



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

KAYO JORGE AMMIRATI RIBEIRO

PROPOSTA DE PROJETO DE SUBESTAÇÃO AUTOMATIZADA DE 69 kV

São Luís- MA
2018

KAYO JORGE AMMIRATI RIBEIRO

PROPOSTA DE PROJETO DE SUBESTAÇÃO AUTOMATIZADA DE 69 kV

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira

São Luís- MA

PROPOSTA DE PROJETO DE SUBESTAÇÃO AUTOMATIZADA DE 69 kV

KAYO JORGE AMMIRATI RIBEIRO

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

São Luís- MA

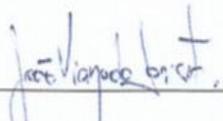
2018

Aprovada em 11/07/18

Banca Examinadora



Prof. Dr. Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira
(Orientador)



Prof. Dr. João Viana da Fonseca Neto
Professor



Prof. Dr. José Eduardo Onoda Pessanha
Professor

“Mil cairão ao teu lado, e dez mil, à tua direita, mas tu não serás atingido. Somente com os teus olhos olharás e verás a recompensa dos ímpios.

Porque tu, ó Senhor, és o meu refúgio! O Altíssimo é a tua habitação...”

(Salmo 91:7-9)

“Um dia sem rir, é um dia perdido”.

(Charles Chaplin)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pois ele tudo pode, por me da saúde, condições físicas e mentais e todas as bençãos da minha vida, sem ele nada seria possível.

A minha mãe, Ana Cristina Ammirati, que sempre me apoio em toda minha vida, sempre se esforçando ao máximo, me dando conselhos, afeto, e sempre está no meu lado, e ao meu Pai, Manoel Nunes Ribeiro Filho, pela sua preocupação, cobrança e, principalmente, por toda confiança depositada em mim.

Ao Gabriel José Santos, diretor de normas da CEMAR, Roberto Quezada e João Mendes do setor de automação da CEMAR por toda prestatividade e auxílio.

Ao meu avô, Eng. Eletricista, Armando Gonçalves Ammirati, que me inspirou a fazer o curso, e dizia: “primeiro neto a se tornar engenheiro e seguir seus passos”, a minha Avó Ida Regina Ciccone Ammirati, pelo apoio e amor, e o pesar por eles não estarem mais presentes para testemunharem esse momento.

Ao meu orientador, Professor Dr. Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira, que guiou o caminhar deste trabalho com paciência e seriedade. Agradeço, também, a todos os professores e colaboradores da Universidade Federal do Maranhão que se fizeram presentes no decorrer deste curso.

E por fim, agradeço a todos os meus familiares e amigos que me acompanharam neste percurso compartilhando alegrias e tristezas.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo geral definir um estudo de equipamentos e uma proposta de projeto básico para implementação de uma Subestação (SE) automatizada de 69kV, seguindo as normas internacionais e da concessionária local, para o campus Dom Delgado UFMA, São Luís - MA, apresentando seus principais equipamentos e o modelo de projeto de automação, enfatizando esquema de ligação de serviços auxiliares de corrente alternada e corrente contínua, para proteção e controle de Subestação. Destaca-se, também, o memorial descritivo do projeto elétrico e eletromecânico, com a especificação técnica dos equipamentos.

Palavras-chave: Automação. Subestação. IEC 61850. Equipamentos.

ABSTRACT

This work has as general objective to define an equipment study and a basic project proposal for the implementation of an automated Substation (SE) 69k, following the international standards and the local concessionaire, for the Dom Delgado UFMA campus, São Luís - MA, presenting its main equipment and the automation design model emphasizing the connection scheme of auxiliary services of alternating current and direct current, for protection and control of SE. Also noteworthy is the descriptive memorial of the electrical and electromechanical design, with the technical specification of the equipment.

Keywords: Automation. Substation. IEC 61850. Equipment.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1 Contextualização.....	15
1.2 Norma IEC 61850	16
1.3 Objetivo.....	17
1.4 Metodologia	17
1.5 Estrutura do Trabalho.....	17
2. . NORMA IEC 61850	19
2.1 Sistema de Comunicação:	24
2.2 A Norma IEC 61850 Aplicada a SE de Distribuição	26
3. PROJETO DE SUBESTAÇÃO.....	28
3.1 Planejamento	28
3.2 Projeto Civil	29
3.3 Projeto Eletromecânico	29
3.4. Projeto Elétrico	30
3.5 Projeto de Automação	30
3.5.1 Topologia de Comunicação	30
3.6 Aquisição de Equipamentos	32
3.7 Comissionamento	32
3.8 Energização	32
4. ASPECTOS GERAIS DE UM PROJETO DE UMA SUBESTAÇÃO DE 69 kV..	33
4.1. Planejamento da SE Campus Dom Delgado, UFMA	33
4.2 Projeto Civil	34
4.3 Projeto Eletromecânico	34
4.3.1 Aterramento e blindagem (resistividade do solo e malha de terra)	34
4.3.2 Aterramento de cercas e portões.....	34

4.3.3	Estruturas (postes, vigas, suporte capitel, etc.).....	35
4.3.4	Equipamentos	35
4.4	Projeto de Automação	37
4.4.1	Diagrama Unifilar.....	37
4.4.2	Lista de Cabos	39
4.4.3.	Painéis para Automação	39
4.4.4.	Retificador e Banco de Baterias	40
5.	. DIAGRAMAS DO PROJETO DE SUBESTAÇÃO AUTOMATIZADA DE 69 kV	
	41	
5.1.	Planta de Localização	41
5.2.	Projeto Elétrico	43
5.2.1.	Diagrama Unifilar	43
5.2.2.	Diagramas Funcionais (Esquemáticos) dos Equipamentos.....	46
5.2.3.	Diagramas de Interligação.....	55
5.2.4.	Diagramas de Comunicação.....	59
6.	. CONCLUSÃO.....	63
	REFERÊNCIAS.....	64
	UFMA,.....	65
Anexo 01:	MEMORIAL DESCRITIVO DO PROJETO	
	ELETRICO/ELETROMECAÂNICO DE MODELO SE 69/13,8 KV	66
Anexo 02:	TESTES E RESULTADOS	89

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: PROTOCOLOS USADOS ANTES DA IEC 61850 (FONTE: PAULINO, 2005).....	21
FIGURA 2: NÍVEIS DO SAS CONFORME IEC 61850 (FONTE: MIRANDA,2009).....	22
FIGURA 3: PILHAS DE PROTOCOLO DO PADRÃO IEC 61850	26
FIGURA 4: HIERARQUIA DA MODELAGEM	26
FIGURA 5: ARQUITETURA DA AUTOMAÇÃO DE SE	30
FIGURA 6: SUGESTÃO DA ÁREA PARA INSTALAÇÃO DA SE DE 69kV	42
FIGURA 7: DIAGRAMA UNIFILAR DO CIRCUITO DE FORÇA DA SE.....	45
FIGURA 8 DIAGRAMA FUNCIONAL DO QUADRO DE ALIMENTAÇÃO CA	47
FIGURA 9: DIAGRAMA FUNCIONAL DO QUADRO DE ALIMENTAÇÃO CC	48
FIGURA 10: DIAGRAMA UNIFILAR E TRIFILAR DO DISJUNTOR GERAL	49
FIGURA 11: DIAGRAMA FUNCIONAL LIGAÇÃO TC REFERENTE A PARTE DE ALTA.....	50
FIGURA 12: DIAGRAMA FUNCIONAL LIGAÇÃO TRANSFORMADOR DE POTENCIAL REFERENTE AO LADO DE ALTA	51
FIGURA 13: MODELO DE PAINEL DE PROTEÇÃO E CONTROLE (FONTE: SCHWEITZE)	52
FIGURA 14: DIAGRAMA UNIFILAR E TRIFILAR DO RELIGADOR	53
FIGURA 15: DIAGRAMA FUNCIONAL DE LIGAÇÃO DO TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 13,8 kV COM RELÉ E MEDIÇÃO	54
FIGURA 16: DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO PAINEL CA E TRANSFORMADOR DE SERVIÇO AUXILIAR.....	55
FIGURA 17: DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO DOS PAINÉIS CA E UTR.....	56
FIGURA 18: DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO PAINEL CA E EQUIPAMENTOS	56
FIGURA 19: DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO PAINEL CC E EQUIPAMENTOS	58
FIGURA 20: DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA CONFIGURAÇÃO SERIAL DENTRO DA CASA DE COMANDO	59
FIGURA 21:DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA CONFIGURAÇÃO SERIAL FORA DA CASA DE COMANDO	59
FIGURA 22: DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA CONFIGURAÇÃO ETHERNET DENTRO DA CASA DE COMANDO	60
FIGURA 23:: DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA CONFIGURAÇÃO ETHERNET FORA DA CASA DE COMANDO	60
FIGURA 24: DIAGRAMA DA ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO.....	61

FIGURA 25: SIMBOLOGIA DE DESENHOS E DIAGRAMAS	62
FIGURA 26: MONTAGEM DOS TESTES	89
FIGURA 27: CAIXA DE CARGA SIMULANDO OS SECUNDÁRIOS DOS TCS E TPS	90
FIGURA 28: SELEÇÃO DE TAG'S PARA OS TESTES.....	91
FIGURA 29: DADOS DO RELÉ	92
FIGURA 30: INFORMAÇÕES DO RELÉ VIA REMOTA	93
FIGURA 31: LEITURA DE FREQUÊNCIA E CORRENTE NO RELÉ	94
FIGURA 32: MEDIDA DE TENSÃO NO RELÉ	94
FIGURA 33: ESTADO DO DISJUNTOR	95
FIGURA 34: CONTROLE REMOTO DO DISJUNT	96
FIGURA 35: EVENTOS DO DISJUNTOR	97
FIGURA 36: SIMULAÇÃO DE FALHA DO DISJUNTOR	99
FIGURA 37: TRIP PELO RELÉ DE BARRA.....	99
FIGURA 38: ATUAÇÃO DO RELÉ DO ALIMENTADOR.....	102
FIGURA 39: SIMULAÇÃO DA FALHA DE COMUNICAÇÃO	104

TABELAS

TABELA 1 : SIMBOLOGIA UTILIZADA NOS DIAGRAMAS UNIFILARES	38
TABELA 2: REQUISITOS PARA LISTA DE CABOS	39
TABELA 3: TENSÕES DE ELEMENTOS	83
TABELA 4: DADOS DE MONITORAMENTO	84
TABELA 5: LISTA DE PONTO ATUALIZADA DA SUBESTAÇÃO.	98
TABELA 6: EVENTOS DO TESTE DE FALHA DO DISJUNTOR	100
TABELA 7: EVENTOS DE TESTE DA BARRA EM MANUTENÇÃO.....	100
TABELA 8: EVENTO NO ALIMENTADOR NO TESTE EM MANUTENÇÃO.....	101
TABELA 9: EVENTOS NA BARRA DO TESTE DO ALIMENTADOR EM MANUTENÇÃO.....	102
TABELA 10: EVENTOS NO ALIMENTADOR DURANTE O TESTE DE BLOQUEIO DE BARRA	103
TABELA 11: EVENTOS NA BARRA DURANTE O TESTE DE BLOQUEIO.....	104
TABELA 12: EVENTOS DURANTE O TESTE DE FALHA DE COMUNICAÇÃO.....	105

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AVT	Avaliação de Viabilidade Técnica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDC	Common Data Classes
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
DIO	Distribuidor Interno Ótico
EMI	Interferência Eletromagnética
EPE	Empresa De Pesquisa Energética
GOOSE	<i>Generic Objected Oriented Substation Event</i>
GSSE	<i>Generic Substation Status Event</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IHM	Interface Homem Máquina
IP	<i>Internet Protocol</i>
ISO	<i>International Organization For Standardization</i>
kW	Quilowatt Ou Kilowatt
LAN	Local Area Network
MMS	Manufacturing Message Specification
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIB	Produto Interno Bruto
SAS	Sistemas de Automação de Subestações
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCL	Substation ConFiguration Language
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPDA	Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
TC	Transformador de Corrente
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>

TP	Transformador de Potencial
UAS	Sistema de Automação de Utilitários
UFMA	Universidade Federal do Maranhão
MU	<i>Merging Unit</i>
UTP	<i>Unshielded Twisted Pair</i>
UTR	Unidade Terminal Remota

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

A economia brasileira teve um mau desempenho em termos de crescimento econômico nos últimos anos, sendo agravado pela crise política, mas vem demonstrando uma pequena recuperação. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, estima que a carga para o Sistema Interligado Nacional (SIN) cresça 3,7% em 2018. Já para o período 2018-2022, a estimativa é de crescimento médio anual da carga de energia do SIN de 3,9% ao ano, significando uma expansão média anual.

O crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), com projeção de 2,6 %, bem como a recuperação da economia, são indicativos de crescimento a mais da demanda de energia no Brasil, influenciando o investimento em todos os níveis do sistema Elétrico, ou seja, na geração, transmissão e distribuição, garantindo a produção de energia elétrica aos centros consumidores.

A Universidade Federal do Maranhão - UFMA, com mais de três décadas de existência, tem contribuído, de forma significativa, para o desenvolvimento do Estado do Maranhão, formando profissionais nas diferentes áreas de conhecimento em nível de graduação e pós-graduação.

O polo São Luís, também, conhecido como Cidade Universitária Dom Delgado, situado na Vila Bacanga, com aproximadamente 260 mil m² de área construída, aumentando em torno de 59% nos últimos setes anos, onde estão instalados:

- Salas de Aulas
- Bibliotecas
- Laboratórios de Pesquisas Acadêmica
- Ambulatório Médico Universitário
- Clínica Odontológica
- Restaurante Universitário
- Rádio e TV Universidade
- Colégio Universitário
- Prefeitura de Campus
- IML – Instituto Médico Legal

Atualmente, em média, 20 mil pessoas circulam por esse parque universitário, ou seja, com o aumento gradual de alunos, cursos, instalações (como exemplo o prédio Paulo Freire) e novas tecnologias, com uma demanda de 3.300 kW que geram um gasto mensal de energia em torno de um milhão de reais.

A Companhia Energetica do Maranhão - CEMAR limita, aos fornecedores, uma demanda em 2.500 kW para 13.8kV, que é inferior a demanda utilizada, atualmente, pelo campo Dom Delgado, e num futuro bem próximo, com a instalação da nova biblioteca central e do Instituto de Engenharia, em operação essa demanda será maior ainda, o que implica na obrigatoriedade contratual da implantação de uma subestação.

As subestações (SE) tem a função de garantir maior confiabilidade, disponibilidade, segurança e economia. Estando presente na geração, transmissão, distribuição e nesse caso, em particular, a sua implantação poderá reduzir o consumo em até 45%, pois a tarifação para 69 kV é menor, representando uma redução considerável no valor da conta de energia do Campus Dom Delgado.

Para garantir esse crescimento constante, se faz necessário a construção de uma SE, automatizada e moderna, que garanta a eficiência sistemas elétricos de potência, com dispositivos eletrônicos inteligentes. Ao mesmo tempo, a utilização da automação das funções da SE, reduzindo-se assim drasticamente o risco de erro humano.

Para superar esse desafio, se faz necessária uma revisão no campo da infraestrutura de energia, verificar a atual e futura demanda e, juntamente com novas abordagens de sistemas, como a rede elétrica inteligente, de padrões internacionais de automação e comunicação baseada na IEC 61850 para que este sistema se torne otimizado e eficiente

1.2 Norma IEC 61850

A Norma IEC 61850 define o mais importante padrão de comunicação internacional para troca de dados entre os dispositivos usados em tecnologia de energia e para a automação de sistemas de potência. Padroniza a semântica e sintática das mensagens para que *Intelligent Electronic Device* (IEDs) de fabricante distintos possam se conectar no mesmo barramento ethernet e trocar informações. A IEC 61850 utiliza modelo de dados orientados a objeto, abstraindo os dispositivos e funções da SE em objetos lógicos, o que proporciona facilidade na configuração dos IEDs e na integração entre eles e o sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA). Essa configuração é realizada através de arquivos dedicados que

utilizam uma linguagem padrão, independente do fabricante, conhecida como *Substation ConFiguration Language* (SCL). Para a comunicação entre os IEDs são utilizadas mensagens de velocidade chamadas *Generic Objected Oriented Substation Event* (GOOSE) e para a comunicação entre os IEDs e o sistema SCADA utiliza-se o protocolo *Manufacturing Message Specification* (MMS).

1.3 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma proposta de projeto de uma SE automatizada de 69 kV para o campus Dom Delgado UFMA, considerando a pertinência de equipamentos de automação e padrões utilizados pela CEMAR, assim como normais e padrões internacionais de automação IEC 61850.

1.4 Metodologia

- A metodologia utilizada foi do tipo descritiva, baseada no estudo técnico de literatura com especificações de equipamentos e técnicas de SE, padrões normativos nacionais e internacionais IEC 61850, definidos a partir de padrão construtivos de uma SE de 69 kV.
- Análise das normais e padrões construtivo de SE de 69 kV, bem como, a especificação dos equipamentos eletromecânicos, o levantamento dos padrões construtivos de montagem eletromecânicas e projetos elétricos segundo a norma da concessionária de energia para SE.
- Elaboração das plantas e detalhes de automação com desenhos funcionais de interligação e de comunicação.
- Levantamento das proteções e controle para a SE.

1.5 Estrutura do Trabalho

O trabalho é composto por seis capítulos (incluindo dois anexos). Começando com a introdução do projeto da SE e automação, onde falamos dos objetivos e da metodologia empregada na realização deste.

No segundo capítulo é apresentado o detalhamento da norma IEC 61850 vigente que rege os sistemas de automação de SE.

No terceiro capítulo são apresentados os pontos de um projeto de uma SE de 69 kV em âmbito genérico, ou seja, o passo a passo para ser realização.

No quarto capítulo encontra-se os aspectos gerais de um projeto de uma SE de 69 kV, o projeto em si, com as especificações dos equipamentos, os projetos eletromecânico e elétrico da SE.

No quinto capítulo são apresentados as plantas e os diagramas do projeto de Se automatizada de 69 kV.

Por fim, o sexto capítulo dedicado a conclusão onde é apresentado o resultado do projeto e as considerações finais.

2. . NORMA IEC 61850

Inicia-se essa proposta com o estudo da norma IEC61850 que visa padronizar a comunicação entre sistemas e dispositivos em subestações elétricas. Pode-se citar como objetivo principal garantir a interoperabilidade entre IEDs de diferentes fabricantes, permitindo a troca de dados entre os mesmos possibilitando entre outras vantagens a realização de proteção através da rede, inclusive para subestações distantes umas das outras, e a flexibilidade de implementação de funções de intertravamento.

Os sistemas elétricos são compostos por IED, com o uso e a evolução das redes se tornaram os controladores dos sistemas elétricos. Essas novas tecnologias vieram para facilitar a manutenção e operação do sistema elétrico. Com o passar dos anos, inúmeros recursos foram surgindo, novos equipamentos foram instalados, novos cenários, novos protocolos de comunicação foram sendo implementados no nível do processo, principalmente, na área da automação desses sistemas.

A Norma IEC 61850 é aplicável a sistemas de automação de energia elétrica, define a comunicação entre IED em tal sistema e os requisitos de sistema relacionados, ou seja, estabelece padrões que permite a troca de informações entre os mais diversos tipos de sistema elétrico se estabelece um padrão para a Automação Industrial, que permitem:

- A geração de dados estatísticos e históricos;
- Monitoramento de geração distribuída;
- Automação para SE;
- Padronização para comunicação entre SE.

As mensagens devem atender aos requisitos de rapidez e confiabilidade da automação da SE atual. Sua característica de retransmissão a intervalos cada vez menores, quando da ocorrência de eventos, permite responder às especificidades do sistema elétrico com grande desempenho. A norma IEC 61850 estabelece padrões que permite essa troca de informações com o sistema de comando, podendo efetuar qualquer operação no sistema elétrico, baseados nos princípios de:

- **Interoperabilidade:** é capacidade de um sistema de se comunicar de forma transparente com outro sistema, ou seja, capacidade de dois ou mais IEDs de um mesmo fornecedor ou de fornecedores diferentes trocarem informações e usar essas informações para sua própria funcionalidade.

- **Intercambiabilidade:** é a característica de montagem, encaixe ou substituição entre dois ou mais componentes entre IEDs, ou seja, refere-se à possibilidade de substituir um IED por outro do mesmo fornecedor ou de fornecedor diferente, sem que haja perda da funcionalidade ou impactos para o sistema elétrico.

A norma IEC 61850 define os requisitos, principalmente em relação à construção, projeto e condições ambientais para IEDs de comunicação e automação de serviços públicos e sistemas em ambientes de usinas e subestações. Para os projetos associados à sistemas de automação de processos próximos de utilitários de energia (UAS, sistema de automação de utilitários), como, por exemplo, sistemas de automação de subestações (SAS). Define o sistema e o gerenciamento de projetos para sistemas UAS com a comunicação entre dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) na respectiva SE e os requisitos do sistema relacionados.

Segundo Miranda (2009), cada uma das seções da norma IEC 61850 podem ser resumidas da seguinte maneira: na parte 3 dessa, encontra-se as definições dos requisitos gerais de comunicação em rede, com ênfase para as exigências de qualidade e recomendações específicas sobre a relevância de outras normas e especificações. Pode-se destacar:

- No requisito de confiabilidade o padrão exige que a falha de um componente de comunicação não afete a operabilidade do sistema e que o monitoramento e controle local sejam mantidos.
- A falha de um componente não deve desativar funções críticas do sistema, de tal modo que as funções de proteção devem atuar de maneira autônoma.
- O padrão estabelece que a IHM (Interface Homem Máquina) local deve operar independentemente da sala de controle central.
- Deve-se observar as influências climáticas, mecânicas e elétricas que são aplicadas as mídias e interfaces de comunicação utilizadas para monitoramento e controle de processo dentro da SE.
- Com relação a EMI (Interferência Eletromagnética) a norma define que os equipamentos devem suportar os níveis presentes na SE.
- A integridade dos dados transmitidos deve ser garantida. Detecção de erros de transmissão e recuperação frente ao congestionamento devem ser considerados.
- A rede de comunicação dentro da SE deve ser capaz de cobrir distâncias de até dois quilômetros e deve ser capaz de servir toda a configuração típica de *bay* no chaveamento de alta tensão.

- O desempenho dos dispositivos de comunicação não deve ser afetado por interrupções no fornecimento de alimentação por até dez metros.

De uma forma bem direta, a norma IEC 61850 é uma nova proposta tecnológica que revolucionou os SAS. Através do uso de redes LAN (*Local Area Network*) *Ethernet*, velozes e confiáveis, a norma permite uma integração global entre os diversos equipamentos digitais, possibilitando, nessa nova condição, o compartilhamento de informações e tornando mais simples a implantação de novas funções de automação.

Os IEDs podem agora se comunicar entre si e compartilhar informações de monitoramento. Não há necessidade de conversores para a comunicação entre IEDs de diferentes fabricantes, pois o protocolo de comunicação é o padrão *Ethernet*. Essas e outras inúmeras vantagens são conseguidas com uma redução drástica de cabos, interfaces e equipamentos intermediários.

A Figura 1 mostra como era a utilização dos protocolos antes da norma IEC 61850. Observa-se a necessidade de conversores e o uso de uma estação *Gateway* para compatibilizar os diversos protocolos utilizados.

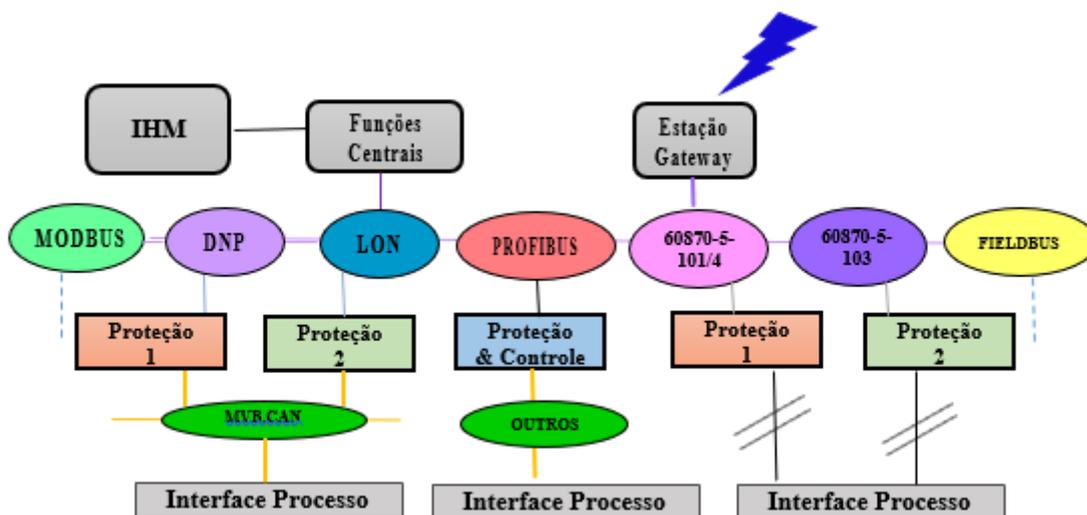


Figura 1: Protocolos usados antes da IEC 61850 (Fonte: PAULINO, 2005)

As especificações da norma descrevem as exigências básicas de gerenciamento de projetos e sistemas para automação da SE com respeito aos tópicos:

- Processo de engenharia e as ferramentas de suporte.
- O ciclo de vida de todo sistema e dos IEDs.

