

CENTRO UNIVERSITÁRIO FACVEST - UNIFACVEST
ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO BETIOL

**AUMENTO DE CONFIABILIDADE BASEADO NA
APLICAÇÃO DE MOTORES CC EM ACIONAMENTOS DE
EQUIPAMENTOS DE MANOBRAS EM NOVAS
SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO**

Lages

2019

BRUNO BETIOL

**AUMENTO DE CONFIABILIDADE BASEADO NA
APLICAÇÃO DE MOTORES CC EM ACIONAMENTOS DE
EQUIPAMENTOS DE MANOBRAS EM NOVAS
SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Centro Universitário Facvest - UNIFACVEST, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dra Franciéli Lima de Sá

Coorientador: Prof. Msc. Silvio Moraes de Oliveira

Lages

2019

BRUNO BETIOL

**AUMENTO DE CONFIABILIDADE BASEADO NA
APLICAÇÃO DE MOTORES CC EM ACIONAMENTOS DE
EQUIPAMENTOS DE MANOBRAS EM NOVAS
SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Centro Universitário Facvest - UNIFACVEST, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Dra Franciéli Lima de Sá

Coorientador: Prof. Msc. Silvio Moraes de Oliveira

Lages, SC ____ / ____ /2019. Nota _____

Lages

2019

Monografia apresentada ao Centro Universitário Facvest – UNIFACVEST, como requisito necessário para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Bruno Betiol
NOME DO ALUNO

Aumento de Confiabilidade Baseado
na Aplicações de Motores CC em Acionamentos
de Equipamentos de manobras em
novas subestações de Alta Tensão
TÍTULO DO TRABALHO

BANCA EXAMINADORA:

Franciêl Lima de Sá
Titulação e nome do Orientador (a)

Msc. Prof. Silvio Moraes de Oliveira
Titulação e nome do Co-orientador (a).

Leandro Fuck Macedo
Titulação e nome do Avaliador (a).

Dra. Prof.^a Franciêl Lima de Sá
Coordenador (a) Prof. (a). Titulação e nome da Coordenador (a).

Lages, 16 de dezembro de 2019.

AUMENTO DE CONFIABILIDADE BASEADO NA APLICAÇÃO DE MOTORES CC EM ACIONAMENTOS DE EQUIPAMENTOS DE MANOBRAS EM NOVAS SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO

Bruno Betiol¹

Francieli Lima de Sá²

RESUMO

Baseada na evolução da complexidade dos sistemas elétricos de potência e também da maior exigência dos clientes quanto a interrupções e qualidade de energia, o seguinte trabalho apresenta uma alternativa para gestão de modernizações ou nas construções de novas subestações elétricas de alta tensão para a transmissão de energia elétrica, sendo analisado o desempenho dos melhores tipos de alimentação dos circuitos de comando e força, de acordo com os melhores índices de confiabilidade x custo de aplicação que foram identificados nesta pesquisa. A análise de confiabilidade e viabilidade foi realizada em relação a possíveis perturbações que podem ocorrer no sistema elétrico de potência, nas mais variadas circunstâncias, desde um desligamento de um transformador ao desligamento total de uma subestação, e com isso averiguar o desempenho nestas condições e as possibilidades realizar a recomposição do sistema com segurança e agilidade, assim normalizando o fornecimento de energia.

Palavras-chaves: Sistema elétrico de potência, subestação, confiabilidade.

¹ Graduando em Engenharia Elétrica, do Centro Universitário UNIFACVEST.

² Coordenadora e docente do curso de Engenharia Elétrica, do Centro Universitário UNIFACVEST.

RELIABILITY EXPANSION BASED ON THE EMPLOY OF DC MOTORS ON USE OF DRIVE EQUIPAMENTS IN NEW HIGH VOLTAGE SUBSTATIONS

Bruno Betiol¹

Franciéli Lima de Sá²

ABSTRACT

Based on the evolution of the complexity of electrical power systems and also the higher demand from the customers about the interruptions and power quality, this paper presents an alternative for modernization management or new high voltage electrical building substations for electric power transmission, analyzing the performance of the best types of power of the control and power circuits, according to the best indices of reliability versus cost of application that were indicated in this research. The analysis of reliability and feasibility was performed on the basis of possible perturbation that may occur in the electrical power system, in the most varied circumstances, from a transformer shutdown to a total substation shutdown, and thus to verify the performance under these conditions and possibilities to perform the system recomposition safely and quickly, thus normalizing the power supply.

Keywords: Electrical power system, substation, reliability,.

¹ Graduando em Engenharia Elétrica, do Centro Universitário UNIFACVEST.

² Coordenadora e discente do curso de Engenharia Elétrica, do Centro Universitário UNIFACVEST.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional	11
Figura 2 – Capacidade instalada do SIN	12
Figura 3 – Subestação elétrica	28
Figura 4 – Configuração Barra Simples	31
Figura 5 – Configuração Barra Simples Seccionada	33
Figura 6 – Configuração Barra Principal + Barra de Transferência.....	33
Figura 7 – Configuração Barra Dupla com disjuntor simples a três chaves.....	36
Figura 8 – Configuração Barra Dupla com Disjuntor Simples a 4 Chaves.....	37
Figura 9 – Configuração Barra Dupla Com Disjuntor Simples a Cinco Chaves	39
Figura 10 – Configuração em Anel Simples	40
Figura 11 – Configuração Barra Dupla com Disjuntor e Meio	42
Figura 12 – Câmara de extinção de arco elétrico de um disjuntor isolado a óleo	45
Figura 13 – Câmara de extinção de arco elétrico de um disjuntor isolado a ar.....	47
Figura 14 – Princípio de extinção de arco elétrico do disjuntor a SF6.....	50
Figura 15 – Exemplo de lógica de circuito de fechamento e abertura remota	53
Figura 16 – Exemplo de lógica de circuito de abertura 1 (fase A).....	54
Figura 17 – Exemplo de lógica de circuito de abertura 2 (fase A).....	55
Figura 18 – Diagrama do esquema de acionamento interno 1	56
Figura 19 – Diagrama do esquema de acionamento interno 2	57
Figura 20 – Diagrama do esquema de acionamento interno 3	58
Figura 21 – Diagrama do esquema de acionamento interno 4	59
Figura 22 – Diagrama do esquema de acionamento interno 5	60
Figura 23 – Diagrama do esquema de acionamento interno 6	61
Figura 24 – Chave seccionadora de abertura horizontal de 145 kV	62
Figura 25 – Chave seccionadora de abertura vertical de 145 kV	63
Figura 26 – Chave seccionadora isolando transformador de potencia	64
Figura 27 – Chave seccionadora isolando o disjuntor	65
Figura 28 – Disposição de Chaves seccionadoras em uma subestação do tipo barra simples com bypass	66
Figura 29 – Conjunto de acionamento de uma chave seccionadora.....	68
Figura 30 – Exemplo de diagrama lógico para acionamento de uma chave seccionadora	69

Figura 31 – Exemplo de circuito de comando e sinalização	70
Figura 32 – Circuito de acionamento do motor e circuito de iluminação e aquecimento	71
Figura 33 – Diagrama unifilar do serviço auxiliar CA/CC	72
Figura 34 – Bancos de Baterias	76
Figura 35 – Exemplo de associação de um banco de baterias.....	76
Figura 36 – Exemplo de curva de descarga de baterias.....	77
Figura 37 – Retificador.....	78
Figura 38 – Esquema de ligação em paralelo de uma retificador e um banco de baterias	78
Figura 39 – Transformador isolado a óleo	79
Figura 40 – Transformador a seco	80
Figura 41 – Configuração de barramentos do 230 e 138 kV.....	86
Figura 42 – Configuração do serviço auxiliar	87
Figura 43 – Situação da subestação após perturbação.....	89
Figura 44 – Situação da subestação após preparação para recomposição.....	90
Figura 45 – Situação da subestação após recomposição e isolamento dos equipamentos com falhas.....	92
Figura 46 – Subestação normalizada após atuação da equipe de manutenção.....	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensões de transformadores sem derivações	81
Tabela 2 – Tensões de transformadores com derivações	81
Tabela 3 – Dados técnicos do comando a mola do disjuntor Areva GLA314X	83
Tabela 4 – Dados técnicos gerais da chave seccionadora Areva S3CVR	84
Tabela 5 – Distribuição de bays entre as barras	86
Tabela 6 – Preparação da subestação	89
Tabela 7 – Procedimentos de recomposição com impedimentos do DB6-01 e SB6-01	91
Tabela 8 – Procedimentos após conclusão das manutenções corretivas nos equipamentos	92

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DJ	Disjuntor
FT	Função Transmissão
GMG	Grupo Moto-Gerador
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PND	Programa Nacional de Desestatização
PR	Procedimento de Rede
REVISE	Revisão Institucional do Setor Elétrico
RB	Rede Básica
SA	Serviço Auxiliar
SACA	Serviço Auxiliar de Corrente Alternada
SACC	Serviço Auxiliar de Corrente Contínua
SC	Chave Seccionadora
SE	Subestação Elétrica
SF ₆	Hexafluoreto de Enxofre
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TSA	Transformador de Serviço Auxiliar
UAC	Unidade de Aquisição e Controle
UTR	Unidade Terminal Remota

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Objetivo geral	14
1.2	Objetivos específicos	14
1.3	Justificativa	15
1.4	Metodologia	15
2	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	16
2.1	Histórico	16
2.2	Integrações de novas instalações de transmissão	18
2.3	Requisitos mínimos para novas instalações	20
2.3.1	Topologia de barramentos	20
2.3.2	Confiabilidade	21
2.3.2.1	Flexibilidade operativa	21
2.3.2.1.1	Características intrínsecas	22
2.3.2.1.2	Características do sistema	22
2.3.2.2	Segurança operacional	22
2.3.2.3	Evolução da configuração	23
2.3.2.4	Mantenabilidade	23
2.3.3	Disjuntores conectados à Rrde básica	23
2.3.4	Chaves seccionadoras, lamina de terra e chaves de aterramento	25
2.3.5	Requisitos para os serviços auxiliares de corrente continua e de corrente alternada ...	25
2.3.5.1	Alimentação em corrente continua para sistemas de proteção, supervisão e controle 25	
2.3.5.2	Alimentação em corrente alternada	26
3	SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS	28
3.1	Configurações de barramentos	30
3.1.1	Barra simples	31
3.1.2	Configuração barra principal e transferência	33
3.1.3	Configuração barra dupla com disjuntor simples a três chaves	35
3.1.4	Configuração barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves	37
3.1.5	Configuração barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves	39

3.1.6	Configuração em anel Simples.....	40
3.1.7	Configuração barra dupla com disjuntor e meio	41
3.2	Equipamentos de manobras alta tensão	44
3.2.1	Disjuntores.....	44
3.2.1.1	Tipos de disjuntores.....	45
3.2.1.1.1	Disjuntores a óleo	45
3.2.1.1.2	Disjuntores a ar comprimido	46
3.2.1.1.3	Disjuntores a vácuo	48
3.2.1.1.4	Disjuntores a SF ₆	48
3.2.2	Acionamentos de disjuntores por mola	50
3.3	Chaves seccionadoras.....	62
3.3.1	Acionamentos de chaves seccionadoras	66
3.4	serviço auxiliar	72
3.4.1	Serviço auxiliar corrente alternada.....	73
3.4.2	Serviço auxiliar de corrente continua	74
3.4.3	Equipamentos de um serviço auxiliar.....	75
3.4.3.1	Bancos de baterias	75
3.4.3.2	Retificadores.....	77
3.4.3.3	Transformadores de serviços auxiliares	78
4	ESTUDO DE CASO	82
4.1	Mudanças propostas	82
4.1.1	Chaves seccionadoras e disjuntores.....	82
4.1.2	Serviços Auxiliares de Corrente Continua	82
4.2	Caso fictício.....	85
4.2.1	Caracterização da subestação	85
4.2.1.1	Configuração de barramento	85
4.2.1.2	Configuração do serviço auxiliar.....	87
4.2.2	Caracterização do problema	88
4.2.3	Procedimentos adotados	88
4.2.3.1	Procedimentos para preparação da subestação	88
4.2.3.2	Procedimentos de recomposição com impedimentos do DB6-01 e SB6-01	90
4.2.3.3	Procedimentos após conclusão das manutenções corretivas nos equipamentos	92
4.2.4	Vantagens e desvantagens na aplicação de motores CC	93

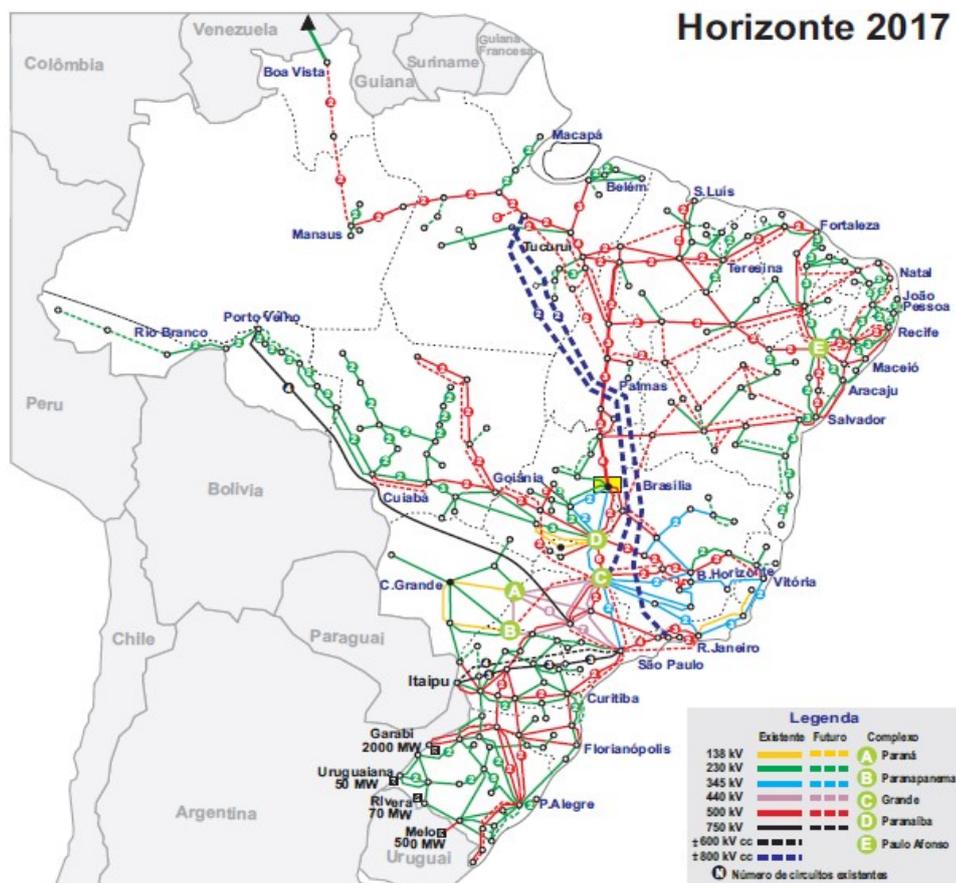
4.2.4.1	Vantagens	93
4.2.4.2	Desvantagens	94
4.3	Resultados esperados	94
4.3.1	Cálculo de Parcela Variável por Indisponibilidade	94
 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS		96
 REFERÊNCIA BIBLOGRÁFICAS		97

1 INTRODUÇÃO

Ao decorrer dos anos a energia elétrica tem sido um recurso indispensável para a população. Nos dias atuais, somos todos dependentes da energia elétrica para a maioria dos processos como: industriais, de centros empresariais, de postos de vendas, de áreas residenciais, com consumidores de pequeno, médio e grande porte. Estes consumidores finais necessitam deste suprimento de energia para realizar as atividades cotidianas.

Entretanto, para o suprimento de energia para estes consumidores há uma grandiosa e complexa rede interligada, mais conhecida como Sistema Interligado Nacional (SIN). Iniciando-se pelos grandes parques geradores como usinas hidroelétricas, termoelétricas e energias renováveis, transmitindo esta energia em alta tensão e cortando grandes distâncias através de linhas de transmissões e por fim chegando aos centros de distribuição que irá distribuir a energia pelas suas ramificações e de acordo com as cargas que estão conectadas ao sistema.

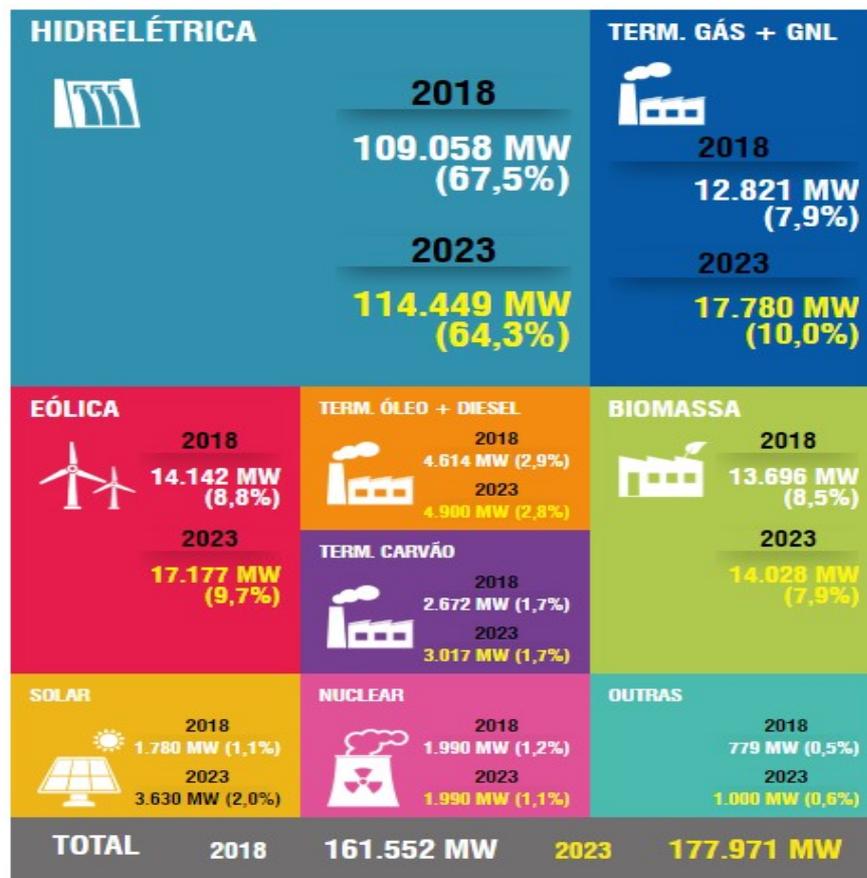
Figura 1 – Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (2017).

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o SIN é um sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidroelétricas e com múltiplos proprietários. A integração dos recursos de geração e transmissão de energia permite o atendimento ao mercado com segurança e economia e também propicia a transferência de energia entre subsistemas permitindo a obtenção de ganhos sinérgicos e maior controle do regime hidrológico das bacias.

Figura 2 – Capacidade instalada do SIN



Fonte: ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (2019).

O sistema Interligado nacional (SIN) é um sistema de alta complexidade que visa sempre estar operacional para o fornecimento de energia de maior qualidade e menor custo possível. A alta complexidade do SIN aliada a outras adversidades, como condições climáticas extremas, falhas mecânicas e elétricas em equipamentos e erros de operação, podem causar desligamentos das usinas geradoras ou linhas de transmissão, interrompendo temporariamente o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais. Mesmo com a

grande evolução da engenharia e dos equipamentos, ainda não se pode desconsiderar a possibilidade de ocorrer falhas nesses sistemas, causando desligamentos indesejáveis (Penteado, 2011).

Um sistema elétrico de potência é uma estrutura complexa, quase sempre interligada regional ou nacionalmente, que necessita de estudos sérios para o seu planejamento e operação (Pinto, 2014).

A solução para estes problemas com desligamentos está diretamente relacionada a investimentos financeiros, tanto em novos equipamentos e tecnologias voltadas para o setor elétrico, como também com a contratação de mais mão-de-obra qualificada e especializada para a manutenção e operação do sistema elétrico de potência. Mas estes investimentos são limitados, exigindo um planejamento muito bem detalhado que permita uma assertividade entre custo-benefício e confiabilidade e segurança operacional.

No sistema elétrico brasileiro, grande parte dos sistemas elétricos está sob responsabilidade de empresas privadas, as quais tem a obrigação de controlar, planejar e operar os diversos subsistemas que compõem os ativos deste agente. A operação desses sistemas é realizada através de comandos remotos do sistema de supervisão e controle do agente.

Operar o sistema é de grande responsabilidade, pois, os operadores de tempo real são encarregados de controlar níveis de tensão, frequência, carregamento de linhas e equipamentos, entre outros, a fim de manter a segurança e garantir um atendimento contínuo aos consumidores.

Mesmo com todos os recursos e pessoas capacitadas para exercer suas atividades na operação do sistema, podem ocorrer desligamentos por conta de adversidades da natureza, falhas em equipamentos, entre outros, que podem comprometer a operação em regime permanente nesses sistemas, impossibilitando a operação de alguns equipamentos, fazendo com que os operadores atuem com manobras nas suas instalações, para que este defeito atinja o mínimo de consumidores possíveis. Essas atitudes tomadas pelo operador variam de acordo com os tipos de arranjos das subestações conforme a importância da instalação para o sistema.

Considerados o objeto de estudo deste trabalho, a confiabilidade e segurança na operação do sistema elétrico, são derivados de investimentos financeiros para aquisição de equipamentos, tecnologias e projetos dos diferentes tipos de arranjos utilizados em subestação

de energia elétrica de alta tensão. Conforme João Mamede, confiabilidade é a característica de um equipamento ou conjunto elementos, cumprir com segurança e exatidão as funções que lhes foram confiadas.

Para análise de confiabilidade e viabilidade foram utilizado métodos de possíveis manobras a serem realizadas em variadas situações de desligamentos totais de subestações em que possa haver falta de alimentação em corrente alternada, em equipamentos como em disjuntores e chaves seccionadoras, ocasionando em dificuldade de recompor a instalação sendo necessário atuação do operador para realizar comandos locais nos equipamentos para normalizar a operação da instalação, e com isso propor uma modernização nesses sistemas para que não ocorra mais esta falta de alimentação.

Este trabalho visa propor um estudo de confiabilidade e viabilidade para modernizar estas subestações em que há alimentação dos circuitos de comando e força, de disjuntos, chaves seccionadoras e outros equipamentos, em corrente alternada. Substituindo essa alimentação por corrente contínua, pois será uma fonte mais confiável, que em caso de perda total do CA da subestação, ficaria ainda alimento pela fonte CC dos bancos de bateria, que assumiriam a carga destes equipamentos, assim, possibilitando uma recomposição do sistema com mais segurança e agilidade.

1.1 OBJETIVO GERAL

Desenvolver um estudo de confiabilidade e viabilidade para modernização, de subestações que utilizam alimentação de equipamentos de pátio em corrente alternada, para substituir por alimentação em corrente contínua.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Dentro os principais objetivos, pode-se destacar os seguintes objetos de estudo deste trabalho, conforme abaixo:

- Analisar e comparar a confiabilidade e viabilidade destes sistemas;
- Demonstrar possíveis manobras em caso de desligamentos totais e tempos estimados para recompor por telecomando e por comando local;
- Estabelecer melhor custo-benefício entre a melhor aplicação dos tipos de sistemas.

1.3 JUSTIFICATIVA

Baseada na evolução da complexidade dos sistemas elétricos de potência e também da maior exigência dos clientes quanto a interrupções e qualidade de energia, o seguinte estudo visa avaliar a confiabilidade e viabilidade para substituição da alimentação de acionamentos de chaves seccionadoras e disjuntores de corrente alternada para corrente contínua.

Para a condição analisada, esta alteração aumenta a confiabilidade, em caso de um desligamento total, caso houver a perda de todas as fontes de corrente alternada da subestação, sendo necessário o operador realizar comando local diretamente no equipamento, com a alimentação em corrente contínua mesmo com a perda de todas as fontes de corrente alternada seria possível ainda realizar telecomandos, pois os bancos de baterias suportariam essas cargas por determinado tempo, conforme especificação dos bancos.

1.4 METODOLOGIA

O estudo para este trabalho será baseado em uma pesquisa qualitativa, onde o método de pesquisa que será utilizado é o estudo de caso, visando a melhor confiabilidade e segurança operacional aliado ao melhor custo-benefício.

Foi realizado inicialmente um levantamento de bibliografias que serão utilizadas para o desenvolvimento deste estudo de caso. Concluído o levantamento de bibliografias será realizado o estudo do sobre a aplicação de motores CC em equipamentos de manobras de alta tensão, em seguida foi avaliado os pontos positivos e negativos desta aplicação, para assim, aplica-los estudo de confiabilidade e segurança operacional.

2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 HISTÓRICO

No Brasil, a eletricidade surgiu somente na segunda metade do século XIX, durante o período imperial, por iniciativa do imperador D. Pedro II. O imperador convidou Thomas Alva Edson a introduzir os aparelhos e processos de sua invenção em nosso país. Deste então foi observada que a energia elétrica é um grande contribuinte para o desenvolvimento econômico para o Brasil e para o mundo (Camargo, 2005).

A eletricidade teve suas primeiras aplicações na segunda metade do século XIX, tendo sido implementada em transportes, iluminação pública e indústrias. Participaram desta organização inicial pequenas empresas privadas e empresas governamentais que se destacavam em suas localidades no cenário nacional. Nos primeiros anos do século XX, a produção de energia elétrica começou a aumentar, possibilitando maior consumo urbano e industrial (Lorenzo, 2002).

Em 1920, ao mesmo tempo em que as concessionárias estrangeiras adquiriam maior parte das empresas privadas nacionais, também houve um grande avanço técnico na produção de energia elétrica. A Usina de Cubatão foi a primeira usina construída com técnicas avançadas aplicadas a construção de barragens, sendo a responsável pela construção a empresa The São Paulo Light and Power, que também permitiu com que ampliasse a distribuição de energia elétrica, liberando o consumo nas proximidades da fonte, sendo este um grande vetor para o desenvolvimento urbano e industrial (Lorenzo, 2002).

O desenvolvimento da economia cafeeira no Estado de São Paulo, no período de 1880 até 1930, foi essencial para o nascimento e consolidação da energia elétrica no Brasil. O avanço da produção de café dava origem a um grandioso conjunto de atividades que eram necessárias para o sucesso desta produção, tais como, ferrovias, expansão urbana, atividades comerciais e de serviços. Com isso a eletrificação se ampliava e cada vez mais o país caminhava rumo o desenvolvimento (Lorenzo, 2002).

