos cabos como nos equipamentos conectados ao sistema, redução na queda de tensão, e aumento do rendimento total desse sistema elétrico.

2.6 Condutores Elétricos

Os condutores elétricos são essenciais para a transmissão de corrente nas subestações e sistemas de transmissão em geral.

Tem as seguintes características:

- Alta condutibilidade elétrica;
- Baixo custo, comparado com todo o sistema;
- Tem alta resistência mecânica e a umidade;
- Baixo peso específico;
- Alta resistência à oxidação e corrosão.

Os materiais mais comuns utilizados nos cabos de transmissão, são o cobre e alumínio. O cobre é um melhor condutor comparado com o alumínio, pois tem menor resistência, porém, sua densidade é muito elevada. Em certas aplicações, o condutor de alumínio é muito mais compensatório comparado com o cobre.

3 EQUIPAMENTOS E SISTEMAS DE PROTEÇÃO E DIGITALIZAÇÃO

3.1 Faltas nos Sistemas Elétricos de Potência

Uma falta ocorre quando dois ou mais condutores entram em contato um com o outro quando entre estes existe diferença de potencial. Curtos-Circuitos são classificados como:

- 1) Faltas Simétricas (faltas trifásicas);
- 2) Falta Fase – Terra;
- 3) Falta Fase – Fase;
- 4) Falta Fase – Fase – Terra.

Falhas em geradores são causadas pela quebra da isolação entre as espiras das ranhuras ou entre as espiras e o compartimento metálico do gerador. A mesma situação ocorre nos Transformadores. Essa quebra de isolação é devido à deterioração da isolação combinado com o chaveamento das linhas e/ou surtos de sobretensão. Três em cada quatro falhas são devidos a surtos de sobretensão advindos de tempestades, um em cada quatro são causados por pássaros, caminhões, aviões, árvores, ou danos causados as estruturas que sustentam os cabos.

A falta ocorrida irá gerar uma corrente de alto valor no sistema. Essa corrente pode ser muito maior que a especificada pelo cabo condutor, desta forma, a temperatura do condutor aumenta demais e causa derretimento do condutor. E, além disso, a baixa tensão nas outras fases do sistema, irão causar mal funcionamento dos equipamentos a estas fases conectados (Cobus Strauss, 2004).

3.2 Redes Elétricas

Uma típica rede elétrica é mostrada na Figura 3.

A rede elétrica tem início no Gerador de energia. Após ser gerada a energia é transformada nas Subestações e transmitida através das linhas de transmissões sendo então entregue ao cliente final para utilização.

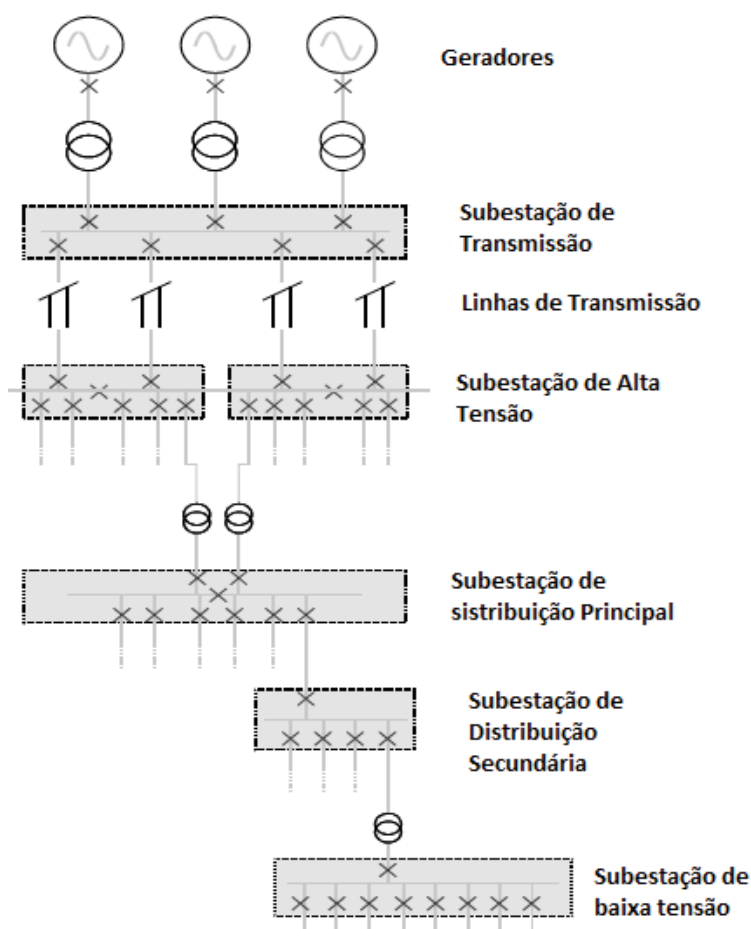


Figura 3 – Típica Rede Elétrica – Modificada pelo autor (Cobus Strauss, 2004).

3.2.1 Estudo das redes elétricas

Estes estudos consistem normalmente no estudo de transmissão de cargas, cálculo do nível de falta e estudos de estabilidade do sistema. Neste trabalho, o foco será no cálculo do nível de falta de sistema.

O nível de corrente que percorre os sistemas de potência após uma falta do sistema elétrico diferem da corrente que percorre o mesmo sistema na condição de estado permanente. Essas correntes de curto-circuito determinam os valores nominais dos disjuntores e painéis que estão instalados no sistema. Especificadamente, essa corrente é a corrente logo após a falta e é a corrente que o disjuntor deve interromper. Os cálculos de falta consistem em prever as várias localizações para as faltas no sistema, logo, estas terão diferentes valores. Os dados obtidos dos cálculos de falta também são utilizados para determinar as configurações dos relés.

Atualmente, poderosos softwares para análise de sistemas elétricos têm sido utilizados, restringindo esforços humanos para calcular os dados nominais dos equipamentos de

proteção, com dados muito mais precisos, mantendo assim sistemas de potência mais eficientes (Cobus Strauss, 2004).

3.2.2 Fundamentos da proteção do sistema elétrico

Não é economicamente viável e realizável construir um equipamento que nunca irá falhar em serviço. Equipamentos normalmente falham, e o único caminho para limitar ainda mais os danos, é protegendo a vida da pessoa, prevenindo rapidamente e confiavelmente as possíveis falhas. A proteção detecta as condições anormais, localiza a falta e então remove o equipamento defeituoso de serviço através dos equipamentos de proteção.

As faltas elétricas normalmente ocorrem devido a uma pane na isolação entre os condutores de corrente ou entre os condutores e o terra. As faltas podem ser originadas devido a superaquecimento, falha mecânica, sobretensão, ionização do ar, deterioração do equipamento, mal uso dos equipamentos, vandalismos, entre outras causas.

As faltas são classificadas em dois tipos: Simétricas e Assimétricas (desbalanceadas). As faltas simétricas envolvem todas as três fases das linhas de transmissão e causa uma falta severa com grandes distúrbios no sistema. Faltas assimétricas incluem faltas do tipo: fase-fase; fase-terra; e fase-fase-terra.

3.3 Componentes do sistema de proteção

3.3.1 Fusível

O mais antigo e simples equipamento e ainda utilizado em larga escala. Sua operação é bem simples, o calor que a alta corrente causa no elemento, causa o derretimento do fio conector, interrompendo a transmissão da energia.

O fusível tem uma curva tipicamente inversa de corrente x tempo como pode ser visto abaixo na Figura 4.

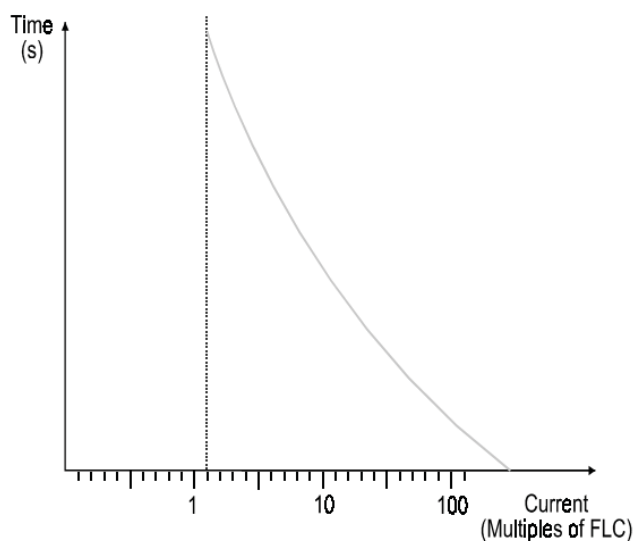


Figura 4 – Curva típica de um fusível (Cobus Strauss, 2004).

Os fusíveis podem apenas detectar faltas associadas com excesso de corrente. Assim, um fusível vai explodir apenas numa falta com o terra, pois vai crescer além de seu valor limite de sobrecorrente. Finalmente, fusíveis não podem dar um comando de ativação externo tal como faz o relé (Cobus Strauss, 2004).

3.3.2 Relés de Proteção

Relés de proteção requerem uma precisão tanto em situação normal, situações toleráveis e intoleráveis nos sistemas de potência para que faça uma correta medição e atuação. Normalmente os relés obtêm informação de Transformadores de Instrumentos, exceção no caso do relé de temperatura que obtém os dados por termopares.

Existe um caso onde ocorre a combinação Relé/Disjuntor. Este é o mais sofisticado tipo de proteção atualmente. O relé recebe a informação através, principalmente dos transformadores de instrumentação, que detectam uma variação anormal comparando com os valores pré-set do relé. Desta forma, ele dá um pulso (*tripping*) no disjuntor quando essa variação anormal é detectada. O relé pode ser operado também por um pulso externo vindo do sistema SCADA ou por intervenção humana.

A forma mais confiável para transmitir potência para o relé é através de uma unidade de bateria (BTU), que supri o sistema em corrente contínua. Quando o sistema de proteção, painel de proteção, precisar de um alto valor de corrente para que o disjuntor consiga cortar o fornecimento de energia, essas unidades de bateria irão fornecer a corrente necessária para tal evento.

BTUs tem se tornado avançado na era da eletrônica, com a limitação de corrente, regulação de tensão, com avançado sistema de monitoração, entre outros fatores.

Gas Insulated switchgear (GIS) tem ganhado popularidade, especialmente em países onde a área para a construção de sistemas de proteção é uma limitação. A GIS é toda envolvida por gases SF₆.

Os relés modernos atualmente tem um sistema avançado de auto monitoração com um circuito de supervisão que ativa um alarme quando este detecta uma falta, aumentando a confiabilidade de todo o sistema.

3.3.3 Transformador de Potencial

O Transformador de Potencial tem por funções principais:

- Isolar o sistema de baixa tensão do de alta tensão;
- Fornecer uma tensão no secundário proporcional à tensão primária, com certo grau de precisão, dentro de uma faixa especificada para tensão primária.

O Transformador de Potencial assim como qualquer outro tipo de máquina elétrica utiliza o princípio da indução eletromagnética, que é o fenômeno que origina a produção de uma força eletromotriz num material ferromagnético exposto a um campo magnético variável.

E assim como o transformador de força, possui uma relação de transformação que é relacionado de acordo com o número de enrolamentos entre o primário e o secundário, chamado de **Relação Nominal de Transformação de Potencial (RTP)**, ou seja:

$$RTP = \frac{V_{prim}}{V_{sec}} \quad (3)$$

Classe de Precisão

Segundo as Normas vigentes, as classes de precisão se limitam aos valores de 0,3%, 0,6% e 1,2%.

Cargas para Transformadores de Potencial

Assim como as classes de precisão, as potências de cargas são normalizadas pela ABNT e limitam-se aos seguintes valores: P12,5 – P25 – P75 – P200 – P400 [VA]. Para as Normas

ANSI/IEEE a analogia é realizada com as letras do alfabeto, como segue: W – X – Y – Z – ZZ.

3.3.3.1 Transformadores de Potencial Capacitivo

Nesse tipo de transformador, a coluna física é constituída de capacitores que tem por funcionalidade reduzir a tensão. Esse tipo de TP é mais usual em sistemas elétricos acima de 138 kV, pois é necessário reduzir a tensão a valores muito mais baixos que os de linha. Além do TP capacitivo, ainda pode ser introduzido um TP indutivo numa das derivações do TP capacitivo. A figura 5 abaixo ilustra o circuito básico de um TP capacitivo (Tashiaki Hojo, virtus).

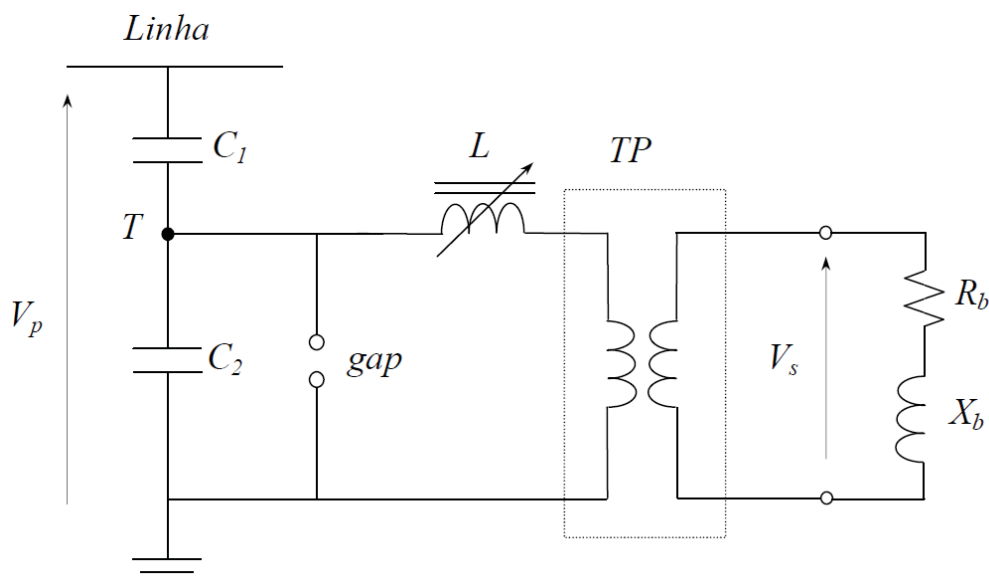


Figura 5– TP tipo capacitivo (Tashiaki Hojo, virtus)

Considerações:

- Os Capacitores C_1 e C_2 funcionam como divisores de tensão;
- A tensão no ponto T é ajustada para aproximadamente 15kV;
- O reator variável L é utilizado para sincronização para que a corrente de carga não afete a tensão de saída V_s .
- O *gap* é utilizado para caso a corrente no secundário aumente consideravelmente seu valor, por exemplo, um curto-circuito, pois desta forma o ponto T pode atingir níveis perigosos. Este *gap* então tem por objetivo limitar essa tensão a níveis seguros.

Os valores nominais que caracterizam um transformador de potencial são:

- Tensão Primária Nominal e relação nominal;
- Nível de Isolamento;
- Frequência nominal;
- Carga nominal;
- Classe de exatidão;
- Potência térmica nominal.

3.3.4 Transformador de Corrente para proteção, controle e medição

Os Transformadores de Corrente (TC) são equipamentos destinados à adequação da corrente que circula nas fases do sistema de potência com a finalidade de proteção, medição ou controle. Normalmente, o transformador de corrente tem em seu lado primário correntes de grande intensidade na ordem de [kA], que são as correntes do sistema de potência e correntes de baixa intensidade no seu enrolamento secundário na ordem de 1 à 5 [A], que serão utilizados em equipamentos de medição e controle.

Os TC's também podem ser úteis quando um sistema precisa de isolamento entre circuitos, principalmente em sistemas de Baixa Tensão (BT), e isso sendo possível sem alterar o nível de corrente para a medição ou controle, este tipo de TC é chamado de Transformador de Isolação.

Tipos Construtivos de TC's

São classificados em dois tipos, Tipo A e Tipo B, respectivamente de alta e baixa impedância. O Tipo A de alta impedância tem baixa dispersão do fluxo magnético quando referido ao seu secundário. Da mesma forma, o Tipo B tem alta dispersão quando analisado do seu lado secundário. De acordo com as Normas técnicas vigentes, define-se um TC de alta impedância como sendo o de tipo Bobinado (*wound type*) que pode ser observado na Figura 6, quando este destinado a proteção, esta alta impedância é devido à sua estrutura construtiva. Por outro lado, a estrutura do tipo Toroidal, normalmente possui em seus enrolamentos primário e secundário um condutor simples, refletindo uma baixa impedância, como pode ser observado na Figura 7.



Figura 6 – Enrolamento Bobinado (Google images, 2012)



Figura 7 – Enrolamento Toroidal (Google images, 2012)

Desempenho de transformadores de corrente em componentes simétricas

Para componentes simétricas, o desempenho é determinado pela maior corrente que pode ser captada sem saturação do componente.

Temos por definição também que a **Relação de Transformação de Corrente (RTC)** de um Transformador de Corrente é dada pela seguinte fórmula:

$$RTC = I_{prim} / I_{sec} \quad (4)$$

Atualmente os relés de proteção são de maioria digital, e utilizam uma corrente de $I_{sec} = 1$ A, já os relés convencionais, eletromecânicos necessitam de uma corrente de $I_{sec} = 5$ A.

Desempenho pelo padrão ANSI/IEEE

Existem dois tipos de classe padrão: Classe T, pelo qual o desempenho não é fácil de calcular. Desta forma, os fabricantes do equipamento devem utilizar a curva dada na Figura 8 para a realização de testes. E o Transformador de Corrente de Classe C, no qual o

desempenho pode ser calculado. As designações são seguidas por um número indicador da tensão no secundário que o TC pode entregar a uma carga de 20 vezes o nominal do secundário, sem exceder 10% da relação de correção, mostrado na Figura 9.

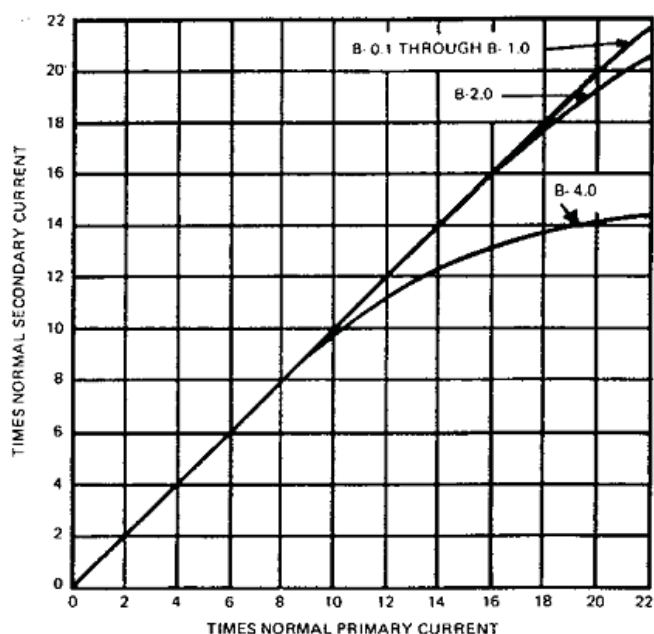


Figura 8 – Curva de relação de sobrecorrente para TC de classe T (Blackburn, 1989).

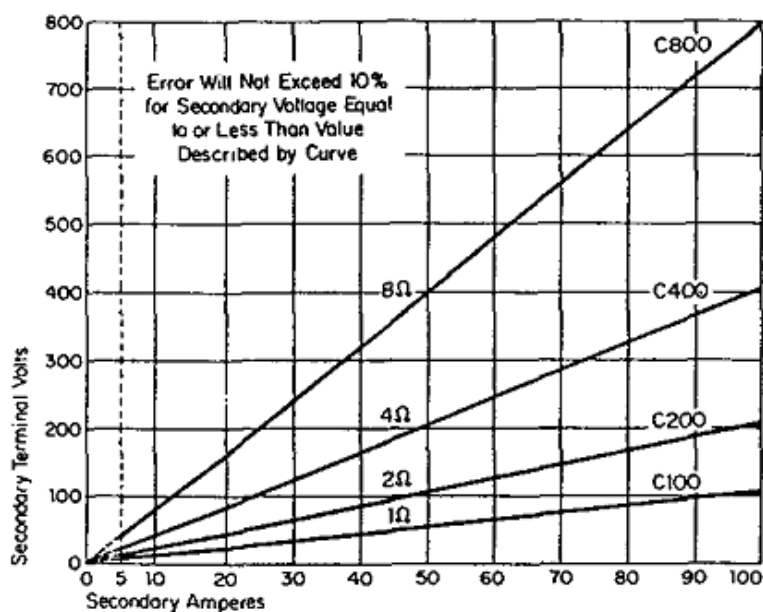


Figura 9 – Capacidade de Tensão no secundário para diferentes TCs de classe T (Blackburn, 1989)

Assim, as tensões são de 100, 200, 400 e 800. Correspondendo a cargas padronizadas de C-1, C-2, C-4, C-8 respectivamente, estando estas cargas a um fator de potência de 0.5.

Classe de Precisão do TC

As operações de transformação devem ser realizadas de acordo com uma classe de precisão, dada uma carga no seu secundário.

Para as aplicações de proteção, a classe de precisão é normalizada em 10%. Para situações de medição, a classe de precisão necessita ser de 0,3% (medição de faturamento); 0,6% (utilizado em aplicações específicas); 1,2% (utilizado em painéis); e 3,0% (utilizada para aplicações em geral).

Assim, por especificação da IEC, a precisão do Transformador de Corrente é dada por:

15 VA Classe 10 P 20

No qual:

- 40 é a Potência Aparente do TC;
- 10 é a classe de precisão do TC;
- P indica que é para proteção;
- 20 é o fator de limitação.

Cargas em Transformadores de Corrente

Sobrecargas em TC's devem ser evitadas, pois este implica em desvios nos valores nominais do fluxo magnético que circula pelo núcleo do transformador. Desta forma, a RTC acaba não verificando mais o valor especificado por Norma (Blackburn, 1989).

Limites Térmicos

Assim como todos os equipamentos que tem como objetivo conduzir corrente, o TC possui um limite térmico gerado pelas correntes que circulam em seus enrolamentos, sendo assim, necessário um controle da relação “tempo x corrente” para seus enrolamentos.

O TC necessita de normalização de fatores térmicos para que a corrente seja devidamente controlada. Tais fatores são: **Fator térmico ou Fato de Sobrecarga (F θ)** que monitora os níveis de sobrecarga imposta ao TC; **Fatores de Sobrecorrente nominal (FSat)** que controla o nível de fluxo existente no núcleo.

Caracterização de um Transformador de Corrente

- Corrente Nominal e Relação Nominal;
- Nível de isolamento;
- Frequência Nominal;
- Carga Nominal;
- Classe de Exatidão;
- Fator de sobrecorrente Nominal;
- Fator Térmico Nominal;
- Corrente térmica Nominal;
- Corrente Dinâmica Nominal.

Na Tabela 1 abaixo está mostrado as cargas nominais para os transformadores de corrente padronizados pela ABNT.