- A garantia da qualidade iniciada com o estágio de desenvolvimento e terminada com o abandono, e desmantelamento do SAS e seus IEDs.

A fase de engenharia inclui a definição das configurações de *hardware*, necessárias para a SE, a definição de IEDs e suas interfaces com outros IEDs e com o ambiente. Consiste, também, no dimensionamento das funcionalidades e quantidade dos sinais envolvidos, na parametrização, e documentação do projeto.

O padrão IEC 61850 descreve que o fabricante deve anunciar a descontinuidade de um produto e prestar suporte após a interrupção do mesmo.

Finalmente, explicita que a qualidade é uma tarefa comum as duas entidades, fabricante e cliente. O fabricante deve estabelecer e manter um sistema de qualidade referente aos seus produtos. Já o cliente é responsável por garantir que o ambiente e as condições de funcionamento satisfazem as condições descritas na documentação técnica do SAS.

Na quinta parte da norma é especificado os requisitos para comunicação das funções implementadas nos diversos níveis do SAS e para os modelos de dispositivos.

A Figura 2 indica as comunicações entre os diferentes níveis do SAS.

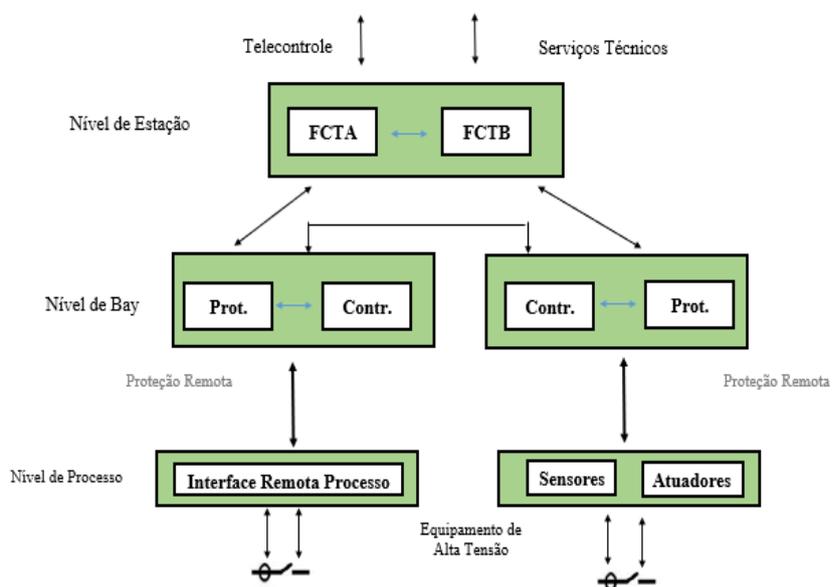


Figura 2: Níveis do SAS conforme IEC 61850 (fonte: Miranda,2009)

As funções referem-se a tarefas que devem ser executadas na SE, por exemplo: controle, monitoração e proteção dos equipamentos da SE.

Apesar da similaridade lógica, não há uma forma única para que as funções sejam atreladas aos dispositivos físicos. O mapeamento é dependente, por exemplo, do desempenho e disponibilidade requeridos, restrição de custos e estado da arte em tecnologia.

Conforme Mackiewicz (2006), uma quantidade significativa de configuração é necessária para organizar todos os dispositivos e para colocá-los em funcionamento. A fim de facilitar este processo e eliminar grande parte do erro humano, é definida na sexta parte da norma uma linguagem de programação conhecida como *Substation ConFiguration Language* (SCL). Esta linguagem permite uma descrição formal das relações entre o sistema de automação da SE e os equipamentos de pátio, ou seja, configuração dos IEDs com seus respectivos parâmetros, além da configuração de funções de SE, de acordo com as normas IEC 61850-5 e IEC 61850-7x.

A principal diferença da arquitetura proposta pela IEC 61850 é o conceito de definição abstrata de dados e serviços, isto é, a criação de dados, objetos de dados e serviços é feita independente de qualquer protocolo. A definição abstrata permite que os objetos de dados e serviços possam ser mapeados por qualquer outro protocolo que atendam aos requisitos de dados e serviços. A definição dos serviços abstratos é feita na norma IEC 61850 na seção 7.2, enquanto a seção 7.4 define os conceitos para os objetos de dados. Os objetos de dados são compostos por partes comuns como: estados, medições e controle. O conceito de *Common Data Classes* (CDC) foi desenvolvido utilizando-se de blocos comuns para compor objetos de dados maiores, de acordo com a parte 7.3 da norma.

Segundo Miranda (2009), a oitava parte do padrão IEC 61850 especifica um método de troca de dados com, ou sem restrições críticas de tempo, através de uma LAN, tendo como objetivo o fornecimento de instruções e especificações detalhadas quanto aos mecanismos e as regras necessárias para implementar os serviços, objetos e algoritmos apontados no padrão IEC 61850, partes 7.2, 7.3 e 7.4, quanto ao uso da norma ISO 9506. Este método é chamado de *Manufacturing Message Specification* (MMS).

Os serviços e o protocolo MMS são especificados para operar sobre camadas do modelo OSI e compatíveis com os perfis de comunicação TCP/IP. A utilização do MMS permite o uso de arquiteturas centralizadas e distribuídas, e inclui a troca de dados seja de estado, operações de controle ou notificações em tempo real.

Existem vários serviços especificados, que são intencionalmente mapeados para protocolos e perfis de comunicação que fazem uso da norma ISO 9506 (MMS, como protocolo de camada de aplicação), pois tratam informações com restrições críticas de tempo.

A nona parte da norma define o mapeamento de variáveis de medição amostradas para um quadro de dados *Ethernet*. Define, também, o que ficou conhecido como barramento de processo.

Finalmente, a norma define uma metodologia de testes, a fim de, determinar a conformidade com as inúmeras definições de protocolos e restrições das demais partes da norma.

Um sistema de teste deve permitir um ensaio apropriado, adequado as exigências do sistema de proteção e comunicação, simulando as características da SE e do sistema elétrico.

Para tal, ele deve possuir as seguintes funções:

- Simuladores de sinal analógico que proporcionem correntes e tensões nos IEDs testados.
- Simuladores de sinal digital que representem as mudanças do status do disjuntor e outro simulador de sinais com controle remoto tal como saídas tradicionais dos IEDs.
- Simuladores de comunicação que gerem mensagens GSSE/GOOSE a fim de simular a operação de outros IEDs conectados à rede da SE local.
- Analisador de mensagens GSSE/GOOSE que monitora e registra o tempo das mensagens recebidas proveniente do IED em teste a fim de avaliar o desempenho/resposta do relé.
- Ferramentas de configuração que permitam ao usuário configurar o dispositivo em teste para os requisitos dos IEDs testados e enviar mensagens GSSE/GOOSE simuladas para múltiplos IEDs incluídos no sistema de proteção, operando com comunicações de alta velocidade ponto-a-ponto distribuídas.
- Software de teste que permita configuração flexível das sequências de teste solicitadas e simulações utilizando as funções anteriormente descritas.

2.1 Sistema de Comunicação:

A norma indica sete níveis de mensagens, sendo divididas segundo sua ordem de importância para o sistema. Desta forma, mensagens urgentes (como o sinal de *trip* de abertura de um disjuntor) tem maior banda disponível para a transdução do sinal. Por outro lado,

informações menos urgentes (como transferência de arquivos) necessitam de menor velocidade e urgência. Esses sete níveis são agrupados em três velocidades, a saber:

- Alta Velocidade: *Trip* e controles
- Média Velocidade: Informações de medidas, estados e comandos
- Baixa Velocidade: Parâmetros, eventos e transferência de arquivos

Dentre os principais tipos de mensagens, tem-se as de comunicação vertical e de comunicação horizontal.

- **Comunicação Vertical:** A comunicação vertical ocorre entre dispositivos pertencentes a níveis diferentes, e são realizadas no modo cliente-servidor baseado no uso do protocolo MMS, que tem como serviços básicos: fazer e desfazer conexões entre cliente e servidor, enviar leituras não solicitadas, além de obter as definições de objetos de dados (Universidade SEL, 2012).

Na Figura 3, o servidor corresponde aos IEDs (nível de vão) que fornecem informações para o sistema supervisório, o qual corresponde ao cliente da comunicação (nível de estação). Essa comunicação geralmente não tem restrições críticas de tempo.

- **Comunicação horizontal:** comunicação ponto-a-ponto (*peer-to-peer*), os IEDs requerem e trocam, entre si, informações em funções específicas, mensagens GOOSE como é denominado pelo protocolo IEC 61850. Esta comunicação permite a troca de informações entre relés, com isso garantindo um sistema mais inteligente, com maior robustez de operacionalidade de determinadas lógicas no segmento de proteção de sistemas elétricos. Tais mensagens conseguem ser mais rápidas do que a própria atuação física de uma proteção de um relé para outro. Através desse protocolo, TPs e TCs conseguimos enviar suas medições para os relés através de leituras digitais pela própria rede *Ethernet*. Os relés, por sua vez, com um conversor AD incorporado, tratam esse dado e o utilizam em suas proteções.

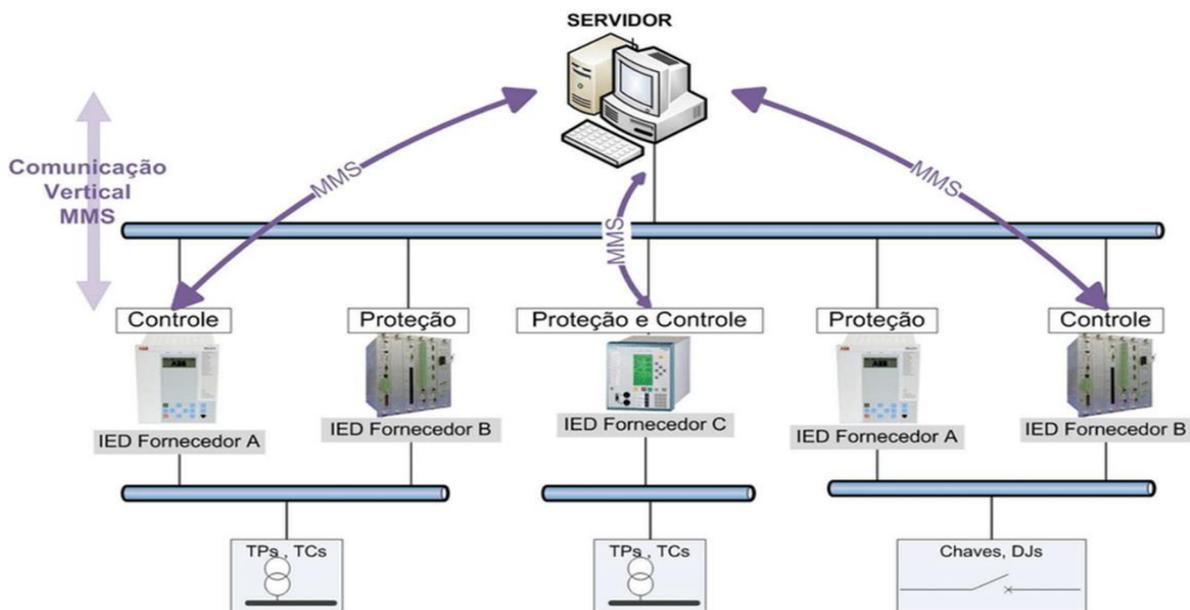


Figura 3: Pilhas de Protocolo do padrão IEC 61850

2.2 A Norma IEC 61850 Aplicada a SE de Distribuição

A IEC 61850 padroniza a modelagem de dados das subestações, descreve uma linguagem orientada a objeto, que nada mais significa do que formatar os dados da camada de aplicação do protocolo de forma que representem exatamente os objetos de uma SE (disjuntores, TCs, TP's, etc.). A modelagem obedece a seguinte ordem hierárquica:



Figura 4: Hierarquia da Modelagem

O dispositivo físico pode ser um IED, disjuntor, transformador, etc. O dispositivo lógico é a representação lógica do dispositivo físico. O nó lógico é uma das categorias de funções que formam o dispositivo lógico, por exemplo, no caso de um IED, os nós de proteção ou medição. O objeto de dados é a informação propriamente dita, por exemplo, uma função de sobrecorrente instantânea. Finalmente, o atributo é qualquer dado mais específico do objeto de dados, por exemplo, o tempo da função de sobrecorrente. A norma define o nome de cada um dos itens de todos os objetos de uma SE.

Os frames definidos pela IEC 61850 para os três protocolos apresentados seguem o padrão *Ethernet*. Os dados propriamente ditos seguem a linguagem orientada a objeto da norma.

A norma define basicamente três níveis de interface (barramentos) distintos para comunicação em uma SE:

- Comunicação entre sensores e seus IEDs — barramento de processo;
- Comunicação entre IEDs — barramento de *bay*;
- Comunicação entre IEDs e supervisor — barramento de estação.

3. PROJETO DE SUBESTAÇÃO

Nesse capítulo apresenta-se as etapas para a elaboração de um projeto de uma SE utilizando sistemas baseados no padrão da norma IEC 61850,

O projeto de uma SE de 69 kV, de um consumidor particular, deve ser avaliado a partir das regras regulatórias e legislação vigente, definidas conforme as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), e as resoluções e procedimentos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A ANEEL é vinculada ao Ministério de Minas Energia, em sua resolução nº 414 de 2010, define os critérios para o atendimento em 69 kV nas unidades consumidoras, que devem ter demanda superior a 2.500 kW ou em casos especiais com demanda inferior a critério da concessionária de energia.

Cada concessionária de energia possui um padrão específico para essas SEs, que se assemelham de forma geral, mas diferenciando apenas detalhes, arranjos construtivos e especificação de equipamentos.

Tendo em vista isto uma SE deve ser projetada seguindo os passos:

- Planejamento;
- Projeto Civil;
- Projeto Eletromecânico;
- Projeto Elétrico;
- Projeto de Automação;
- Aquisição de Equipamentos;
- Comissionamento;
- Energização.

Esses passos não são necessariamente sequenciais, dependendo do cronograma e planejamento da obra. (CEMAR,2017)

3.1 Planejamento

Inicialmente na etapa de planejamento de um SE de 69kV, verifica-se alguns critérios como a carga, nível de tensão, crescimento de demanda. Outro fator essencial é a característica

do sistema existente que pode ser verificado pelo estudo de fluxo de carga, socioeconômico e ambiental.

3.2 Projeto Civil

Para esta parte, é necessário o projeto de arquitetura, que é o projeto baseado no projeto da SE, e de acordo com o código de obras do município para aprovação na prefeitura, nesse caso a do campus.

Definido o projeto de arquitetura, a próxima etapa é elaborar os projetos das estruturas, instalações elétricas, instalações hidros sanitária e combate a incêndio. Com base nos projetos, deve-se elaborar o orçamento e o planejamento, considerando a disponibilidade de investimento, a mão-de-obra e a entrega de materiais.

A próxima etapa é a preparação para iniciar a obra, que inclui a limpeza e fechamento do terreno, montagem do canteiro e barracão de obras, serviços de terraplenagem (movimentação de terra com corte e/ou aterro). Em seguida é feita a locação de obra com a montagem do gabarito e a definição dos eixos de execução das fundações.

3.3 Projeto Eletromecânico

O projeto eletromecânico da SE começa com a elaboração do Diagrama Unifilar, definindo-se o esquema, o levantamento de todos os equipamentos a serem utilizados, os acessos de instalação dos equipamentos, localização das estruturas e criação do arranjo físico. Nessa fase, também, se dimensiona as canaletas e eletrodutos que irão fazer a ligação dos equipamentos com os painéis da casa de comando para automação e controle da SE. Ainda nesta parte, é feita análise da disposição e montagem dos equipamentos como disjuntores, transformadores, para-raios, seccionadoras, religadores, etc.

Outro estudo efetuado na parte de elaboração do projeto eletromecânico é a parte de Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA), malha de aterramento, aterramento de cercas, portões, equipamento, dimensionamento de condutores, etc. O estudo da malha de aterramento é realizado através estratificação do solo utilizando os métodos para verificar a resistividade do solo.

3.4. Projeto Elétrico

Neste tópico, tem-se o diagrama unifilar de medição e proteção, assim como o detalhamento das proteções e dos equipamentos da SE. Nesta parte do projeto encontram-se os diagramas funcionais e trifilares, onde estão presentes as ligações dos equipamentos ativos (transformadores, reatores, banco de capacitores entre outros), o de controle e de proteção (relés, disjuntores, seccionadoras, etc.).

Outro elemento presente é o esquema de ligação e o detalhamento dos equipamentos nos quadros de comando na casa de comando.

3.5 Projeto de Automação

A função do projeto de automação melhorar o serviço e minimizar os impactos econômicos no projeto elétrico. O projeto de automação deve ser incorporado pelo elétrico com novas tecnologias, aumento da velocidade e eficiência da comunicação entre os equipamentos, padronizados conforme apresentados no item anterior. Verifica-se na realidade que não há uma diferença de fato entre o projeto elétrico e de automação.

A arquitetura da automação de uma SE é dividida em quatro níveis, como se observa na Figura 5:

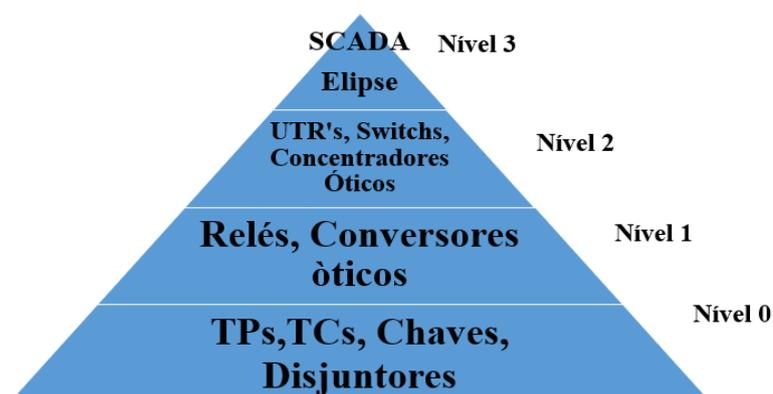


Figura 5: Arquitetura da Automação de SE

3.5.1 Topologia de Comunicação

A topologia é o mapa da rede de comunicação e trata da visualização dos seus elementos componentes, ou seja, as formas como os equipamentos se interligam e se comunicam. Como a interligação física e a comunicação são aspectos diferentes, são verificados dois aspectos de topologias distintos: uma topologia lógica e uma topologia física.

Um ponto importante no que se diz respeito à rede de comunicação é a definição da maneira como os diferentes dispositivos são interligados. Estes dispositivos podem ser interconectados sob várias formas, tanto do ponto de vista físico quanto do ponto de vista lógico.

As formas de conexão são conhecidas como *topologias*, e os dispositivos que compõem essa rede, conhecidos como *nós* ou *nodos*. Por exemplo, as redes de computadores constituem-se de um arranjo topológico interligando vários módulos processadores através de diversos meios de transmissão e utilizando protocolos de comunicação. Uma das finalidades desse arranjo é a economia de recursos, pois, uma vez conectados em rede, a capacidade de processamento individual é compartilhada entre todos, tornando as informações acessíveis a todos os usuários conectados, de uma forma mais econômica, ágil e confiável.

As topologias mais usuais são:

- **Ponto a Ponto**: é a mais simples. Une dois computadores através de um meio de transmissão qualquer. Dela pode-se formar novas topologias, incluindo novos nós em sua estrutura.
- **Barramento**: os computadores são ligados por meio de um único cabo coaxial.
- **Estrela**: caracterizada por vários cabos ligados a um único dispositivo central de comunicação que pode ser um hub ou Switch. Toda a comunicação entre os computadores é por intermédio desses dispositivos. A vantagem dessa topologia a rede não será paralisada em caso de falha em um dos cabos. O cabo utilizado nessa topologia é o par trançado conhecido como UTP.
- **Anel**: é caracterizada pela interligação dos dispositivos por um único cabo na forma de círculo ou anel. Assim como no barramento, a falha de uma máquina ocasiona a paralisação da rede.
- **Topologia Árvore**: A topologia em árvore é basicamente uma série de barras interconectadas. É equivalente a várias redes estrelas interligadas entre si através de seus nós centrais. Esta topologia é muito utilizada na ligação de *Hub's* e repetidores.
- **Malha**: Nessa topologia os computadores são ligados por meio de vários cabos oferecendo confiabilidade e redundância.

3.6 Aquisição de Equipamentos

Esta etapa do projeto está diretamente ligada a especificação dos equipamentos, tanto como equipamentos principais da SE (transformadores, reatores, capacitores, etc.), como os de proteção e controle (disjuntores, relés, seccionadoras etc.). Neste ponto já é conhecido os níveis de tensão e de curto-circuito no ponto de entrada e características da alimentação da SE assim como o seu arranjo físico.

3.7 Comissionamento

Constitui na execução dos testes da SE após a sua construção. Os testes englobam todos os projetos citados anteriormente nesse capítulo onde serão averiguados se correspondem com o que foi proposto e contratado mantando suas especificações para garantir a qualidade. Além disso os testes se aplicam aos equipamentos e a comunicação entre eles (MAMEDE, 2015).

Podemos citar testes como:

- Interoperabilidade;
- Polaridade dos equipamentos;
- Tempo de abertura e fechamento de disjuntores e seccionadoras;
- Contador de operações do para-raios;
- Polos das chaves seccionadoras;
- Verifica parametrização dos relés;
- Funcionamentos dos painéis, alimentação dos circuitos auxiliares e equipamentos;
- Medição de resistência de aterramento.

3.8 Energização

Após a fase de testes anterior (comissionamento) e de constatar que todos os itens das normas foram atendidos, além de aprovação de segurança e confiabilidade, poderá energizar a SE.

4. ASPECTOS GERAIS DE UM PROJETO DE UMA SUBESTAÇÃO DE 69 kV

No projeto de subestações de 69 kV devem ser considerados os critérios presentes nas normas oficiais, visando qualidade dos equipamentos, confiabilidade, custos de implantação e operação, condições de trabalho e aspectos de segurança, bem como preservação do meio ambiente.

Toda área ou compartimentos da SE devem ser destinados exclusivamente à instalação de equipamentos de transformação, proteção, medição, entre outros necessários para o atendimento da Unidade Consumidora. As SEs devem ser localizadas em local de livre acesso e em condições adequadas de segurança.

O arranjo dos equipamentos da SE deve ser feito levando em consideração: as distâncias mínimas de segurança normalizadas, facilidade de operação, manutenção e remoção de equipamentos. Além disso, o arranjo deve ser projetado para possibilitar a conexão com linha viva da SE Móvel, de forma a realizar a energização da SE Móvel em paralelo com o transformador da SE e evitando com isso desligamentos nas manobras.

Para o projeto da SE destacam-se os seguintes passos:

- Planejamento;
- Projeto Civil;
- Projeto Eletromecânico;
- Projeto Elétrico.

4.1. Planejamento da SE Campus Dom Delgado, UFMA

Para instalação de uma SE de 69 kV, é necessário inicialmente solicitar junto a concessionária a Avaliação de Viabilidade Técnica (AVT), a partir do estudo de previsão carga, para verificação de infraestrutura de rede que deve atender o Campus na nova configuração, participação financeira e prazos.

Outro ponto, é definir as principais características técnicas de instalação a partir do padrão da concessionária, considerando terreno, localização, potência da SE, painéis, equipamentos, infraestrutura civil, etc.

4.2 Projeto Civil

O projeto civil deve conter, no mínimo, as plantas de levantamento planialtimétrico, terraplenagem, urbanização e drenagem, planta para locação das bases para postes e equipamentos, dutos e canaletas, detalhes de muros, cercas e portões, sistema de coleta de óleo, sistema de captação de água pluvial, planilha de serviços e desenhos de detalhes da SE.

