



LEONARDO GARCIA FONSECA

**CONCEITOS DE COMISSONAMENTO DE CONTROLE E
PROTEÇÃO EM SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS**

LAVRAS – MG

2022

LEONARDO GARCIA FONSECA

**CONCEITOS DE COMISSONAMENTO DE CONTROLE E PROTEÇÃO EM
SUBESTAÇÕES**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Curso de Engenharia de Controle e Automação, para obtenção do título de Bacharel.

Prof. Vinicius Miranda Pacheco

Orientador

LAVRAS – MG

2022

LEONARDO GARCIA FONSECA

**CONCEITOS DE COMISSONAMENTO DE CONTROLE E PROTELÇÃO EM
SUBESTAÇÕES**

CONTROL AND PROTECTION COMMISSIONING CONCEPTS IN SUBSTATIONS

APROVADA em: 03 de maio de 2022.

Prof. Vinicius Miranda Pacheco UFLA

Prof. Paulo Vitor Grillo UFLA

Carlos Victor do Rêgo Brandão UFLA

Prof. Vinicius Miranda Pacheco

Orientador

LAVRAS – MG

2020

Dedico aos meus pais Leandra e Antonio Carlos e minha irmã Ana Elisa, que sempre estiveram presente e me apoiaram em todos os meus passos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais Antonio Carlos e Leandra, minha irmã Ana Elisa. Meus pais que sempre me apoiaram em toda a minha jornada e me deram o incentivo inicial pela área da engenharia. Minha irmã por estar presente e me apoiar nos momentos de dificuldade.

A meus amigos que viraram irmãos da vida que encontrei na UFLA e que vou levar para sempre comigo, em especial ao Carlos Victor que me auxiliou em todos meus projetos e Vinicius Sperandei que me mostrou como ser um bom profissional.

A equipe TROIA que me proporcionou grandes desafios, mas também muitas experiências e oportunidades na vida, uma escola que levo com grande carinho na minha vida.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo demonstrar os conceitos básicos sobre proteções, controles e redes de comunicação com o intuito de apresentar alguns dos requisitos necessários para o comissionamento de uma subestação de energia elétrica. Atualmente estão sendo construídas cada vez mais subestações no Brasil afim de fornecer uma energia elétrica estável e de boa qualidade para todas as regiões, assim como transmitir a energia geradas nas usinas que utilizam fontes renováveis, que estão sendo instaladas. Foram necessários estudos sobre as normas brasileiras e realização de cursos de segurança que são necessários para o entendimento do funcionamento das subestações, para qualquer tipo de arranjo comumente utilizado. A partir deste estudo foi possível aprender sobre as proteções normalmente utilizadas quando está sendo realizado o comissionamento, algumas serão apresentadas neste relatório, assim como entender os fundamentos sobre rede de comunicação e sistemas supervisórios para o correto funcionamento de uma planta. Sendo assim, foi possível analisar alguns dos modelos que podem ser utilizados quando se inicia um projeto para uma subestação de energia elétrica.

Palavras-chave: Controle. Proteção. Redes de comunicação. Sistema supervisório. Subestação elétrica.

ABSTRACT

This work aims to demonstrate the basic concepts about protections, controls and communication networks in order to present some of the necessary requirements for the commissioning of an electric power substation. Currently, more and more substations are being built in Brazil in order to provide stable and good quality electrical energy to all regions, as well as transmit the energy generated in the plants that use renewable sources, which are being installed. Studies on Brazilian standards and safety courses were necessary, which are necessary for understanding the operation of substations, for any type of arrangement commonly used. From this study it was possible to learn about the protections normally used when commissioning is being carried out, some will be presented in this report, as well as understanding the fundamentals of communication network and supervisory systems for the correct functioning of a plant. Therefore, it was possible to analyze some of the models that can be used when starting a project for an electric power substation.

Keywords: Control. Protection. Communication networks. Supervisory system. Electrical substation.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	9
2. CONCEITOS INICIAIS	11
2.1. Subestações	11
2.2. Operador Nacional do Sistema Elétrico	11
3. EQUIPAMENTOS UTILIZADOS EM CAMPO	12
3.1. Relés de Controle e Proteção	12
3.2. Transformadores para Instrumentos	12
3.2.1. Transformador de Corrente	12
3.2.2. Transformador de Potencial	14
3.3. Seccionadora	15
3.4. Disjuntor	16
4. ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES	18
4.1. Arranjo Barra Simples	18
4.2. Arranjo Barra dupla com 4 chaves	19
4.3. Arranjo um Disjuntor e meio	20
5. PROTEÇÕES	22
5.1. Função de proteção direcional de sobrecorrente – 50/51	22
5.2. Função de proteção distância – 21	22
5.3. Função de proteção diferencial de sobrecorrente – 67/87	23
5.4. Função de proteção de sobrecorrente instantâneo – 50BF	24
5.5. Função de religamento – 79	24
5.6. Teleproteção – 85	24
6. CONTROLE	26
6.1. Relés de Controle	26
6.2. Redes	28
6.2.1. TCP/IP	28
6.2.2. Modbus	30
6.2.3. DNP3	30
6.2.4. 61850	31
6.2.5. GOOSE	33
6.3. Sistema Supervisório	33
6.4. Serviço Auxiliar	36
7. CONCLUSÃO	39
8. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	40

1. INTRODUÇÃO

Desde o seu surgimento a energia elétrica passou a ser um fator básico e de extrema importância na sociedade, sua primeira utilização veio para suprir a necessidade de encontrar uma forma para substituir a iluminação pública utilizada na época, lamparinas de óleo e tochas. No ano de 1879 foi desenvolvida a primeira lâmpada por Thomas Edison e partir deste momento a maneira como é feita a distribuição da energia elétrica vem evoluindo cada dia mais. (PINELLI, 2016).

A partir do momento que se concretizou a energia elétrica tornou-se necessário desenvolver a distribuição, transmissão e geração desta nova forma de energia que se tornou primordial para toda a população, sendo necessária a criação de novos equipamentos e tecnologias para desempenhar esta função. Existem duas formas básicas para distribuir e utilizar a energia elétrica, sendo elas a corrente contínua e a corrente alternada. A principal forma de distribuição de energia é feita através de correntes alternadas, que tem como vantagem possuir um maior alcance sem grandes perdas. (SATO, 2013)

Com a demanda para utilização da energia elétrica se torna necessário a criação de parâmetros que fornecem os requisitos mínimos para a transmissão e distribuição da mesma. No Brasil um conjunto de normas técnicas foi desenvolvido para o controle de qualidade e segurança de toda a rede básica de energia e distribuições residenciais. Esta rede básica constitui-se de todas as subestações e linhas de transmissão em tensões acima de 230kV integrantes de concessões de serviço público de energia elétrica (ENECEL). Foi fomentada assim a criação dos módulos e submódulos da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) que descreve todas as normativas de segurança e requisitos para que uma subestação esteja apta para conectar à rede elétrica brasileira.

As mudanças no setor elétrico, com grande parte das empresas distribuidoras sendo privatizadas, levam a necessidade de um maior controle da qualidade da energia elétrica fornecida para os consumidores finais. Para tanto, torna-se importante o estabelecimento de índices de desempenho do fornecimento, de modo que seja possível o controle da qualidade de energia elétrica de forma objetiva (KAGAN, BARIONI, ROBBA, 2005).

Em virtude do que foi apresentado, o presente relatório tem como objetivo apresentar os conhecimentos obtidos nas participações de comissionamento de subestações de energia elétrica. Será apresentado no capítulo 2 um breve conceito do que é uma subestação e a

importância da ONS, no capítulo 3 os equipamentos que são constantemente utilizados, no capítulo 4 algumas das principais proteções e no capítulo 5 os sistemas de comunicação e controle das subestações, para tal foram discursados em tópicos para exemplificar cada um destes tópicos que são comumente utilizados, assim como desenvolvido ilustrações nos sistemas supervisórios para exemplificação.

2. CONCEITOS INICIAIS

2.1. Subestações

Uma subestação é uma instalação elétrica formada por um conjunto de equipamentos responsáveis pela transmissão e distribuição da energia elétrica, além de equipamentos de proteção e controle. As subestações de energia são responsáveis pela distribuição da energia elétrica. Antes de chegar às casas, a eletricidade percorre um sistema de transmissão que começa nas usinas e passa por estas estações. O fornecimento de energia é feito por meio de subestações, linhas de transmissão e usinas, que constituem o Sistema Interligado Nacional (SIN). Existem algumas classificações de subestações que podem ser observadas abaixo:

- Subestação Transformadora é aquela que converte a tensão de suprimento para um nível diferente, maior ou menor;
- Subestações elevadoras são localizadas na saída das usinas geradoras, elevam a tensão para níveis de transmissão e subtransmissão (transporte econômico da energia).
- Subestações abaixadoras são localizadas na periferia das cidades e diminuem os níveis de tensão evitando inconvenientes para a população.
- Subestação de Distribuição é aquela que diminui a tensão para o nível de distribuição primária, e podem pertencer à concessionária ou a grandes consumidores.
- Subestação Seccionadora, de Manobra ou de Chaveamento é responsável por interligar circuitos de suprimento sob o mesmo nível de tensão tornando possível sua multiplicação, além de possibilitar o seccionamento de circuitos, permitindo a energização de trechos de menor comprimento.