Tabela 1 – Cargas nominais para TC padronizadas pela ABNT

Cargas nominais			Características a 60 Hz e 5A			
Designação	Potência Aparente	Fator de Potência	Reatância Efetiva (Ω)	Reatância Indutiva (Ω)	Impedância (Ω)	Tensão a 20 x 5A (V)
C 2,5	2,5	0,90	0,09	0,044	0,1	10
C 5,0	5,0	0,90	0,18	0,087	0,2	20
C 12,5	12,5	0,90	0,45	0,218	0,5	50
C 22,5	22,5	0,90	0,81	0,392	0,9	90
C45	45	0,90	1,62	0,785	1,8	180
C90	90	0,90	3,24	1,569	3,6	360
C25	25	0,50	0,5	0,866	1,0	100
C50	50	0,50	1,0	1,732	2,0	200
C100	100	0,50	2,0	3,464	4,0	400
C200	200	0,50	4,0	6,926	8,0	800

Na Tabela 2 é mostrado o Burden de alguns relés digitais.

Tabela 2 – Burden de relés digitais

Modelo do relé	Burden (VA)	Impedância (Ω)
7SJ61/62/63	0,3	0,012
7SA6	0,3	0,012
P 141, 142, 143	0,5	0,02
P433, P435, P437	0,1	0,004

3.4 Qualidades da proteção dos sistemas elétricos

A funcionalidade básica de um sistema de proteção elétrico é detectar uma falta e eliminá-lo o mais rápido possível.

Uma filosofia aplicada ao sistema de proteção é dividir a rede de transmissão em **zonas de proteção** de tal maneira que o sistema de potência possa ser devidamente protegido com que o mínimo de equipamentos sejam isolados com a falta. Essas zonas são definidas com uma sobreposição de áreas para demonstrar que estas funcionam como um backup de proteção umas das outras, como pode ser visto na Figura 10 abaixo (Cobus Strauss, 2004).

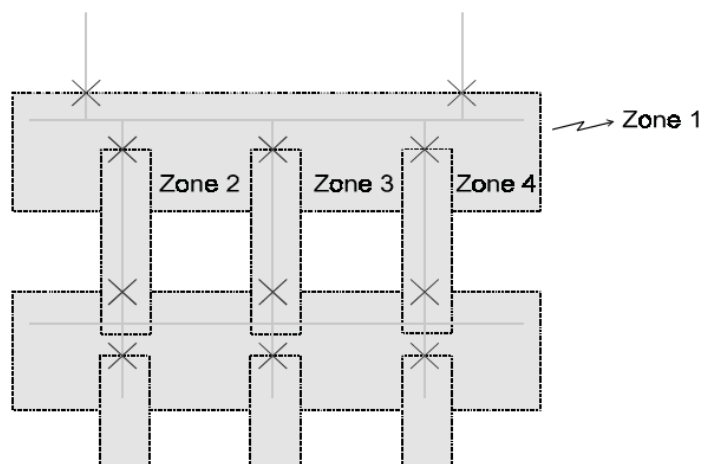


Figura 10 – Zonas de Proteção sobrepostas (Cobus Strauss, 2004).

Discriminação das áreas de operação

Discriminação ou seletividade é a habilidade da proteção isolar unicamente a parte que está em falta no sistema, minimizando assim o impacto no sistema de potência.

Essa seletividade é obtida através da clara definição das zonas de proteção, este tipo de proteção é definido como “unidade de proteção” protegendo, por exemplo, um transformador, ou específico cabo de alimentação.

Uma unidade de proteção pode ser alcançada conforme a seguir:

- Equipamentos de medição e sensoriamento devem instalados no final de cada equipamento de proteção;

- Há a necessidade de haver um meio de comunicação entre os equipamentos a cada final de conexão, de maneira que se tenha a comparação das condições elétricas e que assim, se detecte a falta quando esta estiver presente.

A forma mais comum de unidade de proteção é a proteção diferencial de corrente, estes operam de acordo com a Lei de Kirchoff, no qual diz que a corrente que entra em um nó deverá ter o mesmo valor da corrente que sai deste nó.

Vantagens de se ter uma unidade de proteção:

- Apenas o equipamento de falta é desconectado do Sistema Elétrico;
- Sua operação é rápida, limitando danos nos equipamentos e na pessoa que opera o equipamento;
- A unidade de proteção é estável;
- A unidade de proteção é confiável;
- A unidade de proteção é sensível.

As maiores desvantagens de uma unidade de proteção são:

- O sistema é muito caro;
- Ele apenas confia nos relés instalados no fim de cada equipamento;
- Necessita de manutenção constante para manter a comunicação intacta, dependente da aplicação e do ambiente.

Abaixo na Figura 11 podem-se visualizar os relés no fim de cada conexão:

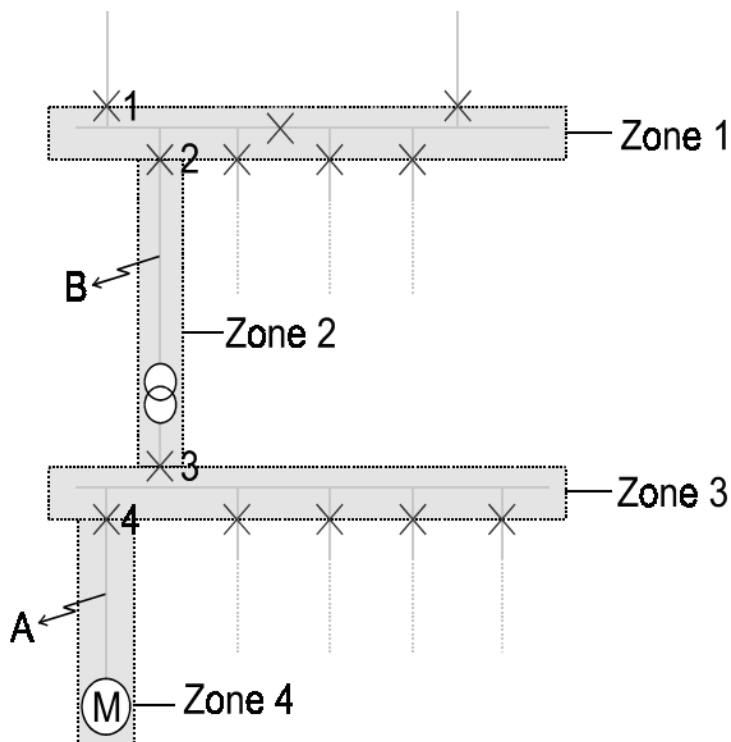


Figura 11 – Limites das zonas de proteção (Cobus Strauss, 2004).

As funções dos relés mostrados na Figura acima são:

Relé 4 – Protege o cabo alimentador do motor e o motor M (zona 4);

Relé 3 – Protege o painel de baixa tensão e as barras (zona 3);

Relé 2 – Protege os cabos alimentadores e o transformador (zona 2);

Relé 1 – Protege o painel de alta tensão e as barras (zona 1).

O relé digital, ainda hoje simula as mesmas características de *corrente x tempo* do relé eletromecânico, isto por três razões:

- Essa característica é muito efetiva para a maioria das aplicações;
- Engenheiros e técnicos estão familiarizados com estas características;
- Novos relés tem que trabalhar da mesma maneira que os antigos, que ainda estão em serviço, além de que essa característica de curva tem se tornado um padrão internacional.

A seguir, na Figura 12 pode ser observada a característica *corrente x tempo* dos relés.

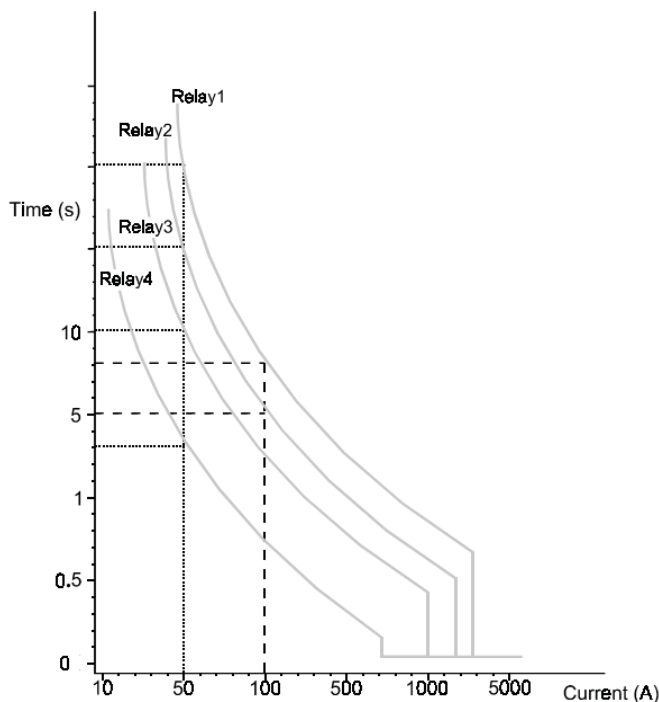


Figura 12 – Exemplo de classificação de sobrecorrente (Cobus Strauss, 2004).

3.5 Relés de proteção dos equipamentos do sistema elétrico

3.5.1 Proteção de geradores

As faltas causadas nos geradores devem ser consideradas com atenção, pois estas podem causar sérios danos ao sistema. Esses problemas podem ser divididos em:

1. Faltas internas ao gerador dentro da unidade de proteção.
2. Operações anormais dentro do gerador ou condições anormais, externo ao gerador, no sistema.

Esses geradores são primariamente geradores síncronos e geradores de indução.

Há diversos relés de proteção de geradores. Uma importante e vital unidade é a de regulação e controle dos sistemas. Eles têm sua própria proteção, limites e características de segurança (Cobus Strauss, 2004).

Problemas que poder ser considerados nos geradores seguem:

1. Faltas Internas
 - Falta no primário ou falta com o terra no estator e áreas associadas.

- Faltas do rotor com o terra e perda de excitação de campo.

2. Distúrbios no Sistema e danos operacionais:

- Perda do motor principal; monitoração do gerador (32).
- Sobretensão: Proteção de Volt ou Hertz (24).
- Descuidado na energização; conexão não sincronizada (67).
- Correntes desbalanceadas; polo disjuntor disruptivo (61).
- Sobrecarga (49).
- Sob ou sobre frequência (81).
- Sobretensão (59) ou Subtensão (27).
- Perda de sincronismo.
- Oscilações subsíncronas.

Proteção de falta fase-terra no estator para todos os tipos de gerador

Faltas nas fases raramente ocorrem, mas quando estas ocorrem, as correntes que fluem através das fases têm valores elevados. A melhor proteção para este tipo de falta é a proteção através da proteção diferencial (87).

Relé de Proteção Diferencial (87)

O relé 87 é conectado aos Transformadores de Correntes, sendo um deles disposto no neutro e o outro na linha do gerador, normalmente estão associados com disjuntores como podem ser vistos nas figuras 13 e 14 a seguir.

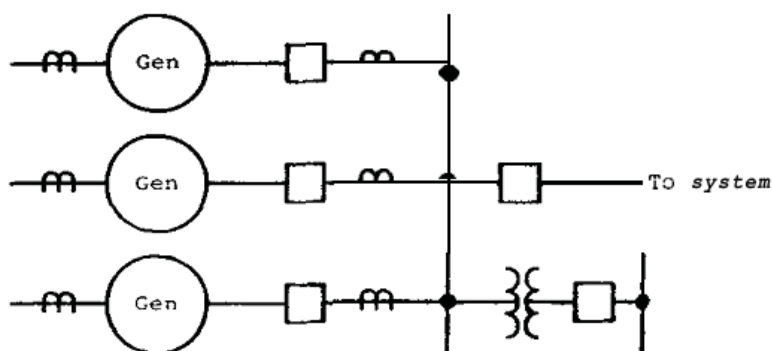


Figura 13 – Conexão direta do gerador com a barra das linhas de transmissão (Blackburn, 1989).

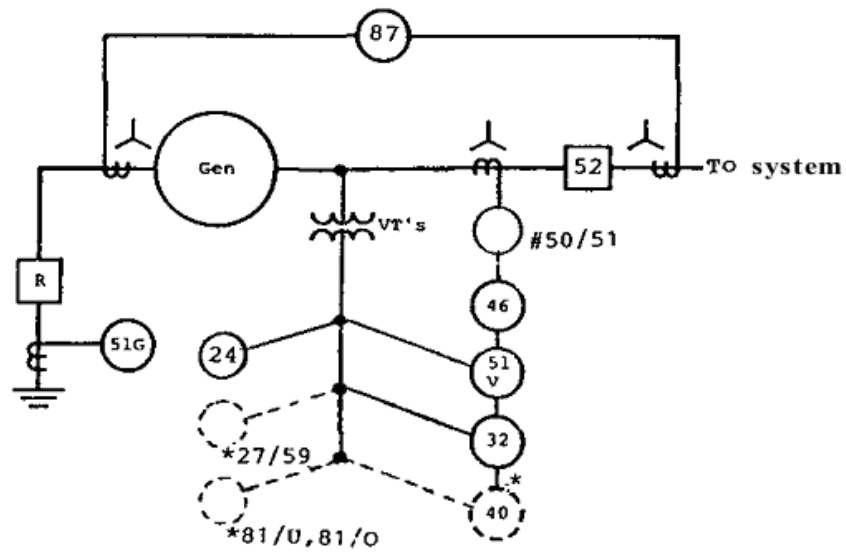


Figura 14 – Típica proteção para geradores conectados diretamente às barras (Blackburn, 1989).

Normalmente os TCS são conectados o mais próximo do gerador possível para que se tenha uma maior precisão da proteção e ela ocorra o mais rápido possível. As conexões podem ser visualizadas a seguir na Figura 16.

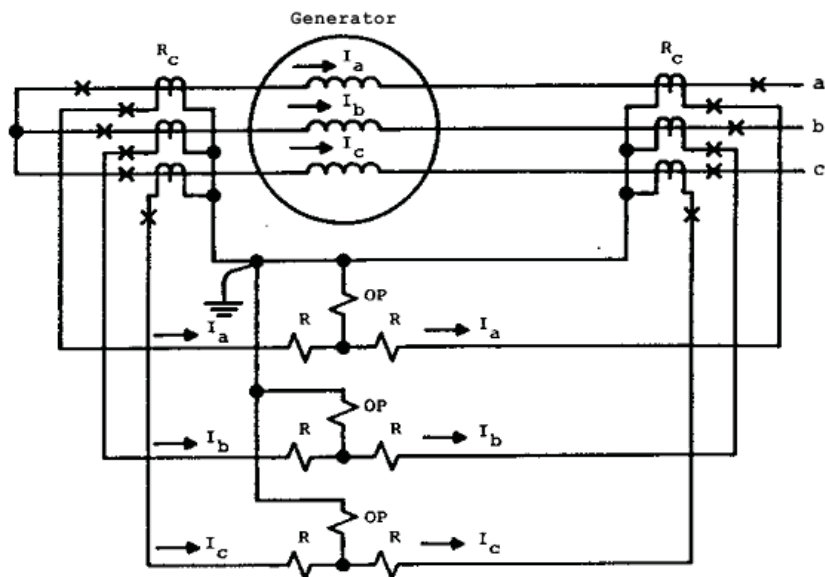


Figura 15 – Relé Diferencial (87) instalado em uma conexão estrela (Blackburn, 1989).

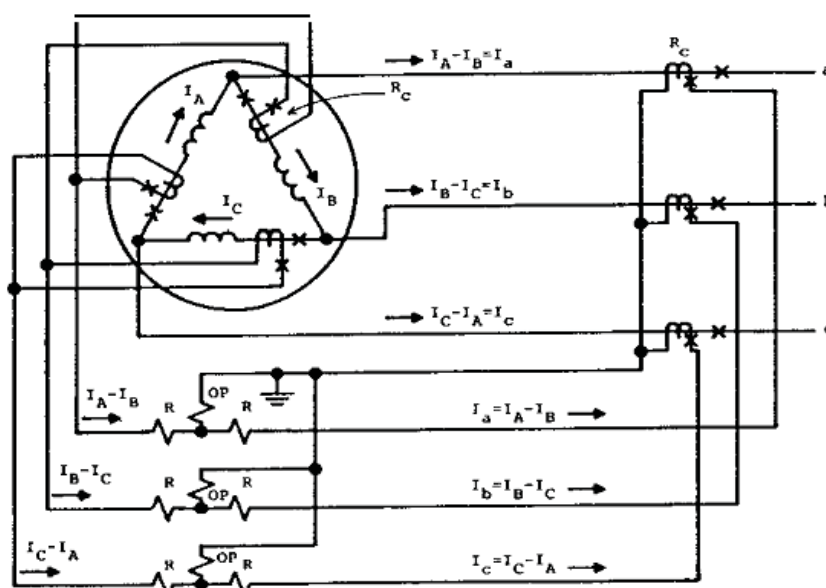


Figura 16 – Relé Diferencial (87) instalado em uma conexão delta (Blackburn, 1989).

Normalmente os TCs têm a mesma relação RTC, e preferencialmente devem ter o mesmo tipo de construção para minimizar os erros que possam ocorrer (Blackburn, 1989).

3.5.2 Proteção de reatores e capacitores shunt

3.5.2.1 Reatores

Reatores são primariamente utilizados em sistemas de potência para limitar a corrente de falta que vai para o terra. Pode ser utilizado em série nas fases da rede para reduzir a magnitude da falta entre as fases. E pode ser utilizado também como reator shunt para compensar o reativo da rede. Em outros casos, o reator pode ser utilizado como filtro harmônico.

Proteção de Reatores

Para tipos shunt, a proteção é a mesma válida para transformadores. A proteção diferencial (87) é a mais utilizada neste tipo de equipamento. Podem ser utilizadas também, proteções contra sobrecorrente instantânea (50) que são relés com set acima da corrente de inrush e correntes de transiente e proteção contra sobrecorrente de tempo-inverso (51).

3.5.2.2 Capacitores *Shunt*

Proteção contra sobrecorrente pode ser utilizado o (51, 51N).

Onde o relé de sobrecorrente instantânea de fase (50) é aplicado, eles devem ser “*setados*” acima dos transientes do banco de capacitores, normalmente esse valor é de três vezes o valor nominal da corrente do sistema.

Para bancos de capacitores aterrados conectados em estrela, um TC com um resistor e um relé (59G) contra sobretensão previne o sistema de faltas não balanceadas.

Ao se energizar e desenergizar os bancos de capacitores, correntes transientes podem aparecer e ocasionar sobretensões, desta forma é importante atentar ao colocar dispositivos de proteção e manuseio nos sistemas para interromper a circulação de corrente quando necessário.

3.5.3 Proteção das barras de conexão

Uma falta em uma das barras do Sistema Elétrico pode resultar em diversos distúrbios, pois todos os sistemas conectados a barra deverão ser desconectados para que a falta seja isolada.

As faltas em barras não são comuns, mas quando essa falta ocorre, normalmente é devido a problemas nos equipamentos, pequenos animais, isoladores quebrados ou contaminação.

A proteção diferencial é a mais utilizada para estes casos de falta, pois age rapidamente, sendo de sensível detecção para falta fase-terra, sendo recomendado para todos os tipos de barras. Na Figura 17 mostra o modelo mais comum encontrado em sistemas de potência, com uma barra simples.

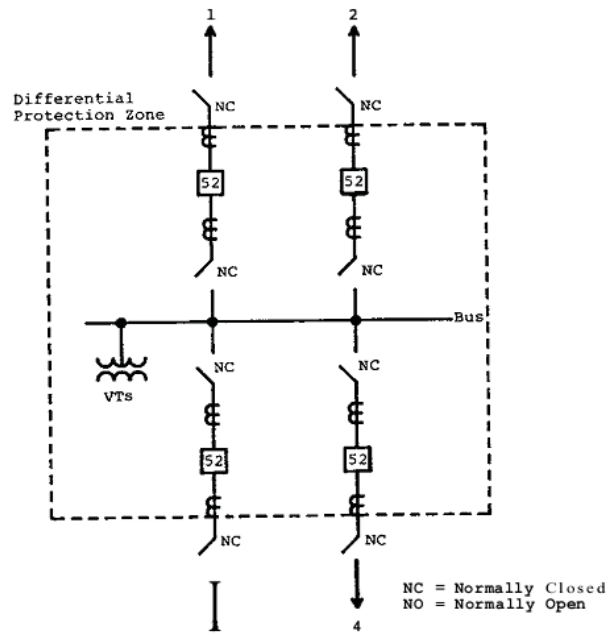


Figura 17– Proteção diferencial com quatro disjuntores (Blackburn, 1989).

Abaixo na Figura 18 está mostrado outro tipo de configuração com duas barras simples conectadas por um disjuntor, sendo protegido pelo relé diferencial.

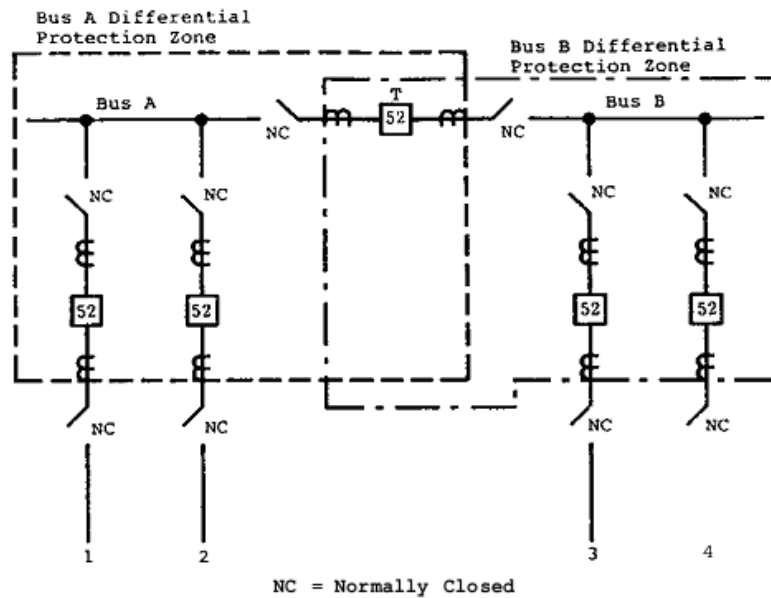


Figura 18 – Duplo barramento conectado por um disjuntor que é normalmente fechado (Blackburn, 1989).

A seguir está ilustrada na Figura 19 a proteção de uma configuração de conexão em anel.

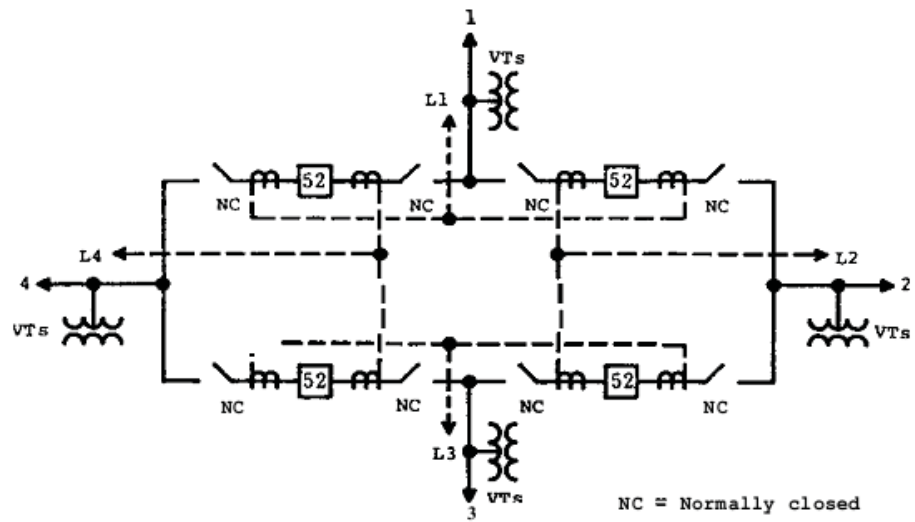


Figura 19– Configuração em anel e sua devida proteção (Blackburn, 1989).

