



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO  
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO  
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

THIAGO LUCAS DOS SANTOS LIMA

Procedimento para testes em sistemas de proteção de barras: arranjos barra dupla com  
disjuntor simples a quatro chaves

Cabo de Santo Agostinho - PE

2022

THIAGO LUCAS DOS SANTOS LIMA

Procedimento para testes em sistemas de proteção de barras: arranjos barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Federal Rural de Pernambuco como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo

Cabo de Santo Agostinho - PE

2022

# FICHA CATALOGRÁFICA

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal Rural de Pernambuco  
Sistema Integrado de Bibliotecas  
Gerada automaticamente, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

T423Lima Lima, Thiago Lucas dos Santos  
p Procedimento para testes em sistemas de proteção de barras: Arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves / Thiago Lucas dos Santos Lima. - 2022.  
114 f. : il.

Orientador: Marcel Ayres de Araujo.  
Inclui referências.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal Rural de Pernambuco, Bacharelado em Engenharia Elétrica, Cabo de Santo Agostinho, 2022.

1. Metodologia de testes. 2. comissionamento. 3. proteção de barras. I. Araujo, Marcel Ayres de, orient. II. Título

CDD 621.3

---

THIAGO LUCAS DOS SANTOS LIMA

Procedimento para testes em sistemas de proteção de barras: arranjos barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Federal Rural de Pernambuco como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 06/06/2022

Banca examinadora

---

Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo  
Orientador/Examinador Interno

---

Prof. Me. Eduardo José Barbosa  
Examinador Externo

---

Prof. Dr. Oureste Elias Batista  
Examinador Externo

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho à minha eterna cadela, Nina.

## **AGRADECIMENTOS**

À minha mãe pela dedicação, sacrifícios e esforços, sem os quais, este trabalho não seria possível.

À minha noiva pela paciência ao decorrer de todo curso.

Aos meus irmãos por sempre acreditarem em mim.

Aos meus amigos por sempre confiarem em mim.

Aos meus colegas de turma que tanto me apoiaram nos momentos difíceis.

Ao meu orientador, o professor Marcel.

Ao menino que nunca desistiu dos seus sonhos e sempre seguiu mesmo com todas as grandes dificuldades do seu tempo, tornando-se o maior incentivador deste trabalho.

## RESUMO

Os barramentos das subestações são de grande importância para todo sistema elétrico de potência, pois são responsáveis pela conexão de vários equipamentos, assim uma falta no sistema pode causar uma grande indisponibilidade de energia. Neste contexto, uma metodologia para testes quando implantado um novo sistema de proteção de barras pode contribuir de maneira significativa, a fim de garantir que o sistema opere de maneira satisfatória, minimizando as falhas por erro humano que podem acontecer em todo processo de montagem ou implementação de lógicas e dando confiabilidade a todo sistema. Neste sentido, este trabalho apresenta uma metodologia de comissionamento e integração de sistemas de proteção de barras para subestações com arranjos barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves. Para tanto, foram descritas as etapas dos testes a serem realizados, detalhando-os para melhor entendimento do leitor e possibilidade de aplicação prática, como o realizado em 3 aplicações em subestações de energia. Nessas aplicações foi possível identificar falhas que poderiam causar sérios problemas, como atuação indevida da proteção e até não atuação quando requerida.

Palavras-chave: metodologia de testes; comissionamento; proteção de barras.

## **ABSTRACT**

Substation buses are of great importance for any electrical power system, as they are responsible for connecting various equipment, so a fault in the system can cause a great power outage. In this context, a testing methodology when implementing a new bar protection system can contribute significantly to ensure that the system operates satisfactorily, minimizing human error failures that can occur in the entire assembly or implementation process. of logics and giving reliability to the whole system. In this sense, this work presents a methodology for commissioning and integrating busbar protection systems for substations with double busbar arrangements with a single four-key circuit breaker. Therefore, the test steps to be carried out were described, detailing them for a better understanding of the reader and the possibility of practical application, such as the one carried out in 3 applications in energy substations. In these applications it was possible to identify failures that could cause serious problems, such as improper protection action and even non-operation when required.

**Keywords:** testing methodology; commissioning; buses protection.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Configuração em barra simples .....	24
Figura 2 - Configuração em barra principal e barra de transferência.....	25
Figura 3 - Configuração em barra principal seccionada e transferência. ....	26
Figura 4 - Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves. ....	28
Figura 5 - Esquema básico de um relé de proteção. ....	29
Figura 6 - Ilustração de falha externa e interna a um barramento .....	32
Figura 7 - Ilustração de uma falta numa linha e transmissão .....	35
Figura 8 - Esquema básico da proteção falha disjuntor.....	35
Figura 9 - Falta numa zona morta.....	36
Figura 10 - Circuito de alimentação de um painel de proteção .....	40
Figura 11 - Medição de pontos do potencial J1F8/J2F8.....	41
Figura 12 - Contatos de interface de um relé de proteção de barras .....	42
Figura 13 - Ilustração do teste nos contatos de interface.....	43
Figura 14 - Giga de testes .....	44
Figura 15 - Diagrama interno da giga de testes para um equipamento .....	45
Figura 16 - Diagrama interno da giga de testes para um equipamento 2 .....	46
Figura 17 - Diagrama interno da giga de testes para um equipamento 3 .....	46
Figura 18 - Diagrama interno da giga de testes para um equipamento 4 .....	47
Figura 19 - Chaves de sinalizações da giga ligadas às entradas digitais do relé.....	48
Figura 20 - Esquema de montagem da giga às saídas digitais do relé.....	49
Figura 21 - Ativação da BI.9 .....	50
Figura 22 - Software de um relé mostrando a ativação da entrada digital 9 .....	50
Figura 23 - Associação de equipamentos com entradas digitais .....	51
Figura 24 - Arranjo hipotético para descrição dos testes.....	53
Figura 25 - Resultado da etapa 1 do teste falha disjuntor.....	56
Figura 26 - Resultado da etapa 2 do teste falha disjuntor.....	57
Figura 27 - Resultado da etapa 3 do teste falha disjuntor.....	58
Figura 28 - Resultado da etapa 4 do teste falha disjuntor.....	59
Figura 29 - Resultado da etapa 5 do teste falha disjuntor.....	60
Figura 30 - Resultado da etapa 6 do teste falha disjuntor.....	61
Figura 31 - Resultado da etapa 7 do teste falha disjuntor.....	62
Figura 32 - Resultado das etapas 1 e 2 do teste zona morta .....	64

Figura 33 - Resultado da etapa 3 do teste zona morta.....	65
Figura 34 - Relação do sentido das correntes com as polaridades dos TCs .....	67
Figura 35 - Resultado da etapa 1 do teste diferencial.....	68
Figura 36 - Configuração dos bays na etapa 1 .....	69
Figura 37 - Configuração dos bays na etapa 2 .....	70
Figura 38 - Pré-falta da etapa 3 .....	72
Figura 39 - Falta da etapa 3 .....	72
Figura 40 - Pós-falta da etapa 3 .....	73
Figura 41 - Resultado da falta na etapa 3 .....	74
Figura 42 - Pré-falta da etapa 4 .....	75
Figura 43 - Falta da etapa 4 .....	76
Figura 44 - Pós-falta da etapa 4 .....	76
Figura 45 - Resultado da falta na etapa 4 .....	77
Figura 46 - Falta da etapa 5 .....	78
Figura 47 - Resultado da etapa 5 .....	79
Figura 48 - Terminais secundários e primário de um TC.....	80
Figura 49 - Injeção de corrente no TC.....	81
Figura 50 - Ilustração da conferência do fechamento dos enrolamentos .....	82
Figura 51 - Etapa 1 do teste de integração elétrica.....	83
Figura 52 - Etapa 2 do teste de integração elétrica.....	84
Figura 53 - Etapa 3 do teste de integração elétrica.....	85
Figura 54 - Testes dos circuitos de abertura .....	87
Figura 55 - Teste do circuito de bloqueio.....	88
Figura 56 - Setor de 230 kV da subestação de Fortaleza II.....	90
Figura 57 - Módulos híbridos .....	91
Figura 58 - Lógica errada .....	94
Figura 59 - Lógica corrigida.....	94
Figura 60 - Esquema de interligação entre painéis.....	95
Figura 61 - Cabos entre caixa de interligação e caixa secundária do TC desconectados.....	96
Figura 62 - Diferença entre testes com jumperes e reais em equipamentos de pátio .....	97
Figura 63 - Identificação do problema no relé 85X1.....	98
Figura 64 – <i>By pass</i> do circuito de bloqueio .....	99
Figura 65 - Setor de 230 kV da subestação de Nossa Senhora do Socorro.....	101
Figura 66 - Falta de fiação entre a saída digital e a régua de borne .....	103

Figura 67 - Ilustração de inversão de fiação entre saídas digitais .....	104
Figura 68 - Inversão de chaves no equipamento híbrido.....	105
Figura 69 - Circuitos de bloqueio de fechamento com inversões de chaves.....	106
Figura 70 - Setor de 230 kV da subestação de Pindaí II .....	107
Figura 71 - Inversão de cabos entre caixa de interligação e TC da fase A.....	110
Figura 72 - Ilustração da montagem incorreta do TC.....	111
Figura 73 - Inversão na montagem do fechamento dos enrolamentos secundários .....	112

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Classificação das subestações de energia.....	22
Quadro 2 - Organização das saídas digitais do relé de proteção de barras.....	54
Quadro 3 - Problemas identificados em Fortaleza II.....	91
Quadro 4 - Problemas identificados na subestação de Nossa Senhora do Socorro.....	102
Quadro 5 - Problemas identificados na subestação de Pindaí II.....	108

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Exemplo de correntes para etapa 1 .....	69
Tabela 2 - Exemplo de correntes para etapa 2 .....	70
Tabela 3 - Exemplo de correntes para etapa 3 .....	71
Tabela 4 - Exemplo de correntes para etapa 4 .....	75
Tabela 5 - Exemplo de correntes para etapa 5 .....	78

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

BD-Ds-4 ch	Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves
BP+T	Barra Principal e Barra de Transferência
BPS+T	Barra Principal Seccionada e Transferência
BS	Barra Simples
IED	<i>Intelligent Eletronic Devices</i> (Dispositivos eletrônicos Inteligentes)
LED	<i>Light emitter diode</i> (Diodo Emissor de Luz)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica
RTDS	<i>Real Timer Digital Simulator</i> (Simulador Digital em Tempo Real)
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
UACSA	Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho
UFRPE	Universidade Federal Rural de Pernambuco

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
1.1 JUSTIFICATIVA	20
1.2 OBJETIVOS	20
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TCC	21
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>22</b>
2.1 SUBSTAÇÕES DE ENERGIA	22
2.1.1 Definições básicas	22
2.1.2 Arranjos de subestações	23
<b>2.1.2.1 Barra simples</b>	<b>23</b>
<b>2.1.2.2 Barra dupla e barra de transferência</b>	<b>24</b>
<b>2.1.2.3 Barra principal seccionada e transferência</b>	<b>26</b>
<b>2.1.2.4 Barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves</b>	<b>27</b>
2.2 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS	28
2.2.1 Estrutura e requisitos básicos de um sistema de proteção	29
2.2.2 Proteção diferencial de barramento	31
2.2.3 Proteção falha disjuntor	34
2.2.4 Proteção zona morta	36
<b>3 METODOLOGIA DA PESQUISA</b>	<b>37</b>
3.1 COMISSONAMENTO	37
3.1.1 Testes de potencial	38
3.1.2 Testes funcionais sem potencial nos contatos de interface	41
3.1.3 Testes funcionais com giga de testes	43
3.1.4 Testes da função de proteção falha disjuntor	52
3.1.5 Testes da função zona morta	62
3.1.6 Testes da função de proteção diferenciais	65
3.2 INTEGRAÇÃO DA PROTEÇÃO DE BARRAS AOS BAYS EXISTENTES	79
3.2.1 Injeção de corrente nos transformadores de corrente	80
3.2.2 Testes de integração elétrica	82
3.2.3 Testes dos circuitos de abertura e bloqueio de fechamento	86
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>89</b>
4.1 APLICAÇÃO DO MÉTODO À SUBESTAÇÃO DE FORTALEZA	89
4.1.1 Subestação Fortaleza II	89

4.1.2 Problemas identificados	91
4.1.3 Conclusões	93
4.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO À SUBESTAÇÃO DE NOSSA SENHORA DO SOCORRO	99
4.2.1 Subestação Nossa Senhora do Socorro	99
4.2.2 Problemas identificados	102
4.2.3 Conclusões	103
4.3 APLICAÇÃO DO MÉTODO À SUBESTAÇÃO DE PINDAÍ II	106
4.3.1 Subestação Pindaí II	106
4.3.2 Problemas identificados	108
4.3.3 Conclusões	109
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>113</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>115</b>



## 1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas instalações que suprem a demanda de energia elétrica a todos os sistemas regionais do país, sendo grande parte destas compostas por linhas de transmissões e subestações que possibilitam a transferência de energia dos centros de produção para os centros de consumo (metrópoles e zonas industriais), portanto devem operar de forma confiável e segura visando garantir o suprimento de energia para todas as regiões do país (ONS, 2009). Para que essa confiabilidade do sistema seja atingida, é necessário um sistema de proteção que entre em ação em casos de curto-circuito, ou falhas de outras origens que venham causar prejuízos às instalações, o que inclui equipamentos e componentes geralmente de difíceis substituições e de altos custos, podendo ocasionar também grande tempo de paralisação no sistema, o que faz a proteção ser importantíssima para os níveis de segurança operacionais (ONS, 2017).

Um dos equipamentos principais no que diz respeito a proteção no SIN é o barramento de uma subestação de energia, no qual na maioria das vezes é ligado um grande número de equipamentos com elevada importância, como, por exemplo, linhas de transmissão e transformadores, os quais são responsáveis pela continuidade do fornecimento de energia para importantes regiões, portanto uma falha no barramento pode causar uma grande interrupção no SIN. Neste sentido, a proteção de barramento ganha elevada importância para o sistema, devendo ser um recurso de altíssima: seletividade, para desligar o menor número de elementos conectados à barra promovendo a extinção da falta; velocidade, para extinção da falta reduzindo o nível de instabilidade no sistema; e segurança, para não operar de forma indevida (MAMEDE, 2011).

Entre os requisitos técnicos para um sistema de proteção de barras há a necessidade de que as novas proteções de eventos futuros devam se adequar à proteção do barramento existente e caso isso não seja possível, é necessária a troca do sistema de proteção de barras de toda a subestação (ONS, 2017). Portanto, as atividades com esse tipo de sistema são frequentemente exigidas, visto a constante expansão do SIN e requerem grandes intervenções em grande parte das subestações que já estão em operação, demandando muita atenção e planejamento das equipes envolvidas neste tipo de trabalho.

Neste sentido, a literatura apresenta trabalhos, como os que são expostos abaixo, com novos algoritmos de proteção de sistemas de potência e expõe ferramentas para testes em algoritmos de diversos fabricantes de relés de proteção de barramentos, visando uma constante

evolução e contribuição para segurança do SIN. Entretanto, raramente são encontrados estudos que mostrem um procedimento que vá além do relé de proteção e abordem também estratégias práticas para aplicação e testes e comissionamento, ou seja, que contemple todo o sistema de proteção de barras, o qual vai desde o transformador de corrente até a abertura do disjuntor, abarcando cabos, painéis, relés auxiliares e contatos de equipamentos de pátios.

Sozin et al (2017) propõe uma aplicação *software-in-the-loop* como alternativa à metodologia *hardware-in-the-loop* de simulação em malha fechada para ensaios em sistemas de proteção, sendo exemplificado ensaios em sistemas de proteção diferencial de barras de baixa impedância. O autor primeiro aplica a metodologia *hardware-in-the-loop* por meio do simulador digital em tempo real RTDS e com relés físicos, e em seguida utiliza o software ATP e a linguagem MODELS para modelar um relé e assim fazer ensaios de diversos casos em ambas as metodologias. Chega-se à conclusão que a metodologia *software-in-the-loop* pode ser usada para testes preliminares em relé, porém para um teste definitivo, antes de empregar o relé em campo, o ideal é a realização de um ensaio *hardware-in-the-loop* com os próprios equipamentos a serem instalados.

Por sua vez, Vianna (2013) apresentou a modelagem e simulação da proteção diferencial de barras de baixa impedância com a utilização do software ATP e com os modelos dos componentes do sistema de proteção desenvolvidos no ambiente MODELS. A autora estudou um caso de barramento com configuração barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves, visando uma grande variedade de possibilidades de arranjos para realização de diversas simulações. São obtidos resultados significativos no que diz respeito a lógica de proteção diferencial de barras testada e as vantagens na utilização da modelagem na avaliação de sistemas de proteção de barras, por meio da qual é possível verificar o comportamento da proteção e do sistema frente às mais diversas situações operacionais.

Já com uma abordagem mais abrangente, Escudero (2016) implementou e testou uma nova função de proteção diferencial numérica de baixa impedância para barramentos, trazendo conceitos tradicionais para a transformada de *wavelet*. O autor utiliza coeficientes *wavelet* e escalas obtidas a partir do monitoramento decorrentes do sistema visando superar o tempo de atuação da proteção, que tradicionalmente se baseia nos fasores fundamentais, o que resulta em atrasos adicionais na atuação da proteção. Assim, utiliza diferentes condições operacionais em um sistema de barra dupla de 230 kV com auxílio do ATP e obtém resultados satisfatórios no que se diz respeito a seletividade do sistema proposto, em caso de faltas externas e internas ao barramento, e nos resultados de tempo de atuações, que chegam a ser menores que 1 milissegundo.

Pedrosa (2020) aplica a nova formulação do plano alfa generalizado proposto por Bainy & Silva, à proteção diferencial de barras, objetivando avaliar experimentalmente o desempenho da técnica em relação ao algoritmo de proteção do relé SEL-487B. O autor utilizou uma plataforma de integração livre disponibilizada pelo fabricante para integrar o algoritmo no relé, um sistema com configuração barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves, operando em 230 kV/60 Hz e o software ATP para aplicação de diversos cenários de faltas internas, externas e evolutivas, via mala de testes. Segundo o autor, após os experimentos realizados, foi comprovado que o algoritmo proposto atuou mais rápido que o existente no relé em todos os testes, porém o algoritmo do relé SEL-487B é bastante confiável principalmente para faltas evolutivas. Já em relação a faltas internas e externas ambos os algoritmos reagiram muito bem, assim foi concluído que a técnica proposta é capaz de complementar o algoritmo de proteção do relé SEL-487B, trazendo benefícios para a proteção diferencial de barras.

Pereira et al. (2014) investiga as técnicas utilizadas na proteção diferencial de barramentos, as metodologias, os relés de proteção, os algoritmos, as ferramentas de testes, processos de avaliação e apresenta uma nova ferramenta composta de hardware e software para auxílio em trabalhos deste tipo. Com foco na tecnologia de proteção de baixa impedância, os autores utilizam um IED Siemens, uma caixa de testes CE-7024 desenvolvida no trabalho, além dos novos softwares DIFERENC E PSSIMUL desenvolvidos pela Conprove para potencialização de testes em IEDs de sistemas elétricos de potência. Após ensaios em diversos IEDs, os autores concluíram que a nova ferramenta é eficiente, tanto o hardware quanto os *softwares*, e que com ela será possível interpretar melhor o comportamento da função de proteção diferencial de barras e interagir com a mesma de uma forma mais segura, oferecendo recursos que auxiliam, e muito, os profissionais durante a execução dos ensaios.

Posto isto, destaca-se que nos diversos estudos de proteção diferencial de barramento presentes na literatura de maior relevância, o foco é no “coração da proteção”, no algoritmo do relé que irá atuar em caso de falhas, objetivando o mínimo de erro e buscando a máxima velocidade na atuação do sistema. Entretanto, para garantia de um correto funcionamento de um sistema de proteção de barras, há a necessidade de uma atenção macro, a qual deve ir além do relé. Assim, o presente trabalho busca ir além dessa abordagem visando assegurar a confiabilidade de um sistema de proteção de barras, contemplando todos os seus componentes, por meio proposição e apresentação de um procedimento de testes para um sistema de proteção de barras em subestações.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

Como visto na introdução deste trabalho, a implantação de um sistema de proteção de barras é frequentemente necessária por causa da constante expansão do SIN, assim, um procedimento para auxiliar na execução de atividades de campo visando mitigar problemas durante os trabalhos auxiliaria no ponto de vista técnico dos empreendimentos, facilitando o trabalho dos profissionais executores. Além disso, um padrão criado para execução de atividades, facilita na identificação de problemas de projeto, podendo gerar um *feedback* ao final dos empreendimentos, e estes serem corrigidos em projetos futuros, melhorando a qualidade do processo desde os primeiros passos da engenharia. Portanto, com grandes chances de redução de custos em várias áreas do processo, pois com um projeto bem executado é evitado retrabalhos que venham a ocorrer durante toda a implantação do sistema, assim, tem-se também um bom cenário no ponto de vista econômico.

Ainda nesta linha de raciocínio, um procedimento neste sentido traria mais confiabilidade aos processos das empresas transmissoras e concessionárias de energia na implantação destes tipos de empreendimento, pois a tendência é que tenham mais tempo para investir em outras atividades que também requerem atenção de seus profissionais, e conseqüentemente, todo o SIN é beneficiado pela melhora dos processos de transmissão e distribuição de energia elétrica. Neste sentido, o presente trabalho visa colaborar com este tema com a criação de um procedimento para testes em sistemas de proteção de barras, para auxiliar nos trabalhos de campo de empresas transmissoras e distribuidoras de energia elétrica, com o enfoque em subestações em arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é a apresentação de um procedimento de testes e integração de um sistema de proteção de barras em subestações com arranjos barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves. Para tanto, os objetivos específicos são:

- Apresentar subestações e alguns de seus arranjos físicos;
- Apresentar a filosofia e característica da proteção diferencial de barramento, falha disjuntor e zona morta;
- Apresentar e aplicar métodos de testes e integração a sistemas de proteção de barras em subestações com arranjos barra dupla a quatro chaves.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TCC

A fim de alcançar os objetivos propostos, o trabalho de conclusão de curso foi organizado em cinco capítulos como descrito a seguir.

No primeiro capítulo apresenta-se uma introdução sobre sistemas de proteção de barramento, a relevância do tema deste estudo e seus objetivos.

No segundo capítulo aborda-se um referencial teórico expondo alguns importantes arranjos de subestações e as funções de proteção geralmente contidas em um sistema de proteção de barras.

No terceiro capítulo descrevem-se os métodos de testes de comissionamento e integração de *bays* a um sistema de proteção de barras.

No quarto capítulo são expostos resultados de estudos de caso da aplicação dos métodos às subestações.

No quinto capítulo apresentam-se as conclusões sobre os resultados obtidos e as sugestões de trabalhos para seguimento desta pesquisa.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 SUBESTAÇÕES DE ENERGIA

#### 2.1.1 Definições básicas

A definição de subestações, segundo (PRODIST, 2021), pode ser entendida como “parte do sistema de potência que compreende os dispositivos de manobra, controle, proteção, transformação e demais equipamentos, condutores e acessórios, abrangendo as obras civis e estruturas de montagem”.

As subestações têm como principal função a elevação ou redução dos níveis de tensão do sistema elétrico, efetuar regulação de tensão, proporcionar recursos operacionais ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) e monitorar as grandezas elétricas, com finalidade de tornar adequada a transmissão e distribuição de energia conforme necessidade do sistema elétrico. Contudo, para cumprir esse objetivo são necessários uma série de equipamentos de manobra, medição, proteção, controle, supervisão, condutores, transformadores de energia e equipe de manutenção e operação qualificadas visando a segurança nas operações, confiabilidade, flexibilidade, suportabilidade quanto a curto-circuito e rapidez na recomposição do sistema (Aprender elétrica, s.d.).

Quanto as suas classificações, pode-se subdividi-las de acordo com suas funções, tipos de instalação e níveis de tensão, conforme o Quadro 1, a qual expõe a classificação das mesmas, suas subclassificações e as características de cada subclassificação.

Quadro 1 - Classificação das subestações de energia

<b>Classificação</b>	<b>Subclassificação</b>	<b>Característica</b>
Função	Elevadora	Elevar tensão para reduzir perdas na transmissão.
	Abaixadora	Abaixar tensão para adequar os níveis aos consumidores finais.
	Distribuição	Diminuem a tensão para o nível de distribuição primária.
	Manobras	Interliga circuitos de mesmo nível de tensão e permite manobras.

	Conversora	Associadas a sistemas de transmissão em CC (SE retificadora e SE Inversora).
Instalação	Ao Tempo	Construídas a céu aberto. Os equipamentos estão sujeitos a intempéries.
	Abrigada	Construídas em locais abrigado. Os equipamentos não estão sujeitos a intempéries.
	Blindada	Construídas em locais abrigados. Os equipamentos são completamente isolados em óleo ou em gás.
	Híbrida	Possui equipamentos isolados a gás SF-6 e isolados a ar.
Níveis De Tensão	Extra/Alta Tensão (750 kV)	Transmissão de energia elétrica das usinas para cidades
	Tensão de transmissão (440 kV; 345 kV; 230 kV)	Transmissão de energia elétrica das usinas para cidades
	Subtransmissão (138 kV; 69 kV)	Transmissão de energia elétrica das usinas para cidades
	Tensão De Distribuição (34,5 kV; 15 kV; 6,6 kV; 2,3 kV)	Transmissão de energia elétrica no âmbito urbano / rural.
	Baixa Tensão (127/220 V; 220/380 V; 380 V; 440 V)	Residencial, iluminação, motores, tração urbana.

Fonte: Adaptado de Aprender Elétrica (s.d.).

### 2.1.2 Arranjos de subestações

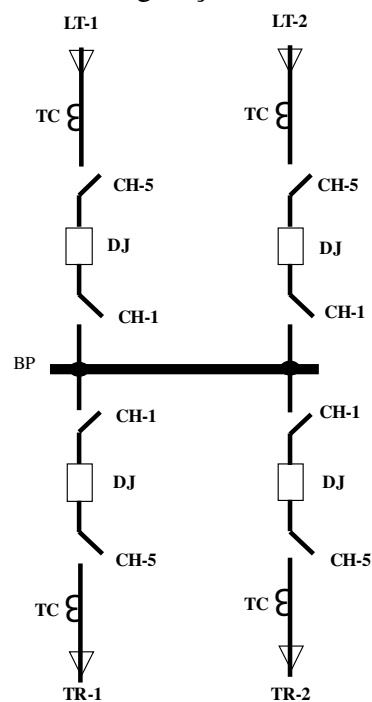
Nesta seção serão apresentadas as quatro configurações de barras de uma subestação, utilizadas em sistemas elétricos de média, alta e extra alta tensão, e que são fundamentais para entendimento deste trabalho, as quais são: Barras simples (BS), Barra principal e barra de transferência (BP+T), Barra Principal Seccionada e Transferência (BPS+T), e Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves (BD-Ds-4 ch).

#### 2.1.2.1 Barra simples

Na Figura 1 pode-se observar um esquema com a configuração Barra Simples (BS), com quatro *bays* ou *bays*, no qual cada *bay* é formado por um conjunto de equipamentos que compõem todas as funções de manobra e aquisição de corrente e/ou tensão para os instrumentos

de medição, sendo duas linhas de transmissão (LT-1 e LT-2) e dois transformadores (TR-1 e TR-2) que podem ser ligados ao barramento BP pelas suas respectivas chaves seccionadoras (CH-1 e CH-2), e são protegidos pelos seus disjuntores (DJ), além de um transformador de corrente (TC) para cada *bay*, visando o monitoramento desta grandeza elétrica para ações que venham a ser tomadas pelo sistema de proteção e controle da subestação. Este arranjo geralmente é aplicado a subestações de pequeno porte de distribuição ou industriais para atendimento às cargas específicas pelo fato da sua fragilidade em relação a disponibilidade de operação, uma vez que para um defeito na barra BP todos os equipamentos ligados a ela são desenergizados pela abertura de seus disjuntores, e como este arranjo só dispõe de um barramento, toda a subestação estaria comprometida em caso de defeito na barra (FRONTIN, 2013).

Figura 1 - Configuração em barra simples



Fonte: O autor

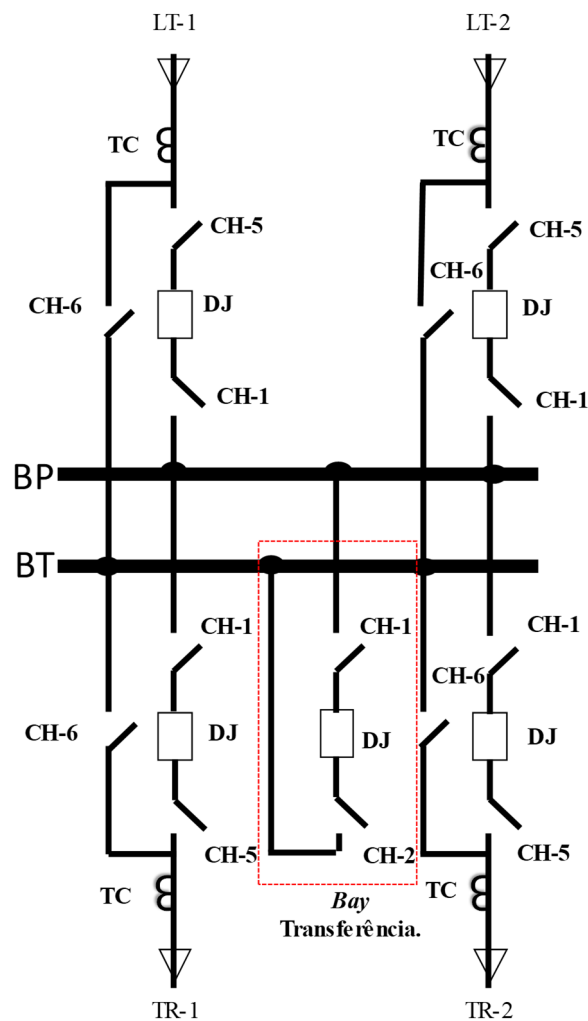
### 2.1.2.2 Barra dupla e barra de transferência

Na Figura 2 pode-se observar um esquema com a configuração Barra principal e barra de transferência (BP + T) com duas linhas de transmissão (LT-1 e LT-2) e dois transformadores (TR-1 e TR-2) que podem ser ligados ao barramento BP pelas suas respectivas chaves



seccionadoras (CH-1 e CH-5), e são protegidos pelos seus disjuntores (DJ). Além disso, é visualizado um transformador de corrente (TC) e uma chave de transferência (CH-6) para cada bay, as quais podem ser ligadas ao barramento BT, responsável pela substituição de cada bay pelo bay de transferência localizado na parte central da Figura 2. A grande vantagem deste arranjo em relação ao barra simples é que em caso de manutenção é possível a transferência do disjuntor defeituoso para o disjuntor de transferência, e também é possível fazer isso sem a necessidade de desligar o sistema (caso o disjuntor defeituoso ainda possa estar ligado no início da transferência), seguindo os seguintes passos de manobra: fechar a chave de transferência do bay que se quer transferir, fechar o bay de transferência, abrir disjuntor do bay que se quer transferir, e abrir chaves do bay que se quer transferir (FRONTIN, 2013).

Figura 2 - Configuração em barra principal e barra de transferência.

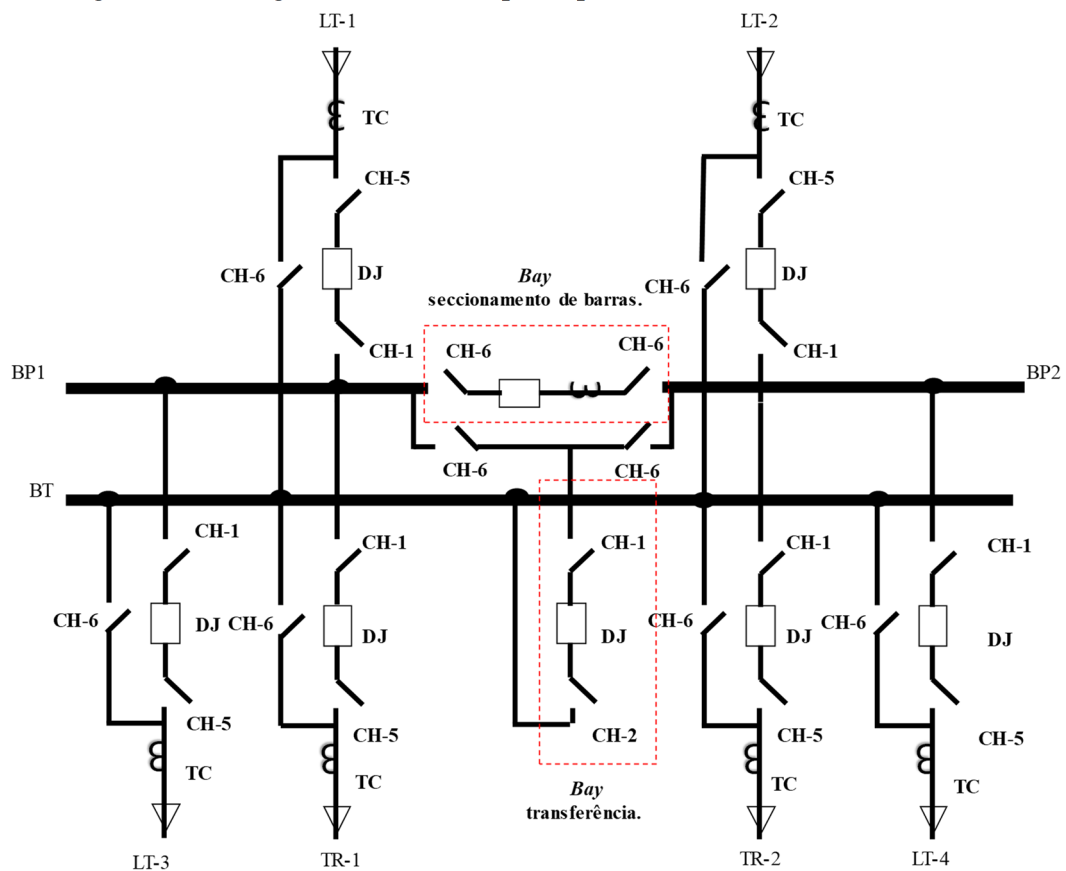


Fonte: O autor

### 2.1.2.3 Barra principal seccionada e transferência

Na Figura 3 pode-se observar um esquema com a configuração Barra principal seccionada e transferência (BPS+T) com duas barras principais (BP1 e BP2), duas linhas de transmissão (LT-1 e LT-2) e dois transformadores (TR-1 e TR-2), que podem ser ligados a BP1 e BP2 pelas suas respectivas chaves seccionadoras (CH-1 e CH-5), e são protegidos pelos seus disjuntores (DJ). Nota-se também a presença de um transformador de corrente (TC) e uma chave de transferência (CH-6) para cada *bay*, as quais podem ser ligadas ao barramento BT, responsável pela substituição de cada *bay* pelo *bay* de transferência localizado na parte central da Figura 3, assim como na configuração BP + T. A grande vantagem desse arranjo em relação ao BP + T é o *bay* de seccionamento de barras, seccionando o barramento principal em dois, aumentando a confiabilidade do sistema, porque para um defeito em BP1, este disjuntor abriria e manteria BP2 em operação e vice-versa (FRONTIN, 2013).

Figura 3 - Configuração em barra principal seccionada e transferência.