4.3 Projeto Eletromecânico

O projeto eletromecânico apresenta as seguintes plantas: situação (arranjo geral); cortes e vistas; arranjo dos equipamentos externos; estruturas suportes de barramento (plantas e isométricos); eletrodutos, iluminação externa e tomadas (plantas e diagramas unifilares); memorial de cálculo do sistema de aterramento, relatório das medições de resistividade do solo, projeto da malha de aterramento; lista de material; lista de desenhos e detalhes de montagem.

Na planta de situação consta traçado das ruas, avenidas ou rodovias, indicação do norte magnético e outros pontos de referência significativos. Nas obras localizadas em áreas rurais indicar também, município, localidade, estradas de acesso a SE.

4.3.1 Aterramento e blindagem (resistividade do solo e malha de terra)

A medição da resistividade do solo será efetuada logo após a terraplenagem do terreno, utilizando o método de Wenner, conforme norma NBR 7117 através do método dos quatro pontos. Para cálculo da malha de terra será considerada a área definida para a instalação da mesma, os dados da resistividade do solo e o valor da corrente de curto-circuito.

O projeto da malha de aterramento contemplará um memorial de cálculo definindo o condutor, a quantidade de hastes e a configuração final da malha de terra.

4.3.2 Aterramento de cercas e portões

Na cerca que contorna a área da SE, o aterramento será feito independente da malha de terra, desde que distância entre a malha e a cerca seja maior que dez metros. O portão da SE será aterrado nos dois lados.

A proteção contra descargas diretas será projetada considerando hastes montadas sobre as estruturas, distribuídas de tal forma que o raio de proteção aborde toda área do pátio, bem como a utilização de cabos-guarda (cabos de aço) em toda a área circundante dos equipamentos.

4.3.3 Estruturas (postes, vigas, suporte capitel, etc.)

Devem atender as seguintes condições:

- a) Serem construídas em material não combustível (aço, concreto armado, etc.);
- b) Ter vigas de amarração dos condutores dos circuitos e, eventualmente, dos cabos para-raios dimensionadas para resistirem ao esforço mínimo no ponto de amarração (Cemar, 2016);

O índice de densidade de descargas atmosféricas para a terra é único do local de instalação da SE, por esse motivo deverá ter uma blindagem própria, entretanto, as estruturas, se metálicas, devem ser aterradas solidamente através de condutores de cobre, de seção adequada.

Em relação às estruturas, nos projetos de SE serão utilizados postes, vigas, anéis, suporte capitéis e jabaquaras de concreto armado em conformidade com as normas da ABNT vigentes.

4.3.4 Equipamentos

Todos os equipamentos devem seguir aos padrões técnicos vigentes da Concessionária.

- a) Transformador de potência: Ligado em delta no lado de alta tensão e do lado secundário em estrela, o neutro deve ser sempre isolado da terra, com dispositivo de comutação automática.
- b) Barramento: Os barramentos das subestações devem ser construídos de cobre ou alumínio nu. Em cabo, tubo, vergalhão ou barra. Nos casos de instalações em áreas de agressividade salina e/ou industrial deve ser utilizado o cobre ou alumínio adequado (Cemar, 2016).

Os afastamentos e alturas mínimas devem estar conforme as normas referenciadas.

- c) Disjuntor: Os disjuntores devem ser trifásicos, e recomenda-se especificá-los de acordo com as especificações de disjuntores de alta tensão.

Caso o projeto dimensione barramento principal e de transferência, deverá ser instalado disjuntor para realizar essa transferência.

- d) Chave Seccionadora: Devem ser trifásicas ou unipolares, de operação em grupo (simultânea) ou individual e acionamento manual ou elétrico, e recomenda-se especificá-las de acordo com as especificações de seccionadores.

Devem ser instaladas seccionadoras em ambos os lados do(s) disjuntor (es).

As seccionadoras de entrada devem ter dispositivo para ligar o circuito a terra (lâmina de terra) e devem ser providas de dispositivos para travamento;

- e) Transformadores de Correntes (TC): Os transformadores de corrente para a proteção devem ser utilizados exclusivamente para alimentar os relés da proteção.

As relações dos TCs devem ser dimensionadas conforme especificação técnica, considerando as necessidades do sistema elétrico e a relação em que os mesmos devem ficar ligados depende da carga do sistema.

- f) Transformadores de Potencial (TP): Os transformadores de potencial para a proteção de entrada devem ser utilizados quando for necessário o uso de relés de sobrecorrente direcionais e/ou distância, podendo ser instalados no barramento da SE ou *nós bay* das linhas de alimentação (Cemar, 2016).

Devem ser instaladas chaves fusíveis para proteção dos TPs de média tensão (Cemar, 2016).

Os TPs devem ser do grupo de ligação 2 e possuir dois enrolamentos secundários com tensões:

$$115 - \frac{115}{\sqrt{3}}$$

- g) Para-raios: Devem ser usados um jogo de três para-raios tipo estação por cada circuito de alimentação, localizados na entrada. Para conexão de transformadores deverá ser instalada o mais próximo possível do transformador. Os terminais de terra dos para-raios devem ser interligados à malha de terra geral da SE. Deve ser previsto no ponto de interligação pelo menos uma haste de aterramento.

- h) Religador Automático: O religador automático deve ter estrutura específica de acordo com o projeto.

- i) Banco de Capacitores: Os bancos de capacitores devem ser dimensionados de acordo com a necessidade de potência reativa.

4.4 Projeto de Automação

O desempenho das concessionárias, quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica, é medido pelas agências fiscalizadoras com base em indicadores específicos. A ANEEL especifica metas para os indicadores, as quais geram multas caso não sejam cumpridas pelas concessionárias. A busca da melhoria da qualidade tem levado naturalmente as concessionárias a automatizarem seu parque instalado, minimizando interrupções e o tempo de restabelecimento. Uma consequência natural é tornar as SEs desassistidas, ou seja, sem operadores fixos nos centros de controle, já que a operação do sistema passa a ser centralizada e informatizada.

A automação de SE baseada no uso de relés digitais tem disponibilizado às diversas áreas de empresas do setor elétrico vários recursos além daqueles essenciais à operação do sistema elétrico. Ampliação das medições de grandezas elétricas, melhor monitoração dos equipamentos, funcionalidades diversas através de equações lógicas são alguns destes recursos. Cabe as áreas envolvidas conhecer os recursos disponíveis e implementar o que melhor se adequa às necessidades da empresa.

Definidos os padrões da SE e quais equipamentos irão compor a SE, a documentação do projeto elétrico será constituída de, no mínimo, o que segue:

- a) Diagramas unifilares;
- b) Desenhos e diagramas topográficos dos painéis (instalação de componentes e fiação interna dos painéis, equipamentos e serviços auxiliares);
- c) Desenhos e diagramas funcionais executivos, inclusive desenhos de adequação dos equipamentos existentes;
- d) Diagramas e listas de cabos da cablagem (interligações externas entre equipamentos) com rota, funções e metragens definidas;
- e) Diagramas de comunicação e respectivas listas de materiais.

4.4.1 Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar utiliza simbologia específica, onde representa graficamente o arranjo elétrico e eletromecânica da SE, conforme simbologias normativas, tabela 1.

Tabela 1 : Simbologia utilizada nos diagramas unifilares

Símbolo	Descrição	Símbolo	Descrição
	Chave Seccionadora		Chave Seccionadora com Fusível
	Chave Seccionadora com Lâmina de Terra		Para-raios
	Transformador de Corrente Externo (TC)		Transformador de Corrente de Bucha (TC)
	Transformador de Potencial (TP)		Disjuntor
	Religador		Banco Capacitor
	Transformador de Força com Regulação de Tensão (LTC)		Transformador de Serviço Auxiliar
	Relé de Proteção		Unidade de Medição

4.4.2 Lista de Cabos

A elaboração da lista de cabos de uma SE, deve ser conforme a tabela 2.

Tabela 2: Requisitos para lista de cabos

ITEM	DESCRITIVO
NÚMERO DO CABO	Número do Cabo do equipamento de acordo com o código operacional.
PERCUSO	Refere-se ao <u>DE</u> (Equipamento Origem) <u>PARA</u> (Equipamento Destino) na qual o cabo será lançado.
APLICAÇÃO	Qual a aplicação do Cabo (Medição, Proteção, Controle, Comunicação)
SECÇÃO DO CONDUTOR	Descrimina qual a bitola do cabo e quantas veias tem o cabo. (Exemplo 4x4,0mm ²)
METROS	Quantos metro tem o cabo dentro do PERCURSO.
DESCRIMINAÇÃO	Qual a utilização do Cabo

4.4.3. Painéis para Automação

4.4.3.1. Painel de Proteção e Controle: Os painéis de proteção e controle comportam os relés de proteção/controle dos equipamentos da subestação, como disjuntores e transformadores de força. Em um painel de proteção poderá ter vários relés de proteção, dependendo da quantidade de entradas e saídas de linha e do formato do painel.

São utilizados os relés de acordo com as funções de proteção previstas no projeto técnico.

4.4.3.2. Painel de Alimentação Auxiliar (CA, CC ou CA/CC): Os painéis de alimentação auxiliar são responsáveis pela alimentação de todos os equipamentos da SE (disjuntores, transformadores, religadores, painéis e etc.).

4.4.3.3. Painel de UTR (Unidade Terminal Remota): A unidade terminal remota (UTR), também conhecida pela sigla em inglês, RTU define um dispositivo baseado em microprocessador, que permite sinais independentes processos e enviar as informações para um local remoto onde é processado (WIKIPEDIA, 2018). O painel para UTR abrange os equipamentos de comunicação da SE. Esses equipamentos são responsáveis por receber as informações dos relés de proteção para a automação e funcionamento da SE. Nesse painel podem constar os seguintes equipamentos:

- Concentradora;
- Switches Óticos tipo;
- DIO's (Distribuidor Interno Ótico), equipamento onde é realizado a fusão de fibra ótica dos equipamentos que estão fora da casa de comando (relés dos religadores, transformadores, banco capacitores).

4.4.4. Retificador e Banco de Baterias

O retificador é um equipamento instalado em painel, que transforma tensão alternada em tensão contínua (125 Vcc) e possui um banco de bateria para ser utilizada como redundância. Caso o alimentador falhe este alimentará o painel e os componentes CC.

5. . DIAGRAMAS DO PROJETO DE SUBESTAÇÃO AUTOMATIZADA DE 69 kV

Neste capítulo apresenta-se proposta de plantas e diagramas pertinentes ao projeto elétrico de uma Se. O memorial de cálculo e a especificação dos equipamentos aqui citados encontram-se em anexo

5.1. Planta de Localização

A Figura 6 apresenta uma sugestão para instalação da SE de 69kV

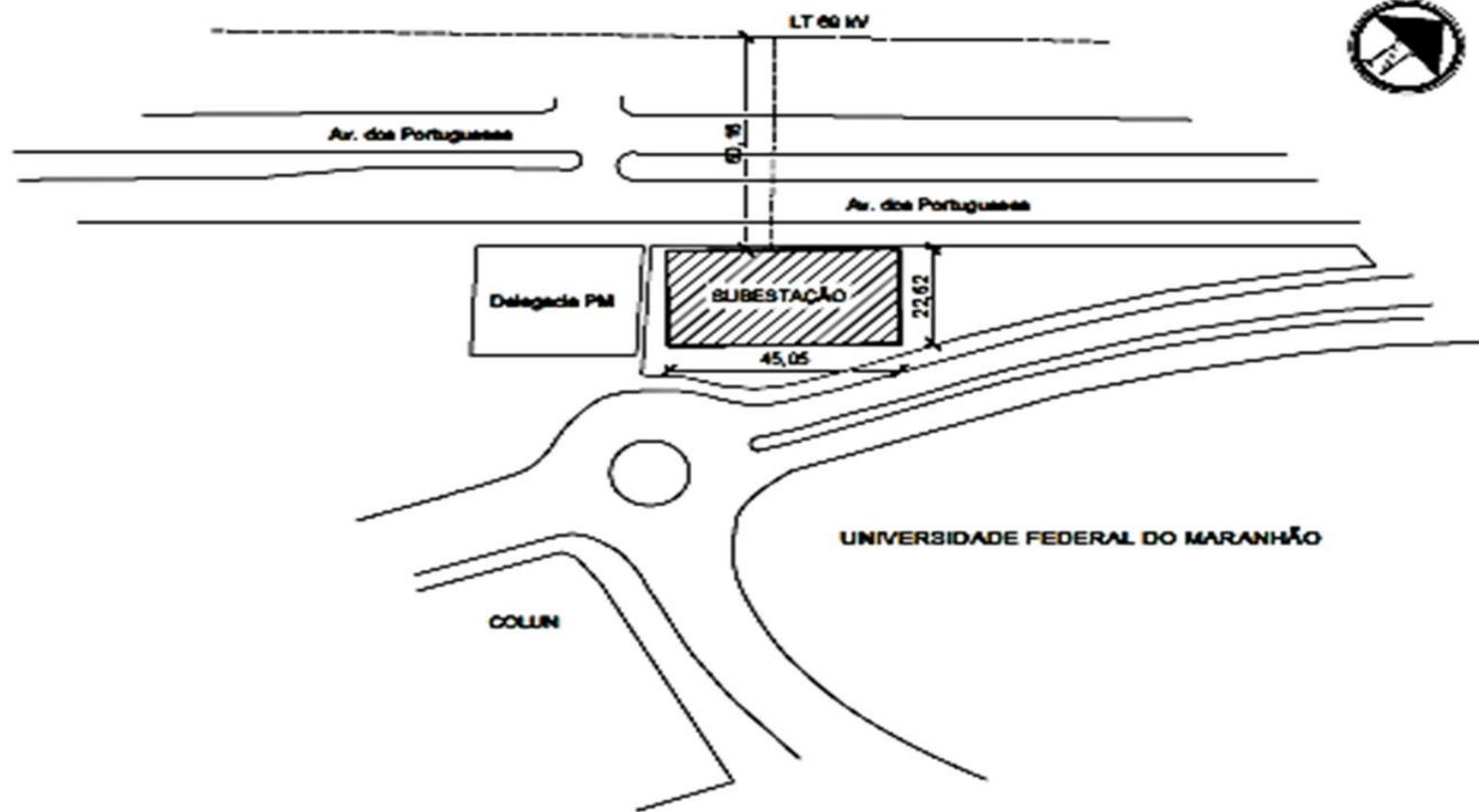


Figura 6: Sugestão da área para instalação da SE de 69kV

5.2. Projeto Elétrico

5.2.1. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar do circuito de força apresenta um resumo e detalhamento geral dos equipamentos e interligação da subestação, com suas respectivas características.

O conjunto de equipamentos da entrada da SE, conhecido como *Bay* de entrada que comportam:

- três para-raios de 69 kV identificados pela nomenclatura padronizada de SEs 92L3, onde o primeiro dígito indica o tipo de equipamento, o segundo indica o nível de tensão, a letra e o terceiro digito a referência do circuito da SE,
- conjunto de chaves seccionadoras tripolares de 69 kV com e sem lâmina de terra 32L3-4/5/6/7,
- seis TCs de 69 kV 72L3, sendo três para proteção e três para medição,
- disjuntor 69 kV 12L3, TP de 69 kV 82L3,
- barramento simples 02L3,
- duas seccionadoras tripolares 32T1 e 32T2 sendo uma para instalação futura, para seccionamento do transformador,
- dois transformadores de força 02T1 e 02T2 (futuro),
- relé de proteção do transformador ligados do lado de alta e de média, TC de proteção de 69 kV e 13,8 kV 72T1 e 71T1.

Para o lado de média tensão temos a infraestrutura de 13,8 kV, temos:

- um conjunto de chaves seccionadoras monopolares 31B1-4/5/6 para by-pass da alimentação de 13,8 kV para manutenção do equipamento;
- um religador 21B1;
- um barramento simples 01B1;
- conjunto de instalação do banco capacitor 51H1, com seccionadoras 31H1 e 31H1-7;
- para-raios 91H1;
- 3 transformadores de potencial 81B1.

Para a saída de alimentação tem-se quatro saídas de alimentadores com um conjunto de chaves seccionadoras monopolares 31C1-4/5/6, 31C2-4/5/6, 31C3-4/5/6, 31C4-4/5/6 com by-pass da alimentação em 13,8 kV para manutenção do equipamento, religadores 21C1-1/2/3/4, e para-raios de 13,8 kV.

SE – UFMA

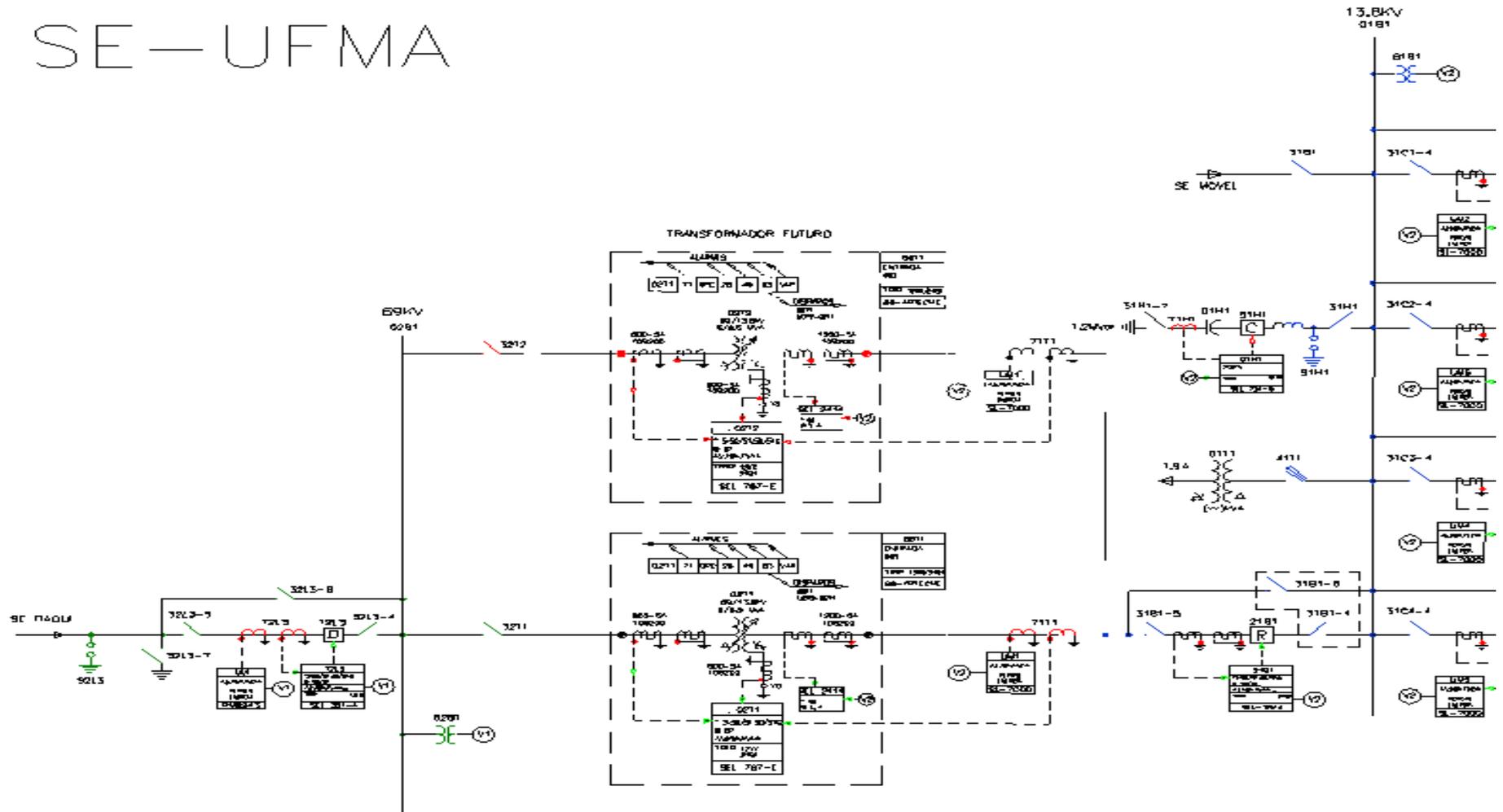


Figura 7: Diagrama Unifilar do Circuito de Força da SE

5.2.2. Diagramas Funcionais (Esquemáticos) dos Equipamentos

Os diagramas funcionais representam graficamente as ligações físicas (comando e controle) dos equipamentos (disjuntores, religadores, transformadores, banco de capacitores e etc.), mostrando toda a sua funcionalidade (sinalização, comando, alimentação e etc.).

Para elaboração dos diagramas funcionais dos equipamentos é necessário o desenho elétrico do fabricante e do tipo de relé de proteção a ser utilizado, onde para cada equipamento e seu relé de proteção correspondente deve-se ter uma ligação padrão para funcionamento do sistema.

A Figura 8, apresenta o diagrama de ligação do transformador de serviço auxiliar (TSA) com o painel de proteção e controle de corrente alternada, com opção de alimentação por gerador particular e intertravamento elétrico, eventual falha de alimentação do TSA. O diagrama mostra o esquema de alimentação do circuito CA a partir de vários minidisjuntores tripolares e monopolares para alimentação dos equipamentos e circuitos em CA, como lâmpadas e voltímetros e amperímetros dos painéis, bem como os circuitos que alimentam tomadas, painéis, relés e demais equipamentos em CA.

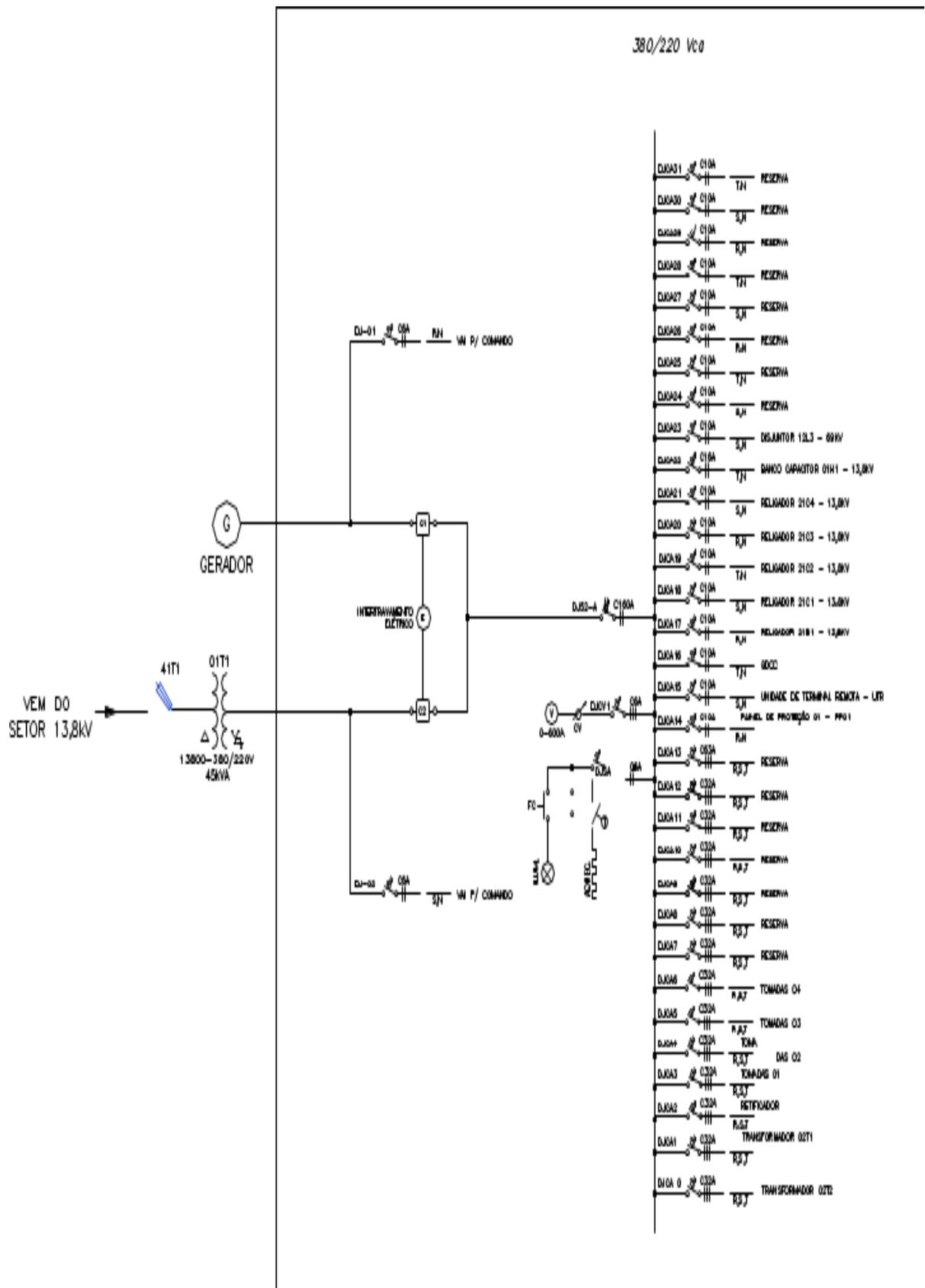


Figura 8 Diagrama funcional do quadro de alimentação CA

A Figura 9, apresenta o diagrama de ligação do retificador e banco de baterias com o painel de proteção e controle de corrente contínua, com opção de alimentação pelo retificador ou banco de baterias. O diagrama mostra o esquema de alimentação do circuito CA a partir de vários minidisjuntores para alimentação dos equipamentos e circuitos em CC.