Na Figura 20 mostra a proteção de uma das configurações mais utilizadas nos sistemas de alta potência. Sistema mais flexível, porém, requer um número alto de disjuntores e relés diferenciais (Blackburn, 1989).

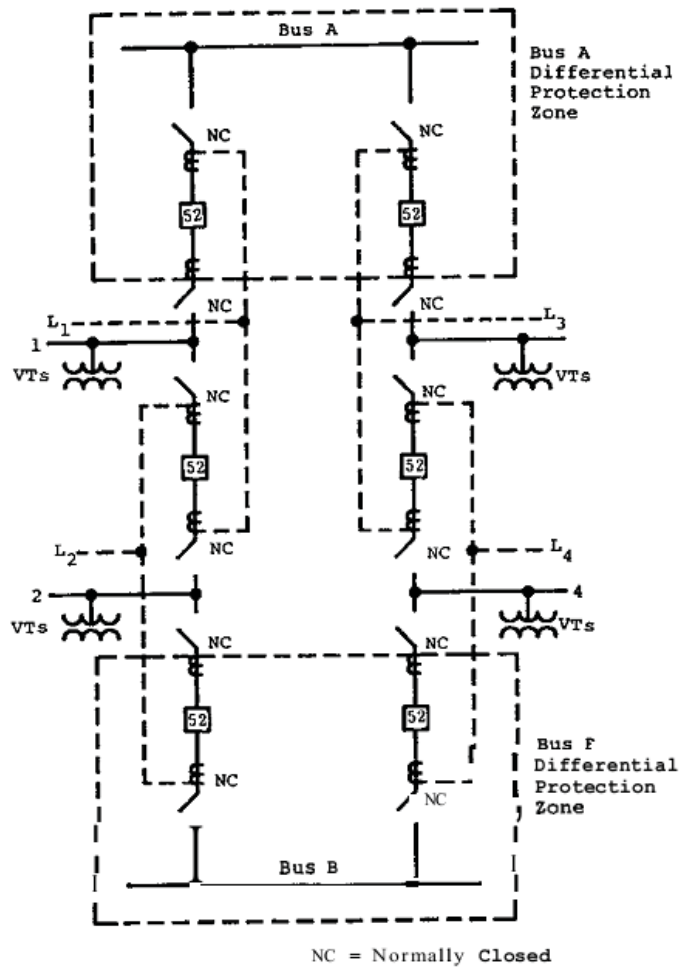


Figura 20– Configuração quatro disjuntores e meio e zonas de proteção da barra (Blackburn, 1989).

3.5.4 Proteção de Motores

Os motores são um caso especial para análise de proteção, pois existem diversos tipos, tamanhos e aplicações. A proteção será dependente da aplicação deste no sistema de potência, variando proporcionalmente com o tamanho.

Os danos mais comuns encontrados em motores de indução são:

- Faltas: Fase ou terra;
- Danos por altas temperaturas:
 - Devido a sobrecargas;
 - Motor bloqueado.
- Condições anormais:
 - Operação não balanceada;
 - Subtensão e sobretensão;
 - Fases reversas;
 - Reenergização do motor enquanto ele ainda está funcionando;
 - Ambientes com variações;
 - Início sequencial incompleto.

Os danos mais comuns em motores síncronos são:

- Perda de excitação do campo;
- Perda de sincronismo do gerador;
- Perda de sincronismo entre as fases.

Na Figura 21 mostra a característica de um motor de indução em função do tempo.

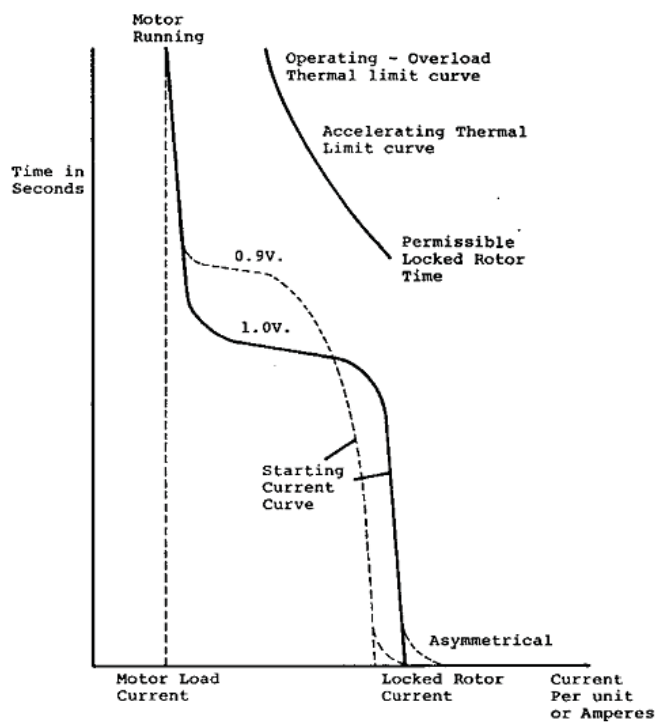


Figura 21 – Característica do motor de indução (Blackburn, 1989).

As características dos motores envolvidas na proteção são:

- Curva de Corrente pelo tempo;
- Curva de capacidade térmica (Limite térmico do rotor bloqueado);

Falta em fases

Relés de sobrecorrente não direcional instantâneo (50, 51) podem ser utilizados para motores de indução (Blackburn, 1989).

Quando estiver disponível para aplicação, a proteção diferencial é a mais indicada, sua conexão pode ser observada na Figura 22 abaixo:

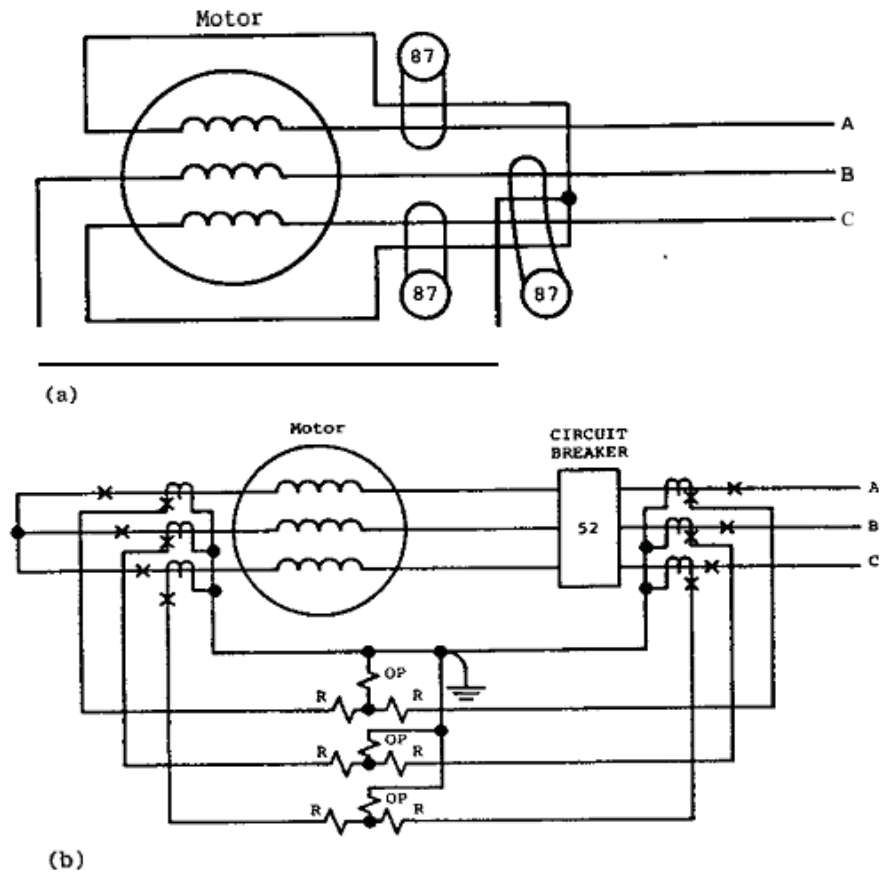


Figura 22 – Proteção diferencial quando o neutro está disponível. a) Com adição de fluxo e relé de sobrecorrente instantânea. b) Tipo convencional e relés de diferencial (Blackburn, 1989).

Proteção de falta - terra

Relés de sobrecorrente são aplicados nestes tipos de aplicação (50G, 50N, 51N), sendo que o método de soma de fluxos é o mais adequado a ser aplicado, a Figura 23 mostra a conexão.

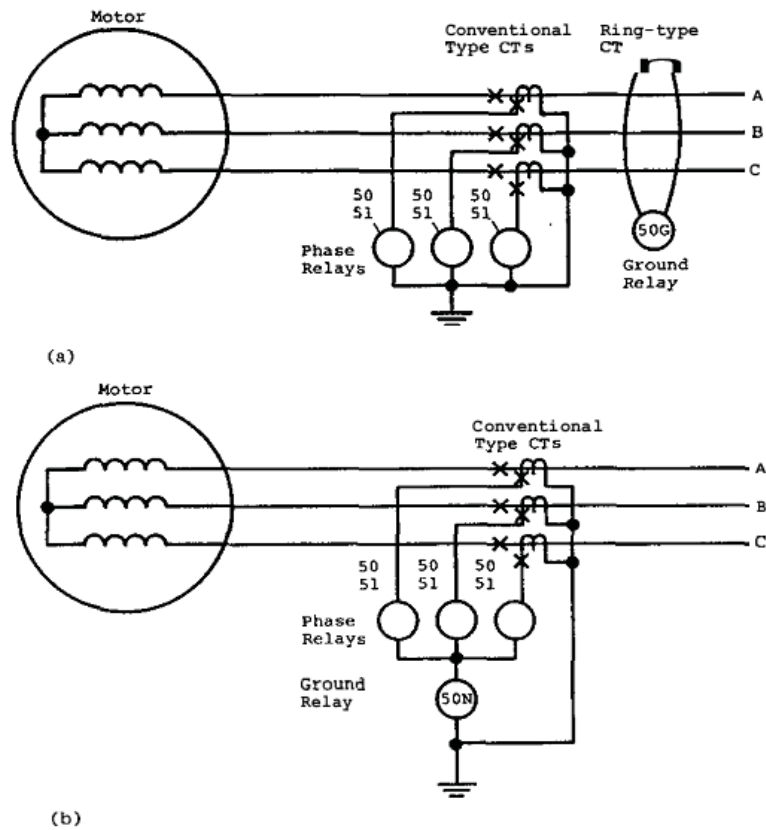


Figura 23 – Proteção de sobrecorrente para motores. a) Com três condutores passando através de uma soma de fluxos – Tipo transformador de corrente; b) Tipo convencional – Tipo transformador de corrente (Blackburn, 1989).

Proteção de Rotor-Bloqueado para grandes motores

Para a proteção de rotor bloqueado pode ser utilizado relés de distância (21). Na Figura 24 abaixo mostra o funcionamento do sistema de proteção. Quando o motor é energizado fecha-se o disjuntor 52, o relé de distância 21 opera. 62 é um temporizador.

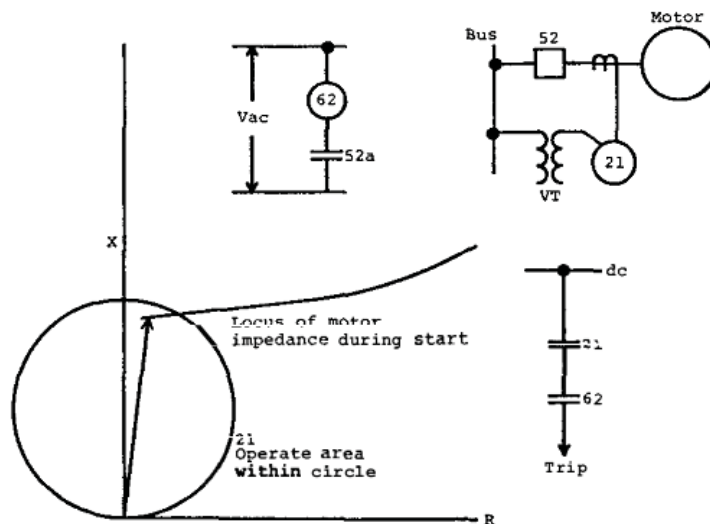


Figura 24– Proteção de rotor bloqueado (Blackburn, 1989)

3.6 Conceitos da IEC 61850

As indústrias distribuidoras e consumidoras de energia estão em contínua evolução. Soluções especiais de automação de subestação são um obstáculo econômico quando companhias elétricas internacionais estão procurando uma maior produtividade e performance econômica. Sendo assim é necessário projetar Sistemas de Automação de Subestação (SAS) que possuam um melhor custo-benefício com relação à operação e a manutenção que assegure um retorno mais rápido do investimento do que no passado. (LUNDQVIST, 2007)

O principal objetivo da IEC 61850 é a interoperabilidade, habilidade de IED de diversos fabricantes de trocarem informações, o que é conseguido através da padronização de nomes para funções da subestação e equipamentos e descrevendo como acessar funções e como trocar informações. (OZANSOY, 2007 e WONG, 2004).

O padrão IEC 61850 envolve características como definição de dois tempos críticos de serviço, maior transmissão de sinais tipo *trip* e corrente analógica amostrada e valores de voltagem. Esses tempos críticos de serviço habilitam a extensão de links seriais para serem usados entre um Dispositivo Eletrônico Inteligente (IED) e interfaces eletrônicas próximas aos equipamentos da subestação.

4 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO

Existem diversos motivos para se automatizar uma subestação, dentre as principais, temos:

- Intensificar a segurança dos equipamentos e pessoal;
- Reduzir o custo operacional, aumentando os automatismos;
- Melhorar a qualidade da energia entregue para a população;
- Diminuir o tempo de interrupções através de um controle mais sofisticado;
- Controlar a subestação através de um centro de operações afastado da subestação elétrica.

A padronização através da IEC tem como objetivo disponibilizar a troca de informações entre diferentes linguagens e diferentes equipamentos (Cobus Strauss, 2004).

4.1 Unidade terminal remota ou remote terminal unit (RTU)

A Unidade Terminal Remota foi desenvolvida com o objetivo de atuar como uma interface e unidade comunicadora entre os equipamentos de instrumentação e o SCADA.

RTUs foram desenvolvidas para se tornarem mais inteligentes e controles locais foram utilizados para que os erros humanos se tornassem menores.

Subestações com RTU são altamente custosas, por isso são, com maior frequência, utilizados em subestações de transmissão, vetando sua utilização em subestações de distribuição.

A grande quantidade de cabos que uma RTU requer, tem induzido a pesquisa para reduzir o tamanho destas RTUs, e tem sido desenhada para serem instaladas perto dos painéis, fazendo também que uma pequena RTU se comunique com outras.

4.2 Equipamento Eletrônico Inteligente ou Intelligent Electronic Device (IED)

Pode ser definido como um equipamento que contém funções elétricas que são versáteis a sua utilização, como por exemplo, função de proteção, inteligência de controle local avançado, habilidade de monitoração e capacidade extensiva de comunicação direta ao sistema SCADA.

Os diversos de tipos de relés podem atuar como protetores, controladores e monitoradores (incluindo medição), porém, eles necessitam de um assistente para que a transmissão dos dados para o SCADA seja realizado, esse assistente é o RTU ou outro processador. Estes são relés inteligentes, porém, não estão inclusos no IED.

Desta forma, as funções principais de um IED podem ser classificadas em cinco áreas: controle, proteção, medição, monitoração e comunicação.

4.3 Sistemas Digitais – Supervisão, Controle, Automação e Proteção

Os sistemas digitais de automação (SDA) de subestações, atualmente se conectam através de um sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) servindo às necessidades de operação em tempo real da subestação (Cobus Strauss, 2004).

Um sistema digital integrado deve atender os seguintes requisitos básicos para sua implementação:

- Atender ao Protocolo (IEC 61850);
- Robustez;
- Ter um sobredimensionamento da capacidade de processamento para possível crescimento funcional sem degradar seu desempenho;
- Deve ser possível realizar manutenções no sistema;
- O sistema deve ser capaz de reinicializar-se rapidamente;
- Funções de Proteção e Controle devem ser independentes;
- Inteligência Distribuída;

4.4 Protocolos de Comunicação

Os protocolos mais utilizados mundialmente estão listados abaixo:

Tabela 3 – Tipos de protocolos de comunicação (Modificada pelo Autor)

Protocolo	Originalmente usado por	Velocidade	Princípio de Acesso	Layer OSI
MODBUS	Gould Modicon	19,2 kbps	Cyclic polling	1,2,7
SPABUS	ABB (Exclusivamente)	19,2 kbps	Cyclic polling	1,2,7

Tabela 3 – Tipos de protocolos de comunicação (Modificada pelo Autor)

DNP3.0	GE Harris	19,2 kbps	Cyclic polling (+)	1,2,7 (+)
IEC 60870-5	Todos	19,2 kbps	Cyclic polling	1,2,7
MODBUS +	Gould Modicon		Token	1,2,7
PROFIBUS	SIEMENS	12 kbps	Token	1,2,7
MVB	ABB	1,5 kbps	TDM	1,2,7 (+)
FIP	Merlin Gerin	2,5 kbps	TDM	1,2,7
Ethernet + TCP/IP	Todos	10 kbps	CSMA/CD	1-7
LON	ABB (Exclusivamente)	1,25 kbps	PCSMA/CD	1-7
UCA 2.0	GE	10 kbps	CSMA/CD	1-7

4.4.1 MODBUS

ModBus foi criado pela empresa acima citada e desenvolvido para ser aplicado no PLC, atualmente é um protocolo aberto para uso público sendo usado principalmente em locais com conexões seriais. Ele é aplicado nas camadas 1, 2 e 7 da pilha OSI.

Grande parte das empresas utiliza este tipo de protocolo. Não possui interface e tem compatibilidade com diversos tipos de equipamentos, porém, ele é um pouco mais lento comparado aos outros protocolos. Ele é limitado à comunicação de subestações elétricas.

Este protocolo tem a topologia mestre/escravo, sendo abrangido 1 mestre para até 247 escravos, sendo que, apenas o mestre inicia a transação da comunicação.

O protocolo ModBus fornece frames de transmissão no qual é endereçado uma mensagem para o receptor, dando as informações do que o receptor deve fazer, os dados necessários para realizar a ação e os meios de checar os erros. O receptor irá receber essa mensagem e irá retornar ao mestre a resposta caso esta mensagem não venha com erros.

Os dados podem ser transmitidos através das linguagens a seguir:

- ASC II
- RTU

O RTU, também conhecido como RTU – B, é o preferido e o mais utilizado pois o ASC II é o dobro do tamanho do RTU.

4.4.2 ETHERNET

É uma interconexão para redes locais (LAN) baseado no envio de pacotes. Todos estão interconectados numa barra através de cabos. O acesso ao meio físico é realizado baseado em contenção, conhecido como CSMA/CD (Carrier Sense Multiple Access/ Colision Detection).

Quando uma transmissão está sendo realizada, os outros computadores que não fazem parte da transmissão ficam em estado de espera. Mesmo com todos os pontos detectando a mensagem, apenas a quem foi destinado a mensagem irá abri-la e decodificá-la.

O maior problema da Ethernet são as possíveis colisões.

4.4.3 PROFIBUS

É um sistema de comunicação em Fieldbus, Existem diferentes versões de PROFIBUS, dentre eles tem-se:

- PROFIBUS-DP (Decentralized peripherals): Indicada para chão de fábrica onde há uma necessidade de alta velocidade de comunicação;
- PROFIBUS-FMS (Fieldbus Message Specification): Pode suportar um alto volume de dados até o nível gerencial;
- PROFIBUS-PA (Process Automation): Nesta configuração os dados podem trafegar por uma mesma linha física da alimentação DC.

Os meios físicos de propagação suportam RS-485, IEC 1158-2 e fibras ópticas.

4.4.4 RS - 485

Utilizado em aplicações onde se necessita altas taxas de transmissão sem erros (9.6 kb/s e 12 Mb/s). Consiste basicamente de um cabo blindado de dois fios. Nas extremidades se conectam um arranjo de resistores interligados a rede e dois pontos de tensão.

Os equipamentos são conectados em uma barra física de até 32 estações (mestre ou escrava). Repetidores devem ser utilizados para se conectar à outras barras, sendo que num total, 126 estações podem ser adicionadas na rede.

Parâmetros do RS – 485:

Impedância: 135 – 165 Ω ;

Capacitância: < 30pF/m;

Área do condutor: > 0,34 mm².

4.4.5 IEC 1158-2

É um padrão que define regras e particularidades para aplicações em automação de processos, especificadamente para áreas perigosas. Sua transmissão é síncrona de uma taxa de 31,25 kbps.

O uso da PROFIBUS com este padrão é prescrito pelo FISCO (*fieldbus intrinsically safe concept*).

Para a aplicação deste padrão, há um limite de 32 estações e com máximo de 126 estações com 4 repetidores.

O PROFIBUS foi designado para as seguintes funções:

- Durante a comunicação entre dois mestres deve-se ter certeza que cada estação tem o tempo necessário para que haja comunicação;
- Para que a comunicação entre PLC e escravos seja a mais rápida e fácil possível.

A arquitetura do protocolo PROFIBUS referida a pilha do OSI é mostrada na Figura 25 abaixo:

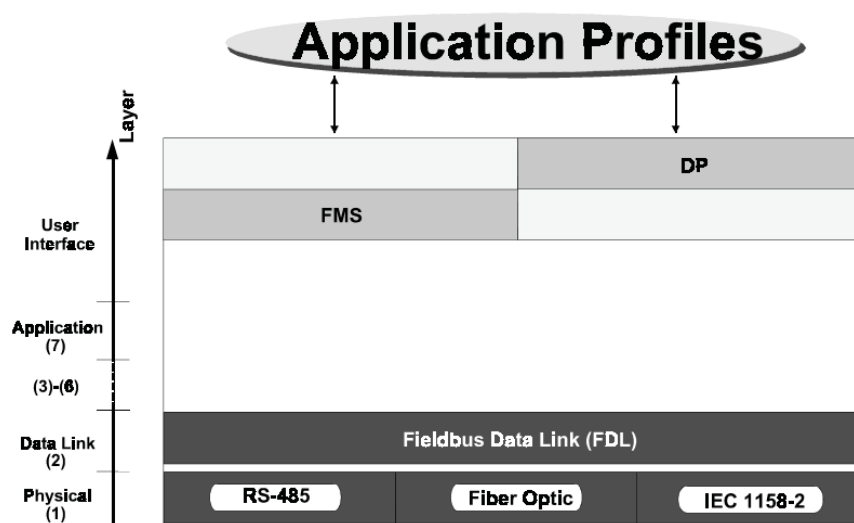


Figura 25 – Protocolo PROFIBUS na pilha OSI (Cobus Strauss, 2004)

4.4.6 IEC 60870-5-103

É um protocolo destinado a controlar os sistemas de comunicação associados. Este protocolo permite a interoperabilidade entre os dispositivos de proteção e o equipamento de comando de uma subestação.

Sua estrutura física suporta dois tipos de configuração física:

- RS-485, para a interface elétrica;
- Fibra óptica, para interface óptica.

O protocolo opera com a configuração mestre-escravo. Age nas camadas 1, 2 e 7 do modelo OSI.

4.5 Aquisição de dados

A principal função do SCADA é medir as atividades dos sistemas de energia, processando as medidas e enviando esses os dados aos centros de operações, sendo que esses dados são captados pelos TC's e TP's.