Os sistemas elétricos de maior porte foram instalados em torno das cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, por concessionárias como Brazilian Traction e Light and Power, que foram os principais responsáveis pelo suprimento e distribuição de energia elétrica por estas duas cidades e diversas localidades vizinhas, a American Share Foreign Power

Company – Amforp, filial da americana Bond and Share, controlava a geração de distribuição do interior de São Paulo, Porto Alegre, Pelotas, Salvador, Recife, Natal, Vitória e interior do estado do Rio de Janeiro (Gomes, 2010).

No final da década de 1930, todos os benefícios da eletricidade marcavam a vida das pessoas que muitos de seus aspectos relevantes, como fixação de preços, condições das concessões de serviços públicos e controle de lucro das empresas, passaram a ser objetos de debates e críticas da imprensa. Com isso, a defesa de intervenção do governo começa a surgir, após um artigo que argumentava que o elevado preço da eletricidade era devido as condições que regulavam as concessões desde os princípios, pois não haviam bases para a fixação do preço e sua exploração comercial, estabelecidas nos contratos de concessão que não incorporavam ganhos decorrentes do progresso técnico e do adensamento da carga (Camargo, 2005).

Nos Estados Unidos e na Europa, essas questões haviam sido solucionadas com a implantação de regulamentação dos serviços, baseado no capital investido, rendimento, amortização, despesas e no princípio da reversão. No Brasil, por não haver um controle sobre estas empresas em geral, essas concessionárias obtinham lucros espetaculares, até meados do ano 1934, onde foi criado o Código de Águas, a situação do setor começou a se alterar (Lorenzo, 2002).

O Código das Águas constitui um dos principais marcos para o Setor Elétrico Brasileiro, pois foi onde começou a se regulamentar sobre a propriedade da água e sua utilização, dispor sobre autorização e concessões para exploração de serviços de energia elétrica e, inclusive sobre a determinação das tarifas destes serviços públicos, o Código das Águas trouxe alterações fundamentais quanto ao aproveitamento de recursos hídricos (Camargo, 2005).

Em 1960, foi criado, o Ministério de Minas e Energia – MME, seguido da constituição das Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás que foi constituída em 1962 e instituída por meio de uma lei, a frequência de 60 Hz como padrão nacional no ano de 1964. A injeção de capital estatal juntamente com a interligação subsistemas do sistema elétrico que otimizou o aproveitamento dos recursos hídricos, deu um novo folego a indústria do setor elétrico (Lorenzo, 2002).

No entanto, a indústria de energia elétrica continuou sua trajetória estatizante, num ritmo de crescimento que veio a se tornar muito abaixo do esperado, até o

ano de 1988 que foi criada a Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVISE, e após o Programa Nacional de Desestatização – PND, em meados de 1990 (Gomes, 2010).

Após isto, foi então eleito presidente da república Fernando Henrique Cardoso, que deu prosseguimento ao programa de privatização e proporcionou uma grande abertura no setor elétrico brasileiro, criando a mercado livre de energia. Criou também o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional – SIN e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, agente regulamentador e fiscalizador do setor elétrico, concebido para tornar possível a articulação do mercado de maneira a atrair os investimentos necessários para a recuperação do setor elétrico, em especial a geração de energia elétrica (Gomes, 2010).

Mesmo com o mercado mais liberal, não surgiram novos investimentos conforme o esperado, ao invés disso, as empresas recém privatizadas estavam com alto grau de endividamento. Aliado a falta de investimentos, a ausência de chuvas, fez os brasileiros reviverem uma situação que já havia sido esquecida por muitos, que agora no ano de 2001, atingiu quatro das cinco regiões que compõem a federação, levando assim a uma crise no estado (Lorenzo, 2002).

As concessionárias de energia sofreram com o racionamento, pois, houve uma mudança no perfil da demanda de energia dos seus consumidores. Isto afetou as projeções de fluxo de caixa das mesmas, dado que esta mudança não se regularizou, comprometendo a política de investimentos no setor. Um exemplo são as indústrias se tornando autossuficientes para combater o preço da tarifa (Gomes, 2010).

Com isso, algumas medidas foram tomadas buscando o reequilíbrio do elétrico. O MME, junto com administradores, busca solução de cunho micro e macroeconômico para diminuir o passivo das empresas e estimular novos investimentos (Lorenzo, 2002).

2.2 INTEGRAÇÕES DE NOVAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

A necessidade de estruturação de um processo de integração de instalações de transmissão a rede básica surge a partir do elevado índice de complexidade do sistema elétrico, por conta do aumento da rede física e do número de agentes atuantes no setor elétrico brasileiro. A criação dos Procedimentos de Rede possibilitou o estabelecimento de padrões e requisitos que devem ser cumpridos pelos agentes na construção e operação da instalação,

também formalizou do processo de integração de novas subestações (Gomes, 2010).

O processo de integração busca assegurar que as novas instalações estejam em total acordo com os procedimentos de rede, desta forma, garantindo segurança para a operação do sistema e para as instalações dos agentes, além de estabelecer as fases de operação em teste e operação integrada, sendo esta última fase o momento em que o agente passa a ter direito à Receita Anual Permitida (RAP) (Gomes, 2010).

A reestruturação desse processo foi necessária para fornecer ao agente uma orientação única sobre as exigências e prazos a serem cumpridos e também quanto as exigências dos procedimentos de rede a serem atendidos pela entrada em operação. Para isto, foi implantada uma rotina operacional, que visa estabelecer os critérios e as atividades de responsabilidade dos agentes do ONS para a emissão dos termos de liberação (Camargo, 2005).

A ausência de uma regulamentação para o processo de integração de novas instalações, foi a maior dificuldade enfrentada pelo operador até o momento da implantação da rotina operacional. Com a implantação da rotina os agentes passaram a ter um conhecimento maior sobre as etapas e requisitos necessários para a integração, possibilitando o ONS a executar o processo com maior eficiência e eficácia (Gomes, 2010).

O processo de integração inicia-se após a conclusão da fase de estudos para a indicação de ampliações e reforços. Para a integração de uma instalação no SIN, existe uma fase inicial de responsabilidade do agente que seria, a concepção e o projeto do empreendimento, assim como a obtenção das autorizações necessárias, junto as agências governamentais e agência reguladora. Este contrato se inicia após a assinar o contrato de concessão ou após emissão de Resolução Autorizada pela agência regulamentadora (Lorenzo, 2002).

Para os novos empreendimentos de transmissão a serem conectados na rede básicas que são objetos de licitações realizadas pela ANEEL, o ONS participa como proposição a ANEEL de requisitos técnicos para novas instalações, visando garantir que estejam de acordo com os procedimentos de rede (Gomes, 2010).

O processo de integração se encerra após a conclusão dos trabalhos pelo agente e após a liberação do ONS para a operação da instalação integrada ao SIN.

2.3 REQUISITOS MÍNIMOS PARA NOVAS INSTALAÇÕES

No âmbito dos requisitos mínimos para novas instalações da rede básica, os procedimentos de rede estabelecem as características funcionais das subestações, quanto a equipamentos e topologias de barramentos, baseados nos aspectos de segurança, flexibilidade operacional e confiabilidade, de acordo com o grau de importância da subestação do ponto de vista sistêmico (ONS, 2011).

Conforme o ONS (2011), o atendimento a esses requisitos mínimos por parte das instalações integrantes da rede básica deve ocorrer já na etapa de concepção dessas instalações, quando são estabelecidas as características básicas dos equipamentos, em conformidade com o processo de integração de instalações de transmissão.

Os requisitos mínimos para novas instalações, abrangem características, como: arranjos de barramentos, aterramento, unidades transformadoras de potência, disjuntores, chaves seccionadoras entre outros (ONS, 2011).

Neste trabalho, como o foco é em aplicação em equipamentos de manobras, será abordado somente os requisitos mínimos para arranjos de barramentos, disjuntores, chaves seccionadoras e serviços auxiliares CA e CC.

2.3.1 Topologia de Barramentos

Os requisitos mínimos para configuração de barramento, podem ser estabelecidos na fase final, prevista no seu planejamento de expansão. Para a fase inicial, de subestações, podem ser propostas configurações variantes que podem ser aceitas, desde que permitam evoluir para os requisitos conforme os procedimentos de rede. Por exemplo, adoção inicial de uma configuração de barras em anel simples, que pode evoluir para uma configuração do tipo disjuntor e meio na fase final (Rocha, 2001).

No item 3.1, que fala sobre os tipos de barramentos de subestações, será detalhado todas as configurações.

Podem também serem utilizadas configurações de barras alternativas, desde que comprovadas, através de estudos, que demonstre um desempenho igual ou superior as sugeridas nos procedimentos de redes, que são disjuntor e meio para tensões entre 345 e 765 kV e barra dupla a quatro chaves as instalações com classe de tensões de 230 e 138 kV (Rocha, 2001).

Os requisitos têm sua maior aplicação em novas instalações que irão se conectar a Rede Básica. Para subestações que já existem os requisitos mínimos não se aplicam diretamente, somente são monitorados os desempenhos destas subestações com o objetivo de identificar as diferenças entre o já existe e os padrões dos procedimentos de rede (ONS, 2011).

Conceituar e analisar os fatores que serão necessários na definição e comparação de configuração de barramentos de subestação, é uma tarefa complexa. Normalmente os fatores são difíceis de serem quantificados com precisão, sendo necessária uma avaliação parcialmente subjetiva. Neste sentido, são fatores que são analisados para realizar a definição da configuração de barramentos de uma instalação: confiabilidade, disponibilidade, flexibilidade, segurança, evolução da configuração e manutenibilidade (Rocha, 2001).

2.3.2 Confiabilidade

A confiabilidade de uma instalação ligada ao sistema elétrico de potência, pode ser definida como a capacidade desta instalação cumprir satisfatoriamente suas funções durante sua vida útil, onde passa, normalmente por um período anual, por uma análise a partir de índices de desempenhos dos componentes (disjuntores, chaves, transformadores de potência, transformadores de potencial e corrente, para-raios, sistema de proteção, etc.). A fundamentação é desenvolvida através de um ciclo médio do processo opera-falha-repara, onde são definidos os tempos médios e taxas de falha e o reparo de cada equipamento e pôr fim os índices de disponibilidade e indisponibilidade (Gomes, 2010).

2.3.2.1 Flexibilidade Operativa

A flexibilidade operativa pode ser vista de duas formas distintas, mas com características correlacionadas, sendo elas: as características que constituem a flexibilidade intrínseca da subestação e as características de flexibilidade do sistema a qual está conectada (Gomes, 2010).

2.3.2.1.1 *Características Intrínsecas*

São algumas características intrínsecas de uma subestação que definem sua flexibilidade operativa, conforme abaixo:

- a) Condição de se isolar de qualquer elemento, após falhas intempestivas ou manutenções programadas, sem perda de outros elementos externos;
- b) Colocar e tirar equipamentos que são frequentemente manobrados para atender condições impostas pelo sistema, como reatores shunt, banco de capacitores, etc.;
- c) Facilidade no reestabelecimento em caso de desligamentos com rejeições ou alívios de carga.

2.3.2.1.2 *Características do Sistema*

São algumas características do sistema que a subestação está conectada que definem sua flexibilidade operativa, conforme abaixo:

- a) Reduzir ao máximo em tempo e alcance a repercussão de falhas, ou seja, uma falha em uma subestação não venha a afetar outras subestações adjacentes, para isto contribuem para minimização da falha, os sistemas de proteção e as configurações de barramentos;
- b) Possibilidade de operar a subestação, permanente ou não, de forma segregada visando a segurança do sistema.

2.3.2.2 *Segurança Operacional*

A segurança operativa ou operacional, está fortemente ligada ao nível de desempenho da rede perante as condições de falto sob duas situações operativas: disjuntor em manutenção e com falha na abertura. Com isso pode-se afirmar que a importância da subestação, diante do desempenho da rede, está diretamente ligada aos requisitos mínimos dos procedimentos de rede, quanto a configuração de barramentos (Gomes, 2010).

Alguns procedimentos operativos são diretamente ligados a segurança e flexibilidade intrínsecas da subestação, como:

- a) Ações de isolamento de equipamentos que exijam muitas manobras em chaves seccionadoras, contribuem de forma negativa para a segurança da subestação;
- b) Configurações de barras que exigem esquemas de controle e proteção simples, contribuem para a segurança;
- c) Padronização de configurações de barras é um fator importante na redução de erros operativos.

2.3.2.3 Evolução da Configuração

Conforme Rocha (2001), o contínuo processo de expansão é uma das marcas do sistema elétrico brasileiro, tanto no passado como se antevê para o futuro, tendo um impacto particular nas subestações, qual seja: é raro uma subestação na sua primeira etapa atinja já sua configuração plena. O mais frequente é ocorrer um processo de sucessivas ampliações ao longo dos anos.

2.3.2.4 Manutenibilidade

Conforme Rocha (2001), a manutenibilidade é a característica, expressa como sendo a probabilidade que um elemento será mantido ou retornado a uma condição especificada em um período de tempo determinado (tempo de indisponibilidade), quando a sua manutenção for executada de acordo com os procedimentos e recurso previstos. Pode-se inferir então que a manutenibilidade se vincula a tempos de indisponibilidade.

2.3.3 Disjuntores conectados à Rede Básica

Os disjuntores conectados à Rede Básica, devem ser escolhidos a partir dos requisitos mínimos estabelecidos nos procedimentos de rede do ONS, abaixo serão citadas estas características, que estão nos procedimentos de rede:

- a) Os disjuntores devem ter tempos máximos de interrupção de 2 ciclos para tensões de 800, 550, 460 e 362 kV e 3 ciclos para as tensões de 242 kV de 60 Hz;

b) Os disjuntores devem ser capazes de efetuar, em função das características específicas de cada aplicação e dos requisitos sistêmicos, as seguintes operações:

- Abertura de linhas em vazio com sobretensão de pré-manobra à frequência de 60 Hz;
- Abertura de banco de capacitores: os disjuntores devem ser do tipo de “baixíssima probabilidade de reacendimento de arco” conforme designação da norma NBR IEC 62271- 100;
- Abertura de pequenas correntes indutivas, tal como na manobra de reatores em derivação, sem provocar reignições, reacendimentos, sobretensões inadmissíveis ou transitórios de frequência elevada que possam colocar em risco os equipamentos da subestação;
- Abertura em oposição de fases;
- Abertura de defeito trifásico não envolvendo terra, no barramento ou na saída de linha;
- Abertura de defeito quilométrico;
- Abertura da corrente de curto-circuito com a relação X/R do ponto do sistema onde será aplicado;

c) Os disjuntores das unidades transformadoras e dos bancos de capacitores em derivação deverão, caso necessário, ser dotados de elementos ou sistemas que limitem os transitórios de energização das mesmas, com o intuito de não causar sobretensões, subtensões ou sobrecorrentes que afetem o desempenho da rede ou causem o funcionamento indevido dos sistemas de proteção e controle;

d) Para o dimensionamento dos disjuntores das conexões, deve ser considerada qualquer falha ou indisponibilidade de disjuntor pertencente à subestação que redunde em manobra de outro equipamento ou de LT;

e) Para o dimensionamento dos disjuntores das conexões deve ser considerada qualquer falha ou indisponibilidade de disjuntor pertencente a subestações adjacentes que redunde em manobra em conjunto com o(s) equipamento(s) /LT a elas conectadas;

- f) Os disjuntores das conexões dos enrolamentos secundários das unidades transformadoras de potência devem ser adequados para abertura de defeito trifásico no barramento que não envolva terra.

2.3.4 Chaves Seccionadoras, Laminas de Terra e Chaves de Aterramento

As chaves seccionadoras, laminas de terra e chaves de aterramento conectados à Rede Básica, devem ser escolhidos a partir dos requisitos mínimos estabelecidos nos procedimentos de rede do ONS, abaixo serão citadas estas características, que estão nos procedimentos de rede:

- a) Devem permitir manobras de fechamento e abertura de seccionadores e seccionadores de aterramento, considerando eventuais tensões induzidas ressonantes de linhas de transmissão em paralelo, operando na condição normal com carregamento máximo ou sob defeito monofásico;
- b) Estes equipamentos deverão atender aos requisitos das normas IEC aplicáveis e serem capazes de efetuar as manobras;
- c) As lâminas de terras e chaves de aterramento das LT devem ser dimensionadas para suportar, na abertura, os valores máximos de tensão e de corrente induzidas pelos acoplamentos eletrostático e eletromagnético, valores esses determinados nos estudos de manobra de chaves.

2.3.5 Requisitos para os serviços auxiliares de corrente contínua e de corrente alternada

Os serviços auxiliares de corrente alternada e corrente contínua de subestações conectados à Rede Básica, devem ser escolhidos a partir dos requisitos mínimos estabelecidos nos procedimentos de rede do ONS, abaixo serão citadas estas características, que estão nos procedimentos de rede:

2.3.5.1 Alimentação em corrente contínua para sistemas de proteção, supervisão e controle

- a) Os serviços auxiliares de corrente contínua (CC) para alimentação dos sistemas de proteção, controle e supervisão devem ter dois conjuntos de bancos de baterias com retificadores independentes, alimentando cargas

independentes, e cada conjunto deve ser dimensionado para suprir toda a carga prevista em regime contínuo;

- b) Os serviços auxiliares CC não podem, para o sistema de proteção, em nenhuma condição, prever o paralelismo entre os conjuntos formados por banco de baterias e retificador, ou seja, os circuitos e cargas de cada conjunto devem ser completamente independentes;
- c) Em caso de falta de alimentação de corrente alternada (CA), os bancos de baterias devem ter autonomia para realizar as manobras de recomposição da subestação. Cada conjunto bateria-retificador deve atender a toda a carga prevista para regime contínuo pelo período mínimo de 5 (cinco) horas;
- d) As unidades terminais remotas (UTR) ou unidades de aquisição e controle (UAC) dos sistemas de supervisão e controle devem ser equipadas com dupla alimentação CC, devendo ser alimentadas por circuitos independentes de cada um dos bancos de baterias;
- e) Na falta de uma das alimentações CC o automatismo de transferência se dará internamente sem que haja paralelismo dos bancos de baterias;
- f) Além disso, os serviços auxiliares CC devem atender aos critérios para alimentação dos sistemas de proteção estabelecidos e suprir os circuitos de iluminação de emergência das subestações atendidas por operadores;

2.3.5.2 Alimentação em corrente alternada

- a) Os serviços auxiliares CA devem ter duas fontes de alimentação, sendo uma fonte externa local e outra do terciário da transformação da subestação. Caso a subestação não tenha transformação, as duas fontes de alimentação devem ser externas de subestações distintas. Casos excepcionais deverão ser submetidos pela transmissora para análise e aprovação do ONS e da ANEEL;
- b) Em caso de falta de tensão na fonte de alimentação em operação, deve ser previsto um sistema para realizar a transferência automática das cargas para a outra fonte, que deve estar operando normalmente;
- c) Os serviços auxiliares CA devem ter – para casos de falta de tensão nas duas fontes de alimentação CA preferenciais – grupo motor-gerador com

partida automática e capacidade para alimentação das cargas essenciais da SE. Cargas essenciais são aquelas necessárias para iniciar o processo de recomposição da SE em caso de desligamento total ou parcial.

3 SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS

Uma subestação elétrica poder ser definida como um conjunto de equipamentos e sistemas específicos e interdependentes projetado para atender ao objetivo de servir ao sistema elétricos de potência, de forma mais confiável e econômica possível (Frontin, 2013).

Subestações são pontos de conexões que tem por objetivo conectar sistemas de diferentes estados, regiões ou até mesmo países, com isso, possibilitam o sistema ficar mais ramificado, fornecendo maior confiabilidade ao sistema e podendo estabelecer diversos caminhos para que a energia gerada nas usinas chegue até os centros consumidores (Marson, 2017).

Basicamente, a função das subestações desde a elevação e rebaixamento da tensão do sistema que realizará a transmissão desta energia, até o chaveamento, seccionamento e isolamento de equipamentos importantes para o sistema (Marson, 2017).

Conforme Gonçalves (2012, p. 25), “as subestações de alta tensão são classificadas em basicamente três tipos: subestação de distribuição, subestação seccionadora e subestação de transformação”.

Conceber, projetar, construir e implantar uma subestação é uma tarefa complexa que se distribui por diversas ramificações da área elétrica de e outras áreas como ambiental, civil e mecânica. Esse processo envolve a atuações de muitos profissionais que devem ser treinados e capacitados, para obter a excelência neste ativo de grande importância para o sistema elétrico de potência (Frontin, 2013).

Figura 3 – Subestação elétrica



Fonte: Site TBE (2018).

O processo de implantação de uma subestação é desenvolvido em várias etapas, sendo um processo bastante complexo. Uma nova subestação surge de estudos de planejamentos que analisam pontos fracos no sistema elétrico de determinadas regiões, assim, identificando a necessidade de uma nova subestação para atender aquela região, cidade ou planta industrial. Neste estudo também são definidas as principais características dos equipamentos de pátio, bem como equipamentos de proteção e controle (Frontin, 2013).

De acordo com Frontin (2013, p.80), estas definições devem estar em conformidade com os requisitos mínimos definidos em documentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e nos requisitos estabelecidos nos editais de licitação do empreendimento de transmissão elaborados pela ANEEL.

Na etapa de projeto de uma subestação, são definidos a configuração de barramento, o sistema de supervisão, controle, comando, proteção e telecomunicação, os serviços auxiliares, malhas de aterramento e infraestruturas gerais pertinentes a construção de subestação (Frontin, 2013).

Após o projeto concluído e os equipamentos adquiridos é iniciada a fase de construção e montagem da subestação. Em seguida, quando concluída a construção e montagem, iniciam-se o teste finais, realizando o comissionamento dos equipamentos, teste de comandos e todos os demais itens necessários para a instalação ser operada com excelência, bem como a elaboração dos documentos de operação e manutenção (Instruções de operação e manutenção) e posteriormente a instalação é liberada para a operação comercial (Frontin, 2013).

De acordo com Frontin (2013, p.81):

Uma vez iniciada a sua operação comercial, a subestação poderá sofrer ampliações ao longo do tempo, conectando novas linhas e/ou transformadores, além de outros equipamentos, realizará centenas de manobras para atender às necessidades do sistema e dela própria e operará por, no mínimo, 35 anos que é a sua vida útil econômica estimada. Neste período, haverá eventos programados (desligamentos ou não) para a execução de manutenções, ajustes e inspeções, além de ocorrências não previstas, como falhas em equipamentos e em sistemas específicos com exigências de reparos ou substituições.

Uma subestação deve proporcionar: (I) confiabilidade para o sistema elétrico, este requisito é avaliado principalmente através da configuração de barramento

escolhido para a instalação, (II) facilidades de futuras ampliações, segurança operacional e também para a sua manutenção, (III) equipamentos de pátio bem dimensionados para suportar as necessidades do sistema, (IV) sistema de supervisão, comando e proteção atuando corretamente de forma segura e eficaz (Frontin, 2013).

3.1 CONFIGURAÇÕES DE BARRAMENTOS

As configurações das subestações de energia são definidas de acordo com a quantidade e disposição de dois principais equipamentos de uma subestação, que são os disjuntores e as chave seccionadoras (Gonçalves, 2012).

Segundo Frontin (2013, p. 84):

A seleção criteriosa da configuração de barra da futura subestação é um fator essencial para o sistema elétrico. Ao longo da vida útil da subestação, o sistema no qual ela está inserida sofrerá as consequências desta escolha. Se a configuração de barra estiver aquém das necessidades do sistema, pode-se fragilizá-lo, se estiver além haverá investimentos ociosos. Portanto, a decisão sobre qual configuração de barra utilizar em uma dada subestação e a sua evolução ao longo do tempo é uma das tarefas mais importantes para a inserção de uma nova subestação no sistema elétrico.

Para a seleção da configuração dos barramentos de uma subestação, deve-se levar em consideração alguns fatores essenciais para a operação do sistema, como qualidade e economia. Os principais pontos a serem analisados quanto as configurações de barramentos são a confiabilidade, custo, simplicidade construtiva, flexibilidade operativa, facilidade de manutenção e facilidade de expansão (Gonçalves, 2012).

O custo está diretamente ligado com fator de escolha da configuração de barramentos, quanto maior o número de disjuntores e chaves seccionadoras, maior será a confiabilidade e flexibilidade operativa desta instalação, então, conforme a importância desta instalação para o sistema, o custo no investimento de uma configuração de barramentos mais confiável, se pagará ao decorrer dos anos de sua concessão (Gonçalves, 2012).

A configuração de barramentos são divididas em dos grandes grupos: (I) configuração com conectividade concentrada, neste grupo estão as configurações como barra simples e barra dupla com disjuntor simples, umas das principais características deste grupo é que as contingências simples externas são menos severas do que as contingências internas,

onde ocorrem perda de circuitos; (II) configuração com conectividade distribuída, neste grupos estão configurações de barramentos como anel simples e barra dupla com disjuntor e meio, a principal característica deste grupo é que as contingências simples externas ou internas, normalmente, não provocam perda de circuitos, porém contingências duplas podem provocar grandes perdas de circuitos e até mesmo ilhamentos elétricos no sistema (Frontin, 2013).

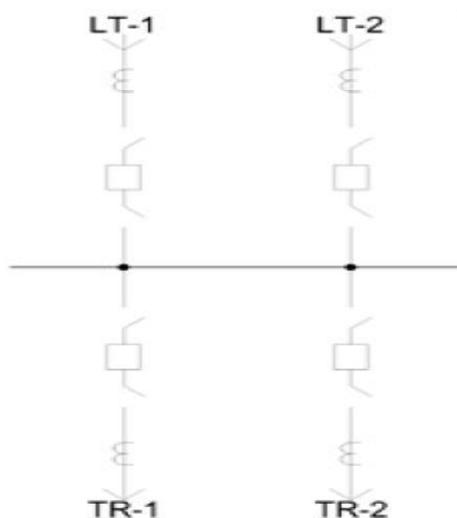
3.1.1 Barra simples

A configuração de barra simples é a mais básica entre as demais configurações, esta configuração normalmente é aplicada em subestações de pequeno porte, como nos setores de distribuição de energia ou indústrias de grande porte que necessitem terem subestação próprias para atendimento de suas demandas. São aplicadas em subestações cujo o desligamento total desta instalação não implique em perda de grandes blocos de carga, esse tipo de configuração é menos confiável pois em casa de uma falha na barra a subestação é desligada totalmente, impossibilitando de manter alguns dos circuitos conectados a ela ligado (Marson, 2017).