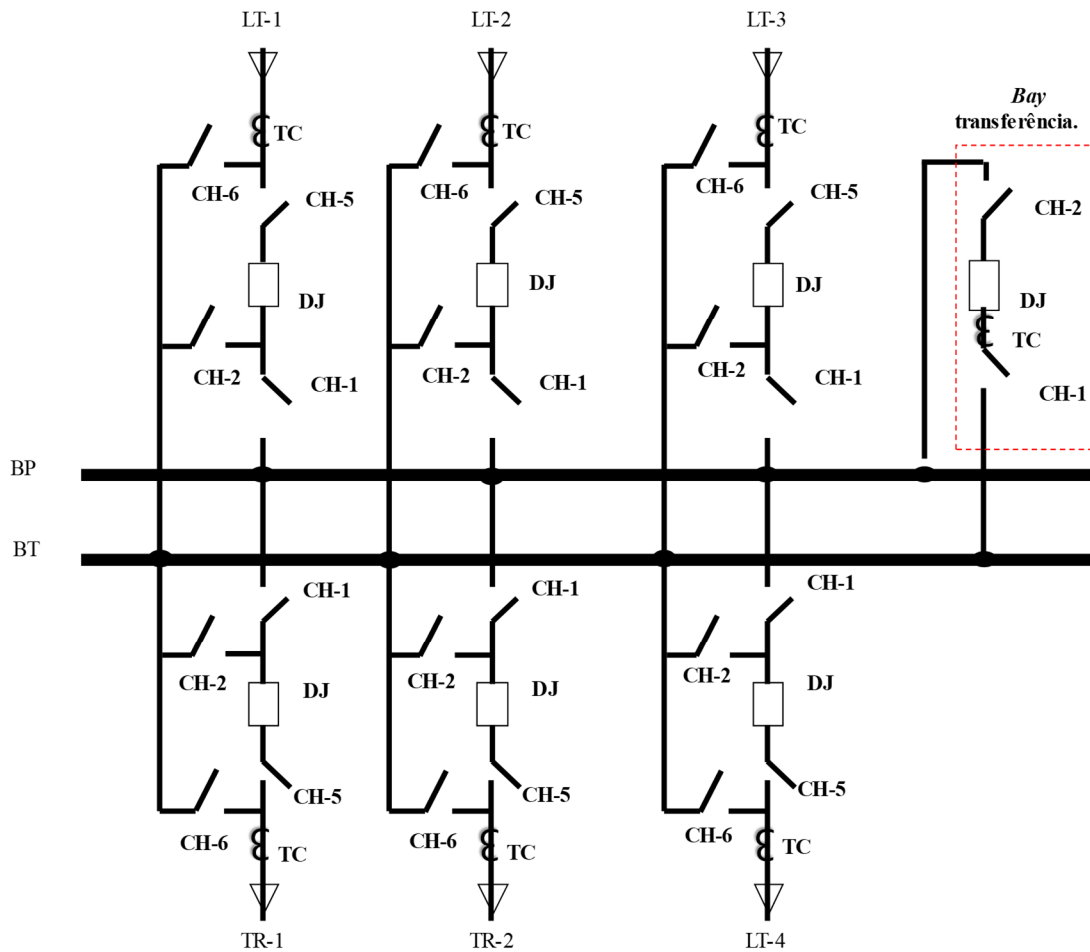


Fonte: O autor

#### 2.1.2.4 Barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves

Na Figura 4 pode-se observar um esquema com a configuração Barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves (BD-Ds-4 ch) com uma barra principal (BP) e uma barra que pode ser a segunda barra principal ou barra de transferência (BT), quatro linhas de transmissão (LT-1, LT-2, LT-3 e LT-4) e dois transformadores (TR-1 e TR-2), que podem ser ligados a BP e BT pelas suas respectivas chaves seccionadoras (CH-1, CH-2 e CH-5), e são protegidos pelos seus disjuntores. Visualiza-se ainda um transformador de corrente (TC) e uma chave de transferência (CH-6) para cada *bay*, as quais podem ser ligadas ao barramento BT, responsável pela substituição de cada *bay* pelo *bay* de transferência localizado na parte central Figura 4. As vantagens desse arranjo em relação a barra principal e barra de transferência é a capacidade de operação da subestação tanto como barra principal quanto com barra de transferência, em que se deve operar com todos os *bays* para barra B1 e transferir apenas um *bay* por vez usando a B1 e a BT como em barra dupla. Situação na qual os *bays* ficam divididos, geralmente de forma equilibrada entre as barras B1 e BT, visando gerar mais confiabilidade ao sistema, já que na ocorrência de algum defeito em uma das barras, os outros *bays* ligados ao barramento não defeituoso permanecem fornecendo energia ao sistema. Ademais, tem-se a vantagem de poder passar todos os *bays* para uma das barras deixando a outra livre para trabalhos caso haja necessidade de manutenção e até expansão do sistema (FRONTIN, 2013). Para dividir as cargas, ou separar os *bays* nas barras, basta fechar a chave de uma das barras (CH-1 ou CH-2) para cada *bay* e para uma manobra de transferência de disjuntor, basta fechar o *bay* de transferência, passar todos os *bays* que não *bay* ser transferidos para a barra B1, abrir o disjuntor de transferência, fechar a chave de transferência do *bay* que se deseja transferir, fechar o disjuntor de transferência, abrir o disjuntor que deseja-se transferir e logo em seguida suas chaves.

Figura 4 - Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves.



Fonte: O autor

## 2.2 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

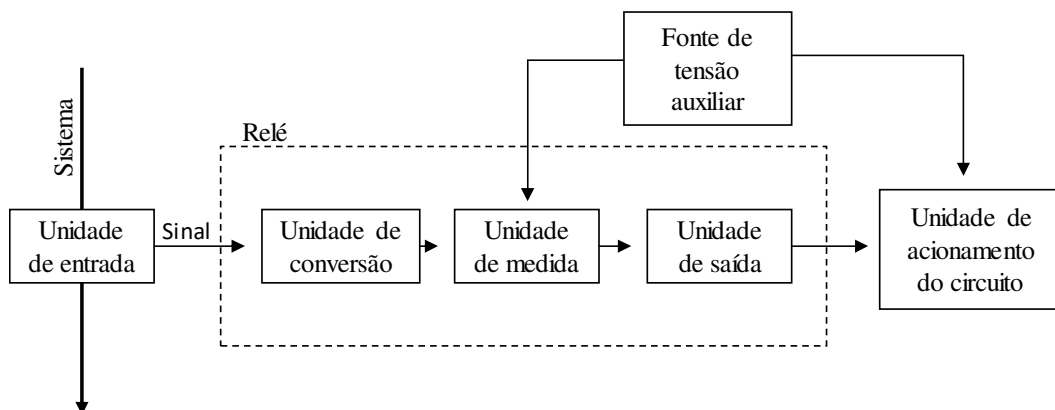
Em um sistema elétrico de potência existem situações de possibilidade de falha da rede elétrica, seja nas linhas de transmissão, com as contaminações por poeira em seus isoladores ou suas altas exposições a descargas atmosféricas, ou nas subestações com sua gama de equipamentos, os quais também possuem isoladores que podem ser contaminados por poeira ou podem ter suas isolações comprometidas por uma baixa pressão de gás isolante ou falta de qualidade no óleo mineral que o isola, além dos condutores, que possuem uma infinidade de conexões ao longo de todo sistema de potência, podendo provocar pontos quentes e por consequência um rompimento de cabo. Logo, apesar de vários cuidados em projetos e o rígido cumprimento de normas técnicas, é comum uma falha no sistema, principalmente por curto-circuito, por isso deve existir um sistema de proteção para desligamentos do trecho do sistema

submetido a algum defeito e fornecer informações aos responsáveis pela sua operação para identificação do defeito e facilitar a recomposição do sistema (FILHO; MAMEDE, 2011).

### 2.2.1 Estrutura e requisitos básicos de um sistema de proteção

O dispositivo principal do sistema de proteção é o relé de proteção, que têm a função de monitorar a corrente e tensão presentes no elemento do sistema que se quer proteger e atuar quando estas superam os valores previamente ajustados em seus parâmetros internos. Sua atuação se dá mandando uma ordem de abertura para os disjuntores seccionarem o caminho físico da corrente para o equipamento que se quer proteger, evitando danos ao isolar este do sistema, além de proteger todo o sistema de potência que não está envolvido diretamente na falta. Logo, pode-se dizer que o relé é o cérebro de toda proteção do sistema e relaciona alguns valores pré-ajustados a magnitudes de corrente e tensão presentes no sistema para “tomar uma decisão” de atuar ou não. Entretanto, necessita de ferramentas mecânicas “subordinadas” a ele para execução das tarefas, e neste sentido o esquema básico Figura 5 ilustra essas ferramentas e partes internas ao relé, e logo em seguida é posto em tópicos a explicação de cada bloco presente na Figura 5 (MAMEDE, 2011).

Figura 5 - Esquema básico de um relé de proteção.



Fonte: Adaptado de Mamede (2011).

- Unidade de entrada: é composta pelos equipamentos que estão em contato com os elementos do sistema elétrico por meio dos transformadores de corrente e potencial, isolando eletricamente o relé do sistema de potência e refletindo em seus terminais secundários a ordem de grandeza dos parâmetros do sistema para a unidade de conversão do relé de proteção;

- Unidade de conversão de sinal: é um elemento interno ao relé de proteção que converte os sinais de corrente e tensão recebidos dos transformadores de corrente e potencial em sinais com nível de modulação adequadas ao nível de funcionamento do relé;
- Unidade de medida: elemento que compara os valores previamente ajustados no relé com os valores recebidos pela unidade de conversão, e envia um sinal à unidade de saída caso haja alguma discrepância;
- Fonte de tensão auxiliar: unidade que fornece energia às unidades de medida, às unidades de saída e acionamento;
- Unidade de saída: responsável por enviar ordem de abertura para a bobina do circuito de abertura do disjuntor;
- Unidade de acionamento: Na maioria das vezes constituída por uma bobina interna ao equipamento de desconexão do sistema, geralmente um disjuntor.

Além disso, um sistema de proteção precisa ter alguns requisitos básicos para uma correta operação, que vai da velocidade na ocorrência de uma falta, da seletividade para tirar do sistema somente o trecho defeituoso, da sensibilidade nas suas medições, e confiabilidade. Todos esses requisitos são indispensáveis e o entendimento e aplicação destes é de fundamental importância no estudo de proteções de sistemas elétricos, por isso são melhores detalhados em tópicos abaixo (CAMINHA, 1977):

- Seletividade: propriedade da proteção que reconhece e seleciona, na ocorrência de um defeito, quando a proteção deve atuar ou não;
- Velocidade: a velocidade de atuação em um curto-circuito visa diminuir a extensão dos danos ocorridos, assegurar a manutenção de operações normais nas saídas do sistema, diminuir o tempo total sem fornecimento de energia e reduzir o tempo total de liberação de potência durante a verificação de danos, etc. Ressalta-se que a velocidade da proteção não depende só do relé, mas também da velocidade de operação dos disjuntores que recebem a ordem para abertura;
- Sensibilidade: consiste na capacidade da proteção responder às anormalidades para as quais foi projetada e é apreciado por um fator de sensibilidade “k”, que pode ser calculado utilizando a Equação 1:

$$k = \frac{I_{ccmin}}{I_{pp}} \quad (1)$$

Sendo  $I_{ccmi}$  a corrente calculada para o curto-circuito franco no extremo da linha de transmissão sob condições de geração mínima e  $I_{pp}$  a corrente primária de operação da proteção (ou corrente de *pick-up*). Para um nível de sensibilidade adequado, deve-se ter um valor de  $k$  que satisfaça a Equação 2:

$$1,5 \leq k < 2 \quad (2)$$

- Confiabilidade: probabilidade de um componente ou material satisfazer a função para o qual foi projetado, sob determinadas condições de operação.

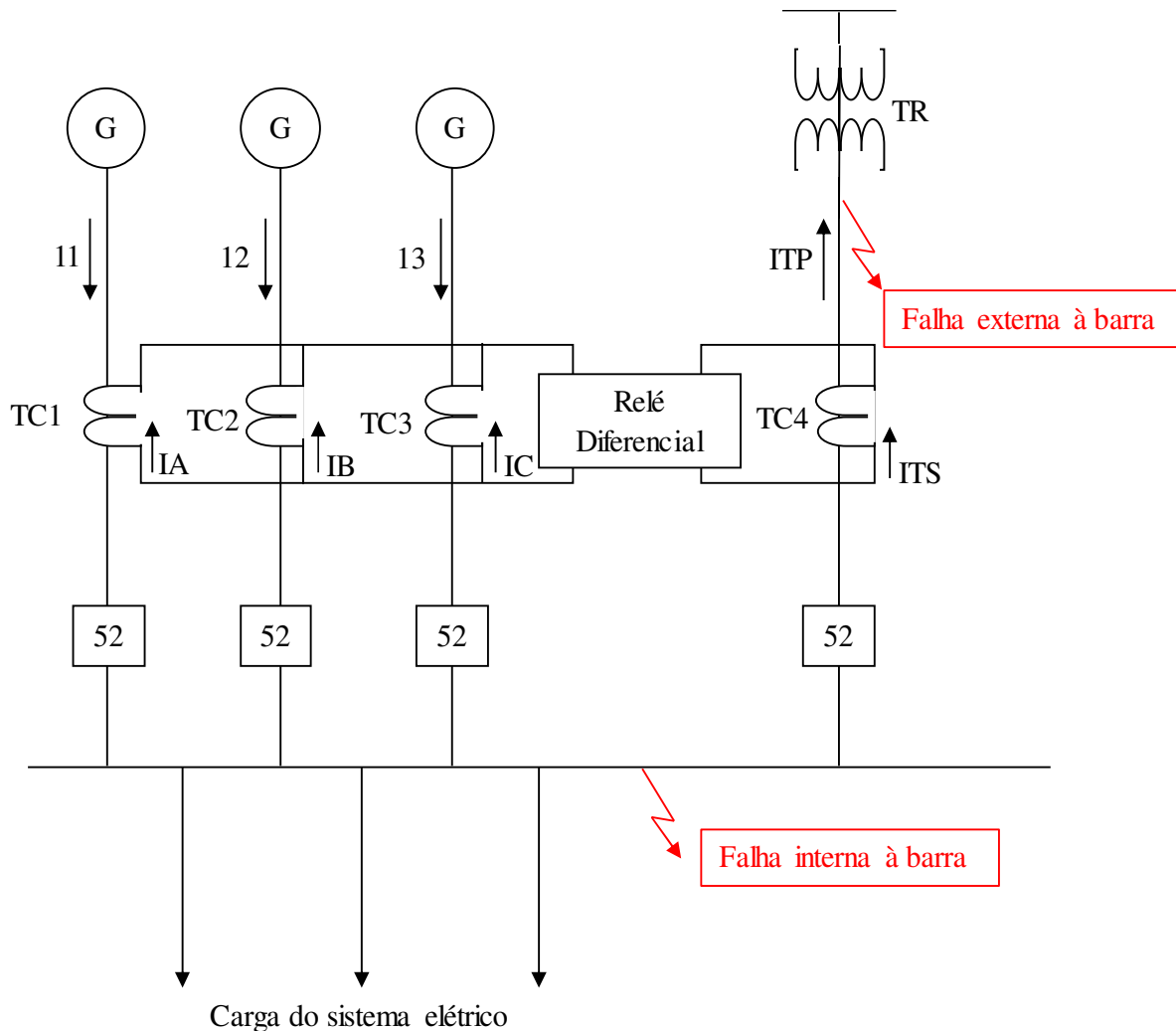
### 2.2.2 Proteção diferencial de barramento

As subestações possuem barramentos aéreos nos quais são ligadas todas as cargas e fontes que chegam à subestação pelas linhas de transmissões e também os transformadores de potência presentes nelas. Esses barramentos concentram uma grande quantidade de carga e são de fundamental importância para todo sistema elétrico, porque o seu não desligamento em caso de um defeito pode causar danos a muitos outros dispositivos do sistema, assim como o seu desligamento de forma não necessária pode prejudicar muitos consumidores pela falta de energia. Logo, para que a proteção seja seletiva, segura e veloz faz-se necessário uma atenção aos barramentos de uma subestação, que somente deve ser desenergizado quando ocorrer um defeito interno e não para faltas externas, em que a proteção do próprio *bay* deve atuar, isolando apenas o trecho defeituoso e deixando os outros *bays* ligados ao barramento operando normalmente. Para melhor entendimento e exemplificação, a Figura 6 ilustra uma falta externa e interna a um barramento, no qual são ligados três geradores, codificados com a letra G e um transformador, abreviado por TR através de quatro disjuntores, representados pelo número 52, além de um relé diferencial, o qual monitora as correntes IA, IB, IC e ITS, através dos transformadores de corrente TC1, TC2, TC3 e TC4 (MAMEDE, 2011). Além disso, a seguir são listadas algumas das principais origens de defeitos em barramentos conforme (MAMEDE, 2011):

- Rompimento de isolamento devido a naturezas elétricas ou mecânicas;
- Objetos caídos sobre as subestações;
- Esquecimento de retiradas de cabos de aterramento após manutenção;

- Falhas nos dispositivos de bloqueios das chaves de aterramento após manutenção;
- Presença de répteis sobre o barramento;
- Contaminação por partículas dispersas no ar em virtude da maresia, poeira de resíduos industriais, etc.

Figura 6 - Ilustração de falha externa e interna a um barramento



Fonte: Adaptado de Mamede (2011).

O princípio fundamental da proteção de barramento baseia-se na Lei de *Kirchhoff* das correntes, ou seja, para uma não atuação da proteção a soma vetorial das correntes que entram e saem do barramento deve ser nula. Como exemplo pode-se observar a Figura 6, considerando somente a falta externa ao barramento, a soma das correntes neste é zero ( $IA + IB + IC = ITS$ ), assim a proteção não deve atuar, mas para uma falta interna ao barramento, as correntes tendem



a irem para o barramento fazendo com que só haja correntes neste, e conseqüentemente fazendo a proteção atuar (MAMEDE, 2011).

Visando um funcionamento adequado os sistemas de proteção de barramento possuem algumas características fundamentais, tais como a citadas a seguir:

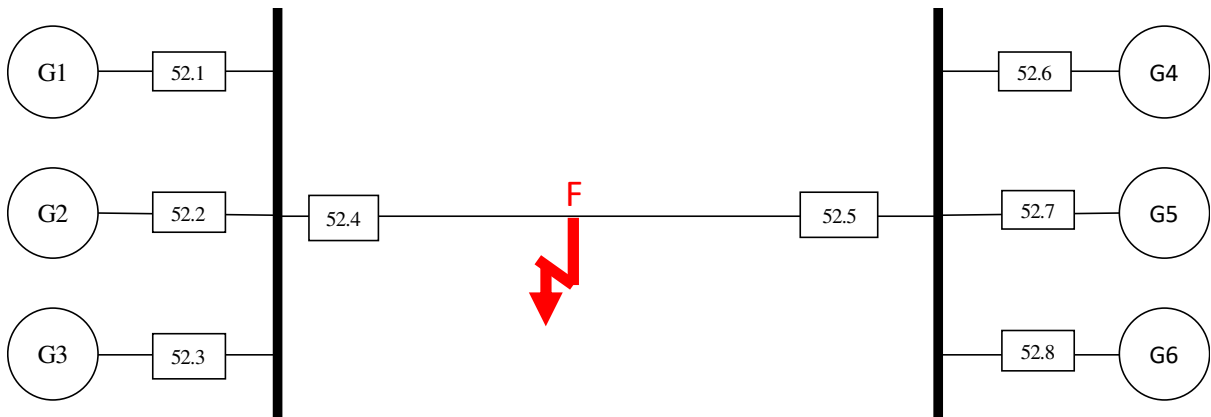
- Saturação dos TCs: os transformadores de corrente devem possuir capacidade para não saturar quando ocorrer algum curto-circuito externo ao barramento, ou seja, deve reproduzir a corrente que passa pelo seu enrolamento primário independente das circunstâncias da falta, fazendo com que o relé detecte sempre sua corrente primária;
- Proteção falha disjuntor 50/62BF (será mostrada em seção futura): esta função de proteção deve ser instalada no relé de proteção de barras;
- Supervisão do estado operativo das chaves seccionadoras e disjuntores: esta supervisão deve ser contínua durante toda operação do sistema de proteção de barras, com o objetivo de identificar a correta posição dos equipamentos de campo, ou seja, se eles estão fechados ou abertos. Essa informação é de fundamental importância para correta atuação do sistema, ao passo que um *bay* só é considerado conectado ao barramento das chaves de barra se disjuntor estiverem fechados;
- Supervisão permanente dos circuitos de corrente diferenciais: o relé de proteção de barras deve monitorar continuamente as correntes dos enrolamentos secundários dos TCs dos *bays* ligados ao barramento;
- Segurança do disjuntor de interligação de barras: o relé deve possuir uma lógica que permita sua atuação para um defeito na zona morta do disjuntor de interligação de barras (quando existir);
- Zonas dinâmicas: os relés devem poder ser configurados em zonas dinâmicas para serem seletivos na ocorrência de um defeito, podendo não desconectar todo o barramento do sistema dependendo da natureza da falta;
- Proteção de zona morta: caso o *bay* esteja fora da barra (chaves seccionadoras ou disjuntor aberto), o relé deve possuir uma lógica para identificar tal alteração e agir de forma adequada em caso de defeitos nesta zona, que é localizada entre o TC e o disjuntor aberto.
- Ajuste das relações do transformador de corrente: os relés devem possuir formas de corrigir as relações do TCs de campo, em suas configurações internas.

### 2.2.3 Proteção falha disjuntor

Em um sistema de proteção todos elementos que o compõe devem estar em perfeito estado de funcionamento para ação mesmo que em condições extremas de operação, como na ocorrência de uma falta em que uma corrente maior que a nominal do sistema passa pelo enrolamento primário dos transformadores de potência, transformadores de corrente, de potencial, chaves e disjuntores. Esses últimos, além de sujeitos a este estresse, ainda precisam seccionar seus contatos sobre o defeito, por isso necessitam de um bom dimensionamento, além de possuírem muitas peças mecânicas fixas e móveis, fios, bornes e relés auxiliares, o que torna o disjuntor um componente com um índice de falha considerável. Estas falhas podem ser de natureza elétrica, como: baixa rigidez dielétrica do óleo isolante na câmara de extinção de arco, baixa pressão na câmara de SF<sub>6</sub>, perda de pressão negativa na câmara de vácuo, ruptura da bobina de abertura do disjuntor, e ruptura de contatos elétricos. Também podem ser de origem mecânica, como: quebra de alavancas, ruptura de molas de abertura e fechamento, colagem dos contatos principais e auxiliares e falhas na vedação das câmaras de extinção de arco. Portanto é necessário adotar um esquema de proteção adequado de forma a transferir a abertura do trecho da rede elétrica danificada para os disjuntores que compartilham da mesma barra do disjuntor defeituoso, como, por exemplo, para o disjuntor remoto da linha, no caso de linha de transmissão, ou disjuntores do lado oposto ao transformador, no caso de o disjuntor falhado compor o *bay* de um transformador (MAMEDE, 2011).

A proteção falha disjuntor é formada por uma combinação da função sobrecorrente de fase (50) com a função de temporização (62) para a ocorrência de uma falha no disjuntor, devendo a temporização estar ajustada para um tempo maior que o tempo de atuação do disjuntor, da função 50. Ademais, deve haver a adição de uma margem de segurança considerando o tempo de abertura do disjuntor e variações no ajuste do temporizador, a fim de que esta proteção não atue sem necessidade, pois é uma função que pode comprometer a disponibilidade de muitos disjuntores e até mesmo de uma subestação inteira, como pode ser observado na Figura 7. Por meio desta figura nota-se que para isolar um defeito no ponto F, necessitaria da abertura dos disjuntores 52.4 e 52.5, mas caso o 52.4 falhasse, a proteção falha disjuntor atuaria e mandaria um *trip* (ordem para abertura do disjuntor) para os disjuntores 52.1, 52.2 e 52.3, deixando a SE1 completamente desenergizada, também, na ocorrência de uma falha do 52.5, a proteção falha disjuntor atuaria e mandaria um *trip* para os disjuntores 52.6, 52.7 e 52.8, deixando a SE2 completamente desenergizada (MAMEDE, 2011).

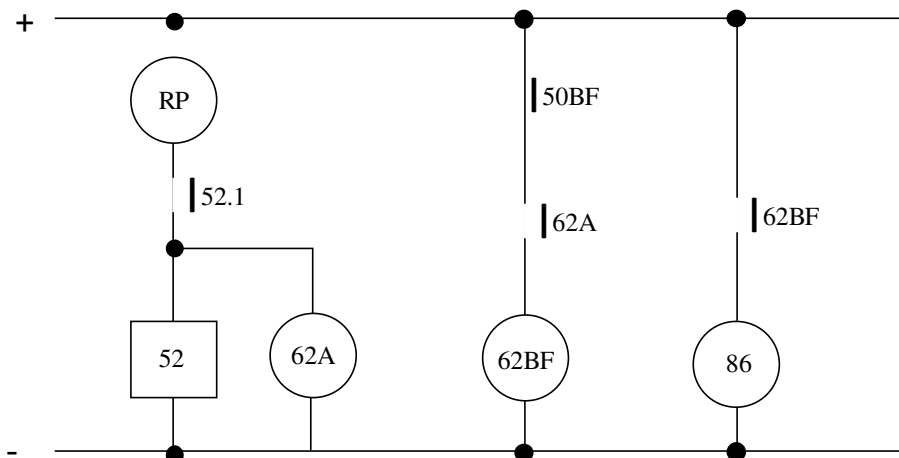
Figura 7 - Ilustração de uma falta numa linha e transmissão



Fonte: Adaptado de Mamede (2011).

O diagrama da Figura 8 apresenta um esquema de comando para melhor entendimento da proteção falha disjuntor, na qual para uma atuação do relé RP ocorre a energização da bobina de abertura do disjuntor (52) e da bobina do relé auxiliar 62A, por meio do contato normalmente aberto 52.1 do disjuntor (o disjuntor estará fechado e este contato estará também fechado). Assim o relé auxiliar 62A fecha seu contato normalmente aberto, alimentando o temporizador 62BF, pois o contato 50BF já está ativo desde o momento da falta, então é contado um tempo pré-ajustado em 62BF e caso o tempo ultrapasse o ajustado no relé sem que o disjuntor abra (contato 52.1 se mantenha fechado), ocorre o fechamento do contato normalmente aberto de 62BF energizando o relé de bloqueio 86 e disparando a abertura dos disjuntores adjacentes (MAMEDE, 2011).

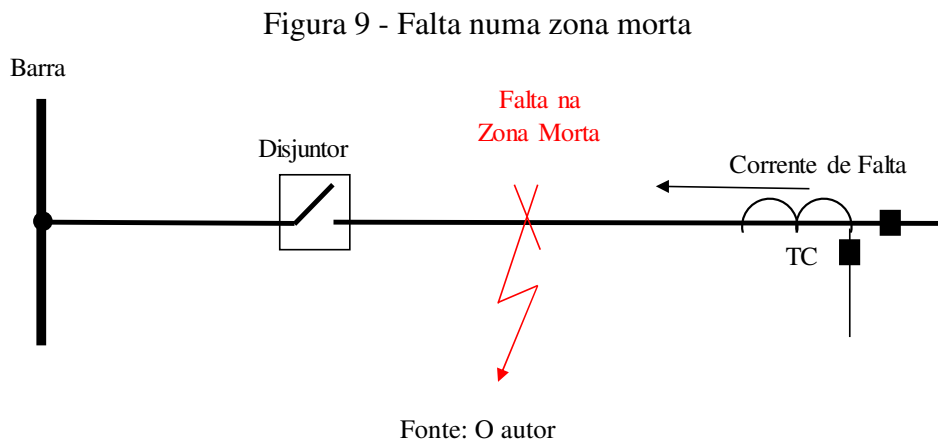
Figura 8 - Esquema básico da proteção falha disjuntor



Fonte: Adaptado de Mamede (2011).

### 2.2.4 Proteção zona morta

A proteção zona morta ou *End Fault Protection*, tem a finalidade de isolar uma zona onde não existe uma proteção de fato para um defeito ali ocorrido, e esse trecho geralmente é localizado entre o TC e o disjuntor aberto de algum *bay*, como ilustrado na Figura 9. Na mesma é ilustrada uma linha de transmissão com uma corrente de falta entre o disjuntor e o TC, mesmo com o disjuntor aberto, caracterizando que esta falta está sendo alimentada por uma fonte proveniente do terminal remoto. Portanto, a ação da proteção seria enviar ao terminal remoto da linha um disparo com a finalidade de abrir seu disjuntor e cessar a corrente de falta, o que geralmente ocorre após um certo tempo parametrizado no relé de proteção.



### 3 METODOLOGIA DA PESQUISA

#### 3.1 COMISSIONAMENTO

A proposta do trabalho consiste na apresentação de um método para comissionamento de um sistema de proteção de barras de subestações com arranjos barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves, o qual é composto por uma pesquisa aplicada, adequando os métodos desenvolvidos às aplicações práticas. Também é composto por uma abordagem qualitativa quanto ao problema, em que as subestações de energia são os ambientes para coleta de informações visando subsidiar procedimentos de testes que são expostos ao longo do trabalho de maneira explicativa, detalhando cada teste de aceitação com auxílio de imagens que facilitem o entendimento do leitor e a explicação do autor, até a chegada de um resultado final de todos os processos abordados.

Dessa forma, será apresentada uma metodologia de comissionamento de um sistema de proteção de barras, contemplando desde o teste de distribuição de potencial do painel até os testes das funções de proteção e integração, os quais são divididos em etapas visando casar possibilidades lógicas que deverão estar configuradas nos relés com a agilidade do processo, buscando segurança, confiabilidade e fluidez do comissionamento.

A ordem de realização dos testes é de fundamental importância para um bom resultado ao final do comissionamento e cada etapa deverá ser garantida antes do início da próxima, objetivando confiabilidade na sequência do trabalho, controle do processo e reduzindo a probabilidade de falhas em momentos futuros. Estas etapas serão, ao decorrer da metodologia, acompanhadas de uma ou mais justificativas, evidenciando em detalhes seus benefícios para a garantia da confiabilidade do produto e seguiram a ordem a seguir:

- Teste de potencial;
- Testes funcionais sem potencial dos contatos de interface;
- Instalação de giga de testes e testes funcionais do painel;
- Teste da função de proteção falha disjuntor;
- Teste da função de proteção *End Fault*;
- Teste da função de proteção diferencial de barras;
- Testes de Integração dos *bays*.

### 3.1.1 Testes de potencial

Na grande maioria dos projetos, um painel de proteção de barras é alimentado por duas fontes de potencial, as quais são ligadas a fusíveis internos ao painel, objetivando um fornecimento de tensão contínua redundante, ou seja, caso uma dessas fontes seja indisponibilizada por algum defeito ou manutenção, a outra suprirá todos os *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) e relés auxiliares internos ao painel, deixando assim a proteção ativa mesmo que só por uma fonte. Depois dos fusíveis, as duas fontes alimentam duas barras, uma para o potencial positivo e outra para o negativo, e a partir destas é dividido em seções por mini disjuntores, conforme pode ser observado na Figura 10, na qual observam-se vários mini disjuntores ligados aos barramentos, os quais são responsáveis por um circuito do painel que, além de alimentar os IEDs e/ou os relés auxiliares, percorre todos os pontos de painéis vizinho e equipamentos de pátio para coleta de informações necessárias para perfeita operação de IEDs e relés auxiliares. Assim, quando o disjuntor deste circuito é desligado, todo o circuito é isolado dando a certeza de desenergização daquele trecho, visando segurança para um trabalho de manutenção futura. Assim, na Figura 10 podem ser visualizados os fusíveis FU1P e FU1N, responsáveis pela alimentação principal do painel, os fusíveis FU2P e FU2N, responsáveis pela alimentação alternada do painel, os relés de supervisão de tensão 27EA e 27EB, os diodos da alimentação principal (PD1) e da alimentação alternada (PD2), os minidisjuntores DJ1, DJ2, DJ3 e DJ4 responsáveis por unidades de proteção de *bay*, e o mini disjuntor reserva DJ5.

O teste de potencial pode ser considerado um teste simples no ponto de vista do executor por se tratar basicamente de medições de tensão contínua à terra, porém a forma de fazer essas medições é de fundamental importância para a garantia da alimentação geral do painel de maneira redundante, de todo caminho da fiação do painel, além dos cabos de interface para painéis vizinhos e equipamentos. Para tanto, segue abaixo a descrição das etapas para este teste:

#### 1. Teste de redundância de fontes.

Este teste consiste em garantir que o painel está sendo alimentado de forma redundante e pode ser rapidamente executado desligando uma das fontes de alimentação e posteriormente fazer medições nas entradas de todos os disjuntores do painel. Em seguida é ligada a fonte de alimentação que foi antes desligada, e desligada a outra fonte do painel para fazer as mesmas medições que foram feitas anteriormente nas entradas dos disjuntores do painel. Como exemplo, na Figura 10 pode-se seguir os seguintes passos para execução deste teste:

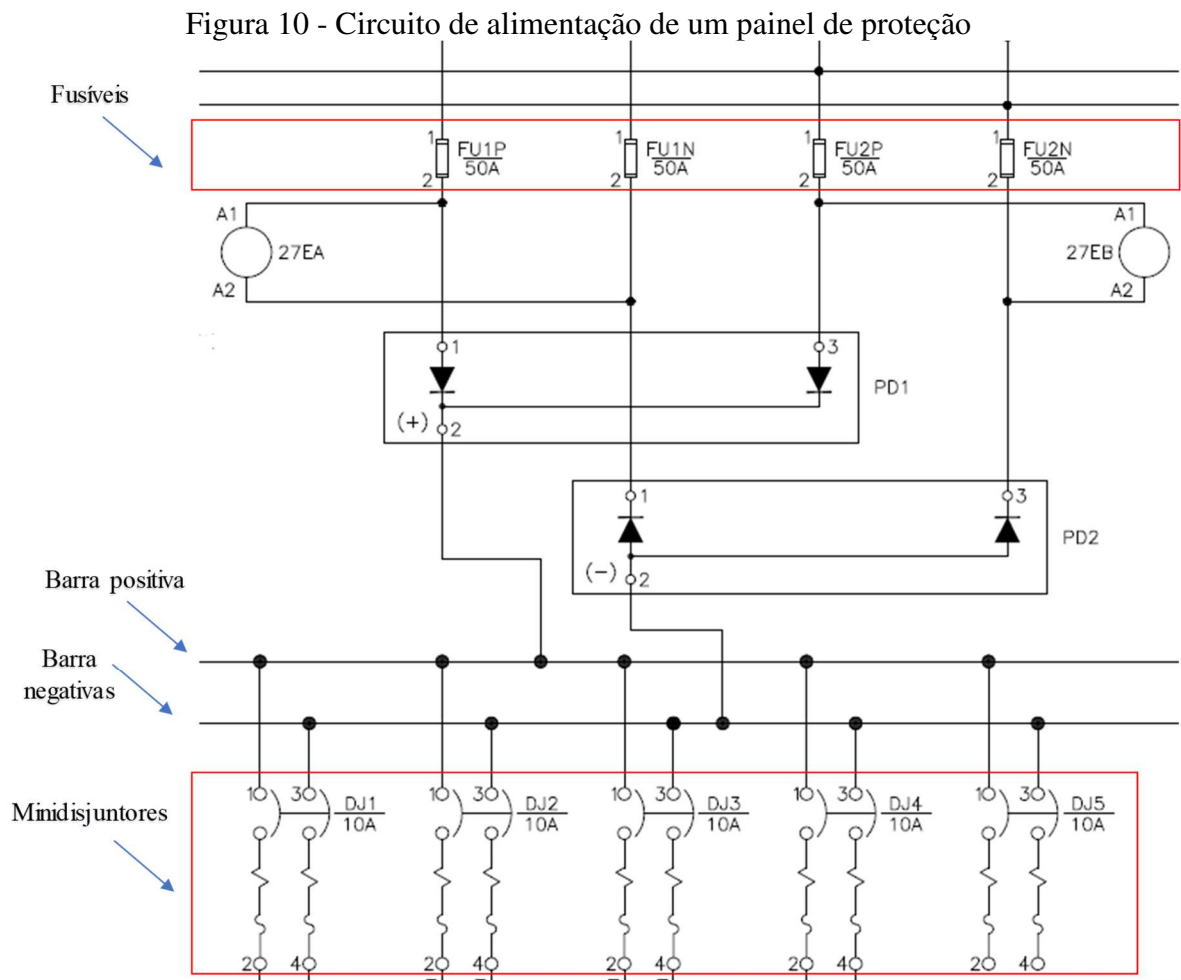
- Desconectar os fusíveis FU1P e FU1N;
- Com os minidisjuntores desligados, medir o potencial positivo nos pontos 1 de DJ1, DJ2, DJ3, DJ4 e DJ5.
- Com os minidisjuntores desligados, medir potencial negativo nos pontos 3 de DJ1, DJ2, DJ3, DJ4 e DJ5.
- Reinsserir os fusíveis FU1P e FU1N;
- Retirar os fusíveis FU2P e FU2N;
- Com os minidisjuntores desligados, medir potencial positivo nos pontos 1 de DJ1, DJ2, DJ3, DJ4 e DJ5.
- Com os minidisjuntores desligados, medir potencial negativo nos pontos 3 de DJ1, DJ2, DJ3, DJ4 e DJ5.
- Reinsserir os fusíveis FU2P e FU2N;

## 2. Medição de potencial.

Este teste é uma forma de garantir a perfeita segregação entre os circuitos, objetivando a detecção de misturas de potenciais (potenciais de circuitos A interferindo em um circuito B) que podem acarretar acidentes durante os testes que virão em sequência e também em uma futura manutenção do painel. Portanto, este teste deve ser realizado de forma confiável, não sendo uma simples medição, mas uma sequência de processos em conjunto com as medições. Como exemplo, na Figura 10 pode-se seguir os seguintes passos para execução deste teste:

- Ligar o minidisjuntor DJ1;
- Medir potencial positivo no ponto 2 do minidisjuntor DJ1 e constatar ausência de potencial no ponto 2 dos minidisjuntores DJ2, DJ3, DJ4 e DJ5;
- Medir potencial negativo no ponto 4 do minidisjuntor DJ1 e constatar ausência de potencial no ponto 4 dos minidisjuntores DJ2, DJ3, DJ4 e DJ5;
- Medir todos os pontos subsequentes ao disjuntor, conferindo a identificação de anilhas, fazendo isso para o potencial positivo e o negativo, e seguindo a sequência do desenho de potencial do painel, conforme exemplo mostrado na Figura 11, em que é feita a mediação do ponto de potencial positivo com identificação de anilha X7-1 à terra;

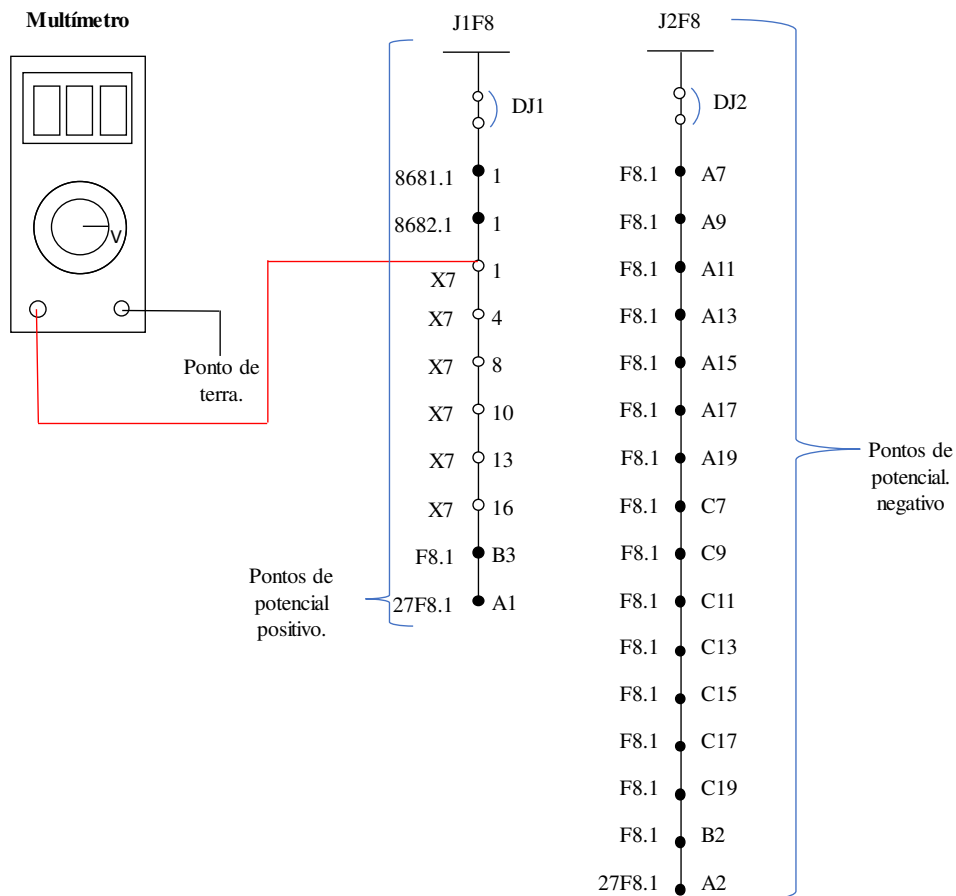
- Repetir o procedimento para todos os outros circuitos do painel, sempre mantendo apenas o mini disjuntor do circuito que se deseja medir tensão ligado e os restantes desligados.