Os valores de corrente e tensão medidos pelos equipamentos de instrumentação são enviados para os IEDs para fazer o tratamento dos dados.

A arquitetura de uma estação com SCADA é mostrada abaixo na Figura 26.

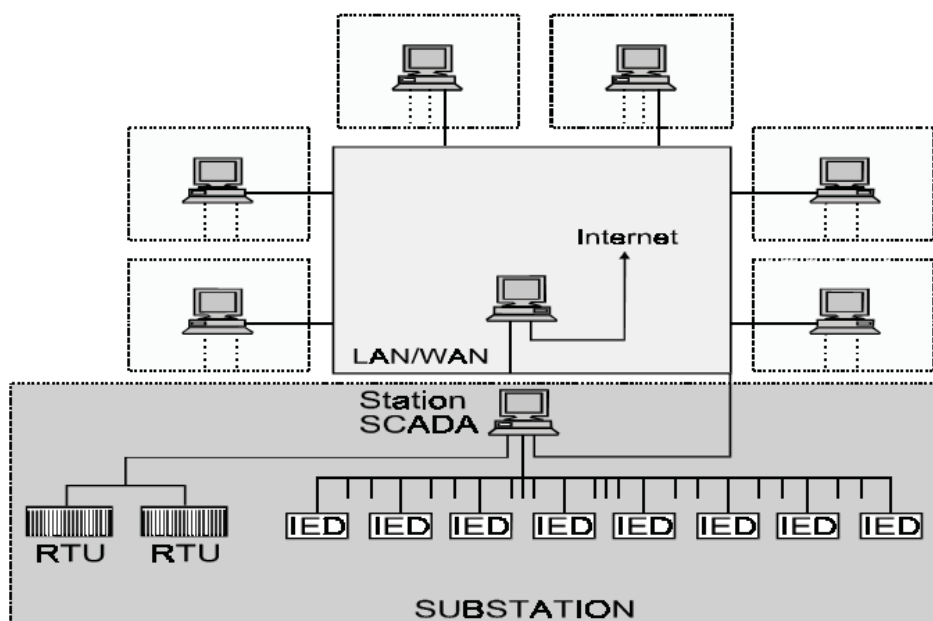


Figura 26 – Arquitetura de uma Subestação Automatizada (Cobus Strauss, 2004)

4.6 SCADA

O SCADA interconecta dois ambientes: a subestação e o centro de operações. O ponto terminal para um sistema SCADA tradicional é uma RTU que é onde ocorre a interface de comunicação entre os equipamentos da subestação.

O SCADA inicialmente foi construído para comunicar com o as unidades de RTU, porém com o passar do tempo, o software SCADA é capaz de se comunicar com qualquer equipamento que tenha alta capacidade de comunicação.

A IHM (Interface Homem Máquina) permite ao operador monitorar e controlar os parâmetros do sistema de potência em tempo real (Cobus Strauss, 2004).

O SCADA deve realizar as seguintes performances no Sistema de Potência de Automação:

- Mostrar em tempo real os dados recebidos dos IEDs, relés, baias de controle, RTU ou PLCs conectados ao sistema de potência;
- Manter o histórico de dados recebidos;
- Ativar alarmes quando necessário;
- Mostrar a sequência de eventos reportados e relatório de distúrbios quando requerido;
- Realizar o controle de comunicação das redes, independente do protocolo utilizado.

4.7 Software do Sistema SCADA

O software normalmente é um pacote padronizado, configurado para um cliente específico. Alguns fornecedores, por exemplo, ABB, seu software é o MicroSCADA; a ALSTOM tem o MiCOM, são aplicados especificadamente para seus sistemas. Pacotes SCADA de outros tipos não funcionam nos softwares destas empresas.

Geralmente, o SCADA consiste em quatro módulos, dados a seguir

- Aquisição de dados;
- Controle;
- Armazenamento dos dados na database;
- A interface do homem com o computador (HMI).

5 EXEMPLO DE APLICAÇÃO EM UMA SUBESTAÇÃO

Considerando um sistema elétrico industrial, alimentado na tensão nominal de $V_n = 138$ kV em uma barra “k” de um sistema geral de transmissão, o qual possui nessa barra k, uma capacidade de curto-circuito trifásico simétrico igual a $S_{cc} = 1000$ [MVA], relação $X/R \gg \gg 10$, e relação $Z_0/Z_1 = 3$.

Dois transformadores TF1 e TF2, de potências nominais $S_{1n} = 15/20$ [MVA], ONAN/ONAF, e $S_{2n} = 20/25$ [MVA], ONAN/ONAF, com tensões no lado AT de $V_n = 138$ (+1x2,5% - 4x2,5%) [kV], conexão delta e no lado de MT, tensão nominal de $V_n = 13,8$ [kV], conexão estrela, grupo de defasamento angular $D_y 30^\circ$, possuem impedâncias percentuais iguais a $Z_{T1} = j 9,2$ [%] e $Z_{T2} = j 10,5$ [%], referidas ao tape de suas tensões nominais (138/13,8 [kV]) e nas respectivas bases de suas potências nominais ONAN. Para esses dois TF's a relação entre as suas impedâncias sequenciais positiva (Z_1) e zero (Z_0) deve ser igual a $Z_0/Z_1 = 0,85$.

Nos neutros desses dois transformadores TF1 e TF2, existem resistores de aterramento de valores $R = 20$ [Ω], (instalados em cada um deles) e com suportabilidade térmica para $t = 10$ s e com classe de isolamento igual 8,6 [kV].

Em suas seções S1 e S2 de barras de MT, existe um disjuntor DT de acoplamento dessas seções (“*tie-breaker*”), que opera normalmente na condição NA (normal aberto).

Na seção S1, existem várias cargas estáticas conectadas ($C_1, C_2, C_3\dots$) e um conjunto de cargas dinâmicas (D_1). Seus equivalentes em corrente, referido à essa barra de MT em regime normal de operação são tais que:

Cargas estáticas: $I_{st} = 400 \angle -25^\circ$ [A] e cargas dinâmicas $I_{mits} = 650 \angle -23^\circ$ [A]; em regime de curto-circuito trifásico seus regimes são: $I_{st} = 0$ [A] e para os mits, $I_{mits} = I_{eq1} = 1000 \angle -90^\circ$ [A] Observar que cargas estáticas não participam de curtos-circuitos.

Na seção S2 existem várias cargas estáticas conectadas ($L_1, L_2, L_3\dots$) e ainda, um conjunto de cargas dinâmicas (D_2); Seus equivalentes em corrente, referido à essa barra de MT em regime normal de operação são tais que:

$I_{st} = 800 \angle -25^\circ$ [A] e os motores $I_{mits} = 950 \angle -23^\circ$ [A]; em regime de curto-circuito trifásico seus regimes são: $I_{st} = 0$ [A] e os motores $I_{mits} = I_{eq2} = 2000 \angle -90^\circ$ [A], referida à barra de MT; Nessa seção S2 existe ainda outra saída, provida de um conjunto de cabos isolados, conectados na configuração: 3 x 2 # 500 MCM, os quais possuem uma impedância equivalente de $Z_c = 0,28 \angle 90^\circ$ [ohm/fase/conductor] (admitir relação $Z_0/Z_1 = 2$) e que se

destinam a alimentação de uma subestação remota, onde existe um transformador abaixador TF3, de potência $S_{3n} = 5000$ [kVA], com tensões lado de AT $V_{at} = 13,8(\text{delta})$ – lado de BT: $V_{bt} = 4,16$ (estrela) [kV], grupo Dy 30°. e de impedância percentual dada por $Z_{T3} = j 6$ [%] com $Z_1 = Z_2 = Z_0$.

No neutro desse transformador TF3, existe um resistor de aterramento de valor $R = 6$ [Ω] e com suportabilidade térmica para $t = 10$ s, o qual limita a corrente de CC- 1F no valor de $I_{cc-1F} = 400$ [A]. (Igual à do lado de 13,8 [kV]).

No lado de BT desse transformador T3, existem dois motores de indução trifásicos conectados à barra de 4,16 kV, sendo que eles são iguais entre si, e de potências no eixo iguais a $P_{eixo} = 1000$ [HP], rendimento $\eta = 94\%$ e fator de potencia $FP = 0,92$ ind e ainda, com relação de corrente de partida igual a $I_p/I_n = 5$ e tempo de rotor bloqueado igual a $T_{rb} = 20$ seg.(dados iguais para os dois motores de indução).

Admitindo o diagrama unifilar simplificado para essa configuração apresentada no texto supra, conforme mostrado na Figura 27 abaixo e admita como válida qualquer outra informação que se fizer necessária em qualquer situação para a respectiva análise do sistema proposto.

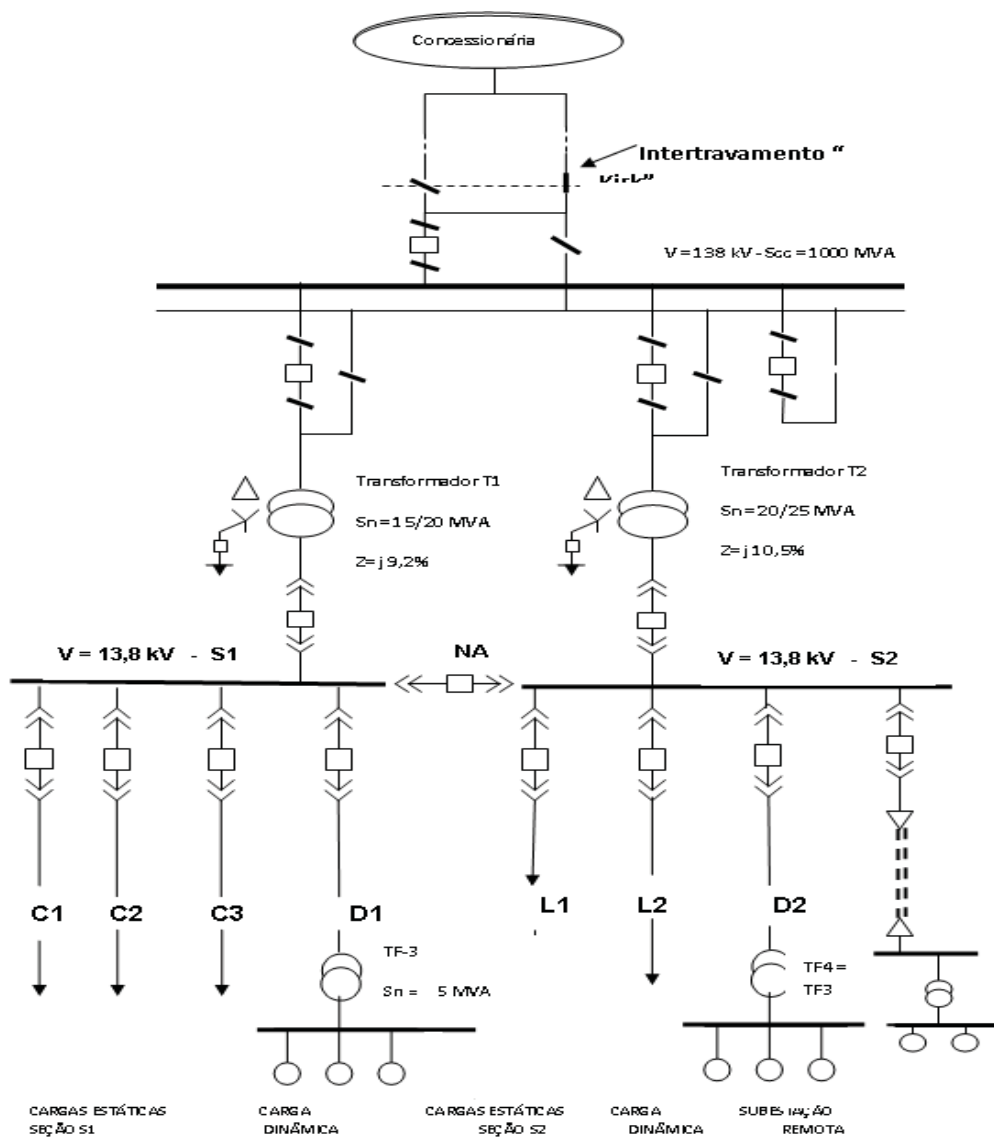


Figura 27 – Diagrama Unifilar da Subestação em análise (Autor, 2012)

5.1 Estudo de Curto-Circuito

Dado a subestação acima, tem-se a seguinte análise de curto-circuito:

Pelo Método Clássico de cálculo de curto-circuito, temos:

- Fontes do sistema operam com tensão $1,0 \angle 0^\circ$ pu;
- Motores são considerados como fontes de tensão e reatância;
- Cargas estáticas do sistema são desprezadas;
- Banco de capacitores e reatores são desprezados;
- Os transformadores operam no TAP normal;
- A impedância da rede de sequência negativa é idêntica à da rede de sequência positiva.

Valores por unidade (pu)

A Por unidade de qualquer quantidade é a relação daquela quantidade pela sua base de valor; a razão é expressa sem adimensionalmente. Assim, as quantidades em pu serão expressas como na Equação (1) abaixo: (Blackburn)

$$\text{Quantidade em pu} = \frac{\text{quantidade atual}}{\text{base de valor da quantidade}} \quad (5)$$

$$\text{Quantidade em porcentagem} = (\text{quantidade em pu}) \cdot 100\% \quad (6)$$

Relações gerais entre as grandezas num sistema elétrico

As principais grandezas bases de um sistema elétrico são as dadas abaixo:

$$S_{3\phi} = \sqrt{3}V_{LL} \cdot I_{LL} \quad (\text{volt-ampere}) \quad (7)$$

$$V_{LL} = \sqrt{3}V_{LN} \angle 30^\circ \quad (\text{volts}) \quad (8)$$

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}V_{LL}} \quad (\text{amperes}) \quad (9)$$

Valores Bases

$$I_B = \frac{kVA_B}{\sqrt{3}kV_N} \quad (\text{amperes}) \quad (10)$$

$$Z_B = \frac{kV_B^2 \cdot 1000}{kVA_B} \quad (\text{ohms}) \quad (11)$$

Mudança de Base

A mudança de base numa rede elétrica ocasiona as mudanças dos valores em p.u de um equipamento, para que este tenha a mesma base que o restante do sistema. A seguinte fórmula é aplicada quando se é necessário à mudança de base.

$$Z_{pu}^1 = Z_{pu}^0 \cdot \frac{S_B^1}{S_B^0} \cdot \left(\frac{V_B^0}{V_B^1} \right)^2 \quad (12)$$

Diagrama de Impedâncias do Sistema Elétrico

Para a realização da diagramação de impedância, os seguintes valores bases serão aplicados:

$$S_B = 20MVA$$

$$V_B = V_{Nominal} \text{ das barras}$$

E, de acordo com a Lei de Ohm, temos:

$$Z_{th} = \frac{V_B}{I_{cc}} \quad (13)$$

Onde:

Z_{th} : Impedância de Thevenin

I_{cc}: Corrente de Curto – Circuito

V_B: Tensão Base da rede

Existem fórmulas especiais para casos especiais de equipamentos no sistema elétrico. No caso de uma concessionária, a sua impedância percentual pode ser encontrada a partir da seguinte fórmula:

$$Z_{concessionária} = \frac{S_B}{S_{cv}} \quad (14)$$

Para o caso dos motores MIT a sua potência em HP é considerado praticamente o mesmo valor que sua potência aparente, logo HP \approx kVA. Assim, no caso da impedância subtransitória, teremos:

$$Z_{MIT} = j \frac{100}{m} \quad (15)$$

Onde:

$$m = \frac{I_{Partida}}{I_{Nominal}} \quad (16)$$

Impedância da Concessionária

Pelo valor fornecido e o admitido, temos que a impedância da concessionária será dada por:

$$Z_{concessionária} = \frac{20}{1000} = 0,020$$

Logo:

$$Z_{concessionária} = j2,0\%$$

Impedância dos Transformadores

Através da equação de mudança de base, temos que as impedâncias percentuais dos três transformadores acoplados à rede elétrica são dados por:

$$Z_{T1} = j9,2\% \cdot \left(\frac{20}{15}\right) \cdot \left(\frac{138}{138}\right)^2 = j12,3\%$$

$$Z_{T2} = j10,5\% \cdot \left(\frac{20}{20}\right) \cdot \left(\frac{138}{138}\right)^2 = j10,5\%$$

$$Z_{T3} = j6\% \cdot \left(\frac{20}{5}\right) \cdot \left(\frac{13,8}{13,8}\right)^2 = j24\%$$

$$Z_{T4} = j6\% \cdot \left(\frac{20}{5}\right) \cdot \left(\frac{13,8}{13,8}\right)^2 = j24\%$$

$$Z_{T5} = j6\% \cdot \left(\frac{20}{5}\right) \cdot \left(\frac{4,16}{4,16}\right)^2 = j24\%$$

Impedância dos Motores de Indução

Considerando as fórmulas de cálculo da impedância do MIT, temos:

$$m = \frac{I_{Partida}}{I_{Nominal}} = 5$$

Logo,

$$Z_{MIT} = j \frac{100}{5} = j20\%$$

Como cada motor tem 1000HP no seu eixo:

$$P_{MIT(W)} = \frac{1000HP \cdot 746W}{0,94 \cdot 0,92} = 862,63kW$$

E,

$$Q_{MIT} = 862,63 \cdot \tan^{-1} 23,074^\circ = 367,48kVAr$$

Logo,

$$S_{MIT} = 937,64 kVA \text{ ou } 0,94 MVA$$

Assim, a nova impedância será dada por:

$$Z_{MIT1} = Z_{MIT2} = j20\% \cdot \left(\frac{20}{0,94}\right) \cdot \left(\frac{4,16}{4,16}\right)^2 = j425,5\%$$

Impedância do Cabo Isolado

Dada a especificação dos cabos isolados no texto descrito, tem-se, portanto, que:

$$Z_{Cabo} = \frac{0,28}{2} = 0,14[\Omega/fase]$$

E que:

$$Z_B = \frac{13,8^2}{20} = 9,5\Omega$$

Logo:

$$Z_{Cabo}(\%) = \frac{Z_{Cabo}(\Omega)}{Z_B(\Omega)} 100\% = j1,47\%$$

Impedância das Cargas Dinâmicas

Para o cálculo da impedância das cargas dinâmicas, necessita-se utilizar a seguinte fórmula:

$$Z_{\text{Carga Dinâmica}} (\%) = \frac{I_B}{I_{\text{Equivalente Dinâmica}}} \times 100\%$$

Sendo:

$$I_B = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,16} = 2775,72 \text{ A}$$

Desta forma, para as duas cargas dinâmicas, teremos os seguintes valores de impedâncias:

$$Z_{\text{Carga Dinâmica 1}} = \frac{2775,72}{-j1000} \cdot 100\% = j277,57 \%$$

e,

$$Z_{\text{Carga Dinâmica 2}} = \frac{2775,72}{-j2000} \cdot 100\% = j138,79 \%$$

5.2 Diagramas de Impedâncias

Encontrado as impedâncias referidas a mesma base dos equipamentos do sistema elétrico, monta-se o diagrama de impedâncias da subestação a ser analisada, dado da figura 28 abaixo:

Nota-se que as cargas estáticas não participam da análise de curto-circuito. Para a análise de curto-circuito simétrico, não houve a necessidade de se utilizar as impedâncias de sequência negativa e nem zero.

A seguir, serão mostradas as análises de faltas nas barras do sistema.

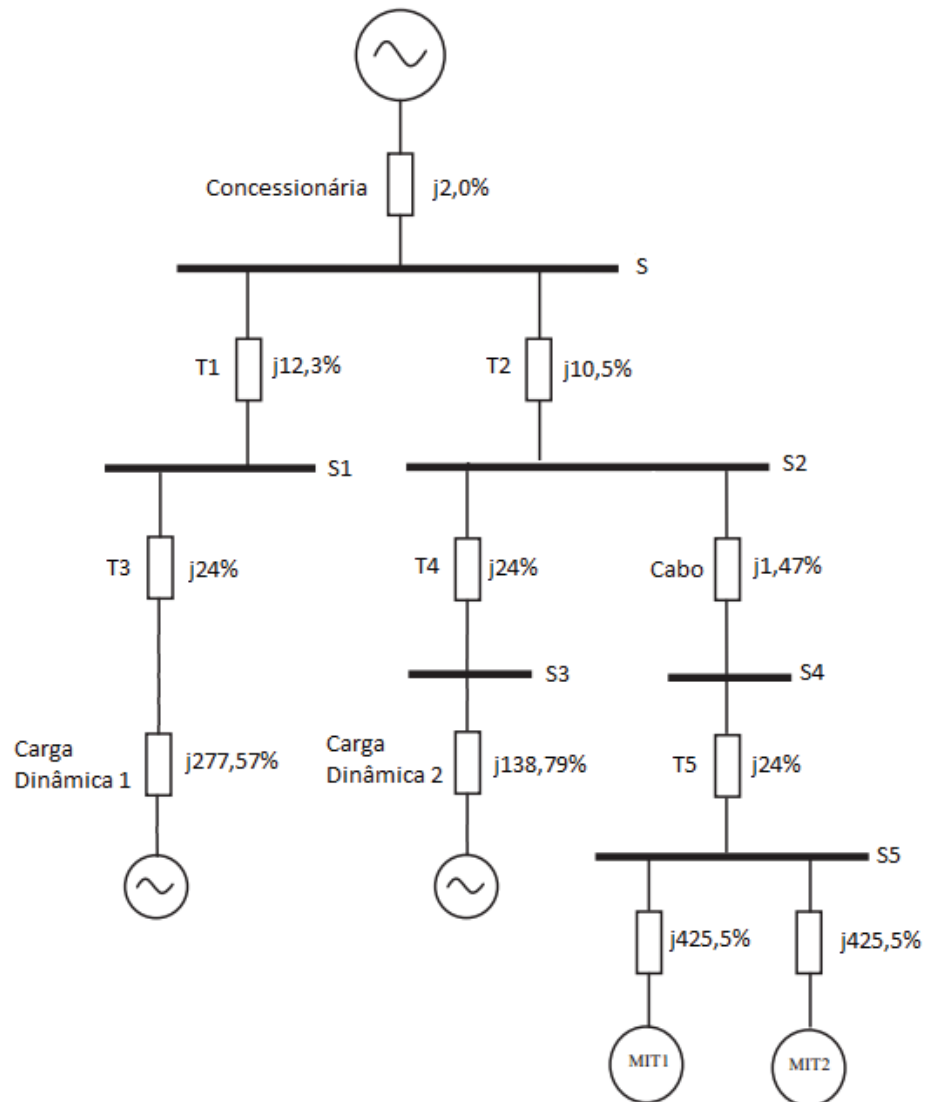


Figura 28– Diagrama de impedâncias da Subestação em análise (Autor, 2012).