Esta configuração normalmente é aplicada unicamente nas classes de 69 à 145 kV, para atender as cargas conectadas a subtransmissão. Normalmente sistema atendidos por subestações com esta configuração são sistemas que possuem redundância, onde em caso de perda da subestação, não impacta no fornecimento de energia do mesmo (Marson,2017)

Na figura 4, mostra duas linhas de transmissão alimentando dois transformadores. Se o sistema for redundante, apenas falhas ou manutenção programadas envolvendo o barramento ou chaves seccionadoras torna a subestação indisponível (Frontin, 2013).

Figura 4 – Configuração Barra Simples



Fonte: Frontin (2013).

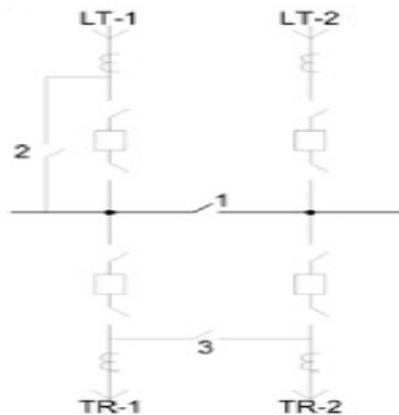
Esta configuração de barramento fornece uma segurança muito baixa, pois uma falha em seu barramento acarreta no desligamento total da subestação. Devido as características deste tipo de barramento, esta configuração não é recomendada para subestações que requerem alto nível de disponibilidade (Marson, 2017).

Quanto à manutenção deste tipo de configuração, requer a desernegação total da instalação para realização de manutenção, uma simples manutenção na chave seccionadora de barra, que fica entre o disjuntor e o barramento, seria necessário o desligamento da barra e por consequência a subestação seria desligada por completa. Essa configuração não é indicada para lugares com alto grau de poluição e poeira, pois exigem limpeza constantes, tendo em muitas delas ser realizados desligamentos para atendimento das condições de segurança (Marson, 2017).

Com relação a flexibilidade operacional, esta configuração não oferece flexibilidade, pois não é possível realizar divisão de cargas entre barramentos da SE (Frontin, 2013)

Conforme a figura 5, podemos ver que há algumas maneiras de aumentar a confiabilidade, flexibilidade e disponibilidade para manutenção, a forma mais simples é adicionar duas SC e uma SC em série com a barra de forma que divida o barramento em duas partes, possibilitando realizar manutenção em uma parte do barramento e o outro continue em operação normal (Marson, 2017).

Figura 5 – Configuração Barra Simples Seccionada



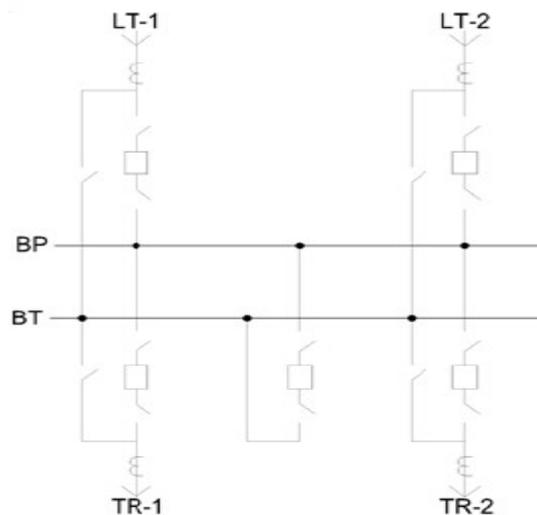
Fonte: Marson (2017)

3.1.2 Configuração barra principal e transferência

O arranjo Barra principal e Barra de transferência é uma atualização do barramento simples. Esta configuração é formada por duas barras, a barra principal é onde ficam conectados todos os circuitos da subestação em condições de operação normal, a barra de transferência fica sem nenhum circuito conectada podem estar desenergizada ou sendo energizada pelo bay de transferência que é formado por um DJ e três SC (Marson, 2017).

Esta configuração de barramento pode ser utilizada em subestações de média e alta tensão e alguns casos, no Brasil, pode se encontrar em subestações de extra-alta tensão (Frontin, 2013).

Figura 6 – Configuração Barra Principal + Barra de Transferência



Fonte: Frontin (2013).

Este arranjo tem seus bays, conjunto de equipamento por conectar uma LT ao barramento, constituído por um DJ e três SC, que são SC da barra principal, SC de By-pass e SC de saída de linha, a não o ser o bay interligador de barra que é constituído por um DJ e duas SC (Marson, 2019).

A principal vantagem deste arranjo é a possibilidade de retirar um DJ para realizar manutenção sem a necessidade de desenergizar o circuito a quem ele pertence, sendo assim, o circuito ainda ficará protegido pelo DJ de transferência (Marson, 2017).

Em um processo, sequência de manobras para realizar o bypass de um disjuntor, ocorre uma transferência da proteção que está em cima do disjuntor do bay para o disjuntor de transferência, esta transferência pode ser realizada de forma automática, através das unidades de controle que monitoram os estados das chaves e disjuntores e comutam automaticamente a proteção, ou pode acontecer de forma manual, realizada pelo operador através do seu supervisor, seletando o estado da proteção de acordo com a posição da sua chave de transferência. Uma vez que o sistema está sincronizado nesta barra, a tensão e frequência é praticamente a mesma para todos os seguimentos da barra. Assim, fecham-se as chaves do bay de transferência, em seguida energiza-se a barra auxiliar, fechando-se o disjuntor. Em seguida, fecha-se a chave de bypass do bay desejado, abre-se o disjuntor do bay e, em seguida, as suas chaves. O disjuntor estará então liberado para manutenção ou reparos, e o circuito passou a ser protegido pelo disjuntor de transferência (Frontin, 2013).

Embora esta configuração possua uma flexibilidade para a manutenção e reparos em DJ, a sua flexibilidade operativa ainda é limitada, pois com esta configuração somente é possível operar com apenas uma barra o que torna sua disponibilidade limitada para faltas na barra ou nas SC de barra. Outro quesito importante a se observar é que tanto o bay interligador de barras e a barra de transferência permanecem ociosos durante grandes períodos, pois só operam em caso de emergências ou manutenções que necessitem a transferência de barra de um circuito. A operação normal desta configuração é semelhante a configuração de barra simples, e a operação em contingência é similar a configuração barra dupla com DJ simples (Frontin, 2013).

Quanto ao quesito de disponibilidade para manutenção, uma das principais vantagens desta configuração em relação a configuração de barra simples é poder retirar uma dos DJ para manutenção sem ter a necessidade de desligar o circuito a quem ele pertence (Marson, 2017).

Para Marson (2017, p. 73),

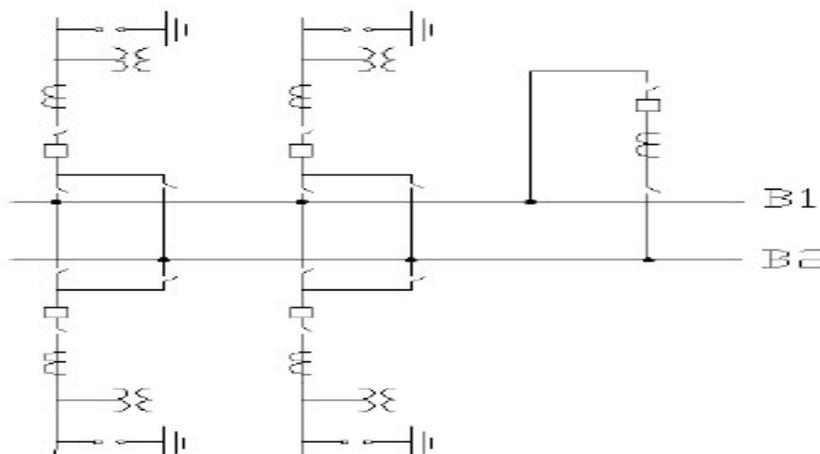
Entretanto, apesar da vantagem para manutenção dos disjuntores, para realizar a manutenção de uma seccionadora de barra é necessário desenergizar o barramento ao qual a seccionadora está conectada. Com as chaves de by-pass, pode-se manter os circuitos em operação ligados no barramento de transferência, porém esta configuração apresenta maiores riscos para os equipamentos e para o sistema, visto que se retira a proteção dos circuitos correspondentes (o disjuntor deve ser atravessado pelas chaves de by-pass dos bays de entrada de linha e de transformador). Em muitos casos, como nos sistemas de transmissão, este tipo de manobra e configuração, mesmo apenas em casos de manutenção, deve ser bloqueado na configuração de operação da subestação. Entretanto, caso se trate de uma indústria ou subestação rural de sistemas de distribuição, pode-se escolher operar desta forma para manter a subestação energizada mesmo com o barramento principal desligado. Para evitar maiores riscos aos equipamentos de pátio e ao transformador que se encontram nesta configuração anormal, são inseridos fusíveis ou religadores nas linhas de entrada e saída da subestação, que funcionam como proteção de retágua na ausência dos disjuntores.

Esta configuração foi projetada com o fim específico de ter a flexibilidade para realizar a manutenção em DJ, transferindo o circuito para a barra T, mas atualmente este quesito perdeu seu propósito, pois as SC requerem uma manutenção periódica com menor tempo que as manutenções necessárias de um DJ (Marson, 2017).

3.1.3 Configuração barra dupla com disjuntor simples a três chaves

Esta configuração é formada por dois barramentos que podem operar com as cargas divididas, os barramentos são conectados pelo bay do interligador de barras, estando o DJ interligador de barras fechados, o circuito pode ser conectado em qualquer uma das duas barras sendo selecionada pelas SC seletoras de barra, conforme podemos ver na figura 7 (Marson, 2017).

Figura 7 – Configuração Barra Dupla com disjuntor simples a três chaves



Fonte: Marson (2017).

Esta configuração também pode operar com todos os circuitos em somente uma barra, em caso de falha em um dos barramentos ou em um desligamento programado em uma das barras para ser realizada manutenções nas SC seletoras de barras. Este arranjo também permite operar com o DJ interligador de barras aberto, tornando os sistemas como se fosse constituído por duas barras simples, mas esse modo pode diminuir a confiabilidade da SE (Marson, 2017).

Por conta de não haver chaves de bypass nesta topologia de configuração de barras, a manutenção ou reparos em disjuntores retira de operação um circuito do sistema. Para sistemas marcadamente malhados e redundantes, este fato pode não ser relevante, caso o sistema consiga trabalhar com condição próxima de 'n-1'. Com isso, este tipo de configuração não perde sua configuração normal, pois não é possível efetuar o baypass, mantendo assim sua topologia original, minimizando os riscos para o sistema. Na maioria dos casos em que se utiliza a chave de baypass, a configuração normal é perdida, e com isso fragiliza o sistema (Frontin, 2013).

Por se tratar de uma configuração que opera com dois barramentos interligados, uma falta em uma SC seletora de barras ou em um dos barramentos não ocasiona em desligamento total da SE. Com esta configuração só haverá um desligamento total da SE em casa de falha em um barramento sucedida de falha no DJ do interligador de barras, desta forma todos os os DJ que contribuem com a falta serão abertos (Marson, 2017).

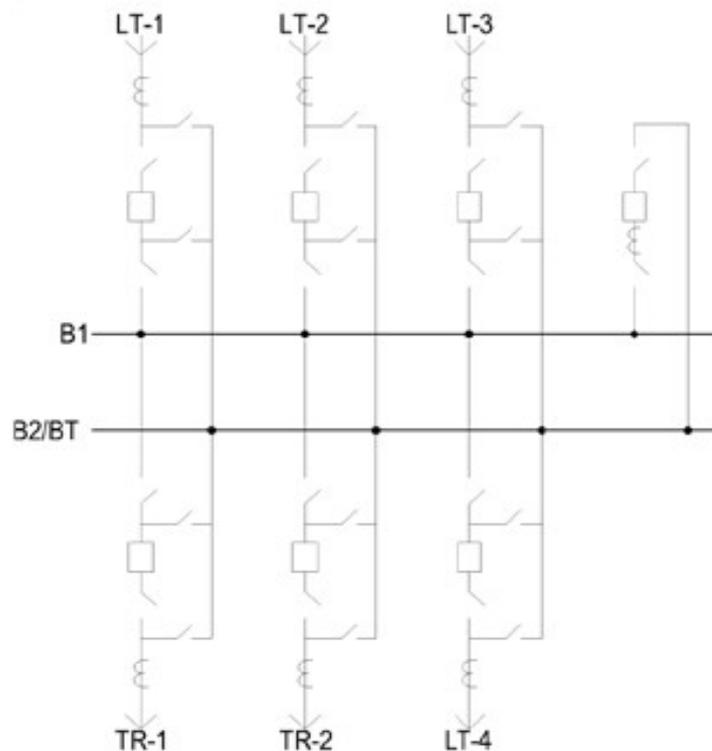
Como visto anteriormente, a subestação pode ser separada em duas partes, formando duas barras simples, com a abertura do DJ do interligador de barras. Com a isso a

flexibilidade operacional aumenta, tornando possível a orientação do fluxo de potência de formas diferente em cada um dos barramentos, além disso, após a separação de barras as chaves seletoras permitem decidir em qual barra o circuito irá operar. A divisão da subestação e seleção das barras em que o circuito irá operar pode ser realizada com a subestação totalmente energizada, desde que as SC possuam um dispositivo especial para a interrupção do arco elétrico, pois as chaves serão as responsáveis por interromper as correntes capacitivas, neste caso. (Marson, 2017).

3.1.4 Configuração barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves

Esta configuração é derivada da união das configurações de barramento principal e transferência e da configuração barra dupla a três chaves, pois ela possui duas barras podendo ser dividido os circuitos através das SC seletoras de barras e além disso possui uma SC de by-pass em paralelo com o DJ, conectando o circuito diretamente ao barramento, conforme a figura 8, que pode ser utilizado para realizar a transferência em caso de emergência ou manutenção do DJ (Marson, 2017).

Figura 8 – Configuração Barra Dupla com Disjuntor Simples a 4 Chaves



Fonte: Frontin (2013).

Esta configuração apresenta vantagens sobre as configurações de barra principal e transferência e a configuração barra dupla a três chaves, para manutenção de um disjuntor não é necessário realizar o desligamento do circuito, e para realizar o by-pass não se opera o circuito sem um DJ, a proteção após transferência é realizada pelo DJ interligador de barras.

Esta configuração, frequentemente empregada nas subestações no Brasil, principalmente em classes de tensão de 138 e 230 kV, otimiza os investimentos, de forma que apenas duas chaves por bay, operam normalmente abertas, sendo que o disjuntor de interligação de barramentos também pode fazer a função de transferência em caso de liberação de um disjuntor do bay.

Conforme Frontin (2013, p. 90), para subestações de pequeno/médio porte, em grande parte do tempo, a subestação operará na configuração normal. Durante aproximadamente 5% do tempo, a subestação poderá estar operando em configurações de emergência, onde somente uma barra poderá estar em operação, com isto aumentaria os riscos para o sistema.

Quanto à segurança o barramento duplo promove maior confiabilidade, pois em caso de uma falta em um dos barramentos não irá desligar a SE por completo, porém se houver uma falta no barramento ou na SC conectada a ela seguida de falha no DJ do interligador de barras deverá ocorrer o desligamento da SE por completa (Marson, 2017).

Esta configuração possui um nível mais alto de disponibilidade para realizar manutenção que as outras duas configurações anteriores, pois com o incremento de uma SC de by-pass é possível realizar a transferência do circuito sem que o mesmo sofra um desligamento com no caso da configuração barra dupla a 3 chaves (Marson, 2017).

A manutenção de uma SC de barramento, requer desligamento total de um dos barramentos, mas com a flexibilidade que esta configuração possui é possível transferir todos os circuitos para a barra que continuará energizada através de fechamento e abertura das devidas SC seletoras de barras, assim não sendo necessário desligar o circuito conecta a barra que irá ser desligada para manutenção (Marson, 2017).

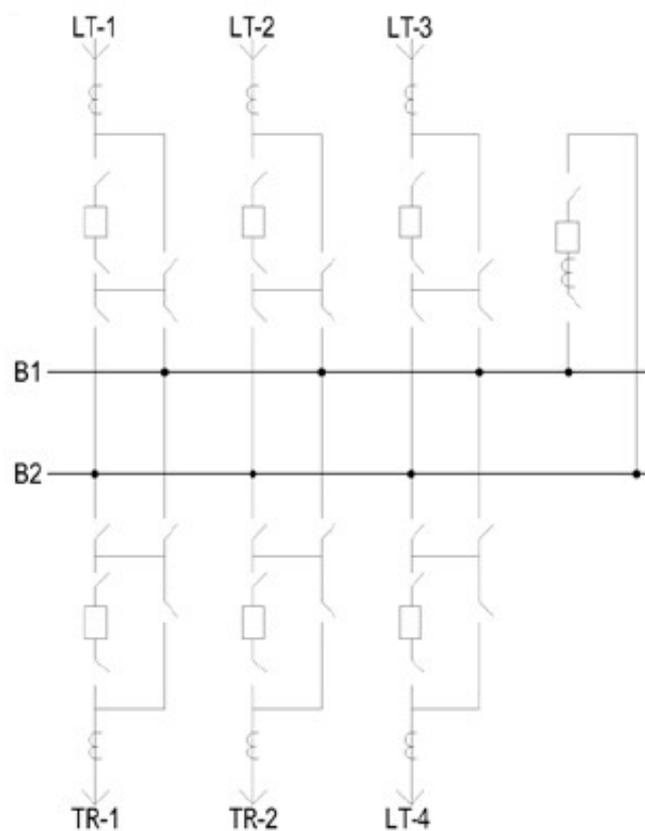
A flexibilidade deste arranjo possui uma boa flexibilidade operativa, facilidades de futuras expansões, pois é possível liberar temporariamente um barramento sem desligar nenhum circuito do sistema. Seu arranjo físico é de fácil visualização, com isso minimiza os riscos de acidentes (Frontin, 2013).

3.1.5 Configuração barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves

A configuração barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves é muito utilizada no Brasil nas classes de tensões entre 138kV e 345kV, é bem semelhante a configuração de barramento anterior possuindo apenas uma chave seccionadora a mais por bay, a seguir será exibido na figura 9 (Frontin, 2013).

Nesta configuração há o ligeiro aumento na flexibilidade operativa, já que não é definida previamente a barra que irá operar como barra de transferência, quando se realiza uma análise global do sistema, pode-se analisar que isto não se traduz necessariamente em uma vantagem.

Figura 9 – Configuração Barra Dupla Com Disjuntor Simples a Cinco Chaves



Fonte: Frontin (2013).

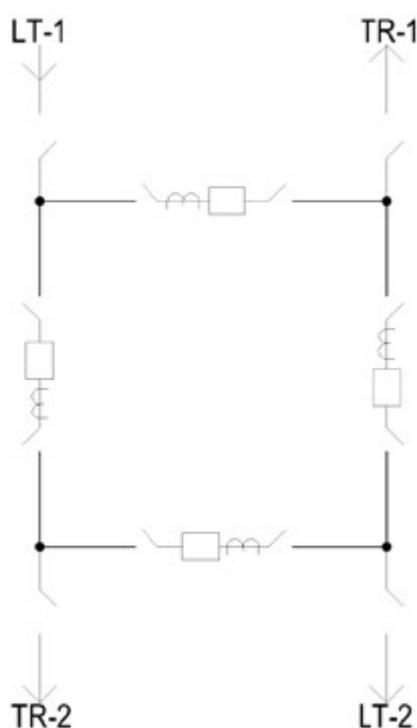
Com uma chave a menos como na configuração anterior, se utiliza menos intertravamentos entre os equipamentos de manobras, uma menor probabilidade de falha na subestação, e um custo final menor, pois o número de equipamentos e a área energizada são menores.

Em subestações que foram implantadas a configuração de barra dupla a cinco chaves é conveniente manter sua evolução na mesma configuração para efeito de padronização do projeto, das normas operativas, minimizando risco de acidentes ocasionados por manobras indevidas (Frontin, 2013).

3.1.6 Configuração em Anel Simples

Nesta configuração os elementos do sistema são conectados por meio de laços elétricos formados por equipamentos de manobras, conforme pode ser visto na figura 10. Esta configuração embora seja econômica e flexível, tem o inconveniente de expor o sistema elétrico devido a falha externa ao pátio em segundas contingências (Frontin, 2013).

Figura 10 – Configuração em Anel Simples



Fonte: Frontin (2013).

A operação desta configuração normalmente opera com todos os disjuntores na posição fechada e o fluxo de potência distribuídos entre os equipamentos, operando como se fosse um único nó (Marson, 2017).

Caso um dos disjuntores associados a LT-2 esteja isolado para reparos ou manutenção programada e ocorra uma falha na LT-1, haverá uma perda de configuração na

subestação. Isto também pode acontecer em caso se uma segunda contingência for de falha de disjuntor e atuação da proteção de retaguarda. São eventos de contingência dupla com menor probabilidade de acontecer. Assim para este tipo de configuração e também para a configuração de disjuntor e meio, sempre que o circuito for desligado e isolado por um longo período de tempo, a subestação deverá ser recomposta, fechando-se os disjuntores dos circuitos que estão fora, desta forma a um aumento de confiabilidade (Frontin, 2013).

É de grande importância que cada disjuntor e equipamento seja dimensionado de maneira a suportar todas as configurações de manobra possível, pois a configuração de anel simples se comporta como um nó, em caso de uma das linhas serem desligadas, outra pode assumir esta potência sendo necessário um dimensionamento bem estipulado (Marson, 2017).

Quanto à segurança operacional uma eventual falta em um dos circuitos ocasionará a abertura dos disjuntores adjacentes, ocasionando na abertura do anel. Assim, com a abertura dos dois disjuntores adjacentes, o restante da subestação se comportaria como a configuração de barra simples. Mesmo assim, uma falta não ocasionaria a perda de toda a subestação, apenas o alimentador onde ele se encontra (Marson, 2017).

A disponibilidade deste tipo de configuração, como a dois disjuntores para cada alimentador é possível realizar manutenção em um dos disjuntores sem que seja necessário retirar o alimentador de operação. Somente para a manutenção de uma seccionadora ocasionará no desligamento do alimentador que conecta nesta chave seccionadora (Marson, 2017).

Partes do barramento também podem ser desenergizadas, o alimentador também deverá ser desligado para que isso venha a acontecer, mas qualquer manutenção no barramento irá afetar na segurança operacional da instalação, pois será aberto o anel (Marson, 2017).

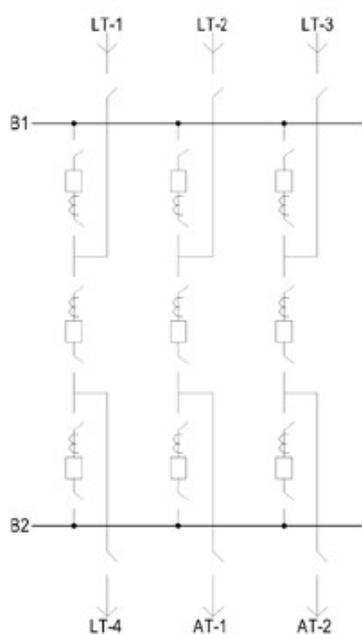
3.1.7 Configuração barra dupla com disjuntor e meio

Para determinadas subestações do sistema, onde a segurança é essencial pode-se adotar configurações de desempenho superior as demais configurações. Esta configuração é formada por dois barramentos conectados por três disjuntores em série, o disjuntor do meio é compartilhado com os dois circuitos. Normalmente esta configuração é utilizada em subestações que devem possuir elevado índice de disponibilidade e

confiabilidade para permitir a continuidade do serviço (Marson, 2017).

Esta configuração se torna estável com a existência de um segundo laço elétrico, como mostrado. Mesmo com a saída das duas barras de operação, em situações envolvendo contingências duplas, a perda da configuração leva a separação dos circuitos com as barras, com isso, acontece a perda de sincronismo nesta barra com o sistema, porém não afeta a continuidade do sistema (Frontin, 2013).

Figura 11 – Configuração Barra Dupla com Disjuntor e Meio



Fonte: Frontin (2013).

Esta é uma configuração utilizada normalmente em subestações acima de 345 kV do sistema elétrico brasileiro, possui uma boa flexibilidade operativa, facilidade para expansão, fácil identificação e visualização dos equipamentos de pátio de manobras devido ao seu arranjo físico adotado, equipamentos instalados entre barras. Mas, no entanto, em comparação com as outras configurações de barras, o seu custo final é muito mais elevado, pois para a conexão de seis circuitos, são necessários, nove disjuntores, nove conjuntos de TC's, e vinte e quatro chaves seccionadoras. Portanto, é necessário realizar um balanço entre a necessidade para o sistema e os investimentos para sua implantação (Frontin, 2013).

Ao se escolher esta configuração deve dimensionar disjuntores de maneira a suportar a corrente de carga de dois circuitos de entrada, como não a barra de transferência e quando este necessita retirar um disjuntor para manutenção, acaba sobrecarregando os demais. Nesta configuração para se desligar uma LT ou um transformador é necessário realizar a

abertura de dois disjuntores (Marson, 2017).

Conforme Marson (2017, p.84) quanto a segurança operacional,

Devido a sua configuração com dois barramentos e arranjada de uma forma que torna o disjuntor central compartilhado entre os dois circuitos (de entrada e saída) e mais um disjuntor para cada circuito de entrada (alimentador), uma falta primária não causará a queda de toda a subestação, mas apenas a saída de uma linha ou de um barramento sem a perda de nenhum alimentador. Se a falta for em um dos barramentos, pode-se abrir todos os disjuntores conectados a este barramento, isolando a falta sem que seja necessária a desenergização de nenhum circuito. Um caso de contingência dupla em que seja necessária o desligamento dos dois barramentos também não ocasiona saída de nenhum circuito, visto que os circuitos de entrada e saída de linha podem continuar conectados pelo disjuntor central. Entretanto, uma falta no disjuntor central ocasionará a saída dos dois circuitos a ele conectados, no caso, o circuito de linha e do transformador associados a este disjuntor. Uma falta primária quando a operação de um disjuntor falha irá ocasionar, na pior das hipóteses, na saída de um circuito adicional, mas nunca a saída de toda a subestação.

A disponibilidade desta configuração é mais alta pois há dois disjuntores para cada circuito, então pode-se realizar manutenção em um dos DJ sem que seja necessário retirar de operação o circuito a ele conectado (Marson, 2017).

Quanto à manutenção da chave seccionadora conectada a barra, é necessário realizar o desligamento do barramento, no entanto, mesmo com a saída do barramento a continuidade dos circuitos não é prejudicada pois ficaram ligados pelo DJ do meio, responsável pela interligação dos circuitos. Outra vantagem com essa configuração é a possibilidade de se retirar os dois barramentos de operação ao mesmo tempo, sem que seja necessário desligar qualquer circuito, embora com essa configuração, uma falta em um dos circuitos desligará o outro circuito conectado a mesmo disjuntor (Marson, 2017).