Fonte: O autor



Figura 11 - Medição de pontos do potencial J1F8/J2F8



Fonte: O autor.

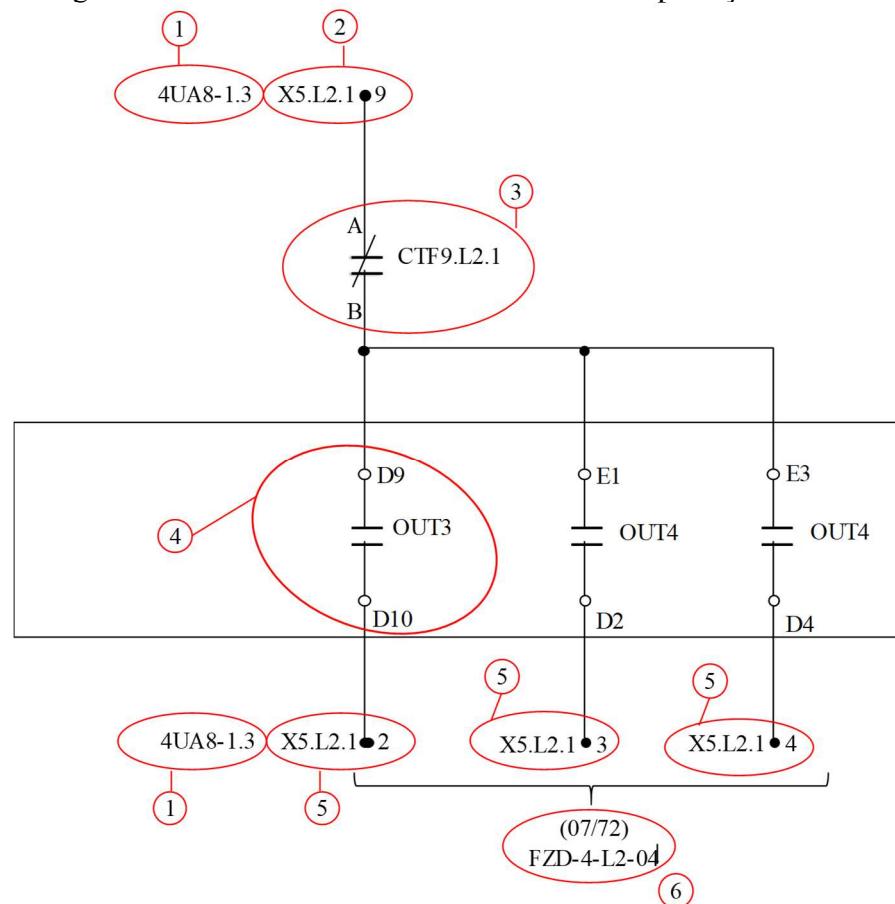
### 3.1.2 Testes funcionais sem potencial nos contatos de interface

Em um sistema de proteção de barras de uma subestação, é condição indispensável uma comunicação entre os painéis dos *bays* e o painel de proteção de barras, o qual ordena, de maneira direta ou indireta, a abertura de qualquer disjuntor que possa servir de caminho para um defeito na barra a qual está ligado. Logo, é de extrema importância a garantia dessa comunicação, a qual é realizada por contatos de interface, que são saídas digitais do(s) relé(s) de proteção de barras, que devem ser alimentadas com tensão contínua proveniente do painel de cada *bay*, ou seja, são “contatos secos” fiados até as régua de borne e operados pela proteção de barras, que só irá ter efeito de fato se estiver com caminho de fiação correto. Sendo assim, esses circuitos devem estar perfeitamente montados e uma forma rápida e prática de verificá-los é pelo teste de continuidade com um multímetro digital, o qual pode ser melhor entendimento na Figura 12, a qual mostra:

1. Identificação do painel onde o relé está instalado;

2. Identificação do ponto de régua de entrada do painel ao qual o contato de interface está ligado por meio de fio;
3. Contato normalmente fechado da chave de teste CTF9 L2.1;
4. Contato normalmente aberto, interno ao relé F1;
5. Identificação do ponto de régua de saída do painel de proteção de barras que está trocando informações com o painel do bay;
6. Referência do desenho ao qual o contato de interface está endereçado.

Figura 12 - Contatos de interface de um relé de proteção de barras



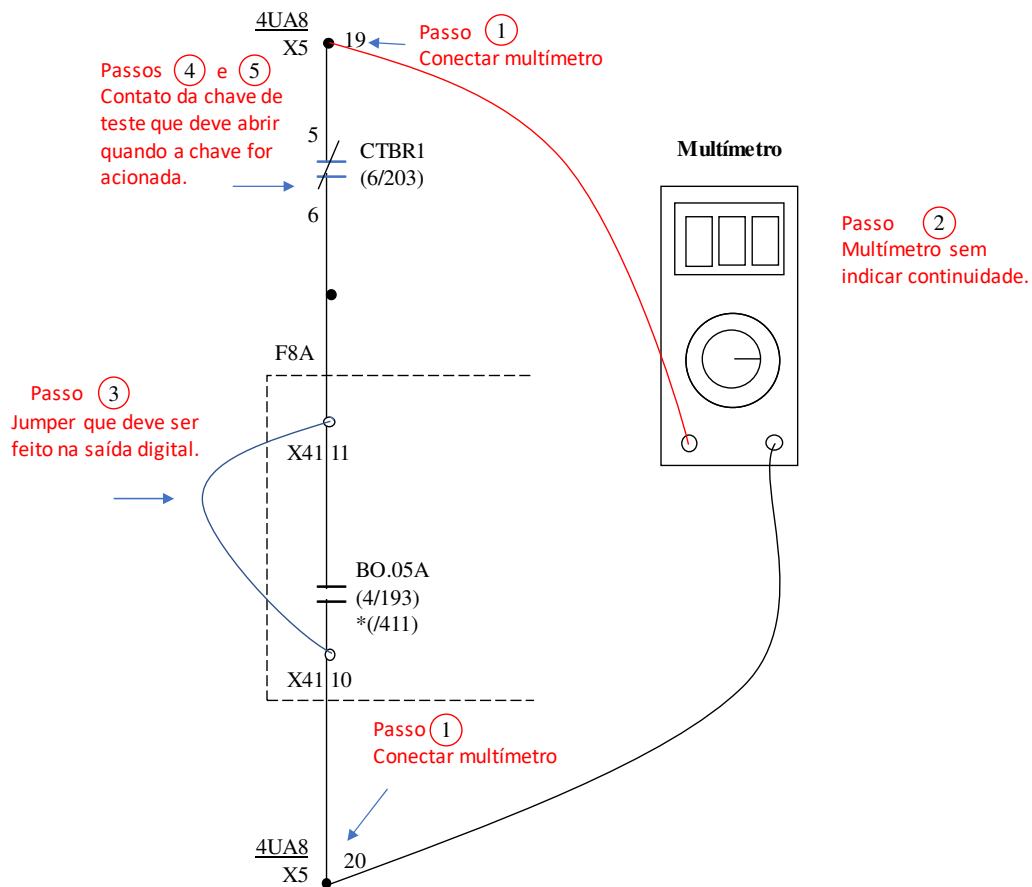
Fonte: O autor

O teste é executado como ilustrado na Figura 13 conforme a sequência de passos descrita abaixo:

1. Colocar o multímetro na função medir continuidade de circuitos e posicionar suas ponteiros nos pontos de régua de entrada e saída do circuito em teste;
2. Verificar que o instrumento não indica continuidade, pois a saída digital do relé estará aberta;

3. Em seguida é necessário fazer um *jumper* (ligação entre dois pontos) nas saídas digitais do relé, assim o instrumento deverá indicar continuidade;
4. Girar a chave de teste para que seu contato normalmente fechado abra, e a seguir verificar que a continuidade para de ser indicada pelo instrumento;
5. Por fim, voltar a chave de teste para a posição normal para atestar que o multímetro voltará a indicar continuidade.

Figura 13 - Ilustração do teste nos contatos de interface

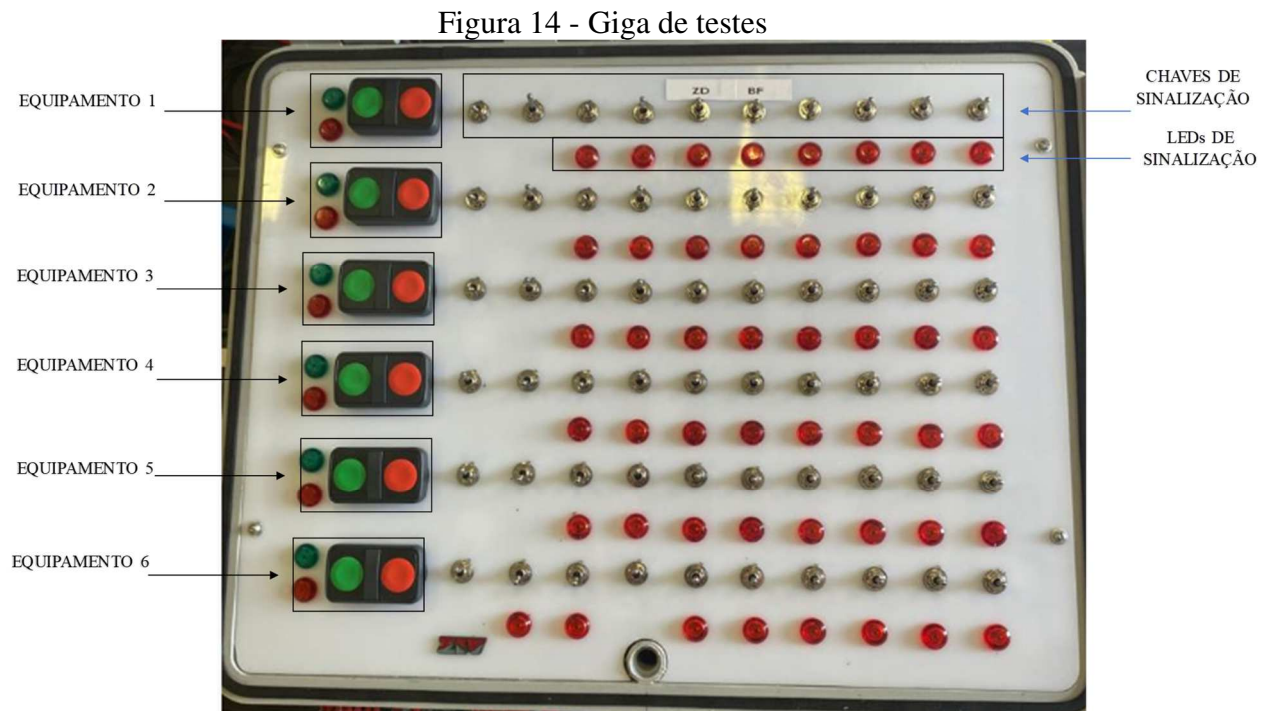


Fonte: O autor

### 3.1.3 Testes funcionais com giga de testes

Com auxílio de um equipamento usado para simular componentes de uma subestação, denominado giga de teste, são feitos os testes funcionais dos painéis de proteção de barras. Um equipamento deste tipo pode ser observado na Figura 14, na qual é possível notar uma giga capaz de simular seis equipamentos, os quais são responsáveis pela simulação dos disjuntores de uma subestação. Também é observado as chaves de sinalização, que podem ser usadas para simulação de sinais externos ao relé, como posição

de chaves seccionadoras, e os LEDs de sinalização, responsáveis por mostrar se as chaves e equipamentos estão abertos ou fechados. A giga deve ser montada no painel de proteção de barras, simulando a integração dos relés com a subestação ao qual foi projetado, verificando assim se todas as entradas digitais do relé estão configuradas conforme projeto e confirmação de atuações de saídas digitais responsáveis por abertura dos *bays*.



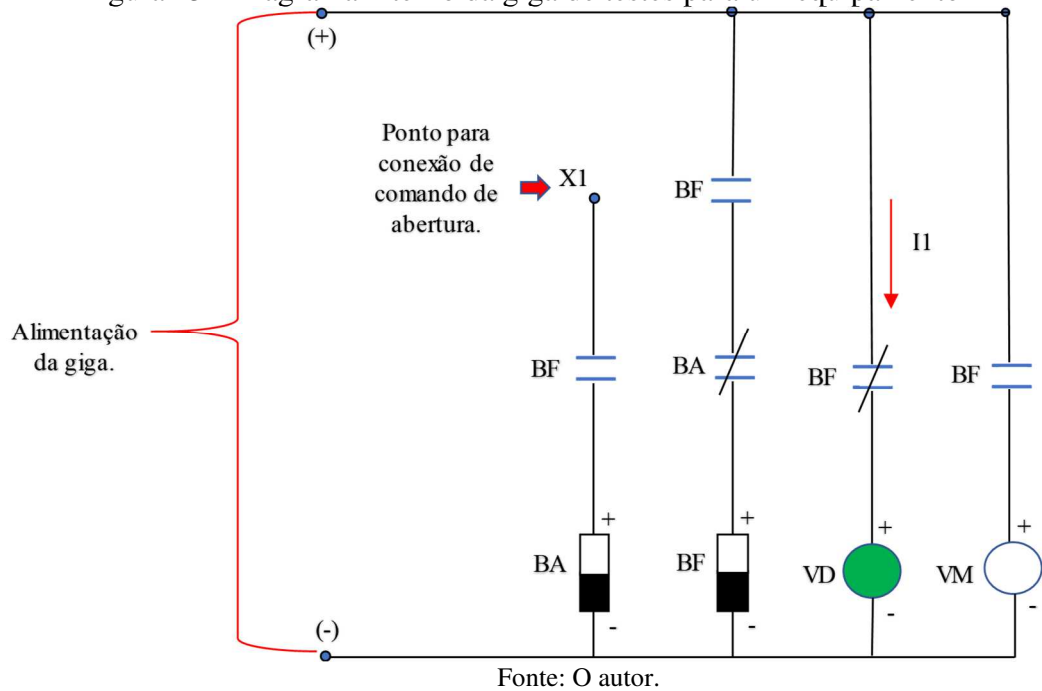
Fonte: O autor.

A Figura 15 expõe o diagrama elétrico da giga de testes na qual pode-se observar o esquema de abertura e fechamento para simulação de um equipamento de uma subestação. Seu funcionamento é baseado na energização das bobinas BA (Bobina de abertura) e BF (Bobina de fechamento) e na mudança de posições de seus respectivos contatos auxiliares, os quais, além de fazer o intertravamento entre as bobinas, também permitem a passagem de corrente para os LEDs verde (VD), para posição aberto, e vermelho (VM) para posição fechado do equipamento.

Para melhor entendimento do funcionamento deste circuito é necessário observar as seguintes etapas de funcionamento:

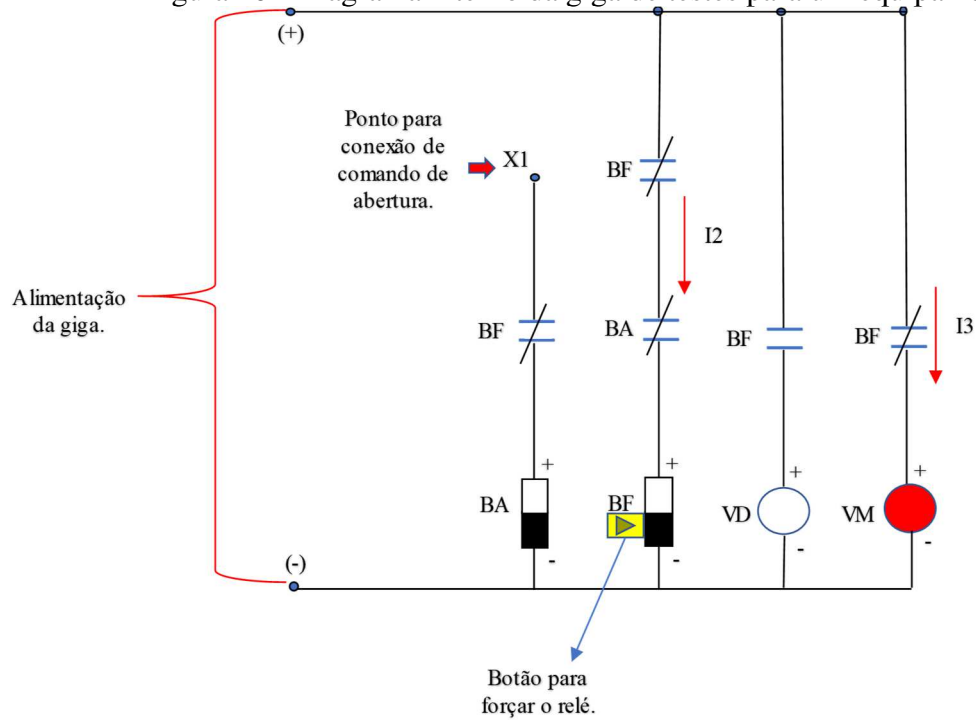
1. Todo ciclo se inicia com o equipamento na posição aberta, pois com a alimentação da giga pelos pontos descritos na Figura 15, o LED VD fica aceso porque a corrente  $I_1$  flui pelo contato normalmente fechado (NF) do relé BF, conforme Figura 15.

Figura 15 - Diagrama interno da giga de testes para um equipamento



2. Para fechar o equipamento basta forçar o relé BF que comutará seus contatos, permitindo a passagem da corrente I2 através de um de seus contatos NA (Normalmente aberto) e do contato (NF) de BA que está em série com a bobina BF, a qual manterá fechado seus contatos (porque estará energizada), permitindo também a alimentação do LED vermelho, através da corrente I3, e a desenergização do LED verde, conforme Figura 16.

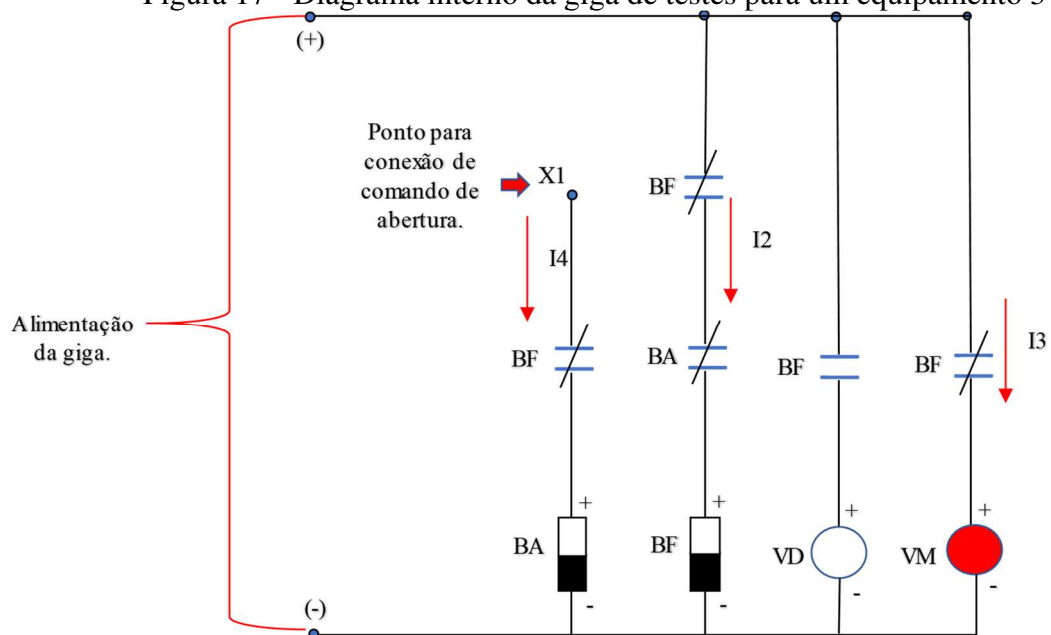
Figura 16 - Diagrama interno da giga de testes para um equipamento 2



Fonte: O autor.

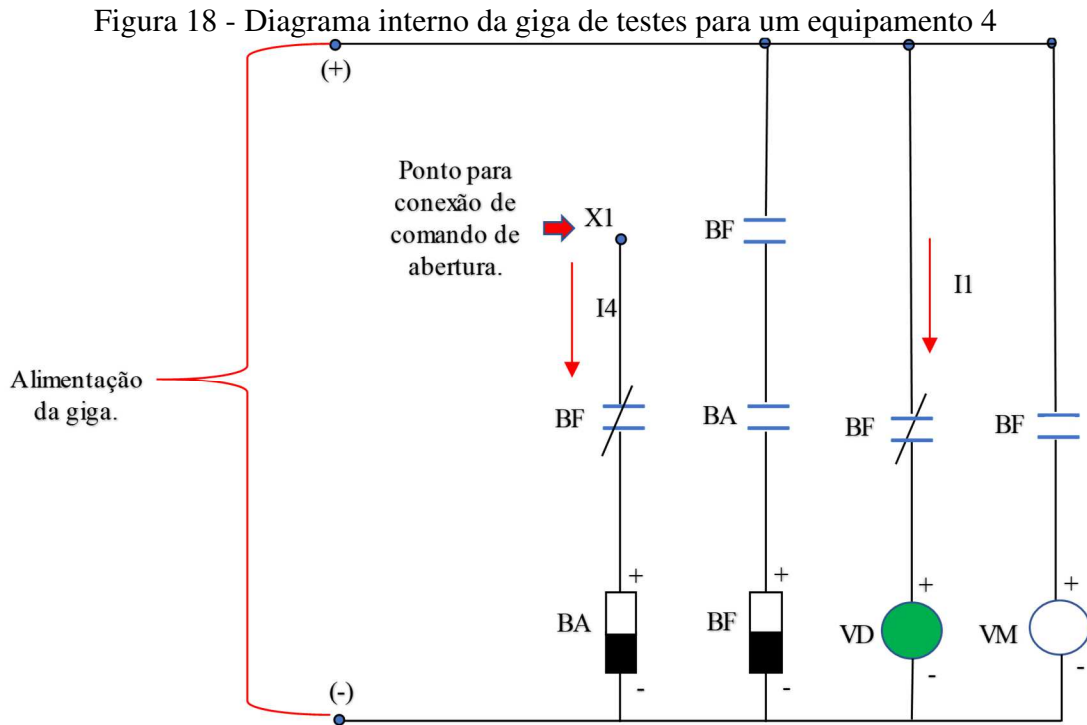
3. A abertura do equipamento é feita com um comando, o qual pode ser realizado com um potencial positivo no ponto X1, assim a corrente I4 alimentará a bobina BA por meio do contato BF que está em série consigo, conforme Figura 17. **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

Figura 17 - Diagrama interno da giga de testes para um equipamento 3



Fonte: O autor.

4. Por sua vez, BA abrirá seu contato NF, impedindo que a corrente I2 flua por BF, o que, conseqüentemente, mudará seus contatos para posição inicial do circuito, fazendo com que o LED VD acenda e o LED VM se apague, indicando que o equipamento está aberto novamente, conforme Figura 18.

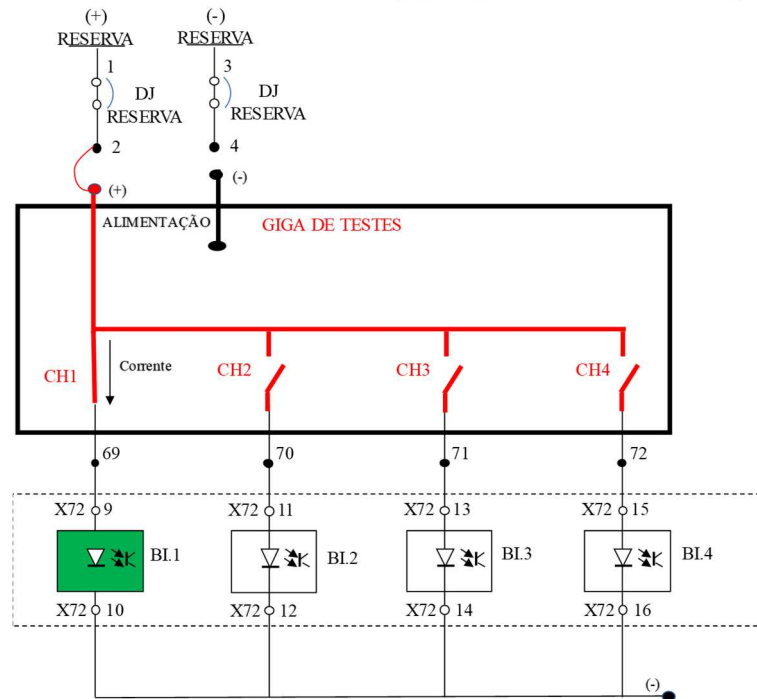


Fonte: O autor.

A giga de testes também possui chaves de posição liga/desliga, as quais devem ser usadas para simular as informações que as entradas digitais do relé necessitam, como posição dos equipamentos do pátio ou alguma sinalização proveniente dos *bay* da subestação, como pode ser observado na Figura 19. Nesta figura tem-se quatro chaves (CH1, CH2, CH3 e CH4) internas a giga de testes, as quais seccionam um potencial positivo externo (geralmente proveniente do disjuntor reserva do painel) e quando fechadas permitem a passagem de corrente para as entradas digitais do relé, conforme é observado na chave 1, que proporciona a ativação da BI.1 (entrada digital). Desta forma, os terminais das chaves liga/desliga da giga podem ser conectados no painel de proteção de barras para simular uma chegada de informação no relé e as bobinas de abertura dos equipamentos da giga devem ser ligadas às saídas digitais que ordenam a abertura dos disjuntores dos *bays* em caso de defeitos, conforme pode ser observado na Figura 20. Por meio da mesma é possível observar a conexão dessas saídas digitais ao terminal positivo de um disjuntor reserva (que também alimenta a giga de testes), assim quando

algumas dessas saídas digitais recebem a ordem de fechamento do relé (na Figura 20 isso ocorre com a passagem da corrente I01 através da BO.01), a bobina de abertura do equipamento simulado na giga é energizada, fazendo com que o equipamento fique na posição aberto.

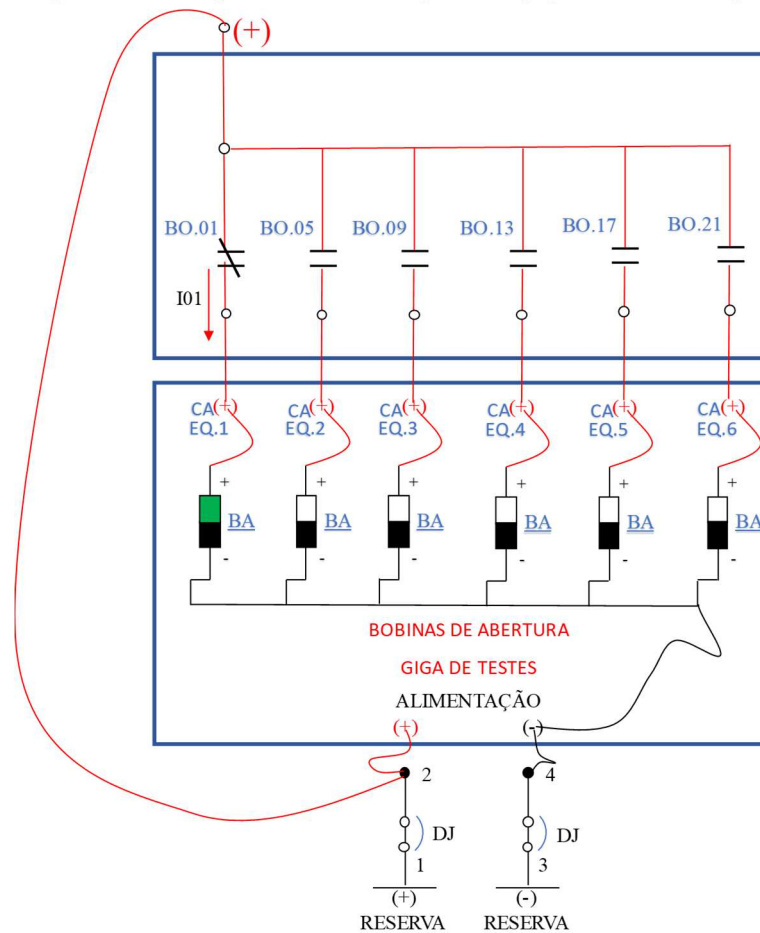
Figura 19 - Chaves de sinalizações da giga ligadas às entradas digitais do relé



Fonte: O autor.



Figura 20 - Esquema de montagem da giga às saídas digitais do relé

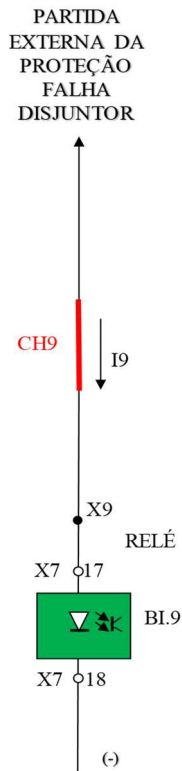


Fonte: O autor.

Os testes funcionais com potencial podem ser executados ao término da instalação da giga de testes, bastando fechar e abrir as chaves da giga e forçar o fechamento dos seus equipamentos para verificação da chegada de tensão nas entradas digitais do relé de proteção, observando no supervisório, se quando as entradas são alimentadas, são indicadas as informações correspondentes em projeto. Como exemplo, pode ser observado a Figura 23, a qual exibe uma associação das entradas digitais de um bay de uma subestação com arranjo barra dupla a quatro chaves, às chaves e contatos de posição do equipamento da giga de testes, em que: a BI.1 do relé de proteção está configurada para posição aberto do disjuntor; BI.2 para a posição fechado do disjuntor; BI.3 para a posição aberto da chave seccionadora 1; BI.4 para a posição fechado da seccionadora 1; BI.5 para a posição aberto da seccionadora 2; BI.6 para a posição fechado para a seccionadora 2; BI.7 para a posição aberto da seccionadora 5; BI.8 para a posição fechado da seccionadora 5; BI.9 para a partida externa da proteção falha disjuntor; BI.11 para a posição aberto da seccionadora 6; e BI.12 para a posição fechado da seccionadora 6. Assim, quando a chave 9 é fechada a BI.9 é alimentada pela corrente I9 e deve enviar a

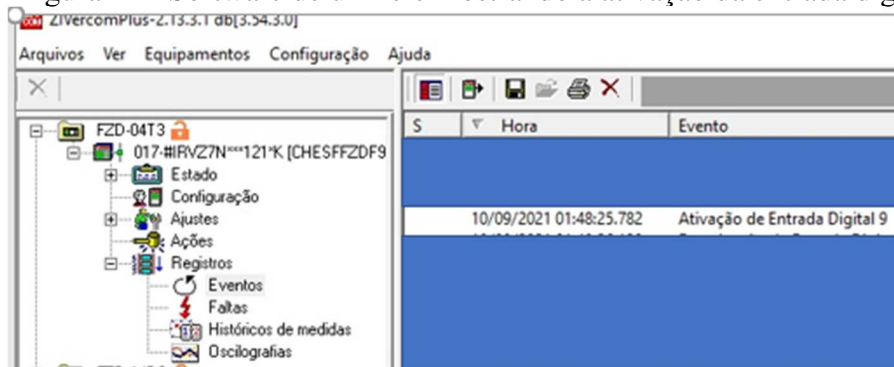
senalização de ativação da entrada digital 9, no software do relé de proteção, conforme Figura 21 e Figura 22.

Figura 21 - Ativação da BI.9



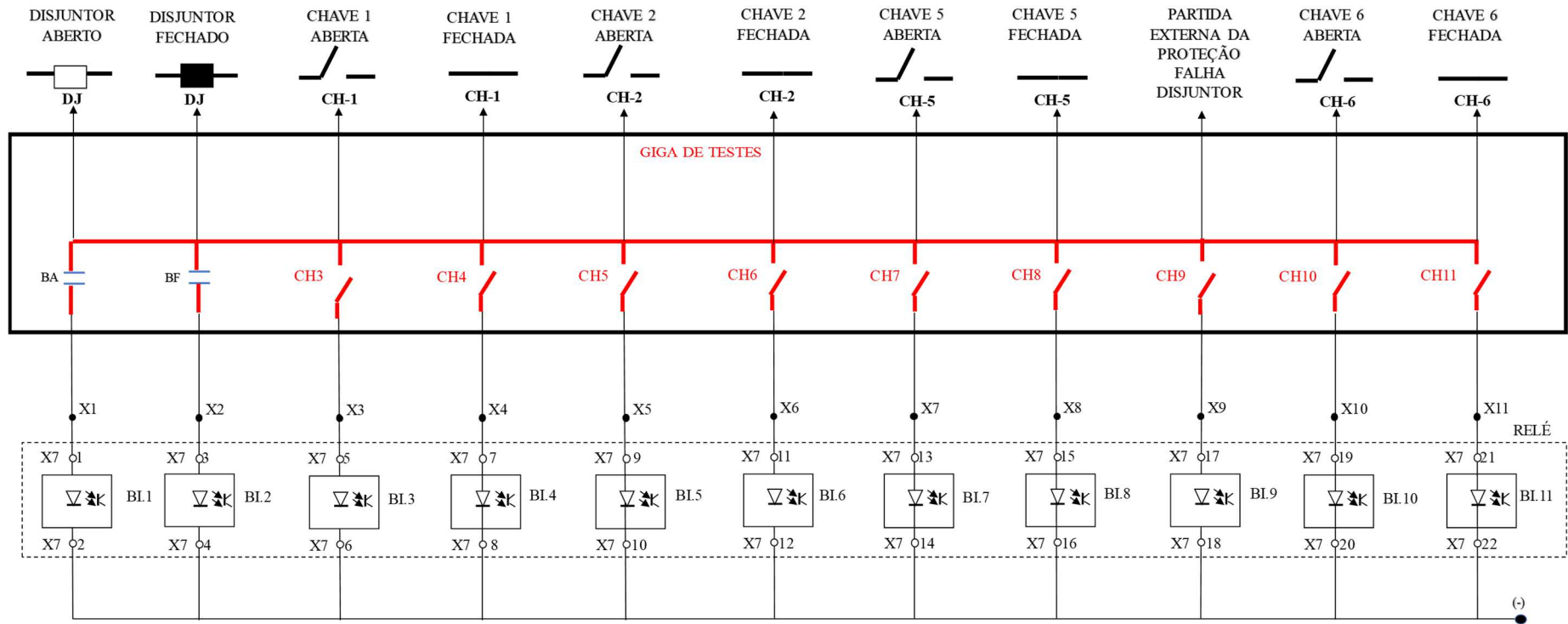
Fonte: O autor.

Figura 22 - Software de um relé mostrando a ativação da entrada digital 9



Fonte: O autor.

Figura 23 - Associação de equipamentos com entradas digitais



Fonte: O autor.