Impedância Equivalente de falta na barra S

Dado a Figura 29 abaixo a impedância equivalente de Thevenin na barra S1 é dada abaixo:

$$Z_a = \{[(MIT_1 // MIT_2) + T_5 + Cabo] // (CD_2 + T_4)\} + T_2$$

$$Z_b = \{(CD_1 + T_3 + T_1)\}$$

$$Z_c = Concessionária$$

$$Z_{S-TH} = Z_a // Z_b // Z_c$$

$$Z_{S-TH} = j1,951\%$$

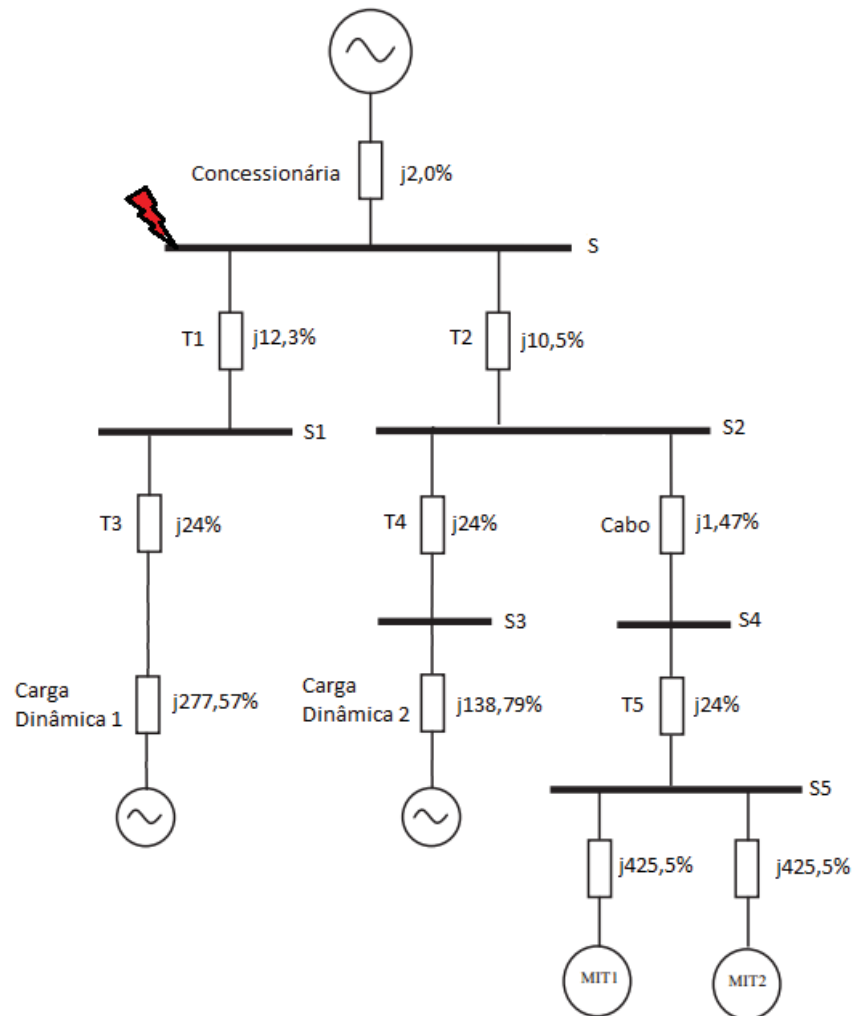


Figura 29 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em S (Autor, 2012).

Impedância Equivalente de falta na barra S1

Abaixo segue a equação para se encontrar a impedância equivalente da barra S1.

$$Z_a = \{[(MIT_1 // MIT_2) + T_5 + Cabo] // (CD_2 + T_4)\} + T_2 // Concessionária$$

$$Z_b = Z_a + T_1$$

$$Z_{S1-TH} = Z_b // (T_3 + CD_1)$$

$$Z_{S1-TH} = j13,62\%$$

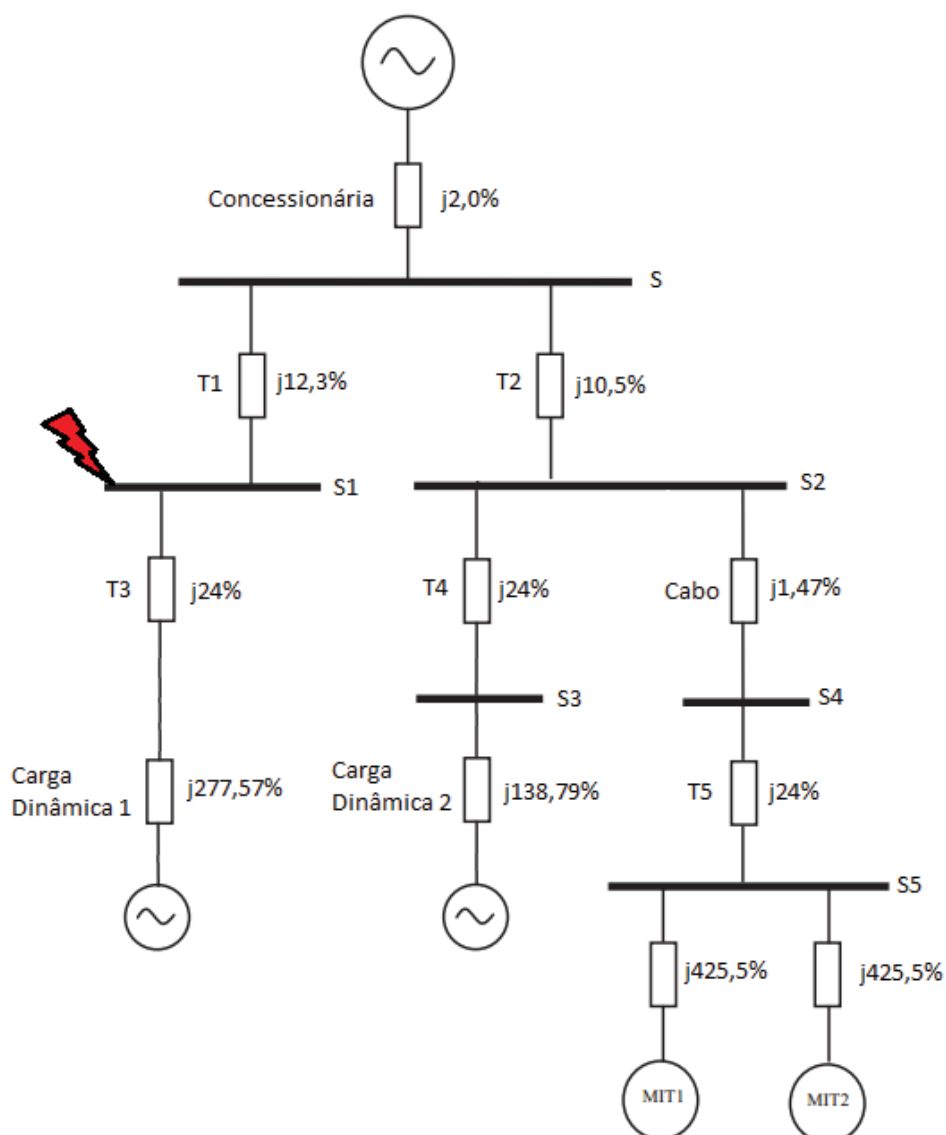


Figura 30 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em S1 (Autor, 2012).

Impedância Equivalente de falta na barra S2

Da mesma forma aplicada aos itens anteriores, teremos para a análise de falta em S₂ a seguinte equação:

$$Z_a = \{[(CD_1 + T_3 + T_1) // Concessionária] + T_2\}$$

$$Z_b = \{T_4 + CD_2\}$$

$$Z_s = \{(MIT_1 + MIT_2) + T_5 + Cabo\}$$

$$Z_{S2-TH} = Z_a // Z_b // Z_c$$

$$Z_{S2-TH} = j11,06\%$$

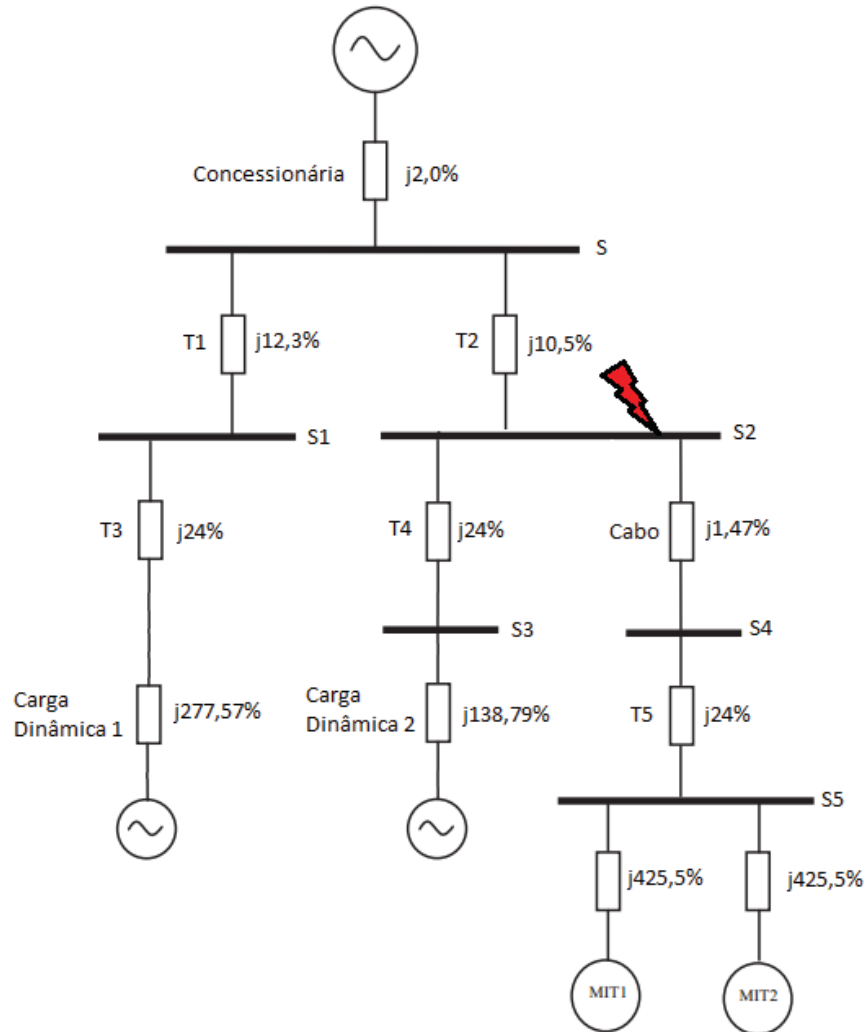


Figura 31 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em S2 (Autor, 2012).

Impedância Equivalente de falta na barra S4

Idem aos itens anteriores a equação para se encontrar a impedância de Thevenin na barra S₄ será dada por:

$$Z_a = \{[(CD_1 + T_2 + T_1) // Concessionária] + T_2\} // (T_4 + CD_2)$$

$$Z_b = \{Z_a + Cabo\}$$

$$Z_c = (MIT_1 // MIT_2) + T_5$$

$$Z_{S4-TH} = Z_b // Z_c$$

$$Z_{S4-TH} = j12,38\%$$

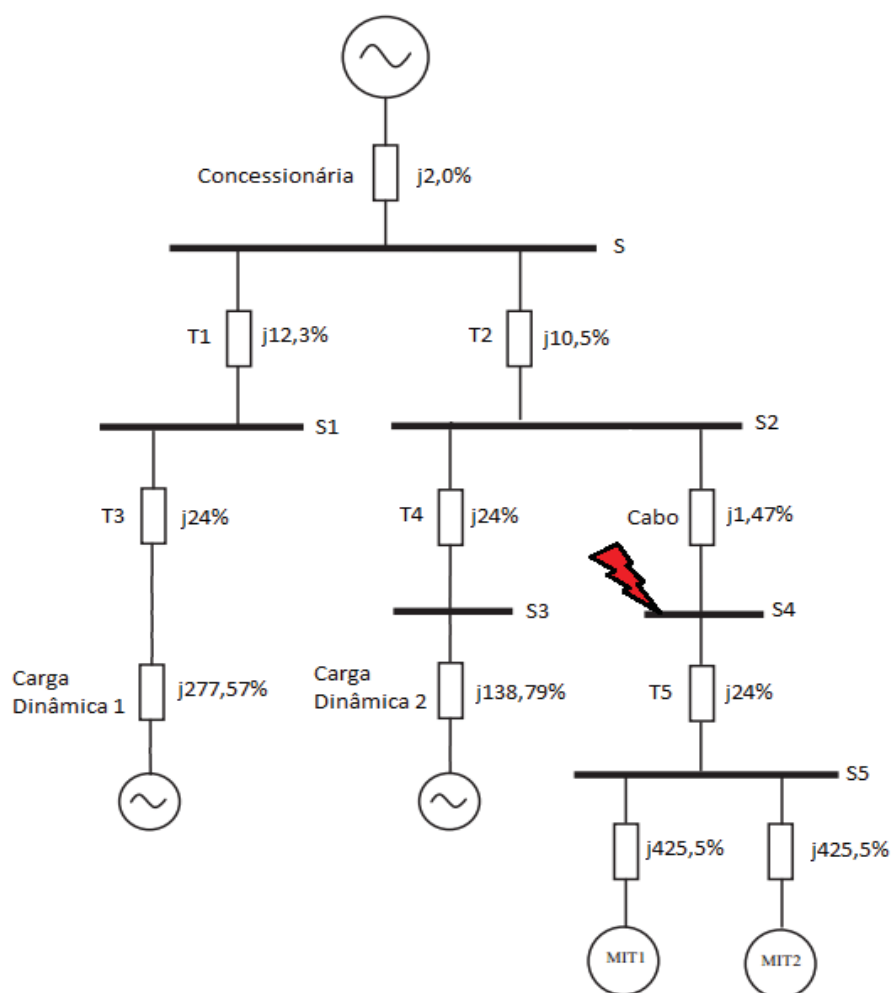


Figura 32 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em S4 (Autor, 2012).

5.3 Especificações dos equipamentos de AT e MT da subestação

Em função dos resultados obtidos anteriormente no cálculo da impedância equivalente, conseguimos encontrar os valores de corrente e, portanto as especificações dos equipamentos desta subestação.

A seguir, segue a fórmula para se encontrar os dados necessários:

$$I_{cc-3\phi}^S = \frac{V_{TH}(\%)}{z_{TH}(\%)} \cdot I_B^S \quad (17)$$

e,

$$S_{cc-3\phi} = \sqrt{3} \cdot V_N \cdot I_{cc} \quad (18)$$

Para transformadores de Instrumentos, as seguintes condições devem ser satisfeitas:

- $I_{prim} > I_{m\acute{a}x-servi\c{c}o}$
- $20 \cdot I_{Nprim} > I_{cc}$

Onde,

$$I_{m\acute{a}x-servi\c{c}o} = \frac{S_{ONAF}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \quad (19)$$

5.3.1 Equipamentos de Alta Tensão

Para as barras de AT teremos:

$$I_B^S = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 138} = 83,68 \text{ A}$$

$$I_{cc-3\phi}^S = \frac{100 \angle 0^\circ}{1,951} \cdot 83,68 = 4,29 \angle -90^\circ \text{ [kA]}$$

$$S_{cc-3\phi} = \sqrt{3} \cdot 138 \cdot 4,29 = 1.025,4 \text{ [MVA]}$$

Desta forma, pode-se especificar o disjuntor a ser utilizado nesta subestação, dado a seguir na Tabela e Figura 33:

Tabela 4– Dados do fabricante Alstom para o disjuntor de AT

Fabricante	Alstom
Tipo	GL
Tensão Nominal	145 [kV]

Corrente Nominal	3.150 [A]
Corrente de Interrupção Simétrica	40 [kA]
Tensão de Impulso (NBI)	650 [kV]



Figura 33 – Disjuntor AT, modelo GL, fabricante Alstom (Cortesia da Alstom)

A seguir segue a chave seccionadora a ser instalada na subestação no lado de Alta Tensão:

Tabela 5– Descrição Técnica da chave seccionadora de AT da Alstom

Fabricante	ALSTOM
Tipo	SPV
Tipo de Abertura	semi-pantográfica
Tensão Nominal	145 [kV]
Corrente Nominal	4.000 [A]
Corrente de Interrupção Simétrica	63 [kA]
Tensão de Impulso (NBI)	650 [kV]



Figura 34 – Disjuntor AT, modelo GL, fabricante Alstom (Cortesia da Alstom)

E, de acordo com a equação (19) dada acima, os TCs devem seguir o padrão, de acordo com os cálculos abaixo:

- Para o Transformador T1:

$$I_{\text{máx-servição}} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 138} = 83,7 \text{ A}$$

Logo,

- $I_{\text{primário}} > 83,7 \text{ A} - I_{\text{Nprimário}} = 100,00 \text{ A}$
- $20 \cdot I_{\text{Nprimário}} > 4290 - 5000 > 4290$

Portanto, de acordo com os dados, o TC escolhido segue:

Tabela 6 – Descrição Técnica do TC de AT da Alstom

Fabricante	ALSTOM
Tipo	OSKF
Corrente de Suportabilidade	Até 80 [kA]
Tensão Nominal	145 [kV]
Corrente Nominal Primária	Até 5.000 [A]
Corrente Nominal Secundária	até 3 A
Tensão de Impulso (NBI)	650 [kV]



Figura 35– TC de AT, modelo OSKF, fabricante Alstom (Cortesia da Alstom).

- Para o Transformador T2:

$$I_{\text{máx-serviço}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 138} = 104,6 \text{ A}$$

Logo,

- $I_{\text{primário}} > 104,6 \text{ A} - I_{\text{Nprimário}} = 200,00 \text{ A}$
- $20 \cdot I_{\text{Nprimário}} > 4290 - 5000 > 4290$

Portanto, o TC para T2 será igual ao do T1 já mencionado.

No caso dos para-raios para a AT, devemos respeitar as seguintes fórmulas:

$$F_{\text{aterramento}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{3 \cdot \left[\frac{(Z_0/Z_1)}{(Z_0/Z_1 + 2)} \right]^2 + 1} \quad (20)$$

$$V_{\text{Nominal-PR}} = F_{\text{aterramento}} \cdot V_{\text{máx-isolação}}$$

Assim,

$$F_{\text{aterramento}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{3 \cdot \left[\frac{(3)}{(3 + 2)} \right]^2 + 1} = 0,72$$

$$V_{\text{Nominal-PR}} = 0,72.145 = 104,4 \text{ kV}$$

Desta forma, o para raio escolhido está demonstrado a seguir:

Tabela 7 – Descrição Técnica do para raio da subestação industrial	
Fabricante	ABB
Tipo	PEXELIM R
Classe de Isolação	145 [kV]
Tensão Nominal	108 [kV]
Tensão de Impulso (NBI)	550 [kV]
Tensão Residual Máxima para 8/20 μs e 5 [kA]	294 [kV]



Figura 36– Para raio da fornecedora ABB (Cortesia da ABB)

5.3.2 Equipamentos de Média Tensão

Para as barras S1 e S2, seguem o mesmo processo que a barra S:

$$I_B^{S1} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 836,8 \text{ A}$$

$$I_{cc-3\phi}^{S1} = \frac{100 \angle 0^\circ}{j13,62} \cdot 836,8 = 6,15 \angle -90^\circ \text{ [kA]}$$

$$S_{cc-3\phi} = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 6,15 = 147 \text{ [MVA]}$$

Para a barra S2, fazem-se da mesma maneira os cálculos:

$$I_B^{S2} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 836,8 \text{ A}$$

$$I_{cc-3\phi}^{S2} = \frac{100 \angle 0^\circ}{j11,06} \cdot 836,8 = 7,57 \angle -90^\circ \text{ [kA]}$$

$$S_{cc-3\phi} = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 7,57 = 180,55 \text{ [MVA]}$$

Os disjuntores escolhidos para serem inseridos na subestação na Média Tensão são do mesmo tipo, com a seguinte descrição:

Tabela 8 – Descrição Técnica do disjuntor de MT da subestação

Fabricante	ABB
Tipo	OVB-SDB
Corrente Nominal	2000 [A]
Tensão Nominal	15 [kV]
Tensão de Impulso (NBI)	95 [kV]
Corrente de Interrupção Simétrica	25 [kA]



Figura 37 – Disjuntor de MT, fornecedora ABB (Cortesia da ABB)

As chaves seccionadoras terão a seguinte configuração:

Tabela 9 – Descrição Técnica da Chave Seccionadora de MT da subestação.

Fabricante	ABB
Tipo	DCD
Corrente Nominal	900 [A]
Tensão Nominal	15 [kV]
Tensão de Impulso (NBI)	Até 150 [kV]
Corrente de Interrupção Simétrica	40 [kA]



Figura 38 – Chave Seccionadora de MT, fornecedora ABB (Cortesia da ABB)

Assim como calculado para AT, os Transformadores de Corrente para o lado de MT serão obtidos como segue:

Transformador T1:

$$I_{\text{máx-serviço}} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 836,7 \text{ A}$$

Logo,

- $I_{\text{primário}} > 836,7 \text{ A} - I_{\text{Nprimário}} = 1.000 \text{ A}$
- $20 \cdot I_{\text{Nprimário}} > 7570 - 10000 > 7570 \text{ A}$

Logo, o Transformador de Corrente a ser escolhido é:

Tabela 10 – Descrição Técnica do TC de MT da subestação.

Fabricante	ABB
Tipo	KON
Corrente Nominal	Até 1200 [A]
Tensão Nominal	15 [kV]
Corrente Secundária	1 ou 5 [A]

Tabela 10 – Descrição Técnica do TC de MT da subestação.

Corrente de Interrupção Simétrica	40 [kA]
Tensão de Impulso Atmosférico	110 kV
Precisão na Medição	45VA, CL 0.5
Precisão na Proteção	12 VA, CL 10P20



Figura 39 – TC de MT, fornecedora ABB (Cortesia da ABB).

Assim como para o Transformador T1, o TC de MT descrito acima será utilizado no Transformador T2.

5.4 Disjuntor para a condição de paralelismo dos Transformadores T1 e T2

Para o dimensionamento do disjuntor que será colocado entre as barras S1 e S2, será necessário realizar novamente o equivalente de Thévenin, porém agora com as barras juntas. Assim, da mesma forma como calculado anteriormente, seguem as equações:

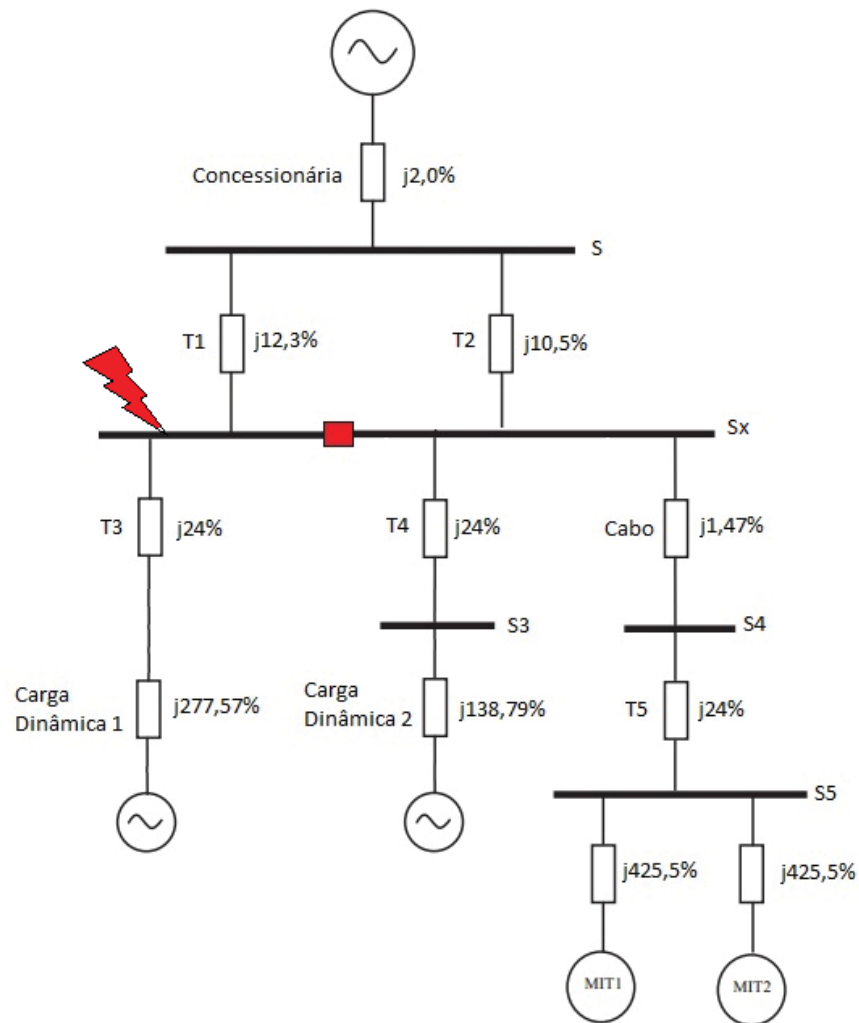


Figura 40 – Diagrama de impedâncias da Subestação em análise com falta em Sx.