3.2 EQUIPAMENTOS DE MANOBRAS ALTA TENSÃO

3.2.1 Disjuntores

Os disjuntores são os principais equipamentos utilizados para interrupção de corrente de carga em uma subestação, são os dispositivos mais eficientes relacionados a manobras em redes elétricas. Os disjuntores são utilizados para realizar o controle de circuitos, desligando e ligando, em condições normais ou em condições de extremo estresse para o equipamento (Muzy, 2012).

Os disjuntores têm como principal função interromper correntes de curto-circuito em curtos intervalos de tempo, sendo essas uma das tarefas mais complexas confiadas a equipamentos utilizados no sistema de potência. Ao mesmo tempo, devem ser capazes de interromper e conduzir correntes de falta, estabelecer e interromper correntes de magnitudes muito menor e de isolar circuitos e partes do sistema quando na posição aberta. Devido a necessidade de executar todas essas tarefas, os disjuntores estão entre os equipamentos de maior complexidade aplicados aos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia (Frontin, 2013).

Os DJ devem sempre ser instalados acompanhados de relés de proteção que são os responsáveis por detectar as faltas e enviar os comandos para abertura do DJ. O DJ sem o seu respectivo relé torna-se apenas um dispositivo utilizado para manobra, sem qualquer capacidade de proteção (Muzy, 2012).

Além das correntes de carga e correntes de falta, os DJ devem ser capazes de interromper correntes de magnetização de transformadores e reatores, e correntes puramente capacitivas originadas dos bancos de capacitores e linhas de transmissão ligadas a vazio (Marson, 2017).

Os disjuntores devem ser capazes de realizar o fechamento não só durante a operação normal do sistema, mas também fechar sobre faltas, sem que o equipamento seja danificado (Frontin, 2013).

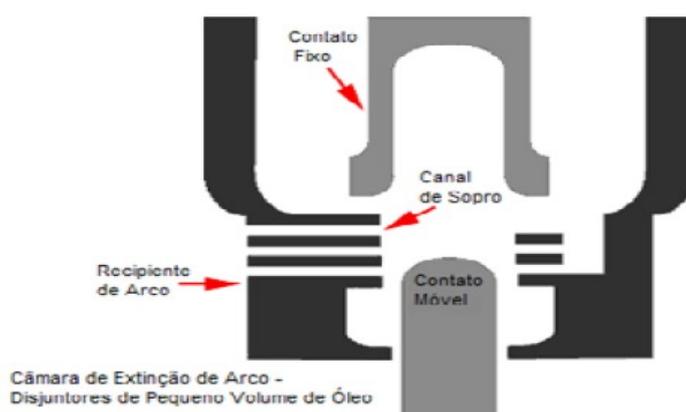
3.2.1.1 Tipos de disjuntores

3.2.1.1.1 Disjuntores a óleo

Os DJ a óleo são divididos em dois tipos: de grande volume de óleo e de pequeno volume de óleo. Os DJ a grande volume de óleo de menor capacidade, as fases ficam imersas por óleo em um único recipiente, que é utilizado para interrupção de correntes e isolamento entre fases, disjuntores com alta capacidade o encapsulamento é feito de forma monofásica, aumentando a segurança e confiabilidade do equipamento. Nos DJ de pequeno volume de óleo, o equipamento é projetado com uma câmara de extinção onde é aplicado um fluxo forçado de óleo sobre o arco elétrico, diminuindo drasticamente a quantidade de óleo utilizada no equipamento. A principal vantagem do DJ de grande volume de óleo sobre os DJ de pequeno volume de óleo é a capacidade de ruptura em condições extremas (Muzy, 2012).

O princípio de extinção do arco elétrico é baseado na decomposição das moléculas de óleo pela energia do arco elétrico, resultando na produção de hidrogênio, que desempenha duas funções: a primeira causa um efeito refrigerante e a segunda é que causa aumento da pressão em torno do arco elétrico (Frontin, 2013).

Figura 12 – Câmara de extinção de arco elétrico de um disjuntor isolado a óleo



Fonte: Frontin (2013)

Conforme Mamede (2005, p. 589):

Quando na separação dos contatos, há a formação de um arco entre eles, logo circundado pelo óleo existente na região dos polos. Como o arco elétrico apresenta uma temperatura excessivamente elevada, as primeiras camadas de óleo que tocam o arco são decompostas e gaseificadas,

resultando na liberação de certa quantidade de gases, compostos na sua maioria por hidrogênio, associado a uma percentagem de acetileno e metano. A tendência dos gases é elevar-se para a superfície do óleo; nessa trajetória leva consigo o próprio arco, que se alonga e resfria ainda nas imediações dos contatos, extinguindo-se, em geral, logo na primeira passagem da corrente pelo zero natural. O hidrogênio, por apresentar uma condutividade térmica muito elevada, favorece o resfriamento do arco, retirando-lhe calor. No entanto, quando a corrente a ser interrompida é muito grande para a capacidade nominal do disjuntor, o arco se forma de maneira intensa, fazendo com que o mecanismo de abertura do disjuntor, associado aos efeitos de resfriamento e alongamento do arco, seja insuficiente para extingui-lo, ocasionando a explosão do equipamento.

A principal desvantagem desses DJ, em especial ao de pequeno volume de óleo, é a existência de uma zona de atuação durante a abertura sobre correntes baixíssimas, pois a quantidade de gás liberada pela decomposição óleo é menor, com isso, prolongava o tempo de duração do arco elétrico, onde há o risco de explosão do equipamento. Outra deficiência é quanto a interrupção de correntes capacitivas, nessas condições há a propensão de reacendimento do arco durante a interrupção, pois a tensão atinge valores de picos muito elevados (Frontin, 2013).

3.2.1.1.2 Disjuntores a ar comprimido

Nestes disjuntores, a extinção do arco elétrico é realizada através da admissão nas câmaras de ar comprimido, resultando em sopro sobre a região dos contatos do DJ, resultando no resfriamento do arco elétrica e compressão da câmara de ar (Rabito, 2011).

Esses DJ utilização um princípio bem simples para a extinção do arco elétrico, através de um sopro sobre a região é criado um fluxo de ar sobre o arco, com isso a região é resfriada e ao mesmo tempo expulsa as partículas de gás ionizado, assim extinguindo o arco elétrico (Muzy, 2012).

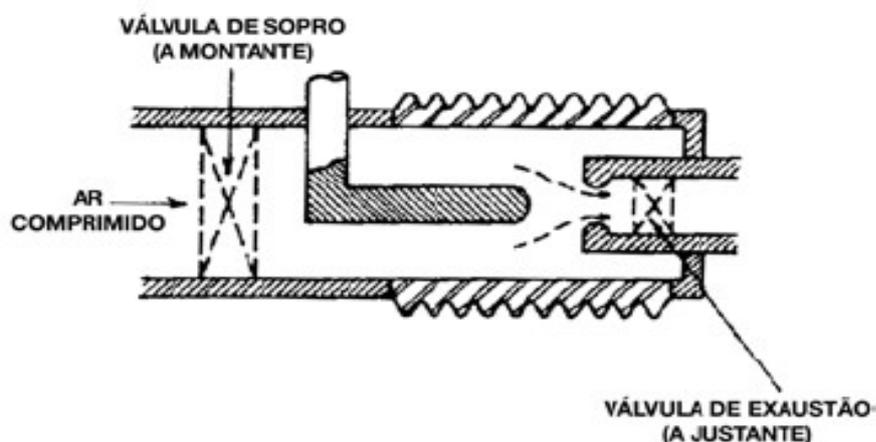
Conforme Muzy (2012, p. 44)

Esse sopro é realizado através das câmaras de ar comprimido, armazenadas num reservatório pressurizado, que sopram sobre a região entre os contatos, determinando o resfriamento do arco e sua compressão. A reignição do arco em seguida à ocorrência de um zero de corrente é prevenida pela exaustão

dos produtos ionizados do arco da região entre os contatos pelo sopro de ar comprimido. A intensidade e a rapidez do sopro de ar garantem o sucesso dos disjuntores nas corridas energéticas (liberação x absorção de energia) e dielétrica (tensão de restabelecimento x suportabilidade dielétrica). O sopro de ar renova o dielétrico e ajuda a diminuir a temperatura na região do arco. O aumento da densidade do ar melhora a sua rigidez dielétrica e a sua capacidade térmica, nestas condições a dissipação de calor e a recombinação de elétrons e íons se realizam mais rapidamente (a constante de tempo de desionização o menor). A desionização tão forte que o arco se extingue logo que passa pelo zero de corrente.

Os DJ a ar comprimido são indicados em ocasiões em que seja necessária uma alta capacidade de interrupção, pois este DJ possui alta velocidade de interrupção, grande intensidade do sopro e ainda o ar comprimido possui boas características dielétricas (Rabito, 2011).

Figura 13 – Câmara de extinção de arco elétrico de um disjuntor isolado a ar



Fonte: Frontin (2013).

Estes DJ devem ter um sistema de para monitoramento constante, da pressão do ar comprimido, que em caso de pressões anormais devem sinalizar em devidos supervisórios para tomar ações necessárias e não perder a confiabilidade do equipamento. Além disso, para uma operação confiável, o ar deve ser extremamente seco e sem contaminação. Os DJ a ar comprimido requerem uma manutenção periódica para garantir a qualidade de seu com funcionamento (Rabito, 2011).

3.2.1.1.3 Disjuntores a vácuo

Este método de extinção de arco elétrico parte do princípio de se abrir os contatos do DJ no interior de uma ampola onde se faz um nível de vácuo elevadíssimo. É considerada uma condição de vácuo quando a pressão do ambiente atinge uma pressão negativa de $1,3595 \times 10^{-7}$ kg/m² (Mamede, 2005).

Nos disjuntores a vácuo, o arco formado entre os contatos é completamente distinto dos outros tipos de disjuntores, sendo basicamente mantido por íons de material metálico vaporizado advindo do dos contatos (catodo). A intensidade da formação dos vapores metálicos é proporcional a intensidade da corrente. Atingindo o zero de corrente, o intervalo entre os contatos é rapidamente deionizado pela condensação dos vapores metálicos sobre os eletrodos.

Conforme Mamede (2005, p.590), o arco não sofre nenhum processo de resfriamento durante a sua extinção, o que diferencia substancialmente esse tipo de disjuntor de muitos outros.

Apesar das vantagens dos disjuntores a vácuo para alta e extra-alta tensão, os mesmos ainda dependem de inovações tecnológicas para que permita compatibilizar, o aumento da tensão e corrente das câmaras coma redução de volume e peso da estrutura do disjuntor (Frontin, 2013).

Esses equipamentos são utilizados em classe de tensões de 2 a 145 kV, pois, oferece uma alta rigidez dielétrica, chegando a se aproximar de 200 kV/cm (Muzy, 2012).

3.2.1.1.4 Disjuntores a SF₆

As técnicas de extinção de arco elétrica que foram citadas acima, foram amplamente aplicadas em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Mas com o avanço da tecnologia foram sendo substituídos pelas técnicas de interrupção a vácuo e a hexafluoreto de enxofre (SF₆) (Frontin, 2013).

Conforme Frontin (2013, p. 545), o SF₆ é um dos gases mais pesados conhecidos, sendo cinco vezes mais pesado que o ar. À pressão atmosférica, o gás apresenta uma rigidez dielétrica 2,5 vezes superior à do ar. A rigidez dielétrica aumenta rapidamente com a pressão, equiparando-se à de um óleo isolante de boa qualidade à pressão de dois bars. A contaminação do SF₆ pelo ar não altera substancialmente as propriedades dielétricas do

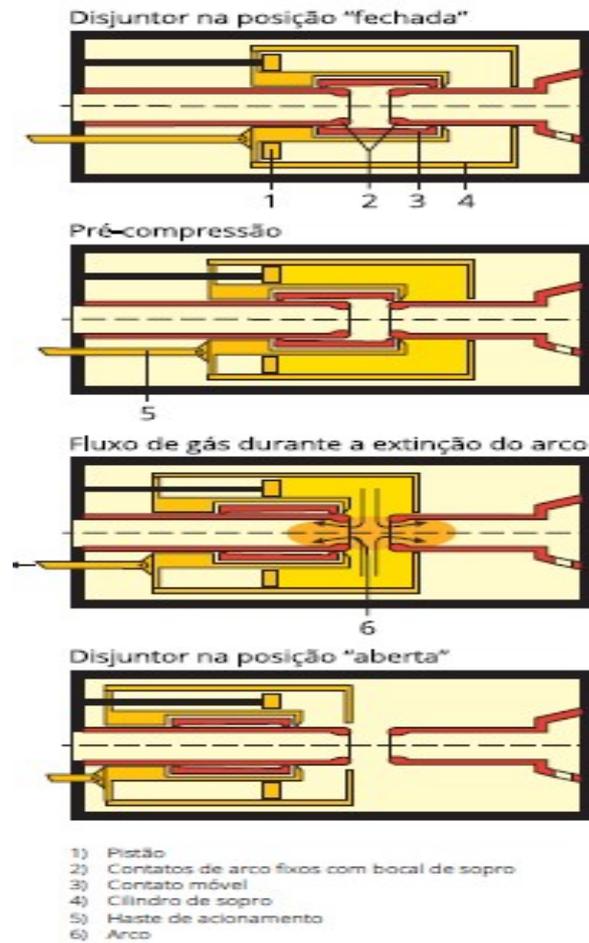
gás: um teor de 20% de ar resulta numa redução de apenas 5% da rigidez do gás.

O SF₆ é um gás estável e inerte, não apresenta alterações na sua estrutura com a variação da temperatura, com os óleos que começam a oxidar e decompor. O SF₆ é um gás não tóxico para o ser humano (Frontin, 2013).

Para Mamede (2005, p.589)

O princípio básico de interrupção em SF₆ se fundamenta em sua capacidade de levar rapidamente a zero a condutibilidade elétrica do arco, absorvendo os elétrons livres na região do mesmo, e de restabelecer com extrema velocidade a sua rigidez dielétrica após cessados os fenômenos que motivaram a formação do arco. Isso porque o SF₆ é um gás eletronegativo, o que lhe propicia facilidades de capturar os elétrons livres presentes no plasma de um arco elétrico, reduzindo, portanto, a sua condutibilidade à medida que a corrente tende ao seu zero natural. Por ser um gás extremamente pesado e incolor, deve-se tomar cuidado ao manipulá-lo em ambientes fechados, pois, caso haja um vazamento, o SF₆ se acumula nas regiões inferiores do ambiente, substituindo o ar e provocando asfixia quando atingir um determinado nível. Em contato com a água, pode formar substâncias extremamente corrosivas, que atacam os materiais metálicos em que estão contidas. Contudo, não é tóxico e não apresenta cheiro, o que pode não ser uma boa característica quanto ao aspecto de segurança durante o seu manuseio.

Figura 14 – Princípio de extinção de arco elétrico do disjuntor a SF₆



Fonte: Frontin (2013).

Os DJ a SF₆ de dupla pressão possuíam desvantagens, eles apresentavam uma baixa confiabilidade dos compressores de gás associados a baixa temperatura, poderia levar o gás a possibilidade de até mesmo a se liquefazer. Devido a este problema era necessário instalar aquecedores no reservatório de alta pressão. Essas desvantagens foram sanadas após ao desenvolvimento dos DJ do tipo puffer, que utiliza o princípio do autossopro ou pressão única, pois o SF₆ permanece no DJ, durante a maior parte do tempo, a uma pressão constante. A pressão necessária para a extinção do arco, é produzida em cada câmara por um pistão e um cilindro de compressão (Frontin,2013).

3.2.2 Acionamentos de disjuntores por mola

O acionamento dos disjuntores de alta tensão normalmente pode ser realizado através de telecomandos, elétrico-local ou através de sinais recebidos dos relés de

proteção para realizar a abertura ou fechamento do mesmo.

Esses sinais energizam as bobinas de fechamento ou abertura que liberam as linguetas do sistema de acionamento por mola do disjuntor, este sistema é o responsável pela abertura e fechamento dos contatos móveis dos disjuntores, de forma rápida para uma melhor eficácia na extinção do arco elétrico.

A energização das bobinas de fechamento ou abertura libera as respectivas linguetas, o que permite que a energia armazenada nas molas execute as operações de ligamento e desligamento. Essa energia, transmitida por uma alavanca instalada na parte posterior do comando, aciona o conjunto de hastes instaladas no interior dos chassis que, por sua vez, a transmite às hastes internas dos polos, respectivamente contatos móveis.

A seguir será apresentado os passos que ocorrem durante o comando de fechamento ou abertura de um disjuntor acionado por mola:

a) Carga da mola de fechamento;

Quando energizado por sua tensão de comando, o motor parte imediatamente e carrega a mola de fechamento através do eixo de acionamento, do volante e da corrente de transmissão. Esta operação é finalizada quando o rolo do volante encontra a lingueta de fechamento. A chave fim-de-curso do motor é então reposicionada e o indicador de posição da mola passa a indicar “mola carregada”.

b) Operação de fechamento;

A lingueta de fechamento é liberada ou pela energização da bobina de ligamento ou pela atuação mecânica da alavanca de fechamento manual. O eixo de ligamento é então movimentado pela ação da mola de fechamento ligada ao volante. O curvilíneo, montado sobre esse eixo, gira a haste de comando, movendo-a na direção do fechamento.

O disjuntor é fechado pela transmissão desse movimento ao eixo principal, à alavanca de comando e à corrente de transmissão.

Terminado o fechamento, após giro de 60° do eixo principal, o curvilíneo de comando volta à sua posição original. Essa operação é feita sem impacto e com segurança graças ao projeto específico desse componente. O indicador de posição, acoplado ao eixo principal, passa a indicar “disjuntor fechado”. A haste de comando é liberada e o disjuntor é mantido na posição fechado, estando em condições de receber comando de abertura.

A liberação de energia pela mola de fechamento serve para carregamento da mola de abertura e posiciona a transmissão através da movimentação dos eixos de fechamento

e principal. A energia residual permanece armazenada na mola de ligamento.

Após o fechamento, a chave de contatos auxiliares abre um de seus contatos no circuito da bobina de fechamento, impedindo qualquer nova tentativa de energização dessa bobina. Ao mesmo tempo, uma alavanca e a lingueta de fechamento bloqueiam qualquer nova tentativa de comando de fechamento mecânico manual. Essa mesma chave de contatos auxiliares fecha um de seus contatos no circuito da bobina de abertura, permitindo a operação de abertura do equipamento através de comando elétrico.

c) Recarga da mola de fechamento;

Quando a chave fim-de-curso do motor é acionada, após a operação de fechamento, o motor é novamente energizado e inicia nova carga da mola de fechamento.

d) Operação de abertura

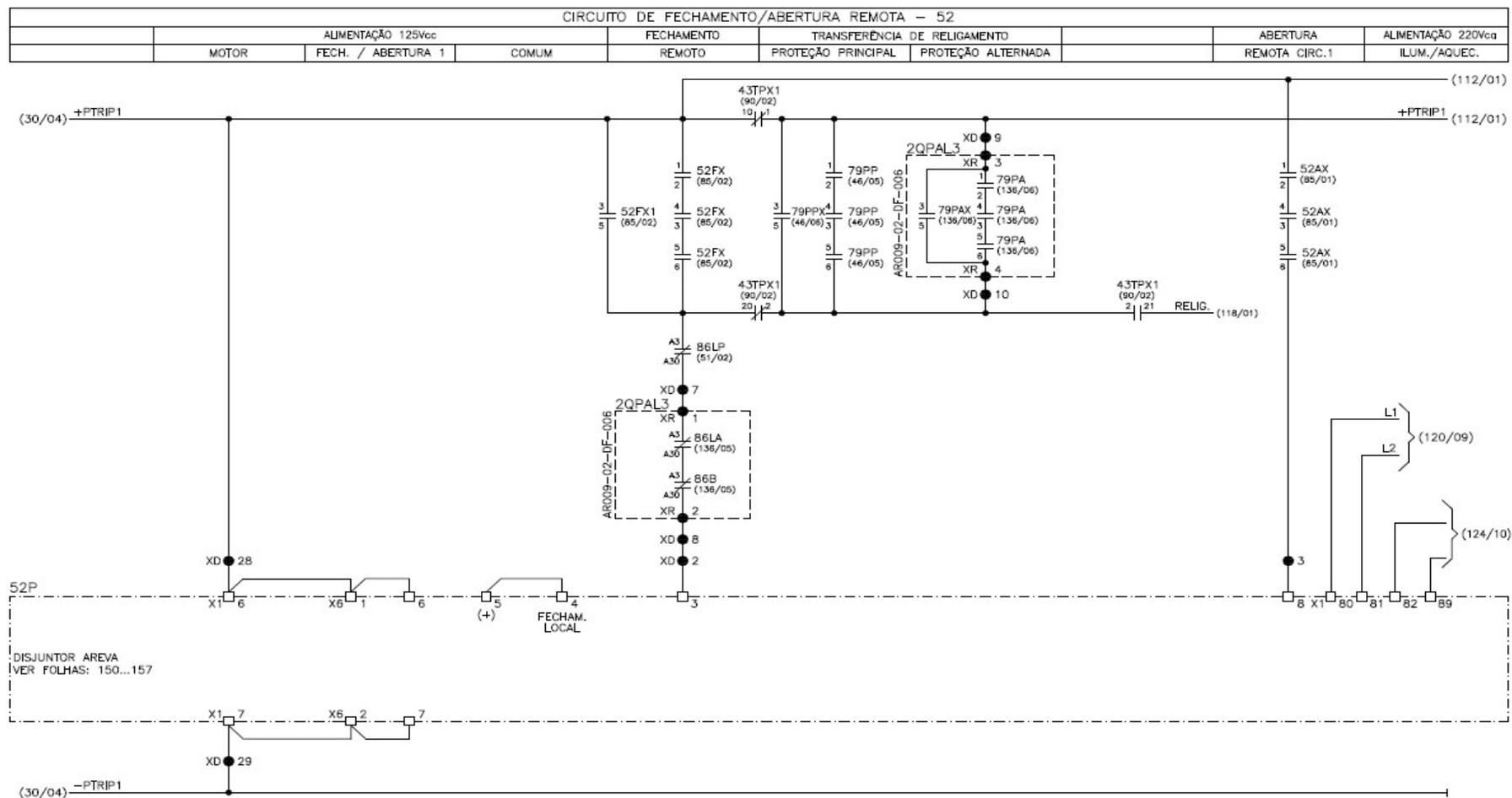
A lingueta de abertura é liberada ou pela energização da bobina de abertura ou pelo acionamento da alavanca de comando mecânico manual.

A ação da mola de abertura, já carregada, movimentada o eixo principal no sentido do desligamento. Durante o movimento de abertura um sistema de freio é acionado, possibilitando um término de operação sem grande impacto mecânico.

O indicador de posição é transferido para a indicação “disjuntor aberto”. Após a abertura, a chave de contatos auxiliares abre um de seus contatos no circuito da bobina de abertura, impedindo qualquer nova tentativa de energização dessa bobina. Ao mesmo tempo, uma alavanca e a lingueta de abertura bloqueiam qualquer nova tentativa de comando de abertura mecânica manual. Um dos contatos é fechado no circuito da bobina de fechamento, permitindo nova operação de comando elétrico de fechamento do equipamento.