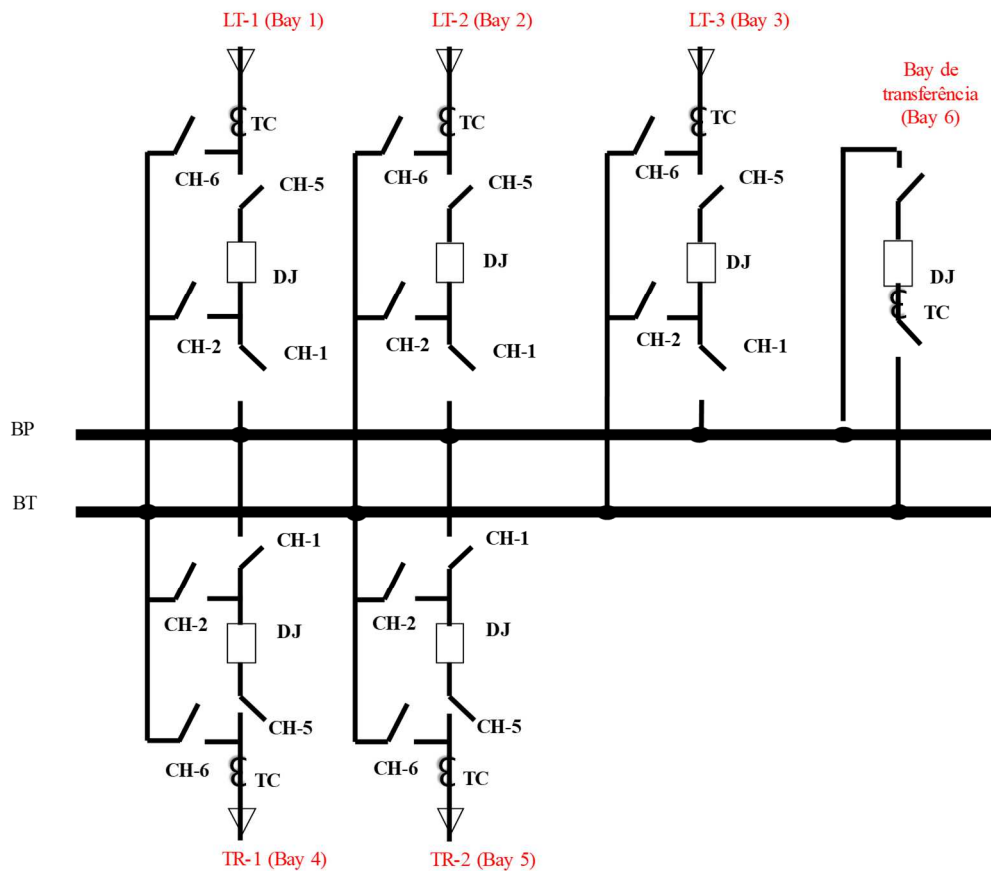
### 3.1.4 Testes da função de proteção falha disjuntor

Como pode ser visto na seção 2.2.3 deste trabalho, a função de proteção falha disjuntor é de grande importância para sanar defeitos quando há ocorrência de falhas de origem elétrica ou mecânica no disjuntor, o qual é um equipamento de manobra em carga complexo e com muitos componentes elétricos e mecânicos, o que aumenta consideravelmente a probabilidade de sua não operabilidade no caso de ocorrência de faltas. Essa proteção está relacionada às barras de uma subestação, pois caso um disjuntor falhe para sanar uma falta, a proteção terá que enviar ordem de abertura para todos os disjuntores ligados à barra comum ao disjuntor defeituoso, assim essa proteção é muitas vezes centralizada no relé de proteção de barras (FILHO; MAMEDE, 2011).

Há muitas particularidades em uma proteção de falha disjuntor centralizada na barra de uma subestação, a qual pode operar para qualquer atuação de proteção referente a algum *bay* conectado à barra, tendo então uma alta probabilidade de ocorrência de falhas humanas, assim quanto mais possibilidades forem testadas maior será a confiabilidade do comissionamento. Entretanto, esse é um teste que deve ser feito para todos os *bays* contidos no relé de proteção de barras acarretando muitos testes, e esse grande número de testes pode causar a descoordenação da equipe que está realizando o trabalho, podendo ocasionar desperdício de tempo por alguma repetição desnecessária, ou comprometimento dos testes por alguma hipótese que não venha a ser testada no comissionamento.

Como hipótese, será utilizada para descrição desse tipo de teste uma subestação com seis *bays* em suas barras, conforme pode ser observado na Figura 24, na qual é possível notar que os *bays* são identificados por números, sendo os números 1, 2 e 3 correspondentes a três linhas de transmissão, o 4 e 5 a dois transformadores e o 6 ao *bay* de transferência, o qual, mesmo sem estar sendo usado para transferência de algum dos eventos, geralmente permanece fechado interligando as barras 1 e 2 permitindo o fluxo de corrente entre os barramentos.

Figura 24 - Arranjo hipotético para descrição dos testes



Fonte: O autor.

Além disso, podem ser destacados os seguintes pontos importantes para melhor entendimento dos testes:

- Os testes são apresentados supondo a configuração da giga de testes exposta na Figura 22 e considera-se que os *bays* ímpares estão conectados à barra 1 (chaves 1 e 5 do diagrama exposto na Figura 22 fechadas, chaves 2 e 6 abertas e disjuntor fechados) e os *bays* pares à barra 2 (chaves 2 e 5 do diagrama exposto na Figura 24 fechadas, chaves 1 e 6 abertas e disjuntor fechados), com exceção do *bay* 6, que pelo arranjo deve estar conectado às duas barras simultaneamente;
- As simulações das bobinas de abertura da giga (BA's) fazem relação aos *bays*, portanto o equipamento 1 da giga corresponde ao *bay* 1, o equipamento 2 ao *bay* 2, e assim sucessivamente;
- Supõe-se um tempo de ajuste no relé de proteção para atuação da função falha disjuntor de 250 ms;
- O relé possui pré-ajuste para corrente de atuação da proteção falha disjuntor;

- O termo “partida externa”, simulado na chave 9 da giga de teste, consiste em qualquer sinal para abertura do disjuntor do *bay* correspondente no caso de um defeito que deve ser eliminado pela proteção do *bay*;
- O relé de bloqueio é responsável por não permitir o fechamento dos disjuntores de campo, caso ocorra algum defeito na barra, portanto para esse arranjo existe um relé de bloqueio na barra 1 e outro na barra 2;
- Cada *bay* também possui seu próprio relé de bloqueio;
- Cada *bay* possui dois circuitos de abertura para os disjuntores, circuito 1 e 2.
- As saídas digitais do relé de proteção de barras, responsáveis pela abertura dos disjuntores de campo, indicação de atuação das proteções e atuação do relé de bloqueio são organizadas conforme Quadro 2.
- É demonstrado o teste referente a fase A de um *bay*, porém deve ser realizado em todas as fases de todos os *bays*.

Quadro 2 - Organização das saídas digitais do relé de proteção de barras

BAY	SAÍDA DIGITAL	FUNÇÃO DA SAÍDA DIGITAL
1	BO.1	Abertura do equipamento pelo circuito 1
	BO.2	Abertura do equipamento pelo circuito 2
	BO.3	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 1
	BO.4	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 6
2	BO.5	Abertura do equipamento pelo circuito 1
	BO.6	Abertura do equipamento pelo circuito 2
	BO.7	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 2
	BO.8	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 6
3	BO.9	Abertura do equipamento pelo circuito 1
	BO.10	Abertura do equipamento pelo circuito 2
	BO.11	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 3
	BO.12	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 6
4	BO.13	Abertura do equipamento pelo circuito 1
	BO.14	Abertura do equipamento pelo circuito 2
	BO.15	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 4
	BO.16	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 6
5	BO.17	Abertura do equipamento pelo circuito 1
	BO.18	Abertura do equipamento pelo circuito 2
	BO.19	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 1
	BO.20	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 6
6	BO.21	Abertura do equipamento pelo circuito 1
	BO.22	Abertura do equipamento pelo circuito 2
	BO.23	Sinalização de atuação para o <i>bay</i> 6
	BO.24	Atuação do relé de bloqueio da barra 1
	BO.25	Atuação do relé de bloqueio da barra 2

Fonte: O autor.

Visando a coordenação do trabalho, o englobamento das hipóteses para a ocorrência de defeitos e as reações que o sistema deve ter a esse tipo de falha, foi descrita uma sequência de ações (listadas abaixo) que devem ser realizadas para o teste com um bay (neste caso o bay 1 da Figura 24), tomando como base a estrutura apresentada na Figura 25. Nesta figura pode ser observado as representações da caixa de testes com seus canais de corrente, o relé de proteção de barras também com seus canais de corrente, suas saídas digitais, que merecem atenção para um teste do bay 1, e sua entrada digital BI.09, além da giga de testes com a representação da bonina de abertura de todos os bays simulados e sua chave 9. Também são expostas as indicações da origem do potencial de cada entrada dos circuitos e o relé de bloqueio da barra 1, que em outras etapas será substituído pelo da barra 2, objetivando uma melhor explanação dos testes.

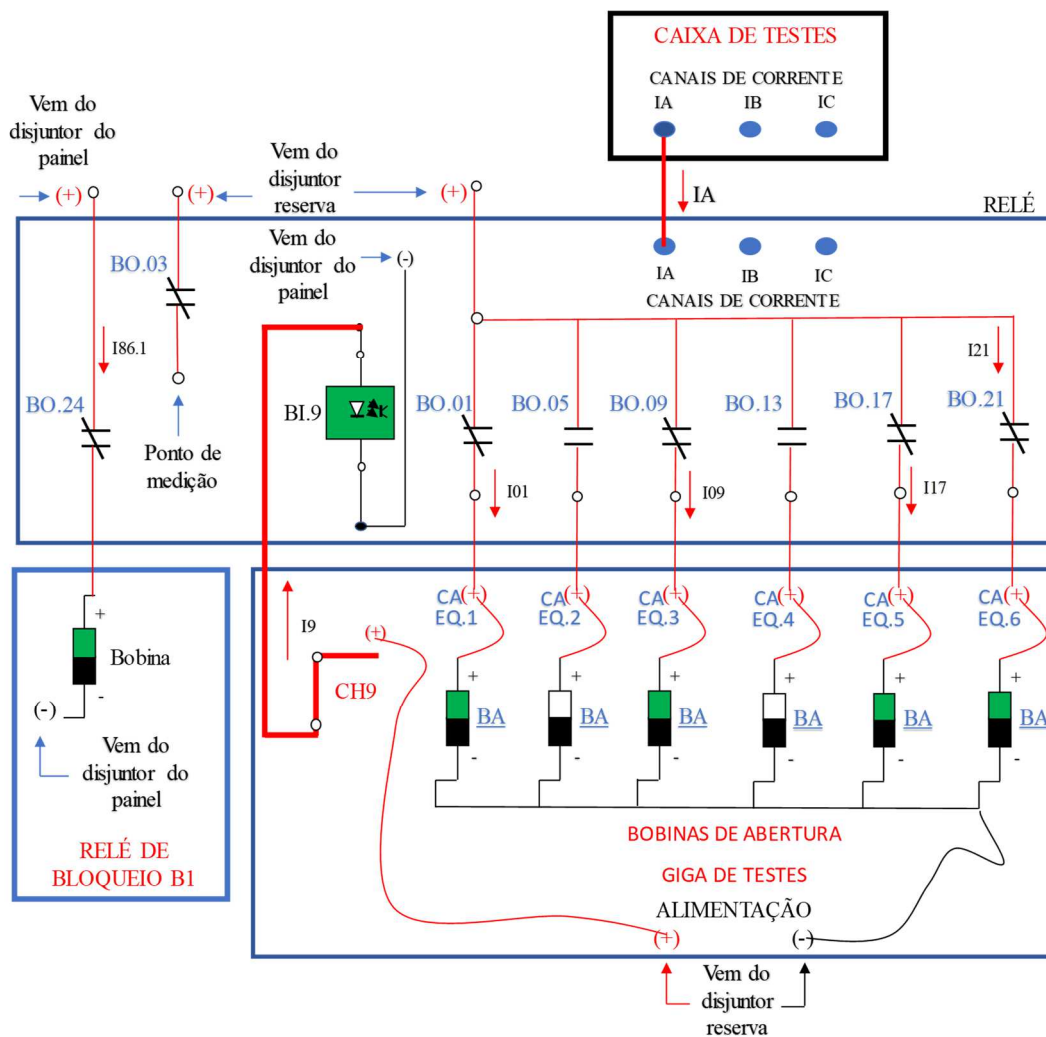
1. Verificar a não atuação do relé para uma corrente com magnitude abaixo do ajustado: injetar com uma caixa de testes uma corrente no canal referente a fase A do relé de proteção, com magnitude abaixo do valor pré-ajustado no relé durante um tempo maior que 250 ms e acionar a chave 9 da giga de testes, atuando assim a entrada digital BI9 (pela passagem da corrente I9), a qual está parametrizada para o sinal de partida externa da proteção falha disjuntor, devendo resultar em não atuação de nenhuma das saídas digitais do relé de proteção, pelo fato da corrente IA (corrente referente a fase A) estar abaixo do valor pré-ajustado no relé (Figura 25).





correntes I01, I09, I17 e I21, respectivamente). Além disso, deve haver a atuação do relé de bloqueio da barra 1 pela passagem da corrente I86.1 pela BO.24 e chegada de potencial positivo no ponto de medição quando ocorre a atuação da BO.3 (saída digital responsável pela sinalização de atuação desta proteção para o bay 1), devendo ser atestada a chegada de potencial neste ponto por meio de medição comum multímetro (Figura 26).

Figura 26 - Resultado da etapa 2 do teste falha disjuntor

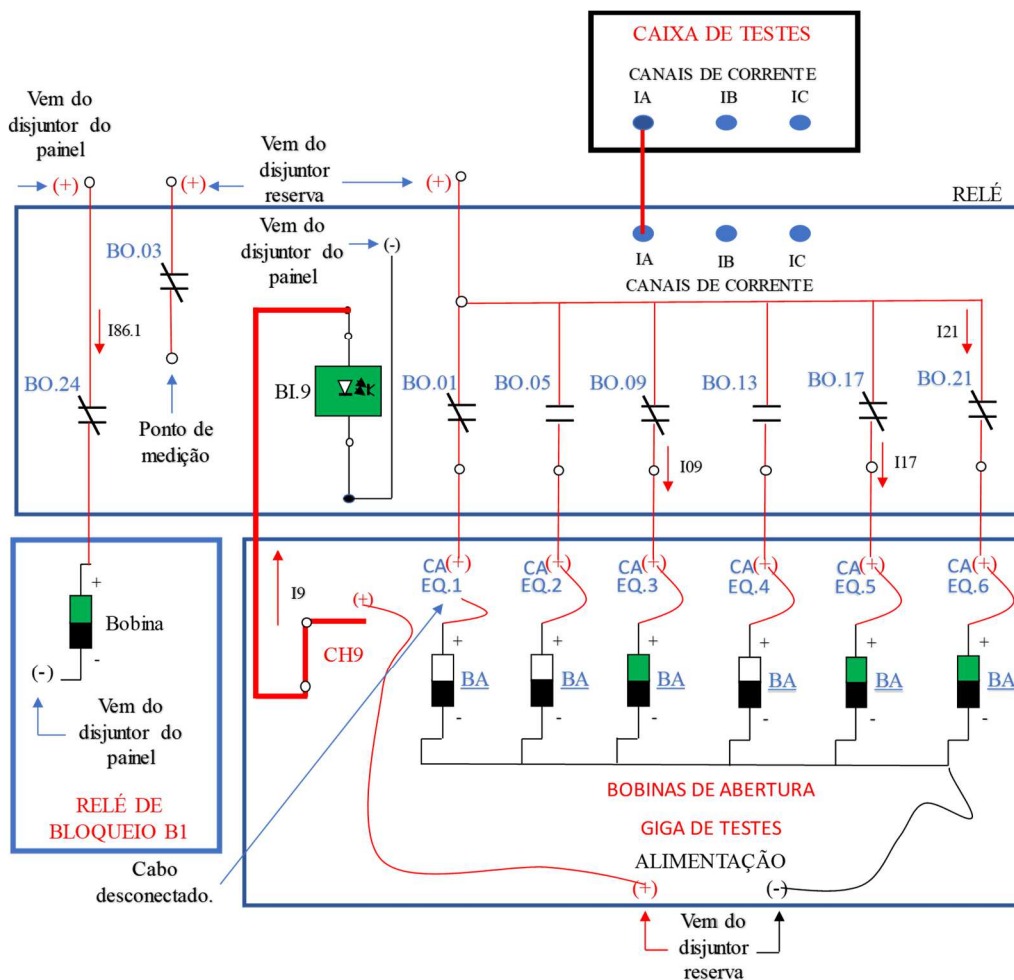


Fonte: O autor.

3. Verificar atuação do relé pela não abertura do equipamento sem corrente: retirar o fio de comando de abertura do equipamento 1, da giga de teste e acionar a chave 9 da giga, atuando assim a entrada digital BI9 (pela passagem da corrente I9), a qual está parametrizada para o sinal de partida externa no da proteção falha disjuntor, devendo resultar em uma atuação do relé de proteção (pelo fato do equipamento 1 não abrir, pois seu cabo que energiza a bobina de abertura está desconectado) e, conseqüentemente, das saídas digitais BO.1, BO.9,

BO.17, BO.21, referentes a abertura dos equipamentos pelo circuito 1, que estão conectados ao mesmo barramento do *bay* que está em teste (*bay* 1), energizando as bobinas de abertura dos equipamentos 3, 5 e 6 da giga de testes (pela passagem das correntes I09, I17 e I21, respectivamente). Ademais, deve haver a atuação do relé de bloqueio da barra 1 pela passagem da corrente I86.1 pela BO.24 e chegada de potencial positivo no ponto de medição quando ocorre a atuação da BO.3 (saída digital responsável pela sinalização de atuação desta proteção para o *bay* 1), devendo ser atestado a chegada de potencial neste ponto por meio de medição comum multímetro (Figura 27).

Figura 27 - Resultado da etapa 3 do teste falha disjuntor

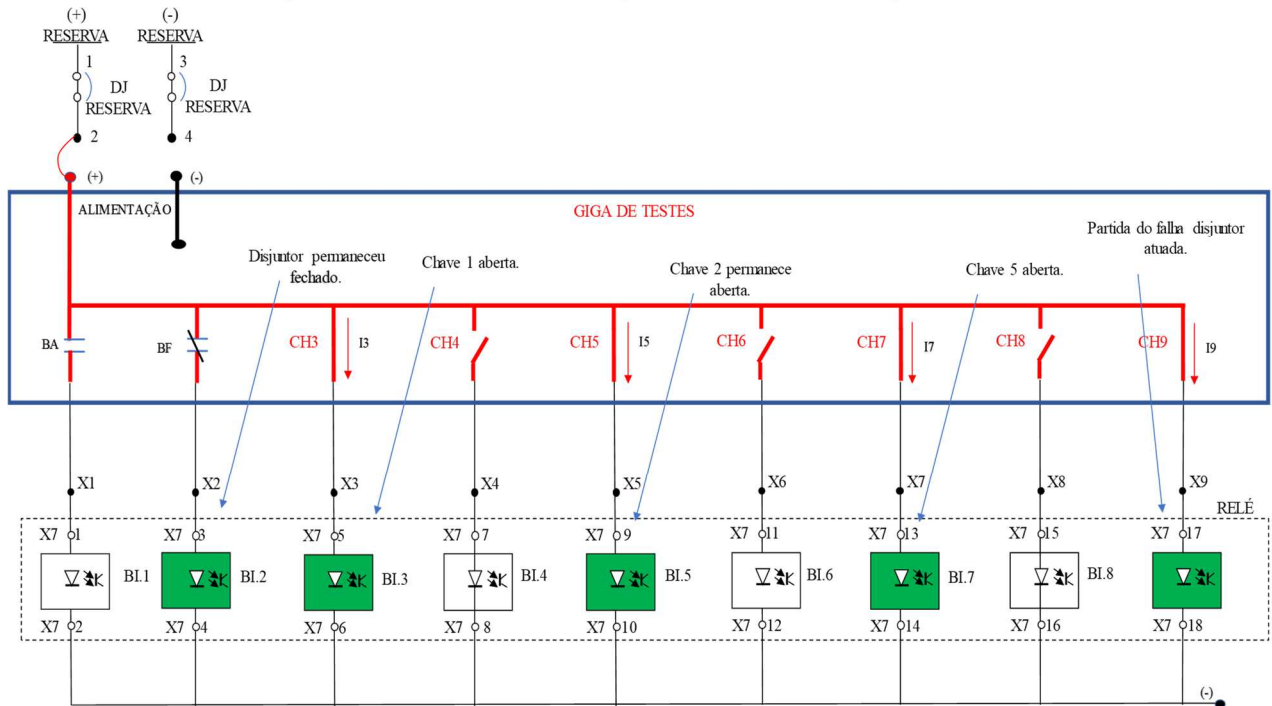


Fonte: O autor.

4. Verificar o reset da proteção falha disjuntor quando o disjuntor é isolado pela abertura das chaves seccionadoras: resetar a proteção falha disjuntor fechando as chaves CH3 e CH7 e abrindo as chaves CH4 e CH8 da giga de testes, que simulam a abertura das chaves 1 e 5,

energizando assim as BI's 3 e 7 pela passagem das correntes I3 e I7, respectivamente, e desenergizando as BI's 4 e 8 (Figura 28).

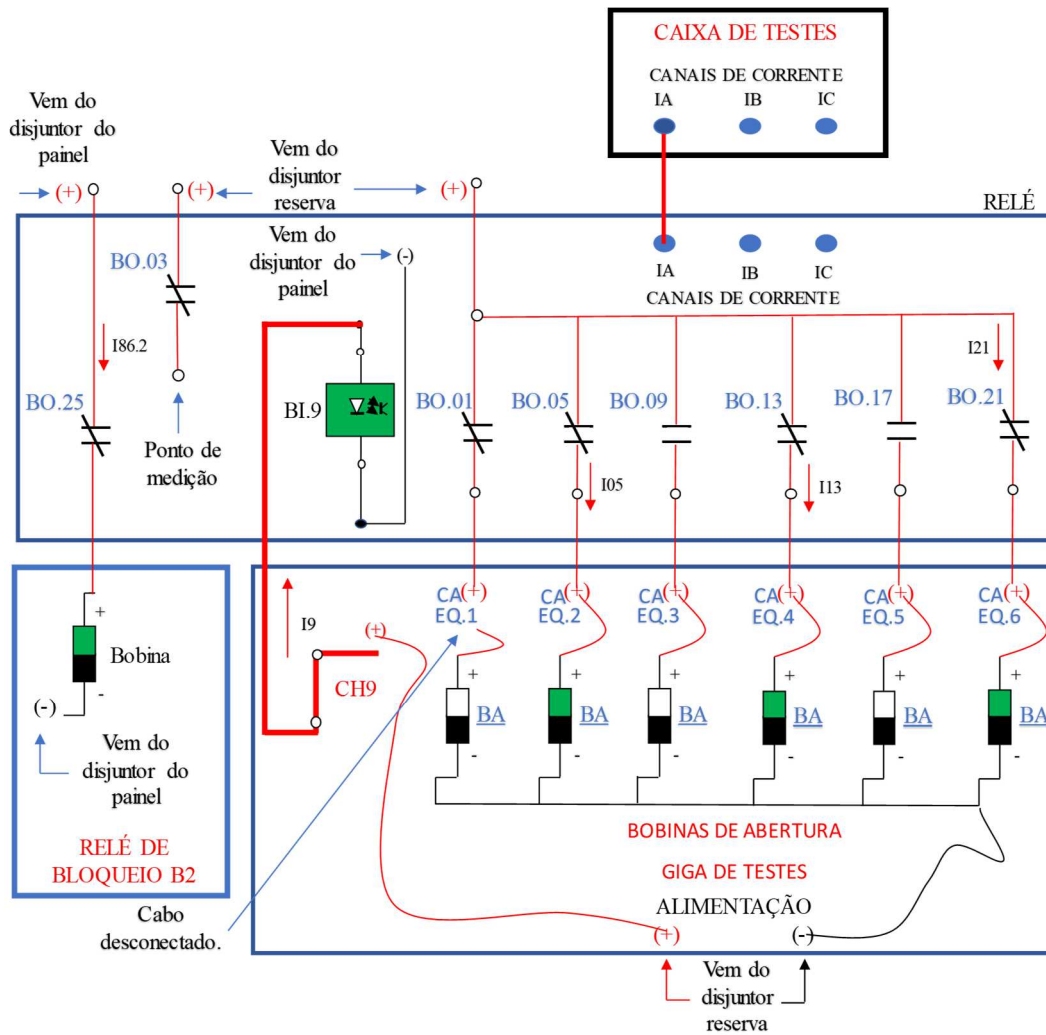
Figura 28 - Resultado da etapa 4 do teste falha disjuntor



Fonte: O autor.

5. Verificar seletividade da proteção mudando o equipamento de barra: abrir as chaves CH3 e CH7 e fechar as chaves CH6 e CH8 (simulação do *bay* 1 na barra 2), acionar a chave 9 da giga, atuando assim a entrada digital BI9 (pela passagem da corrente I9), a qual está parametrizada para o sinal de partida externa no da proteção falha disjuntor, devendo resultar em uma atuação do relé de proteção (pelo fato do equipamento 1 não abrir, pois seu cabo que energiza a bobina de abertura está desconectado) e, conseqüentemente, das saídas digitais BO.01, BO.05, BO.13, BO.21, referentes a abertura dos equipamentos pelo circuito 1, que estão conectados ao mesmo barramento do *bay* que está em teste (*bay* 1), energizando as bobinas de abertura dos equipamentos 2, 4 e 6 da giga de testes (pela passagem das correntes I05, I13 e I21, respectivamente), além da atuação do relé de bloqueio da barra 2 pela passagem da corrente I86.2 pela BO.25 e chegada de potencial positivo no ponto de medição quando ocorre a atuação da BO.3 (saída digital responsável pela sinalização de atuação desta proteção para o *bay* 1), devendo ser atestado a chegada de potencial neste ponto através de medição comum multímetro (Figura 29).

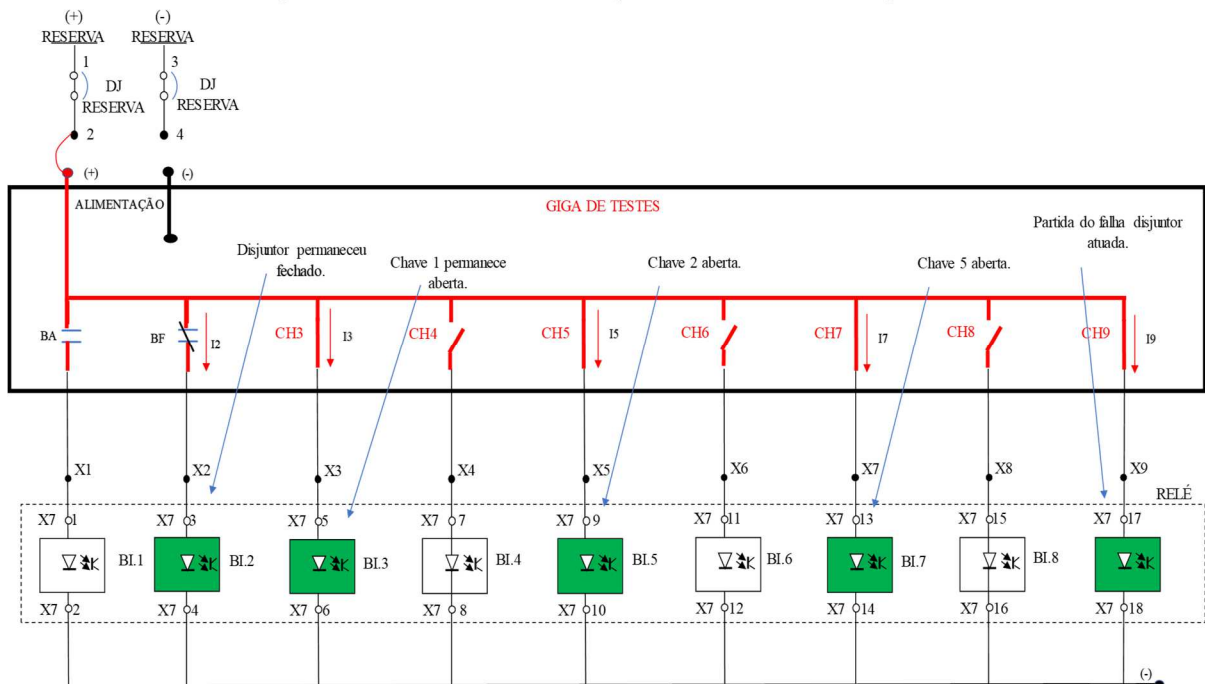
Figura 29 - Resultado da etapa 5 do teste falha disjuntor



Fonte: O autor.

- Resetar a proteção falha disjuntor fechando as chaves CH5 e CH7 e abrindo as chaves CH6 e CH8 da giga de testes, que simulam a abertura das chaves 2 e 5, energizando assim as BI's 5 e 7 pela passagem das correntes I5 e I7, respectivamente, e desenergizando as BI's 6 e 8 (Figura 30).

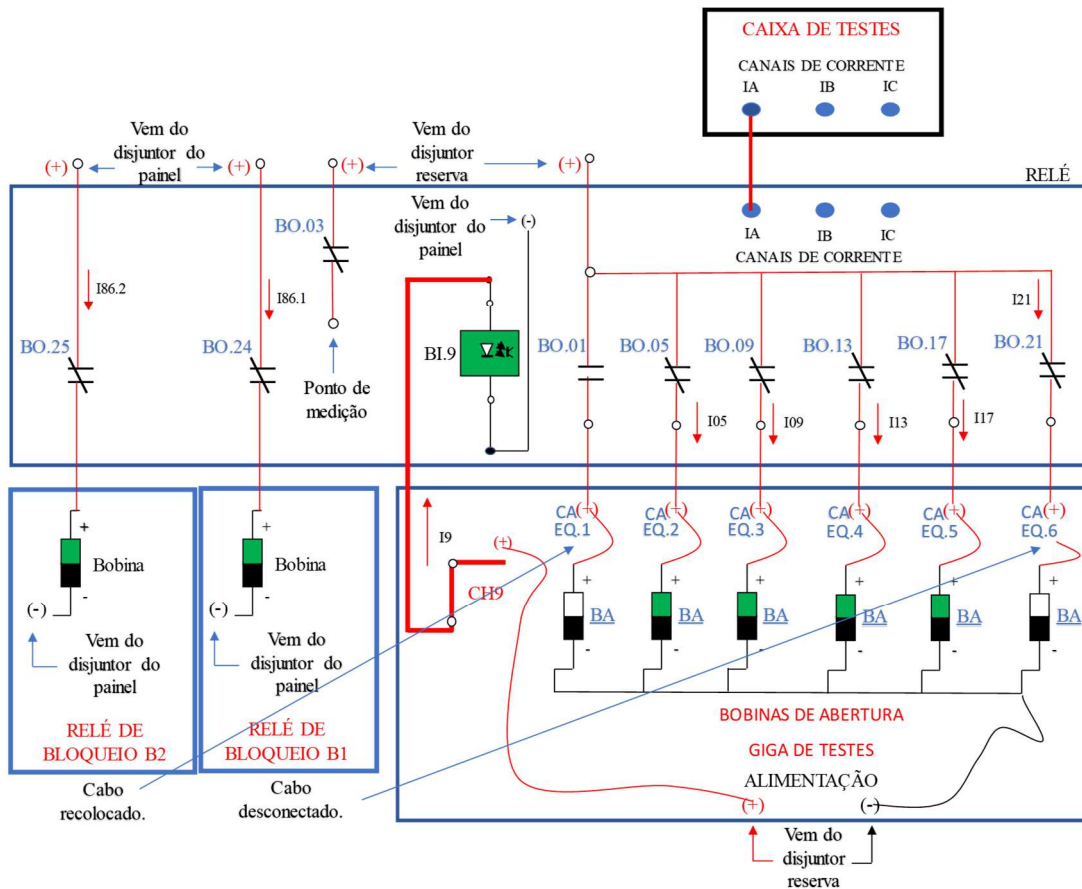
Figura 30 - Resultado da etapa 6 do teste falha disjuntor



Fonte: O autor.

7. Verificar correta atuação da função falha disjuntor com o bay transferido: simular o bay 1 transferido, fechando as chaves CH 11 da giga de testes e mantendo todas as chaves referentes a esse bay abertas, recolocar o fio do comando de abertura do equipamento 1, retirar o equipamento 6, da giga de teste e acionar a chave 9 da giga, atuando assim a entrada digital BI9 (pela passagem da corrente I9), a qual está parametrizada para o sinal de partida externa no da proteção falha disjuntor, devendo resultar em uma atuação do relé de proteção (pelo fato do equipamento 6 não abrir, pois seu cabo que energiza a bobina de abertura está desconectado) e, conseqüentemente, das saídas digitais BO.5, BO.9, BO.13, BO.17, BO.21, referentes a abertura dos equipamentos pelo circuito 1, que estão conectados ao mesmo barramento do bay que está em teste (bay 1 transferido para o bay 6), energizando as bobinas de abertura dos equipamentos 2, 3, 4 e 5 da giga de testes (pela passagem das correntes I05, I09, I13 e I17, respectivamente), além da atuação dos relés de bloqueio das barras 1 e 2 pela passagem das correntes I86.1 e I86.2 pela BO.24 e BO.25 e chegada de potencial positivo no ponto de medição quando ocorre a atuação da BO.3 (saída digital responsável pela sinalização de atuação desta proteção para o bay 1), devendo ser atestado a chegada de potencial neste ponto através de medição comum multímetro (Figura 31).

Figura 31 - Resultado da etapa 7 do teste falha disjuntor



Fonte: O autor.

8. Resetar a proteção falha disjuntor simulando a abertura das chaves que isolam o disjuntor de transferência, energizando assim as BI's da giga que foram designadas para este disjuntor (essas entradas digitais não aparecem nas figuras).

Após a realização de todas as etapas do teste, deve-se repetir a etapa 1 e 2 para as fases B e C do bay 1, e fazer todo o processo realizado no bay 1 para todos os bays, inclusive relés reservas, caso exista, a fim de garantir o correto funcionamento da proteção falha disjuntor.

### 3.1.5 Testes da função zona morta

Na seção 2.2.4 deste trabalho, foram mostradas as características de permissão de atuação, zona de atuação e importância da função de proteção *END FAULT* ou Zona morta, a qual é responsável por proteger uma zona morta que surge para o sistema quando algum bay

deixa de estar conectado à qualquer uma das barras de uma subestação, logo fica conveniente que essa função de proteção seja centralizada no relé de proteção de barras, já que ele identificará quais *bays* estão conectados à barra e ativará a proteção *END FAULT* para estes.

O teste desta função consiste de poucas etapas, pois é basicamente uma proteção de sobrecorrente que é ativada quando o *bay* não está conectado à barra, assim, abaixo segue uma sequência de etapas que objetiva a coordenação do trabalho, o englobamento de todas as hipóteses para a ocorrência do defeito e as reações que o sistema deve ter a esse tipo de defeito.

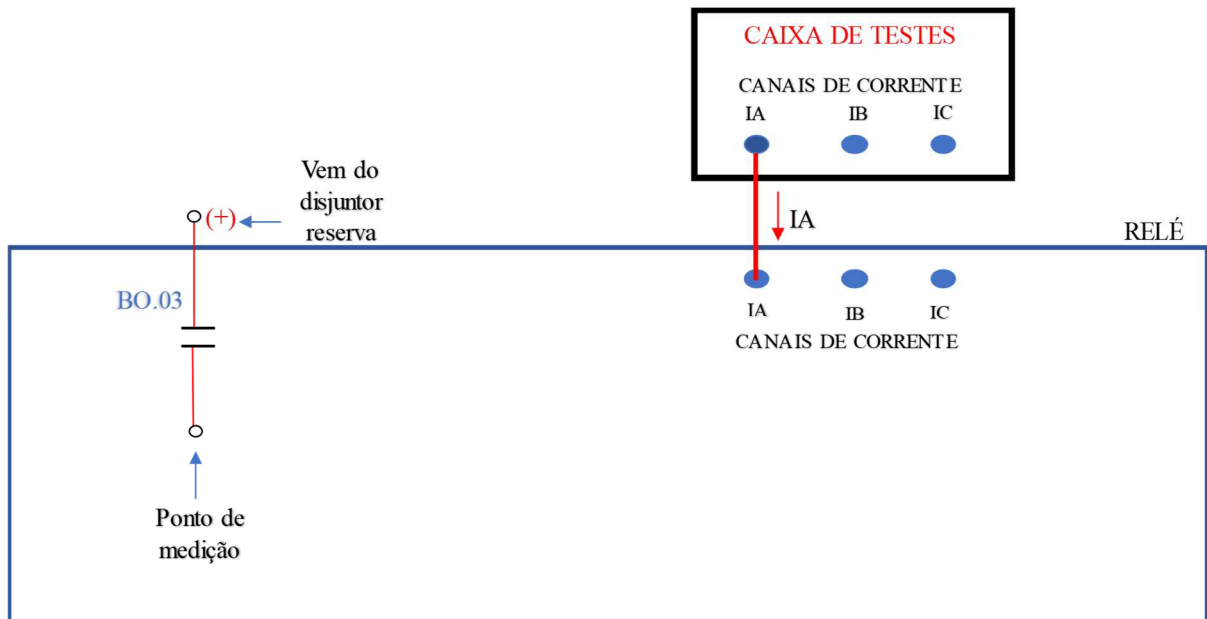
Seguem também outros pontos importantes para melhor entendimento dos testes:

- Os testes são apresentados supondo uma falta no *bay* 1, com este desconectado das barras;
- Será suposto um tempo de ajuste no relé de proteção para atuação da função *end fault* de 250 ms;
- O relé possui pré-ajuste para corrente de atuação da proteção falha disjuntor;
- As saídas digitais do relé de proteção de barras, responsáveis pela abertura dos disjuntores de campo, indicação de atuação das proteções e atuação do relé de bloqueio são organizadas conforme Quadro 2.
- A saída digital BO.3 é utilizada para indicar a atuação da proteção falha disjuntor e *end fault* para o *bay* 1.
- É demonstrado o teste referente a fase A de um *bay*, porém deve ser realizado em todas as fases de todos os *bays*.