Portanto, teremos:

$$Z_a = \{[(MIT_1 // MIT_2) + T_5 + Cabo] // (CD_2 + T_4)\}$$

$$Z_b = (T_1 // T_2) + Concessionária$$

$$Z_c = CD_1 + T_3$$

$$Z_{Sx-TH} = Z_a // Z_b // Z_c$$

$$Z_{Sx-TH} = j7,24\%$$

E,

$$I_B^{S1} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 836,8 \text{ A}$$

$$I_{cc-3\phi}^{S1} = \frac{100 \angle 0^\circ}{j7,24} \cdot 836,8 = 11,56 \angle -90^\circ \text{ [kA]}$$

$$S_{cc-3\phi} = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 11,56 = 276,26 \text{ [MVA]}$$

Logo, pode-se utilizar o mesmo disjuntor e chave seccionadora aos utilizados na MT dos transformadores.

5.4.1 Transformador de Potencial na condição de paralelismo

Considerando que os medidores de energia ativa, reativa e demanda, definem uma carga total a ser nele conectada de potência $P = 62 \text{ [VA]}$ e relés de tensão, frequencímetro, voltímetro e fasímetro que definem uma potência de $P = 180 \text{ [VA]}$ o Transformador de Potencial a ser instalado na barra de MT, deverá ter as especificações de acordo com os cálculos abaixo:

Da relação anteriormente descrita,

$$RTP = \frac{V_{prim}}{V_{sec}}$$

Como a barra tem tensão de 13,8 kV e a tensão padrão de um Transformador de Potencial em seu secundário é de 115 V, teremos:

$$RTP = \frac{13800}{115} = 120/1$$

Logo, a especificação do TP a ser instalado segue abaixo:

Tabela 11 – Descrição Técnica do TP de MT da subestação.

Fabricante	Balteau
Tipo	VFE-15
Tensão Nominal	13,8 [kV]
Tensão Secundária	115 V
Tensão de Impulso Atmosférico	34 kV
Precisão na Medição	0,3P75-1,2P200
Precisão na Proteção	3P200
Potência Térmica	500 [VA]



Figura 41 – Transformador de Potencial a ser aplicado na Média Tensão (Cortesia da Balteau).

6 AUTOMATISMO DA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA

6.1 Relés Digitais

Introduzem conversão A/D para as variáveis analógicas medidas e usa o microprocessador para implementar o algoritmo de proteção.

Comparado com relés eletromecânicos, estes têm funcionalidades adicionais, possuem uma ampla faixa de configurações e maior precisão. Um link de comunicação de computadores remotos também deve ser fornecido.

A arquitetura do relé digital é mostrada na Figura 42 abaixo:

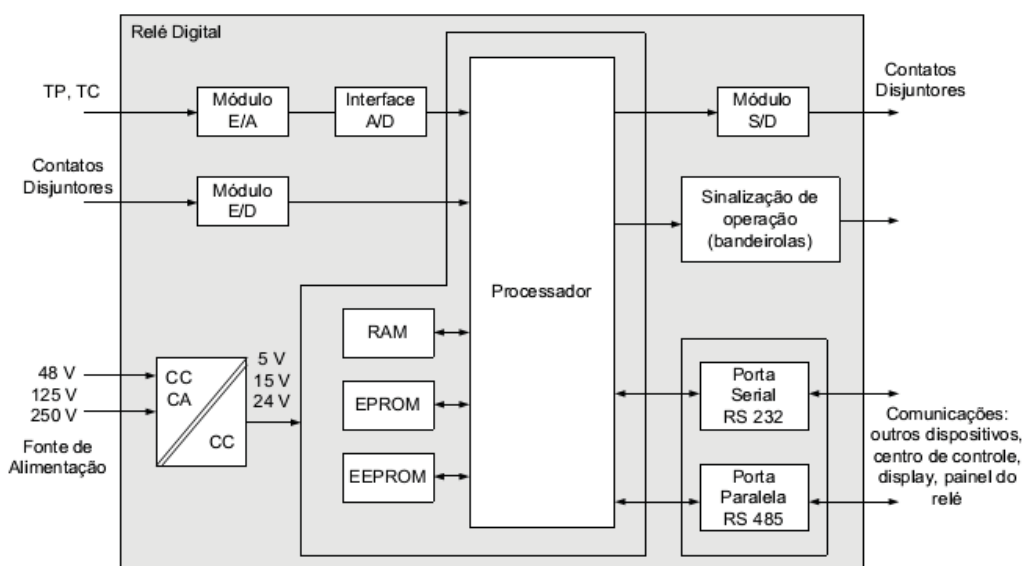


Figura 42 – Diagrama funcional de um relé digital (Anderson, 1999)

A aplicação da proteção nesta subestação será realizada através de relés da linha MiCOM, que tem como fornecedores a Schneider e a Alstom. Abaixo, será descrito com detalhes os relés de proteção a serem instalados nesta subestação.

6.2 Proteção Diferencial

A proteção diferencial tem como função detectar situações de curto-circuito na sua área de supervisão que fica entre os transformadores de corrente que captam as correntes circulantes pelas linhas de transmissão e atuam desligando o equipamento a ser protegido caso a falta seja detectada.

Esse tipo de proteção é inerentemente seletiva, isso quer dizer que a seletividade é obtida pela própria concepção e não através de temporizações, assim, o tempo de atuação deve ser o menor possível.

Para transformadores, normalmente os relés diferenciais são os melhores a serem aplicados nos sistemas, pois protegem tanto faltas na fase como no terra, a não ser que o sistema não tenha um sistema de terra, ou a impedância do sistema de aterramento é muito alta. Nestes casos o relé diferencial apenas atua na proteção das faltas entre as fases.

6.2.1 Fatores que afetam a proteção diferencial

Podem ser considerados:

- Corrente de Magnetização (Inrush);
- Diferentes níveis de tensão, para diferentes tipos de TC;
- Mudanças de fase das conexões de banco Estrela-Triângulo;
- Controle da tensão através dos TAPs do transformador;
- Mudança de fase ou mudança de TAPs dos transformadores reguladores.

Para relés diferenciais digitais (87T) não há necessidade de dispositivos físicos para corrigir as relações de transformação, isso é feito digitalmente, desta forma se tem alta flexibilidade, precisão e economia.

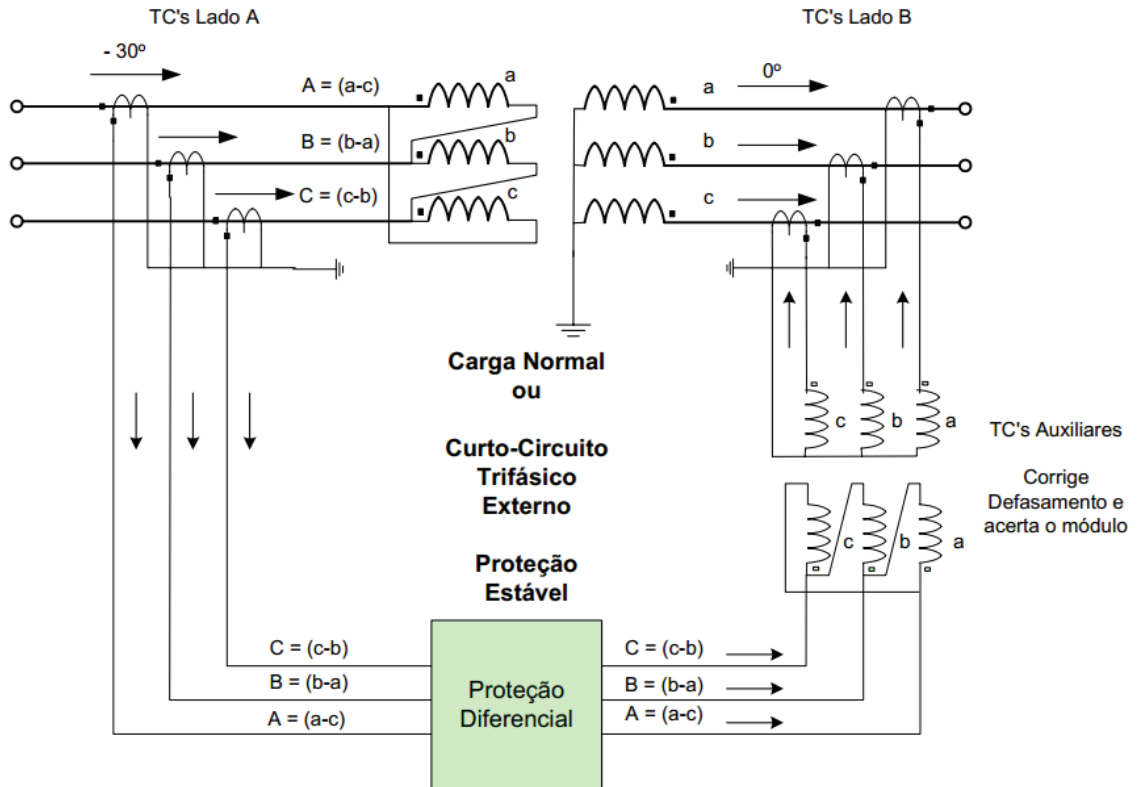


Figura 43 – Correção de módulo e de ângulo antes da medição pela Proteção Diferencial (Google Images, 2012)

Notar que para qualquer tipo de falha, os TC's auxiliares no secundário dos equipamentos protegidos fará com que não haja componentes simétricas negativas como pode ser observado na Figura 44 abaixo:

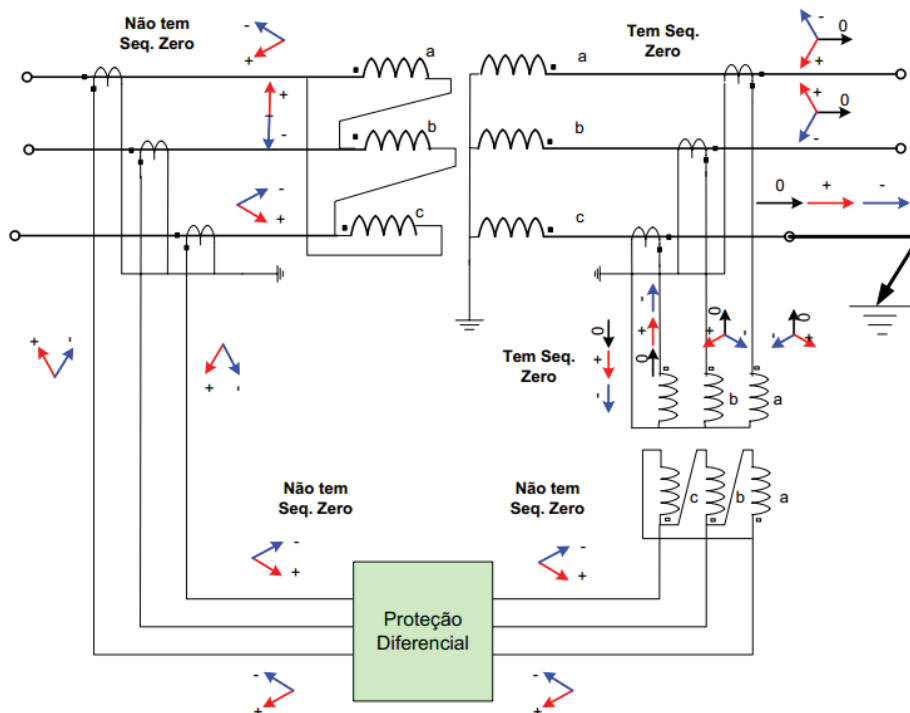


Figura 44 – Bloqueio de Sequencia Zero pelo TC auxiliar (Google Images, 2012)

Nesta proteção diferencial o relé aplicado ao equipamento, deve ser capaz de não atuar nas atividades naturais que ocorrem, tais como:

- Corrente de magnetização transitória;
- Manter a sensibilidade para detectar o curto-circuito mesmo durante a energização do transformador.

Para que esses requisitos sejam respeitados, os relés digitais aplicados no sistema são capazes de filtrar essas variações tanto de componentes harmônicos gerados pela corrente de magnetização quanto da componente DC.

6.3 Função de sobrecorrente

Essa função detecta condições de curto-circuito onde a percepção da corrente de fase é maior que a corrente da carga.

A corrente será detectada de duas formas no transformador:

- Corrente de fase quando estas superiores as correntes de carga;
- Corrente de terra, quando decorrido uma falta ao terra.

Desta forma, utilizar-se-á para a fase o relé de sobrecorrente de fase (50/51F ou 50/51P). E para a proteção do terra, utilizar-se-á a função do relé de sobrecorrente do terra (50/51N ou 50/51G).

Lembrando que este relé não detecta corrente de sobrecarga nos transformadores, mas apenas curtos-circuitos.

Esse relé de sobrecorrente será inserido no secundário do transformador de instrumentos e atuará no disjuntor em caso de detecção de falta, abrindo o circuito para eliminar a falta na carga.

6.3.1 Sobrecorrente em relés Digitais

De acordo com as normas (IEC ou IEEE/ANSI) é possível escolher a forma de curva que o relé terá no tempo de atuação no sistema.

A fórmula normalizada para a aplicação dos relés segue:

$$t = T \cdot \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^a - 1} \right) + L \quad (21)$$

T= Múltiplo de tempo;

K= Coeficiente;

I= Corrente do relé;

I_s = Corrente de atuação ajustada para a função;

a= Coeficiente;

L= Coeficiente.

Valor de cada variável é dado de acordo com a Tabela 5.2 abaixo:

Tabela 12 – Tabela de valores para as Normas

Tipos de Curva	Norma	K	a	L
Standard Inverse		0,14	0,02	0
Very Inverse	IEC	13,5	1	0
Extremely Inverse		80	2	0
Moderately Inverse		0,0515	2	0,18
Very Inverse	IEEE/ANSI	19,61	2	0,491
Extremely Inverse		28,2	2	0,1215

A conexão do relé de sobrecorrente pode ser observada abaixo na Figura 45, as funções das fases A, B e C são executadas digitalmente após a conversão A/D. Para este caso há a digitalização da corrente residual também, que seria a soma das correntes de fase $I_{\text{residual}} = I_A + I_B + I_C$.

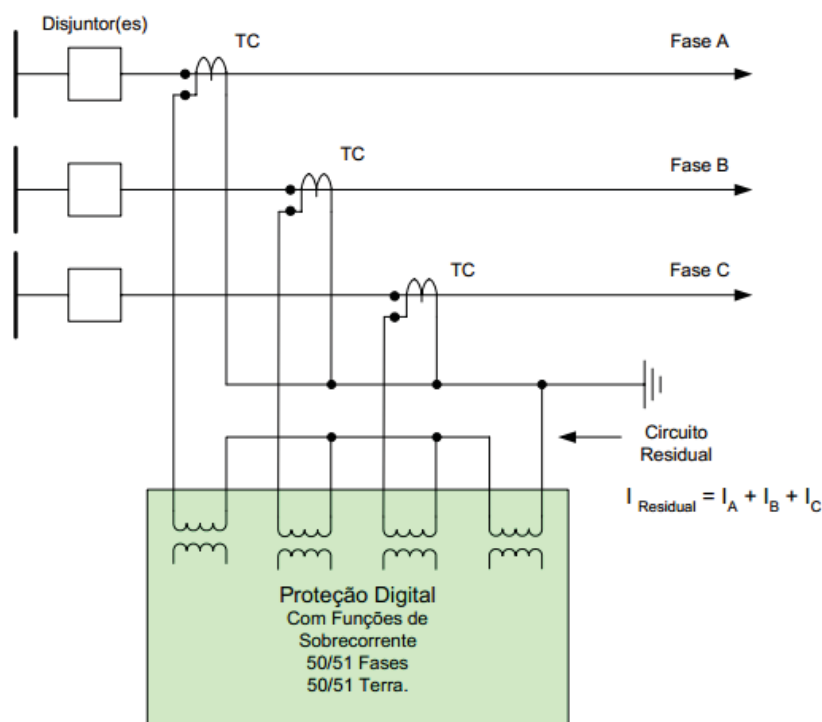


Figura 45– Instalação do relé digital de sobrecorrente nas linhas de transmissão (Google Images, 2012)

6.3.2 Condições de atuação do relé de sobrecorrente

Sobrecorrente de fase do lado de AT

Para o transformador em derivação será estipulado as seguintes configurações:

- A corrente de “Pick-Up” terá valor igual ou superior a 50% do valor da corrente nominal calculada.
- A curva terá característica de tempo inverso de acordo com a IEC.
- A temporização será maior que 0,7s para a maior corrente de fase em condição de curto-circuito no lado BT do transformador.

Função instantânea de Sobrecorrente de Fase de relés digitais, com filtros que eliminam harmônicas de ordem par e atenuam componentes DC (descolamento de eixo).

Para essa função o ajuste de “Pick-Up” deve obedecer aos critérios abaixo:

- Deve ser superior a corrente de fase na situação de curto-circuito no lado de BT do transformador.

- Deve ser maior que 4 vezes a corrente nominal, para evitar atuações indevidas.
- Deve ter a sensibilidade para perceber uma corrente no lado de AT.

Sobrecorrente de terra do lado de AT

Para os transformadores em análise, com AT em delta, a característica de tempo é definida podendo a temporização ser nula, pois não há a necessidade de sincronização com a BT.

Sobrecorrente de fase do lado de BT

O valor da corrente de “Pick-Up” deve ser maior ou igual a 50% do valor da corrente nominal de carga (critério empírico).

- A temporização da função deve ser igual ou superior a 0,5s na condição de curto-circuito para a fase, seja Fase-Terra ou trifásica.
- Coordenação com o alimentador no tempo com correntes de curto.

Sobrecorrente de terra do lado de BT

O valor de Pick-Up pode chegar a 25% do valor porcentual a corrente da carga do transformador.

Característica de tempo

- Temporização igual ou superior a 0,5s.
- Coordenação no tempo com correntes de curto-circuito a terra ($3 \times I_0$) no alimentador.

6.3.3 Função de sobrecarga térmica

Para o sistema em questão, o relé de sobrecarga de função 49 – Sobrecarga Térmica será utilizado. Há dois tipos de atuação de relés. Um atua no sistema de acordo com a função do tipo $I^2.R.t$, ele é portanto, proporcional a corrente ao quadrado. O segundo tipo se baseia no cálculo da temperatura do enrolamento no ponto mais quente “*hot spot*”.

De toda forma, o relé que será utilizado vai deter de um sistema de alarme que irá avisar o operador de que o sistema se encontra numa situação desfavorável, com possibilidade de danificação.

6.3.4 Função de sequência negativa

Esta função de relé digital detecta correntes que não estão balanceadas no circuito, isto pode ser observado pelo aparecimento da componente da corrente de sequência negativa, este desbalanceamento pode ser causado por:

- Uma fase aberta;
- Duas fases abertas;
- Carga desequilibrada;
- Curtos circuitos: fase-terra, bifásico ou bifásico - terra.

6.4 Relés de proteção para os equipamentos da subestação

6.4.1 Proteção dos motores de indução

O relé utilizado para a proteção dos motores de indução será o MiCOM P225. Este pode ser observado na figura 46 abaixo.



Figura 46 – Relé MiCOM P225 para a proteção dos motores de indução (Cortesia da Schneider)

Suas características técnicas principais estão descritas na Tabela 13 abaixo:

Tabela 13 – Características técnicas principais do relé MiCOM P225

Tensão Nominal Auxiliar	48-250 Vdc 48-240Vac
Corrente Nominal analógica	In = 1A/5A ModBus RTU
Opções de Protocolo	K-bus IEC 60870-5-103
Entradas e Saídas	RS 485 saída RS 232
Capacidade de condução	5A
Corrente de curta duração	30A por 3 s

Funções de proteção:

- Proteção térmica (49);
- Proteção contra curto-circuito (50/51);
- Proteção contra falta fase-terra (50/51N);
- Proteção contra rotor bloqueado.

6.4.2 Proteção das barras de alimentação

Para a proteção das barras o relé MiCOM da Schneider a ser utilizado será o P746, ele pode ser observado na Figura 47 abaixo:



MiCOM P746 en 80TE

Figura 47 – Relé MiCOM P746 da fornecedora Schneider (Cortesia da Schneider)

As principais funções de proteção do relé são:

- Proteção diferencial (87);

- Proteção contra sobrecorrente entre fases e terra (50/51)/(50/51N);

Tabela 14 – Resumo das especificações técnicas do MiCOM P746	
	24-48 Vdc
Tensão Nominal Auxiliar	40-100 Vac
Corrente Nominal	In = 1A/5A
	ModBus RTU
Opções de Protocolo	K-bus
	IEC 60870-5-103
Entradas e Saídas	RS 485 saída RS 232
Tensão Nominal	100-120 V fase-fase
Corrente de curta duração	30A por 3 s

Abaixo na Figura 48 pode ser visualizado um funcionamento geral da proteção do relé P746 da MiCOM.

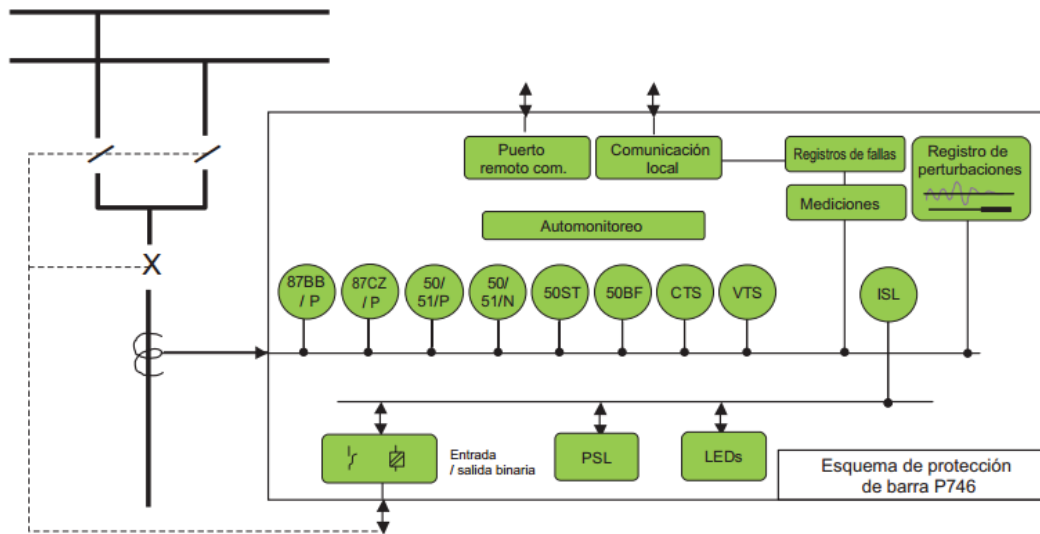


Figura 48 – Visão geral da atuação do relé P746 na proteção das barras (Cortesia da Schneider).