2.2. Operador Nacional do Sistema Elétrico

A ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Este órgão tem como principal importância padronizar todo o sistema interligado na rede básica de energia criando assim normas para os sistemas de controle e proteção, como por exemplo, existe normas que exigem que para a realização da linha são necessários dois relés de proteção iguais que ficam interligados em fontes de alimentação distintas, isto é, se um relé parar de funcionar o outro imediatamente irá assumir o papel principal para a proteção do sistema.

A ONS define também os tempos de atuação para cada proteção e o tempo máximo que uma função pode demorar para ser atuada ou enviada para o sistema de controle próprio para monitoramento de toda a rede básica. Sendo esses alguns pontos que auxiliam a entender a importância de um órgão central no sistema elétrico.

3. EQUIPAMENTOS UTILIZADOS EM CAMPO

No desenvolvimento de uma subestação são utilizados diversos equipamentos sendo eles Relés de Controle e Proteção, Transformadores, Seccionadoras e Disjuntores. A integração destes equipamentos garante o correto funcionamento de uma subestação de energia elétrica.

3.1. Relés de Controle e Proteção

Os relés de Controle e Proteção são utilizados para enviar comandos a todos os equipamentos com o menor tempo de processamento possível, estes utilizam as medições que recebem dos Transformadores de Potencial (TP) e dos Transformadores de Corrente (TC) para monitorar e atuar as lógicas de proteções corretamente, minimizando assim o impacto no sistema elétrico.

Os relés possuem diferentes modelos e marcas, as mais presentes no Brasil são: ABB, Siemens, GE e SEL. Para o presente relatório serão utilizados os relés de L90 e C60 da fabricante *General Electric* como estudo.

Estes relés possuem características semelhantes, tendo portas de entrada e saídas digitais e analógicas, assim como protocolos de comunicação via rede que serão descritos posteriormente.

3.2. Transformadores para Instrumentos

Um dos equipamentos essenciais quando é realizado um comissionamento de uma subestação de energia elétrica são eles transformadores de potencial e corrente. De acordo com a norma ABNT NBR 6546, Transformador para Instrumentos é o “transformador que alimenta instrumentos de medição, dispositivos de controle ou dispositivos de proteção”.

Os transformadores para instrumentos devem, portanto, reduzir o valor da tensão (TP) ou da corrente (TC) primárias para valores secundários normalizados e suficientemente baixos sem, entretanto, introduzirem erros acentuados de relação de ângulo e fase. Portanto estes são responsáveis por todas as medições que serão utilizadas nos relés de proteção e controle.

3.2.1. Transformador de Corrente

De acordo com a norma ABNT NBR 6546, TC é o “transformador para instrumentos cujo enrolamento primário é ligado em série em um circuito elétrico e reproduz, no seu circuito secundário, uma corrente proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida”.

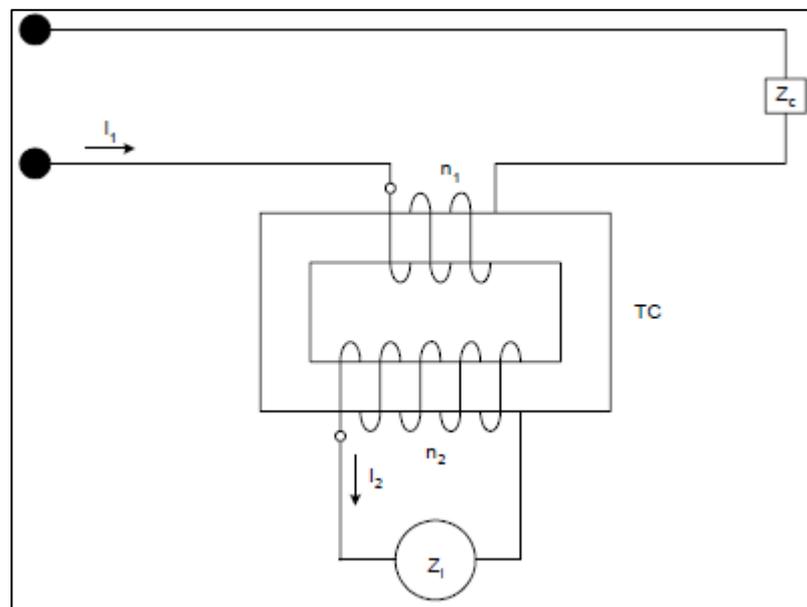
Portanto o Transformador de Corrente tem como finalidade:

- Fornecer em seu secundário uma corrente proporcional à do primário e que esta seja adequada para utilização dos sistemas de controle, medição e proteção;
- Isolar os equipamentos de controle, medição e proteção do circuito de Alta Tensão.

No Brasil, a corrente de saída do secundário do TC está normalizada em 5 A, porém em alguns sistemas podem ser encontradas aplicações onde a medida no secundário do transformador seja de 1 A.

Uma representação esquemática de um transformador de corrente pode ser observada na figura 2.1.

Figura 2.1 - Representação Esquemática de um TC.



Fonte: Virtus (2015)

Onde:

- n_1 e n_2 são os números de espiras dos enrolamentos primários e secundários, respectivamente;
- I_1 e I_2 são as correntes eficazes no primárias e secundário, respectivamente;
- Z_c é a impedância de carga;
- Z_i é a impedância de carga no secundário do TC.

Um transformador de corrente, figura 2.2, tem menos números de espiras no enrolamento primário do que no secundário e, portanto, a corrente do secundário é menor do que no primário. A relação de transformação da corrente é indicada nos diagramas

funcionais do projeto, como por exemplo, uma relação de 4000:5 indica que 4000A no enrolamento primário irá transformar em 5A no secundário.

Figura 2.2 - Transformador de Corrente (TC)



Fonte: Do autor (2021)

3.2.2. Transformador de Potencial

De acordo com a norma ABNT NBR 6546, TP é o “transformador para instrumentos cujo enrolamento primário é ligado em derivação em um circuito elétrico e reproduz, no seu circuito secundário, uma tensão proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida”.

O transformador de potencial, figura 2.3, tem a mesma finalidade e esquemático de um transformador de corrente, porém este possui diferentes saídas cuja relação de transformação depende do número de espiras no secundário. Para o controle e proteção é utilizado um valor de 115 V ou $115V/\sqrt{3}$.

Figura 2.3 - Transformador de Potencial (TP)



Fonte: Do autor (2021)

3.3. Seccionadora

De acordo com a norma ABNT NBR 6935, seccionadora é um “dispositivo mecânico de manobra capaz de abrir e fechar um circuito elétrico quando uma corrente de intensidade desprezível é interrompida ou restabelecida. Também é capaz de conduzir correntes sob condições normais do circuito e, durante um tempo especificado, correntes sob condições anormais, como curto-circuito”.

São chaves destinadas a isolar (seccionador) partes do sistema em pontos estratégicos. Estas são utilizadas para se ter um seccionamento visível ao operador nas operações e manobras dos equipamentos de uma subestação de energia elétrica. Alguns exemplos são mostrados na figura 2.4.

Figura 2.4 - Exemplo de Seccionadoras



Fonte: Do autor (2021)

3.4. Disjuntor

Disjuntores são dispositivos eletromecânicos de manobra capaz de fechar (permitir passagem de corrente e tensão) ou abrir (interromper a continuidade da linha) um circuito. Em sua construção possui partes isolantes, podendo operar em condições nominais do circuito sem defeito e em carga, com capacidade de resistir aos esforços decorrentes do funcionamento, um exemplo pode ser observado na figura 2.5.

Este equipamento tem a sua funcionalidade parecida com um interruptor automático, este se destina a proteger um determinado equipamento contra possíveis danos causados curto-circuito e sobrecargas elétricas. No sistema de potência a abertura do disjuntor é realizada pelos relés de proteção. É válido ressaltar a diferença visual com relação aos disjuntores de uso doméstico.