O teste é realizado seguindo as seguintes etapas:

1. Verificar não atuação do relé para uma corrente com magnitude abaixo do ajustado: Injetar com uma caixa de testes uma corrente no canal referente a fase A do relé de proteção, abaixo do valor pré-ajustado no relé de proteção durante um tempo maior do 250 ms, resultando em uma não atuação do relé pela magnitude da corrente estar inferior ao ajuste (Figura 32).

Figura 32 - Resultado das etapas 1 e 2 do teste zona morta



Fonte: O autor.

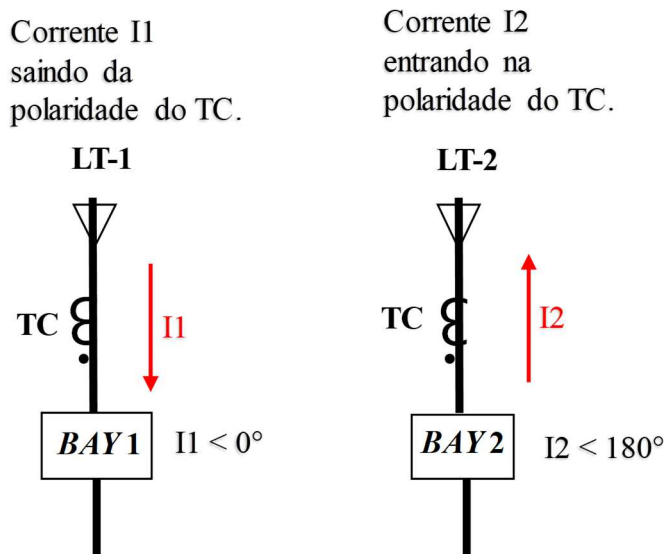
2. Verificar não atuação do relé para um tempo abaixo do ajustado: Injetar com uma caixa de testes uma corrente no canal referente a fase A do relé de proteção, acima do valor pré-ajustado no relé de proteção durante um tempo menor do que 250 ms, resultando em uma não atuação do relé pelo tempo de atuação não ter sido atingido (Figura 32).
3. Verificar correta atuação do relé: Injetar com uma caixa de testes uma corrente no canal referente a fase A do relé de proteção, acima do valor pré-ajustado no relé de proteção durante um tempo maior do que 250 ms, resultando em uma atuação do relé e consequentemente a atuação da BO.3 (saída digital responsável pela sinalização de atuação desta proteção para o bay 1), chegando potencial positivo no ponto de medição, devendo ser atestado a chegada de potencial neste ponto através de medição com um multímetro (Figura 33).





- e será considerado que os *bays* ímpares estão conectados à barra 1 (chaves 1, 5 do diagrama exposto na Figura 24 fechadas, chaves 2 e 6 abertas e disjuntor fechados) e os *bays* pares à barra 2 (chaves 2, 5 do diagrama exposto na Figura 24 fechadas, chaves 1 e 6 abertas e disjuntor fechados), com exceção do bay 6, que pelo arranjo deve estar conectado às duas barras simultaneamente;
- As simulações das bobinas de aberturas da giga (BA's) fazem relação aos *bays*, portanto a o equipamento 1 da giga corresponde ao bay 1, o equipamento dois ao bay 2, e assim por diante;
- O relé de bloqueio é responsável por não permitir o fechamento dos disjuntores de campo, caso ocorra algum defeito na barra, portanto para esse arranjo existe um relé de bloqueio na barra 1 e outro na barra 2;
- Cada bay também possui seu próprio relé de bloqueio;
- Cada bay possui dois circuitos de abertura para os disjuntores, circuito 1 e 2;
- As saídas digitais do relé de proteção de barras, responsáveis pela abertura dos disjuntores de campo, indicação de atuação das proteções e atuação do relé de bloqueio são organizadas conforme Quadro 2;
- Visando o teste dos dois circuitos de abertura de cada bay, este teste é realizado pelo circuito 2, já que o teste falha disjuntor é efetuado pelo circuito 1;
- Para facilitar o entendimento, os arranjos expostos nessa seção não mostram os equipamentos de campo, mas somente os *bays* que o compõe e os transformadores de corrente. Também é possível observar um ponto preto ao lado de cada TC, os quais representam a polaridade dos TCs e são de fundamental importância para se determinar os sentidos das correntes no sistema, sendo utilizado aqui a conversão de que as correntes saindo da polaridade (saindo do ponto) estão a 0° e as correntes entrando na polaridade (entrando no ponto) estão a 180° (Figura 34).
- É demonstrado o teste referente a fase A de um bay, porém deve ser realizado em todas as fases de todos os *bays*.

Figura 34 - Relação do sentido das correntes com as polaridades dos TCs

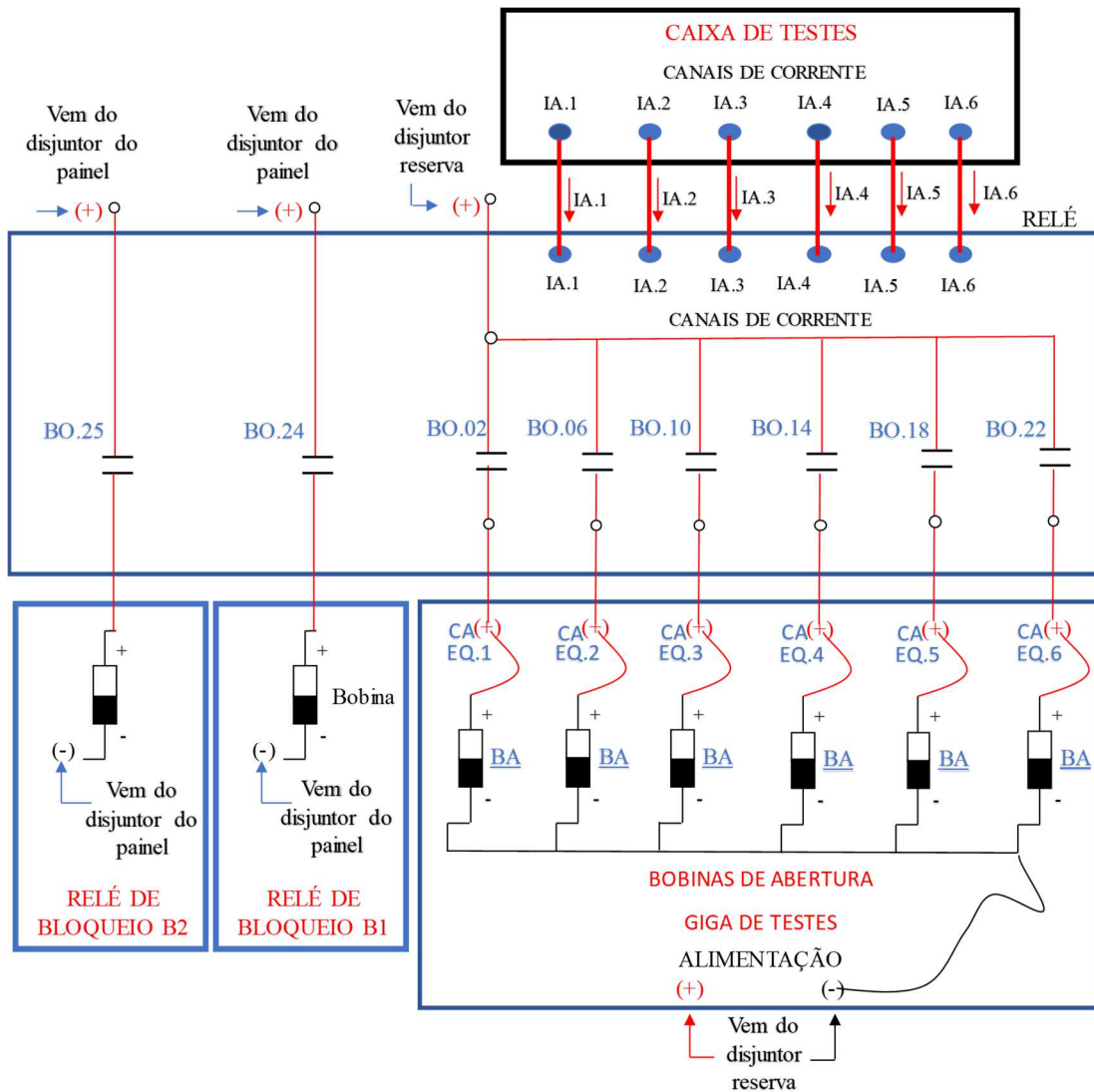


Fonte: O autor.

Para a fluidez do trabalho de campo, englobando as hipóteses para a ocorrência de defeitos deste tipo e as reações que o sistema deve ter a esse tipo de falha, foi descrito uma sequência de ações (listadas abaixo) que devem ser realizadas para o teste diferencial de barras, tomando como base a estrutura apresentada na Figura 35, na qual pode ser observado as representações da caixa de testes com seus seis canais de corrente (um para a fase A de cada bay), o relé de proteção de barras também com seus canais de corrente e suas saídas digitais, que merecem atenção para este teste, além da giga de testes com a representação da bobina de abertura de todos os bays simulados. Também são expostas as indicações da origem do potencial de cada entrada dos circuitos e os relés de bloqueio da barra 1 e 2.

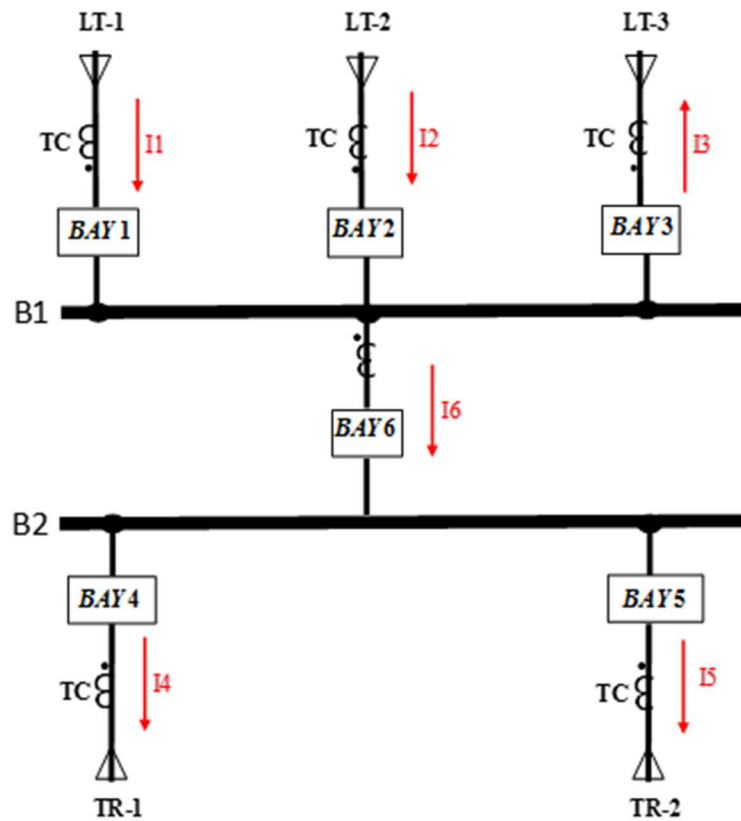
1. Verificar não atuação do relé para um defeito externo aos barramentos (sentido B1 → B2): Usando a Tabela 1 associada a configuração mostrada na Figura 36 como exemplo, programar três estágios (pré-falta, falta e pós-falta) na caixa de testes para injeção de seis correntes no canal referente a fase A de cada bay do relé de proteção, de modo que a soma das correntes em cada uma das barras para a configuração, seja zero em todos os três estágios, porém no estágio da falta as magnitudes dessas correntes aumentem em relação aos outros dois estágios, assim o resultado deve ser uma não atuação do relé e conseqüentemente de suas saídas digitais, pelo fato da falta ser externa aos barramentos.

Figura 35 - Resultado da etapa 1 do teste diferencial



Fonte: O autor.

Figura 36 - Configuração dos bays na etapa 1



Fonte: O autor.

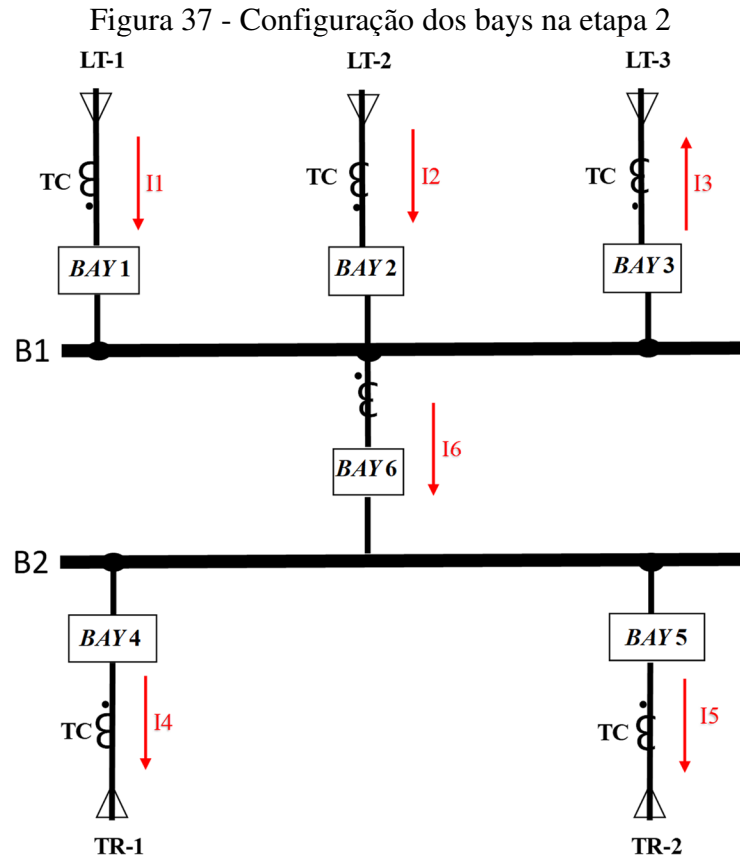
Tabela 1 - Exemplo de correntes para etapa 1

<i>BAY</i>	<b>CORRENTE</b>	<b>PRÉ-FALTA</b>	<b>FALTA</b>	<b>PÓS-FALTA</b>
1	I1	$0,8 < 0^\circ$	$1,6 < 0^\circ$	$0,8 < 0^\circ$
2	I2	$0,2 < 0^\circ$	$0,6 < 0^\circ$	$0,2 < 0^\circ$
3	I3	$0,4 < 180^\circ$	$0,4 < 180^\circ$	$0,4 < 180^\circ$
4	I4	$0,3 < 180^\circ$	$0,9 < 180^\circ$	$0,3 < 180^\circ$
5	I5	$0,3 < 180^\circ$	$0,9 < 180^\circ$	$0,3 < 180^\circ$
6	I6	$0,6 < 180^\circ$	$1,8 < 180^\circ$	$0,6 < 180^\circ$

Fonte: O autor.

2. Verificar não atuação do relé para uma falta externa aos barramentos (sentido B2 → B1): Usando a Tabela 2 associada a configuração mostrada na Figura 37 como exemplo, programar três estágios (pré-falta, falta e pós-falta) na caixa de testes para injeção de seis correntes no canal

referente a fase A de cada *bay* do relé de proteção, de modo que a soma das correntes em cada uma das barras para a configuração, seja zero em todos os três estágios, porém no estágio da falta as magnitudes dessas correntes aumentem em relação aos outros dois estágios, assim o resultado deve ser uma não atuação do relé e consequentemente de suas saídas digitais, pelo fato da falta ser externa aos barramentos.



Fonte: O autor.

Tabela 2 - Exemplo de correntes para etapa 2

<i>BAY</i>	CORRENTE	PRÉ-FALTA	FALTA	PÓS-FALTA
1	I1	$0,8 < 180^\circ$	$1,6 < 180^\circ$	$0,8 < 180^\circ$
2	I2	$0,2 < 180^\circ$	$0,6 < 180^\circ$	$0,2 < 180^\circ$
3	I3	$0,4 < 0^\circ$	$0,4 < 0^\circ$	$0,4 < 0^\circ$
4	I4	$0,3 < 0^\circ$	$0,9 < 0^\circ$	$0,3 < 0^\circ$
5	I5	$0,3 < 0^\circ$	$0,9 < 0^\circ$	$0,3 < 0^\circ$
6	I6	$0,6 < 0^\circ$	$1,8 < 0^\circ$	$0,6 < 0^\circ$

Fonte: O autor.

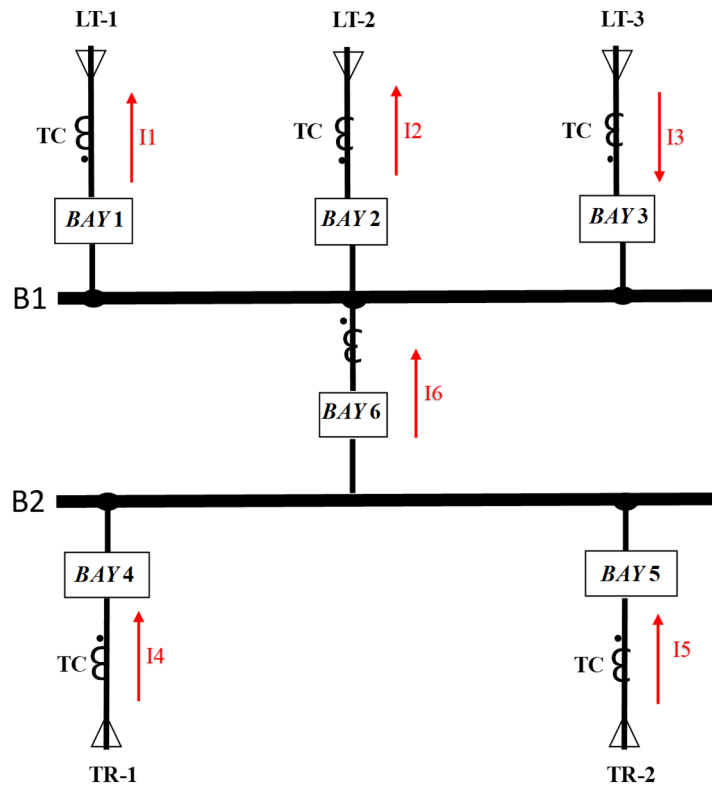
3. Verificar atuação do relé para uma falta no barramento 1: Usando a Tabela 3 associada as configurações mostradas na Figura 38 (pré-falta), Figura 39 (falta) e Figura 40 (pós-falta) como exemplo, programar três estágios (pré-falta, falta e pós-falta) na caixa de testes para injeção de seis correntes no canal referente a fase A de cada *bay* do relé de proteção, de modo que a soma das correntes em cada uma das barras para a pré-falta seja zero, na falta todas correntes sejam direcionadas para a barra 1, e na pós-falta as correntes remanescentes somem zero na barra que não houve defeito, assim o resultado deve ser uma atuação do relé e consequentemente das suas saídas digitais BO.02, BO.10, BO.18, BO.22, referentes a abertura dos equipamentos pelo circuito 2, que estão conectados ao barramento 1, energizando as bobinas de abertura dos equipamentos 1, 3, 5 e 6 da giga de testes (pela passagem das correntes I02, I10, I18 e I22, respectivamente), além da atuação do relé de bloqueio das barras 1 passagem da corrente I86.1 pela BO.24, conforme Figura 41.

Tabela 3 - Exemplo de correntes para etapa 3

<b>BAY</b>	<b>CORRENTE</b>	<b>PRÉ-FALTA</b>	<b>FALTA</b>	<b>PÓS-FALTA</b>
1	I1	$0,8 < 0^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	0
2	I2	$0,2 < 0^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	0
3	I3	$0,4 < 180^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	0
4	I4	$0,3 < 180^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	$0,3 < 180^\circ$
5	I5	$0,3 < 180^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	$0,3 < 0^\circ$
6	I6	$0,6 < 180^\circ$	$2,0 < 0^\circ$	0

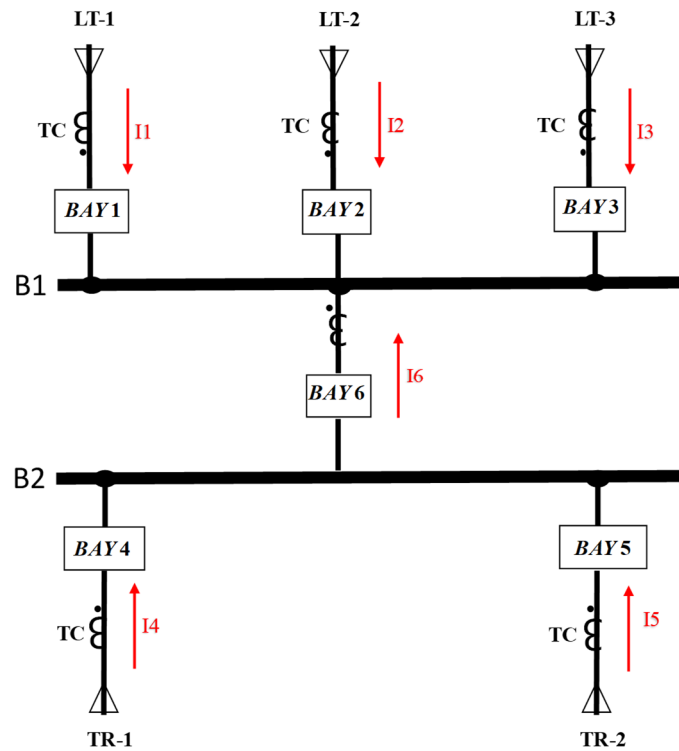
Fonte: O autor.

Figura 38 - Pré-falta da etapa 3



Fonte: O autor.

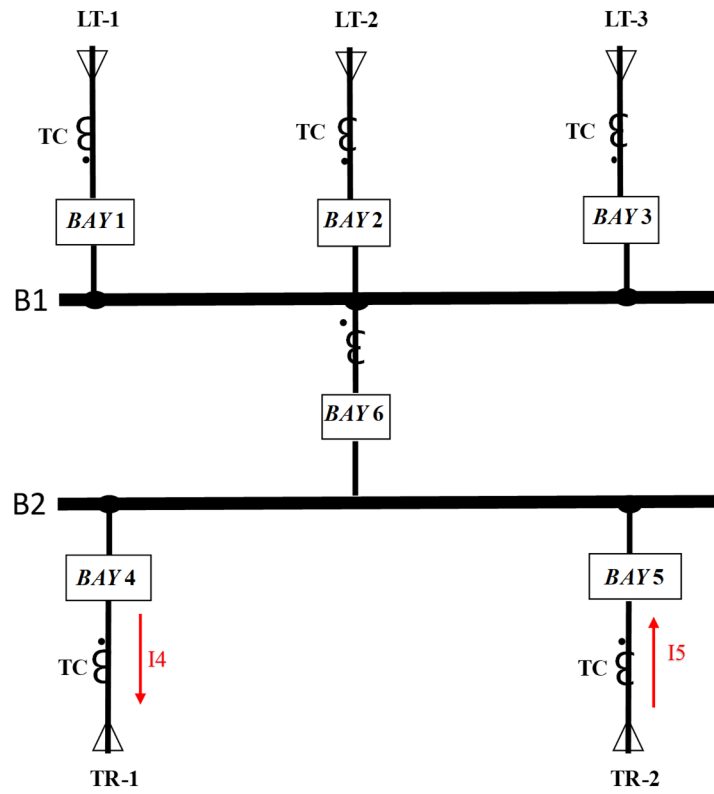
Figura 39 - Falta da etapa 3



Fonte: O autor.

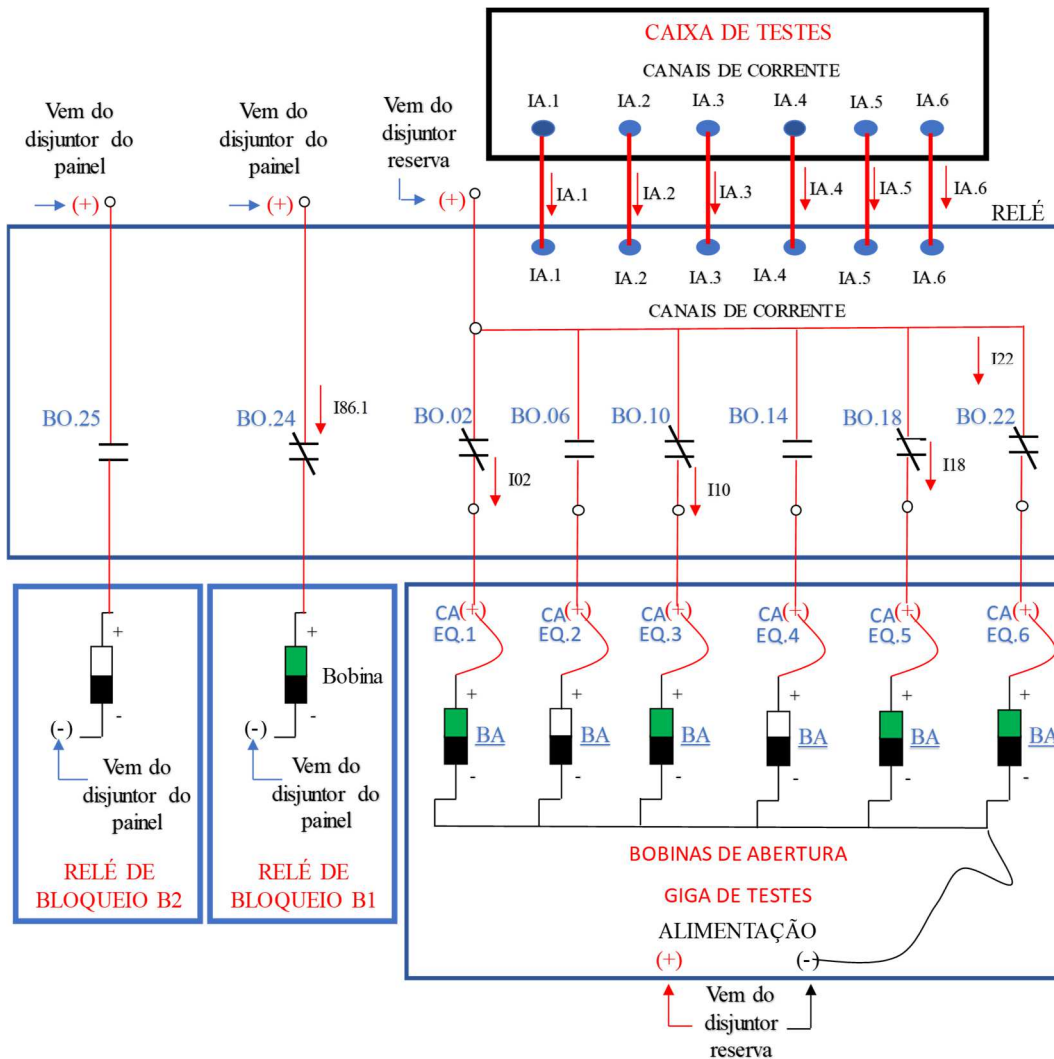


Figura 40 - Pós-falta da etapa 3



Fonte: O autor.

Figura 41 - Resultado da falta na etapa 3



Fonte: O autor.

4. Verificar atuação do relé para uma falta no barramento 2: Usando a Tabela 4 associada as configurações mostradas na Figura 42 (pré-falta), Figura 43 (falta) e Figura 44 (pós-falta) como exemplo, programar três estágios (pré-falta, falta e pós-falta) na caixa de testes para injeção de seis correntes no canal referente a fase A de cada *bay* do relé de proteção, de modo que a soma das correntes em cada uma das barras para a pré-falta seja zero, na falta todas correntes sejam direcionadas para a barra 2, e na pós-falta as correntes remanescentes somem zero na barra sã, assim o resultado deve ser uma atuação do relé e consequentemente das suas saídas digitais BO.06, BO.14, BO.22, referentes a abertura dos equipamentos pelo circuito 2, que estão conectados ao barramento 2, energizando as bobinas de abertura dos equipamentos 2, 4 e 6 da giga de testes (pela passagem das correntes I06, I14 e I22, respectivamente), além da

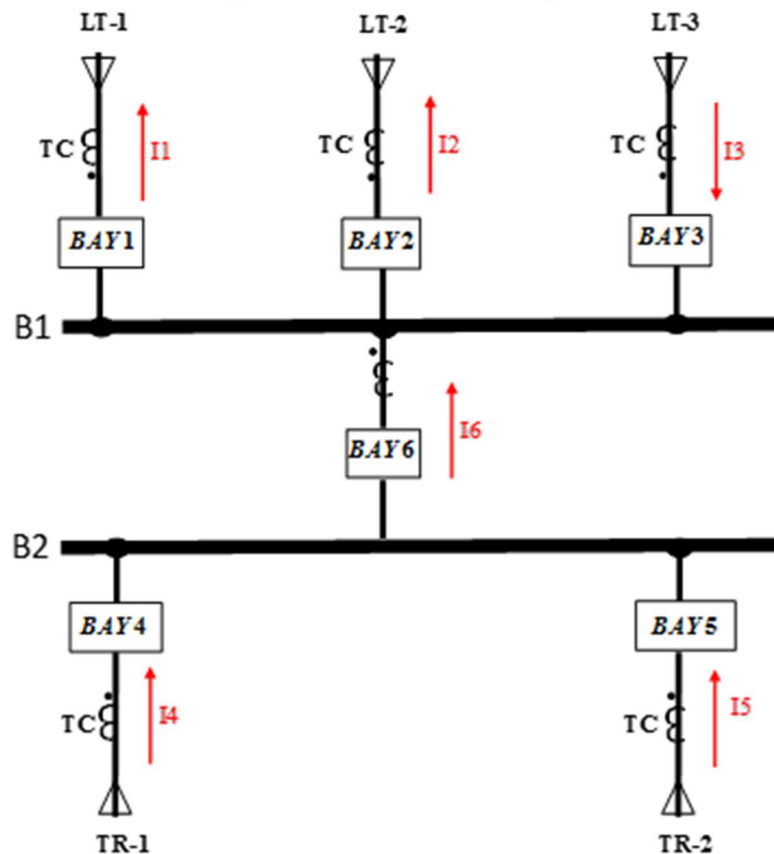
atuação do relé de bloqueio da barras 2 passagem da corrente I86.2 pela BO.25, conforme Figura 45.

Tabela 4 - Exemplo de correntes para etapa 4

<i>BAY</i>	CORRENTE	PRÉ-FALTA	FALTA	PÓS-FALTA
1	I1	$0,8 < 180^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	$0,8 < 0^\circ$
2	I2	$0,2 < 180^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	$0,2 < 180^\circ$
3	I3	$0,4 < 0^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	$0,4 < 180^\circ$
4	I4	$0,3 < 0^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	0
5	I5	$0,3 < 0^\circ$	$1,0 < 0^\circ$	0
6	I6	$0,6 < 0^\circ$	$3,0 < 180^\circ$	0

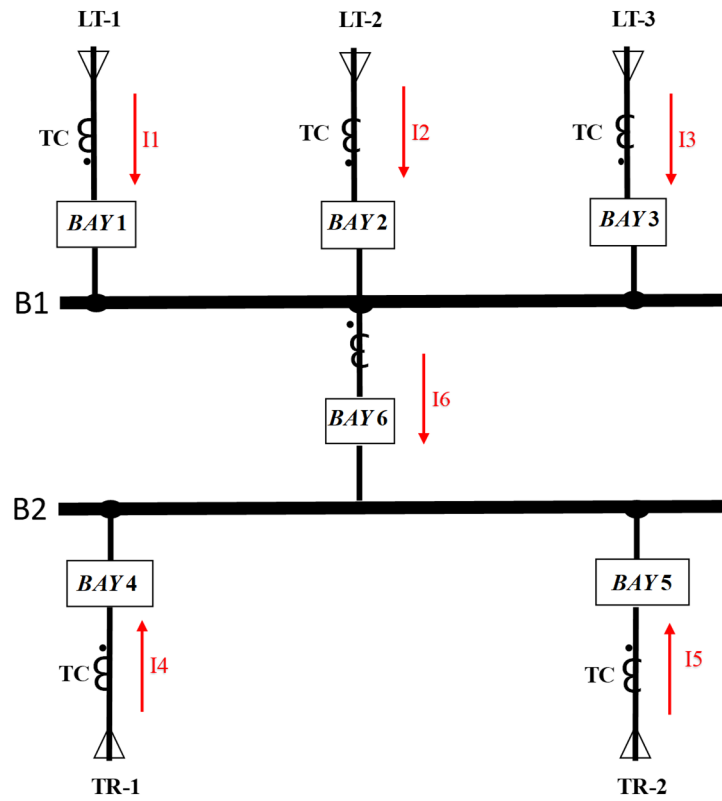
Fonte: O autor.

Figura 42 - Pré-falta da etapa 4



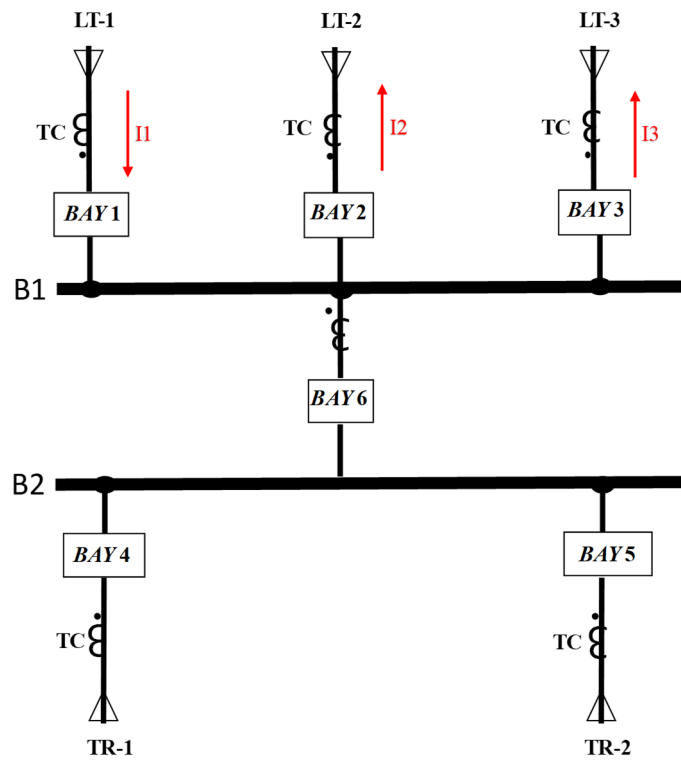
Fonte: O autor.

Figura 43 - Falta da etapa 4



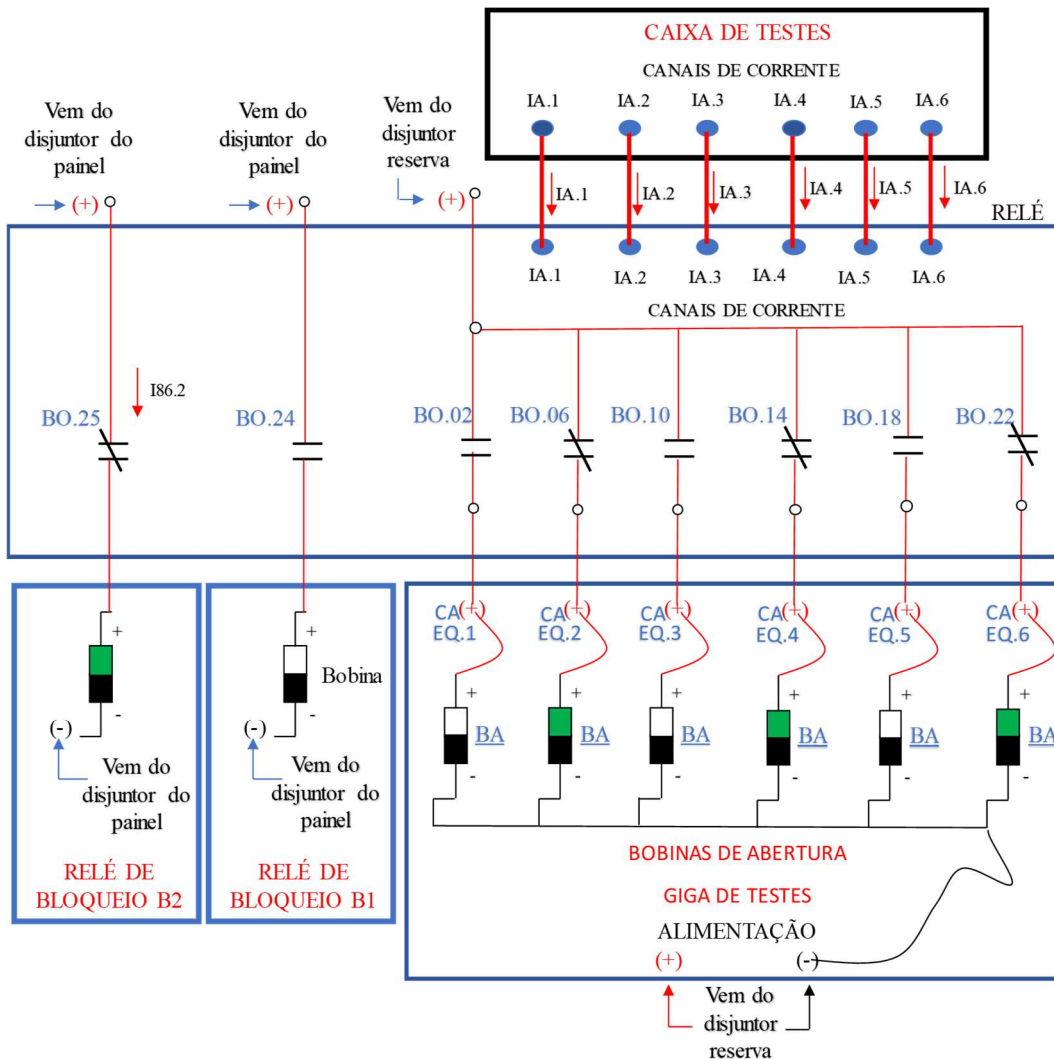
Fonte: O autor.