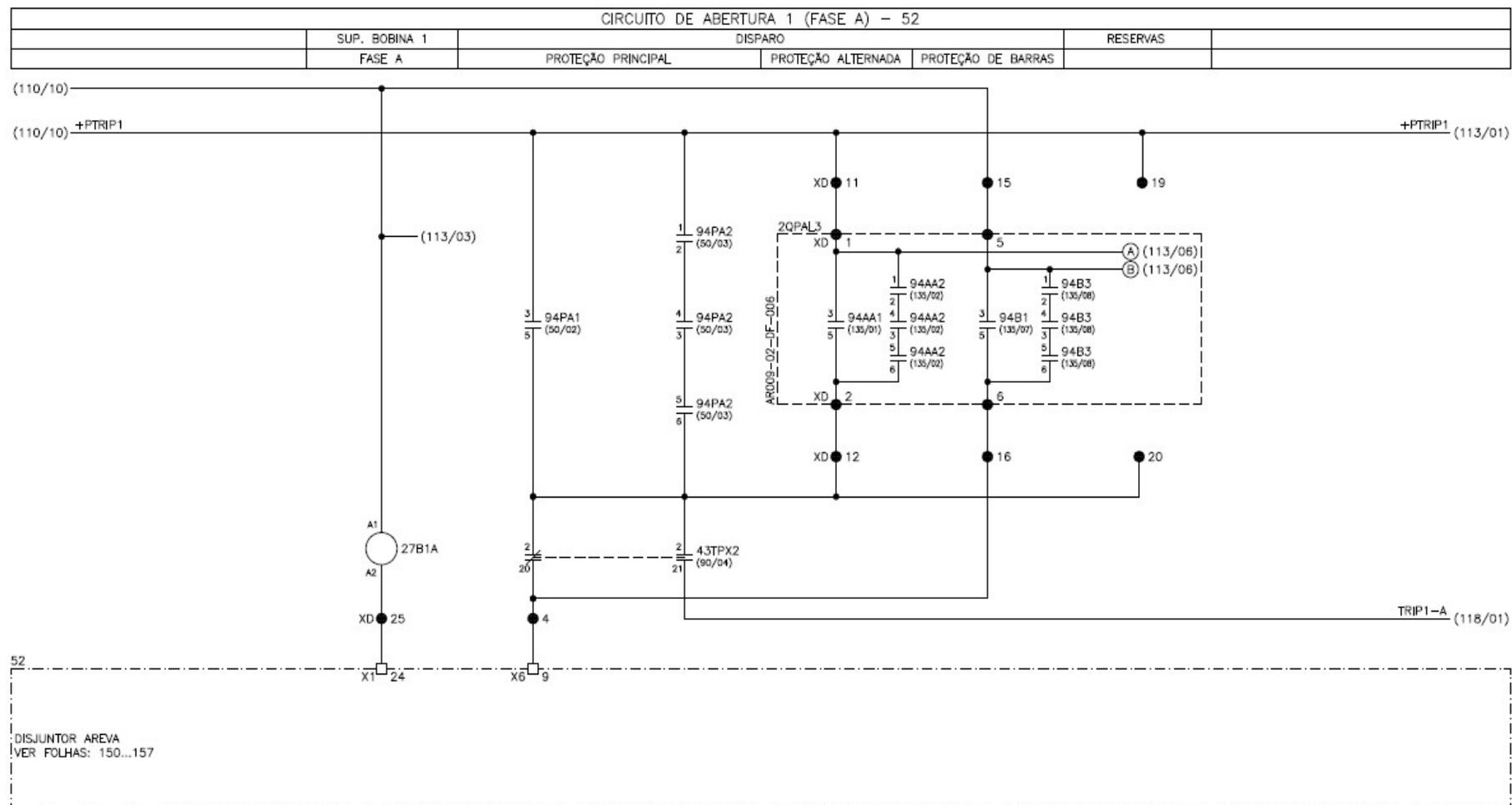
Na sequência de figuras 15 à 23 está apresentando um exemplo de diagramas de comandos para a realização de comando de abertura e fechamento, sejam eles comandos remotos ou disparo de proteções, e carregamento da mola após realizadas manobras:

Figura 15 – Exemplo de lógica de circuito de fechamento e abertura remota



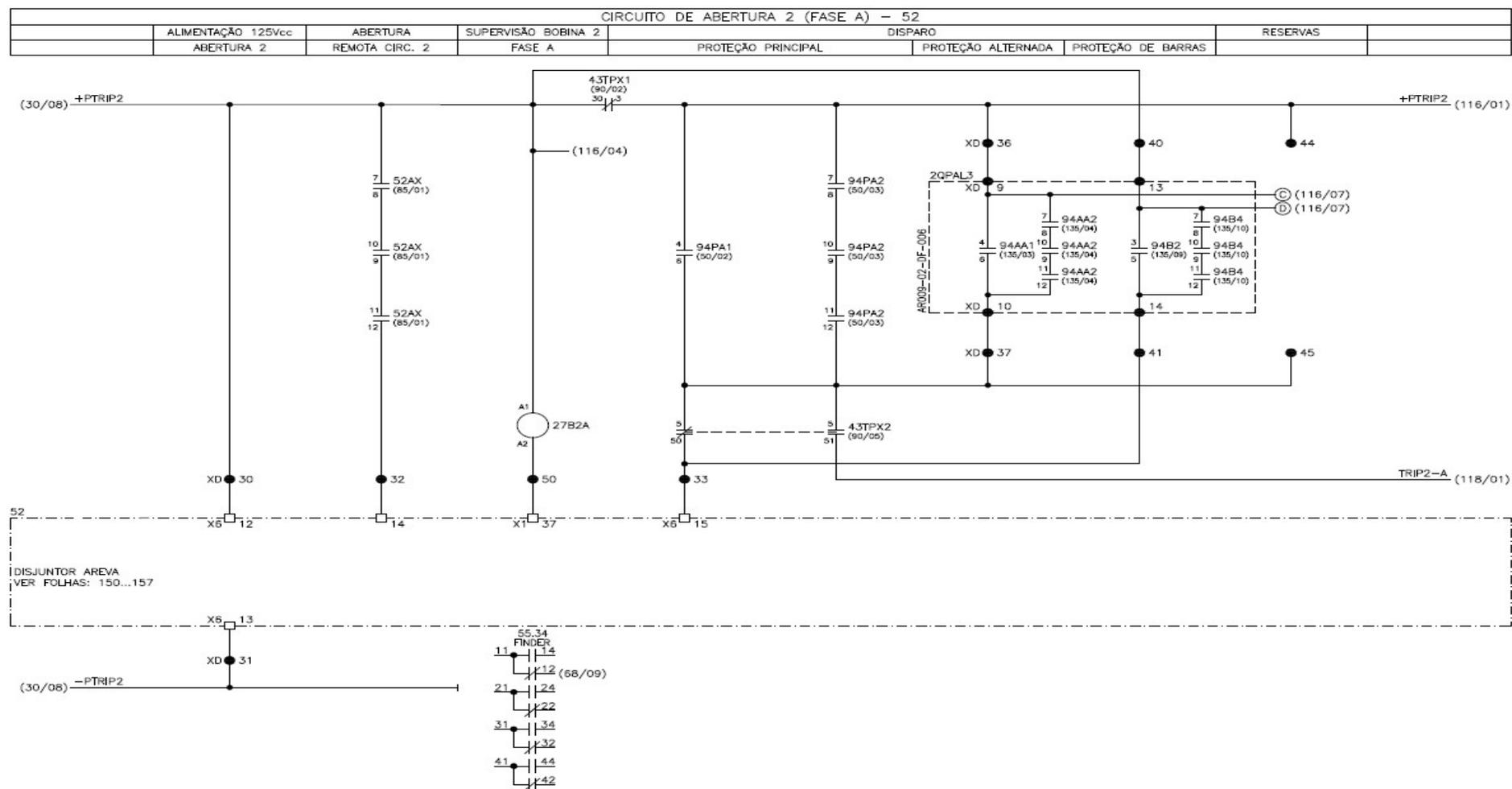
Fonte: Autor (2019).

Figura 16 – Exemplo de lógica de circuito de abertura 1 (fase A).



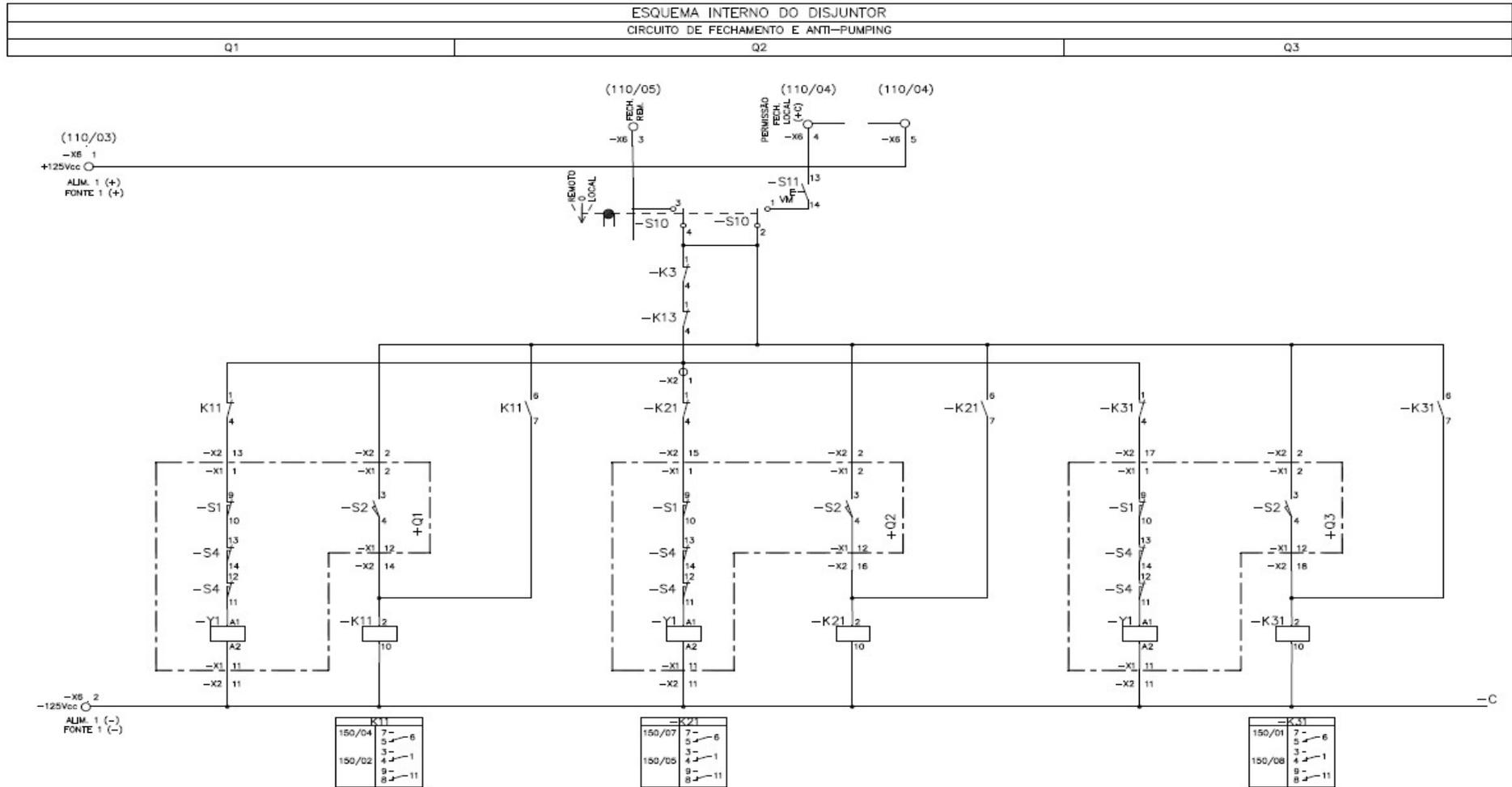
Fonte: Autor (2019).

Figura 17 – Exemplo de lógica de circuito de abertura 2 (fase A).



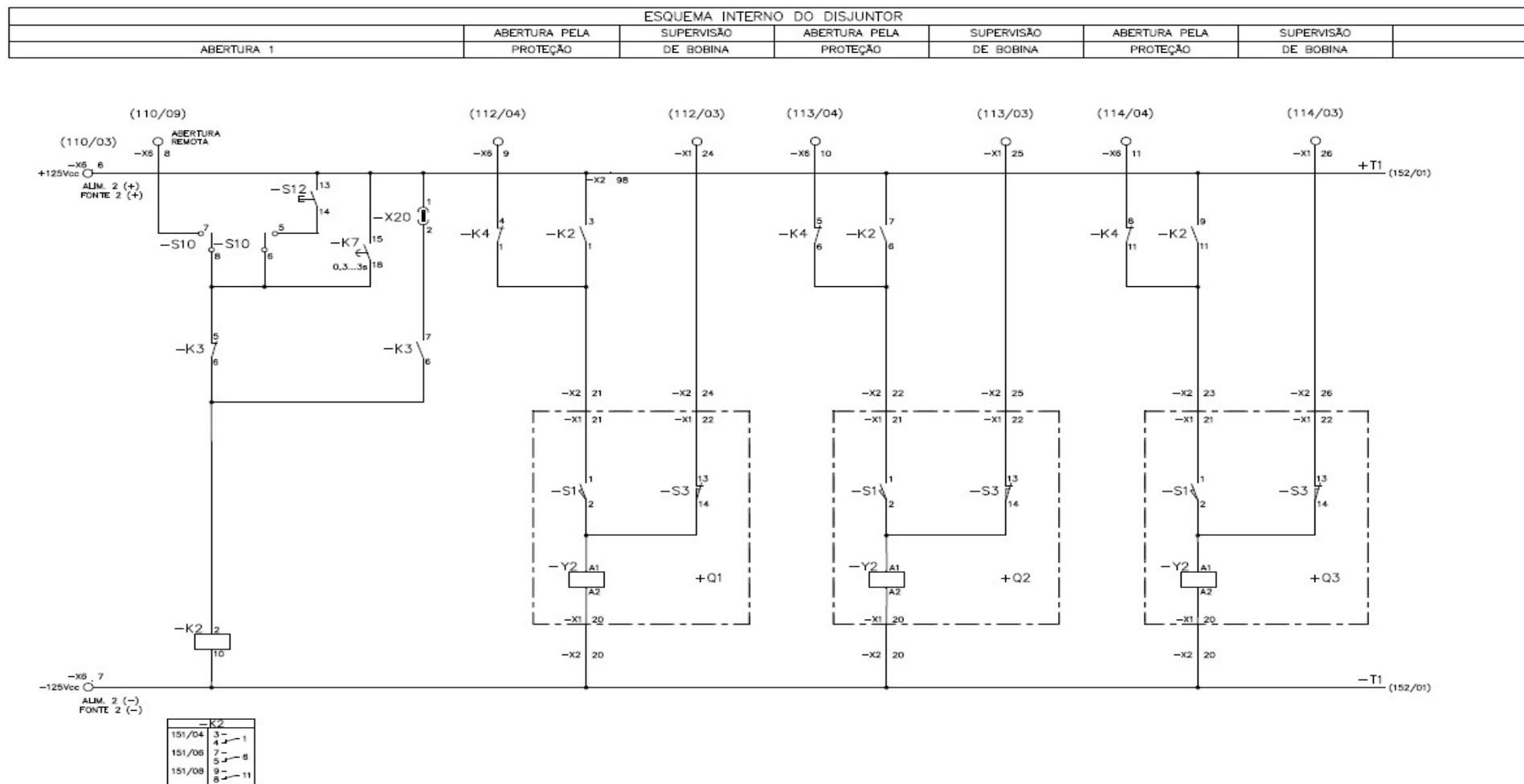
Fonte: Autor (2019).

Figura 18 – Diagrama do esquema de acionamento interno 1



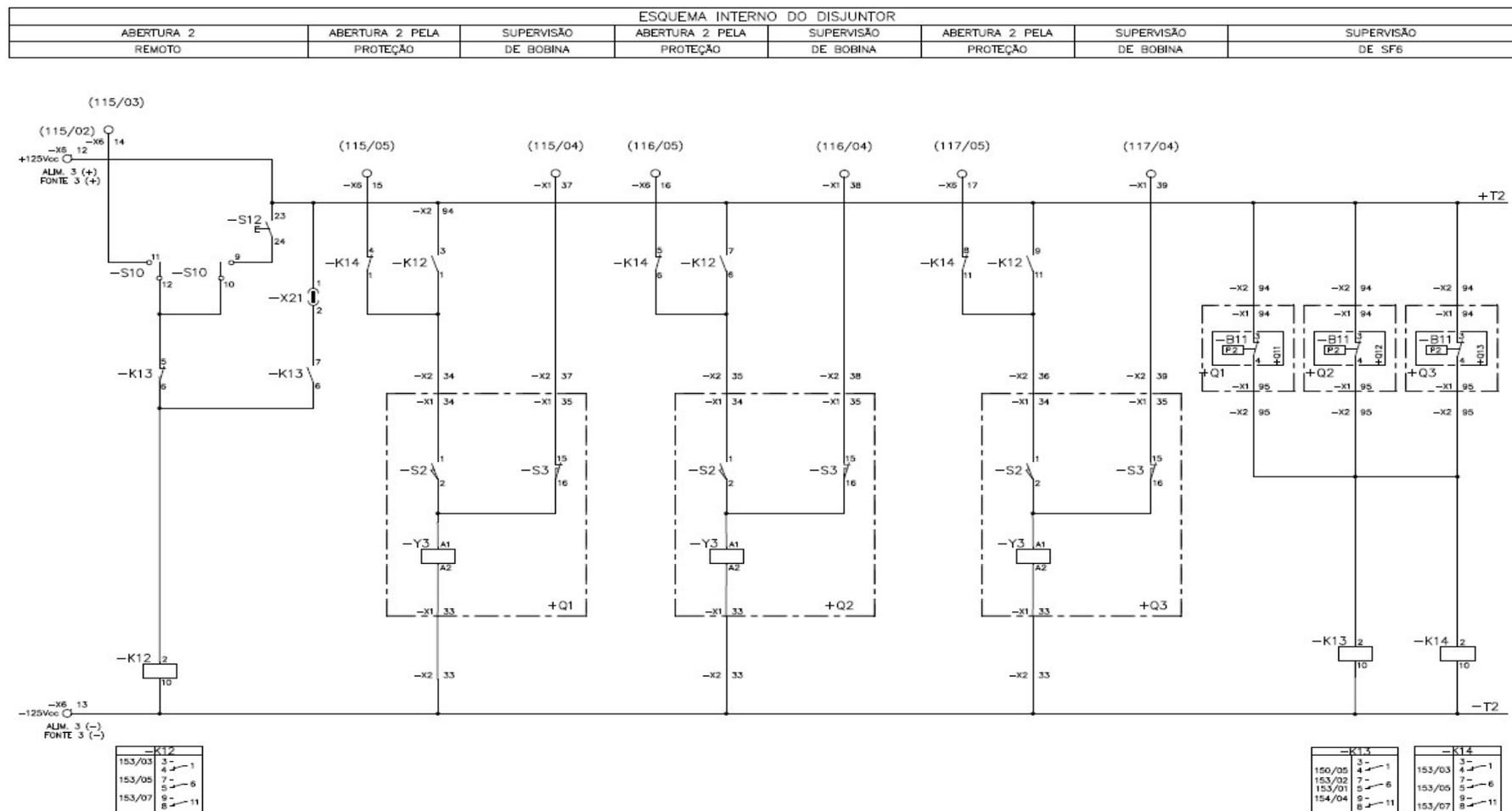
Fonte: Autor (2019).

Figura 19 – Diagrama do esquema de acionamento interno 2



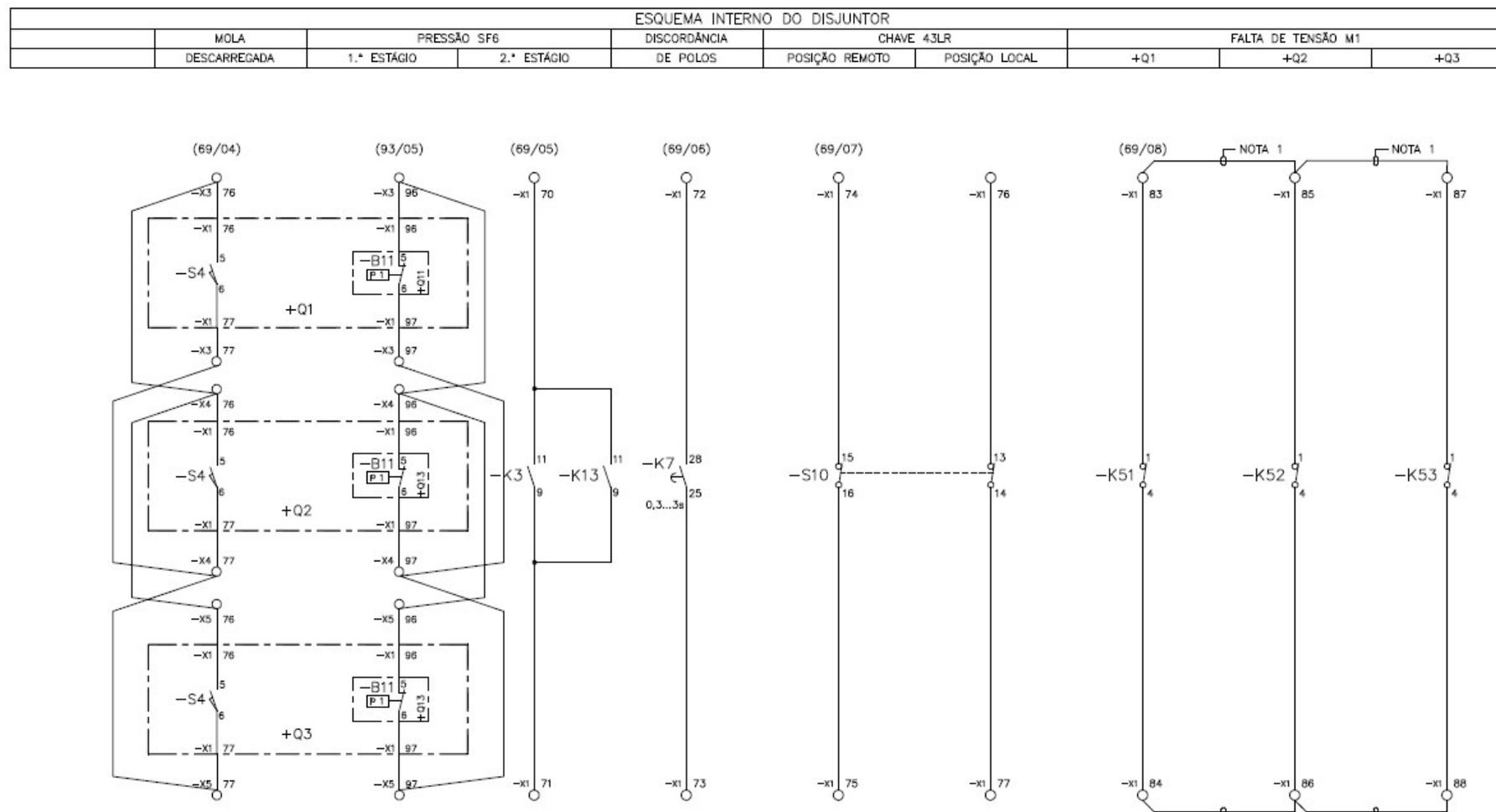
Fonte: Autor (2019).

Figura 21 – Diagrama do esquema de acionamento interno 4



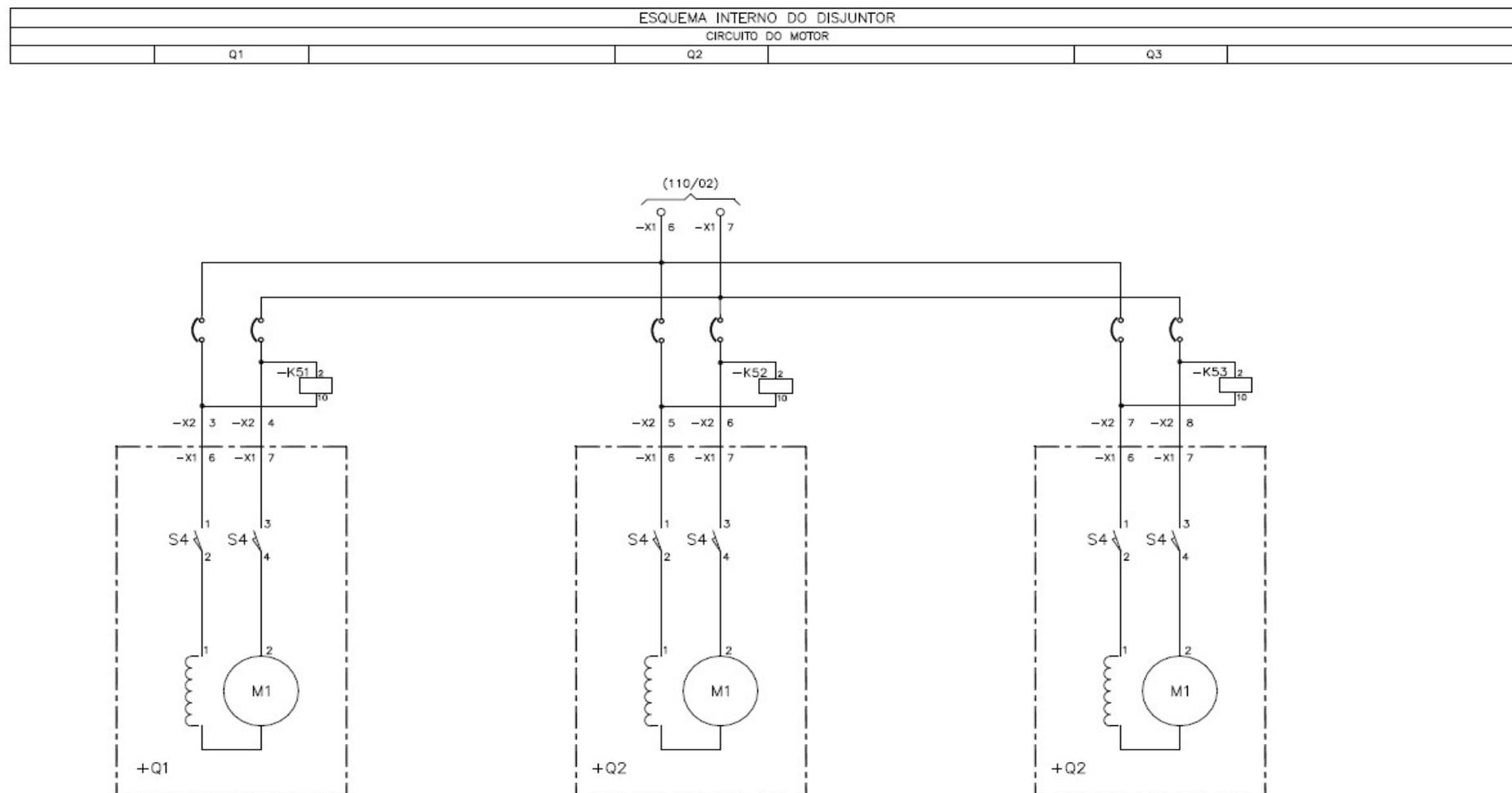
Fonte: Autor (2019).

Figura 22 – Diagrama do esquema de acionamento interno 5



Fonte: Autor (2019).

Figura 23 – Diagrama do esquema de acionamento interno 6



Fonte: Autor (2019)

3.3 CHAVES SECCIONADORAS

A chave seccionadora é um dispositivo mecânica que quando aberto garante uma distância de isolamento e na posição fechada mantem a continuidade do circuito elétrico, a SC de alta tensão é o único equipamento onde é possível visualizar com olhos que a mesma está aberta ou fechada, conforme a as figuras 24 e 25 (Mamede, 2005).

A SC é capaz de interromper ou restabelecer circuitos com corretes de intensidade desprezível. Também é capaz de conduzir corrente em regime normal de operação, regime de emergência, como sobrecargas momentâneas, e também em condições extremas como de curto-circuito (Mamede, 2005).

Os seccionadores são utilizados em subestações para possibilitar a realização de manobras de circuitos elétricos, a vazio, isolando os DJ, transformadores de instrumentos e barramentos (Mamede, 2005).

Figura 24 – Chave seccionadora de abertura horizontal de 145 kV



Fonte: Frontin (2013).

Figura 25 – Chave seccionadora de abertura vertical de 145 kV



Fonte: Frontin (2013).

Para Frontin (2013, p. 478), são as principais funções de uma chave seccionadora aplicadas em subestações.