Figura 2.5 - Disjuntor



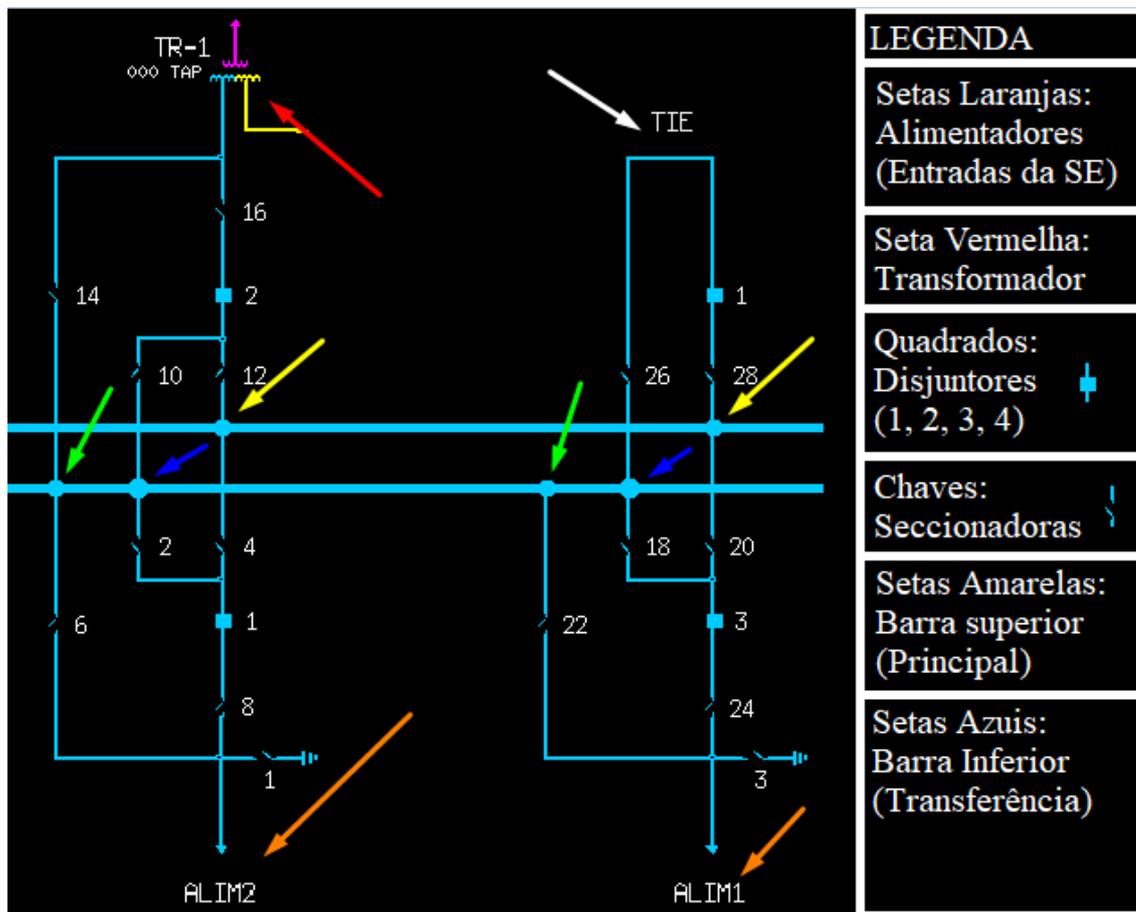
Fonte: Do autor (2021)

Supondo que a condição normal é que a Linha 1 e Linha 2 são entradas e a Linha 3 é uma saída, podemos observar que para este tipo de arranjo se atuar alguma proteção, como por exemplo no disjuntor 2, toda a saída do circuito será realizada com a alimentação da Linha 2. Do mesmo modo se acontecer uma falha na Linha 3 o sistema não distribuirá energia.

4.2. Arranjo Barra dupla com 4 chaves

Este arranjo é amplamente utilizado em subestações de 138kV e 230kV, possui uma seccionadora responsável por realizar um *jumper* em um dos disjuntores, o modelo pode ser observado na figura 3.2.

Figura 3.2 - Arranjo Barra Dupla com 4 chaves



Fonte: Do Autor (2021)

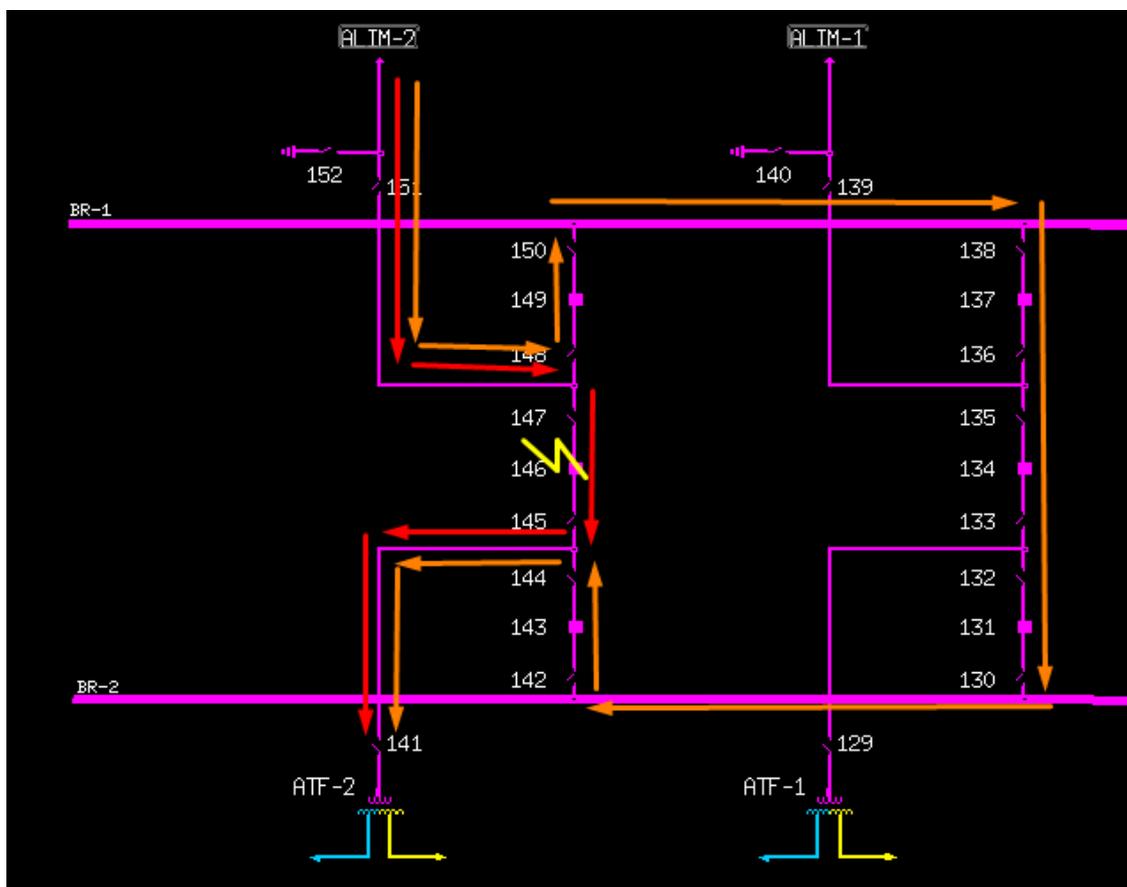
Este sistema tem um diferencial que é a possibilidade de realizar uma manutenção nos disjuntores fechando as chaves seccionadoras 6, 14 e 22 (*By Pass*). Quando é realizado esta manobra os demais circuitos devem estar ligados na barra superior (seta Amarela) e a proteção do circuito que estará na barra inferior será realizada pelo vão do *TIE* (seta Branca), pois este não estará com disjuntor operando. O *TIE* é responsável por interligar as barras.

Uma das grandes vantagens deste sistema é a possibilidade de selecionar qual barra será alimentada pelas entradas do sistema e da mesma forma qual irá alimentar o transformador, existe um arranjo que a seccionadora *By Pass* tem a possibilidade de selecionar em qual barra será conectada.

4.3. Arranjo um Disjuntor e meio

Este arranjo é muito utilizado em Subestações de 525kV. Este modelo é extremamente utilizado em subestações que manipulam grande quantidade de energia, devido à alta segurança contra perda de carga. A figura 3.3 abaixo esquematiza o arranjo.

Figura 3.3 - Arranjo 1 Disjuntor e meio



Fonte: Do Autor (2021)

Este modelo tem uma alta taxa de segurança devido ao modo que opera, na figura 3.3 temos duas alimentações e dois transformadores. Seguindo a seta Vermelha temos que a alimentação passa por disjuntor antes de chegar ao transformador. Porém caso ocorra uma falha neste vão central é possível que a carga escoar por outro caminho, sendo este exemplificado pela seta laranja.

Este arranjo tem como característica a segurança pelo fato que sempre será necessário utilizar um disjuntor para conectar a saída (no exemplo foi utilizado um transformador) e

outro para ligar a barra, podendo ser para a Barra 1 ou Barra 2. Portanto a alimentação pode vir de ambas as formas, pela barra ou pela linha, e se acontecer alguma falha no sistema este não desenergizará o sistema elétrico.

5. PROTEÇÕES

Em uma subestação existem os relés que são responsáveis pelo monitoramento constante das condições de operação de toda a planta, agindo de forma imediata quando as condições são adversas ao que é orientado segundo a ONS através de diferentes funções de operação. Esses equipamentos são comumente chamados de relés de proteção, e atuam diretamente em equipamentos como: transformadores, seccionadoras e disjuntores. Para a padronização dos nomes das funções em todas as subestações existe a tabela ANSI para indicar quais proteções estão sendo utilizadas. As informações apresentadas na sequência desse tópico foram fundamentadas segundo MAMEDE, João e MAMEDE, Daniel Ribeiro discursam em: Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.

5.1. Função de proteção direcional de sobrecorrente – 50/51

A proteção de sobrecorrente atua quando existe uma leitura em um TC acima dos parâmetros selecionados no relé de proteção. Além de observar a alteração do valor aferido pelos medidores consegue também observar a direção em que ocorre a falta na linha. Esta proteção é necessária para outras proteções atuarem corretamente.

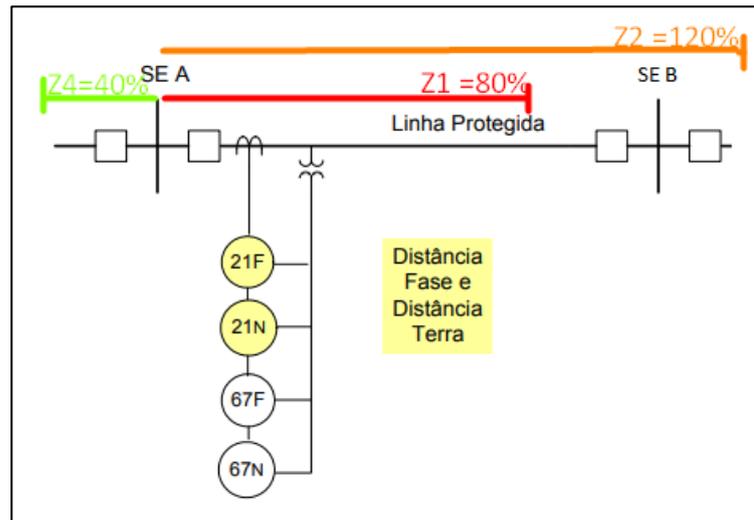
5.2. Função de proteção distância – 21

A proteção de distância atua através do cálculo baseado na lei de Ohm, que utiliza através das leituras da corrente e tensão do circuito protegido para calcular a impedância entre o ponto de aplicação da proteção e o ponto que ocorreu o curto-circuito na linha.