6.4.3 Proteção do gerador

O relé utilizado para a proteção do gerador será o mostrado na Figura 49 abaixo:



Figura 49 – Relé MiCOM P40 da fornecedora Alstom (Cortesia da Alstom)

Tabela 15 – Resumo das especificações técnicas do MiCOM P40

	24-48 Vdc
Tensão Nominal Auxiliar	48-100 Vac
Corrente Nominal	In = 1A/5A
	ModBus
Opções de Protocolo	DNP 3.0
	IEC 60870-5-103
Entradas e Saídas	RS 485 saída RS 232
Tensão Nominal	100-120 V fase-fase
Corrente de curta duração	30A por 3 s

6.4.4 Proteção dos transformadores

Transformadores de Potência possuem as chamadas proteções intrínsecas, que vêm configuradas de fábrica. A configuração varia de acordo com o fabricante do transformador e a sua potência. Para os transformadores deste sistema elétrico serão utilizados os seguintes relés de proteção:

- Relés Buchholz para cada tanque;
- Imagem térmica para cada tanque;
- Termômetros para cada enrolamento;
- Termômetro de óleo para cada tanque;
- Nível de óleo para cada tanque de expansão;

Para a proteção dos transformadores da subestação em questão, irá se utilizar o relé da Schneider MiCOM P642.

Tabela 16 – Especificação do relé MiCOM P642 da Schneider

	24-48 Vdc
Tensão Nominal Auxiliar	48-110 Vdc
	110-250 Vdc (100-240Vac)

Corrente Nominal analógica	In = 1A/5A
Opções de Protocolo	ModBus IEC 61850 DNP 3.0 IEC 60870-5-103
Entradas e Saídas	RS 485 saída RS 232
Corrente de curta duração	30A por 3 s



Figura 50 – Relé de Proteção do Transformador MiCOM P642 (Cortesia da Alstom)

O relé MiCOM 642 tem como principais funções de proteção, entre outras, as descritas abaixo:

- Proteção diferencial (87);
- Proteção contra sobrecorrente (50/51);
- Proteção térmica de sobrecarga (49);

Abaixo na Figura 51 pode-se ter uma visão geral da aplicação do relé no transformador.

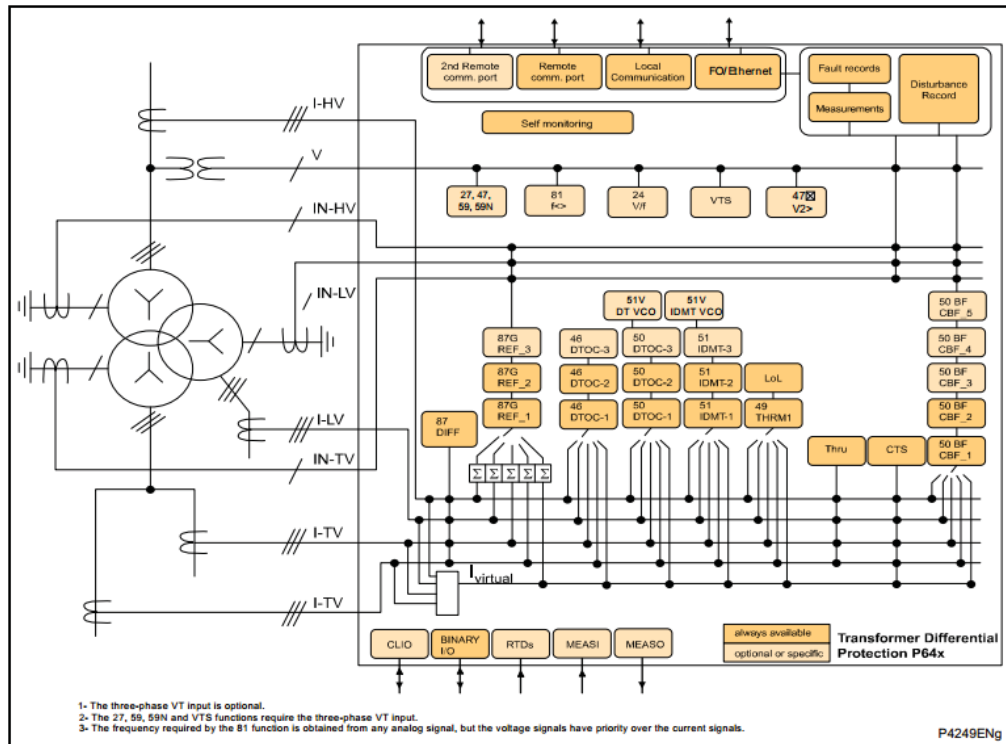


Figura 51 – Visão geral da aplicação do relé MiCOM P642 (Cortesia da Alstom)

6.5 Utilização de IED

Como descrito anteriormente no texto, a utilização de equipamentos inteligentes nos sistemas podem ser uma alternativa com alta eficiência. Um único IED pode ser utilizado em diversos tipos de equipamentos. Para efeito de exemplo, abaixo é mostrado o IED MiCOM P40 fabricado pela Alstom GRID. Este IED proporciona uma solução integrada para a proteção, controle e monitoramento. Ele é aplicável às linhas aéreas, aos cabos subterrâneos, barras, disjuntores, transformadores, reatores, motores e alimentadores. Ele tem as principais funções de proteção para a realização das atividades de proteção. Na figura abaixo pode ser visualizado este IED.



Figura 52 – IED P40 da linha MiCOM da Alstom (Cortesia da Alstom)

7 PROGRAMA PARA A SIMULAÇÃO DOS AUTOMATISMOS

Nesta subestação será incluído um gerador emergencial para suprir as cargas que necessitem de energia para quando houver uma falta no sistema ele seja o suporte para manter ao menos as cargas especiais energizadas.

As cargas consideradas prioritárias totalizam uma potência de $P_c = 1400 \text{ kW}$ e operam com um fator de potência de $FP = 0,9 \text{ ind}$.

Desta forma, escolhe-se o Grupo Gerador com as seguintes características:

$$P_g = 1800 \text{ kW}$$

$$V_n = 4,16 \text{ kV}$$

$$FP = 0,9 \text{ ind}$$

$$X_s = j140\%$$

$$X''_s = j12\%$$

Um exemplo de gerador é o mostrado a baixo na Figura 53, da fornecedora ABB.



Figura 53 – Gerador ABB a ser instalado na subestação (Cortesia da ABB)

Este gerador será instalado de tal forma que irá suprir as cargas, tanto prioritárias, quanto cargas do sistema para compensar as faltas que poderão ocorrer no sistema elétrico, da maneira como mostrado na Figura 54 abaixo:

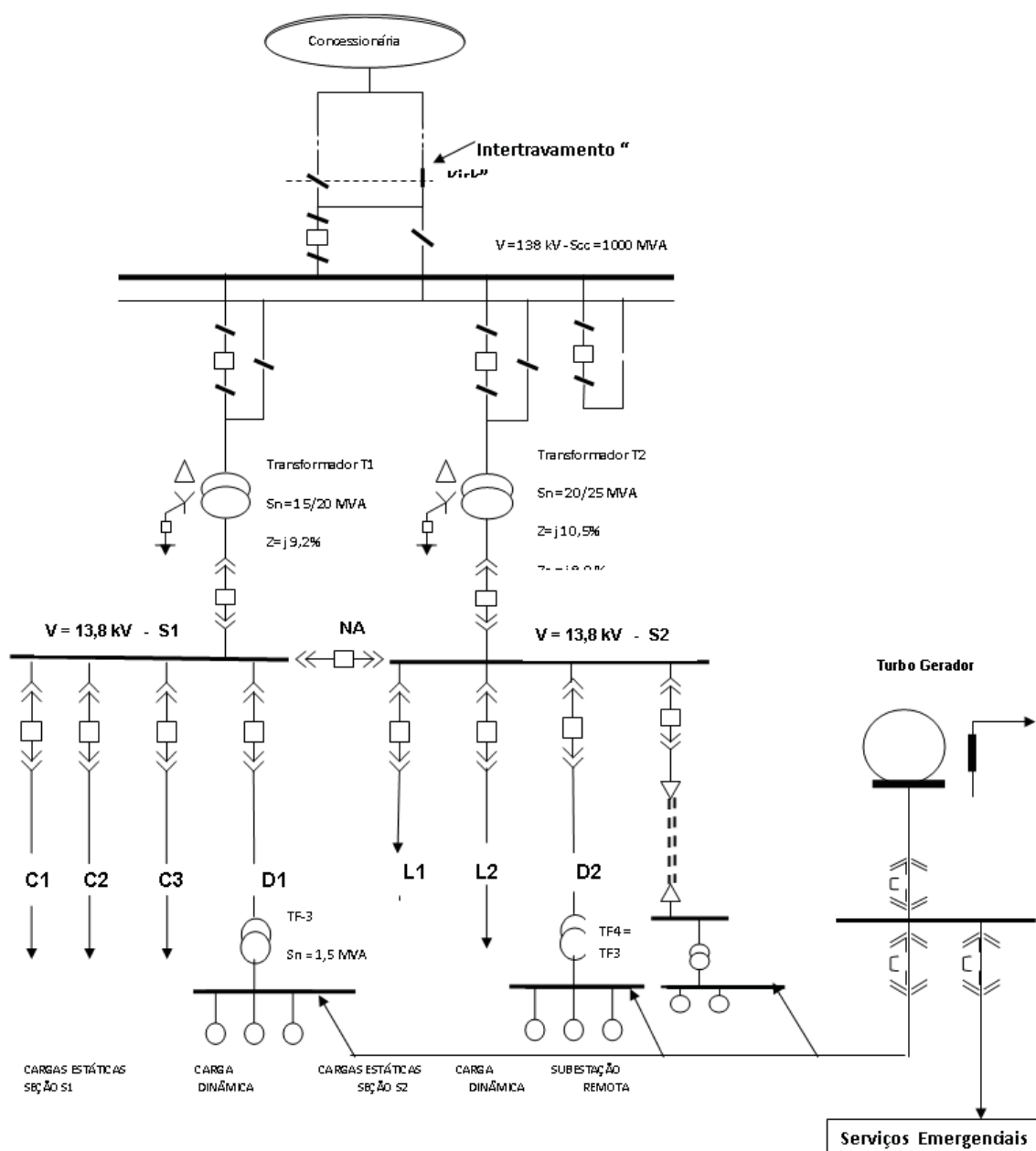


Figura 54 – Subestação com Turbo Gerador incluído para manobras (Autor, 2012).

Nesta etapa do anteprojeto será utilizado o Programa da Schneider **Vijeo Citect Explorer** para auxiliar a visualização da atuação do gerador de emergência, junto com os intertravamentos que estarão tornando o sistema de proteção mais eficaz.

Este programa pode se comunicar eficazmente com o CLP. Ele é capaz de detectar o problema e atuar nos equipamentos de proteção para isolar as faltas que poderão aparecer.

Abaixo segue as imagens das simulações realizadas neste programa para diversos tipos de faltas, tais como descritas abaixo:

- Operação Normal do Sistema (Figura 55);
- Falta no Alimentador (Figura 56);
- Falta na Barra de AT (Figura 57);
- Falta no Transformador T1 (Figura 58);
- Falta no Transformador T2 (Figura 59);
- Falta na Barra S1 (Figura 60);
- Falta na Barra S2 (Figura 61);
- Operação da Barra Auxiliar (Figura 62);

Como descrito anteriormente, a Figura 55 está simulando a operação Normal do sistema elétrico Industrial.

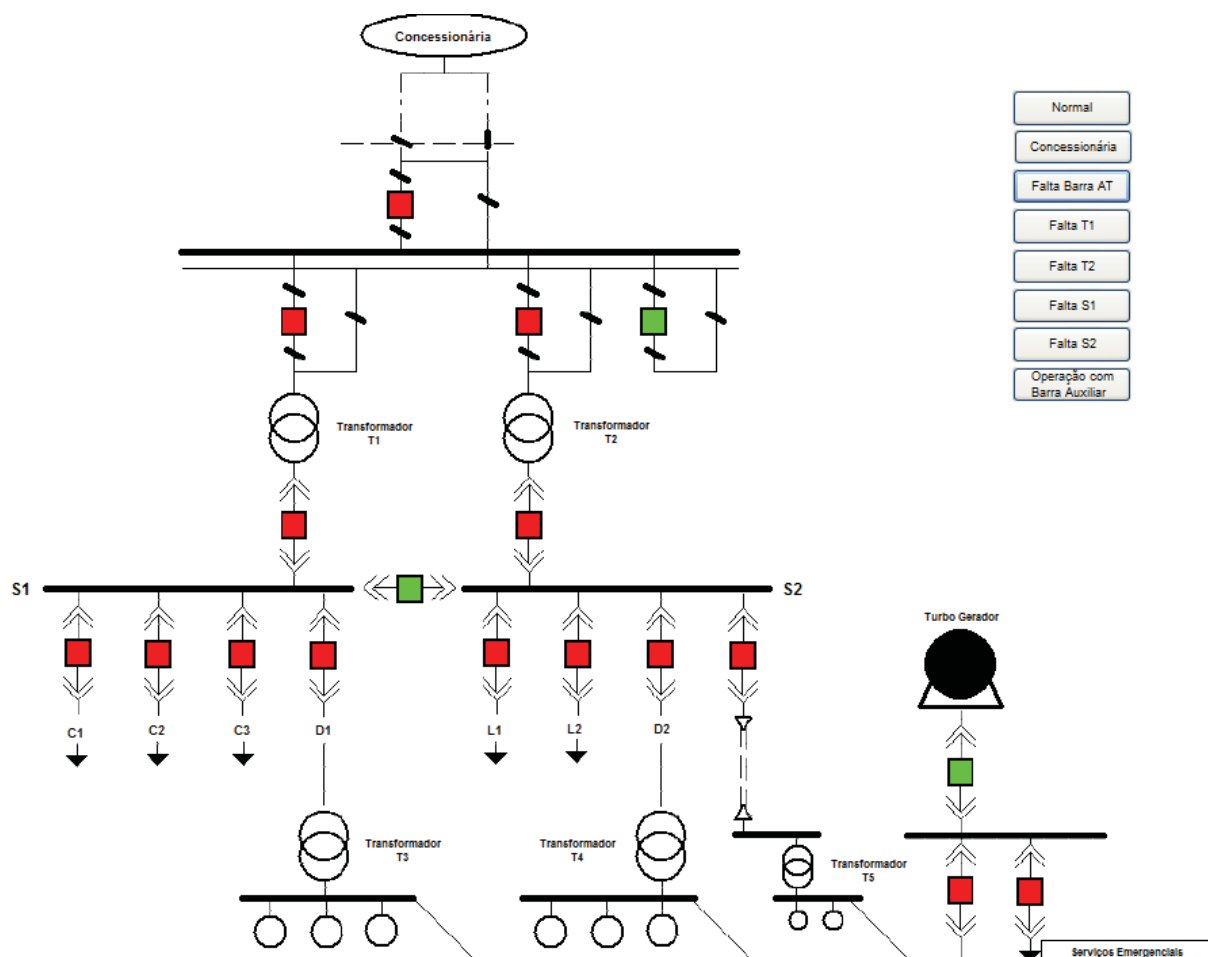


Figura 55 – Operação Normal do sistema simulado no Vajeo (Autor, 2012).

A Figura 56 a seguir, ilustra a simulação de uma falta ocorrida no Alimentador que se conecta a Alta Tensão de 138 kV.

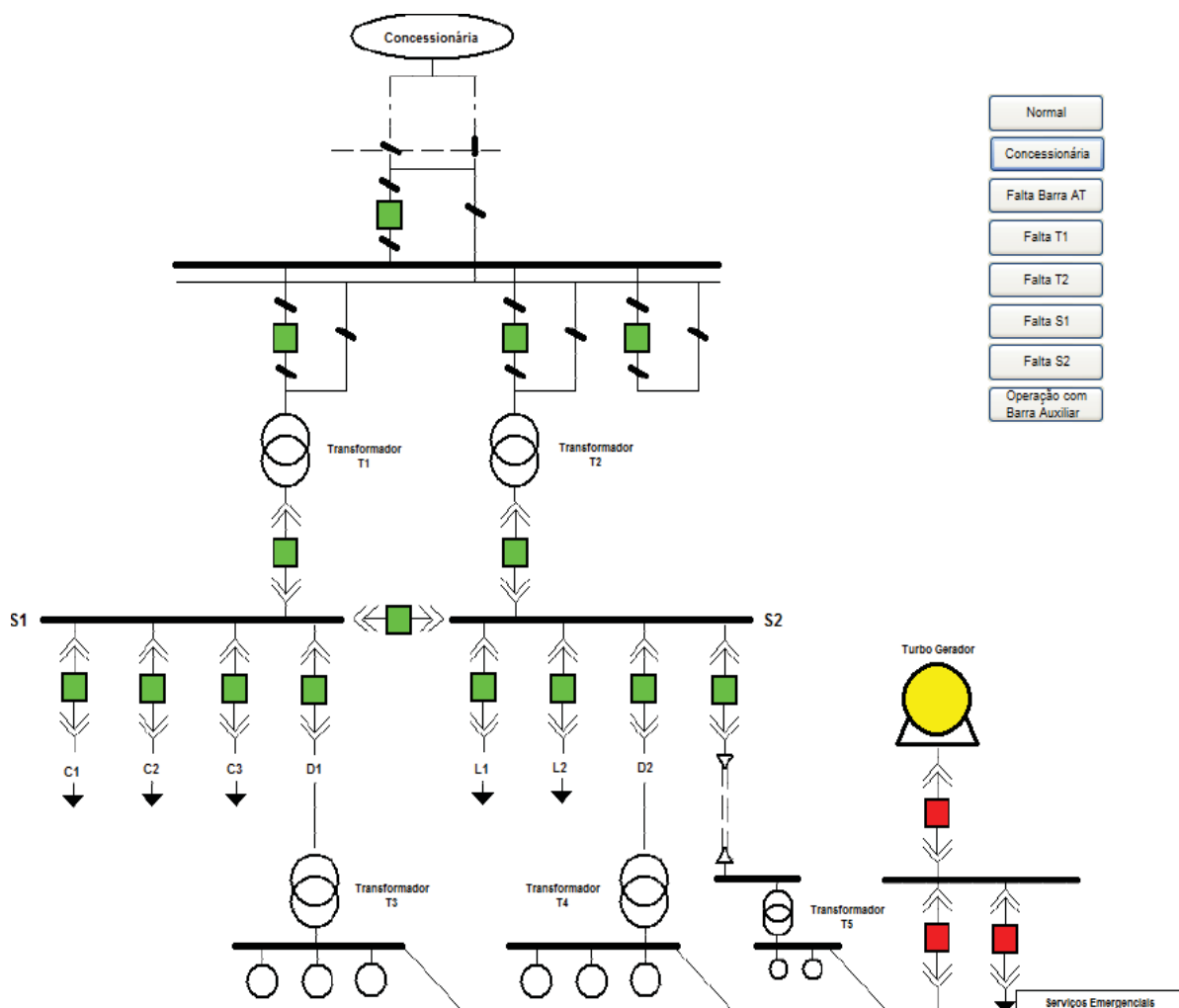


Figura 56 – Falta no alimentador do sistema simulado no Vijeo (Autor, 2012).

A Figura 57 a seguir, ilustra a simulação de uma falta ocorrida no barramento de Alta Tensão de 138 kV.

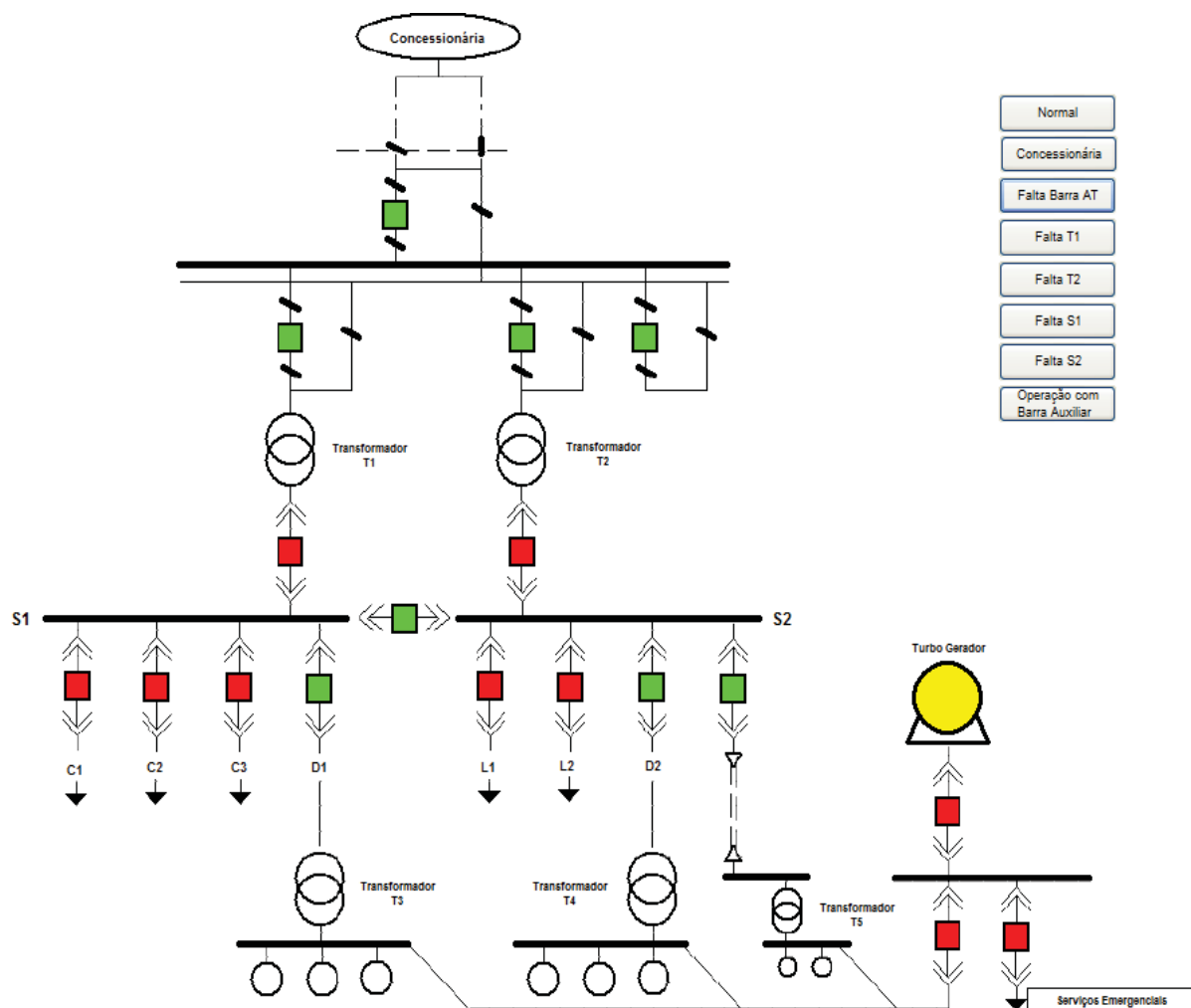


Figura 57 – Falta no barramento de AT do sistema simulado no Vijeo. (Autor, 2012).