Uma das principais funções do seccionador de alta tensão é garantir uma distância segura de isolamento após a abertura do equipamento de bloqueio da corrente principal, geralmente um disjuntor, propiciando que equipamentos ou linhas de transmissão, por exemplo, possam ser seguramente isolados. Os disjuntores, por si só, não são capazes de oferecer esta garantia, devido à pequena distância de isolamento entre os contatos após a abertura. Do ponto de vista ainda dielétrico, o seccionador deve ainda garantir a perfeita coordenação de isolamento para terra e entre contatos abertos (open-gap). Dessa forma, ainda que em condições extremas, se uma disrupção for inevitável, esta deverá ocorrer para terra, e nunca no gap. Além das solicitações dielétricas, como tensão suportável à frequência industrial (no caso do Brasil, 60Hz), impulsos atmosféricos e de manobra, o equipamento também deverá ser capaz de operar normalmente sob corrente nominal e suportar os esforços dinâmicos e térmicos de curto-circuito do sistema. Outros fatores que devem ser levados em conta são esforços de vento, de terminais e, em determinadas áreas, esforços sísmicos e capacidade de operação sob acumulação de neve ou gelo nas áreas de condução de

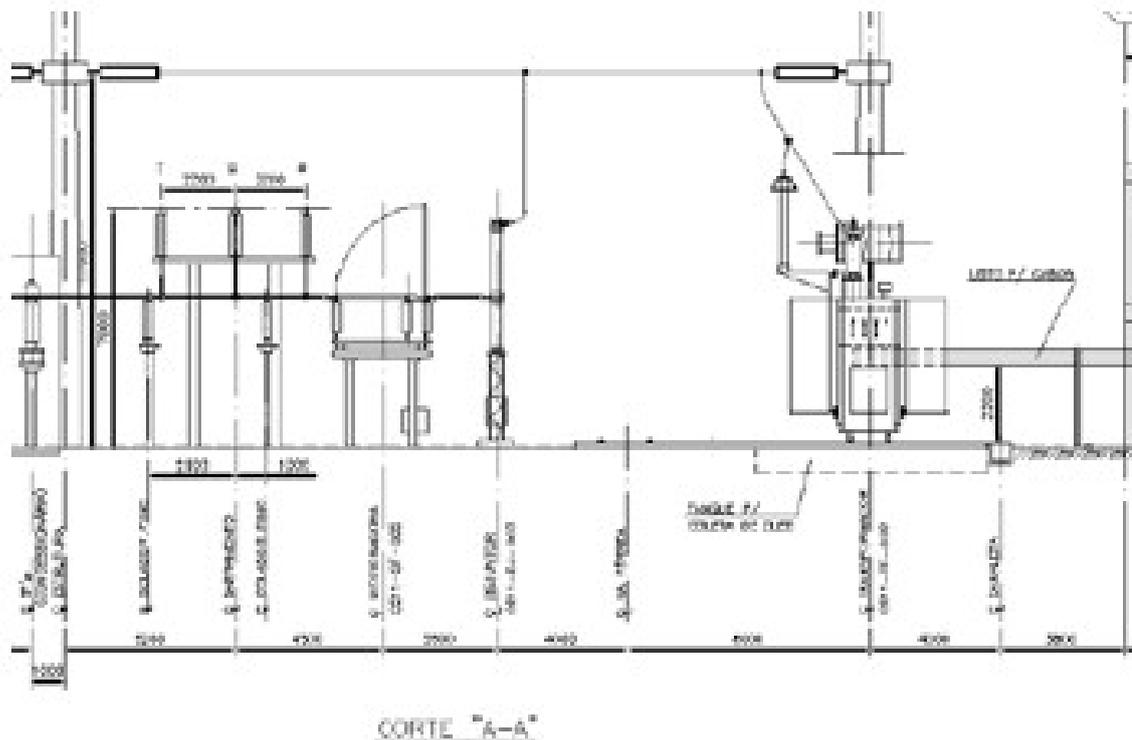
corrente elétrica. Este capítulo destacará os seccionadores mais utilizados nas redes elétricas de alta tensão: seccionadores (manobra em vazio) e chaves de aterramento.

A operação das chaves seccionadoras em carga provoca desgastes nos contatos e coloca em risco a segurança do operador local da SE (Mamede, 2005).

As SC podem desempenhas diversas e importante funções em uma SE, como: Manobra de transferência de circuitos entre os barramentos da SE; isolar equipamentos; realizar by-pass em DJ que apresentam falhas (Mamede, 2005).

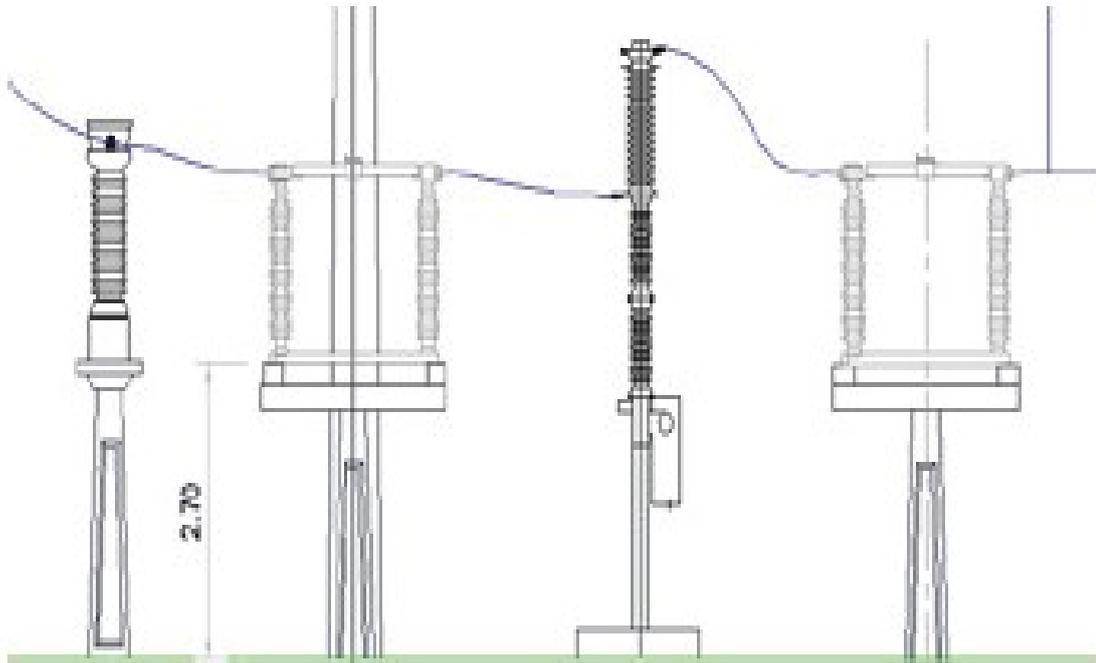
Dependendo do programa de manobra aplicado, muitas para isolação de equipamentos no sistema, seja para manutenção preventiva ou manutenção emergencial corretiva. Nesse caso é necessário a abertura das SC para garantir o isolamento e segurança da equipe de manutenção envolvida, conforme as figuras 26 e 27 (Frontin, 2013).

Figura 26 – Chave seccionadora isolando transformador de potencia



Fonte: Frontin (2013).

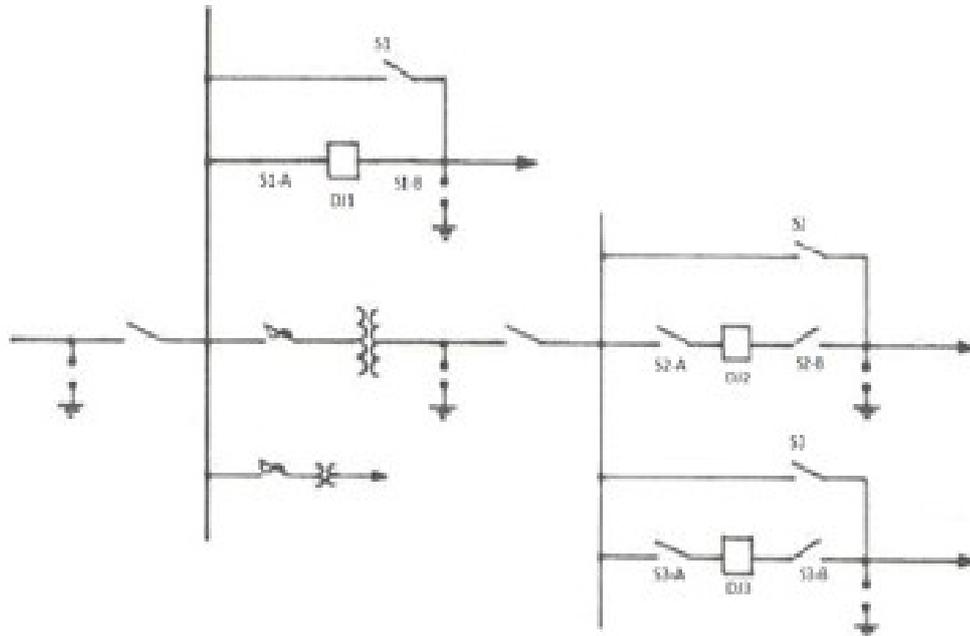
Figura 27 – Chave seccionadora isolando o disjuntor



Fonte: Frontin (2013).

Na figura 28 as chaves seccionadoras S1, S2, S3 são utilizadas como bypass dos disjuntores DJ1, DJ2 e DJ3, enquanto SC SX-A, SX-B garantem o isolamento dos equipamentos sob intervenção. Importante notar que nesta configuração enquanto o DJ estiver bypassado o circuito ficará sem proteção (Frontin, 2013).

Figura 28 – Disposição de Chaves seccionadoras em uma subestação do tipo barra simples com bypass



Fonte: Frontin (2013).

3.3.1 Acionamentos de chaves seccionadoras

A operação de chaves seccionadoras pode ser realizada através de comandos remotos, através do supervisório; elétrico-local, na caixa de comando do equipamento, e operação mecânica, através de manivelas. Esses comandos chegam até o conjunto de acionamento do equipamento, este conjunto pode ser manual ou motorizado. A operação manual é realizada através do acoplamento de uma alavanca na árvore de manobra, bypassando toda a parte de acionamento elétrico do equipamento. A operação motorizada é realizada por um único mecanismo que, através de hastes (tirantes), comanda a operação conjunta de três polos ou por mecanismos independentes para cada polo.

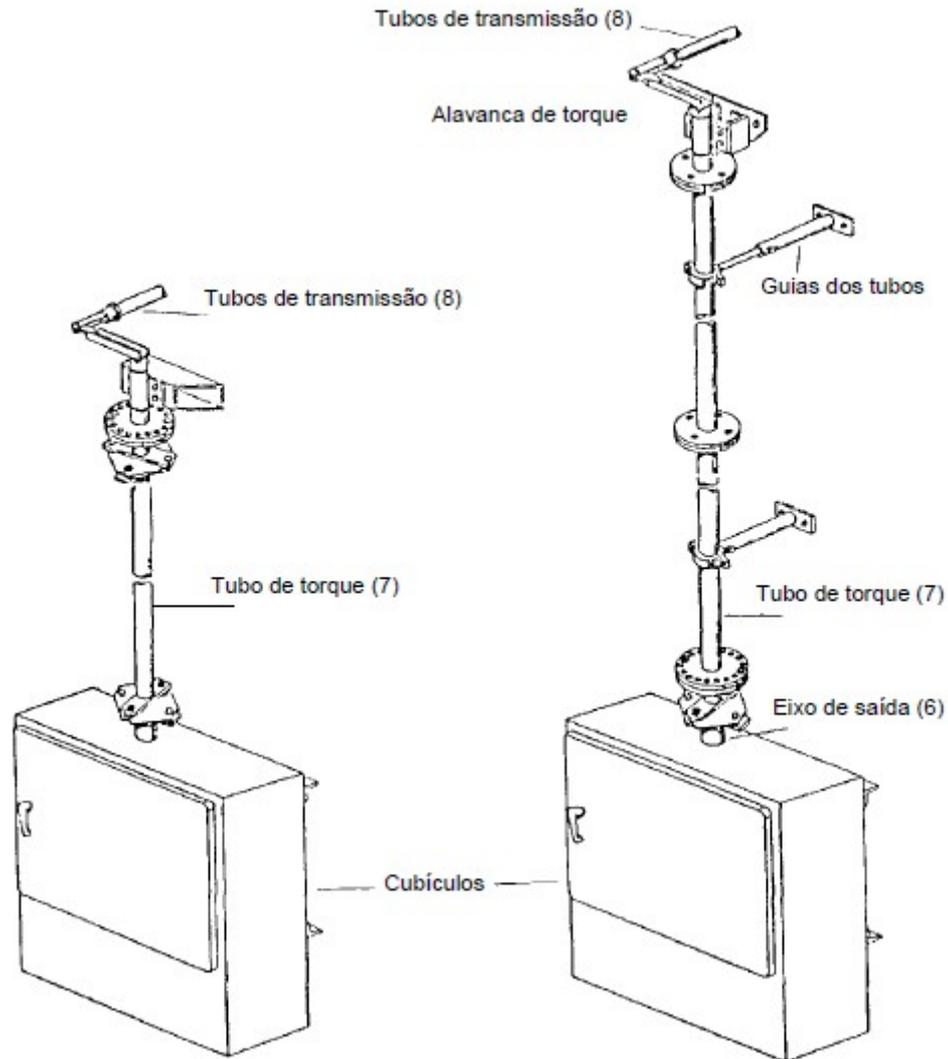
Os armários de comando, além do motor da chave seccionadora, abrigam também dispositivos de comando e controle como contadores, relés auxiliares e resistências de aquecimento.

Quando é realizado um comando de abertura ou fechamento, através de um comando remoto ou acionamento elétrico-local, via botoeira, o motor é energizado e inicia o

movimento de rotação do seu eixo, onde está acoplado em uma caixa de engrenagem que está acoplada a um eixo sem fim, que quando se movimenta provoca o movimento de uma cruzeta localizada entre dois garfos, estes garfos são acoplados a um eixo de saída que é ligado com o tubo de torque, este tubo é interligado com o tubo de transmissão que é acoplado aos tubos de acoplamentos, que fazem girar as colunas de isoladores, movimentando as lamina, fazendo o movimento de abertura ou fechamento da chave seccionadora (Souza, 2002).

Quanto todos os componentes constituintes do acionamento de uma chave seccionadora de alta tensão, está representada na figura 29.

Figura 29 – Conjunto de acionamento de uma chave seccionadora

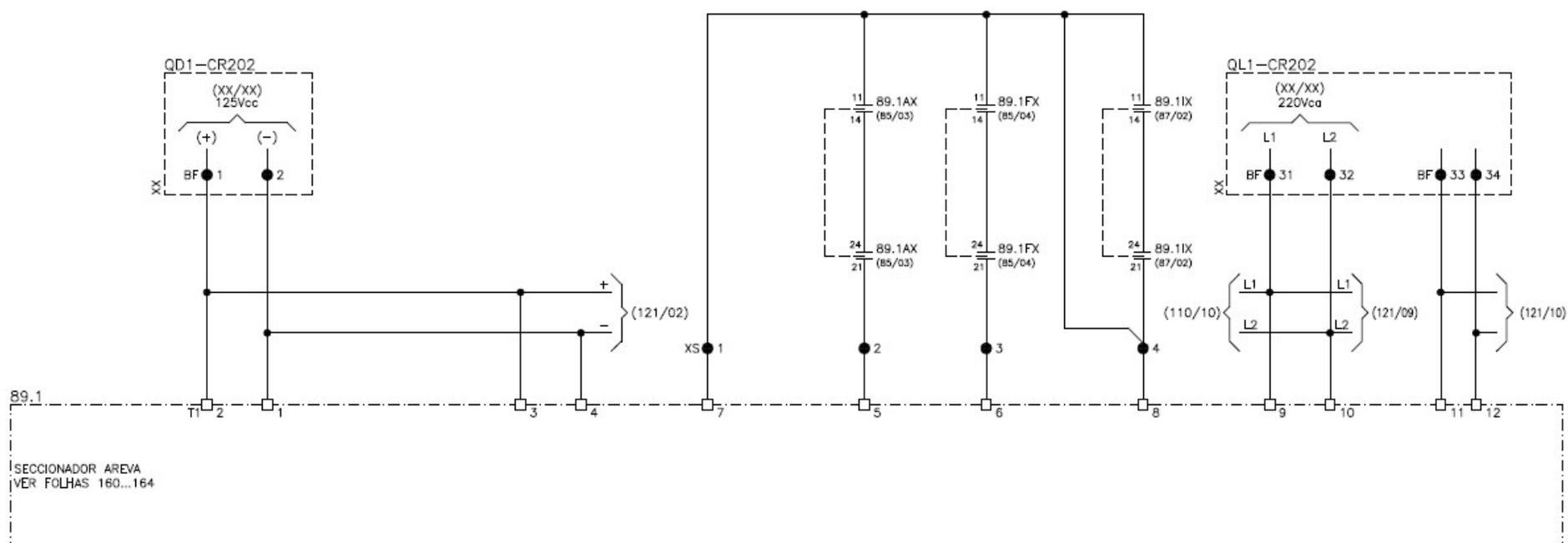


Fonte: Souza (2002).

Na sequência de figuras 30 à 32 está apresentado um exemplo de diagramas de comandos para a realização de comando de abertura e fechamento, sejam eles comandos remotos ou elétrico-local, nas chaves seccionadoras:

Figura 30 – Exemplo de diagrama lógico para acionamento de uma chame seccionadora

SECCIONADOR 89.1							
ALIMENTAÇÃO 125Vcc		ALIMENTAÇÃO 125Vcc	COMANDO				ALIMENTAÇÃO 220Vca
MOTOR		COMANDO	LOCAL	ABRIR	FECHAR	INTERTRAVAMENTO	AQUECIMENTO ILUM. E TOM.

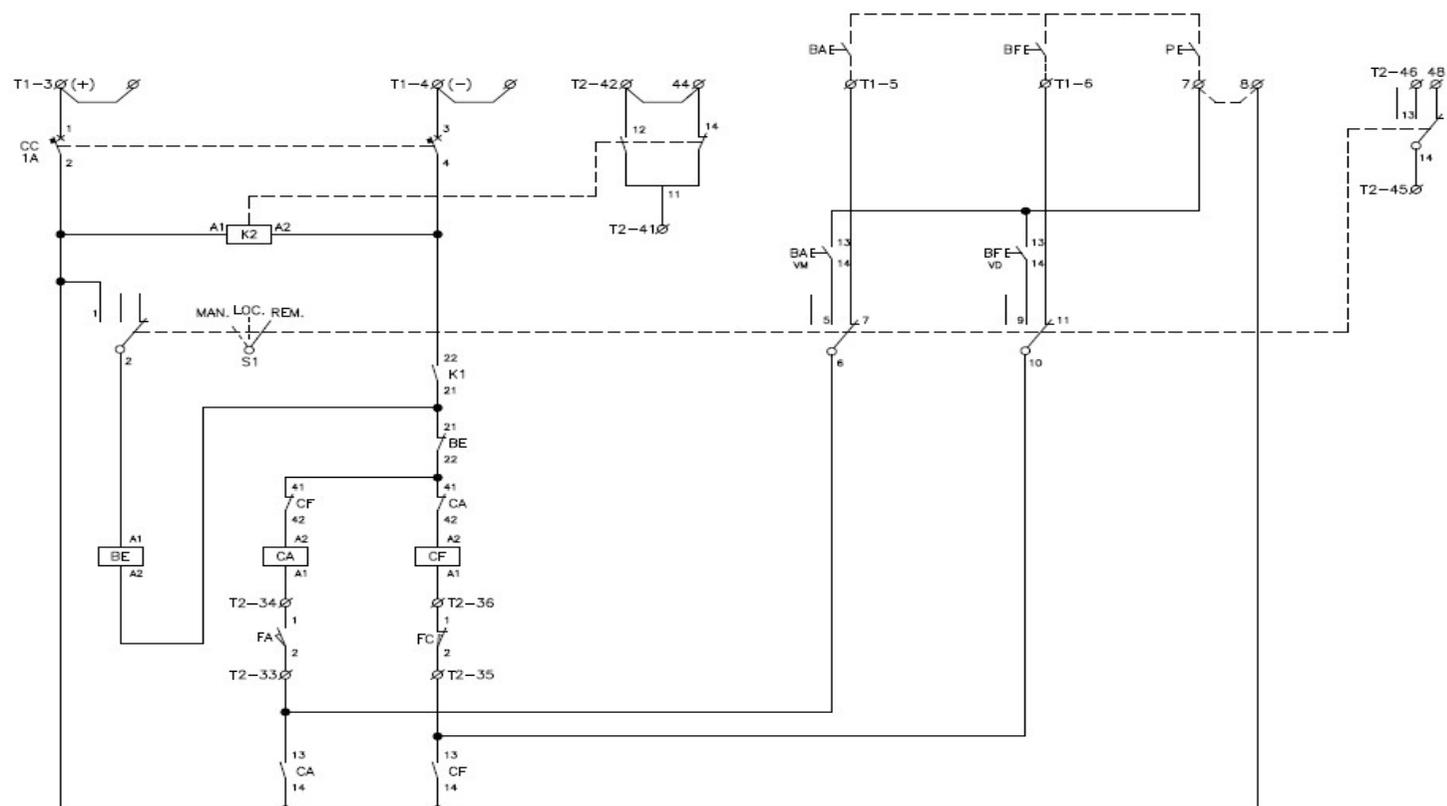


Fonte: Autor (2019)

Figura 31 – Exemplo de circuito de comando e sinalização

ESQUEMA INTERNO DO SECCIONADOR						
CIRCUITO DE COMANDO 125Vcc		SINALIZAÇÃO	ABERTURA REMOTA	FECHAMENTO REMOTO	PERMISSÃO EXTERNA	SINALIZAÇÃO LOCAL – REMOTO

CHAVE	FOLHA						
B9.1	(120/04)	(120/04)	(70/02)	(120/06)	(120/07)	(120/05)	(70/03)
B9.2	(121/04)	(121/04)	(70/04)	(121/06)	(121/07)	(121/05)	(70/05)
B9.3	(122/04)	(122/04)	(70/06)	(122/06)	(122/07)	(122/05)	(70/07)
B9.4	(123/04)	(123/04)	(70/08)	(123/06)	(123/07)	(123/05)	(70/09)

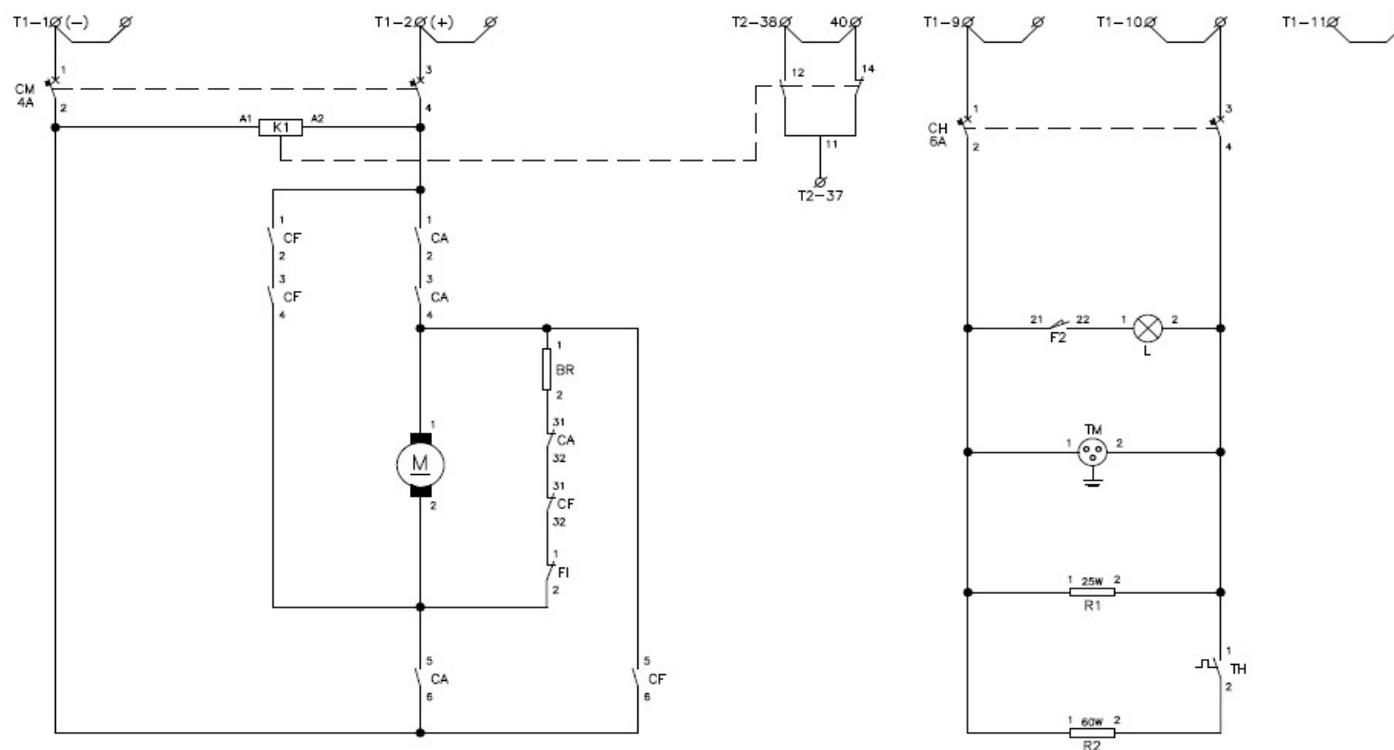


Fonte: Autor (2019).

Figura 32 – Circuito de acionamento do motor e circuito de iluminação e aquecimento

ESQUEMA INTERNO DO SECCIONADOR			
	CIRCUITO DO MOTOR	SINALIZAÇÃO TENSÃO MOTOR	CIRCUITO DE AQUECIMENTO ILUMINAÇÃO E TOMADA

CHAVE	FOLHA			
89.1	(120/02)	(120/02)	(70/02)	(120/09)
89.2	(121/02)	(121/02)	(70/04)	(121/09)
89.3	(122/02)	(122/02)	(70/06)	(122/09)
89.4	(123/02)	(123/02)	(70/08)	(123/09)



Fonte: Autor (2019).

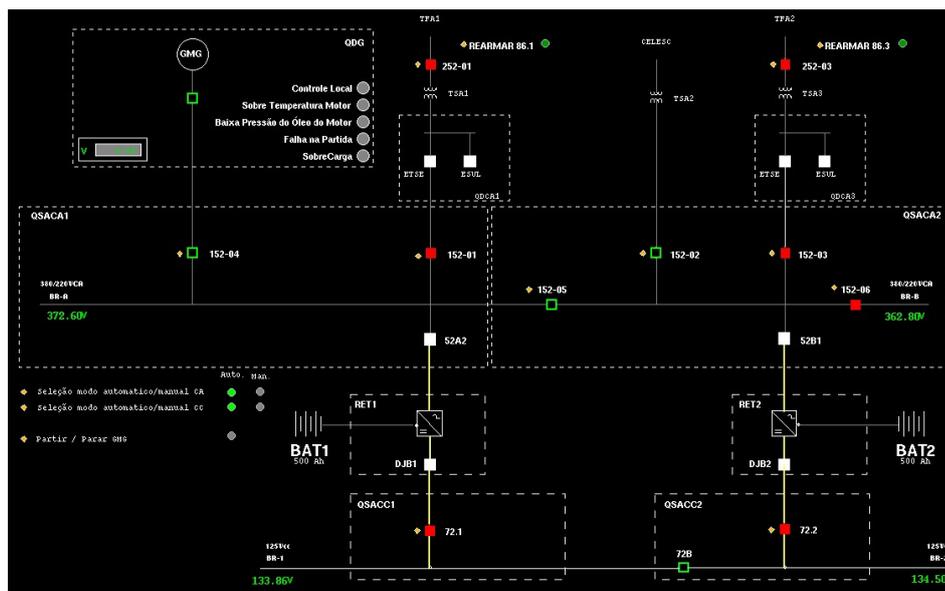
3.4 SERVIÇO AUXILIAR

Além dos equipamentos utilizados para condução, transformação, manobras, proteção e monitoramento de energia elétrica, é necessário a utilização de equipamentos auxiliares, que executarão funções que são de extrema necessidade para o funcionamento de uma subestação (Gonçalves, 2012).