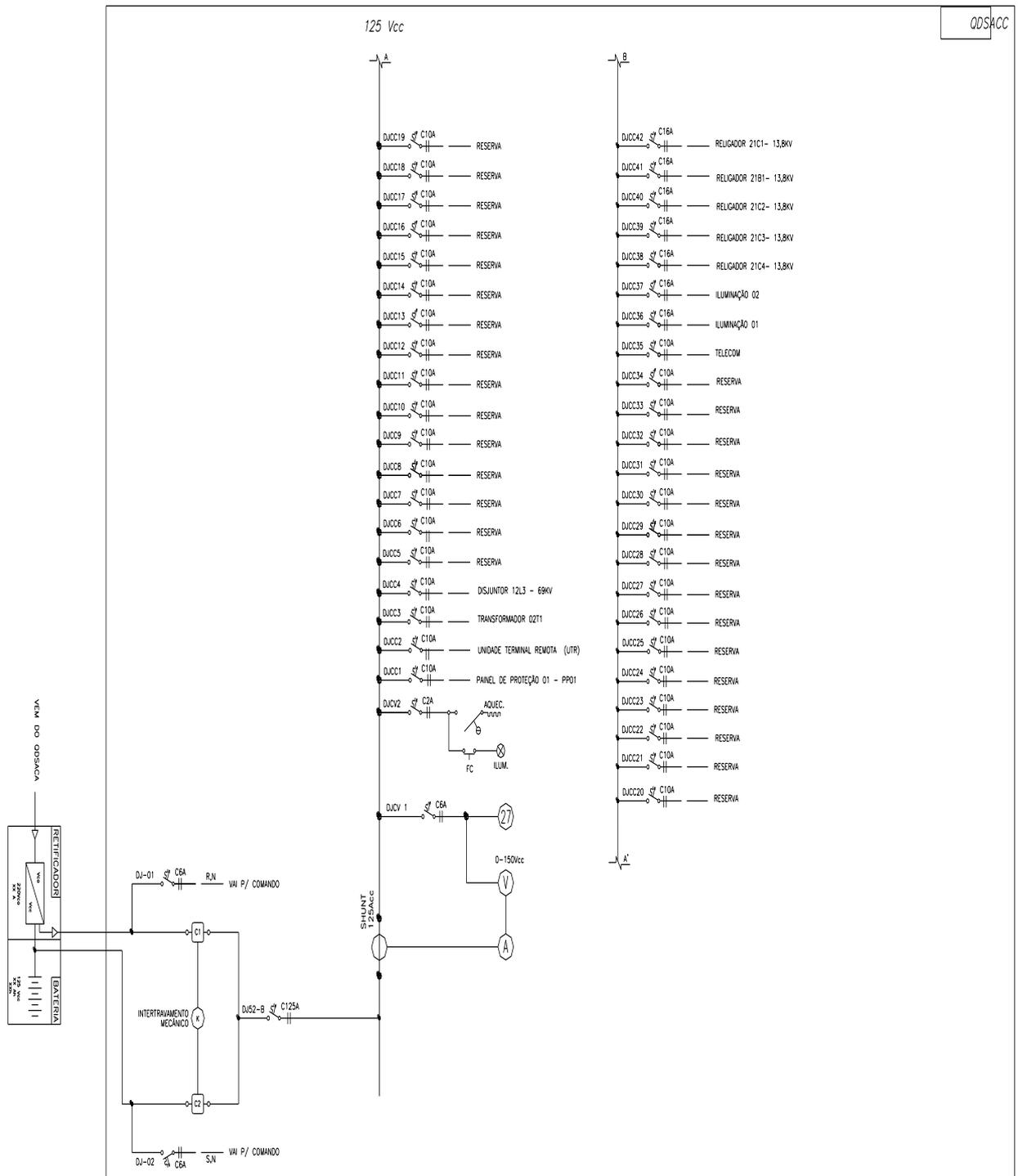


Figura 9: Diagrama funcional do quadro de alimentação CC

A Figura 10, mostra o diagrama unifilar e trifilar, do bay de entrada com o conjunto de seccionadoras, disjuntores, TPs, TCs e para-raios.

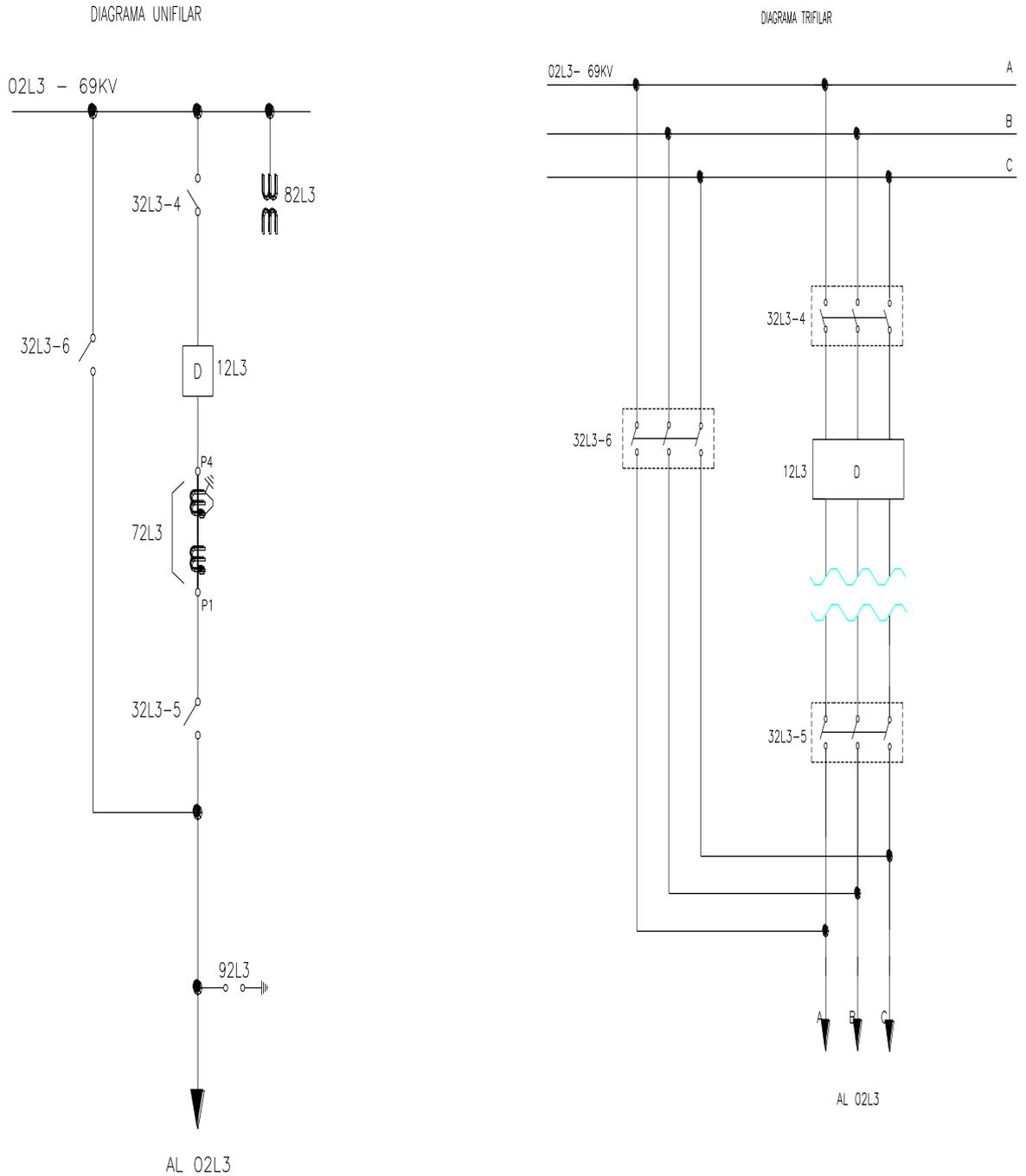


Figura 10: Diagrama unifilar e trifilar do disjuntor geral

DIAGRAMA FUNCIONAL DISJUNTOR – TRANSFORMADOR DE CORRENTE 69 KV

Na Figura 11, observa-se o diagrama funcional dos transformadores de corrente de 69 kV para o medidor e para o relé.

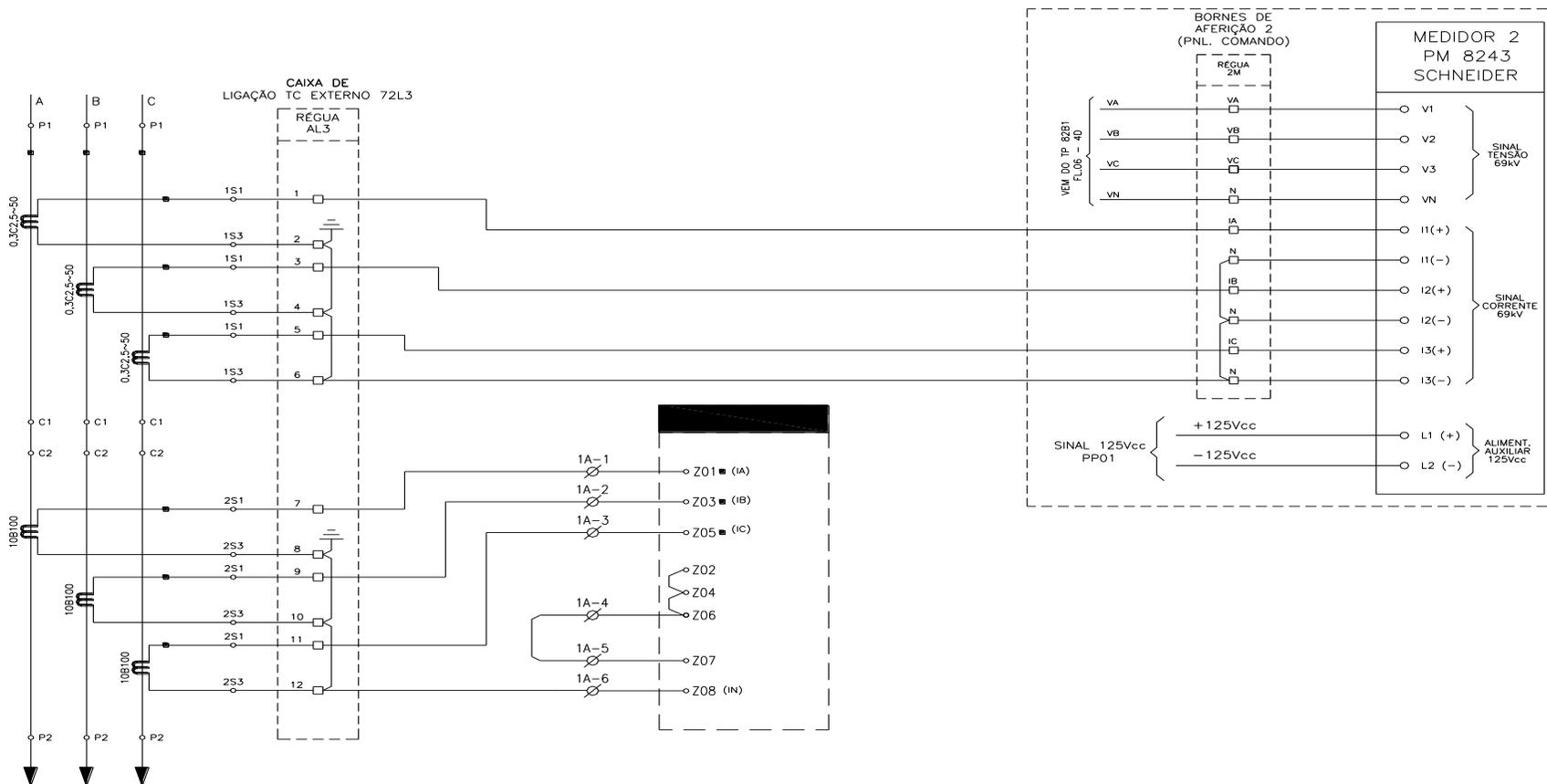


Figura 11: Diagrama funcional ligação Tc referente a parte de alta

DIAGRAMA FUNCIONAL DISJUNTOR – TRANSFORMADOR DE PONTECIAL 69 KV

A Figura 12 mostra um conjunto de transformadores de potencial (seis), ligados ao painel de proteção (relé).

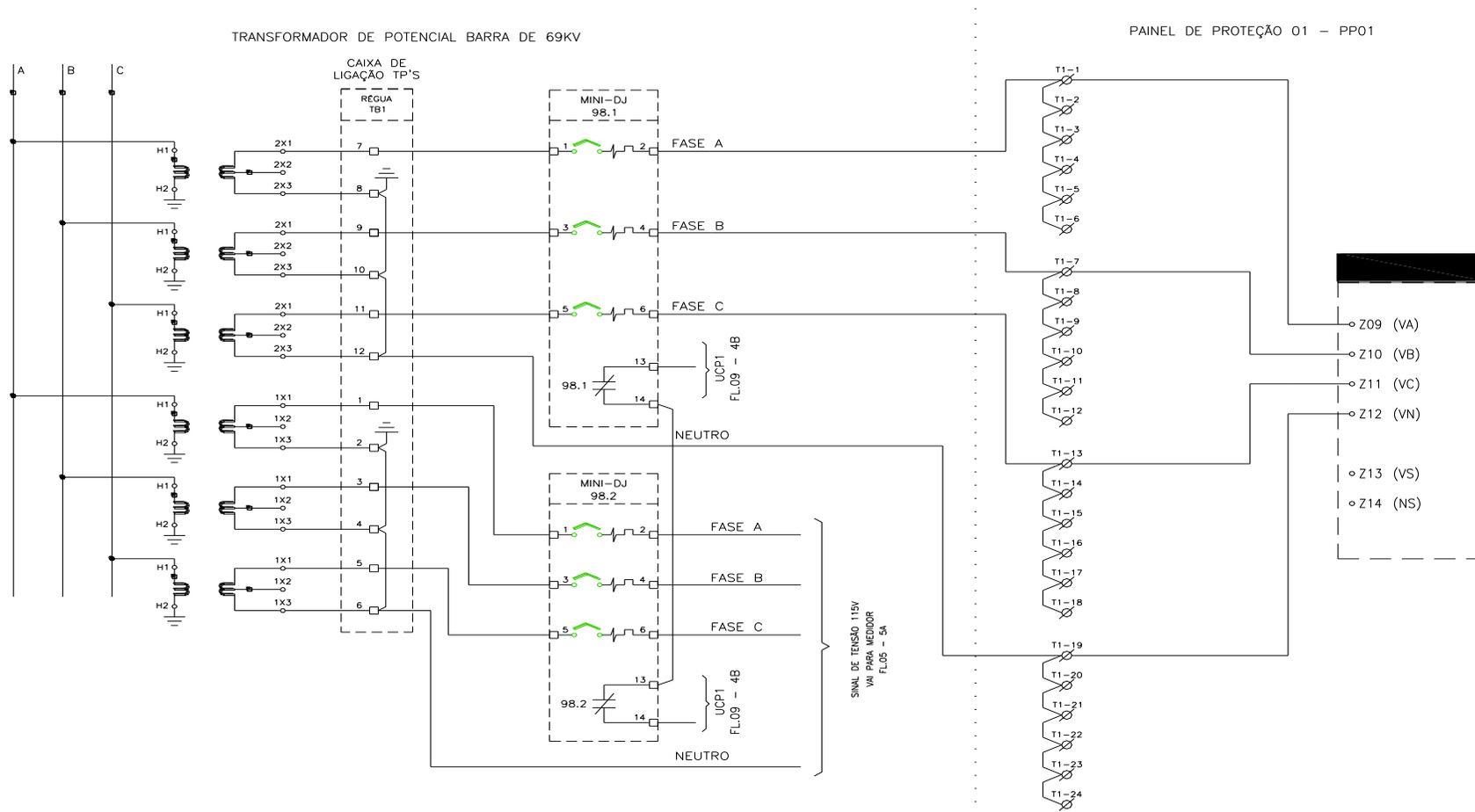


Figura 12: Diagrama funcional ligação transformador de potencial referente ao lado de alta

MODELO PAINEL DE PROTEÇÃO E CONTROLE

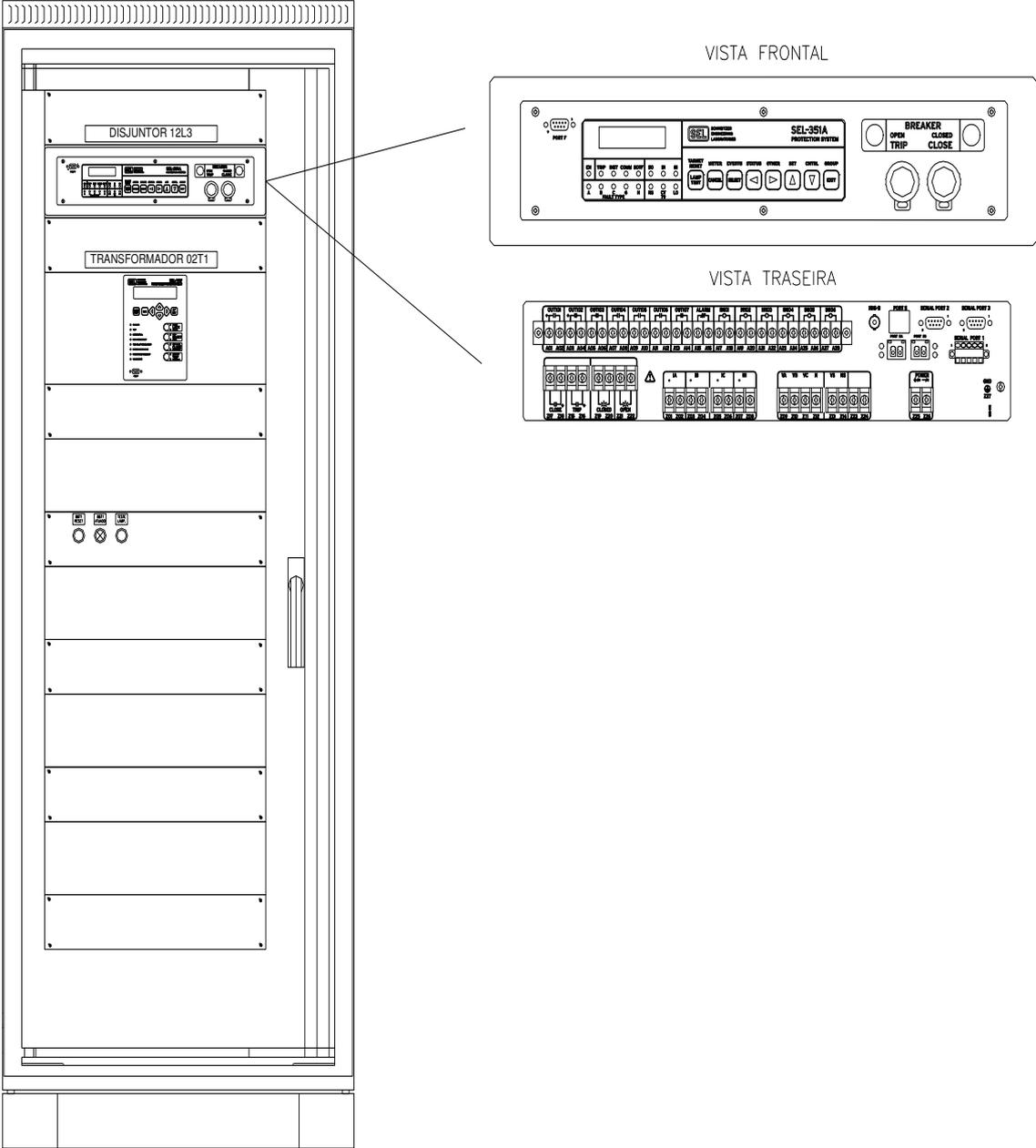
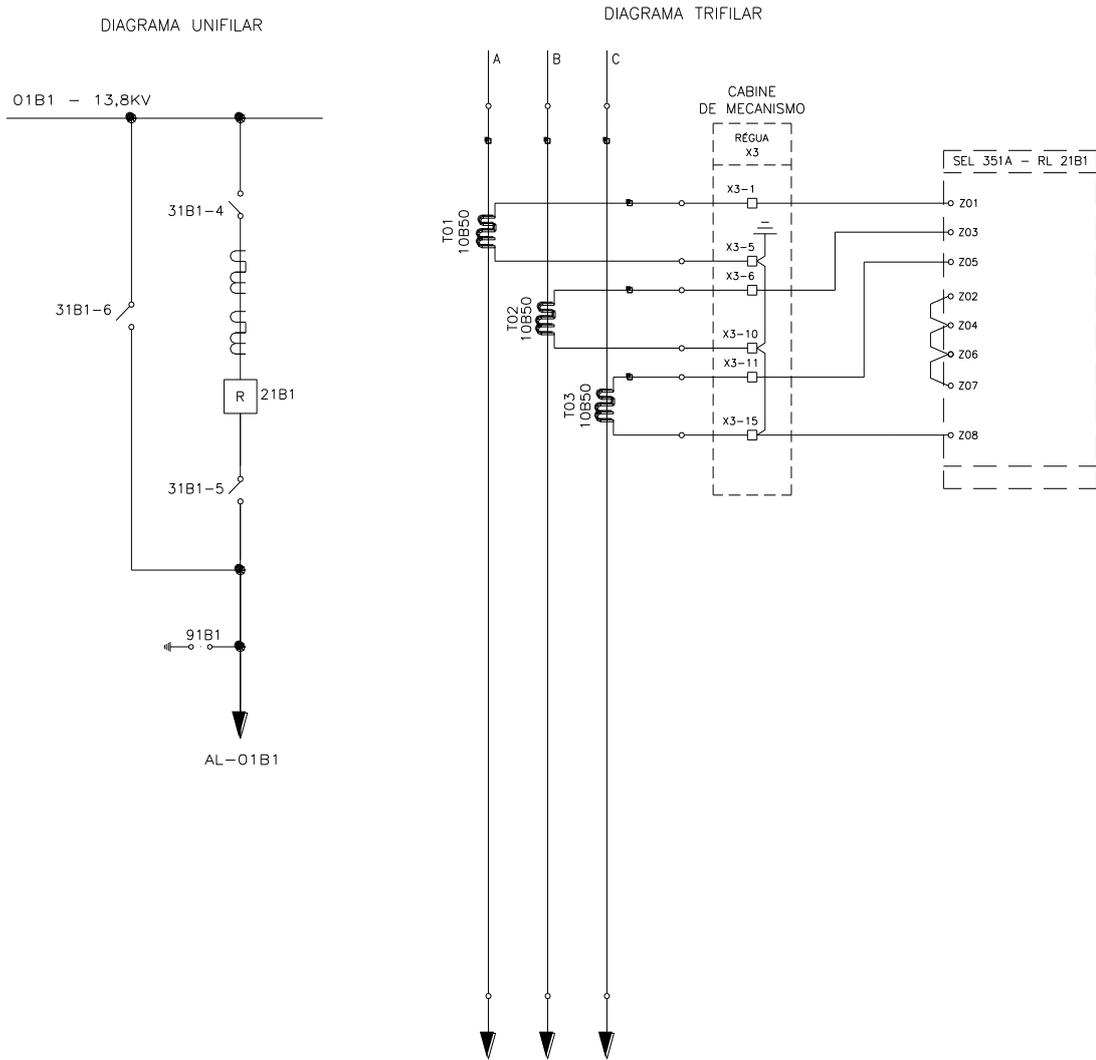


Figura 13: Modelo de painel de proteção e controle (fonte: Schweitzer)

DIAGRAMA FUNCIONAL – RELIGADORES

A Figura 14, mostra o diagrama unifilar e trifilar, do bay de saída com o conjunto de seccionadoras, religador, TCs e para-raios. Mostra um by-pass de um conjunto de chaves seccionadoras para manutenção



O.