Figura 44 - Pós-falta da etapa 4



Fonte: O autor.

Figura 45 - Resultado da falta na etapa 4



Fonte: O autor.

5. Verificar atuação do relé para uma falta no barramento 2 quando existe algum *bay* transferido: Simular o *bay* 1 transferido, fechando as chaves CH 11 da giga de testes e mantendo todas as chaves referentes a esse *bay* abertas, e transferir todos os *bays* para a barra 1. Usar a Tabela 5 associada a configuração mostrada Figura 46 (falta) como exemplo, programar estágios de falta na caixa de testes para injeção de seis correntes no canal referente a fase A de cada *bay* do relé de proteção, de modo que todas correntes sejam direcionadas para a barra 2, assim o resultado deve ser uma atuação do relé e consequentemente da sua saída digital BO.22, referente a abertura do *bay* de transferência pelo circuito 2 (único *bay* conectado ao barramento 2), energizando as bobinas de abertura do equipamento 6 da giga de testes pela passagem da corrente I22, além da atuação do

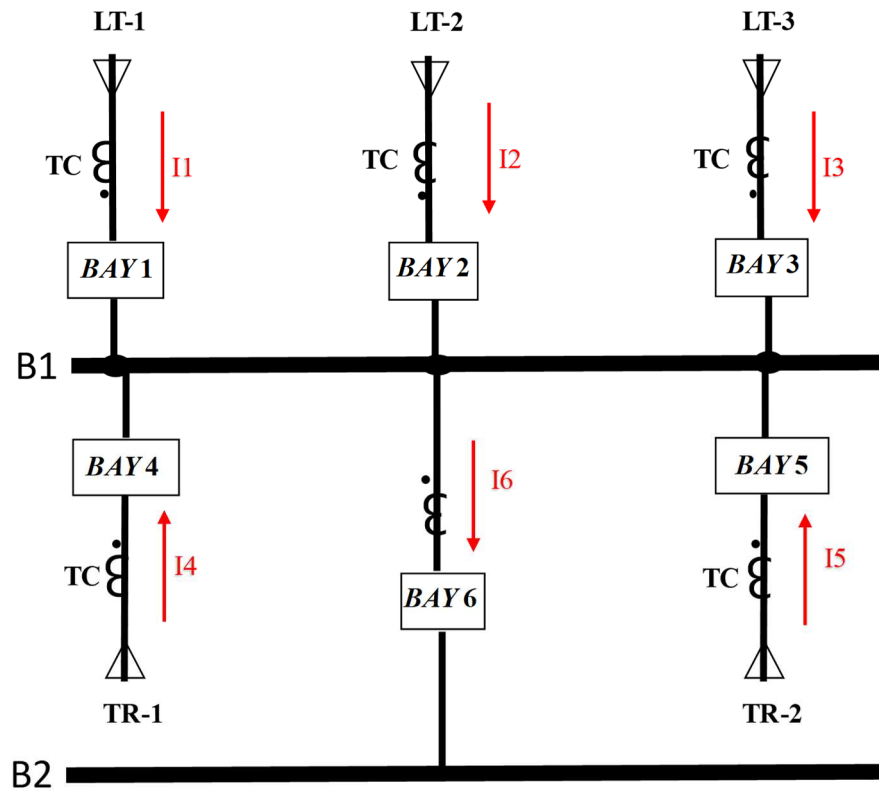
relé de bloqueio da barras 2 passagem da corrente I86.2 pela BO.25 e chegada de potencial positivo no ponto de medição quando ocorre a atuação da BO.3 (saída digital responsável pela sinalização de atuação desta proteção para o bay 1), devendo ser atestado a chegada de potencial neste ponto através de medição comum multímetro (Figura 47).

Tabela 5 - Exemplo de correntes para etapa 5

<i>BAY</i>	<b>CORRENTE</b>	<b>FALTA</b>
1	I1	$1,0 < 0^\circ$
2	I2	$1,0 < 0^\circ$
3	I3	$1,0 < 0^\circ$
4	I4	$1,0 < 180^\circ$
5	I5	$1,0 < 180^\circ$
6	I6	$6,0 < 180^\circ$

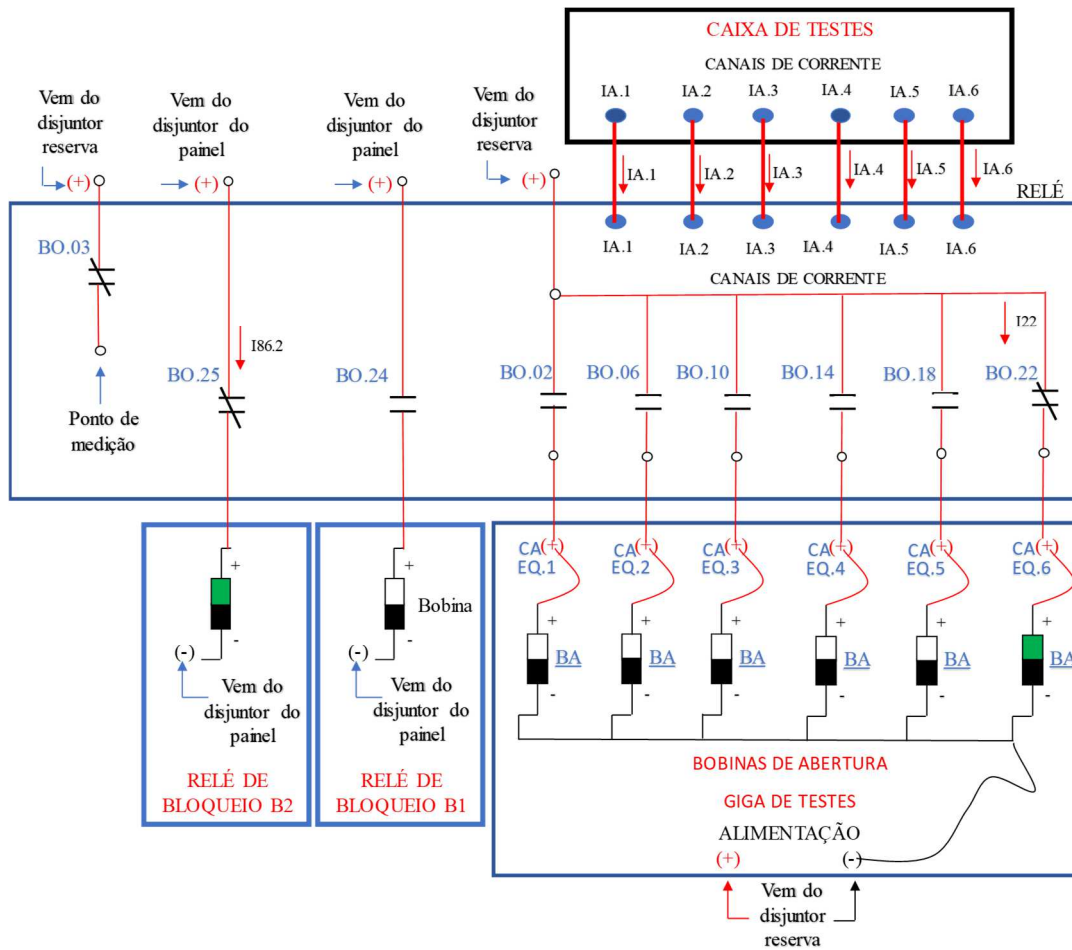
Fonte: O autor.

Figura 46 - Falta da etapa 5



Fonte: O autor.

Figura 47 - Resultado da etapa 5



Fonte: O autor.

### 3.2 INTEGRAÇÃO DA PROTEÇÃO DE BARRAS AOS BAYS EXISTENTES

Esta etapa do trabalho consiste na execução da integração do sistema de proteção de barras, já devidamente testado, aos *bays* existentes da subestação, e é feita de forma sequencial sendo um *bay* por vez, pois este trabalho requer o desligamento do *bay*, portanto a indisponibilidade de mais de um *bay* ao mesmo tempo poderia causar impactos significativos ao Sistema Elétrico de Potência, por conseguinte, objetivando viabilizar a correta troca de informações para o funcionamento e coordenação da proteção, são expostas as etapas e testes de integração ao sistema, assim, na sequência tem-se os testes de injeção de corrente nos TCs, testes de integração elétrica, testes de partida para atuação da função falha disjuntor, testes de integridade dos circuitos de disparo e normalização do evento.

### 3.2.1 Injeção de corrente nos transformadores de corrente

O transformador de corrente é um elemento de extrema importância no sistema de proteção de barras, porque é através dele que o relé recebe a corrente e faz as devidas verificações visando atestar se as medições estão conforme esperado, assim qualquer erro de ligação de cabos pode ocasionar uma não operação ou atuação indevida do relé de proteção de barras, portanto uma atenção e sequência de ações para verificar a correta montagem de todos os circuitos de corrente, conforme as etapas expostas abaixo, é de fundamental importância para o funcionamento do sistema de proteção de barras.

1. Confirmar polaridade primária e secundária do TC: Na placa do TC é possível identificar as polaridades primárias e secundárias dos enrolamentos, conforme pode ser observado na Figura 48, na qual a polaridade do primário está sendo representada por um ponto preto no H1 e as dos enrolamentos secundários estão representadas no X1, Y1, Z1 e W1, respectivamente, portanto neste caso é possível identificar que as polaridade estão nos terminais com final 1 (X1, Y1...) dos enrolamentos e todos os terminais secundários com final 1 estão no mesmo sentido do enrolamento primário do TC, pois a Figura 48 mostra os terminais com finais 1 voltados para o mesmo lado do H1.

Figura 48 - Terminais secundários e primário de um TC



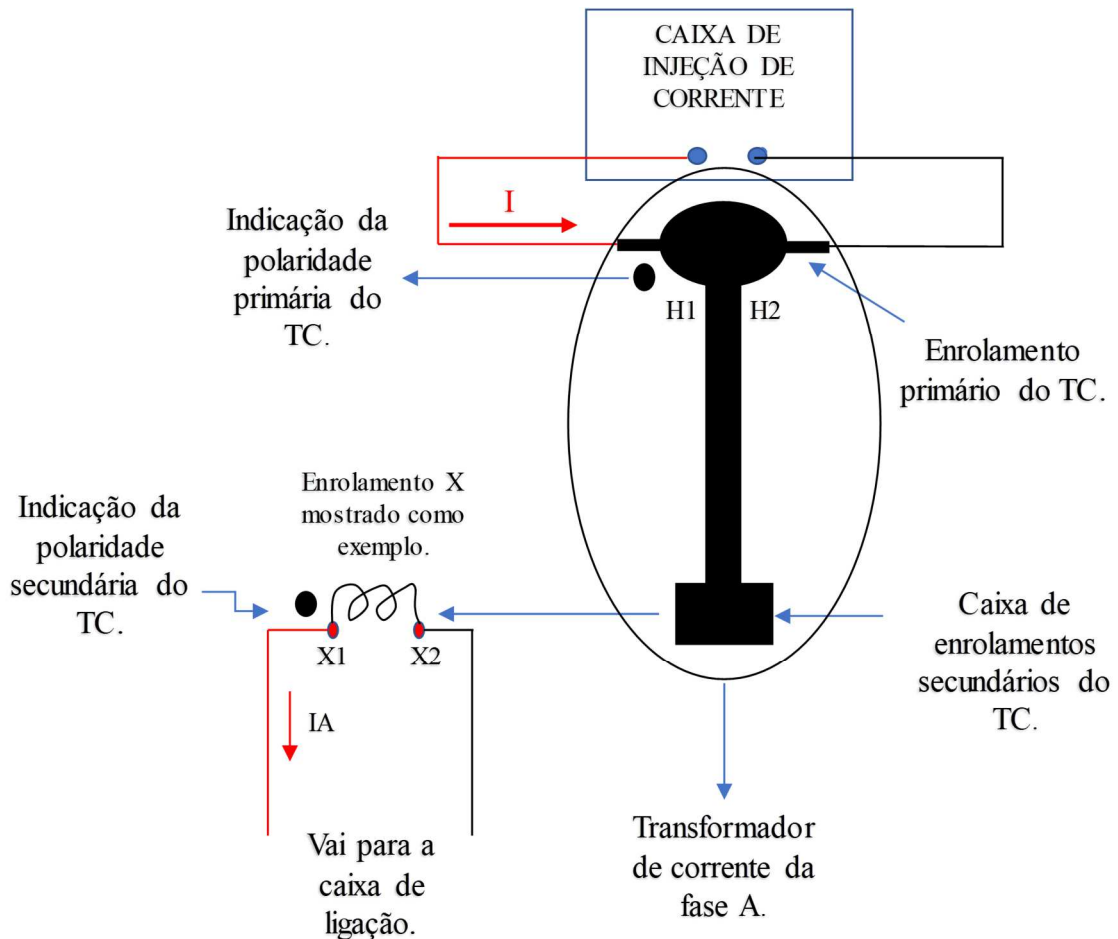
Fonte: O autor.

1. Injetar corrente no primário do TC: Com uma mala de testes apropriada para injeção de correntes em enrolamentos primários de equipamentos, injetar corrente na fase A do enrolamento primário do TC, conforme pode ser observado na Figura 49, a qual mostra uma a corrente  $I$  passando pelo enrolamento primário de um TC, gerando uma corrente  $IA$  (que vai para caixa de ligação dos enrolamentos secundários das fases na Figura 50) em seu enrolamentos X, usado como exemplo, o qual é abrigado na caixa de enrolamentos



secundários do TC e, assim como no enrolamento primário, também possui indicação de polaridade, neste caso, conforme etapa 1, o enrolamento secundário de final 1 está orientado para o mesmo lado do H1.

Figura 49 - Injeção de corrente no TC

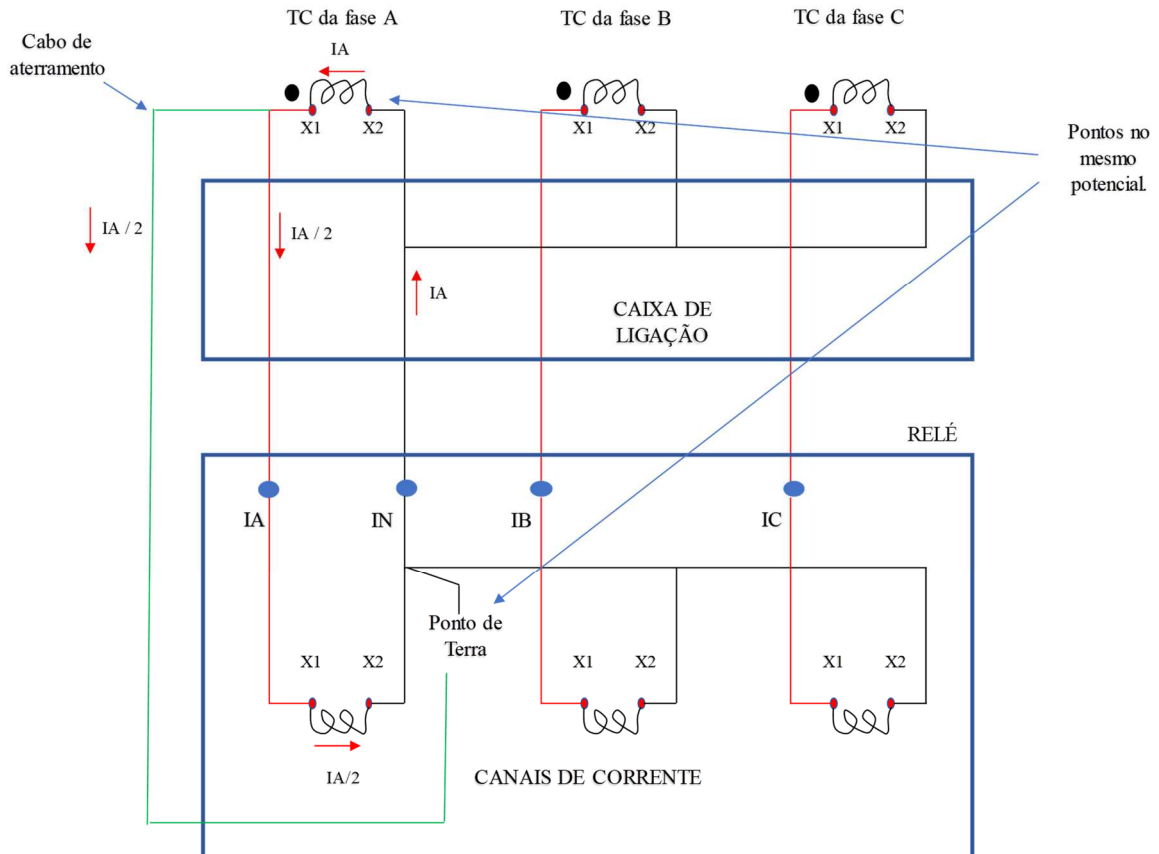


Fonte: O autor.

1. Verificar correta medição no relé e fechamento dos enrolamentos secundários dos TCs: Este procedimento consiste em aterrar os terminais do enrolamento secundário do TC, para verificação dos circuitos, conforme pode ser visto na Figura 50, na qual é mostrado a corrente  $I_A$  injetada na etapa 2 se dividindo ( $I_A$  está mostrada dividida por 2 a título de exemplo) quando é aterrado o terminal X1 referente ao TC da fase A, assim o resultado esperado é atestar a diminuição da magnitude da corrente na medição do relé, pelo fato de uma parcela da corrente estar sendo desviada pelo cabo de aterramento, e depois deve-se tirar o cabo de aterramento do ponto X1, verificar que a magnitude da corrente volta ao

normal na medição do relé e aterrar o terminal X2, verificando que nada acontece pelo fato do deste terminal e o ponto de terra estarem no mesmo potencial.

Figura 50 - Ilustração da conferência do fechamento dos enrolamentos



Fonte: O autor.

Importante observar que o procedimento descrito nas etapas 1, 2 e 3 desta seção deve ser realizado em todas as fases do bay, de maneira sequencial, para correta verificação do “faseamento”.

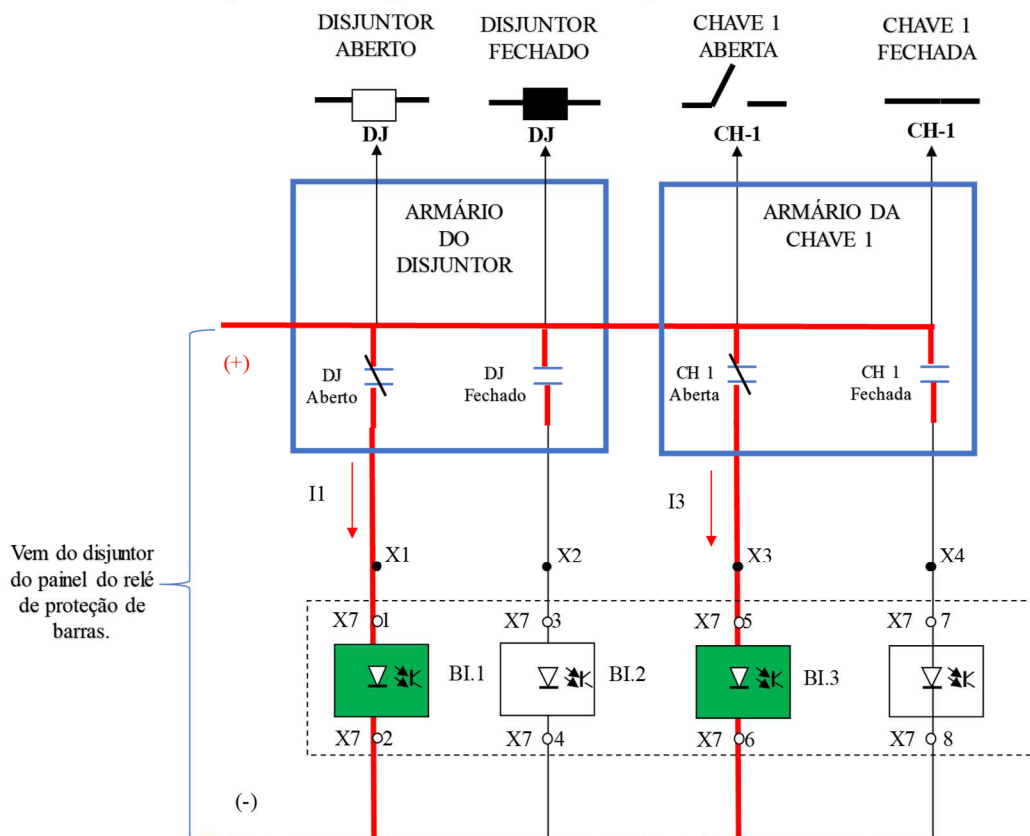
### 3.2.2 Testes de integração elétrica

Esta etapa consiste em garantir toda interface elétrica entre os contatos dos equipamentos de campo e os armários dos *bays* com o sistema de proteção de barras, com objetivo de atestar a correta ligação de todos os cabos que auxiliam na troca de informações importantes, como posição aberto / fechado dos equipamentos de pátio, que são fundamentais para a seletividade da proteção, e as ligações entre os contatos de interface, os quais são parametrizados para atuar de acordo com as necessidades do sistema de proteção, assim estes

testes são condição indispensável para o sistema e é relevante cautela e ações coordenadas no momento do trabalho em campo, como na sequência de etapas apresentadas abaixo.

1. Conferência dos circuito que fazem contato com os equipamentos de campo: Manobrar disjuntor e chaves seccionadoras e observar correta indicação no relé de proteção de barras, conforme mostra a Figura 51, na qual pode-se visualizar os armários disjuntor e chave seccionadora 1 com seus respectivos contatos de aberto e fechado recebendo um potencial positivo, proveniente do disjuntor do painel de proteção de barras, o qual é usado para alimentar as entradas digitais do relé de acordo com a posição dos equipamentos, assim o relé identifica o estado de cada equipamento para correta operação do sistema.

Figura 51 - Etapa 1 do teste de integração elétrica

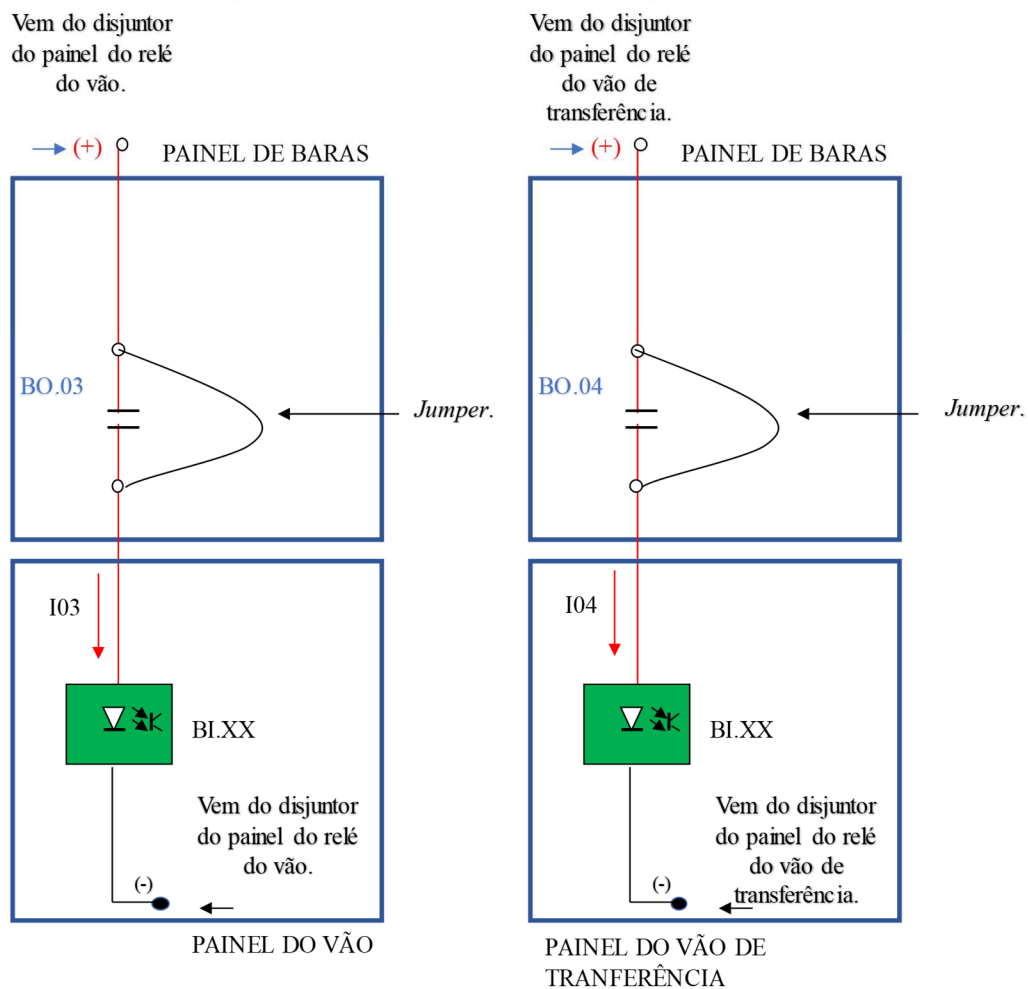


Fonte: O autor.

2. Conferência dos circuito entre saídas digitais do relé de proteção de barras e entradas digitais / relés auxiliares do painel do bay: Fazer *jumper* nas saídas digitais do painel de proteção de barras e verificar correta atuação das entradas digitais dos relés ou atuação de relés auxiliares do bay, atestando assim a correta troca de informações entre sistemas de proteções, por exemplo, na Figura 52, é feito *jumper* na BO.03 (que é responsável por

mandar a informação do disparo das funções falha disjuntor ou zona morta para o *bay*) para ativação da BI.XX do painel do *bay*, objetivando que alguma ação seja tomada pela proteção do *bay*, como atuação do seu relé de bloqueio e transmissão de disparo para o terminal remoto de uma linha de transmissão ou transformador, e também é possível observar um *jumper* na BO.04 (que é responsável por mandar a informação do disparo da função zona morta para o *bay* de transferência) para ativação da BI.XX do painel do *bay* de transferência, objetivando que alguma ação seja tomada pela proteção do *bay* de transferência, como atuação do seu relé de bloqueio.

Figura 52 - Etapa 2 do teste de integração elétrica

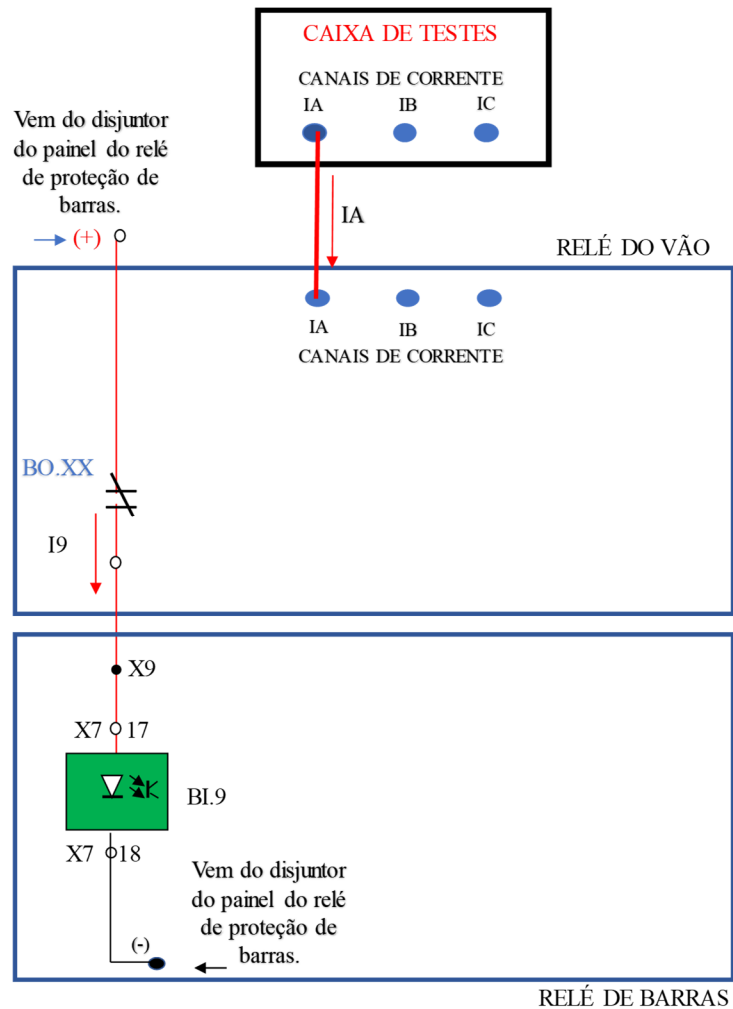


Fonte: O autor.

3. Teste de sinalização de atuação nos relés dos *bays*: Injetar corrente com caixa de testes no relé do *bay* para atuação de alguma proteção, verificar atuação de sua saída digital (parametrizada para atuar em qualquer função de proteção) e verificar atuação da entrada digital responsável pela recepção do sinal de partida falha disjuntor, conforme Figura 53,

a qual mostra uma caixa de testes injetando uma corrente IA no relé de um *bay*, fazendo sua saída digita BO.XX atuar, possibilitando a passagem da corrente I9 para atuação da BI.9, parametrizada para a recepção do sinal de partida falha disjuntor, assim é garantido que para qualquer atuação do relé do *bay* a proteção de barras receberá uma informação para partir a proteção falha disjuntor. Importante destacar que este teste não é feito por jumper, pois é uma informação que vem de um *bay* existente e muitas vezes é implementada no relé na hora da integração do *bay*, ou seja, é uma alteração feita no relé do *bay*, portanto deve ser testada com atuação real do relé.

Figura 53 - Etapa 3 do teste de integração elétrica



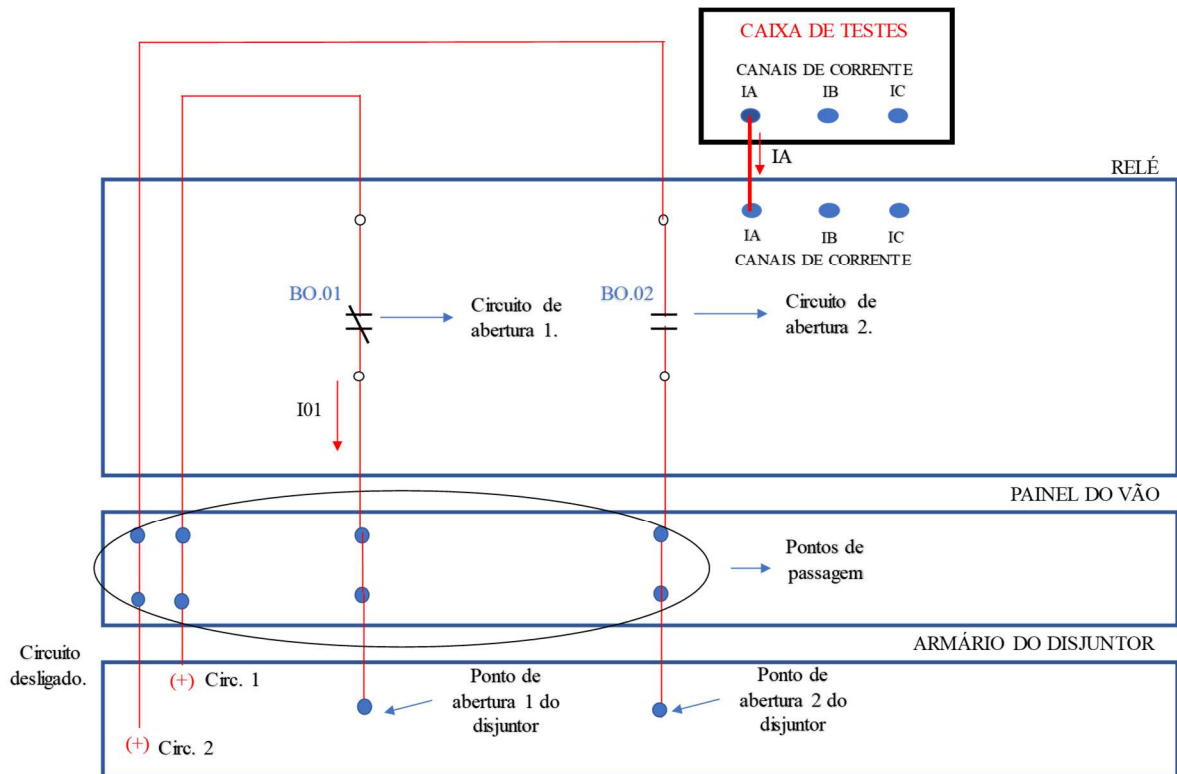
Fonte: O autor.

### 3.2.3 Testes dos circuitos de abertura e bloqueio de fechamento

Nesta seção são apresentados os testes dos circuitos de abertura 1 e 2, que são de fundamental importância para segurança do sistema, porque é através deles que o disjuntor de campo é aberto para interromper uma falta, e também o teste dos circuitos de bloqueio de fechamento dos disjuntores, os quais auxiliam no impedimento do fechamento destes equipamentos, em caso de defeitos.

1. Verificar funcionamento dos circuitos de abertura: Fechar o disjuntor de campo, desligar do circuito de abertura 2, deixando o sistema somente pela abertura 1, injetar corrente com caixa de testes no relé de proteção de barras para atuação da função diferencial (o relé irá atuar porque a soma das correntes de entrada saída não dará zero), e verificar o disjuntor abrindo somente pelo circuito 1. Na Figura 54 pode ser observado uma ilustração do relé de proteção de barras, painel do *bay* e armário do disjuntor de campo, além dos circuitos de abertura 1, conduzindo a corrente  $I_{01}$ , e abertura 2, os quais são alimentados por um potencial proveniente do painel do disjuntor, passam pelo painel do *bay*, pelas saídas digitais do relé de proteção de barras e retornam pelo mesmo caminho até a chegada nos pontos de abertura do disjuntor, portanto os dois circuitos são montados de forma segregada e devem ser testados desta mesma forma, visando garantir a redundância desta etapa da proteção, assim após esse teste ser realizado no circuito 1, deve ser executado no circuito 2 com o circuito 1 desligado.

Figura 54 - Testes dos circuitos de abertura

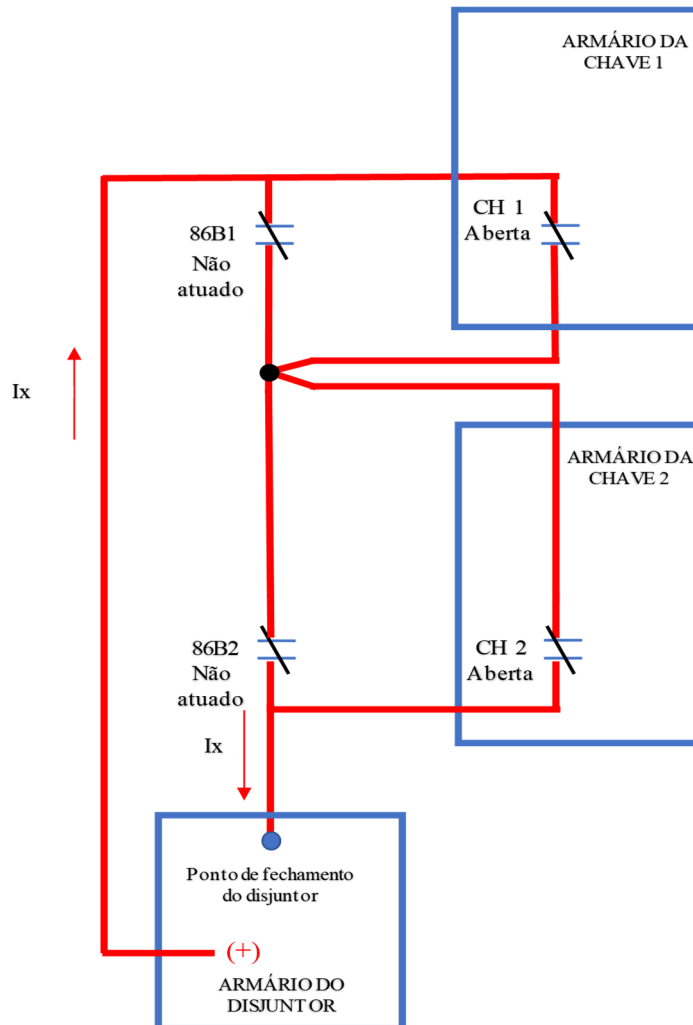


Fonte: O autor.