Esta proteção observa a impedância da linha que transmite energia entre duas subestações, a função de distância é dividida em quatro zonas, sendo as três primeiras zonas no sentido normal do fluxo da rede e a zona quatro no sentido reverso deste mesmo fluxo. A atuação da zona um indica que a falta aconteceu em até 80% do tamanho da linha, a zona dois mostra que a falta ocorreu até 120% da linha, a zona três observa entre 130% e 150% da linha, esta proteção normalmente não é utilizada. A zona 4 atua na leitura da corrente reversa no relé de proteção e consegue observar uma falta de até 40% da distância. Estas leituras de zonas reversas e distancias acima de 100% são utilizadas para atuar funções de teleproteção.

Podemos observar o funcionamento das proteções normalmente utilizadas pela figura 4.1.

Figura 4.1 - Função de Proteção de Distância

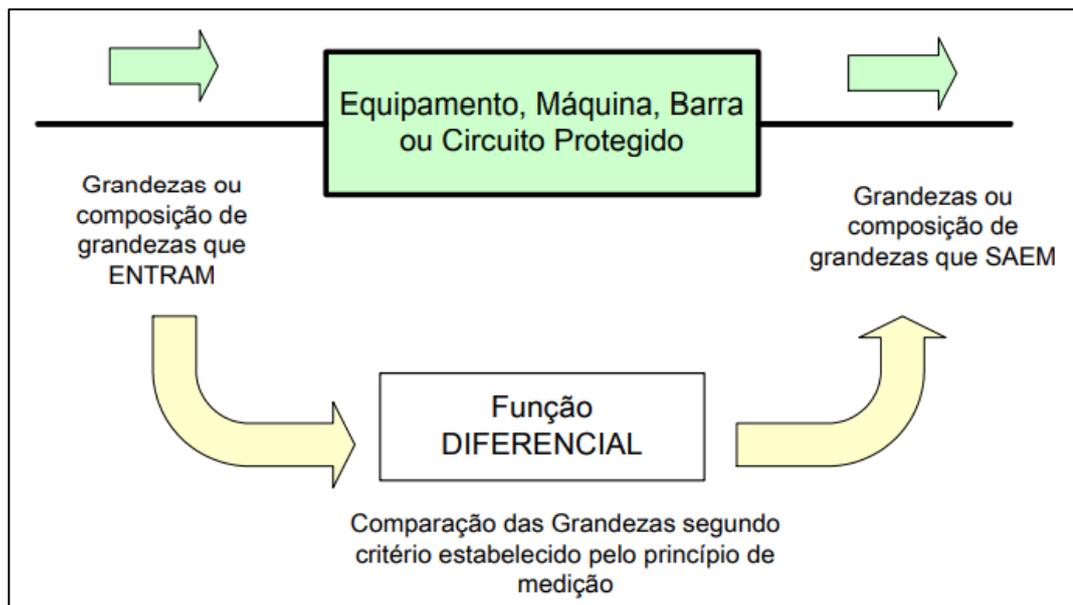


Fonte: Do Autor (2022)

5.3. Função de proteção diferencial de sobrecorrente – 67/87

A proteção por diferencial é uma das funções mais utilizadas quando se trata na proteção de equipamentos, barras ou na proteção de linhas. Seu princípio baseia-se na comparação de todas as grandezas que entram em um circuito e as grandezas que saem do mesmo. Quando existe uma diferença de potencial entrar as barras principal e secundária, a função 67 atua. A figura 4.2 abaixo mostra o princípio da função diferencial.

Figura 4.2 - Função de Proteção Diferencial



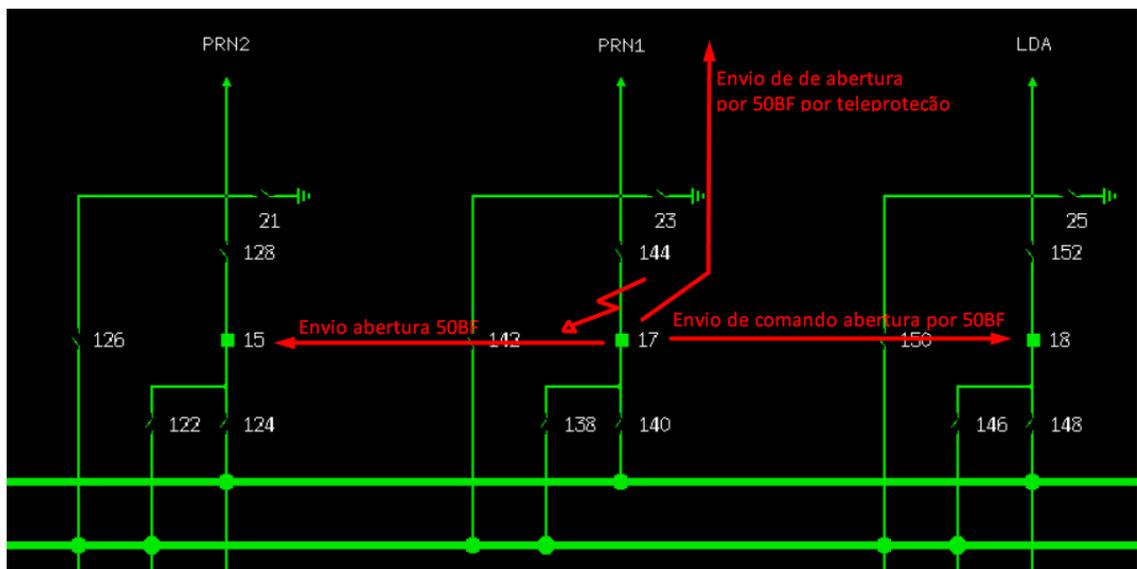
Fonte: Virtus (2015)

5.4. Função de proteção de sobrecorrente instantâneo – 50BF

Quando ocorre a atuação de qualquer proteção o equipamento, o que realiza o isolamento da falta é o disjuntor, porém quando acontece alguma falha na abertura do mesmo, por problemas mecânicos ou elétricos, a proteção 50BF (50 – Sobre corrente instantâneo e BF – Breaker Failure) é atuada e todos os demais equipamentos que estão ligados na mesma linha ou barra que o disjuntor que falhou serão abertos para isolar a falha.

Na atuação da proteção é enviado um sinal para os outros equipamentos abrirem e quando este disjuntor é responsável por uma linha de transmissão é enviado um sinal de teleproteção para a outra subestação. É possível observar o funcionamento desta proteção pela figura 4.3.

Figura 4.3 - Funcionamento função 50BF



Fonte: Do Autor (2022)

5.5. Função de religamento – 79

O religamento como o próprio nome já diz realiza o fechamento do disjuntor após uma falha, esta função atua somente quando a falha é proveniente das proteções 87L (função diferencial de linha) e 21Z1 (proteção de distância atuada pela zona 1) ou as teleproteções de outras subestações que mandam a atuação destas mesmas proteções citadas.

O bloqueio da função de religamento acontece quando as proteções por falha do disjuntor (50BF), sobre tensão (59), função de distância (21Z2, 21Z3, 21Z4), direcional por sobrecorrente neutro temporizada (67NT) e fechamento sobre falta (SOTF).

5.6. Teleproteção – 85

Quando existe a possibilidade de que um falta em alguma subestação possa afetar outra planta no lado oposto da linha, um sinal de teleproteção é enviado para que o disjuntor abra,

este envio pode ser realizado por fibra ótica, micro-ondas, OPLAT entre outras. Esta função é essencial em qualquer subestação para prevenir de que a falta em alguma subestação afete as demais conectadas a ela.

6. CONTROLE

Em uma subestação existem os relés de controle responsáveis pela lógica de intertravamento das seccionadoras e disjuntores, como também em alguns casos do automatismo de partes da subestação. Para o controle além dos disjuntores são utilizados sistemas IHM (Interface Homem Máquina), essas interfaces são desenvolvidas em *softwares* como Elipse, SAGE, WinCC, entre outros.

6.1. Relés de Controle

Existem diversos modelos de Relés de Controle para uma subestação, sua programação e interface gráfica varia de fabricante. Para o presente relatório será utilizado como base o relé de Controle C60, figura 5.1, fabricado pela GE.

Este relé é um controlador que oferece um pacote integral para proteção, controle e monitoramento dos circuitos existentes em uma subestação. Este relé suporta arranjos como o de disjuntor e meio e barra dupla quatro chaves. Para medições, tem capacidade de leitura de até quatro sinais de transformadores de corrente, podendo ser adquiridos por fiações convencionais ou por protocolos de comunicação. Os protocolos suportados pelo C60 incluem GOOSE e 61850, sendo estes os modelos mais utilizados devido a velocidade de comunicação apresentada.