Figura 14: Diagrama unifilar e trifilar do religador

A Figura 15 mostra o diagrama funcional do transformador de potencial de 13,8 kV para alimentação de relé, banco de capacitores e religador.

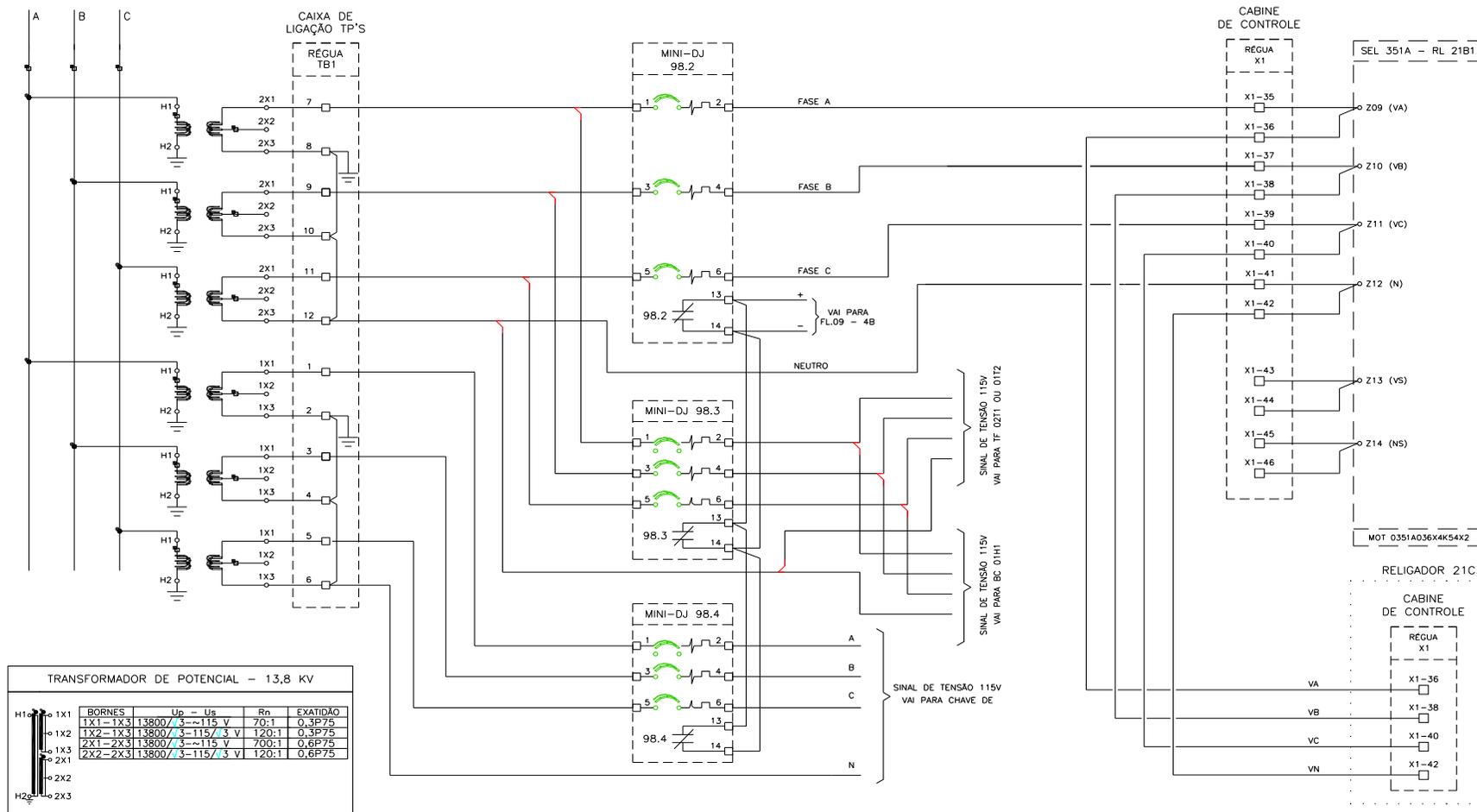


Figura 15: Diagrama funcional de ligação do transformador de potencial 13,8 kV com relé e medição

5.2.3. Diagramas de Interligação

Os diagramas de interligações representam graficamente as ligações físicas dos cabos lançados nos equipamentos em campo (disjuntor, transformador, religador e etc.) e nos painéis (Proteção, Alimentação e etc.) na casa de comando.

Na lista de cabos relacionada no projeto é mostrado o lançamento de cabos (ORIGEM E DESTINO). Já no diagrama de interligação são verificados os pontos (bornes) que devem ser interligados os cabos tanto no equipamento ORIGEM quanto no equipamento DESTINO.

Pode-se verificar nos diagramas de interligações do painel CA com os equipamentos do pátio, conforme apresentado na Figura 16. No diagrama de interligação abaixo, apresenta-se a interligação do borne do painel CA com os bornes da caixa de ligação dos equipamentos.

Ligação em baixa tensão trifásica para alimentação tomadas dos equipamentos, ventilação forçada e dos comutadores automáticos dos transformadores de força, e outros equipamentos. Com cabos de 4 mm^2 e esquema de numeração e identificação dos bornes.

Para alimentação monofásica, apresentadas na Figura 17, com a interligação dos painéis CC e UTR, religadores, etc.

Na Figura 18, apresenta-se a interligação do transformador de serviço auxiliar com o disjuntor geral do painel CA, com cabo de 35 mm^2 dimensionado para este projeto.

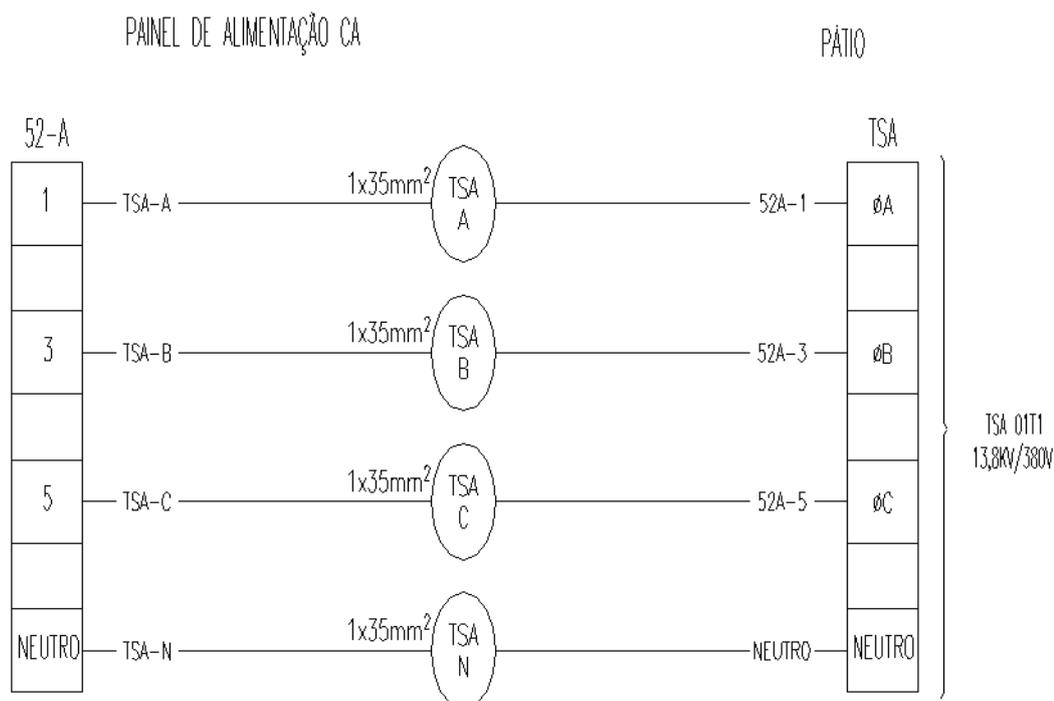


Figura 16: Diagrama de interligação painel CA e transformador de serviço auxiliar

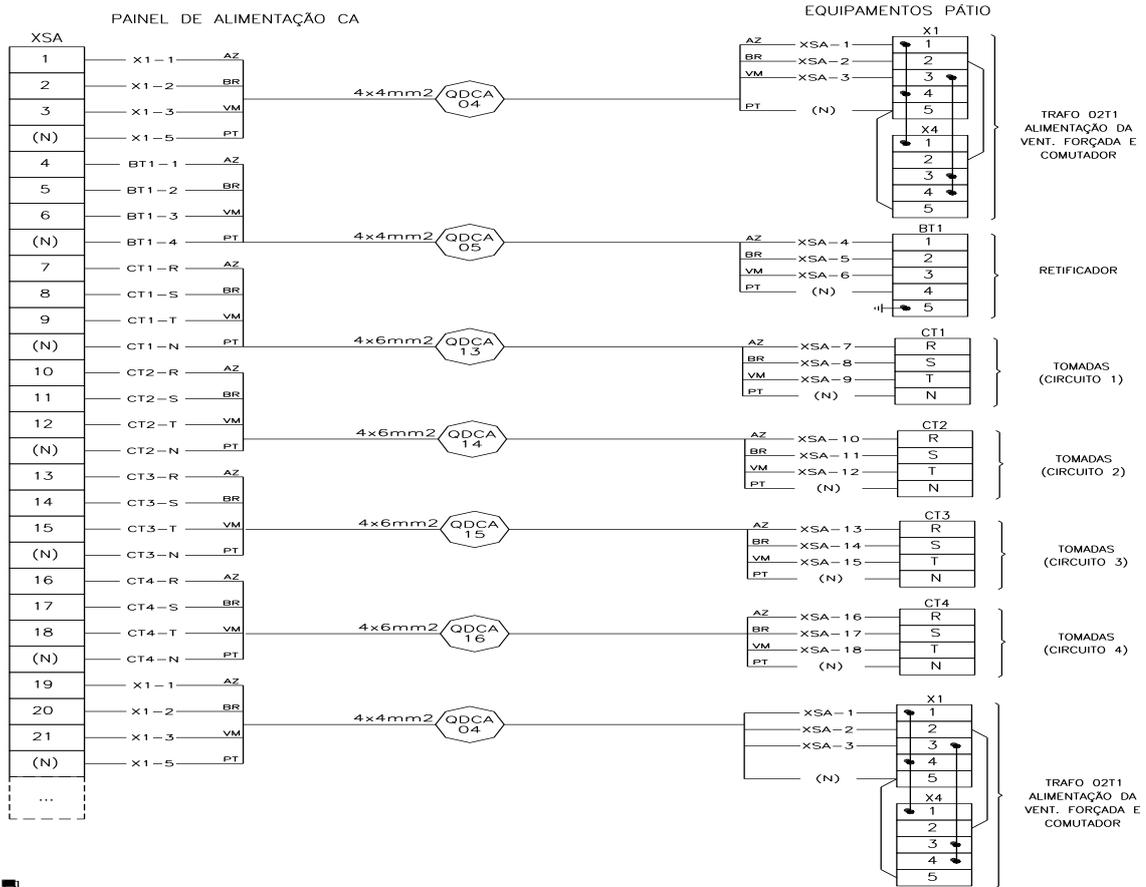


Figura 17: Diagrama de interligação dos painéis CA e UTR

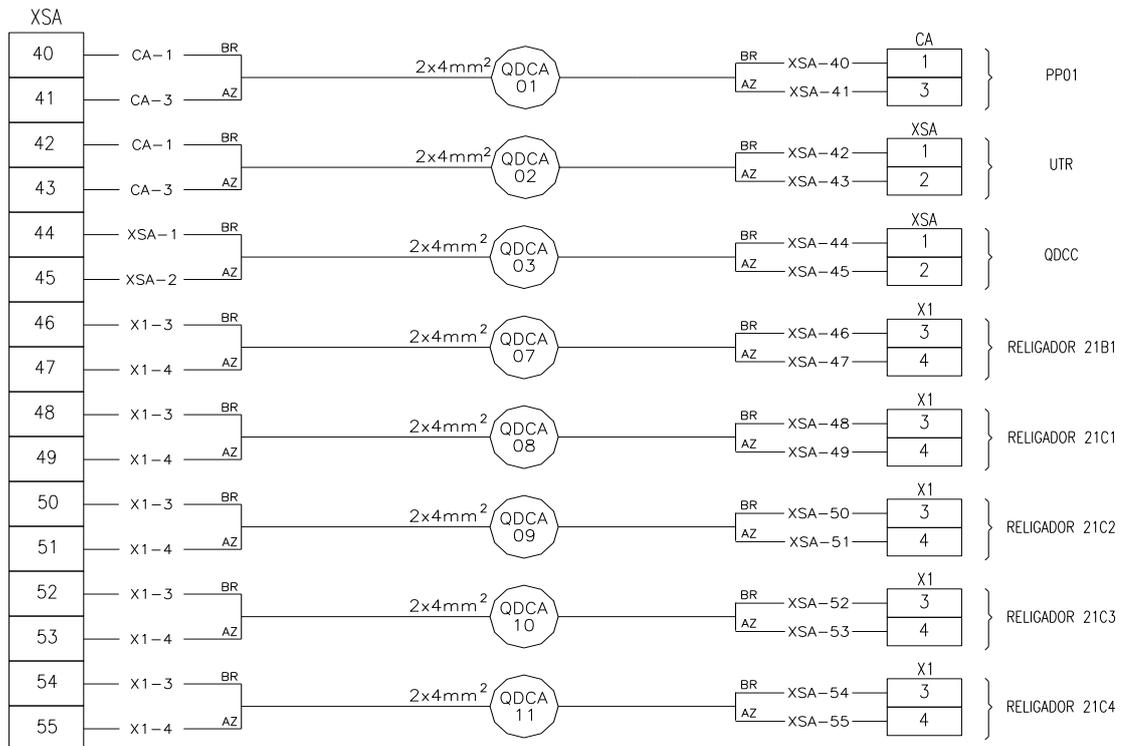


Figura 18: Diagrama de interligação painel CA e equipamentos

Outra interligação que é apresentada e fundamental para o projeto de automação é a ligação em corrente contínua, através do retificador ou banco de baterias, alimentado em 125 Vcc, para o painel auxiliar com vários circuitos de instalados em mini disjuntores. A Figura 19 abaixo mostra a ligação dos bornes do painel CC até os bornes da caixa de ligação dos equipamentos.

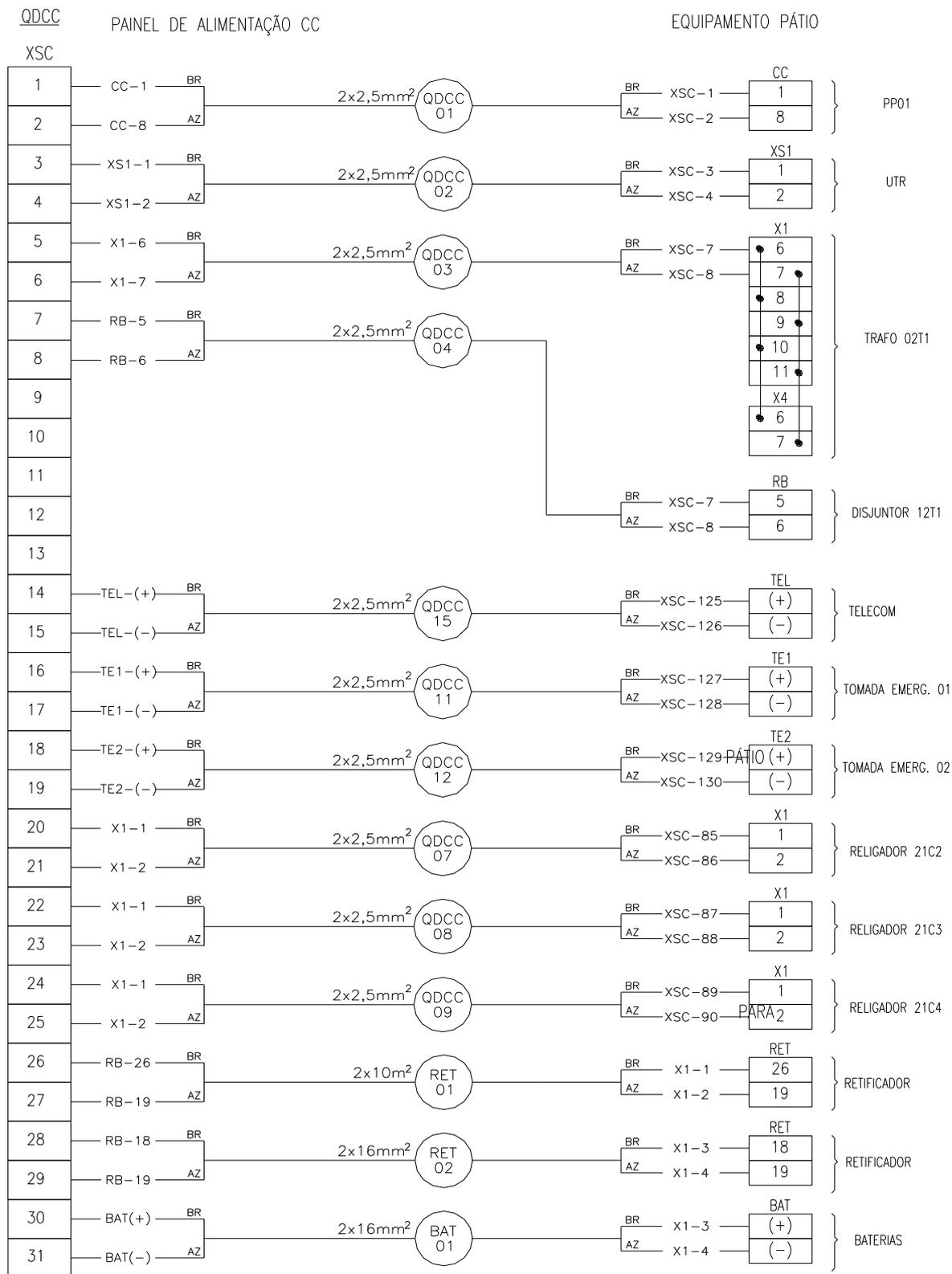


Figura 19: Diagrama de interligação painel CC e equipamentos

5.2.4. Diagramas de Comunicação

Os diagramas de comunicação representam graficamente as ligações dos cabos de comunicação (fibra ótica, cordões óticos, etc.) entre os relés de proteção, DIO's (difusor interno ótico), Switches óticos, Terminais Server, CDO-15 e a UTR (Unidade Terminal Remota). Há dois tipos de comunicações mais usados nas SEs de Alta Tensão: Comunicação Serial e Comunicação *Ethernet*.

Um exemplo de configuração Serial é ilustrado nas Figuras 20 e 21. Ao passo que configuração Ethernet é exemplificada nas Figuras 22 e 23.

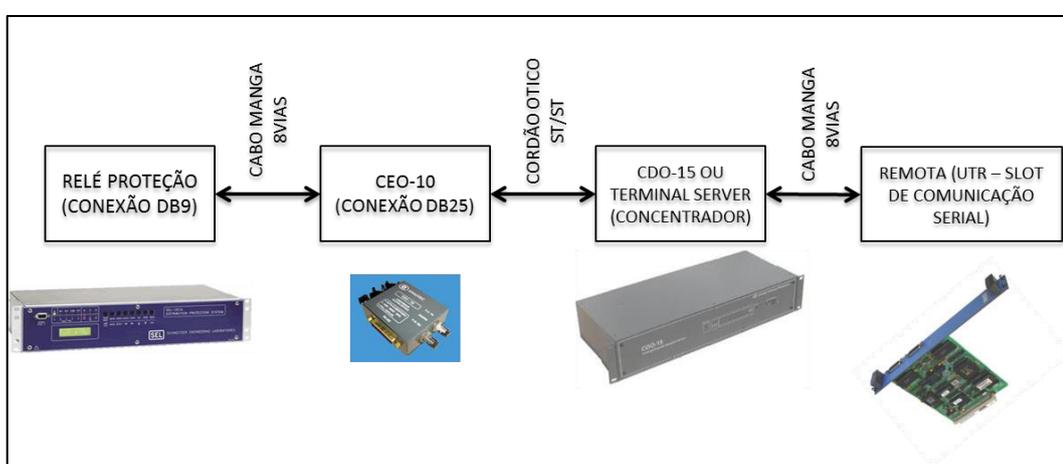


Figura 20: Diagrama Simplificado da Configuração Serial Dentro da Casa De Comando

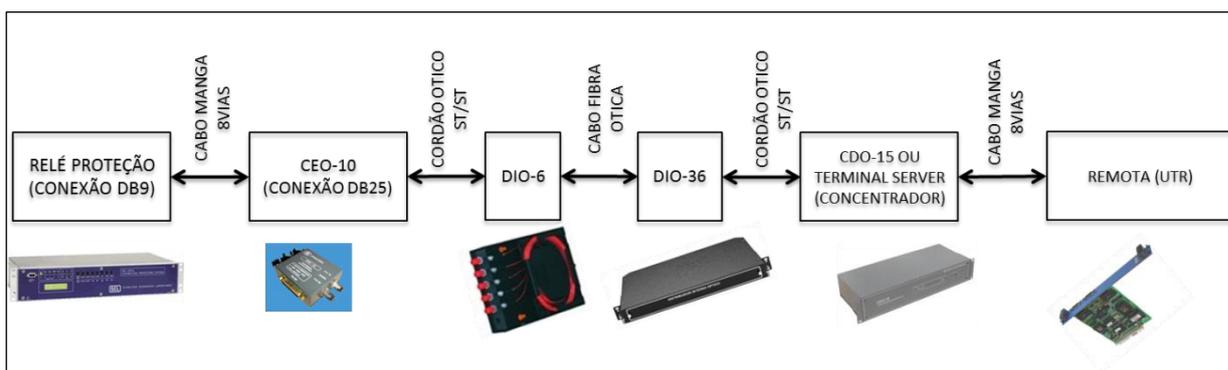


Figura 21: Diagrama Simplificado da Configuração Serial Fora da Casa de Comando

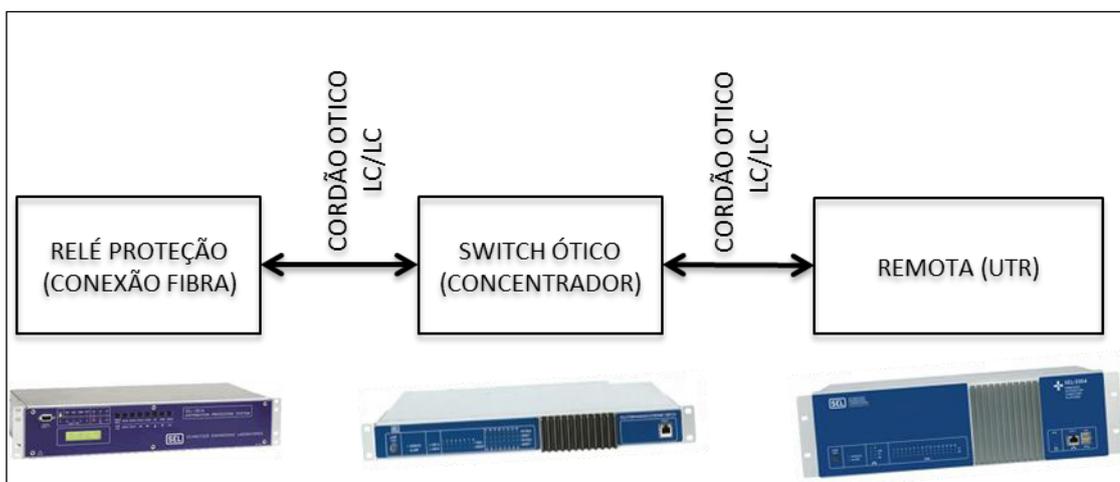


Figura 22: Diagrama Simplificado da Configuração Ethernet Dentro da Casa De Comando

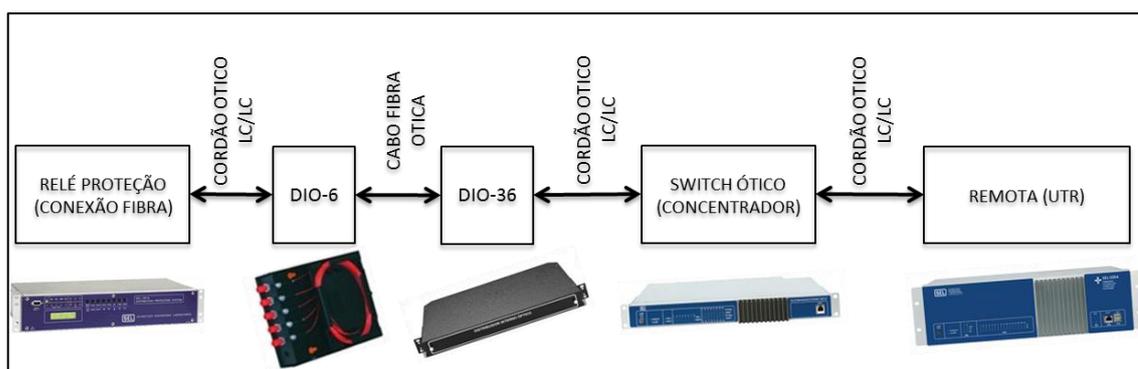


Figura 23:: Diagrama Simplificado da Configuração Ethernet Fora da Casa de Comando

Na Figura 23, é apresentada a arquitetura de comunicação, com a ligação do painel de proteção e controle, relés e *switches*.