2. Verificar circuito de bloqueio de fechamento: Na Figura 55 pode-se observar o circuito de bloqueio de fechamento do disjuntor, o qual é composto por um contato do relé de bloqueio da barra 1 em paralelo comum contato normalmente aberto da chave 1 e estes em série com um contato do relé de bloqueio da barra 2 em paralelo comum contato normalmente aberto da chave 2, assim a corrente  $I_x$  circula pelo circuito, desde que o bay não esteja conectado a nenhuma das barras (os dois contatos normalmente fechados da chave conduzindo) ou o relé de bloqueio referente a barra que está conectado não esteja atuado (contatos 86B1 fechado e CH2 fechado, contatos 86B2 fechado e CH1 fechado ou contatos 86B1 fechado e 86B2 fechado), e quando a circulação desta corrente é interrompida (quando o bay está conectado a barra defeituosa) o disjuntor fica com seu circuito de bloqueio de fechamento interrompido. Visto isso, o teste é feito da seguinte maneira: Deixar o disjuntor de campo aberto, fechar a chave 1, atuar o relé de bloqueio da barra 1 e dar comando de fechamento no disjuntor, verificando que ele não fecha porque a corrente  $I_x$  não estará circulando devido aos contatos CH 1 e 86B1 estarem abertos, e para concluir, abrir a chave 1, fechar a chave 2, atuar o relé de bloqueio da barra 2 e dar comando de fechamento no disjuntor,

verificando que ele não fecha porque a corrente  $I_x$  não estará circulando devido aos contatos CH 2 e 86B1 estarem abertos.

Figura 55 - Teste do circuito de bloqueio



Fonte: O autor



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

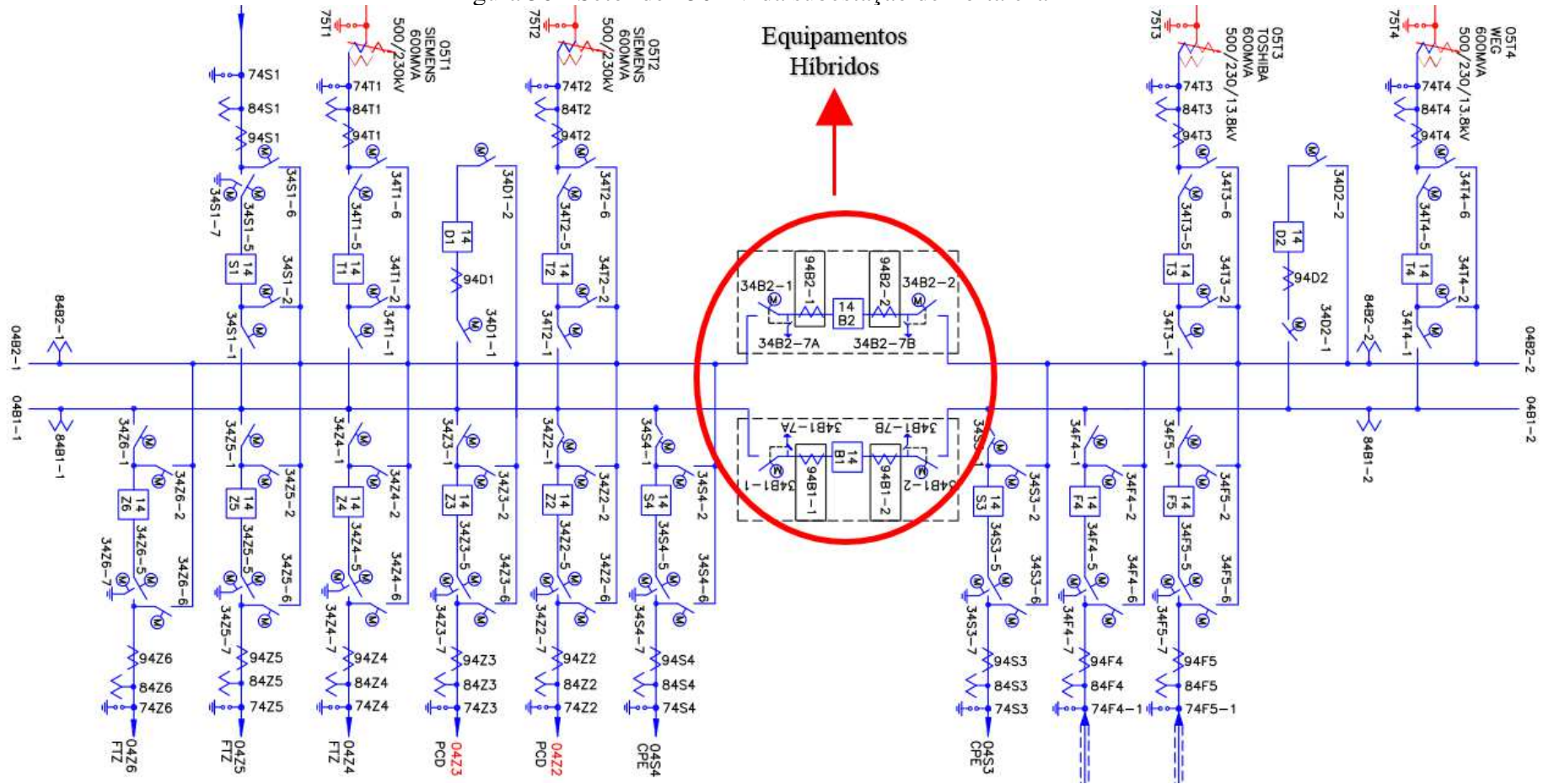
### 4.1 APLICAÇÃO DO MÉTODO À SUBESTAÇÃO DE FORTALEZA

A seguir são descritas as características principais da Subestação de Fortaleza II, a aplicação do método de comissionamento e integração de *bays* à proteção de barras, os problemas identificados durante as atividades e, ao final, uma conclusão de todo trabalho executado.

#### 4.1.1 Subestação Fortaleza II

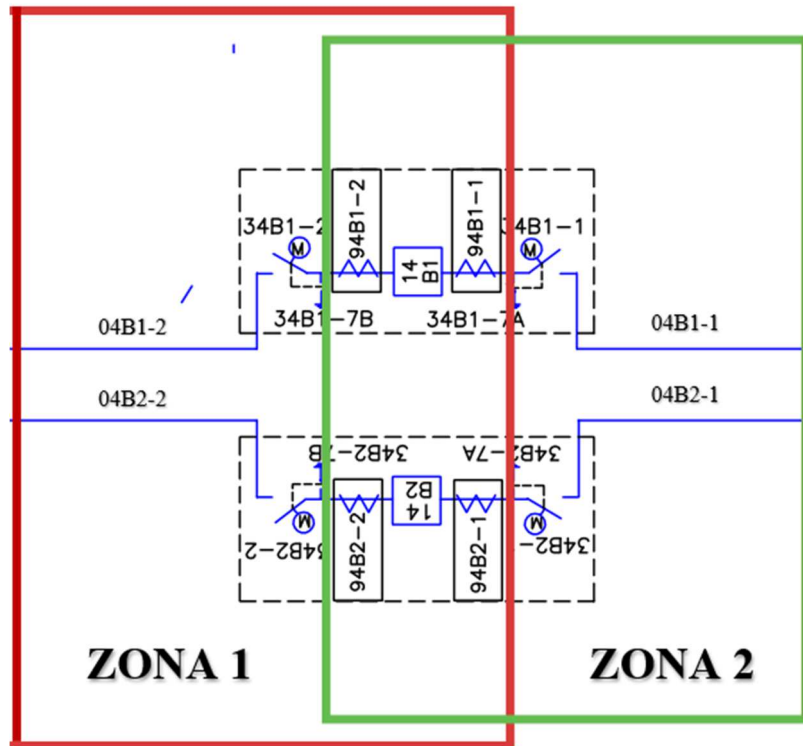
A subestação de Fortaleza II é classificada como abaixadora, localizada no município de Fortaleza no estado do Ceará, tem nível de tensão de 500/230 kV, é formada por 4 seções de barras de 230 kV, 4 bancos de autotransformadores, 2 disjuntores de transferência de 230 kV, 3 linhas de 500 kV, dois reatores de barra de 500 kV, 10 linhas de 230 kV e dois disjuntores de interligação de barras. A Figura 56 representa o diagrama unifilar do setor de 230 kV da subestação de Fortaleza II. Por causa da particularidade desta subestação em relação às quatro seções de barras (04B1-1, 04B1-2, 04B2-1 e 04B2-2) expostas juntamente com os módulos híbridos na Figura 57, foram necessárias duas proteções de barras independentes, uma para às seções 04B1-1 e 04B2-1, responsável pela proteção da zona 1, e outra para 04B1-2 e 04B2-2, responsável pela proteção da zona 2, porém as duas contemplam os equipamentos híbridos de interligação de barras, ou seja, para uma atuação de qualquer uma das duas proteções, devem ser abertos estes equipamentos que interligam as barras, isolando assim a 04B1-1 da 04B1-2 e a 04B2-1 da 04B2-2.

Figura 56 - Setor de 230 kV da subestação de Fortaleza II



Fonte: Cortesia da Companhia Hidrelétrica do São Francisco – Chesf

Figura 57 - Módulos híbridos



Fonte: Cortesia da Companhia Hidrelétrica do São Francisco – Chesf

#### 4.1.2 Problemas identificados

Os problemas detectados em campo na subestação de Fortaleza II estão descritos no Quadro 3.

Quadro 3 - Problemas identificados em Fortaleza II

ITEM	TESTE	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	SOLUÇÃO ADOTADA
1	Teste de 50 BF (Falha disjuntor)	O reset do 50 BF acontecia mesmo com uma das chaves de barra fechada.	Mudado a lógica nas unidades periféricas para o falha disjuntor só ser resetado após o disjuntor totalmente isolado.
	<i>END FAULT</i>	Falta de saída digital para indicação de	Foi parametrizado uma saída digital de cada periférica para

2		atuação da função zona morta.	atuação em caso do disparo da proteção <i>END FAULT</i> . Assim também foi previsto a necessidade de lançamento de cabos entre os painéis da proteção de barras e dos <i>bays</i> .
3	Injeção primária nos TCs	Caixas dos enrolamentos secundários dos TCs das três fases do equipamento 14D2 não estavam interligadas à caixa de fechamento dos enrolamentos.	Foram conectados todos os terminais dos enrolamentos secundários dos TCs aos seus respectivos pontos na caixa de interligação.
4	Testes de integração elétrica	Identificado falha nas informações de posição, para as unidades periféricas, após manobras, em várias chaves seccionadoras.	Trocado peça de contatos auxiliares das seccionadoras, que estavam sendo usados pelas unidades periféricas.
5	Teste de partida de 50 BF (Falha disjuntor)	Apesar do disparo da proteção e atuação do relé 85X1 do painel 4UAC, responsável pela passagem do sinal de atuação da partida de	Descoberto que o relé estava sem contato elétrico nos pontos determinados por projetos para sinalização de partida do falha. O

		50 BF, a sinalização não sensibilizava a entrada digital da periférica correspondente àquele <i>bay</i> .	problema foi corrigido com instalação de um contato elétrico normalmente aberto (NA) no relé.
6	Testes de bloqueio de fechamento.	Foi verificado que o disjuntor deste <i>bay</i> fechava mesmo com os relés de bloqueio das barras atuados.	Foi verificado que existia um <i>bypass</i> (interno ao disjuntor) no circuito do contato do relé de bloqueio. O problema foi corrigido com a retirada do fio que estava fazendo o <i>bypass</i> .

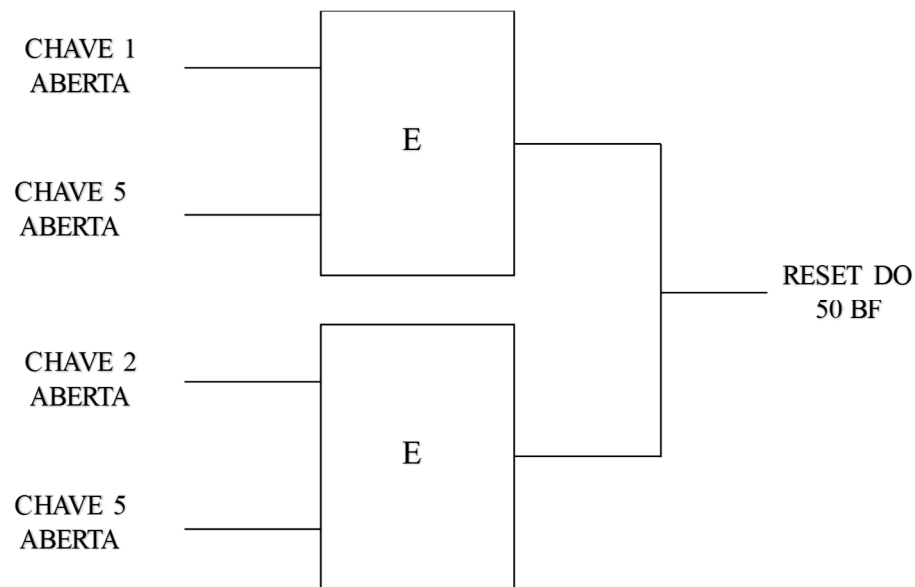
Fonte: O autor.

#### 4.1.3 Conclusões

Nesta seção será feita uma análise das consequências que os problemas identificados durante os testes de campo poderiam causar ao sistema, elencando os problemas conforme ordem mostrada no Quadro 3.

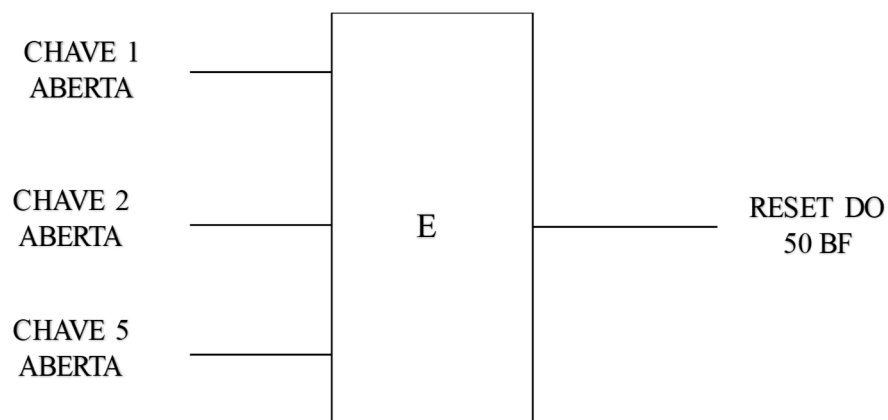
1. Teste de falha disjuntor-50 BF (etapa de comissionamento): Durante os testes foi encontrado um erro na lógica do reset do falha disjuntor, permitindo que esta proteção fosse resetada sem o equipamento estar totalmente isolado, conforme Figura 58, a qual mostra duas portas lógicas E com duas entradas cada, sendo uma com as chaves 1 e 5 e outra com 2 e 5 abertas, assim, o falha poderia ser resetado com a abertura das chaves 1 e 5, com a chave 2 ligada à barra 2, ou a abertura das chaves 2 e 5, com a chave 1 ligada à barra, portando foi a lógica foi modificada para uma porta E com três entradas, uma para cada chave aberta, conforme Figura 59, desta forme a o falha disjuntor só é resetado se todas as chaves estiverem abertas.

Figura 58 - Lógica errada



Fonte: O autor.

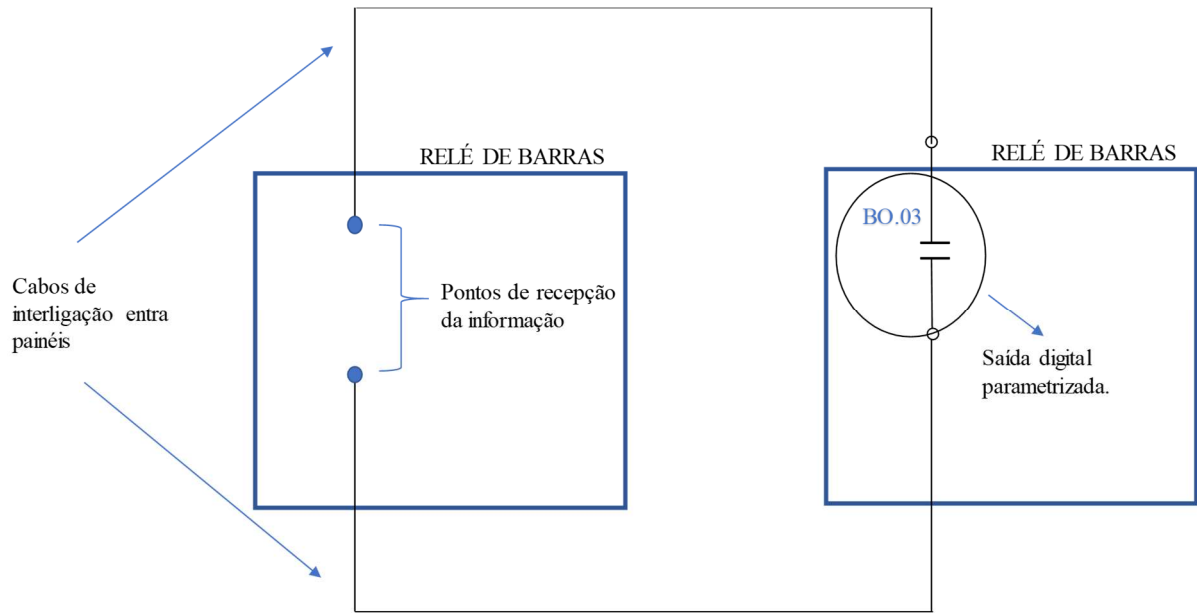
Figura 59 - Lógica corrigida



Fonte: O autor.

2. Teste da função END FAULT (etapa de comissionamento): No teste foi verificado a falta de uma saída digital para indicação da atuação da proteção zona morta para cada *bay*, assim foi parametrizado uma saída digital do relé para cada *bay* (pode ser observado um esquema como exemplo para um *bay*, na Figura 60), desta forma, ainda nos testes de comissionamento, também foi previsto necessidade de lançamento de cabos e adequações internas antecipando as ações que seriam necessárias na integração dos *bays*.

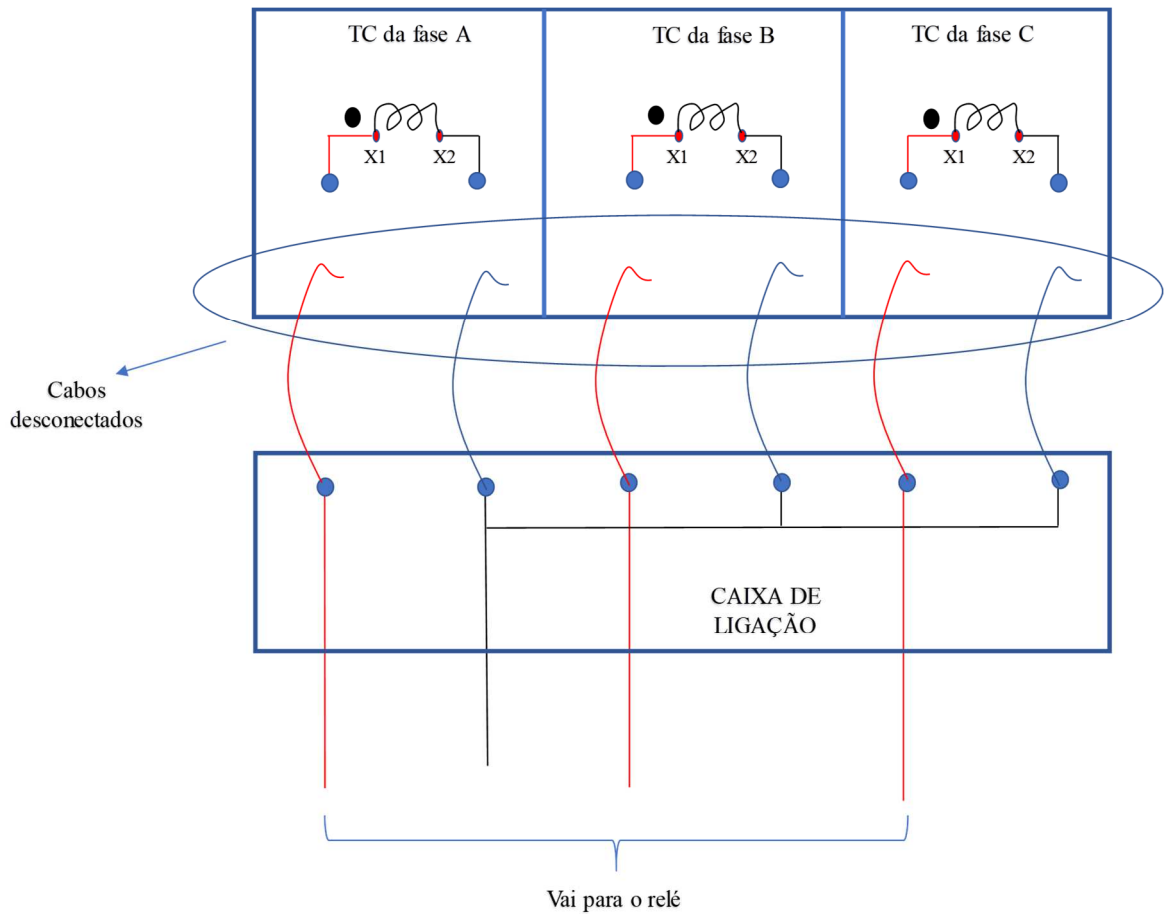
Figura 60 - Esquema de interligação entre painéis



Fonte: O autor.

3. Injeção primária nos TCs (etapa de integração): Neste teste foi verificado com o teste de injeção primária, que os cabos da caixa de interligação dos TCs do disjuntor 14D2 não estavam conectados nos terminais secundários deles fazendo com que a corrente não circulasse nos relés quando estava sendo injetada no enrolamento primário do TC, então o problema foi corrigido e o teste concluído, assim é confirmado a importância deste teste ser feito dos enrolamentos primários do TC, porque se fosse feitos dos enrolamentos secundários (que é mais conveniente pela facilidade de acesso no campo à caixa de interligação ao invés de ter que trabalhar em altura) esse problema não seria identificado durante os testes, mas sim na hora da energização do equipamento, requerendo a necessidade novo desligamento para correção, gerando atrasos no andamento do empreendimento (o problemas citados podem ser observados na Figura 61).

Figura 61 - Cabos entre caixa de interligação e caixa secundária do TC desconectados



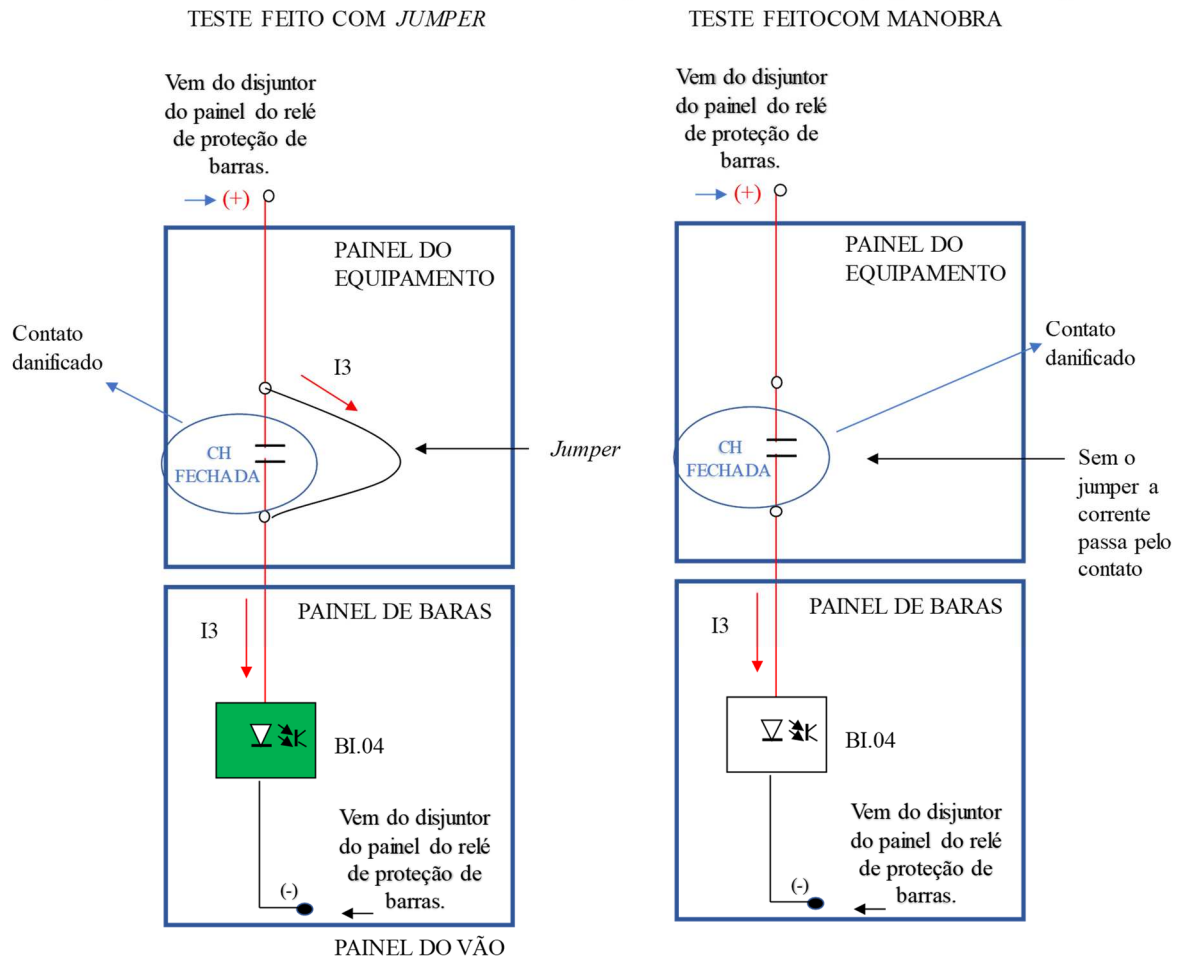
Fonte: O autor.

4. Testes de integração elétrica (etapa de integração): Neste teste foi identificado, após manobras de chaves seccionadoras, discrepância de posição destes equipamentos, ou seja, não chegava sinal de aberto ou fechado para o relé de proteção de barras, assim, foi identificado que em várias chaves os contatos de sinalização de aberto e fechado estavam comprometidos por ressecamento e deveriam ser substituídos para correta indicação de posição, então no teste de integração elétrica com manobras reais das seccionadoras foi importante na identificação de pontos cruciais para correta operação do sistema de proteção de barras, o que não seria identificado se fossem dispensadas as manobras e feito *jumperes* nos contatos auxiliares das chaves (modo mais fácil de identificar correta ligação dos cabos por não necessitar de manobras de equipamentos), assim a importância de testar os equipamentos com manobras reais é atestada. Na Figura 62 pode-se observar a diferença do teste com manobras reais, no qual a BI.3 não é ativada pelo fato do contato estar danificado, e o teste com *jumperes*, no qual a corrente I3 não passa pelo contato antes



de chegar à entrada digital BI.3 do relé de proteção de barras, não sendo identificado a falha no contato.

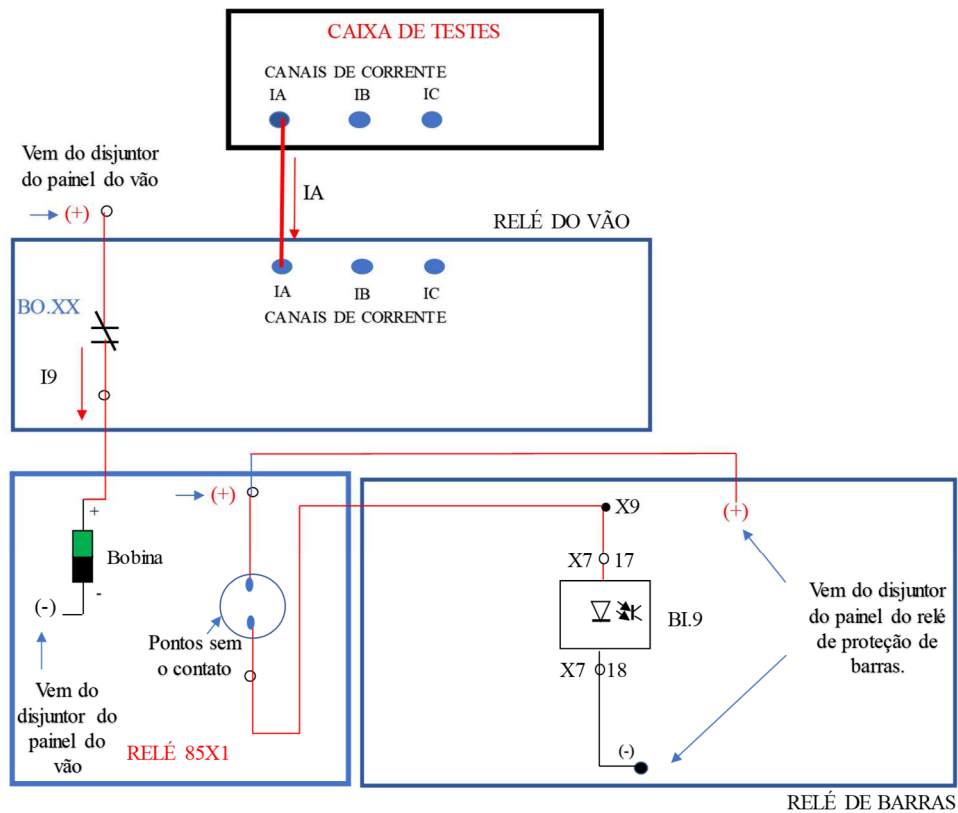
Figura 62 - Diferença entre testes com jumpers e reais em equipamentos de pátio



Fonte: O autor.

5. Teste de partida de falha disjuntor-50BF (etapa de integração): No teste foi identificado que mesmo após a atuação do relé 85X1 (responsável pelo sinal de partida do falha para a proteção de barras), o sinal de partida não chegava na unidade periférica, assim o relé foi sacado de sua base e foi verificado a ausência de contato nos pontos solicitados pelo projeto, ou seja, o circuito era interrompido pelo pela ausência de continuidade elétrica independente do estado do relé (atuado ou não atuado), assim no caso de alguma atuação da proteção deste bay não ocorreria partida da proteção falha disjuntor para a proteção de barras e caso o disjuntor deste bay falhasse, a proteção de barras não ordenaria a abertura dos bays conectados à mesma barra do bay falhado, podendo causar danos severos aos equipamentos envolvidos (o problema citados pode ser observado na Figura 63).

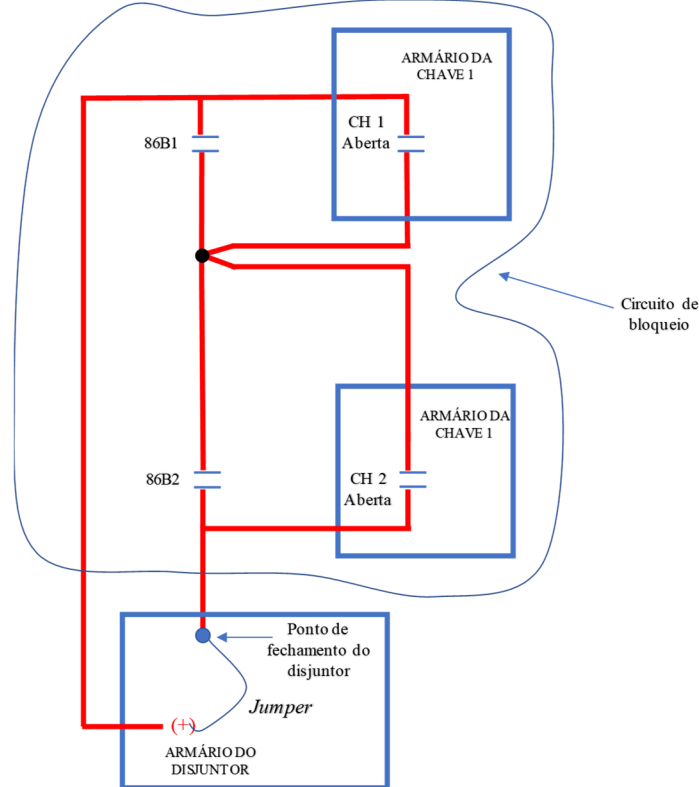
Figura 63 - Identificação do problema no relé 85X1



Fonte: O autor.

6. Teste de bloqueio de fechamento (etapa de integração): Neste teste foi verificado que o disjuntor de um dos *bays* fechava mesmo com os relés de bloqueio das barras atuados, então foi analisado os desenhos do *bay* e visto que poderia ter um *jumper* interno ao disjuntor que permitiria o fechamento mesmo com os relés de bloqueio atuados, assim foi feita uma inspeção interna ao equipamento, verificado a presença deste *jumper*, o qual possibilitaria que o disjuntor fechasse sobre uma falta, mesmo com o bloqueio da barra ativo, o que poderia ocasionar danos graves aos equipamentos envolvidos (o problema citados pode ser observado na Figura 64).

Figura 64 – *By pass* do circuito de bloqueio



Fonte: O autor.

## 4.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO À SUBESTAÇÃO DE NOSSA SENHORA DO SOCORRO

### 4.2.1 Subestação Nossa Senhora do Socorro

A subestação de Nossa Senhora do Socorro é classificada como abaixadora, localizada no município de Aracaju no estado de Sergipe, tem nível de tensão de 230/69 kV, formada por equipamentos híbridos, os quais contemplam chaves seccionadoras, disjuntor e transformadores de corrente, ainda possui duas barras de 230 kV, 2 transformadores 230/69 kV 100 MVA, 1 disjuntor de interligação de barras de 230 kV, 5 linhas de 230 kV, 2 transformadores 230/69 kV, 6 linhas de 69 kV e um disjuntor de interligação de barras de 69 kV. A Figura 65 apresenta o diagrama unifilar do setor de 230 kV desta subestação, a qual possui vantagens por ocupar menos espaço que uma subestação convencional, já que o isolamento entre chave e disjuntor dos equipamentos híbridos é feito por gás SF-6, demandando menos espaço entre os equipamentos além dos transformadores de corrente serem montados na bucha do equipamento

reduzindo ainda mais a necessidade de espaço, e isso é muito importante numa subestação localizada numa capital pelos altos valores de terreno para implantação.



## 4.2.2 Problemas identificados

Os problemas detectados em campo na subestação de Nossa Senhora do Socorro estão descritos no Quadro 4.

Quadro 4 - Problemas identificados na subestação de Nossa Senhora do Socorro

ITEM	TESTE	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	SOLUÇÃO ADOTADA
1	Teste de partida de falha.	Quando se atuava o relé da proteção alternada, não era enviado sinalização de <i>trip</i> para partir a proteção falha disjuntor.	Foi identificado a falta de fiação a saída digital do relé de proteção alternada e a régua de borne de seu painel, assim foi solicitado a um eletricista a montagem do circuito.
2	Teste funcional sem potencial nos contatos de interface.	Quando era forçada a atuação de uma saída digital de <i>trip</i> , o multímetro não acusava continuidade do circuito.	Foi identificado inversão de fios entre saídas digitais e solicitado ao eletricista a correção dos circuitos.
3	Testes de integração elétrica.	Ao manobrar a chave 1, era acusado no relé a mudança de <i>status</i> da chave referente ao barramento 2 e vice-versa.	Identificado uma inversão entre as duas chaves de barras, corrigido em projeto e executado de maneira correta em campo.
4	Testes do circuito de bloqueio de fechamento.	Mesmo com relé de bloqueio atuado o disjuntor aceitava comando de fechamento.	Identificado inversão de cabos que transmitem as sinalizações das chaves do barramento 1 e 2.

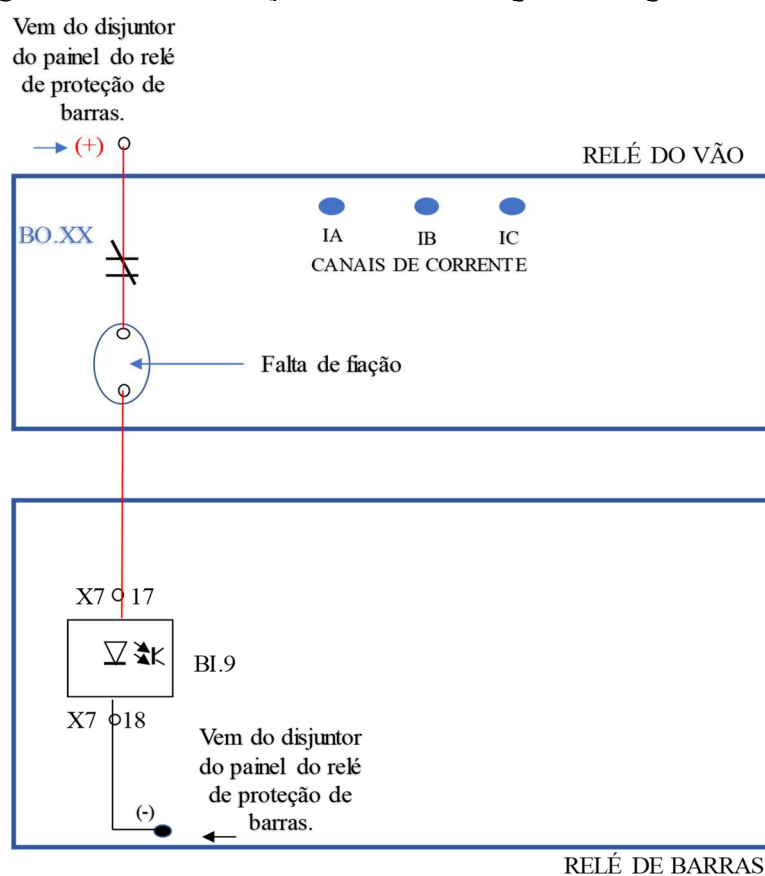
Fonte: O autor.