Figura 5.1 - Relé de Controle GE C60



Fonte: Do Autor (2021)

O desenvolvimento da programação deste relé se faz através de uma lista de comando utilizando como base o modelo booleano, ou seja, a implementação da lógica da controladora é desenvolvida por portas lógicas, como por exemplo, portas AND, OR, NAND, NOT, SET/RESET e Temporizadores. Abaixo a figura 5.2 apresenta esta interface.

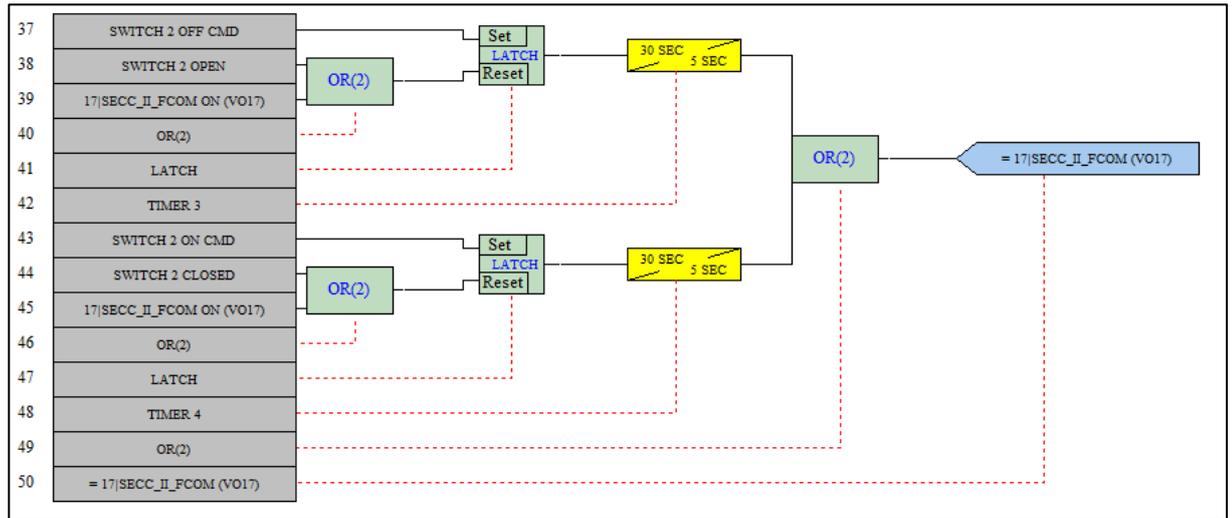
Figura 5.2 - Interface para desenvolvimento da Lógica da C60

Save Restore Default Reset VIEW ALL <i>mode</i>		
FLEXLOGIC ENTRY	TYPE	SYNTAX
View Graphic	View	View
FlexLogic Entry 34	TIMER	Timer 2
FlexLogic Entry 35	OR	2 Input
FlexLogic Entry 36	Assign Virtual Output	= 16 SECC_I_FCOM (VO16)
FlexLogic Entry 37	Protection Element	SWITCH 2 OFF CMD
FlexLogic Entry 38	Protection Element	SWITCH 2 OPEN
FlexLogic Entry 39	Virtual Outputs On	17 SECC_II_FCOM On (VO17)
FlexLogic Entry 40	OR	2 Input
FlexLogic Entry 41	LATCH	Set/Reset
FlexLogic Entry 42	TIMER	Timer 3
FlexLogic Entry 43	Protection Element	SWITCH 2 ON CMD
FlexLogic Entry 44	Protection Element	SWITCH 2 CLOSED
FlexLogic Entry 45	Virtual Outputs On	17 SECC_II_FCOM On (VO17)
FlexLogic Entry 46	OR	2 Input
FlexLogic Entry 47	LATCH	Set/Reset
FlexLogic Entry 48	TIMER	Timer 4
FlexLogic Entry 49	OR	2 Input
FlexLogic Entry 50	Assign Virtual Output	= 17 SECC_II_FCOM (VO17)
FlexLogic Entry 51	Protection Element	SWITCH 3 OFF CMD
FlexLogic Entry 52	Protection Element	SWITCH 3 OPEN
FlexLogic Entry 53	Virtual Outputs On	18 SECC_1_FCOM On (VO18)
FlexLogic Entry 54	OR	2 Input
FlexLogic Entry 55	LATCH	Set/Reset
FlexLogic Entry 56	TIMER	Timer 5
FlexLogic Entry 57	Protection Element	SWITCH 3 ON CMD
FlexLogic Entry 58	Protection Element	SWITCH 3 CLOSED
FlexLogic Entry 59	Virtual Outputs On	18 SECC_1_FCOM On (VO18)
FlexLogic Entry 60	OR	2 Input
FlexLogic Entry 61	LATCH	Set/Reset
FlexLogic Entry 62	TIMER	Timer 6
FlexLogic Entry 63	OR	2 Input
FlexLogic Entry 64	Assign Virtual Output	= 18 SECC_1_FCOM (VO18)

Fonte: Do autor (2021)

Para o desenvolvimento da lógica é realizado a implementação através desta lista de comando que é feita de modo linear. Para a programação é inserido todas as variáveis do processo (tensões das medições; saídas e entradas; recepção de sinais), depois de definidas as atribuições que serão controladas é ajustado a porta lógica que será utilizada e posteriormente é a atribuída a saída. Para se tornar mais fácil a leitura da programação é possível utilizar uma ferramenta própria do fabricante, o *software* Enervista, que deixa a lista de comando em um formato mais conhecido de lógica booleana, como apresentado na figura 5.3 abaixo.

Figura 5.3 - Modelo View da Lógica



Fonte: Do Autor (2021)

6.2. Redes

Na criação de qualquer processo de controle e automatização de processos são necessários uma quantidade considerável de equipamentos, para integração dos mesmos são necessárias fiações entre estes ou apenas uma fibra que realizará todo o transporte de informações pela rede.

Um protocolo de comunicação pode ser definido como um conjunto de regras para que informações contidas em um dispositivo seja trafegada e compreendida por outro. Podemos comparar isso com diferentes tipos de idiomas, uma pessoa que fala inglês não entenderá outra falando português, portanto é desenvolvido um sistema universal que todos entendem através de normas para estas comunicações.

Existem dois modelos comumente utilizados para comunicação sendo eles via rede ou serial. A principal diferença é que a comunicação serial realiza a transferência de bits um por vez entre os equipamentos, enquanto a comunicação via rede é realizada de forma paralela. Os protocolos de comunicação mais utilizados são: 101, 104, DNP3, Modbus, TCP/IP, 61850 e GOOSE. Alguns desses protocolos serão exemplificados nos próximos tópicos.

6.2.1. TCP/IP

A sigla TCP/IP significa *Transmission Control Protocol* (Protocolo de Controle de Trasmiação) e *Interner Protocol* (Protocolo Internet). Esta arquitetura foi desenvolvida pelo Departamento de Defesa dos Estados Unidos, com o objetivo de se ter uma rede interligando várias universidades e órgãos do governo de maneira descentralizada (ARPANET), porém

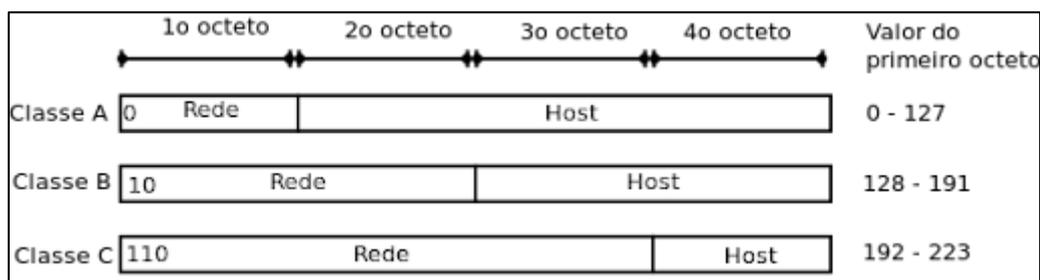
com o passar dos anos esta ideia perdeu sua força e se tornou hoje o que é conhecido como Internet.

O protocolo TCP/IP na verdade é um conjunto de protocolos que estão divididos em quatro camadas, sendo elas: Aplicação, Transporte, Rede e Interface. Estas camadas têm tarefas distintas e esta forma de divisão tem o caráter de garantir a integridade dos dados trafegados pela rede.

Podemos exemplificar o protocolo de comunicação TCP/IP como se fosse uma carta, cujo endereço final é equipamento que será entregue um determinado comando e o remetente será aquele que irá fornecer estes dados, sendo assim não é possível relacionar dois endereços IP's com o mesmo nome. A camada de rede é responsável pela movimentação dos pacotes de sua fonte original até seu destino através de um ou mais enlaces. O protocolo mais famoso é IPv4 que utiliza 4 octetos, com a possibilidade de 4,3 bilhões de endereços.

A rede IPv4 tem um número de 32 bits que são divididos em duas partes, sendo elas a Rede (*Network*) e o Computador (*Host*). O endereço IP é dividido em quatro octetos, como por exemplo: 192.168.110.255. Para a utilização de um endereço IP é necessário a definição de uma sub-rede, esta limita o número de endereços que podem ser utilizados dentro de uma rede privada. A RFC 1918 prevê a alocação de endereços para a redes privadas que não podem ser roteadas na Internet Mundial. Devido ao fato de existirem redes diversos modelos de endereçamento compondo rede, utiliza-se o conceito de classes de endereçamento.