Na Figura 24, tem-se a conexão dos relés de pátio e do painel de proteção com o *switch*, este que permitirá a comunicação horizontal (entre relés) e vertical (com IHM, computador do engenheiro e outros). Como os relés de pátio estão a uma grande distância dos *switches*, é necessário adaptador DIO 6, utiliza-se um cabo ótico até o painel, onde neste se encontra uns adaptadores DIO 36, e retorna ao cordão ótico que fará ligação com os *Switches*. Já os relés, no painel, já estão mais próximo por isso não necessitam desses conversores e a ligação é feita direta nos *Switches* por cordão ótico.

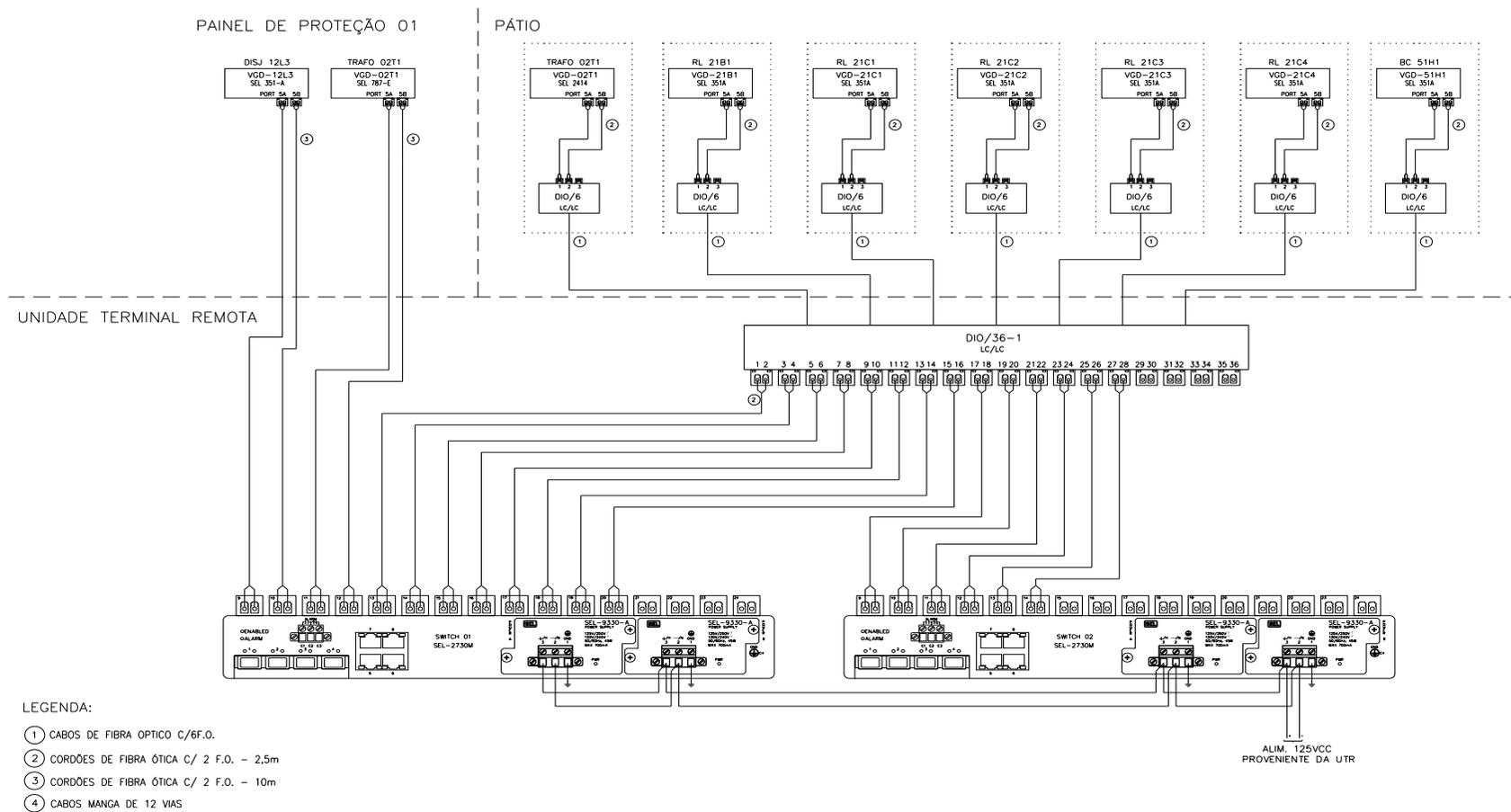


Figura 24: Diagrama da Arquitetura de Comunicação

SIMBOLOGIA GERAL

	BORNE DO CARTÃO DE ENTRADAS E SAÍDAS DIGITAIS DA UTR.
	BORNE TERMINAL DO PAINEL DA UTR
	BORNE TERMINAL DE EQUIPAMENTO
	BORNE TERMINAL DE PAINEL DE CONTROLE E PROTEÇÃO
	BORNE TERMINAL DE PAINEL CC
	BORNE TERMINAL DE PAINEL CA
	LÂMPADA DE SINALIZAÇÃO
	TOMADA
	RESISTÊNCIA
	DIODO
	MOTOR
	CONTATO NORMALMENTE ABERTO
	CONTATO NORMALMENTE FECHADO
	DISJUNTOR
	RELIGADOR
	RELÉ AUXILIAR
	RELÉ TEMPORIZADO ENERGIZAÇÃO
	RELÉ TEMPORIZADO DESENERGIZAÇÃO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE EXTERNO - 02 ENROLAMENTOS
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE BUCHA
	CHAVE SECCIONADORA SEM LÂMINA DE TERRA
	CHAVE SECCIONADORA COM LÂMINA DE TERRA
	CHAVE SECCIONADORA FUSÍVEL
	PÁRA-RAIOS ÓXIDO DE ZINCO
	TERRA

	BOBINA DE RELÉ (SIMBOLO GERAL)
	CHAVE FIM DE CURSO NF
	TERMOSTATO
	MINI-DISJUNTOR
	CONTATO AUX. NA
	CONTATO AUX. NF

IDENTIFICAÇÃO DE ELEMENTOS

79	RELIGAMENTO
52CS	CHAVE DE COMANDO
86	RELÉ DE BLOQUEIO
50/51	RELÉ DE SOBRECORRENTE DE FASE
50/51N	RELÉ DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO
63	RELÉ DE GÁS
71	NÍVEL DE ÓLEO
49	TEMPERATURA DE ENROLAMENTO
26	TEMPERATURA DO ÓLEO
67	RELÉ DIRECIONAL
27	RELÉ DE SUBTENSÃO
50/62BF	DETECTOR DE FALHA DE DISJUNTOR
66BF	RELÉ DE BLOQUEIO PARA FALHA DE DISJUNTOR
UCP	UNIDADE DE CONTROLE E PROTEÇÃO
UC	UNIDADE DE CONTROLE
UM	UNIDADE DE MEDIÇÃO
PP	PAINEL DE PROTEÇÃO E CONTROLE
ODCA	QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO DE CORRENTE ALTERNADA
ODCC	QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO DE CORRENTE CONTÍNUA
CAF	CHAVE DE AFERIÇÃO
kWh	ENERGIA ATIVA
V	TENSÃO
I	CORRENTE
kvarh	ENERGIA REATIVA
W	POTÊNCIA ATIVA
var	POTÊNCIA REATIVA
Cos ϕ	FATOR DE POTÊNCIA
F	FREQUÊNCIA
+	POLARIDADE POSITIVA
-	POLARIDADE NEGATIVA



Figura 25: Simbologia de desenhos e diagramas

6. . CONCLUSÃO

O trabalho apresentou uma proposta de projeto elétrico e eletromecânico para a implantação de uma SE de 69kV no campus Dom Delgado, UFMA, em São Luís - MA, baseado em planta modelo em conformidade com as especificações técnicas de equipamentos e de normas técnicas oficiais nacionais e internacionais.

Os estudos realizados em livros, normas e artigos de os equipamentos e o modelo de SE de 69 kV, possibilitou detalhar as especificações de equipamentos, as ligações elétricas, esquema de proteção, diagramas funcionais (incluindo os religadores e os disjuntores). Foi possível elaborar um memorial de cálculo de uma SE abaixadora 69kV/13.8 kV com uma potência de 5/6,25 MVA e capacidade para expansão para 10/12,5 MVA para atender ampliações futuras de carga, com demanda atual de 3.300 kW.

O padrão de SE para fornecimento de energia em 69 kV apresenta aspectos em diversas áreas dentro da engenharia elétrica, desde a concepção do planejamento, projeto básico, projeto elétrico até a manutenção da SE implantado. Outro conhecimento importante que é aplicado ao projeto de uma SE de 69 kV é o projeto civil, com estudo de solo, levantamento planialtimétrico, terraplenagem, urbanização e drenagem, planta para locação das bases para postes e equipamentos, dutos e canaletas; detalhes de muros, cercas e portões; sistema de coleta de óleo; sistema de captação de água pluvial. Com a globalização e integração de novas tecnologias, a modernização de SEs, a automatização traz benefícios significativos em todos os aspectos, não só para um campus universitário como para qualquer outra planta industrial. Dentre os vários benefícios de um sistema de automação e controle para a SE de 69 kV, pode-se citar o rastreamento e o diagnóstico rápido de falhas e a monitoração de variáveis importantes para sua eficiência como um todo.

Por fim, foram feitas pesquisa e testes que concluiu que a norma IEC 61850 é possível e viável de implantação em automação de uma SE, bem como outras tecnologias e protocolos para sistemas de supervisão, como exemplo o sistema SCADA.

Para um trabalho que poderá ser realizado posteriormente, este na parte de execução do projeto, pode ser a criação de uma SE escola com objetiva a aprendizagem dos alunos, apesar de já ter um padrão pré-estabelecido nas concessionárias para os arranjos e equipamentos eletromecânicos e elétricos, será um laboratório para estudo das divergência entre fabricantes e de estudo de materiais especiais como em conexões e na isolação.

REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 7117. Medição de resistividade pelo método de Wenner.

COMPANIA ENERGETICA DO CEARA – COELCE, Padrão de Normatização – PS 052 2003.

COMPANIA ENERGETICA NO MARANHÃO – CEMAR, Padrão Construtivo de Subestação NT.31.027,2016.

COMPANIA ENERGETICA NO MARANHÃO – CEMAR. Critérios de construção de Subestação NT.31.026, 2016.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION – IEC 61850 - Communication networks and systems for power utility automation, Suíça,2011. Disponível em < <https://webstore.iec.ch/searchform&q=61850#>>, visitado em 06/2018

KREUTZ, F.C. Automação de Subestação Através da Norma IEC61850,2014, Monografia (Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Disponível em <<http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/105074/000940461.pdf?sequence=1>>, visitado em junho/2018

MACKIEWICZ, R. E. Overveiw of IEC 61850 and Benefits, In: Power Systems Conference end Expositions, 2006, Atlantan(USA), Procedings Washigton, IEE. 2006 p.p 623-630. Disponível em< <https://ieeexplore.ieee.org/document/1668522/> >, visitado em 30/05/2018

MAMEDE, FILHO. Manual da Equipamentos Elétricos, Rio de Janeiro, LTC, 2015.

MARDEGAN, C. A seletividade, 2011, disponível em <http://www.osetoreletrico.com.br/wpcontent/uploads/2011/06/Ed64_fasc_seletividade_cap17.pdf>, visto em 27/06,2018

MIRANDA, J. C. IEC-61850: Interoperabilidade e Intercambialidade entre equipamentos de supervisão, controle e proteção através das redes de comunicação de dados. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009

OLIVEIRA, L. P. O, Dawidczak, H., “*A Experiência De Projetos Utilizando A Norma IEC 61850 Na Europa E América*”. In: VII SIMPASE, 2007, Salvador - Bahia.

PAULINO, M. E. C., “*Testes De Conformidade Em Relés Multifuncionais Baseados Na IEC 61850*”. VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2005, Rio de Janeiro – RJ.

Treinamento UNIVERSIDADE SEL, 2012. Campinas. Apostila SEL: Introdução a Norma IEC 61850. Campinas, 2012.

UFMA, Plano Diretor Urbanístico da UFMA, Assessoria de Comunicação da Universidade, 21/05/2011, disponível em <<http://portais.ufma.br/PortalUfma/paginas/noticias/noticia.jsf?id=10656>>, visitado em abril /2018.

WIKIPEDIA, https://es.wikipedia.org/wiki/Unidad_Terminal_Remota, acessado em visitado em 26 de junho/2018.

**Anexo 01: MEMORIAL DESCRITIVO DO PROJETO
ELETRICO/ELETROMECAÂNICO DE MODELO SE 69/13,8 KV**

1. INTRODUÇÃO

Este memorial tem como objetivo descrever as características e especificações técnicas da SE abaixadora de 69/13,8 kV, a partir de diagrama unifilar modelo, que pode ser utilizada para SE do Campus Dom Delgado da Universidade Federal do Maranhão, localizado no município de São Luís - MA, que tem como previsão de operação uma potência instalada de 1 x 5,0/6,25MVA (ONAN/ONAF) e opção de ampliação para novo transformador de mesma potência. As tensões nominais de operação são de 69 kV no lado de alta tensão e 13,8kV no lado de média tensão. Esta SE será a fonte de suprimento para várias subestações de 13,8 kV espalhadas pelo Campus que atendem as edificações e demais instalações nele existente.

2. ESPECIFICAÇÕES E CARACTERÍSTICAS DO PROJETO

O presente projeto de uma SE abaixadora concebida e projetada conforme a Norma Técnica NT-003 (Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão) da CEMAR em sua última revisão.

2.1. Condições de Serviço

Os equipamentos a serem instalados na SE abaixadora de 72,5/15 kV – 2 x 5,0/6,25MVA, estarão submetidas às seguintes condições de serviço:

Altitude	abaixo de 1.000 m
Temperatura Ambiente Máxima	40°C
Temperatura Média Diária	35°C
Umidade Relativa Média anual	acima de 90%
Velocidade Máxima do Vento	110 km/h

2.2. Previsão de Demanda

A SE em questão terá uma demanda de aproximadamente 3.300 kW, oriunda das cargas do Campus Dom Delgado, e 45 kVA de serviços auxiliares.

2.3. Fornecimento

A SE abaixadora será suprida na tensão nominal de 69 kV com cabo de liga de alumínio de 336 MCM com alma de aço CAA, de uma SE de seccionamento da CEMAR próximo a SE-UFMA. O projeto foi elaborado prevendo apenas uma entrada de linha em 72,5kV.

2.4. Tensões de Operação

A tensão nominal de operação a ser constatada no contrato com a concessionária é de 69.000V, porém para adequar as variações de tensão no primário do transformador tentando manter a tensão no secundário o mais próximo possível de 13.800V, foi especificado transformador de força com os seguintes TAPs: 70.950/69.300/67.650/66.000/64.350V.

2.5. Barramento de Tensão Superior (72,5KV)

O barramento de tensão superior será do tipo simples, construído com cabo de liga de alumínio de 336 MCM com alma de aço CAA, cujo espaçamento entre fases será de 2.130mm e entre fase e terra de 1.100mm.

2.6. Barramento de Tensão Inferior (15 KV)

O barramento de tensão inferior será do tipo “SIMPLES”, construído em barra de cobre eletrolítico de 50x6mm, abrigado em um CUBÍCULO BLINDADO. Esse cubículo de Média Tensão é constituído dos seguintes módulos:

Cubículo n⁰¹ – Módulo de entrada do transformador de força correspondente a saída do transformador 02T1(Disjuntor Geral);

Cubículo n⁰² – Módulo do alimentador de saída (01S1) para SE-01 que alimenta a SE de 13,8/0,38-0,22kV existente da UFMA;

Cubículo n⁰³ – Módulo do alimentador de saída (01S2) para SE-02 que alimenta a SE de 13,8/0,38-0,22kV existente da UFMA;

Cubículo n⁰⁴ – Módulo do alimentador de saída (01S3) para SE-03 que alimenta a SE de 13,8/0,38-0,22kV existente da UFMA;

Cubículo n⁰⁵ – Módulo do alimentador de saída (01S4) para SE-04 que alimenta a SE de 13,8/0,38-0,22kV existente da UFMA;

Cubículo n⁰⁶– Módulo de serviços auxiliares.

2.7. BAY de Transformação

Será instalado em transformador, classe de tensão 72,5kV e potência de 5,0/6,25MVA. Com TAPs: 70.950 / 69.300 / 67.650 / 66.000 / 64.300 V no primário e secundário fixo de 13.800V. A impedância percentual do transformador é de 7%. A instalação possui espaço para inclusão de outro transformador.

2.8. Serviços Auxiliares

O sistema de serviços auxiliares em corrente alternada (CA) será na tensão de 380/220V, 60Hz, cujas cargas serão supridas por um transformador trifásico, classe 15kV, impedância percentual de sequência positiva de 3,36%, e potência de 45 kVA com relações de transformação de 13,8 kV–380/220V, DY-1.

O sistema de serviços auxiliares em corrente contínua será em 125 V_{CC}, sendo composto por um retificador/carregador estático, trifásico 380 V_{ca} /125V_{cc}, e banco de baterias tipo estacionária com eletrólito chumbo ácido de 100Ah. Este conjunto suprirá as cargas de sinalização, controle, bobinas de abertura, motores e fechamento dos disjuntores, relés digitais multifunção e cargas outras cargas.

Para o cálculo de queda de tensão do quadro de serviço auxiliar em corrente alternada e contínua o painel de controle e proteção (PCP) ficará localizado em uma distância de aproximadamente 40 m de sua carga mais distante.

2.8.1. Cálculo de Queda de Tensão do Circuito de Corrente Alternada

A alimentação do quadro de serviço auxiliar em corrente alternada (QSA-CA) para o circuito do retificador com $3\phi+T$ $1 \times 4 \# 25 \text{mm}^2$, sendo sua maior carga com potência, tensão, corrente e frequência de 5 kW/380/7,59A/60Hz tendo uma queda de tensão menor que 4%.

$$\Delta Q = \frac{\Delta V[\%]}{100} \times \frac{V[V]}{(I_N \times D[\text{km}])} [\Omega/\text{km}]$$

$$\Delta Q = \frac{4}{100} \times \frac{380}{(7,59 \times 0,05)} = 40,0 [\Omega/\text{km}]$$

D[km] = distância em quilômetros.

Como a impedância do cabo de 25mm^2 a um fator de potência $\phi=0,92$ é $r=1,91 [\Omega/\text{km}]$, então, a queda de tensão é menor que 4%, satisfazendo a condição.

2.8.2. Cálculo de Queda de Tensão no Circuito de Corrente Contínua

A alimentação do circuito em corrente contínua do painel de controle e proteção (PCP) para o circuito do motor do disjuntor com tensão contínua (+/-) $1 \times 2 \# 4 \text{mm}^2$, sendo sua maior carga com potência, tensão, corrente e frequência de 1 kW/125Vcc/8A/60Hz e uma queda de tensão menor que 4%.

$$\Delta Q = \frac{\Delta V[\%]}{100} \times \frac{V[V]}{(I_N \times D[\text{km}])} [\Omega/\text{km}]$$

$$\Delta Q = \frac{4}{100} \times \frac{125}{(8 \times 0,04)} = 15,625 [\Omega/\text{km}]$$

D[km] = distância em quilômetros.

Como a impedância do cabo de 4mm^2 a um fator de potência $\phi=0,92$ é $r=4,95 [\Omega/\text{km}]$, então, a queda de tensão é menor que 4%, satisfazendo a condição.

2.9. Sistema de Proteção

2.9.1. Entrada de Linha 72,5kV

A proteção do circuito de entrada de linha de 69 kV será composta por uma unidade de proteção digital Multifunção, e serão habilitadas as seguintes funções:

- Sobrecorrente Instantânea e Temporizada de Fase (50/51);
- Sobrecorrente Instantânea e Temporizada de Neutro (50/51N);
- Sobrecorrente Direcional (67/67N);
- Subtensão fase-fase (27) e fase-neutro (27S);
- Sobrepotência Ativa (32P);
- Sequência negativa (46) e sobretensão de sequência negativa (47);
- Sobretensão fase-fase (59) e fase-neutro (59N);
- Sobrefrequência (81H) e subfrequência (81L).

A atuação de qualquer das funções acima, consistirá na ordem de desligamento do disjuntor de entrada de linha (52.1) e também gerará um alarme no anunciador de eventos no Painel de Comando e Proteção (PCP).

2.9.2. BAY de Transformação 69/13,8 kV

A proteção do transformador 69/13,8 kV (02T1) será composta por uma unidade de proteção digital multifunção pelas proteções intrínsecas (funções 26 – relé de temperatura do óleo, 63 – relé de gás, 71 – relé de nível do óleo, CM – comutador).

No relé serão habilitadas as seguintes funções:

- Sobrecorrente Temporizada de Fase (51);
- Diferencial de fase (87F);
- Sobrecorrente de Terra (51G);

A função de sobrecorrente Temporizada de Fase (51) atuará diretamente sobre o disjuntor de entrada de linha (52.1). A função diferencial (87) e a função de sobrecorrente de terra (51G) atuarão de forma simultânea sobre o disjuntor de entrada de linha (52.1) e sobre o disjuntor geral de média tensão, sendo que, apenas a função diferencial (87) atua sobre o relé de bloqueio (86) para bloquear o circuito de fechamento do disjuntor de entrada de linha (52.1) e o de disjuntor geral de média tensão.

As proteções intrínsecas atuarão da seguinte forma:

O relé de gás (63) no primeiro estágio gerará um alarme e no segundo estágio atuará sobre o relé de bloqueio (86).

A função de temperatura do óleo (26) comandará o sistema de ventilação quando a temperatura do óleo atingir 65⁰ C e gerará um alarme quando a temperatura do óleo atingir 80⁰;

A função do comutador (CM) e o relé de nível de óleo (71) apenas gerarão alarme.

2.9.3. Proteção do Alimentador de Saída 13,8 kV

A proteção do alimentador de saída de 13,8 kV será composta por uma unidade de proteção digital multifunção e serão habilitadas as seguintes funções:

- Sobrecorrente Instantânea e Temporizada de Fase (50/51);
- Sobrecorrente Instantânea e Temporizada de Neutro (50/51N);

A atuação de qualquer das funções acima, consistirá na ordem de desligamento do disjuntor de saída do alimentador (52.2), gerando um alarme no anunciador de eventos instalado no Painel de Comando e Proteção (PCP).

2.9.4. Atuação do Relé 86

Quando o relé 86T1 recebe o sinal de Trip (87 e/ou 63), exerce a função de comandar a abertura dos disjuntores 52.1, 52.2 e ao mesmo tempo bloqueia o fechamento do disjuntor 52.1/52.2 (atuação 86T1).

Confirmar qual proteção atuou (63 ou 87) no painel anunciador;

Caso seja a função 87, confirmar a atuação no relé T87 correspondente;

Isolar o transformador com defeito através da chave seccionadora do lado de AT e o disjuntor de MT correspondente.

2.9.5. Proteção do Transformador de Serviços Auxiliares

O transformador de serviços auxiliares será protegido por fusíveis limitadores de corrente para média tensão, da classe 15 kV, instalados um em cada fase, corrente nominal de 4A, capacidade de interrupção de 25kA. O transformador será comandado por uma chave seccionadora, corrente nominal de 630A, 15kV.