A Figura 58 a seguir, ilustra a simulação de uma falta ocorrida no Transformador T1 que interliga o barramento de Alta Tensão e o barramento S1.

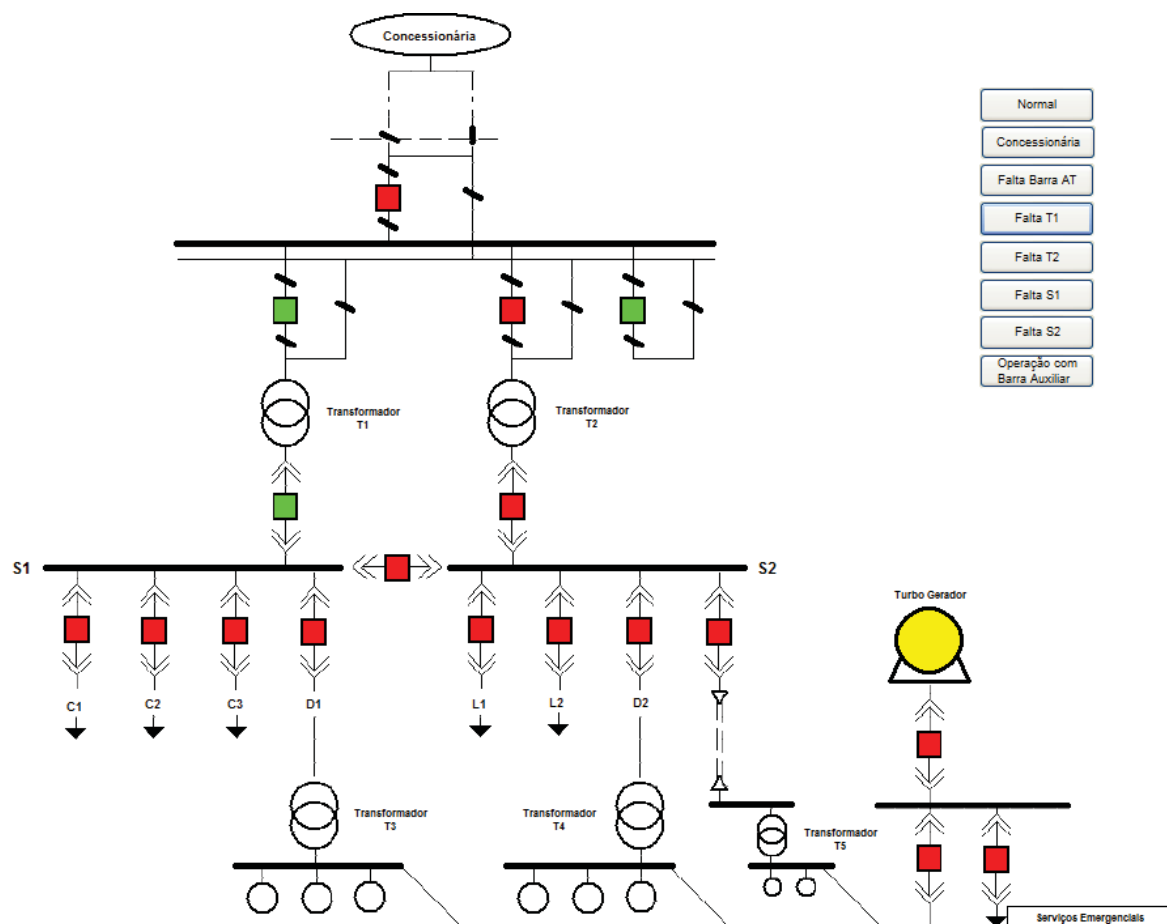


Figura 58 – Falta no Transformador T1 do sistema simulado no Vajeo (Autor, 2012).

A Figura 59 a seguir, ilustra a simulação de uma falta ocorrida no Transformador T2 que interliga o barramento de Alta Tensão e o barramento S2.

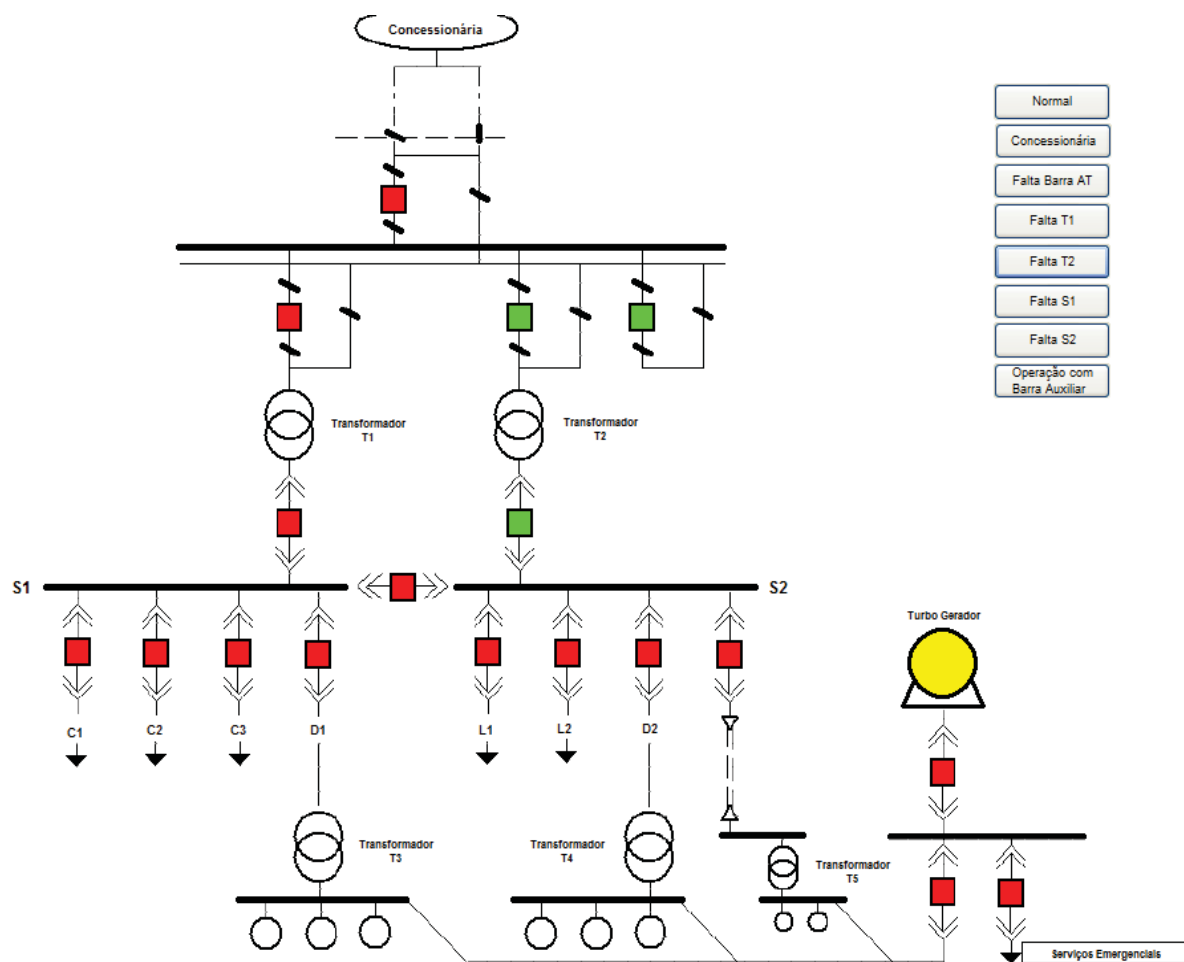


Figura 59 – Falta no Transformador T2 do sistema simulado no Vajeo (Autor, 2012).

A Figura 60 a seguir, ilustra a simulação de uma falta ocorrida no barramento S1 da subestação industrial.

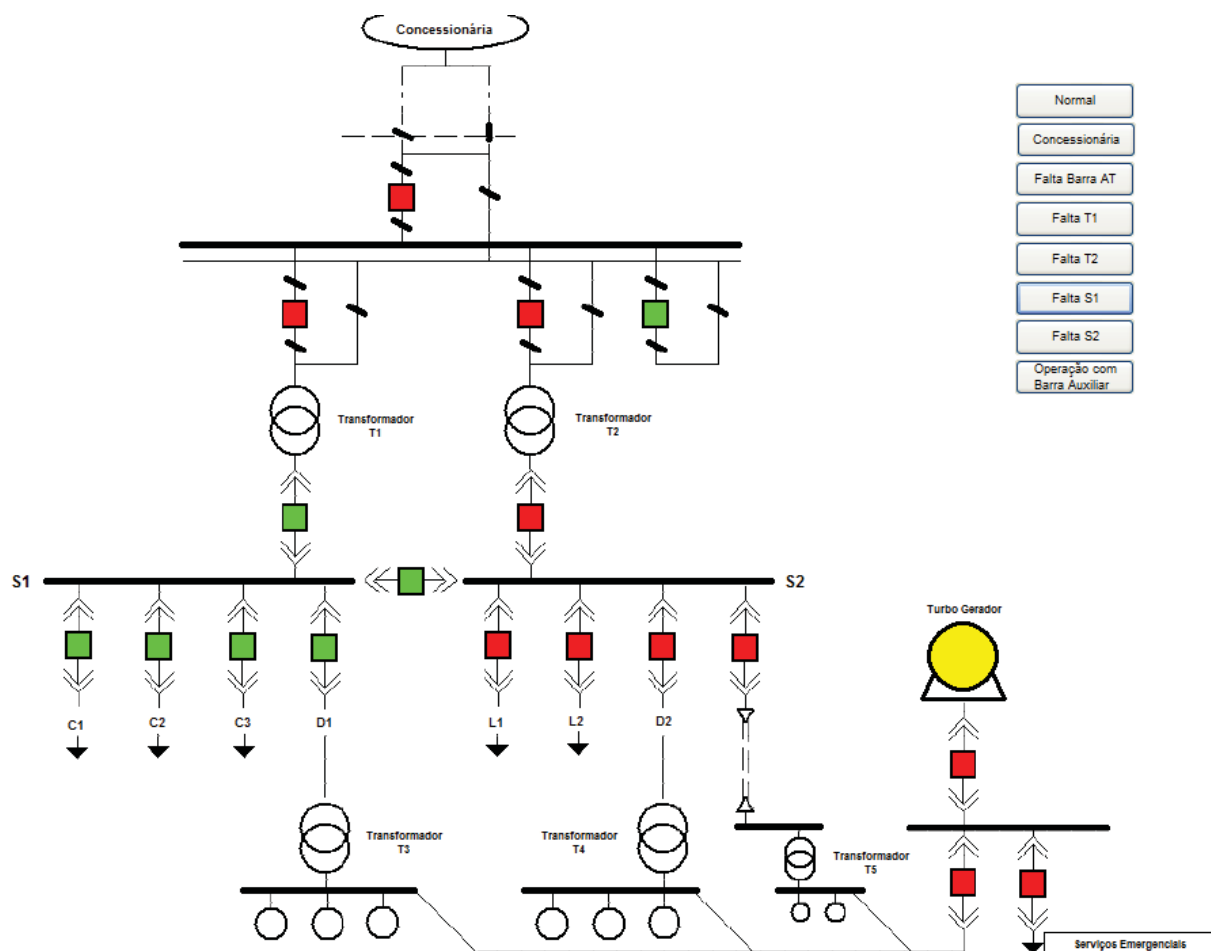


Figura 60 – Falta na barra S1 do sistema simulado no Vijeo (Autor, 2012).

A Figura 61 a seguir, ilustra a simulação de uma falta ocorrida no barramento S2 da subestação industrial.

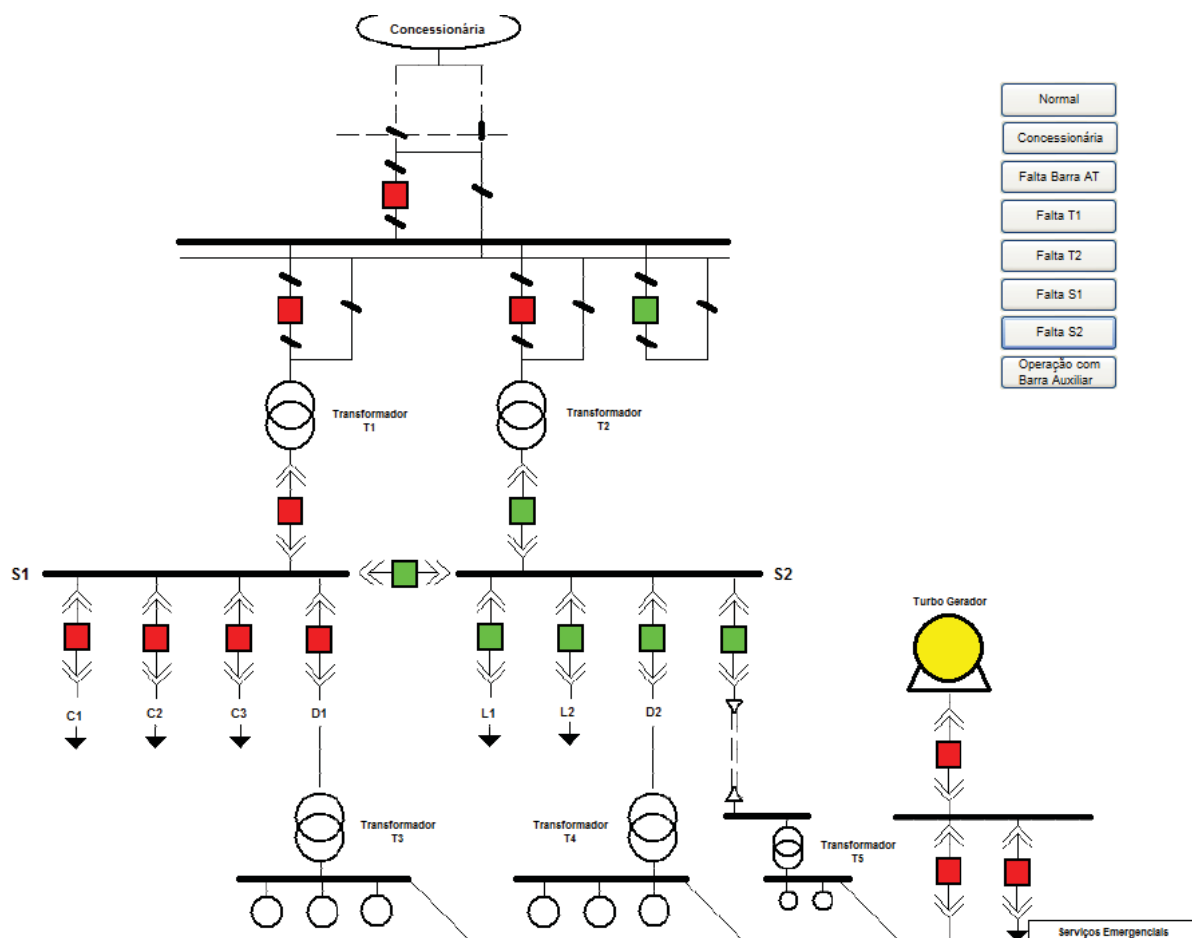


Figura 61 – Falta na barra S2 do sistema simulado no Vajeo (Autor, 2012).

A Figura 62 a seguir, ilustra a simulação da operação de intertravamento que ocorre no barramento de Alta Tensão para possíveis manobras na rede.

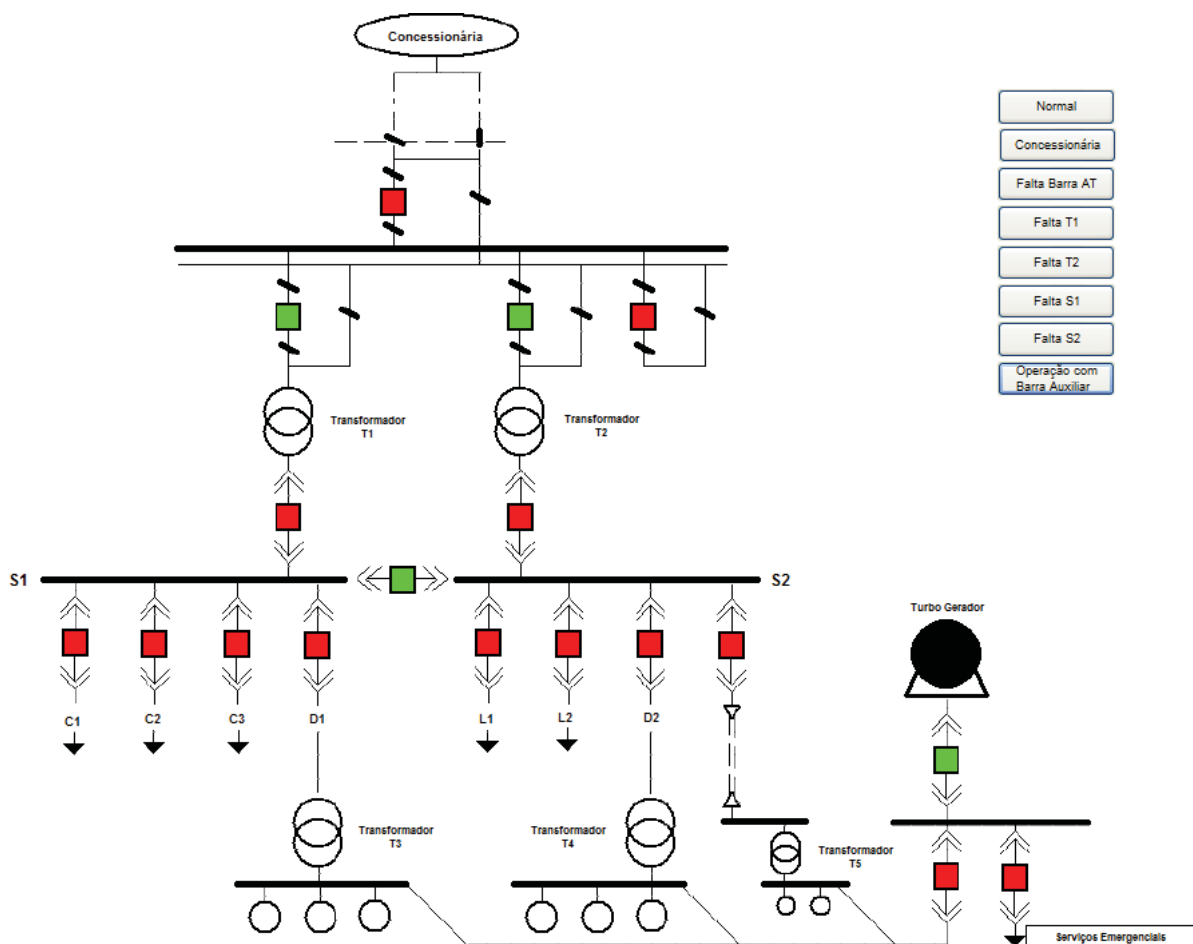


Figura 62 – Intertravamento da barra auxiliar do sistema para manutenção simulado no Vijeo (Autor, 2012).

8 CONCLUSÕES

Com o advento de novas tecnologias, a proteção, o controle, a obtenção de dados e a atuação direta nos problemas, ficaram muito mais fáceis e eficientes, além de se ter alta confiabilidade.

Antigamente com os relés eletromecânicos, um problema de falta no sistema demandava muito tempo para ser detectado pelo operador do sistema, porém, atualmente, isso é uma questão de segundos. Além de detectar o problema, programas podem determinar exatamente o local da falha, aumentando o nível de produtividade da continuidade da energia.

Além disso, a automação digital reduz consideravelmente a quantidade de relés auxiliares para a proteção de um determinado equipamento, um único relé digital pode ter diversos tipos de proteção, como já visto anteriormente nesta monografia. Com isso, o tamanho não só do relé, mas há redução dos painéis, das casas de comando, quantidade de fios de transmissão de dados e energia e ainda por cima, há uma maior facilidade no manuseio desses equipamentos, já que apenas um pode realizar diversas funções. O único problema neste caso, é a maior capacitação do operador, já que ele deverá ser treinado para aprender sobre todas as funções dos relés e ter uma visão geral da atuação no sistema, podendo assim, um único operador cuidar de diversos sistemas integrados.

Outro ponto importante a ser levado em conta é sobre a utilização de IED's nos sistemas elétricos para realizar tanto a proteção, quanto o controle e comando deste. Eles têm uma capacidade de operação muito elevada, agindo desta forma com alta eficiência para a realização de suas atividades no sistema.

A utilização do SCADA tornou-se essencial para o controle dos sistemas, pois, a partir de qualquer lugar de onde se esteja, pode-se visualizar o que ocorre na subestação, ver se ocorreram faltas e desta forma tratar os dados da melhor maneira possível com confiabilidade e segurança.

Um ponto importante a ser observado é sobre a utilização do protocolo IEC 61850 no sistema elétrico que foi tratado nesta dissertação. Este protocolo permitiu a utilização de equipamentos de diferentes fornecedores com diferentes configurações num mesmo sistema elétrico, possibilitando a interconexão entre eles, sem que ocorram problemas de transmissão de dados.

No dado problema da subestação na dissertação, foi possível observar a complexidade que há neste tipo de sistema. Uma falta numa barra, num transformador ou mesmo no

alimentador pode deixar regiões inteiras sem o fornecimento de energia, podendo ocasionar diversos problemas, tanto para a população quanto para indústrias. Desta forma, é importante citar a importância da detecção e atuação dos sistemas de controle e proteção destas subestações e o quão rápido eles devem ser para que aja alta confiabilidade. E, além disso, a importância também dos automatismos e manobras para que entre no sistema um gerador reserva para que cargas essenciais não fiquem sem o fornecimento de energia.

Desta forma, com uma visão geral da situação, para se realizar o anteprojeto da digitalização e proteção de uma subestação, devem-se levar em consideração pontos importantes como a comunicação entre os equipamentos e o sistema geral, o custo do sistema elétrico, a confiabilidade deste equipamento e/ou sistema, segurança para o sistema como um todo, velocidade de atuação, eficiência e medição das grandezas para que após realizado o projeto, o sistema opere da melhor maneira possível.

REFERÊNCIAS

ABB – Automation and Power Technologies. Motors e Generators. Disponível em <<http://www.abb.com>>. Acesso em: 25 de set. de 2012.

ALSTOM – Automation. Disponível em <<http://www.alstom.com>>. Acesso em: 25 de set. de 2012.

BLACKBURN, J.L. Protective Relays in Electric Power System. – Westinghouse Electric Corp. – Pittsburg/PA – 1989.

MASON R. - The art & science of protective relaying – General Electric -

ROSSI, R. Subestações Elétricas de AT/MT –Manutenção Elétrica. Curitiba: CAMSE, 2010.

SCHNEIDER ELECTRIC Brasil. Relés & Contatores de Proteção. Disponível em <<http://www.schneider-electric.com.br>>. Acesso em: 25 de set. de 2012.

STRAUSS Cobus. - Electrical Network Automation and Communication Systems. Alstom Electric Power Division – London - UK/2004.

W. D. Stevenson Jr. Elementos de análise de Sistemas de Potência. Editora McGraw-Hill do Brasil, 1978.