Figura 5.4 – Formato dos endereços IP's



Fonte: Do Autor (2021)

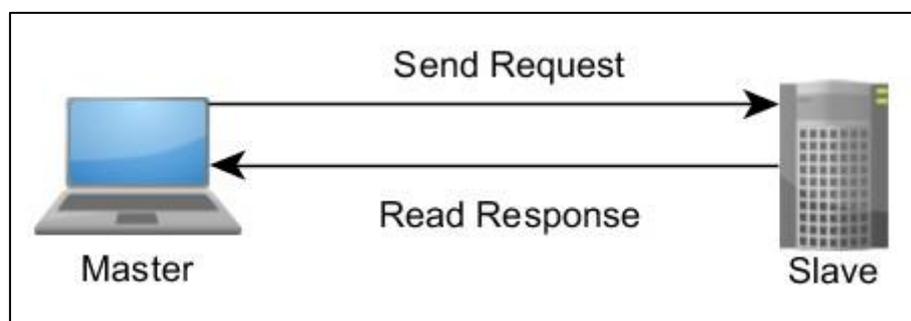
Conforme mostrado na figura 5.4, para a escolha e endereçamento dos equipamentos de uma rede as classes mais utilizadas são as demonstradas na figura. Em uma máscara de rede é composta por um número de bits que limitam a uma quantidade limitada de endereços IP's que uma rede pode assumir, por exemplo, para a Classe C a máscara é 255.255.255.0, onde os 3 primeiros octetos já estão preenchidos e resta somente o quarto octeto a ser

preenchido, ou seja, temos 8 bits para completar o endereço de *hosts*, portanto $2^8 = 255$ endereços possíveis, o que faz com que seja possível conectar um número de 253 equipamentos na rede.

6.2.2. Modbus

O protocolo Modbus foi desenvolvido pela Modicon na década de 70 para ser utilizado nos CLP's dessa empresa. Este é um protocolo mestre/escravo, ou seja, existe um equipamento mestre que solicita dados e informações de um equipamento escravos, como pode ser observado na figura 5.5.

Figura 5.5 - Exemplo mestre/escravo



Fonte: National Instruments (2021)

Existe sempre um único mestre e até 247 escravos em um barramento multiponto RS-485, que é um padrão de comunicação RS-485 define um sinal diferencial de tensão entre um par de fios, onde o transmissor oferece uma tensão de no mínimo 1.5V/-1.5V e o receptor deve possuir uma sensibilidade de no mínimo 200mV/-200mV, ou Ethernet, que tem a comunicação via TCP/IP.

Este protocolo tem como característica o fato de não possuir uma estampa de tempo, todos os valores são sempre estáticos, exigem pouca capacidade de processamento (permitindo a utilização em *Hardware* de baixo custo). São bastante utilizados em sensores e medidores de energia elétrica.

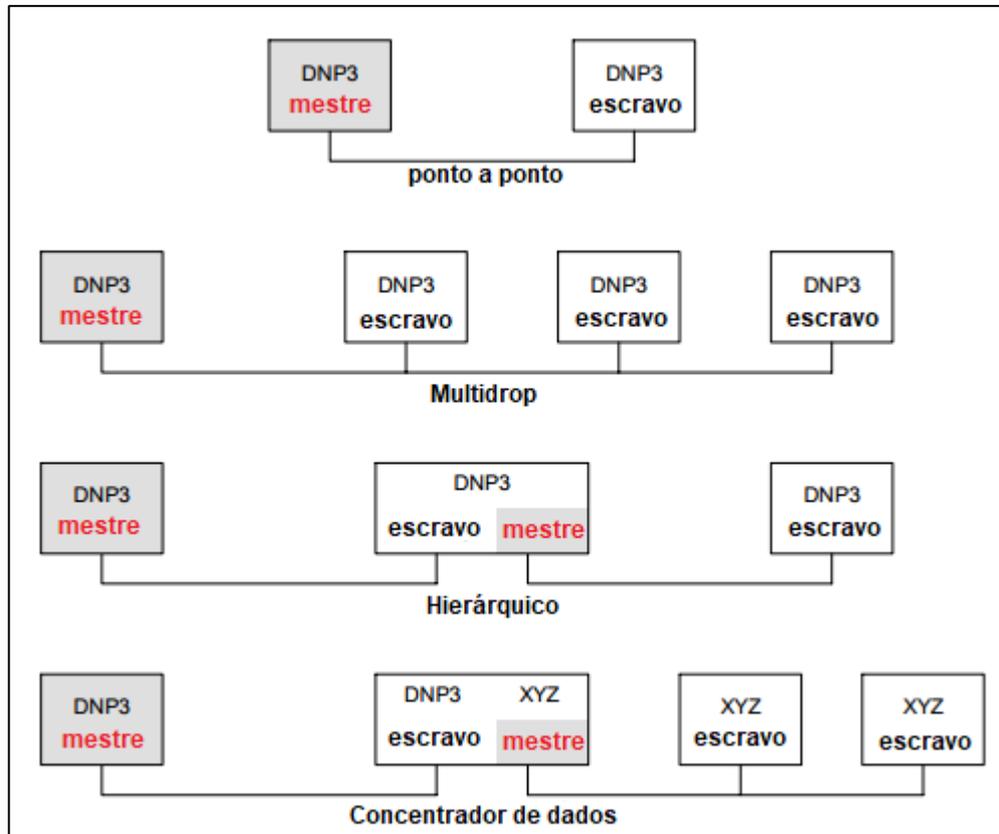
6.2.3. DNP3

O *Distributed Network Protocol* (DNP) foi desenvolvido pela Westronic Inc. em 1994, é um protocolo também mestre/escravo com suporte a exceção (Mensagens não solicitadas). Possui uma concepção orientada a objetos, apresenta uma robustez para detecção de erros e tem aplicação para comunicações internas e externas à subestação.

Algumas de suas características são as mensagens com classificação em urgência, podendo ser atribuído classe 1, 2 ou 3 as mensagens. Além de dados estáticos este protocolo

também pode armazenar eventos (dados com estampa de tempo). Uma esquematização é mostrada na figura 5.6.

Figura 5.6 - Topologia mestre/escravo DNP3



Fonte: Do autor (2021)

6.2.4. 61850

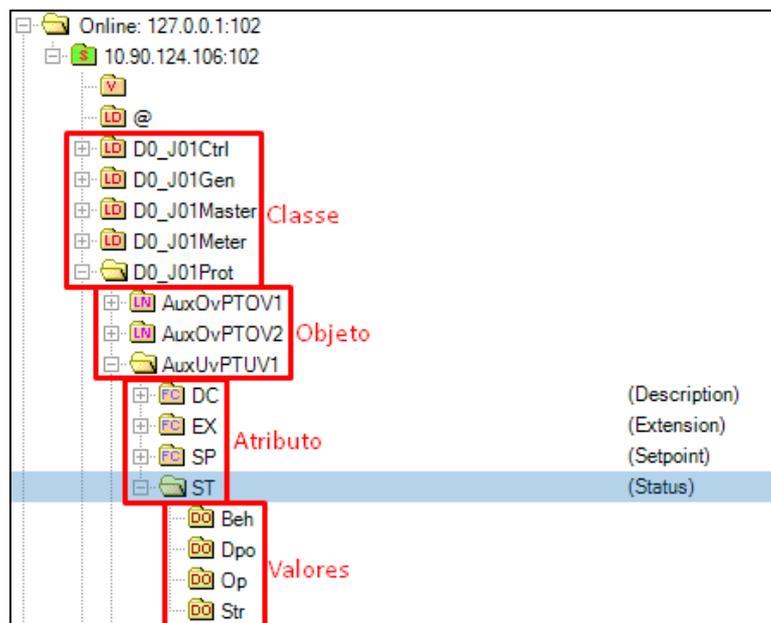
No Brasil temos os protocolos abertos Modbus, DNP3 e IEC61870 como os mais utilizados. Porém nos EUA e Europa existem infinidades de protocolos coexistindo. Destes protocolos nenhum consegue trabalhar com esquema de automação de alta velocidade, criando assim a necessidade de um protocolo mundial e padronizado para ser utilizado.

A norma 61850 foi desenvolvida com o objetivo de garantir a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes com um elevado grau de confiabilidade e alta velocidade, podendo acompanhar o desenvolvimento de novas tecnologias. A segunda edição desta norma mudou seu enfoque em subestações para comunicação com todo o sistema de potência.

Este modelo propõe uma orientação a objetos, permitindo assim a modelagem dos dispositivos de automação da subestação e a modelagem dos mecanismos de comunicação, tem em sua configuração uma linguagem padronizada (SCL). Relacionando esta norma com a orientação a objetos podemos dividir em Classe, Objeto, Atributos e Valores.

Em orientação a objetos podemos definir classe por um conjunto de objetos com algumas características em comum, como por exemplo, um veículo. O objeto é um ponto capaz de armazenar estados através de seus atributos e reagir a mensagens enviada a eles, como exemplificação definimos os modelos dos veículos. Atributos são as características de um objeto, dados como modelos, placa, cor e ano de um veículo. Valores são as informações que um atributo possui. Em uma subestação a comunicação com a norma IEC 61850 tem cinco principais classes padrões, sendo elas: proteção, medição, configurações, comandos e entradas/saídas lógicas. Para uma melhor exemplificação a figura 5.7 apresenta a estrutura do 61850.