2.9.6. Proteção Contra Sobretensões

A SE possui na sua entrada 3 (três) para-raios tipo ESTAÇÃO, com tensão nominal de 72kV para proteção contra sobretensões de origem atmosférica, surto de manobra e de

frequência industrial. Para descargas atmosféricas incidentes sobre a SE, a proteção é feita através de para-raios tipo FRANKLIN nos pórticos de concreto e cabos para-raios, cobrindo assim toda a área da instalação.

Todos os para-raios serão de resistores não lineares de óxido de zinco (ZnO), sem centelhadores, com uma corrente descarga nominal de 10kA.

2.9.7. Medição de Faturamento

A medição de faturamento da unidade será feita a dois elementos com três TPs e dois TCs, tensão nominal 72,5kV, classe de precisão 0,3. O fornecimento de todos os equipamentos conforme determina a legislação, serão de responsabilidade da UFMA.

2.9.8. Aterramento

O sistema de aterramento da SE será composto por eletrodos (cabos) horizontais (malha de terra) e eletrodos verticais (hastes cobreadas). A malha será em cabo de cobre nu, têmpera meio-dura, bitola de 50 ou 70 mm² para equipamentos e de 35mm² quadros e cerca com hastes cobreadas que terão diâmetro de 19mm e 3m de comprimento com espessura mínima de cobre de 0,254mm. Para a medição de resistividade deve ser utilizado o método de Wenner, conforme Norma NBR 7117, onde é possível calcular a resistividade do solo e a sua estratificação em várias camadas. Com isso dimensiona-se corretamente o projeto da malha, cabos, dimensões, conexões, etc.

3. .ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA SE

3.1.Para-raios de 72 kV

- a) Classificação (IEC) / (IEEE/ANSI) Classe 2 / Estação
- b) Uso Externo
- c) Tensão Nominal 72,5 kV
- d) Corrente de descarga nominal..... 10kA
- e) Corrente de impulso mínima de curta duração (4 / 10 μ s)..... 100kA
- f) Corrente de impulso retangular de longa duração
 - Valor mínimo 600A

- Duração mínima do pico	2.400µs
g) Energia dissipada 2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)	5,1kJ/kV
h) Tipo de serviço.....	Leve
i) Ligação Fase para terra	
j) Frequência.....	60 Hz
l) Tensão disruptiva máxima de impulso normalizado (1,2x50µs).....	370kV
m) Tensão disruptiva máxima de impulso atmosférico onda cortada.....	310kV
n) Inclinação da tensão de impulso atmosférico cortada na frente.....	625kV/µs
o) Tensão residual máxima de descarga para corrente de 10kA (8 x 20µs) ...	187kV

3.2. Chaves Seccionadoras de 72,5kV com Lâmina de Terra

a) Tipo	Tripolar
b) Comando.....	Manual
c) Abertura	Central
d) Montagem.....	na horizontal em estrutura de concreto
e) Tensão nominal	72,5kV
f) Corrente nominal	1250A
g) Corrente mínima suportável de curta duração (1seg)	25kA
h) Valor de crista nominal da corrente suportável	50 kA
i) Tensão suportável a seco e sob chuva, entre terminais com a chave aberta, durante 60 segundos, 60Hz	160 kV
j) Tensão suportável a seco e sob chuva, entre terminais e a terra, durante 60 segundos, 60 Hz	140 kV
k) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µs), entre terminais com a chave aberta	385 kV
l) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µs), entre terminais e a terra	350 kV

3.3. Transformador de Potencial para Medição/Proteção

a) Tipo de serviço	medição/proteção
b) Tensão nominal.....	72,5kV

c) Tensão primária	69000/ $\sqrt{3}$ V
d) Tensões secundárias medição/proteção	(115/ $\sqrt{3}$ V/115)
e) Exatidão.....	0,3WXYZ
f) Potência térmica.....	2000VA
g) Frequência nominal	60Hz.
h) Grupo de ligação.....	3
i) Uso	Externo
j) Tensão suportável nominal à frequência industrial (60Hz) durante 60 segundos no enrolamento primário	140kV
k) Tensão suportável nominal à frequência industrial (60Hz) durante 60 segundos nos enrolamentos secundários	3kV
l) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50 μ s)	350kV
m) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico com onda cortada.	385kV
n) Nível máximo de descargas parciais medidas conforme a NBR 8125	
- TC com isolamento líquida	10pc
- TC com isolamento sólida	50pc
o) Fator de perdas dielétricas máximo do isolamento referido à 20°C	1%

3.4. Transformador de Corrente de 72,5kV para Medição

a) Tipo de serviço	Medição
b) Relações de transformação.....	100/200/300-5A
c) Exatidão nas duas relações	0,3C25 a 0,3C50
d) Tensão nominal	72,5kV
e) Frequência nominal	60 Hz
f) Valor mínimo da corrente suportável de curta duração (1s) em 100/5A - 20kA	
g) Valor de crista mínimo da corrente suportável de curta duração em 100/5A-50 kA	
h) Uso	Externo
i) Fator térmico.....	1,2
j) Tensão suportável nominal à frequência industrial (60 Hz) durante 60 segundos no enrolamento primário	140 kV
k) Tensão suportável nominal à frequência industrial (60 Hz) durante 60 segundos no enrolamento secundário	3 kV

- l) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50 μ s)..... 350kV
- m) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico com onda cortada 385kV
- n) Nível máximo de descargas parciais medidas conforme a NBR 8125
 - TC com isolamento líquida 10pc
 - TC com isolamento sólida..... 50pc
- o) Fator de perdas dielétricas máximo do isolamento referido à 20°C 1,0%

3.5. Transformador de Corrente de 72,5kV para Proteção

- a) Tipo de serviço..... Proteção
- b) Relações de transformação..... 300/400/600/800/1000-5A
- c) Exatidão 10B400
- d) Tensão nominal..... 72,5kV
- e) Frequência nominal 60Hz
- f) Valor mínimo da corrente suportável de curta duração (1 seg.) 20kA
- g) Valor de crista mínimo da corrente suportável de curta duração na relação 150 kA
- h) Uso Externo
- i) Fator térmico..... 1,2
- j) Tensão suportável nominal à frequência industrial (60Hz) durante 60 segundos no enrolamento primário 140kV
- k) Tensão suportável nominal à frequência industrial (60Hz) durante 60 segundos no enrolamento secundário 3 kV
- l) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico(1,2x50 μ s)..... 350 kV
- m) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico com onda cortada 385 kV
- n) Nível máximo de descargas parciais medidas conforme a NBR 8125
 - TC com isolamento líquida 10pc
 - TC com isolamento sólida 50pc
- o) Fator de perdas dielétricas máximo do isolamento referido à 20°C 1,0%

3.6. Disjuntor de 72,5KV

- a) Uso..... Externo
- b) Tipo..... Tripolar

c) Meio isolante.....	SF ₆
d) Tensão nominal do sistema.....	69 kV
e) Tensão nominal do disjuntor.....	72,5 kV
f) Corrente nominal.....	2000 A
g) Frequência.....	60 Hz
h) Corrente simétrica de interrupção.....	25 kA
i) Corrente de curta duração (3s)	25 kA
j) Sequência de operação.....	O-0,3s-CO-3min-CO
k) Fator de assimetria.....	1,2
l) Corrente de fechamento.....	62.5 kA
m) Fator de primeiro pólo.....	1,5
n) Tensão suportável à frequência industrial.....	140 kV
o) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µs), entre terminais com disjuntor aberto.....	385 kV
p) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µs), entre terminais e terra.....	350 kV

3.7. Chaves seccionadoras de 72,5KV sem Lâmina De Terra

a) Tipo	Tripolar
b) Comando.....	Manual
c) Abertura	Lateral
d) Montagem	vertical em estrutura de concreto
e) Tensão nominal	72,5kV
f) Corrente nominal	1250A
g) Corrente mínima suportável de curta duração (1seg)	25kA
h) Valor de crista nominal da corrente suportável	50kA
i) Tensão suportável a seco e sob chuva, entre terminais com a chave aberta, durante 60 segundos, 60Hz	160kV
j) Tensão suportável a seco e sob chuva, entre terminais e a terra, durante 60 segundos, 60 Hz.....	140kV
k) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µs), entre terminais com a chave aberta.....	385 kV

l) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µs), entre terminais e a terra..... 350 kV

3.8. Transformador de Força

a) Potência.....5,0/6,25MVA (ONAN/ONAF)

b) Ligação do primário..... Triângulo

c) Ligação do secundário.....Estrela com neutro acessível

d) Deslocamento angular..... 30°(DY-1)

e) Tensão nominal primária72,5kV

f) Tensão nominal secundária15,0kV

g) Tensão superior com derivação.....70,95/69,3/67,65/66/64,35kV

h) Tensão inferior fixa13,8kV

i) Comutação..... sem carga e sem tensão

j) Impedância de sequência positiva na relação 69,3/13,8kV potência base 5MVA à 75°C.....7%

k) Enrolamento de tensão superior.....72,5kV

l) Enrolamento de tensão inferior.....15 kV

m) Neutro15 kV

n) Tensão suportável nominal a frequência industrial (60Hz) durante 60 segundos no enrolamento de tensão superior.....140kV

o) Tensão suportável nominal a frequência industrial (60Hz) durante 60 segundos no enrolamento de tensão inferior.....34 kV

p) Tensão suportável nominal a frequência industrial (60Hz) durante 60 segundos no neutro.....34 kV

q) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µ) no enrolamento de tensão superior350 kV

r) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µs) no enrolamento de tensão inferior e neutro.....110 kV

s) Classe térmica do material Isolante.....Classe E (120°C)

u) Perdas totais a potência / Tensão nominal 75°.....37.000 W

4. . CUBÍCULO BLINDADO DE MÉDIA TENSÃO (15kv)

O cubículo em questão deverá ser do tipo blindado, tensão nominal 15kV, NBI 95 kV, corrente nominal 1250A, capacidade para curto-circuito simétrico 25kA, e seus equipamentos deverão possuir as seguintes características:

4.1. Disjuntores

a) Uso	Interno
b) Tensão nominal.....	15 kV
c) Corrente nominal.....	1250A
d) Corrente simétrica de interrupção.....	13,5kA
e) Corrente de curta duração (3seg)	25KA
f) Sequência de operação.....	O-0,3s-CO-3min-CO
g) Tempo máximo de interrupção	5ciclos
h) Fator de assimetria	1,2
i) Corrente de estabelecimento.....	50kA
j) Fator de primeiro polo	1,5 ms
k) Frequência.....	60 Hz
l) Máxima diferença entre os instantes em que os contatos nos três polos do disjuntor se tocam ou se separam no fechamento ou na abertura.....	4ms
m) Tensão suportável a seco, entre terminais e a terra, durante 60 s, 60Hz	40 kV
n) Tensão suportável a seco, entre terminais e a terra, durante 60 s, 60 Hz	34 kV
o) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µs) entre terminais com disjuntor aberto.....	121 kV
p) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (1,2x50µs) entre terminais e a terra.....	110kV

4.2.Transformador de Corrente Média Tensão

4.2.1. Transformadores de Corrente Tipo Barra do transformador 02T1 das funções 87/51

a) Tipo de serviço.....	Proteção
-------------------------	----------

- b) Tipo..... A seco
- c) Relações de transformação.....600/5-5A
- d) Exatidão do núcleo de proteção/medição.....A10F20C25/0,6C25
- e) Enrolamento TC de medição será curto-circuitado
- f) Tensão nominal 15 kV
- g) Frequência nominal..... 60 Hz
- h) Valor da corrente suportável de curta duração (1seg) 20 kA
- i) Valor de crista da corrente suportável de curta duração..... 50 kA
- j) Uso..... Interno
- k) Fator térmico.....1,2
- m) Nível básico de isolamento.....95 kV

4.2.2. Transformadores de Corrente do Disjuntor de Saída do transformador 02T1 das funções 50/51 e 50/51N

- a) Tipo de serviço.....Proteção
- b) Tipo..... .A seco
- c) Relações de transformação.....800/5A
- d) Exatidão do núcleo de proteção.....10B200
- f) Tensão nominal15 kV
- g) Frequência nominal..... .60 Hz
- h) Valor da corrente suportável de curta duração (1seg)20 kA
- i) Valor de crista da corrente suportável de curta duração..... .50 kA
- j) Uso..... .Interno
- k) Fator térmico..... .1,2
- m) Nível básico de isolamento.....95 kV

4.2.3. Transformadores de Corrente Tipo Barra dos transformadores 02T1 da função 51G

- a) Tipo de serviço..... Proteção
- b) Tipo..... A seco
- c) Relações de transformação..... 400/5A
- d) Exatidão do núcleo de proteção..... A10F20C25
- e) Tensão nominal 15 kV
- f) Frequência nominal 60 Hz

- g) Valor da corrente suportável de curta duração (1seg) 20 kA
- h) Valor de crista da corrente suportável de curta duração 50 kA
- i) Uso Interno
- j) Fator térmico..... 1,2
- l) Tensão suportável nominal à frequência industrial (60Hz) durante 60 segundos no enrolamento secundário 3 kV
- m) Nível básico de isolamento.....95 kV

4.2.4. Transformadores de Corrente do Disjuntor do Alimentador de saída (01S1) das funções 50/51 e 50/51N

- a) Tipo de serviço.....Proteção
- b) Tipo..... A seco
- c) Relações de transformação.....400/5-5A
- d) Exatidão.....10B200
- e) Enrolamento TC de medição será curto-circuito
- f) Tensão nominal 15 kV
- g) Frequência nominal..... 60 Hz
- h) Valor da corrente suportável de curta duração (1seg) 20 kA
- i) Valor de crista da corrente suportável de curta duração 50 kA
- j) Uso Interno
- k) Fator térmico..... 1,2
- l) Tensão suportável nominal à frequência industrial (60Hz) durante 60 segundos no enrolamento secundário 3kV
- m) Nível básico de isolamento.....95kV

4.3. Para-raios do Barramento de 15kV

- a) Tipo de serviço.....Proteção
- b) Resistor não-linear.....Oxido de Zinco
- c) Classe de tensão.....15 kV
- d) Capacidade de Interrupção Simétrica.....10 kA
- e) Nível Básico de Isolamento.....95 kV
- f) frequência nominal60 Hz

4.4. Painel de Comando e Proteção

O Painel de comando e proteção será composto pelo os seguintes equipamentos:

- a) Anunciador de eventos
Tensão de alimentação: 125 V_{CC}
Número de eventos: 32 eventos
Fabricação: Mauell, Siemens, Schneider, SEL.
- b) Relé Multifunção
Funções:50-51/50-51N/
Fabricação: Schneider, SEL ou Siemens.
Botoeira: Liga/ Desliga com sinalizador (VD/VM)
Aplicação: Trip no disjuntor de entrada de linha (52.1)
- c) Relé Multifunção T87
Funções:51/51G/87
Fabricação: Schneider, SEL ou Siemens.
Aplicação: Proteção do Bay de transformação TR1
- d) Relé Multifunção
Funções: 50/51- 50/51N
Fabricação: Schneider, SEL ou Siemens.
Botoeira: Liga/ Desliga com sinalizador (VD/VM)
Aplicação: Trip nos disjuntores 52.2
- e) Relé de Bloqueio
Função: 86
Fabricação: Kraus Neimer ou SEL
Sinalizador: Atuação do 86T1 com sinalizador (AM)
Aplicação: Trip nos disjuntores 52.1/52.2

4.5. Transformador de Serviços Auxiliares

- a) Número de fases..... 3
- b) Isolamento..... a óleo
- c) Frequência..... 60Hz
- d) Resfriamento..... ONAN

e) Potência Nominal	45 kVA
f) Ligação Primária	Delta
g) Ligação secundária.....	Estrela com neutro acessível
h) Relação de transformação.....	14,49/14,145/13,8/13,465/13,11kV–380/220V
i) Classe de isolamento primário.....	15kV
j) Classe de isolamento secundário	1,2kV
k) Nível básico de isolamento primário	110kV
l) Nível básico de isolamento secundário.....	4kV
m) Impedância de sequência positiva	3,36%
n) Grupo de ligação.....	DY-1

5. Dimensionamento do Retificador/Baterias

5.1. Bateria de acumuladores

A bateria de acumuladores é do tipo estacionária, chumbo-ácido, onde cada um dos elementos da bateria compõe-se de placas positiva e negativa imersas em eletrólito ácido, acondicionadas em recipientes plástico com polos acessíveis. Os mesmos são dotados de chapas conectoras, válvula à prova de explosão para dissipação de gases e válvulas laterais para medição da densidade do eletrolítico e temperatura das placas.

A bateria de acumuladores será instalada com seus elementos acomodados numa estante metálica, interligados de forma a prover o sistema CC com uma tensão nominal de 125 Vcc.

Em condições normais de operação, a bateria estará em regime de flutuação, isto é, conectada ao circuito do retificador CA-CC (COELCE, 2010).

5.1.1. Tensões do consumidor:

Tensão nominal (V_N):125

Tensão máxima (V_{max}): 137,5

Tensão mínima (V_{min}):105

5.1.2. Tensões dos elementos:

Tabela 3: Tensões de Elementos

Tensões	Valor
Carga de equalização (V_{eq})	2,25 V/el
Flutuação (V_f)	2,25 V/el
Final de descarga (V_{fn})	1,75 V/el

*Fonte: CEMAR

5.1.3. Determinação dos elementos

$$V_{max} / V_{eq} = 60 \text{ elementos}$$

$$V_N / V_f = 55,56 \text{ elementos}$$

$$V_{min} / V_{fn} = 60 \text{ elementos}$$

Dessa forma, serão adotados 60 elementos, Eletrólito (solução ácida)

5.1.4. Ciclo de descarga da bateria

A situação da carga abaixo especificada considera o instante em que ocorre uma falta na SE, de modo que haja o comando para abertura da bobina do disjuntor e seja acionada a iluminação de emergência da SE. Consideramos o pior caso, em que esses eventos ocorrem próximo ao final do ciclo de descarga da bateria. A bateria deve ser capaz, portanto, de suprir tal necessidade e permitir que as cargas principais (relés, bobina do disjuntor, entre outras) sejam alimentadas e continuem operando por um certo período de tempo, até que se restabeleça o ciclo normal de operação da SE

As características elétricas da bateria de acumuladores são:

Tensão final de descarga por elemento.....	1,75 V/el
Tensão de flutuação por elemento.....	2,25V
Tensão final de carga por elemento.....	2,30V
Número de elementos.....	60
Eletrólido.....	solução ácida

Carga permanente: $I_p = 12 \text{ A}$

Pico de carga: $I_{pico} = 17,6 \text{ A}$

Carga transitória: $I_{transitória} = 16 \text{ A}$

Sequência de operação:

- Operação normal
- Trip da proteção e abertura do disjuntor (t = 100 min)
- Disjuntor aberto durante 30 minutos para identificação do defeito
- Fechamento do disjuntor (t = 131min)
- Carregamento da mola do disjuntor

Operação normal (t = 132 min)

Tabela 4: Dados de Monitoramento

Tempo (min)	K_i	I_i (A)	I_{i-1} (A)	I_i – I_{i-1} (A)	C₁₀
300	5,5	12	0	12	66
132	3	33,6	12	21,6	64,8
131	2,9	12	33,6	- 21,6	- 62,64
101	2,45	17,6	12	5,6	13,72
100	2,43	12	17,6	- 5,6	- 3,608
Total					68,272

Observação: C₁₀ Capacidade em Ampère-hora definida para um regime de descarga de 10 horas, com corrente constante à temperatura de referência (25°C), até a tensão final de 1,75 V por elemento.

Da tabela anterior resulta: **C₁₀ = 68,272 Ah**

Considerando-se ainda:

Fator de projeto: 1,05

Fator de envelhecimento: 1,05

Dessa forma, verifica-se que uma bateria com capacidade de **100A/h - 10h** especificada em norma ABNT NBR 15940 é adequada ao sistema em análise, já considerando os fatores de envelhecimento e de projeto informados acima (Coelce).

5.2. Carregador – Retificador

O carregador-retificador será acoplado ao circuito contínuo em paralelo com a bateria. O mesmo abriga todos os equipamentos de transformação e retificação de tensão, além dos de

proteção, medição, controle e sinalização, estes com instalação aparente, na parte frontal de painel do retificador.

5.2.1. Cálculo da capacidade do retificador

A corrente de recarga da bateria é da ordem de 10% da corrente nominal C_{10} .

Considerando que após a descarga da bateria até sua tensão final de descarga (1,75V/elemento), o retificador deverá suprir a corrente permanente somada à corrente de recarga (aproximadamente 20% da corrente nominal C_{10}), temos:

$$C_R = I_P + I_{Bat}$$

Onde:

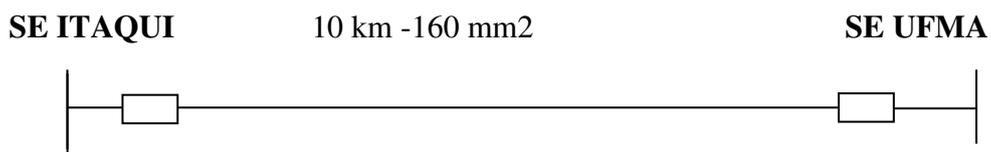
C_R = Corrente de saída do retificador

I_P = Corrente permanente do sistema de corrente contínua

I_{Bat} = Corrente de recarga da bateria

Assim: $C_R = 12 + 16 = 28A$

6. TOPOLOGIA DO SISTEMA ELÉTRICO

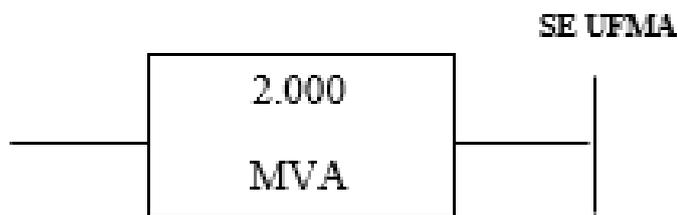


Observação: Proposto deve ser prevista em estudo de viabilidade técnica a ser fornecido pela concessionária local. Para o suprimento, existem duas subestações da CEMAR próximos ao Campus da UFMA, as subestações do Anjo da Guarda e do Itaqui, com isso considera-se um exemplo da alimentação da SE Itaqui para cálculo de curto-circuito.

7. CÁLCULO DO CURTO TRIFÁSICO E FASE-TERRA NAS BARRAS DE 72,5KV E 15,0KV DA SE UFMA

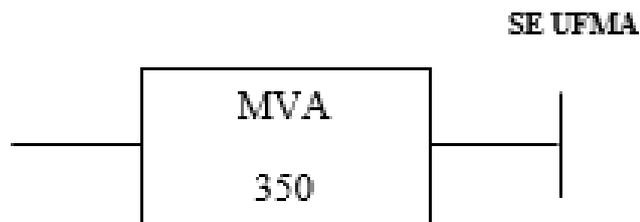
Utilizando o método dos MVA, temos:

7.1. Curto Trifásico na Barra De 72,5kV da SE UFMA



$$I_{3\varnothing} = \frac{2.000 \times 1000}{\sqrt{3} \times 69} = 16.734.79[\text{A}]$$

7.2. Curto fase-terra na barra de 72,5KV da SE UFMA



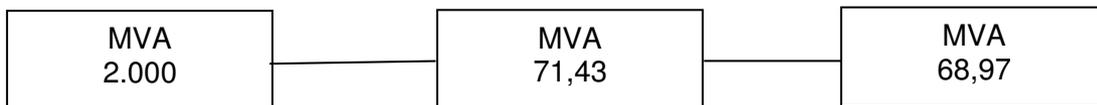
$$I_{1\varnothing} = \frac{350 \times 1000}{\sqrt{3} \times 69} = 2.928.588[\text{A}]$$

7.3. Curto trifásico na barra de 15kV da SE UFMA:

A SE operará com um transformador de 5,0/6,25MVA o qual possui uma impedância percentual de 7% na base de 5,0MVA e 69,3 kV. Pelo método dos MVA a contribuição do transformador será:

$$MVA_T = \frac{5,0 \times 100}{7} = 71,43 [\text{MVA}]$$

LOGO O DIAGRAMA DE CONTRIBUIÇÕES SERÁ:



$$\text{Equivalente do sistema e do trafo } 5,0/6,25\text{MVA} = \frac{2.000 \times 71,43}{2.000 + 71,43} = 68,97 [\text{MVA}]$$

$$I_3 \varnothing = \frac{68,97 \times 1000}{(\sqrt{3}) \times 13,8} = 2.885,36 [\text{A}]$$

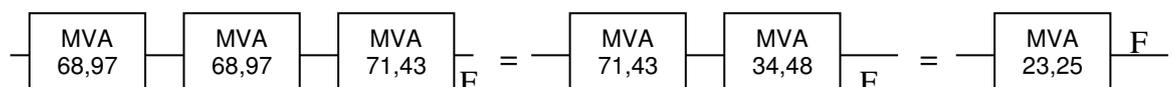
Para um curto-circuito trifásico no barramento de 15 kV da SE UFMA, a corrente que passa pelo transformador é 2.885,36 [A].