Este conjunto de equipamentos é chamado de serviço auxiliar (SA), os quais são todos aqueles que não fazem parte dos equipamentos primários e secundários da subestação, mas são necessários para o seu perfeito funcionamento, pois envolvem fontes de alimentação em corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC), este serviço mantém o funcionamento em regime de operação normal e em momentos de falta de energia no sistema, sendo esses equipamentos de grande importância para o sistema (Soares, 2017).

A importância deste serviço, requer que o mesmo seja de extrema confiabilidade, mas a confiabilidade não está relacionada somente a várias fontes de alimentação redundantes e equipamentos, mas também na qualidade de equipamentos utilizados e um projeto feito com consistência (Gonçalves, 2012).

Figura 33 – Diagrama unifilar do serviço auxiliar CA/CC



Fonte: Autor (2019).

3.4.1 Serviço Auxiliar Corrente Alternada

Os SA em corrente alternada são responsáveis por suprir as cargas de corrente alternada, como iluminação de pátio, tomadas, conversores CA/CC e motores, os projetos de SA em CA requerem muito atenção, pois é necessário realizar uma precisão um levantamento da potência das cargas, potência e número de fontes disponíveis e os níveis de tensão dos equipamentos e da fonte, normalmente são empregados em sistemas com tensão de 127/220 Vca, 220/380 Vca e/ou 380/440 Vca (Gonçalves, 2012).

Para aumentar a confiabilidade e disponibilidade do SA de CA são empregados sistemas lógicos para realizar a comutação automática das fontes de alimentação em caso de falha em uma dessas que esteja alimentando as cargas do SA (Gonçalves, 2012).

O Serviço auxiliar de corrente alternada, no caso da Figura 33, conta com as seguintes fontes de energia:

- a) Terciário do proveniente do autotransformador ATF1 com tensão nominal de 13,8 kV;
- b) Terciário do proveniente do autotransformador ATF2 com tensão nominal de 13,8 kV;
- c) Grupo Moto-Gerador com tensão nominal de 380/220 V;
- d) E neste caso, conta com um ramal de 23 kV da concessionária de energia local, neste caso a CELESC.

As fontes provenientes dos terciários dos autotransformadores ainda são conectadas em dois respectivos transformadores, denominados de TSA1 e TSA3, para rebaixamento da tensão 13,8/0,38-0,22 kV.

A fonte proveniente da CELESC é conectada a um outro transformador, denominado de TSA2, para rebaixamento da tensão 23/0,38-0,22 kV.

Essas fontes são conectadas em barramentos, denominados de Barra 1 (cargas essenciais), Barra 2 (cargas essenciais) e Barra 3 (cargas não essenciais).

Os barramentos com cargas essenciais são compostos de cargas em que a subestação não deve operar sem elas, por exemplo, comutador sob carga dos autotransformadores, grupos de ventilação forçadas dos ventiladores, alimentação dos retificadores, etc.

O barramento de cargas não essenciais é constituído por cargas em que a subestação consegue operar sem elas, por exemplo, iluminações, aquecimento e tomadas dos

painéis elétricos, bomba d'água, etc.

Em operação normal, o serviço auxiliar de corrente alternada deve operar, tendo como fontes preferenciais as provenientes dos autotransformadores que se conectam aos TSA1 e TSA3, que alimentam a barra 1 e barra 2, respectivamente. Lembrando que qualquer uma das fontes preferenciais deve ter a capacidade de atender todas as cargas do serviço auxiliar, das três barras.

Em caso de falha das fontes principais, o sistema deve ser atendido pelo gerador diesel de emergência, que atenderá somente as cargas conectadas aos barramentos essenciais. E em caso de falha do GMG, o ramal da CELESC deverá suprir as cargas da SE.

3.4.2 Serviço Auxiliar de Corrente Continua

O SA em corrente continua são responsáveis por suprir a energia dos circuitos de proteção, controle, comando e telecomunicação e sistemas de segurança da SE, são sistemas que devem ser alimentados sem interrupções e com alto grau de confiabilidade. A alimentação em CC é fornecida pelos retificadores, bando de baterias e carregadores. As tensões mais utilizadas são as de 48 Vcc e 125 Vcc (Aprender Elétrica, 2017).

Conforme Gonçalves (2012, p. 126), como no SACA, o SACC é de difícil padronização, dependendo de diversos fatores como número e potência de cargas, do número e potência das fontes, dos níveis de tensão, dentre outros fatores.

O serviço auxiliar de corrente continua da subestação, é normalmente atendido por dois retificadores e dois bancos de baterias com tensão nominal de 125 Vcc.

Os retificadores são os responsáveis pela conversão da tensão de 380Vca / 125Vcc, para alimentar as cargas em corrente continua e carregar os bancos de baterias.

Os bancos de baterias têm a função de assumir as cargas, em corrente continua, por um intervalo de tempo, enquanto os retificadores estiverem fora de operação.

Cada retificador é ligado em paralelo com um banco de baterias, onde mantém o banco de baterias em regime de flutuação, para atender as cargas em possíveis falhas ou falta de alimentação CA nos retificadores.

Na figura 33, o SACC é formado por dois retificadores e dois bancos de baterias, cada conjunto é conectado em sua respectiva barra, em regime normal de operação estas barras devem operar de forma desinterligada, sendo distribuída aproximadamente 50% das cargas CC em cada barramento. Em caso de falha em um dos conjuntos, o outro pode

assumir a carga realizando a interligação dos barramentos. Lembrado que cada conjunto de retificadores e banco de baterias devem ser dimensionados para suportar a carga total CC da subestação.

3.4.3 Equipamentos de um Serviço Auxiliar

3.4.3.1 Bancos de Baterias

Os bancos de baterias são acumuladores de energia, formados por uma associação série-paralelo para alcançar tensões e correntes necessárias aos bancos de baterias (Gonçalves, 2012).

Os bancos de baterias são uma das principais fontes de CC em uma SE, e seu objetivo é manter a confiabilidade dos equipamentos de proteção, controle, comando, sinalização e alarmes durante períodos em que o retificador esteja fora de operação (Aprender Elétrica, 2017).

Esta confiabilidade se dá devido ao equipamento suprir a energia em caso de ausência dos retificadores, assim, alimentando as cargas CC de forma independente (Aprender Elétrica, 2017).

Conforme Gonçalves (2012, p. 127)

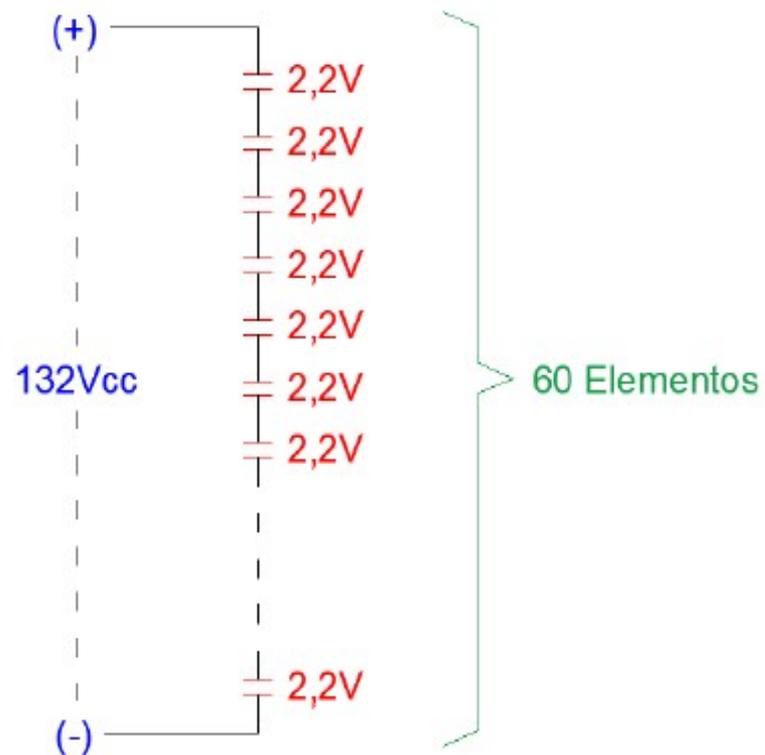
A característica mais importante dos bancos de baterias é a sua capacidade de fornecer corrente. Esta capacidade é medida através de uma descarga de corrente constante, até que a tensão dos bancos caia ao valor pré-determinado (tensão final de descarga). Deste modo a capacidade do banco é definida pelo produto desta corrente pelo tempo que os bancos mantêm a tensão acima da tensão final de descarga. O uso mais comum é de células de baterias com 2V de tensão nominal e tensão de limite de 1,75V.

Figura 34 – Bancos de Baterias



Fonte: Gonçalves (2012).

Figura 35 – Exemplo de associação de um banco de baterias



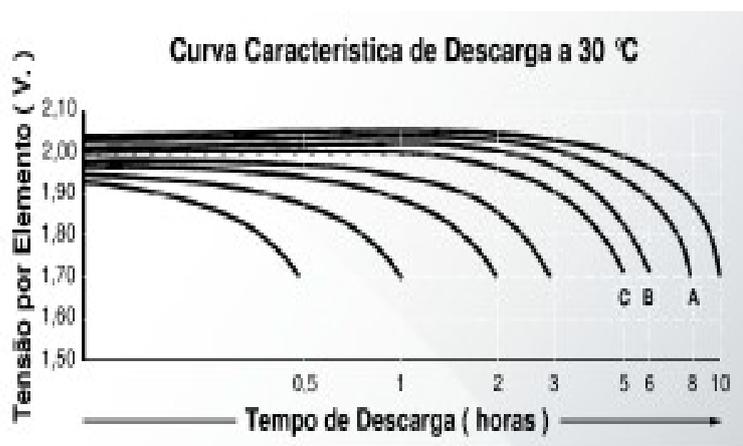
Fonte: Gonçalves (2012).

As cargas dos bancos de baterias são cargas contínuas e temporárias. As cargas contínuas são cargas de extrema importância e necessitam ser alimentadas continuamente pelos bancos de baterias, essas cargas envolvem relés, motores, equipamentos

de telecomunicação, etc. As cargas temporárias, conhecidas como cargas intermitentes, são constituídas de alguns relés e operações de manobras na subestação, e envolvem tempos de 1 a 3 minutos (Gonçalves, 2012).

As células de baterias são geralmente projetadas para fornecer a corrente de descarga por 5, 10 ou 20 horas. A escolha do tempo dependerá da complexidade do projeto, este quesito é essencial para determinar a confiabilidade de um serviço auxiliar (Gonçalves, 2012).

Figura 36 – Exemplo de curva de descarga de baterias



Fonte: Aprender Elétrica (2017).

A instalação dos bancos de baterias e retificadores deve ser realizada em salas exclusivas, devido a possibilidade de vazamentos de líquidos, ácidos e até mesmo explosão (Gonçalves, 2012).

3.4.3.2 Retificadores

Os retificadores são os responsáveis por transformar a corrente alternada em corrente contínua. A função dos retificadores é fornecer a corrente necessária para alimentação dos quadros de serviços auxiliares e realizar o carregamento ou manter em regime de flutuação os bancos de baterias (Aprender Elétrica, 2017).

A tensão de flutuação é a tensão que os retificadores devem manter nos bancos de baterias, para mantê-las carregadas. A tensão de flutuação deve ser fixada em um valor, para que o banco de bateria não forneça corrente as cargas, enquanto o retificador estiver em operação normal (Gonçalves, 2012).

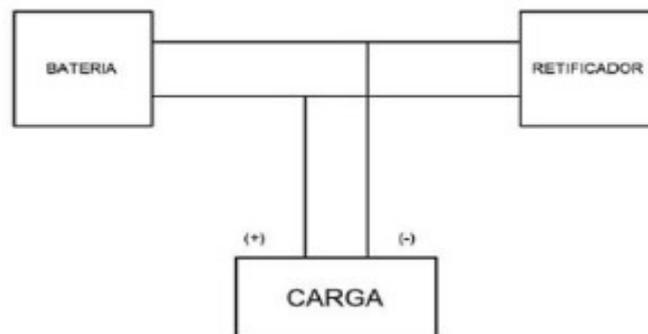
Figura 37 – Retificador



Fonte: Gonçalves (2012).

Normalmente os retificadores são ligados em paralelo com os bancos de baterias, essa disposição faz com que o retificador mantenha o banco de baterias em flutuação e também alimente as cargas do serviço auxiliar (Aprender Elétrica, 2017).

Figura 38 – Esquema de ligação em paralelo de uma retificador e um banco de baterias



Fonte: Aprender Elétrica (2017).

3.4.3.3 Transformadores de Serviços Auxiliares

Os transformadores de serviços auxiliares (TSA) são os equipamentos responsáveis por toda a alimentação em corrente alternado das cargas do SA. Os TSA's são geralmente transformadores trifásicos de pequeno porte, isolados a óleo ou a seco, que

transformam médias tensões em tensões de 127/220 Vca ou 220/380 Vca (Aprender Elétrica, 2017).

Os transformadores de serviços auxiliares, podem ser instalados no tempo ou em cubículos abrigados. O seu enrolamento primário pode ser ligado diretamente no terciário do transformador de potência ou em um barramento de media tensão da SE (Gonçalves, 2012).

Os TSA's mais utilizados em subestações, são os isolados a óleo ou a seco. A diferença entre esses dois equipamentos está ligada diretamente ao custo e manutenção destes equipamentos, sendo que o transformador isolado a óleo é mais barato e compacto, mas requer manutenções e ensaios em determinados intervalos de tempo (Gonçalves, 2012).

Figura 39 – Transformador isolado a óleo



Fonte: Gonçalves (2012).

Figura 40 – Transformador a seco



Fonte: Gonçalves (2012).

Segundo a norma NBR 5440, que trata dos transformadores de média tensão (1,2 à 36,2 kV) para redes aéreas de distribuição, as potencias nominais são padronizadas e seguem conforme abaixo:

- a) Monofásicos: 5 kVA; 10 kVA; 15 kVA; 25 kVA; 37,5 kVA; 50 kVA; 75 kVA e 100 kVA.
- b) Trifásicos: 15 kVA; 30 kVA; 45 kVA; 75 kVA; 112,5 kVA; 150 kVA; 225 kVA e 300 kVA.

As tensões dos transformadores com derivação e sem derivação são definidas a partir de duas tabelas, que fazem parte da NBR 5440, conforme a seguir:

Tabela 1 – Tensões de transformadores sem derivações

TRANSFORMADOR SEM DERIVAÇÃO				
Tensão máxima do equipamento kVeficaz	TENSÃO			
	Primário		Secundário	
	Trifásico e Monofásico (FF)	Monofásico (FN)	Trifásico	Monofásico
15	13.800 ou 13.200	7.967 ou 7.621	380/220 ou 220/127	Dois terminais: 220 ou 127
24,2	23.100 ou 22.000	13.337 ou 12.702		Três terminais: 440/220, 254/127, 240/120 ou 230/115
36,2	34.500 ou 33.000	19.919 ou 19.053		

Nota:
FF = Tensão entre fases;
FN = Tensão entre fase e neutro;

Fonte: NBR 5440 (2014).

Tabela 2 – Tensões de transformadores com derivações

TRANSFORMADOR COM DERIVAÇÃO					
Tensão máxima do equipamento kVeficaz	Derivação nº	TENSÃO			
		Primário		Secundário	
		Trifásico e Monofásico (FF)	Monofásico (FN)	Trifásico	Monofásico
15	1	13.800	7.967	380/220 ou 220/127	Dois terminais: 220 ou 127
	2	13.200	7.621		
	3	12.600	7.275		
24,2	1	23.100	13.337	380/220 ou 220/127	Três terminais: 440/220, 254/127, 240/120 ou 230/115.
	2	22.000	12.702		
	3	20.900	12.067		
36,2	1	34.500	19.919	380/220 ou 220/127	Três terminais: 440/220, 254/127, 240/120 ou 230/115.
	2	33.000	19.053		
	3	31.500	18.187		

Nota:
FF = Tensão entre fases;
FN = Tensão entre fase e neutro;

Fonte: NBR 5440 (2014)

4 ESTUDO DE CASO

O estudo deste trabalho visa a aplicação de motores em corrente contínua para aumentar o nível de confiabilidade de novas instalações a serem construídas.

4.1 MUDANÇAS PROPOSTAS

4.1.1 Chaves seccionadoras e disjuntores

Nos dias atuais os acionamentos dos equipamentos de manobras, chaves seccionadoras e disjuntores, são utilizados alimentação de 125 Vcc para os circuitos de comando e 220/380 Vca para os circuitos de força. Este padrão é utilizado em grande parte dos projetos já existentes das subestações que compõem o SIN.

Esta mudança impactaria basicamente na escolha dos motores para acionamento das chaves seccionadoras e nos motores dos disjuntores que são responsáveis por realizar o carregamento da mola, para assim possibilitar através desta carga na mola a abertura ou fechamento dos contatos de forma rápida para uma maior eficiência na extinção do arco elétrico, conforme vimos no princípio de funcionamento destes equipamentos no capítulo anterior.

Tabela 3 – Dados técnicos do comando a mola do disjuntor Areva GLA314X

Tipo	FK3-2
Motor de carregamento da mola de fechamento	
Tensão CC	125 Vcc
Tensão CA	220 Vca
Tolerância	85% a 110% Vn
Potência do motor	800 W
Tempo de carregamento da mola de fechamento	< 15 S
Bobinas de fechamento e abertura	
Tensão CC	125 Vcc
Tensão CA	127/ 220 Vca
Tolerância abertura	70% a 110% Vn
Tolerância fechamento	85% a 110% Vn
Potências:	
Bobina de fechamento	340 W
Bobina de abertura	340 W
Duração mínima do impulso	10 ms
Contatos auxiliares	
Corrente nominal de regime contínuo	2000 A
Capacidade de interrupção	220Vca - 10 A
Capacidade de interrupção 125 VCC (L/R = 20 ms)	2,0 A
Tensão do resistor de aquecimento	127 / 220 Vca
Potências	50W

Fonte: Areva (2006).

Tabela 4 – Dados técnicos gerais da chave seccionadora Areva S3CVR

Chave seccionadora	Circuito de Comando	Circuito do Motor	Circuito de Iluminação e Aquecimento
Um: 245kV	Tipo: CMM	Uc: 125Vcc ou 127/220 Vca +10%-20%	Ua: 220Vca
Ui: 1050kV	Tempo de Operação: ~10s	In/ Ip: 5,7 ^a	Pa: 85W
In: 2000 ^a	Uc: 125Vcc +10% -20%	Potência: 470W	
It/ t: 40kA/s	Ic: 0,5 ^a	RPM: 1500	

Fonte: Areva (2006).

Conforme os exemplos de tabela acima, podemos analisar que a escolha dos motores tanto do disjuntor quanto da chave seccionadora, são definidos de acordo com o projeto que será aplicado na subestação, podem escolher tanto motor CA com alimentação de 127/220 Vca ou motor CC com alimentação de 125 Vcc, para disjuntores e chaves seccionadoras da marca Areva.

4.1.2 Serviços Auxiliares de Corrente Contínua

As mudanças necessárias nos serviços auxiliares de corrente contínua, seria realizar o redimensionamento nos retificadores de 125 Vcc, que alimentam todas as cargas de corrente contínua da subestação e também nos bancos de baterias de 125 Vcc, que garante a confiabilidade da subestação em casa de falha nos retificadores.

Seria necessário um aumento de aproximadamente 20% dos retificadores e bancos de baterias de 125 Vcc.

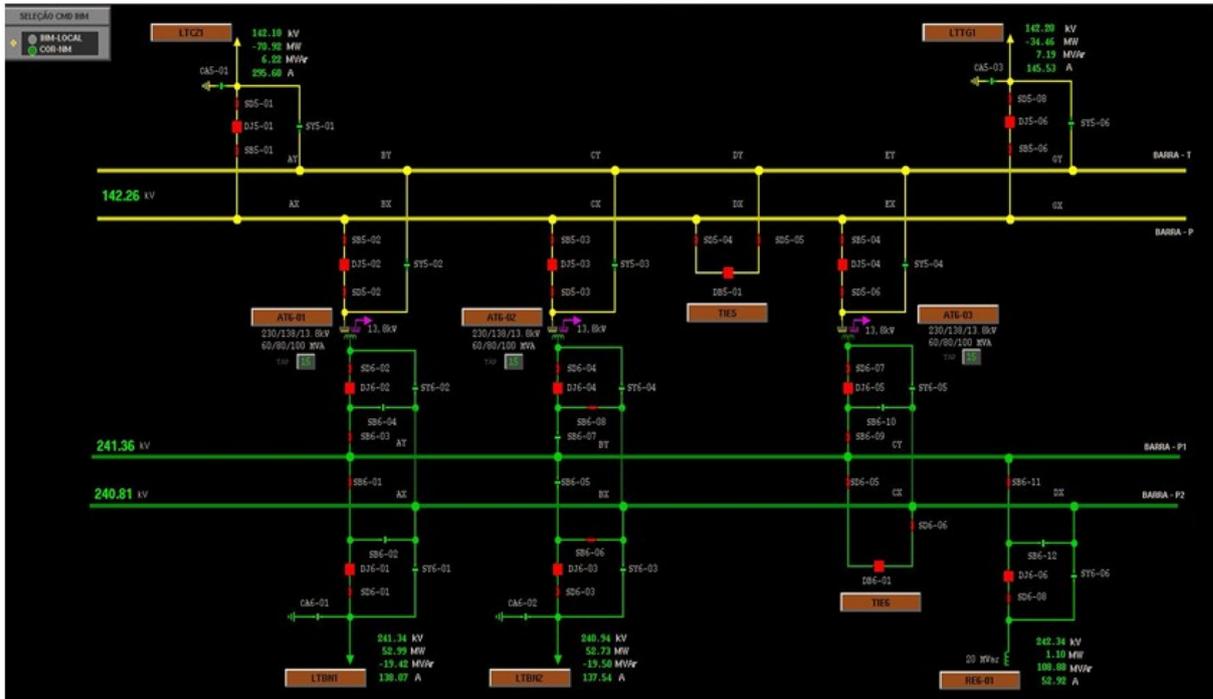
4.2 CASO FICTÍCIO

4.2.1 Caracterização da subestação

4.2.1.1 Configuração de barramento

Uma subestação conectada no SIN por duas LT's de 230 kV, com três autotransformadores de 230/138/13,8 kV, um reator de barra de 230 kV e duas LT's de 138 kV que conectam diretamente a um complexo de PCH's.

Figura 41 – Configuração de barramentos do 230 e 138 kV



Fonte: Autor (2019)

A configuração de barramento desta SE, no 230 kV é do tipo barra dupla a 4 chaves, operando com as barras interligadas através do DJ interligador de barras e com as cargas distribuídas entre elas, da seguinte forma:

Tabela 5 – Distribuição de bays entre as barras

Barra P1	Barra P2
LT A 230 kV	LT B 230 kV
Autotransformador 1 230/138/13,8 kV	Autotransformador 2 230/138/13,8 kV
Autotransformador 3 230/138/13,8 kV	-
Reator 230 kV	-

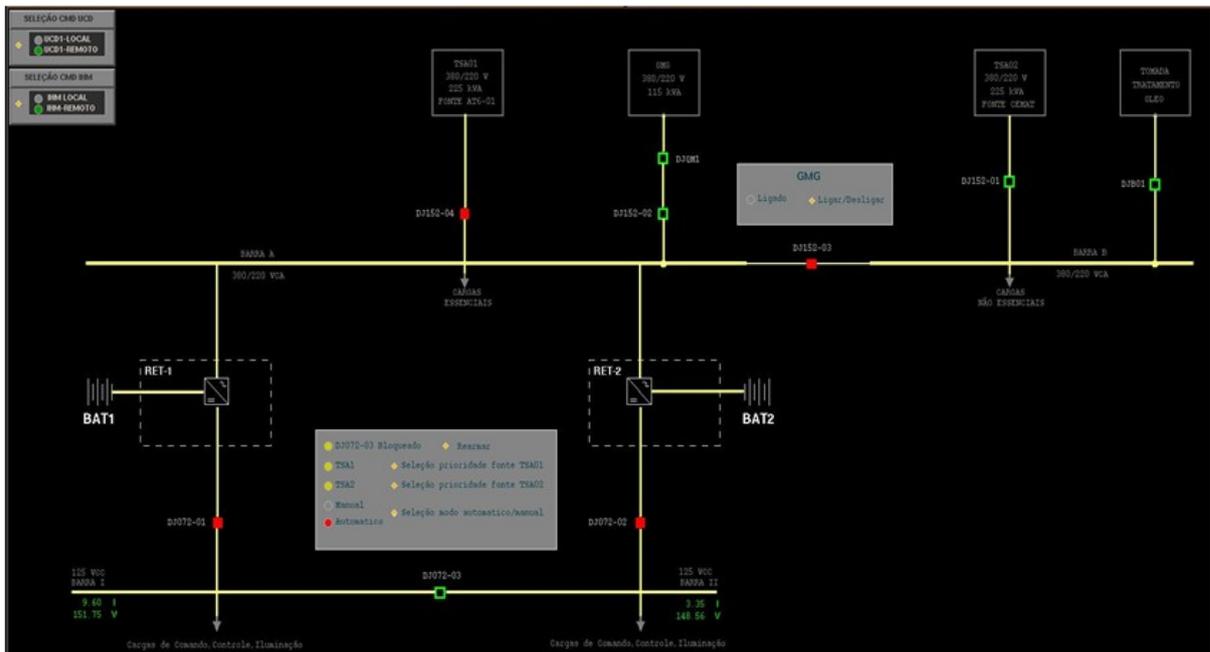
Fonte: Autor (2019).

A configuração de barramento no 138 KV é do tipo barra principal e barra de transferência, operando com as barras interligadas através DJ interligador de barras e com as cargas conectadas apenas na barra P, e a barra T ficando apenas para transferir algum circuito quando programado ou em caso de emergências.