Figura 5.7 - Exemplo de um IED 61850



Fonte: Do Autor (2021)

Podemos observar na figura acima que em na comunicação IEC 61850 com um relé GE C60 existem 5 classes principais, dentro delas contém diversos objetos que apresentam seus atributos e posteriormente deus valores. Estamos aquisitando um ponto na classe de proteção, o objeto selecionado é um ponto auxiliar de sub-tensão (*Auxiliar Under Voltage*), estamos lendo o ponto de status e aquisitando o ponto de operação. Na figura 5.8 podemos observar todos os valores atuais para o atributo status e observa-se que o ponto está *false*, ou seja, não operado.

Figura 5.8 - Ponto IEC 61850

Name		ST
Description		(Status)
Type		Functional Constraint
Path		D0_J01Prot/AuxUvPTUV1\$ST
Beh\$stVal	Integer (2[1])	5
Beh\$sq	BitString (6[-13])	(Good) 0000000000000
Beh\$st	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=1,31b)22.11.2021 11:48:22,119318
Str\$general	Bool (1[1])	(false) 0
Str\$dirGeneral	Integer (1[1])	0
Str\$sq	BitString (6[-13])	(Invalid) 0100000000000
Str\$st	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=1,31b)22.11.2021 11:48:22,119318
Op\$general	Bool (2[1])	(false) 0
Op\$sq	BitString (6[-13])	(Invalid) 0100000000000
Op\$st	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=1,31b)22.11.2021 11:48:22,119318
Dpo\$stVal	Bool (2[1])	(true) 1
Dpo\$sq	BitString (6[-13])	(Invalid) 0100000000000
Dpo\$st	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=1,31b)22.11.2021 11:48:22,119318

Fonte: do Autor (2021)

6.2.5. GOOSE

Com o avanço da norma IEC 61850 é possível o desenvolvimento do protocolo de comunicação GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*), este possui como objetivo a troca de mensagens e comandos em alta velocidade. As mensagens nesse protocolo são mapeadas diretamente na camada enlace, portanto são mensagens que trafegam apenas dentro da LAN, ou seja, elas não possuem endereço IP (apenas MAC) e não são roteáveis.

Uma mensagem GOOSE é enviada como *multicast*, ou seja, uma mensagem é enviada para todos os equipamentos conectados naquela rede e somente aqueles que estão no mesmo grupo VLAN tratam esta informação, os demais IED's descartam a mensagem.

Este protocolo de comunicação é muito utilizado em proteção de barra, quando atua-se um *Breaker Failure (50BF)* em um disjuntor conectado a uma barra, sua atuação é enviada para todos os disjuntores interligados a barra, como já foi descrito no capítulo de proteção. Para a realização desta abertura de todos os disjuntores o relé que supervisiona a proteção de barra envia uma mensagem pelo GOOSE e todos aqueles assinam e supervisionam este ponto realizaram a abertura do disjuntor, os demais relés de controle e proteção somente ignoram esta mensagem.

6.3. Sistema Supervisório

Com o avanço da tecnologia surge diversos *softwares* próprios para a supervisão de processos industriais, tais como Elipse, WinCC, SAGE e MicroSCADA. Para o presente

relatório será apresentado o sistema supervisorio que é amplamente utilizado em subestações no Brasil, o SAGE.

O Sistema Aberto para Gerenciamento de Energia (SAGE) contempla uma integração de pesquisa e desenvolvimento, que agrupa um leque de tecnologias computacionais avançadas, constituindo-se em um salto significativo na concepção de sistemas para centros de controle de energia elétrica. Este produto, desenvolvido pelo Centro Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL, resolve os problemas comuns aos sistemas atuais, implantados em várias empresas brasileiras, que sofrem pela dificuldade de incorporação de avanços tecnológicos e pelos custos de manutenção e expansão, principalmente devido à sua grande dependência em relação aos fornecedores originais dos sistemas.

O SAGE foi desenvolvido baseado em Linux, este sistema operacional pode ser livremente modificado e distribuído, ou seja, pode-se alterar as configurações internas do sistema para atuar para apenas um determinado processo. Com base neste livre desenvolvimento criou-se uma licença chamada GLP que garante que mesmo com todas as modificações do sistema se ele for distribuído os créditos aos desenvolvedores seria mantido. Portanto foi criado um supervisorio utilizando este sistema operacional como base para atender a demanda de um sistema supervisorio que atendesse aos requisitos para operação na rede básica de energia do Brasil.

Para o controle de subestações e equipamentos utilizando este sistema supervisorio podemos utilizar todos os protocolos de comunicação citados acima tanto para aquisição de estados e eventos da subestação quanto para a distribuição para os centros de controle, sendo os mais comuns GOOSE, 61850 e 104 (baseado em TCP/IP).

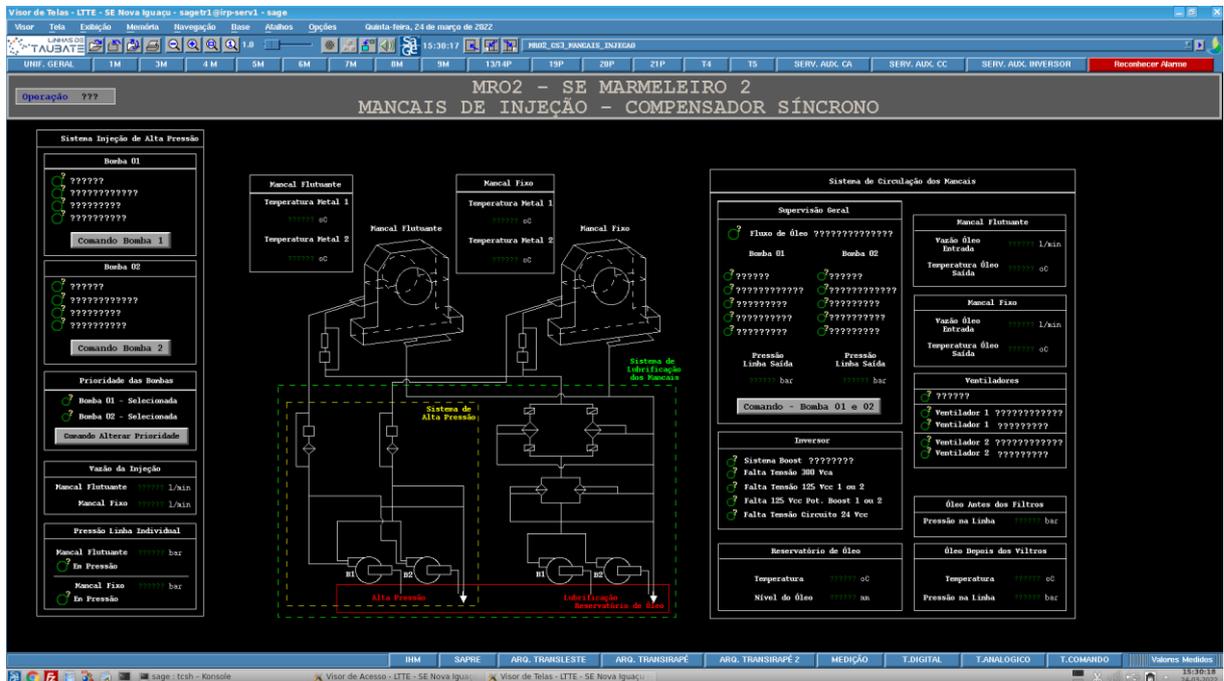
Podemos observar nas figuras 5.9, 5.10, 5.11 algumas telas retiradas de supervisorios para diferentes atuações, como por exemplo, para subestações transmissora e distribuição para rede básica de energia, compensadores síncronos.

Figura 5.9 - Tela Subestação com Compensador Síncrono



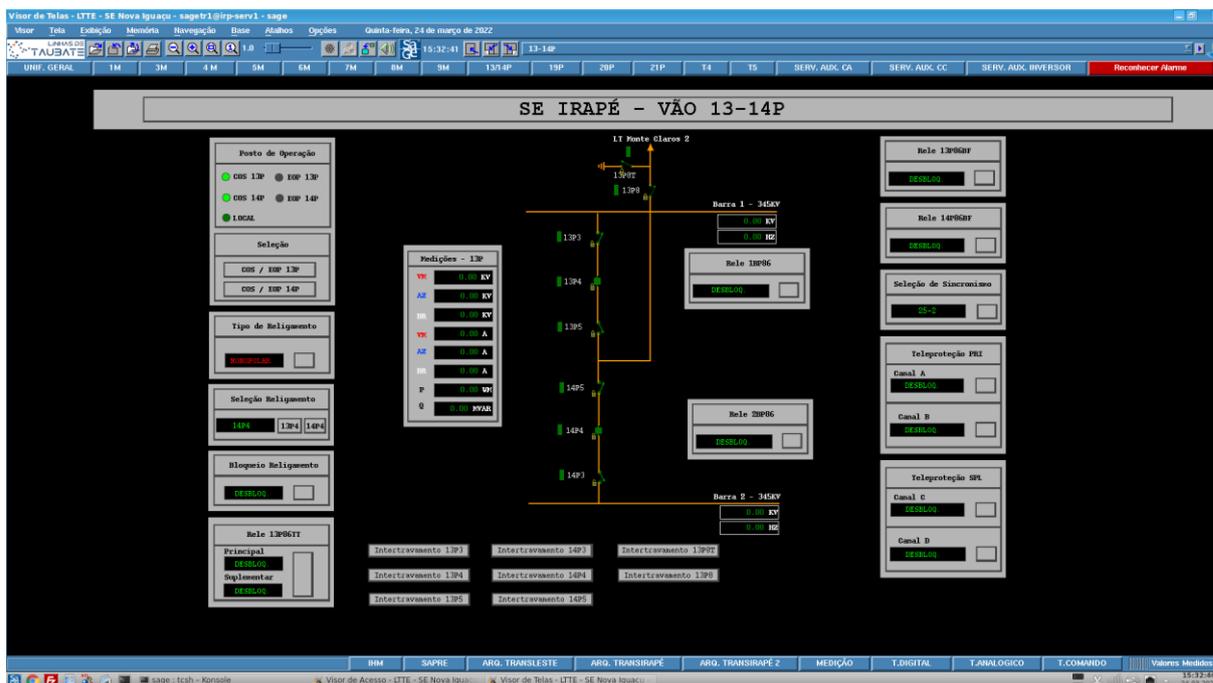
Fonte: Do Autor (2022)