### 4.2.3 Conclusões

Nesta seção será feita uma análise das consequências que os problemas identificados durante os testes de campo poderiam causar ao sistema, elencando os problemas conforme ordem mostrada no Quadro 4.

1. Teste de partida de falha (etapa de integração): Encontrado falta de fiação entre a saída digital do relé de um dos *bays*, que foi parametrizada para atuar na ocorrência de falha, e a régua de bornes, podendo ocasionar uma não atuação da proteção falha disjuntor no relé da barra, podendo ocasionar danos em todos equipamentos ligados às barras em caso de uma falha no disjuntor ligado a este *bay*, conforme ilustração da Figura 66, na qual pode ser observado a falta de fiação entre a BO.XX do relé do *bay* e o ponto de régua de borne indicado, impossibilitando assim a passagem de corrente para ativação da BI.09 (que está parametrizada para a recepção do sinal de partida da proteção falha disjuntor).

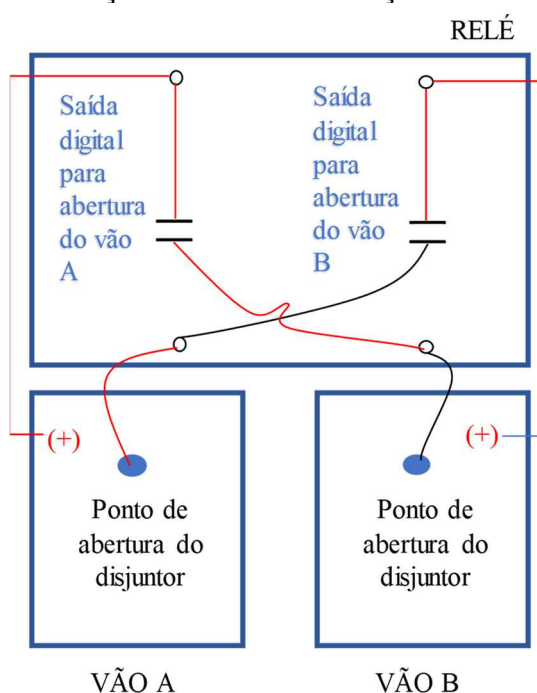
Figura 66 - Falta de fiação entre a saída digital e a régua de borne



Fonte: O autor.

2. Teste funcional sem potencial nos contatos de interface (etapa de comissionamento): Encontrado uma inversão de fiação entre saídas digitais no painel de proteção de barras, podendo ocasionar a abertura indevida de um disjuntor caso ocorresse a atuação da proteção para um certo *bay*, e não abertura deste *bay*, como pode ser observado no exemplo ilustrado na Figura 67, na qual a fiação das saídas digitais estão invertidas, assim para uma falta que necessitasse a abertura do disjuntor do *bay* A para ser sanada, seria aberto desnecessariamente o *bay* B e não o *bay* A, ocasionando dois graves problemas, pois além de ser aberto desnecessariamente o disjuntor do *bay* B, a falta não seria sanada pela não abertura do disjuntor do *bay* A.

Figura 67 - Ilustração de inversão de fiação entre saídas digitais



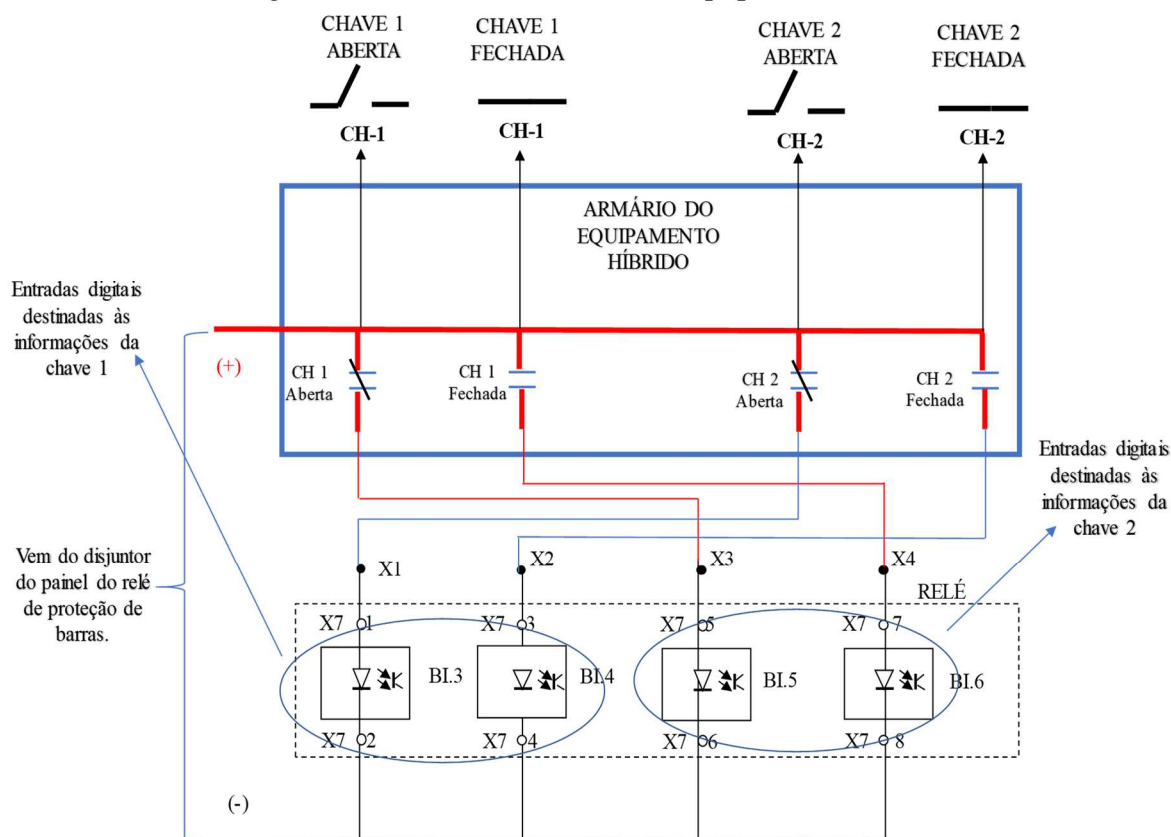
Fonte: O autor.

3. Testes de integração elétrica (etapa de integração): Encontrado uma inversão entre as chaves 1 e 2 de um determinado *bay*, que poderia não ser identificada caso o teste fosse feito por *jumperes* no painel do equipamento, visto que essa inversão estava no projeto e os contatos das chaves seccionadoras são localizadas no mesmo armário por se tratar de um equipamento híbrido, não, assim a proteção de barra poderia ser energizada sem a seletividade necessária, visto para uma falta que ocorresse na barra 2, o relé de proteção de barras tiraria todos os *bays* conectados à barra 2, porém manteria este *bay* que estava com a chave invertida, pois para o sistema ele estaria fora da barra defeituosa o que não



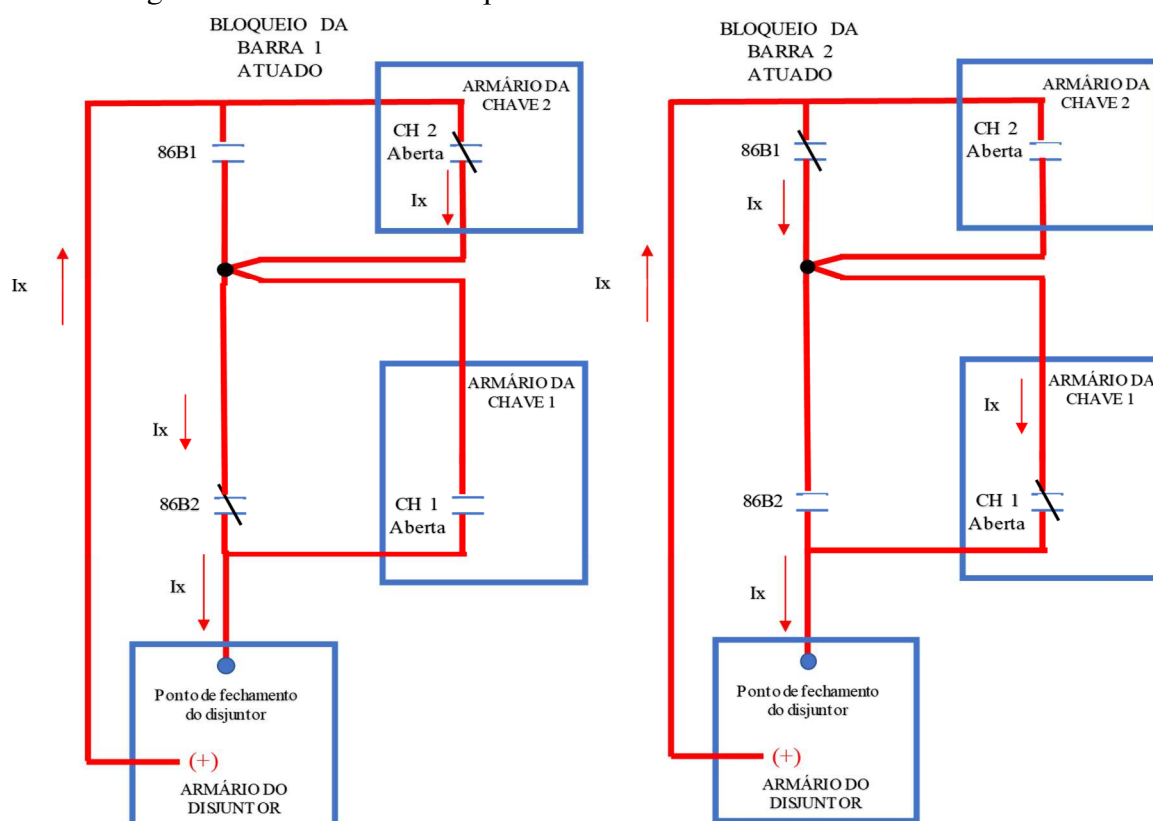
seria verdade fisicamente, assim a falta continuaria ocorrendo através deste *bay* (Figura 68).

Figura 68 - Inversão de chaves no equipamento híbrido



4. Teste de bloqueio de fechamento (etapa de integração): Encontrada uma inversão entre os cabos das chaves 1 e 2, que trazem a informação de chave aberta para correto funcionamento do circuito de bloqueio de fechamento do disjuntor, desta forma, quando a chave 1 estava fechada e a chave 2 estava aberta (*bay* conectado fisicamente ao barramento 1), e era atuado o relé da barra 1, o disjuntor aceitava um comando de fechamento, pois a corrente passava pelos contatos normalmente fechados da chave 2 e do relé de bloqueio da barra 2, da mesma forma, quando a chave 2 estava fechada e a chave 1 estava aberta (*bay* conectado fisicamente ao barramento 2), e era atuado o relé de bloqueio da barra 2, o disjuntor aceitava um comando de fechamento, pois a corrente passava pelos contatos normalmente fechados do relé de bloqueio da barra 1 e da chave 1, assim quando o sistema estivesse em operação, o disjuntor poderia ser fechado mesmo sob falta, ocasionando sérios danos ao equipamento e ao sistema (Figura 69).

Figura 69 - Circuitos de bloqueio de fechamento com inversões de chaves



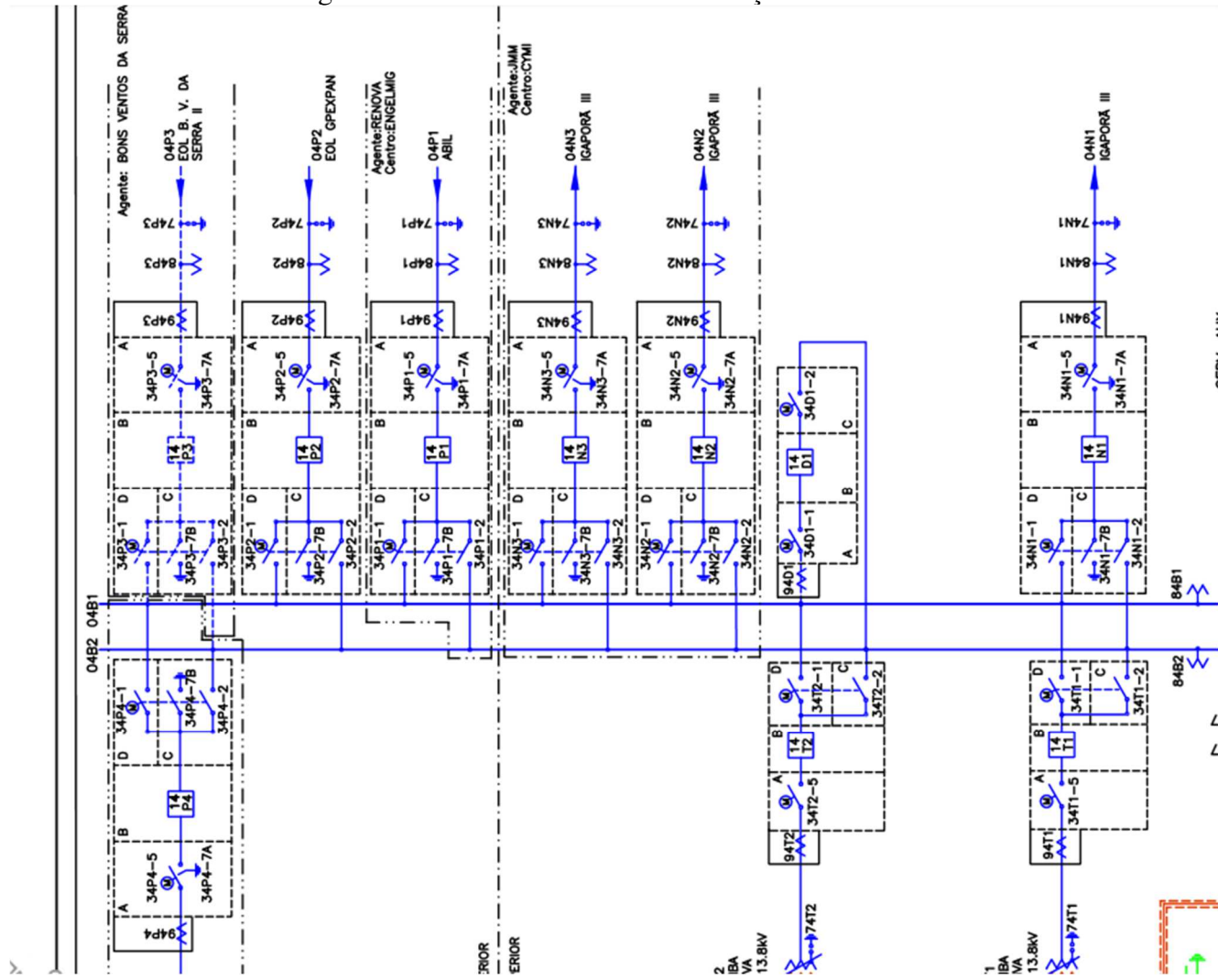
Fonte: O autor.

### 4.3 APLICAÇÃO DO MÉTODO À SUBESTAÇÃO DE PINDAÍ II

#### 4.3.1 Subestação Pindaí II

A subestação de Pindaí II é classificada como elevadora, localizada no município de Pindaí no estado da Bahia, tem nível de tensão de 230/69 kV, formada por equipamentos híbridos, os quais contemplam chaves seccionadoras, disjuntor e transformadores de corrente, ainda possui duas barras de 230 kV, 2 transformadores 230/69 kV 100 MVA, 1 disjuntor de interligação de barras de 230 kV, 7 linhas de 230 kV, 2 transformadores 230/69 kV, 5 linhas de 69 kV e um disjuntor de interligação de barras de 69 kV. A Figura 70 apresenta o diagrama unifilar desta subestação, a qual, assim como a subestação de Nossa Senhora do Socorro mostrada na seção 4.2, também é formada por equipamentos híbridos.

Figura 70 - Setor de 230 kV da subestação de Pindaí II



Fonte: O autor

## 4.3.2 Problemas identificados

Os problemas detectados em campo na subestação de Nossa Senhora do Socorro estão descritos no Quadro 5.

Quadro 5 - Problemas identificados na subestação de Pindaí II

ITEM	TESTE	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	SOLUÇÃO ADOTADA
1	Teste de injeção de corrente.	Quando aterrada a polaridade do fechamento dos enrolamentos secundários do TC, a corrente não caia no relé.	Foi identificado a inversão de cabos entre a caixa secundária do TC da fase B e a caixa de interligação dos enrolamentos, logo foi corrigido em campo.
2	Teste de injeção de corrente.	TC montado de forma invertida em campo.	Foi identificado o TC de um dos <i>bays</i> montado de forma invertida em relação ao projeto, assim foi necessário correção do projeto e por consequência a inversão do fechamento de seus enrolamentos secundários.
3	Testes de integração elétrica.	Ao manobrar a chave de um das <i>bays</i> ligada ao barramento 1, era acusado no relé	Identificado uma inversão entre as duas chaves de barras, corrigido em

		a mudança de <i>status</i> da chave referente ao barramento 2 e vice-versa.	projeto e executado de maneira correta em campo.
--	--	---	--

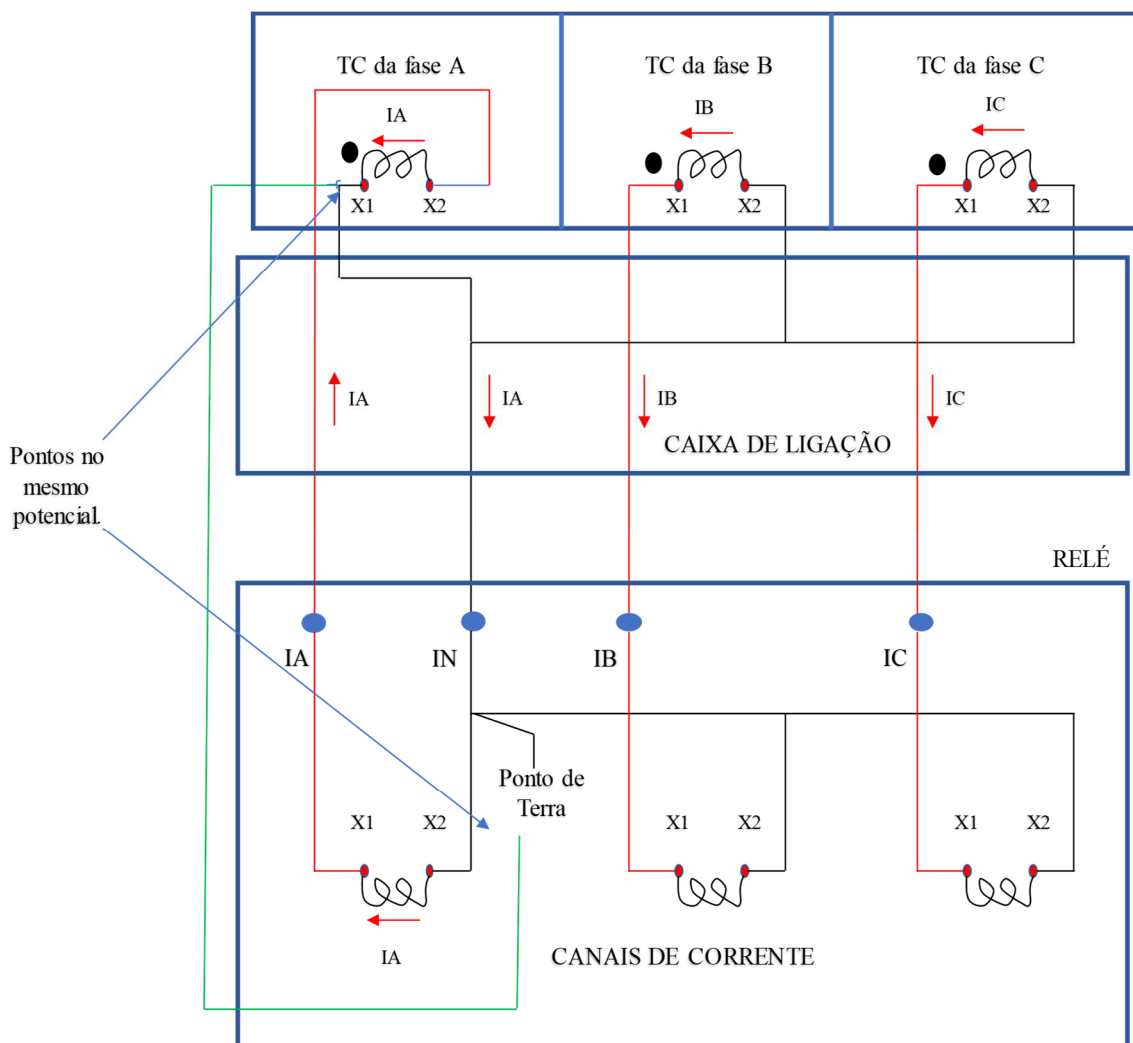
Fonte: O autor.

#### 4.3.3 Conclusões

Nesta seção será feita uma análise das consequências que os problemas identificados durante os testes de campo poderiam causar ao sistema, elencando os problemas conforme ordem mostrada na Quadro 5.

1. Teste de injeção de corrente (etapa de integração): Encontrada uma inversão de cabos entre a caixa secundária do TC da fase A de um dos *bays* e a caixa de interligação dos enrolamentos dos TCs, desta forma ao energizar o sistema de proteção de barras, poderia haver uma operação indevida do relé pela leitura da corrente da fase A em sentido contrário ao que realmente está no barramento, causando um desligamento desnecessário, tomando tempo da equipe de manutenção para descobrir o defeito e indisponibilizando o fornecimento de energia de grande parte da subestação pela retirada de operação de todos os *bays* ligados ao barramento deste *bay*. Para melhor entendimento, na Figura 71 é ilustrado o problema citado, na qual pode-se observar as caixas secundárias dos TCs das fases A, B e C, a caixa de ligação dos enrolamentos, o relé de proteção de barras, a ilustração dos sentidos das correntes IA, IB e IC e os cabos pretos e vermelhos conectados ligando as caixas de secundários e a caixa de ligação do enrolamentos, porém com uma diferença na ligação da fase A, na qual o terminal X1 está ligado ao cabo preto e o X2 ao cabo vermelho, assim a corrente IA entra no terminal IN do relé e sai pelo terminal IA, ao invés de entrar pelo IA, como ocorre no caso das outras fases (IB entra em IB e IC entra em IC). Também pode ser observado o cabo verde ligando o terminal X1 a um ponto de terra com o objetivo de visualizar a diminuição da corrente na leitura do relé (teste de injeção de corrente visto na seção 3.2.1), porém, como é observado, esta corrente não diminui pelo fato do ponto X1 está no mesmo potencial do ponto de terra, atestando assim a ligação incorreta de cabo neste ponto.

Figura 71 - Inversão de cabos entre caixa de interligação e TC da fase A

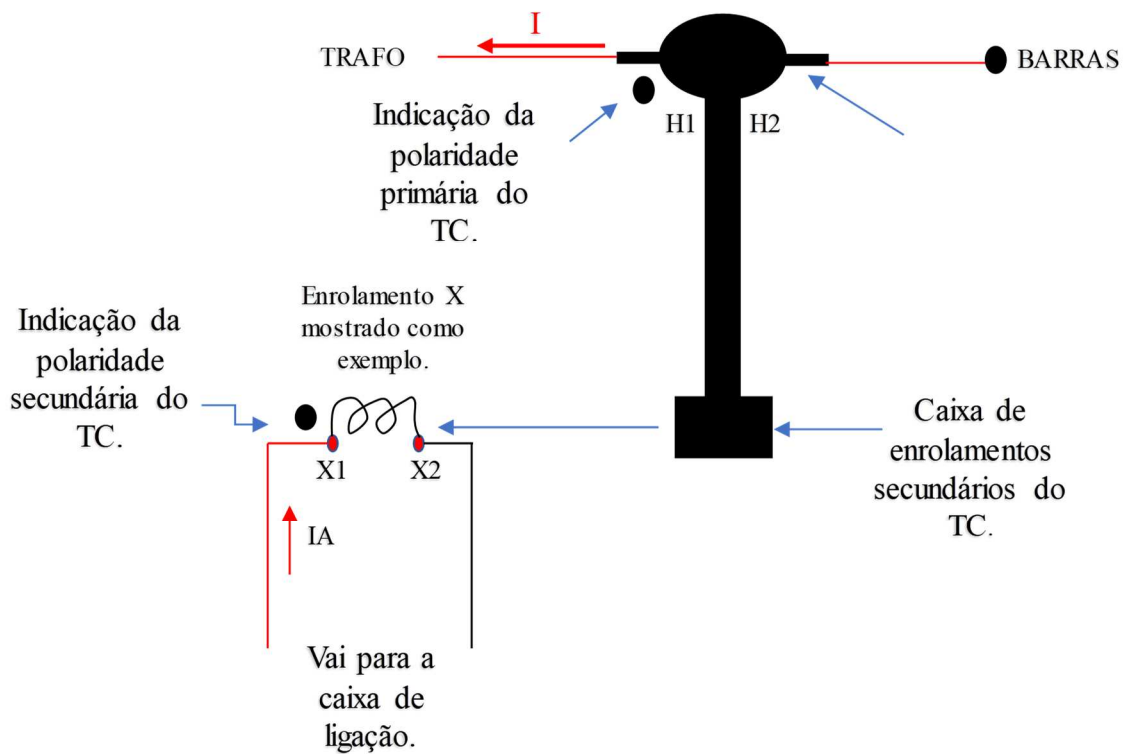


Fonte: O autor.

2. Teste de injeção de corrente (etapa de integração): Neste teste também foi identificado uma inversão de polaridade do equipamento (o TC estava montado em sentido contrário ao que o projeto previa), desta forma teve-se que inverter o sentido do fechamento dos enrolamentos secundários no projeto e na caixa de interligação para o relé de proteção de barras receber a informação de corrente conforme parametrizado, assim pode-se evitar uma atuação indevida na hora da energização do sistema de proteção de barras, pois o relé iria detectar todas as correntes em sentido contrário ao real, caso não fosse corrigido o problema. Na Figura 72 pode-se observar com mais detalhes como estava a montagem do TC em campo, o qual está com a polaridade primária orientada para o lado do equipamento, que este caso é o transformador, ao invés de estar com ela voltada para as barras, como previa o projeto, assim as correntes circulariam em sentido contrário no relé,

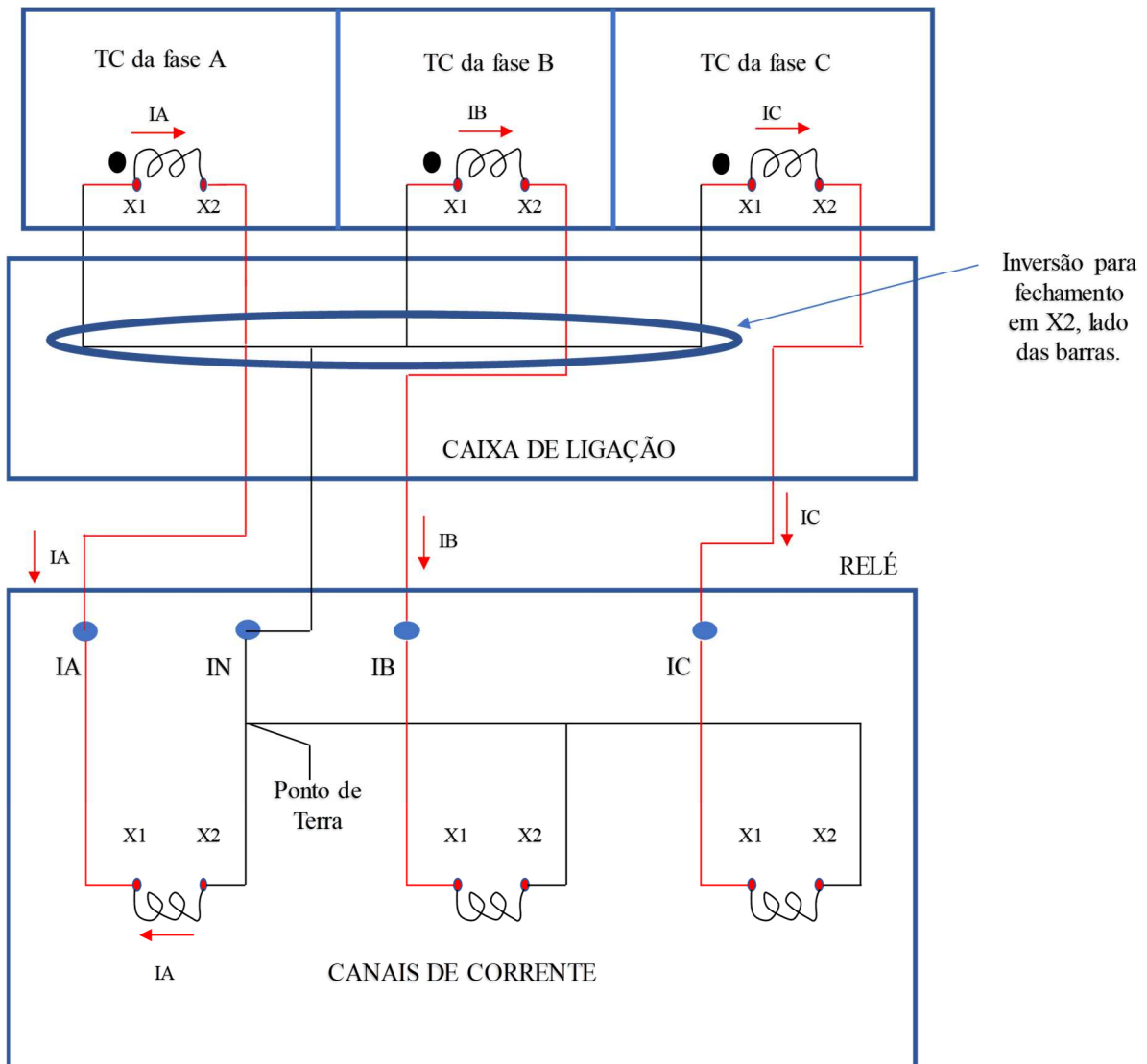
com relação ao que o projeto previa, podendo ocorrer atuação da proteção diferencial pelo relé estar vendo o sentido contrário da corrente primária, em relação ao sentido real, assim o fechamento foi trocado de sentido, sendo feito do lado de X2 (Figura 73) para manter o padrão da empresa transmissora e parametrização do relé, o qual prevê um fechamento voltado para o lado do objeto protegido, neste caso a barra.

Figura 72 - Ilustração da montagem incorreta do TC



Fonte: O autor.

Figura 73 - Inversão na montagem do fechamento dos enrolamentos secundários



Fonte: O autor.



## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi apresentado um método para testes e integração de um sistema de proteção de barras para subestações com arranjos barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves. Para tanto, foi feita uma abordagem qualitativa em que as subestações de energia são os ambientes para coleta de informações visando subsidiar procedimentos de testes que foram expostos ao longo do trabalho de maneira explicativa, detalhando cada teste de aceitação com auxílio de imagens que facilitem o entendimento do leitor e a explicação do autor, até a chegada de um resultado final de todos os processos abordados.

O trabalho expôs um método que propôs a realização de testes em todo um sistema de proteção de barras, para o tipo de arranjo proposto, com o objetivo de ir além do relé, contemplando interligações entre painéis, relés auxiliares, circuitos de disparo entre relé e disjuntor, e toda a parte de contatos de interface. Além disso, por meio da aplicação dos testes foram expostos problemas encontrados na prática, os quais poderiam fazer o sistema operar indevidamente, retirando cargas sem necessidade e comprometendo o SIN, ou até mesmo fazendo parte do sistema não operar, danificando equipamentos e acarretando a atuação de proteções de retaguarda.

Durante a aplicação do procedimento nas subestações citadas, foram encontradas algumas dificuldades, como a necessidade de trazer mais uma giga para a obra na grande subestação de Fortaleza II, pelo fato da giga presente não atender sozinha a quantidade de *bays* necessários. Outro ponto de dificuldade foi a necessidade de coordenar toda equipe em torno do procedimento, o qual foi novidade para as empresas contratadas pela transmissora, as quais, a pesar de sempre prestarem serviço, nunca haviam se deparado com um padrão da contratante. Desta forma foi discutido em campo que o procedimento deveria ser exposto em reunião prévia, para alinhar toda equipe, facilitando os trabalhos de campo.

Como principais resultados, pode-se destacar a detecção de inversões de sinalização de chaves seccionadoras, as quais já ocasionaram desligamentos acidentais em momentos passados, conforme experiências da empresa transmissora. Também pode-se destacar a detecção de erro no fechamento das conexões dos circuitos de corrente, os quais podem ocasionar atuação indevida, como já houve, conforme experiências da empresa transmissora. Por fim, o procedimento auxiliou na fluidez e coordenação do trabalho de campo, além da detecção de problemas de projeto, deixando a mensagem de que seguir um padrão neste tipo de trabalho tende a ajudar na detecção de problemas e auxiliar no aperfeiçoamento de projetos futuros de sistemas de proteção de barras. Desse modo, o método apresentado se mostrou

eficiente quando aplicado a subestações de energia, mostrando que para um correto funcionamento de um sistema de proteção de barras é preciso que todos os componentes e circuitos estejam em perfeito funcionamento.

Como proposta para trabalho futuros, deixam-se as seguintes sugestões:

- Criação de método para testes de sistemas de proteção de barras em outros tipos de arranjos de subestações;
- Criação de método para testes linhas de transmissão;
- Criação de método para testes em transformadores de potência.

## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST - Módulo 1**: Glossário de termos técnicos do PRODIST. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 02 fev. 2022.
- SUBESTAÇÕES de Energia: Definições, conceitos e aplicações. Disponível em: <https://www.docsity.com/pt/curso-subestacao-de-energia/5452394/>. Acesso em: 01 fev. 2022.
- CAMINHA, A. C. Filosofia de proteção dos sistemas. In: CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo: Edgard Blucher, 1977. p. 3-9.
- ESCUADERO, Alfredo Miguel Pianeta. **Proteção diferencial de barramentos baseado na transformada de Wavelet**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, 2016. Disponível em: [https://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UNB\\_b9cc75fca19667779823437b3c7eda64](https://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UNB_b9cc75fca19667779823437b3c7eda64). Acesso em: 01 fev. 2022.
- MAMEDE, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 2011.
- FRONTIN, S. O. **Equipamentos de alta tensão**: Prospecção e Hierarquização. Brasília: Centro de documentação – ANEEL, 2013. Disponível em: [https://drive.google.com/drive/folders/1Hx4jl\\_3safHj4QMgD5Kpm6ZqT\\_iphm7j](https://drive.google.com/drive/folders/1Hx4jl_3safHj4QMgD5Kpm6ZqT_iphm7j). Acesso em: 04 fev. 2022.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.11**: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção. Rio de Janeiro: ONS, 2021. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.11-RQ\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.11-RQ_2020.12.pdf). Acesso em: 07 fev. 2022.
- PEDROSA, João Vitor Leite. **Avaliação experimental do plano alfa aplicado à proteção diferencial de barramentos**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, 2020. Disponível em <https://www.repositorio.unb.br/handle/10482/40544>. Acesso em: 02 Jan. 2022.
- PEREIRA, P. S. et al. Requisitos dificuldades e novas soluções para os testes de proteções diferenciais de barra. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 12., 2014, Rio de Janeiro. **Anais** [...]. Rio de Janeiro: Comprove, 2014. Disponível em: [https://conprove.com/wp-content/uploads/2020/05/2014\\_STPC\\_NOVAS\\_SOLUCOES\\_PARA\\_TESTE\\_PROTECAO\\_DIFERENCIAL\\_DE\\_BARRA\\_87B\\_APREST.pdf](https://conprove.com/wp-content/uploads/2020/05/2014_STPC_NOVAS_SOLUCOES_PARA_TESTE_PROTECAO_DIFERENCIAL_DE_BARRA_87B_APREST.pdf). Acesso em: 05 Jan. 2022.
- SOZIN, W.; DIAS, O.; TAVARES, M. Estudo de caso de ensaio em sistemas de proteção diferencial de barras, uma alternativa de simulação em malha fechada. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 2020, São Paulo. **Anais** [...]. São Paulo: Sociedade Brasileira de Automática, 2020. Disponível em: [https://www.sba.org.br/open\\_journal\\_systems/index.php/sbse/article/view/2303](https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2303). Acesso em: 05 Jan. 2022.

VIANNA, Priscila de Lima. **Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Baixa Impedância de Barramentos no Software ATP**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, 2013. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/handle/10482/15399>. Acesso em: 10 Jan. 2022.