4.2.1.2 Configuração do serviço auxiliar

Como podemos ver na figura a seguir, o serviço auxiliar desta instalação é dividido em duas partes, sendo o serviço auxiliar de corrente alternada e o serviço auxiliar de corrente contínua.

Figura 42 – Configuração do serviço auxiliar



Fonte: Autor (2019)

O SACA é formado por duas barras de 380/220 Vca, sendo uma de cargas essenciais e outra de cargas não essenciais, e três alimentadores, que são o TSA01, proveniente do terciário do autotransformador 230/138/13,8 kV, o TSA02, proveniente de um ramal de energia da concessionária local, e o GMG, que é o grupo moto-gerador de emergência. O TSA01 e TSA02 são capazes de alimentar os barramentos de cargas essenciais e não essenciais. O GMG só consegue alimentar as cargas essenciais, por conta de sua potência.

O SACC é composto de duas barras de 125 Vcc, sendo barra 1 e barra 2, essas barras são alimentadas, com o sistema em operação normal, por dois retificadores que são ligados em paralelo com dois bancos de baterias, que em caso de emergência assumem as cargas. Os dois retificadores e bancos de baterias tem condições de suportar todas as cargas do SACC separadamente, sendo necessário interligar as barras 1 e 2 para tal condição.

4.2.2 Caracterização do problema

Durante uma tempestade no período da madrugada, houve o desligamento do lado 230 kV da subestação, ocasionado por conta de uma baixa isolação na chave seccionadora SB6-01, precedida de falha do disjuntor DB6-01. Com o desligamento total dos barramentos de 230 kV, houve rejeição de carga das LT's de 138 kV que são conectadas em um complexo de PCH's, ocasionando no desligamento das mesmas.

Com isso, houve desligamento dos transformadores de 230/138/13,8 kV da SE, o transformador 1 é a fonte principal de alimentação do serviço auxiliar, o desligamento ocasionou em falta de alimentação no SACA, após constatada a falta de tensão da fonte principal de alimentação do serviço auxiliar, houve a comutação para a fonte secundária, que é o GMG, após alguns segundos após a partida, atuaram proteções e por consequência o desligamento do mesmo, a terceira fonte é proveniente da concessionária de energia, no momento a mesma estava em manutenção, devido a quedas de cabos. Com a falta de tensão e falha do GMG, a subestação ficou sem alimentação em corrente alternada do serviço auxiliar.

Após estes problemas que ocorreram na subestação devem ser adotados procedimentos para realizar a preparação da instalação, para prosseguir com a recomposição da mesma, conforme segue abaixo.

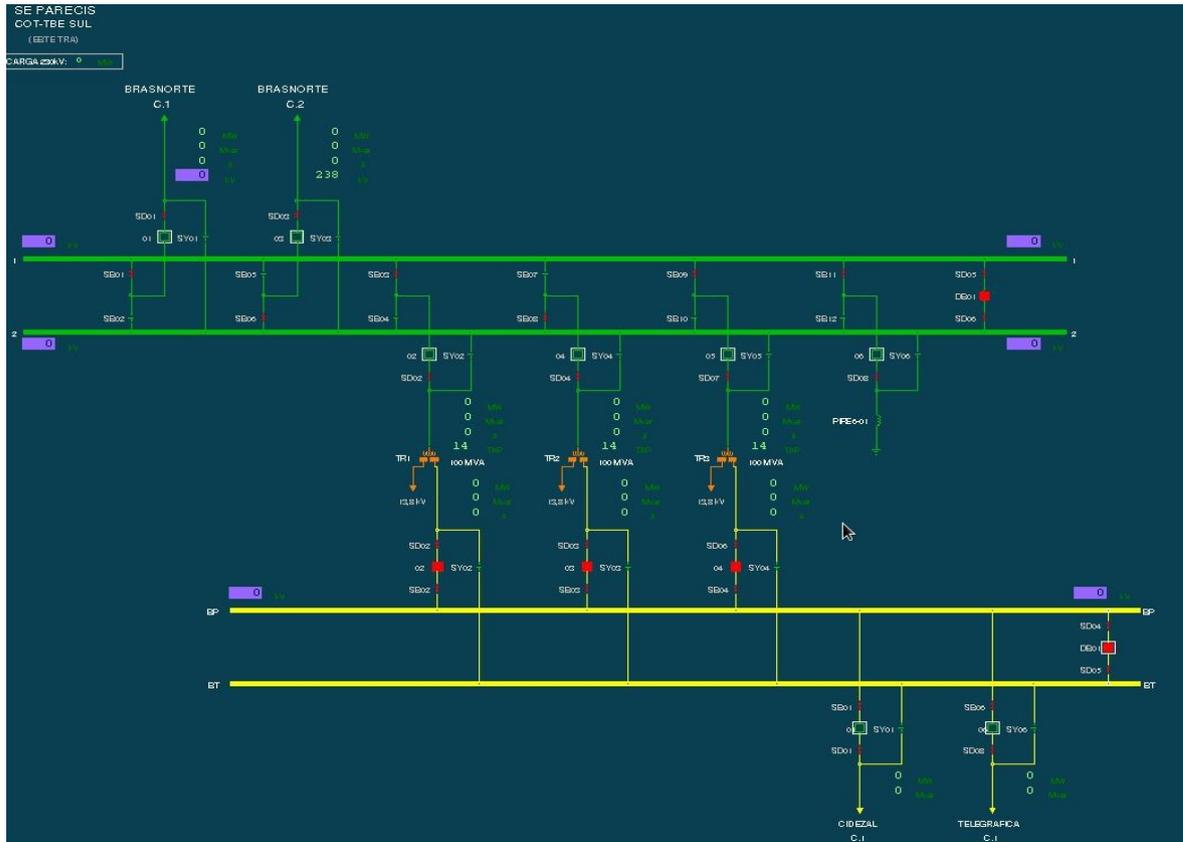
4.2.3 Procedimentos adotados

4.2.3.1 Procedimentos para preparação da subestação

Conforme o ONS (2019), após constatado falta de tensão em todos os terminais da subestação, deve-se iniciar os procedimentos de preparação da subestação, para isso devem ser abertos todos os disjuntores das linhas de transmissão, reatores e transformadores e manter o comutador sob carga dos transformadores na posição nominal.

Como a SB6-01 e o DJ DB6-01 (interligador de barras) que necessitam ficarem isolados, por conta de seus respectivos impedimentos, a isolação da chave seccionadora SB6-01 só é garantida coma barra P1 desligada e isolada, para isto, é necessário realizar as seguintes manobras para realizar a preparação da subestação, conforme a tabela a seguir:

Figura 43 – Situação da subestação após perturbação



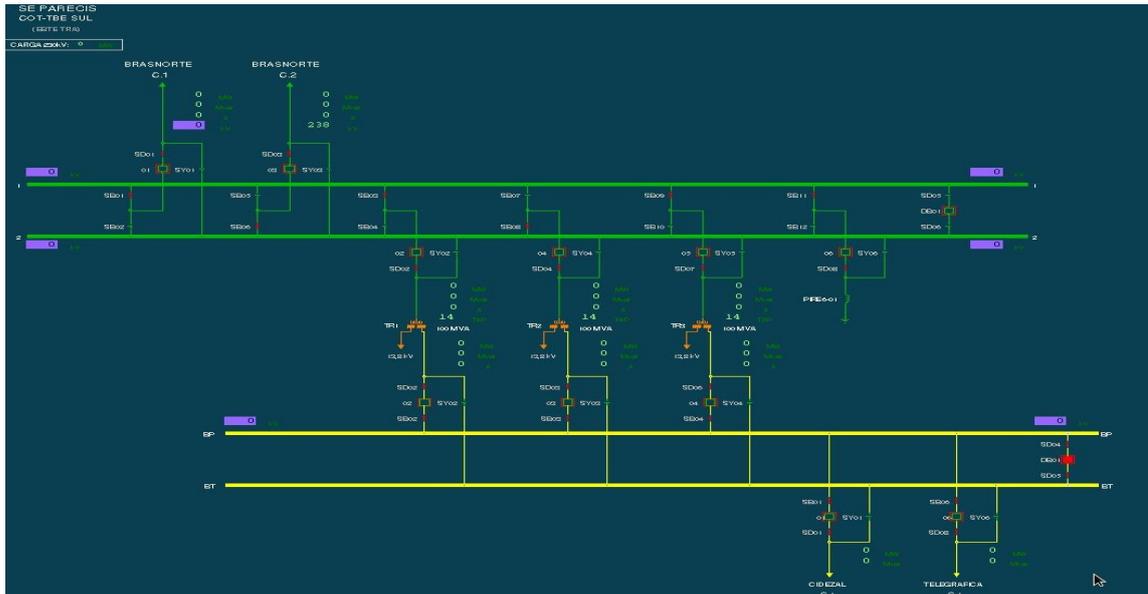
Fonte: Autor (2019)

Tabela 6 – Preparação da subestação

Manobras de preparação da subestação	
Ação	Objetivo
Abrir ou manter aberto os disjuntores DJ6-01, DJ6-02, DJ6-03, DJ6-04, DJ6-05, DJ6-06, DJ5-01, DJ5-02, DJ5-03, DJ5-04, DJ5-06	Possibilitar recomposição da subestação
Realizar o rearme do relé de bloqueio do disjuntor DB6-01	Em caso de rearme com sucesso, possibilita realizar a abertura do disjuntor DB6-01
Abrir o disjuntor DB6-01	-
Abrir as chaves seccionadoras SD6-05 e SD6-06	Possibilitar a isolação do disjuntor DB6-01

Fonte: Autor (2019).

Figura 44 – Situação da subestação após preparação para recomposição



Fonte: Autor (2019).

4.2.3.2 Procedimentos de recomposição com impedimentos do DB6-01 e SB6-01

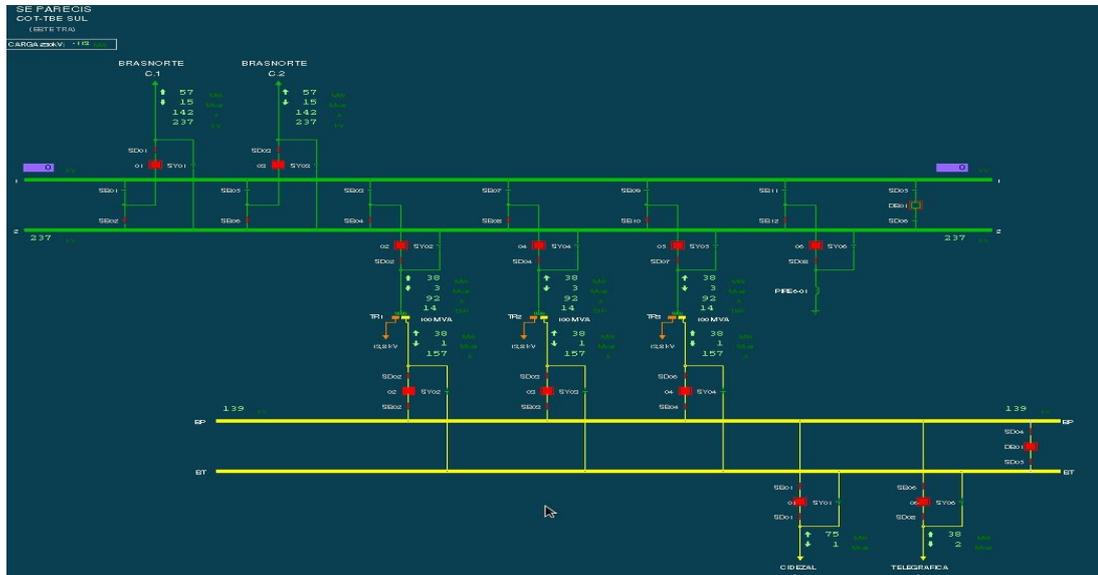
Como foram impedidos o DB6-01 e SB6-01, e para a isolação da SB6-01 é necessário desligar e isolar a barra P1, devido as falhas nestes equipamentos. A Equipe de manutenção deve ser contata, para realizar uma inspeção local na subestação, para analisar a real indisponibilidade dos equipamentos. Após constatado pela equipe de manutenção a indisponibilidade destes equipamentos, o operador deve entrar em contato com o centro regional do ONS, e declarar a indisponibilidade do disjuntor DB6-01 e da chave seccionadora SB6-01, e realizar a disponibilização das funções transmissão desta subestação, conectadas pela barra P2, devido a necessidade de a barra P1 ser desligada e isolada, para garantir as condições de segurança para ser trabalhado na chave seccionadora SB6-01. Caso o ONS, aceite a disponibilização de todos as funções transmissão conectadas na barra P2, de ser seguido os seguintes passos, conforme a tabela abaixo:

Tabela 7 – Procedimentos de recomposição com impedimentos do DB6-01 e SB6-01

Manobras de recomposição contemplando isolação da Barra P1 e DB6-01	
Ação	Objetivo
Fechar as chaves seccionadoras SB6-02, SB6-04, SB6-10 E SB6-12	Transferir os circuitos da Barra P1 para a Barra P2
Abrir as chaves seccionadoras SB6-01, SB6-02, SB6-09, SB6-11	
Confirmar abertas as chaves seccionadoras SD6-05 e SD6-06	Isolar o disjuntor DB6-01
Fechar o disjuntor DJ6-06	Possibilitar a energização simultânea do reator com a LT
Fechar o disjuntor DJ6-01	
Fechar respectivo disjuntor no outro terminal da LT	-
Fechar o disjuntor DJ6-02	Ligar o primeiro transformador, comutador sob carga deve estar na posição nominal
Fechar o disjuntor DJ5-02	
Fechar o disjuntor DJ5-01	Enviar tensão para as PCH's, após contato com o centro de operação relacionado
Fechar o disjuntor DJ5-06	
Fechar p disjuntor DJ6-04	Ligar o segundo transformador, após carga ativa no primeiro transformador comutador sob carga deve estar na posição nominal
Fechar o disjuntor DJ5-03	
Fechar o disjuntor DJ6-05	Ligar o segundo transformador, após carga ativa no primeiro transformador comutador sob carga deve estar na posição nominal
Fechar o disjuntor DJ5-04	
Fechar respectivo disjuntor do segundo circuito da LT	Energizar o segundo circuito
Fechar o disjuntor DJ6-03	Receber tensão da outra SE pelo segundo circuito
Bloquear comando das chaves seccionadoras SB6-01, SB6-03, SB6-05, SB6-07, SB6-09, SB6-11, SD6-05 e SD6-06	Garantir as condições de segurança para a equipe de manutenção trabalhar nos equipamentos impedidos

Fonte: Autor (2019).

Figura 45 – Situação da subestação após recomposição e isolamento dos equipamentos com falhas



Fonte: Autor (2019).

4.2.3.3 Procedimentos após conclusão das manutenções corretivas nos equipamentos

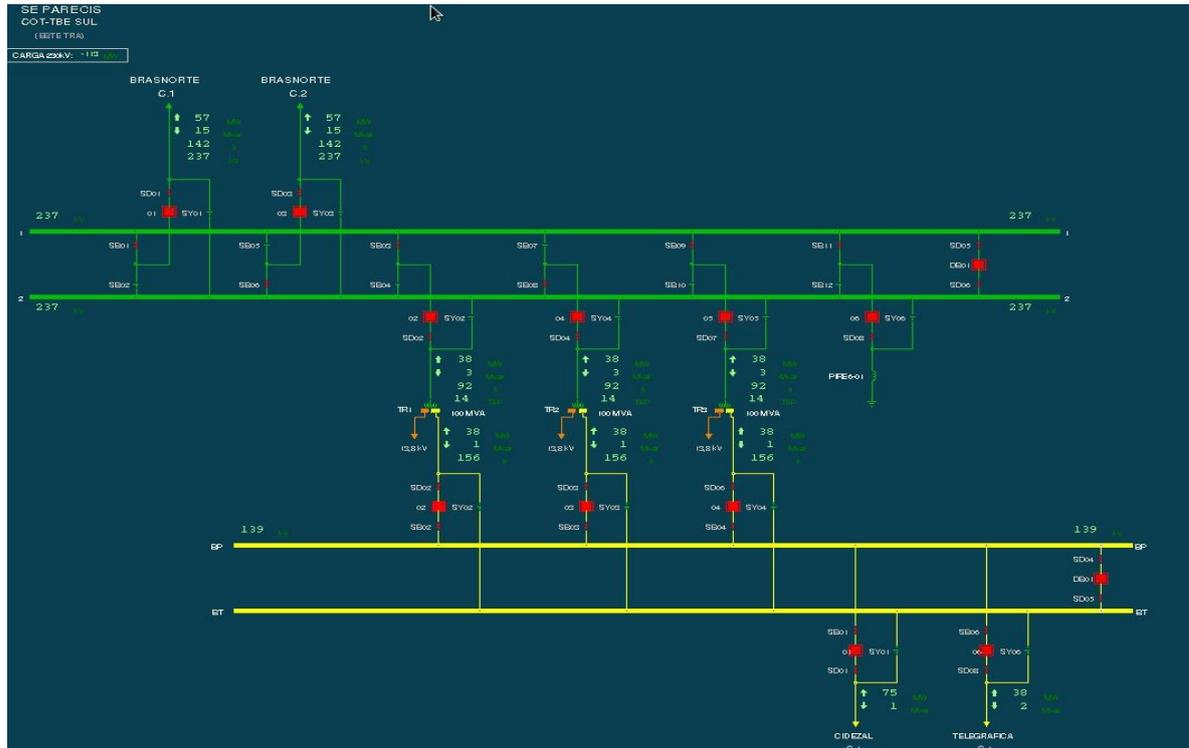
Com a conclusão dos serviços nos equipamentos, e o mesmo estão prontos para voltar a operação normal, deve ser realizado o desbloqueio das chaves seccionadoras e manobradas as chaves seccionadoras possíveis, até que fique aquela função transmissão somente pelo disjuntor. Após esta etapa deve ser disponibilizado o disjuntor DB6-01 e a chave seccionadora SB6-01, e solicitar a autorização para retornar com a topologia normal de barramento da subestação, para o ONS. Na tabela abaixo seguem os passos necessários desta manobra:

Tabela 8 – Procedimentos após conclusão das manutenções corretivas nos equipamentos

Manobras de normalização da subestação	
Ação	Objetivo
Desbloquear comando das chaves seccionadoras SB6-01, SB6-03, SB6-05, SB6-07, SB6-09, SB6-11, SD6-05 e SD6-06	-
Fechar as chaves seccionadoras SD6-05 e SD6-06	Possibilitar energização da Barra P1
Fechar o disjuntor DB6-01	
Fechar as chaves seccionadoras SB6-01, SB6-03, SB6-09, SB6-11	Transferir os circuitos da Barra P2 para a Barra P1
Abrir as chaves seccionadoras SB6-02, SB6-04, SB6-10 E SB6-12	

Fonte: Autor (2019).

Figura 46 – Subestação normalizada após atuação da equipe de manutenção



Fonte: Autor (2019).

4.2.4 Vantagens e desvantagens na aplicação de motores CC

4.2.4.1 Vantagens

- a) Em caso de perda total das fontes AC, ainda seria possível manobrar a subestação pela alimentação dos retificadores;
- b) Maior e melhor faixa de velocidade e ajuste que motores AC;
- c) Regulação de velocidade;
- d) Desempenho;
- e) Pequeno consumo de energia;
- f) Adaptado para realizar frequentes partidas;
- g) Torque constante;
- h) Confiabilidade.

4.2.4.2 Desvantagens

- a) Maior custo na aplicação;
- b) Maior necessidade de manutenção;
- c) Dimensões maiores que motores AC.

4.3 RESULTADOS ESPERADOS

Os resultados que serão obtidos com a aplicação de motores CC nos acionamentos de equipamentos de manobras de subestações, será principalmente na recomposição total das instalações, onde há ausência de tensão em todos os seus terminais.

Essa ausência de tensão ocasiona nas perdas das fontes principais do serviço auxiliar de corrente alternada, que são provenientes dos transformadores de potência, com a perdas dessas fontes é necessária a comutação da fonte para o GMG, que demora cerca de 5 minutos para sincronizar e começar a assumir carga, estes equipamentos também pode sofrer falhas, resultando em falta de tensão CA nos equipamentos de manobras, assim, seria necessário o deslocamento de um operador para realizar comandos manuais mecânicos nos equipamentos, esse procedimento é muito lento e pode trazer riscos para operador que executa estas manobras.

Com a aplicação dos motores CC nos acionamentos dos equipamentos de manobras, as manobras necessárias para recomposição da instalação, não necessitaria de nenhuma fonte de corrente alternada, pois os bancos de baterias assumiriam as cargas dos motores CC que forem acionados durante as manobras, desta forma, agilizando a recomposição do sistema de forma rápida e segura, sem a necessidade de realizar comandos manuais mecânicos nos equipamentos.

Consequentemente a aplicação de parcela variável para os agentes de transmissão seria menor, pois a recomposição da subestação seria mais ágil, devido a possibilidade de manobras em equipamentos de forma remota, não sendo necessário o operador local manobras os equipamentos na manivela (acionamento mecânico).

4.3.1 Cálculo Parcela Variável por Indisponibilidade

Conforme a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Parcela

Variável por Indisponibilidade (PVI), é a parcela a ser deduzida do Pagamento Base (PB) por Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos decorrentes de eventos que envolvam os equipamentos principais e ou complementares de uma Função Transmissão (FT), de responsabilidade da concessionária de transmissão.

Somente as interrupções com duração superior a um minuto são consideradas para efeito de apuração das indisponibilidades e das restrições operativas.

Conforme a ANEEL, a PVI a ser descontada do Pagamento Base de uma Função Transmissão é calculada conforme a equação a seguir:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{O_j} \cdot PAOD_j) \right)$$

Sendo:

D Número de dias no mês da ocorrência;

24.60.D Número de minutos no mês da ocorrência;

PB Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;

PADP_i Período Associado a Desligamento Programado *i*, em minutos;

PAOD_j Período Associado a Outro Desligamento *j*, em minutos;

KP Fator multiplicador para Desligamento Programado (item 1 do Anexo);

KO Fator multiplicador para Outros Desligamentos (item 1 do Anexo), sendo que esse fator será reduzido para KP após o 300º minuto;

NP Número de Desligamentos Programados da FT ocorrido ao longo do mês; e

NO Número de Outros Desligamentos ocorrido ao longo do mês.

Por exemplo, um desligamento de uma Linha de Transmissão com Pagamento Base de R\$ 100.000,00, por 10 minutos, sendo este desligamento do tipo Outros Desligamentos, com fator multiplicador KO igual a 150, ocasionaria em um desconto de aproximadamente R\$ 104.165,00.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Determinar o desempenho de confiabilidade de uma subestação elétrica de alta tensão é o maior desafio proposto as empresas que fazem parte do setor elétrico. Atualmente existem poucos recursos que permitem auxiliar na comparação na avaliação de confiabilidade das instalações, podendo assim dificultar a análise de pontos falhos.

A proposta deste trabalho foi empregar um método comparativo entre a alimentação em corrente contínua em equipamentos de manobras de subestações elétricas de alta tensão, que mostre os melhores desempenhos dessas instalações de forma a contribuir para o sistema elétrico com possíveis aplicações ao decorrer dos anos.

As modificações propostas neste trabalho, tem como objetivo aumentar a confiabilidade da instalação em caso de perturbações gerais, onde há ausência de tensão em todos os terminais da instalação. Estas modificações nas alimentações dos circuitos de comando e força dos equipamentos de manobras, possibilita que a recomposição da instalação seja efetuada mesmo que com todos os equipamentos dos serviços auxiliares de corrente alternada estejam fora de operação, pois com a substituição da alimentação dos circuitos de comando e força, para corrente contínua, a alimentação dos equipamentos de manobras seria suprida pelos bancos de baterias da instalação.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

AREVA, **Manual de instruções: Chave seccionadora de abertura vertical reversa S3CVR**, MG: Itajubá, 2006.

AREVA, **Disjuntor GL314X: Comissionamento e Montagem**. MG: Itajubá, 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição**. Rio de Janeiro, 2014.

APRENDER ELÉTRICA. **Subestação de Energia: Definições, Conceitos e Aplicações**. 1 ed. 2018.

CAMARGO, L. G. B. C. **O Setor Elétrico Brasileiro e sua Normatização**. Monografia (Especialização) - Curso de Direito, Centro de Ciências Jurídicas e Sociais, Unisantos, Santos, 2005.

CANÇADO, A. B.; RAMOS, G. E.; et al. **Confiabilidade e economia em sistemas de serviços auxiliares técnicos de PCHs**. Portal o setor elétrico. 2009. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/confiabilidade-e-economia-em-sistemas-de-servicos-auxiliares-tecnicos-de-pchs/>> Acesso em 15 de setembro de 2019.

FRONTIN, S. **Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. 1 ed. Brasília: Goya Editora LTDA., 2013.

GOMES, R. **A Gestão do Sistema Elétrico de Transmissão do Brasil**. Rio de Janeiro: FGV, 2010.

GONÇALVES, R. M. **Guia de Projeto para Subestações de Alta Tensão**. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

LORENZO, H. C. **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro**. Monografia (Especialização) - Curso de Sociologia, Faculdade de Ciências e Letras - Unesp, Araraquara, 2002.

MAMEDE, J.; MAMEDE, D. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 1 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MAMEDE, J. **Manual de Equipamentos de Alta tensão**. 3 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

MARSON, J.P. **Metodologia de análise de arranjo de barras em subestações de alta tensão**. Trabalho de Conclusão de Curso, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

MUZY, G. **Subestações Elétricas**. Trabalho de Conclusão de Curso – UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (Brasil). **Requisitos mínimos para**

transformadores e para subestações e seus equipamentos. 2011. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 15 out. 2019.

PENTEADO, J. B. **Análise do Desempenho de Subestações de Energia Elétrica a partir de Critério de Confiabilidade.** Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

PINTO, M. **Energia elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados.** 2 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

RABITO, C. E; PALOMA, R. R.; SILVESTRI, T. C. **Especificação de disjuntores de alta tensão com base na superação por curto-circuito e tensão de restabelecimento transitória.** Trabalho de Conclusão de Curso. (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2011.

ROCHA, R.; BRASIL, D. O. C. do; GAMA, C. **Requisitos mínimos funcionais quanto a configuração de barras para subestações da rede básica do sistema interligado brasileiro.** Campinas: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2001.

SOARES, B. **Sistemas de controle serviços auxiliares de uma subestação.** Monografia (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores). Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2017.

SOUZA, A. F. **Sistemas para monitoração da operação de chaves seccionadoras de alta tensão baseado na análise das correntes do motor de acionamento.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