Figura 5.10 - Tela Mancais de Injeção de Compensador Síncrono



Fonte: Do Autor (2022)

Figura 5.11 - Tela Vão de Subestação Distribuidora



Fonte: Do Autor (2022)

6.4. Serviço Auxiliar

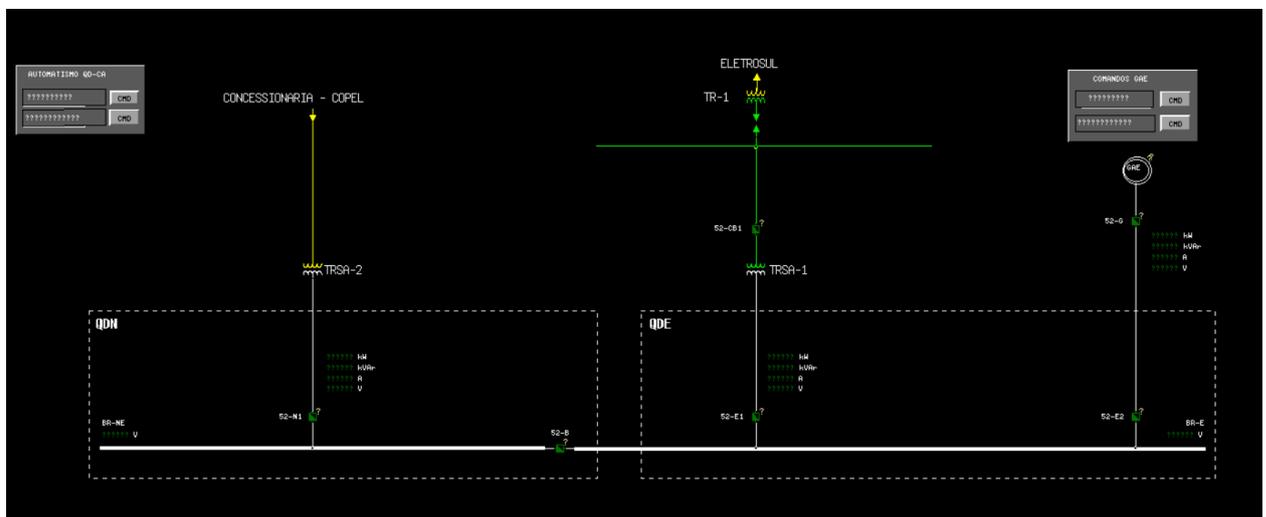
Em subestações de energia elétrica, assim como hospitais, é necessário existir uma energia auxiliar de emergência para quando acontecer uma falha na fonte principal de energia. Portanto quando a fonte principal de energia elétrica falha uma outra fonte deve ser acionada, geralmente sendo um gerador auxiliar.

Para um serviço auxiliar CA normalmente existem 3 fontes de energias distintas para o controle e proteção de uma subestação. A primeira fonte de energia, e a principal, vem diretamente do transformador existente na subestação pois é uma fonte interna da subestação e não depende de outras concessionárias para o fornecimento desta energia. A segunda fonte de energia é provida de uma concessionária distinta, como por exemplo, rede de distribuição da CEMIG, CPFL entre outras. E por último, e somente quando as duas outras fontes se encontram indisponíveis, existe a energia provida de um gerador.

Para este serviço auxiliar existe uma barra com cargas essenciais (Motores de Equipamentos, painéis de controle e proteção, metade da climatização da sala, entre outros) e um barra cargas não essenciais (iluminação de pátio, tomadas, entre outros). Ambas as barras estão ligadas por um disjuntor de interligação. Na barra com cargas principais estão conectados a fonte principal e o gerador e na barra com cargas não essenciais está conectado a fonte secundária.

Existe uma automação para serviço auxiliar CA de uma subestação cuja finalidade é nunca deixar os equipamentos da subestação desenergizada, existe, portanto, uma ordem de preferência na seleção de qual fonte deve ser selecionado. Na perda na fonte principal a fonte secundária (concessionária) deverá ser atuada imediatamente e retornar a principal quando voltar a ser disponível. O gerador somente começa a ser ativado depois de 1 minuto que as demais fontes estão sem energia e alimenta somente as cargas essenciais da subestação. Tanto a fonte principal quanto a secundária alimentam as duas barras fechando o disjuntor de interligação. Um diagrama unifilar do serviço auxiliar CA pode ser observado pela figura 5.12.

Figura 5.12 - Exemplo Tela Serviço Auxiliar CA



Fonte: Do Autor (2022)

Na subestação todos os equipamentos, computadores com o SAGE, monitores, relés de proteção e controle, estão ligados em um painel com tensão CC. O automatismo deste painel é mais simples que para a tensão alternada que na falta de uma alimentação, o interligador da barra CC é fechado e uma fonte de tensão alimenta ambas as saídas, quando as alimentações são normalizadas o disjuntor de interligação é aberto. Podemos observar este funcional na figura 5.13.

Figura 5.13 - Exemplo Tela Serviço Auxiliar CC



Fonte: Do Autor (2022)

7. CONCLUSÃO

Conclui-se então que para a realização de um comissionamento de uma subestação de energia elétrica, são necessários fatores mínimos para o correto funcionamento da planta, como por exemplo funções de falha de disjuntores, subtensão, teleproteção. A seleção do arranjo da subestação no início do desenvolvimento influencia no desenvolvimento dos estudos que serão utilizados para o desenvolvimento dos parâmetros que serão utilizados nos relés de proteção. As proteções apresentadas são requisitos mínimos para o desenvolvimento da configuração dos relés de proteção da SE, podendo em determinadas localidades apresentarem a necessidade de outras proteções que não foram citadas neste relatório. Para o controle da subestação, podemos observar uma variedade de *softwares* que são utilizados para desenvolver um sistema supervisorio, sendo os mais comuns no Brasil o SAGE e o Elipse. Foram então expostos alguns dos meios de comunicação que são utilizados para conectar o sistema supervisorio tanto para os relés de controle quanto para distribuição de alarmes, posição de disjuntores/seccionadoras e comandos para que os centros de controle realizem os ajustes dos equipamentos remotamente, esta seleção depende particularmente da concessionária que está construindo a SE e não necessariamente será encontrado o mesmo protocolo de comunicação em outras subestações.

Diante do exposto, vale frisar a necessidade da utilização das normas regulamentadoras fornecidas pela ONS com os requisitos mínimos para o desenvolvimento de qualquer planta de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, garantindo assim a aptidão e confiabilidade da planta quando se fala na interligação com a rede básica de energia elétrica brasileira.

8. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

1. GALILEU. **Há exatos 137 anos uma lâmpada elétrica foi acessa por Thomas Edison.** Disponível em <<https://revistagalileu.globo.com/Caminhos-para-o-futuro/Energia/noticia/2016/10/ha-137-anos-uma-lampada-eletrica-foi-acesa-por-thomas-edison.html>> Acessado em 10 de abril de 2022.
2. SATO, André Kiyoshi Coutinho. **Transmissão de potência em corrente contínua e em corrente alternada: estudo comparativo.** (2013): 90-f.
3. ENECEL ENERGIA. **Rede básica.** Disponível em <http://www.enecel.com.br/rede_basica> Acessado em: 04 de abril de 2022.
4. ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico.** Disponível em <<http://www.ons.org.br>>. Acessado em: 20 de novembro de 2021.
5. Kagan, Nelson, Carlos César Barioni De Oliveira, and Ernesto João Robba. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica.** Editora Blucher, 2005.
6. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 6546. **Transformadores para instrumentos.**
7. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 6935. **Seccionador, chave de terra aterramento rápido.**
8. Mamede Filho, João, and Daniel Ribeiro Mamede. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** Grupo Gen-LTC, 2000.
9. Virtus. **Proteção de Sistema elétricos, proteção de linha de transmissão.** 2007
10. COMER, Douglas. **Interligação de Redes com TCP/IP–: Princípios, Protocolos e Arquitetura.** Vol. 1. Elsevier Brasil, 2016.
11. SOUZA, Vitor Amadeu. **O protocolo modbus.** Disponível em:< <http://www.cerne-tec.com.br/Modbus.pdf>> Acessado em 11 de novembro de 2021
12. Clarke, Gordon, Deon Reynders, and Edwin Wright. **Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems.** Newnes, 2004.
13. Mackiewicz, Ralph, and Sterling Heights. **Technical overview and benefits of the IEC 61850 standard for substation automation.** Proceedings of the 2006 Power Systems Conference and Exposition, 2006.