7.4. Curto Fase-Terra na Barra de 15kV da SE UFMA:

Para o curto circuito fase-terra, as contribuições de sequência positiva e negativa do sistema são iguais a 68,97 MVA.

A contribuição de sequência zero, como o transformador possui ligação DY-1 e sabendo que a impedância de sequência positiva é praticamente igual à de sequência zero, a contribuição do transformador é de 71,43 MVA.

Assim temos:



$$\text{Equivalente da contribuição de sequência positiva e negativa} = \frac{68,97}{2} = 34,48 \text{ [MVA]}$$

Equivalente total sequência positiva + sequência negativa + sequência zero será igual ao que se segue: $\frac{71,43 \times 34,48}{71,43 + 34,48} = 23,25 \text{ [MVA]}$

$$\text{Logo: } MVA_{cc} = 3 \times 23,25 = 69,75 \text{ [MVA]}$$

$$I_{cc1\phi} = \frac{69,75 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13,8} = 2.918,13 \text{ [A]}$$

Para um curto-circuito fase-terra no barramento de 15 kV da SE UFMA, a corrente que passa pelo transformador é 2.918,13 [A].

7.5. Interligação do Transformador de Força ao Cubículo de Média Tensão (15KV)

A interligação acima referida se dará através de cabo de cobre de seção nominal de 120 mm², isolamento em EPR (Borracha Etileno Propileno), classe de isolamento 12/20 kV.

$$I_N(\text{trafo}) = \frac{6,25 \times 1000}{(\sqrt{3}) \times 13,8} = 261,48 \text{ [A]}.$$

Para o alimentador de saída, usaremos um cabo por fase de 120 mm².

8. MALHA DE TERRA

O objetivo deste estudo é definir a malha de terra a ser implantada na **SE UFMA 69/13,8 kV - 2 x 5/6,25 MVA** de maneira a:

- Assegurar que pessoas localizadas na SE e nas suas vizinhanças não sejam expostas, ao perigo de um choque elétrico crítico, no tocante aos limites de potenciais de toque e de passo;
- Possibilitar um meio eficaz de escoamento de correntes elétricas para a terra, sob condições normais ou de falta, sem exceder nenhum limite de operação de equipamentos, bem como permitir o perfeito funcionamento da proteção.

Anexo 02: TESTES E RESULTADOS

Esses testes têm como função demonstrar a comunicação vertical e horizontal estabelecida pela norma IEC 61850. Para a proteção.

Para a realização dos testes utilizaremos os seguintes materiais:

- *Software Acselelator Quickset*
- *Software Acselelator Architect*
- 1 notebook
- 2 Relés SEL – 751
- 2 Contactoras
- 1 *Switch*
- 1 Caixa de carga

Nos testes iremos colocar um relé para simular o relé de barra e outro para simular o relé do alimentador. Os contactoras servirão para simular a atuação (abertura e fechamento) dos disjuntores.

Utilizaremos a caixa de carga para injetar corrente e tensão nos relés, simulando secundários dos TCs e TPs.

O Switch fará a comunicação horizontal e vertical.



Figura 26: Montagem dos testes

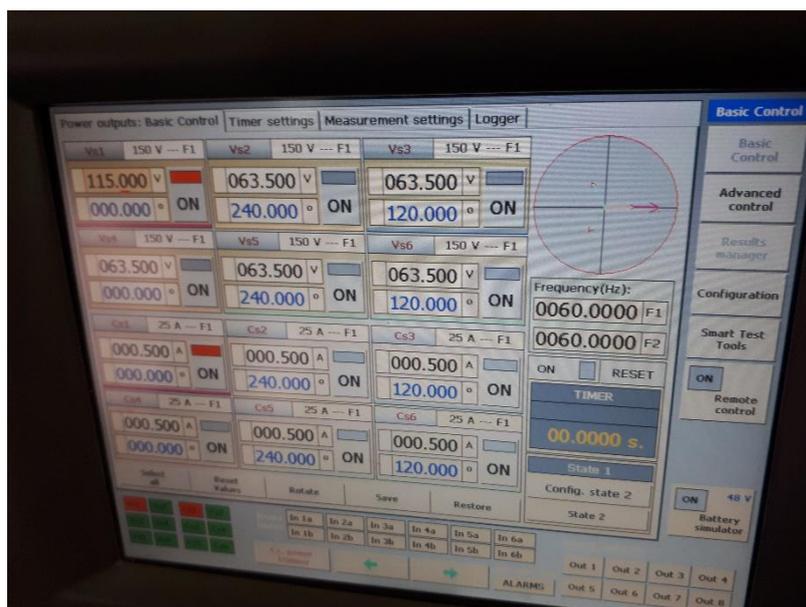


Figura 27: Caixa de Carga simulando os secundários dos TCs e TPs

1. Teste de integração IEC SCADA

Este teste consistiu em utilizando a configuração IEC, mandar as informações. Na Figura 28, temos os *tags* selecionados para o monitoramento remoto, neste caso, iremos importar, apenas as medidas da tensão e corrente, e o estado da contactora.

As Figuras 29 e 30 mostram que a comunicação foi bem-sucedida, temos leituras de corrente que passaria no primário do TC e que o equipamento estaria submetido, assim como o estado do disjuntor.

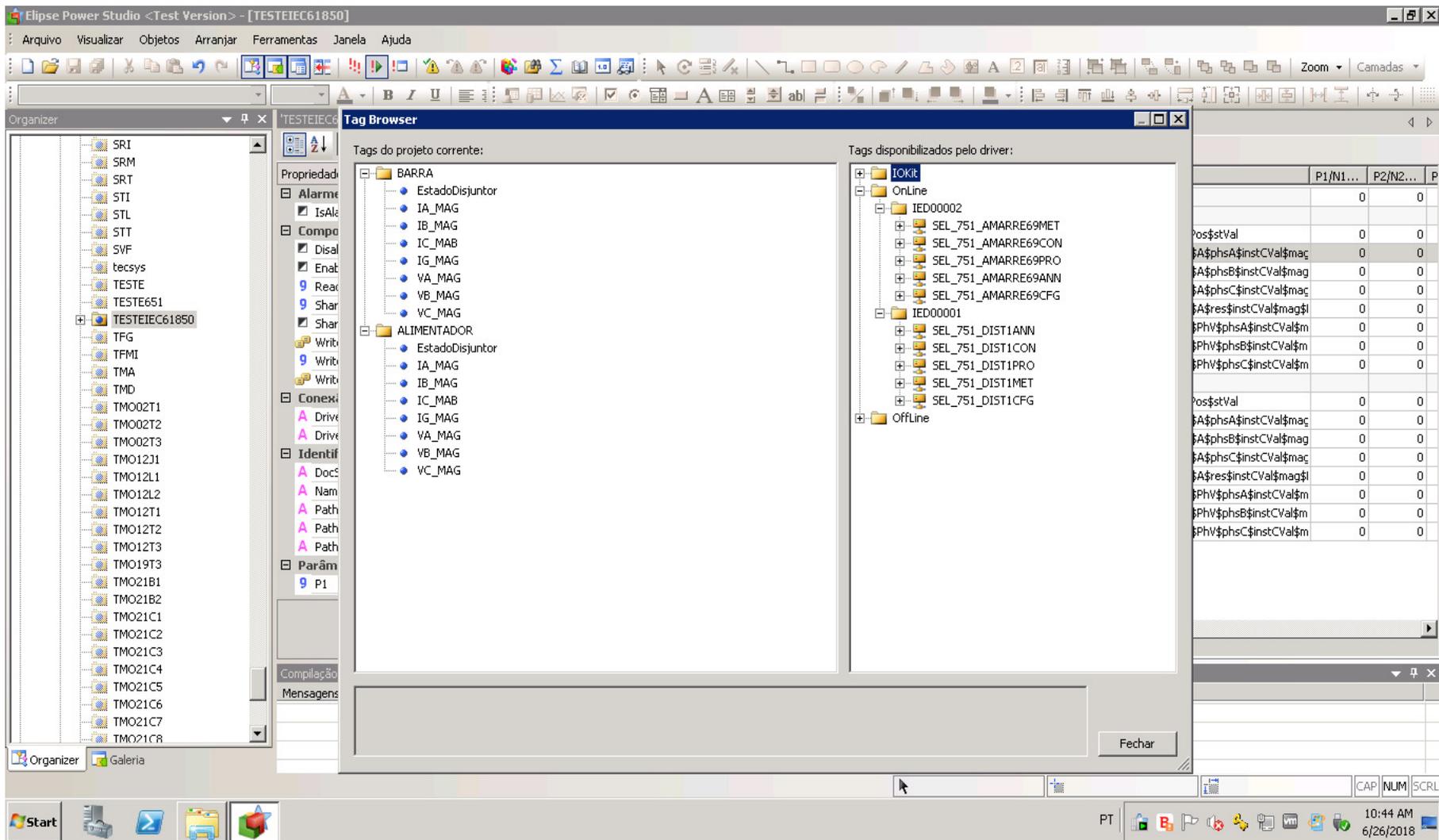


Figura 28: Seleção de Tag's para os Testes

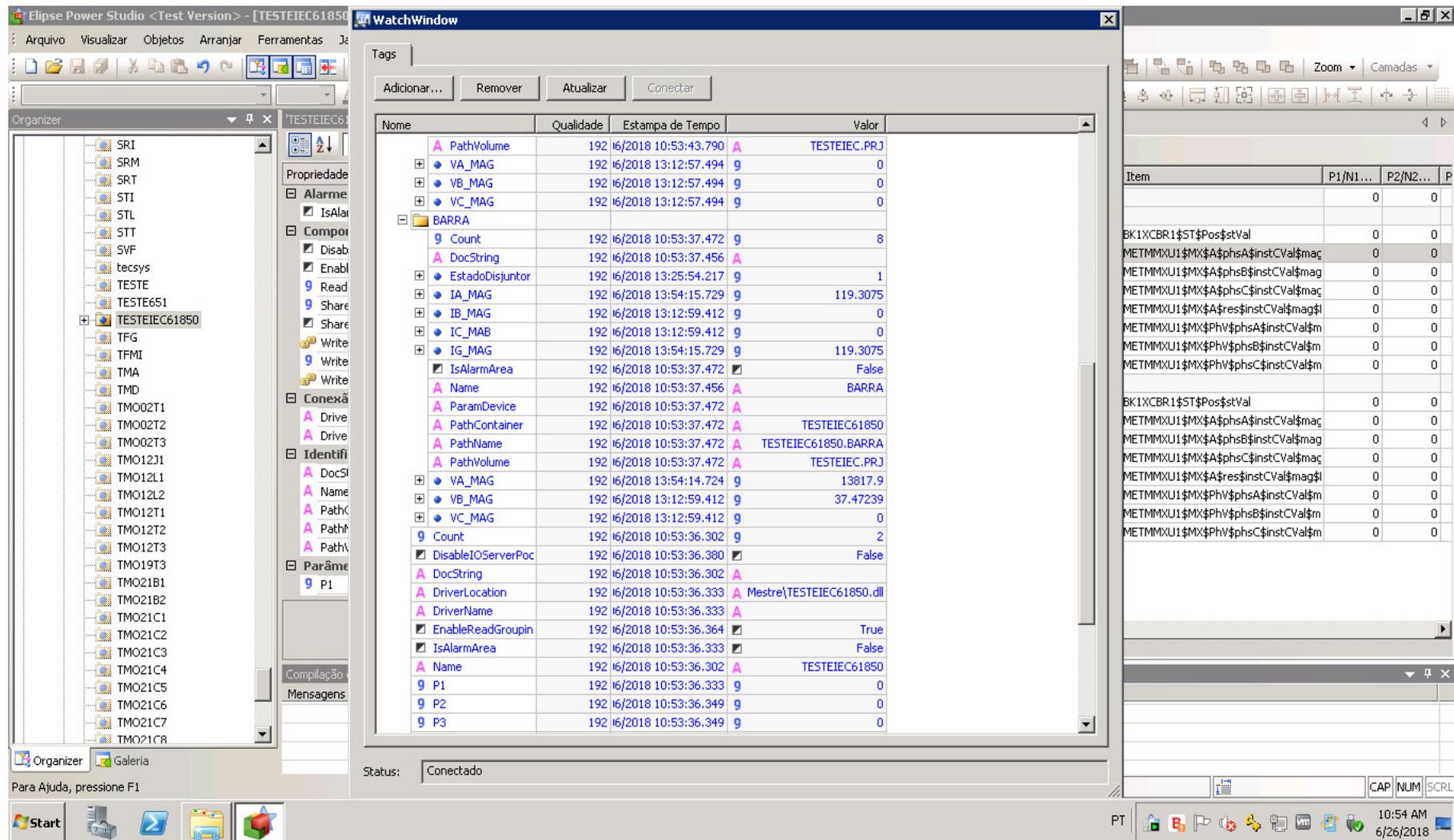


Figura 29: Dados do Relé

AcSElerator® QuickSet - [Editor de Ajustes - Novos Ajustes 1 (SEL-751 006 v6.7.0.2)]

Arquivo Editar Visualizar Comunicações Ferramentas Janelas Ajuda Idioma

RKD Relay Identifier (16 characters)
SE TESTE

TID Terminal Identifier (16 characters)
BARRA 11B1

Configuration Settings

CTR Phase (IA,IB,IC) CT Ratio
240 Range = 1 to 5000

CTRN Neutral (IN) CT Ratio
240 Range = 1 to 5000

PTR PT Ratio
120,00 Range = 1,00 to 10000,00

LEA_R Phase LEA Ratio
180,00 Range = 37,50 to 500000,00

LEA_SC Phase LEA Scale
4,80 Range = 1,00 to 13333,33

PTRS Synch. Voltage (VS) PT Ratio
120,00 Range = 1,00 to 10000,00

LEA_S_R Synch. Voltage (VS) LEA Ratio
180,00 Range = 37,50 to 500000,00

LEA_S_SC Synch. Voltage (VS) LEA Scale
4,80 Range = 1,00 to 13333,33

DELTA_Y Transformer Connection
WYE Select: WYE, DELTA

VSCONN Synch. Channel Connection
VS Select: VS, 3V0

SINGL FV Single Voltage Input

QuickSet Communications

Send Ctrl Characters

VDC (V) 0.2

=>>MET

SE TESTE Date: 2018/06/26 Time: 10:50:53.409
BARRA 11B1 Time Source: External

	IA	IB	IC	IN	IG	I1
Mag (A pri.)	119.3	0.0	0.0	0.0	119.3	39.8
Angle (deg)	0.8	-125.1	-125.1	-125.1	0.8	0.8
Ave Curr Mag (A pri.)	39.8					
Neg-Seq Curr 3I2 (A pri.)	119.3					
Current Imb (%)	0.0					

	VAB	VBC	VCA	V1	VS
Mag (V pri.)	13809.6	36.8	13817.7	4594.2	0.0
Angle (deg)	-0.1	77.1	180.0	-0.0	-125.1

	VA	VB	VC	VG
Mag (V pri.)	13817.7	36.8	0.0	13826.0
Angle (deg)	0.0	77.1	-125.1	0.1

	A		B		C		3P	
Real Pwr (kW)	1648		0		0		1648	
Reactive Pwr (kVAR)	-22		0		0		-22	
Apparent Pwr (kVA)	1648		0		0		1648	
Pwr Factor	1.00		1.00		1.00		1.00	
	LEAD		LEAD		LEAD		LEAD	

	FREQ	FREQS
Frequency (Hz)	60.00	60.00

VDC (V) 0.2

=>>

Part#: 751101A1A3A70850830 Group 1: Main

AJUSTE_GW_7511_2016_RAMAL_79_N_BGAN (34,5KV).rdb

TXD [] RXD [] Abrir: Conectado COM3: SEL CP210x USB to UART Bridge 9600 8-Nenhum-1 Terminal = Serial EIA-232 Transferência de arquivo = YModem

10:50 26/06/2018

Figura 30: Informações do Relé Via Remota



Figura 31: Leitura de Frequência e Corrente no relé



Figura 32: Medida de Tensão no Relé

2. Teste de Comando Remoto

Neste teste verifica-se a comunicação remota, por meio de um comando remoto para fechar o disjuntor.

Na Figura 33 observa-se o estado do disjuntor, e alterando o valor, pois ele está zero ele está aberto, e mudando para qualquer outro valor (no teste inserimos digito um) irá fechar o disjuntor. Durante o teste ele foi alterado para um como demonstra a Figura 34, com esse comando o disjuntor fechou, como podemos observar na Figura 35.

Essa operação foi executada remotamente por um computador de um engenheiro no nível três de automação

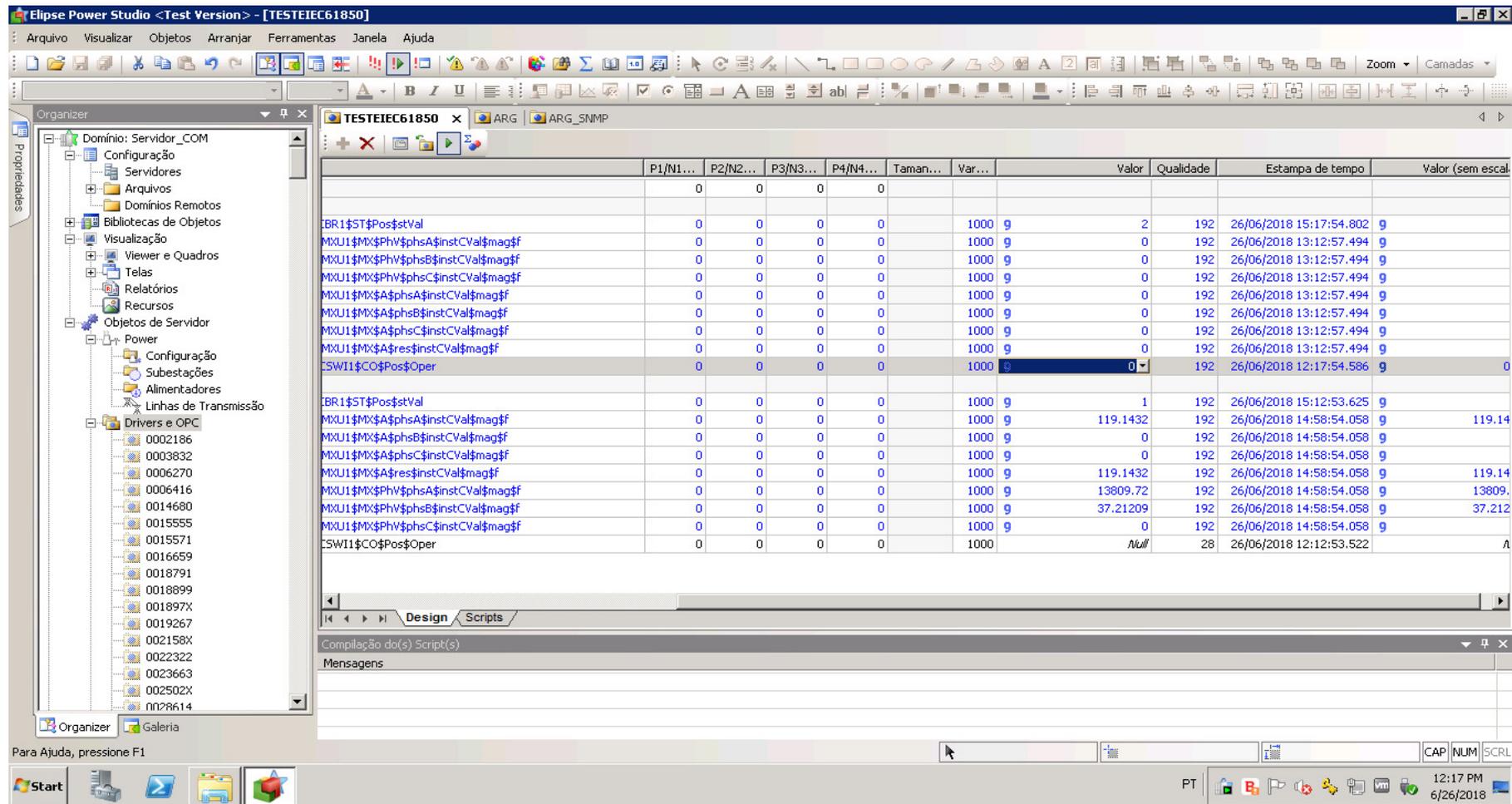


Figura 33: Estado do Disjuntor

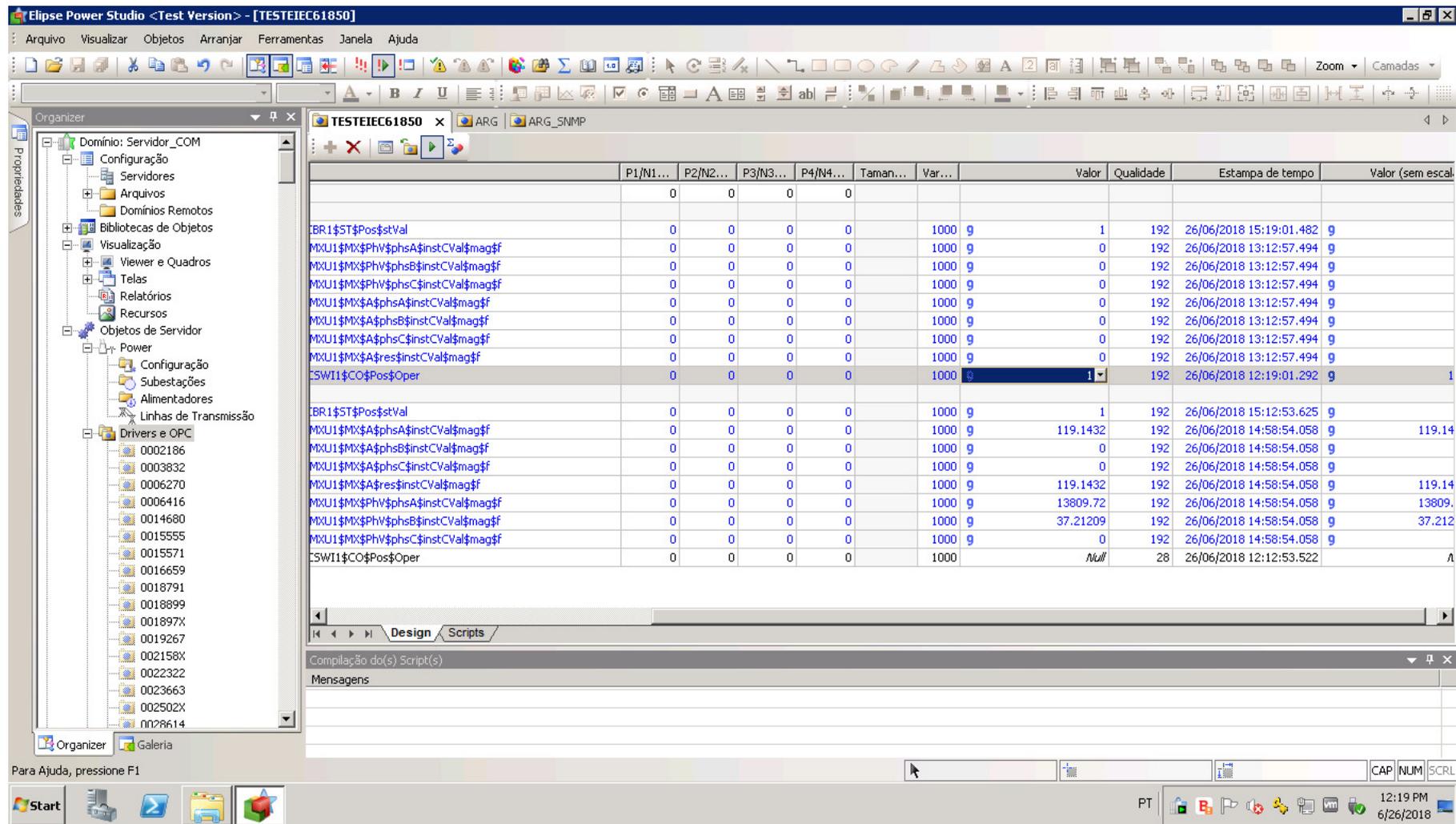


Figura 34: Controle Remoto do Disjunt

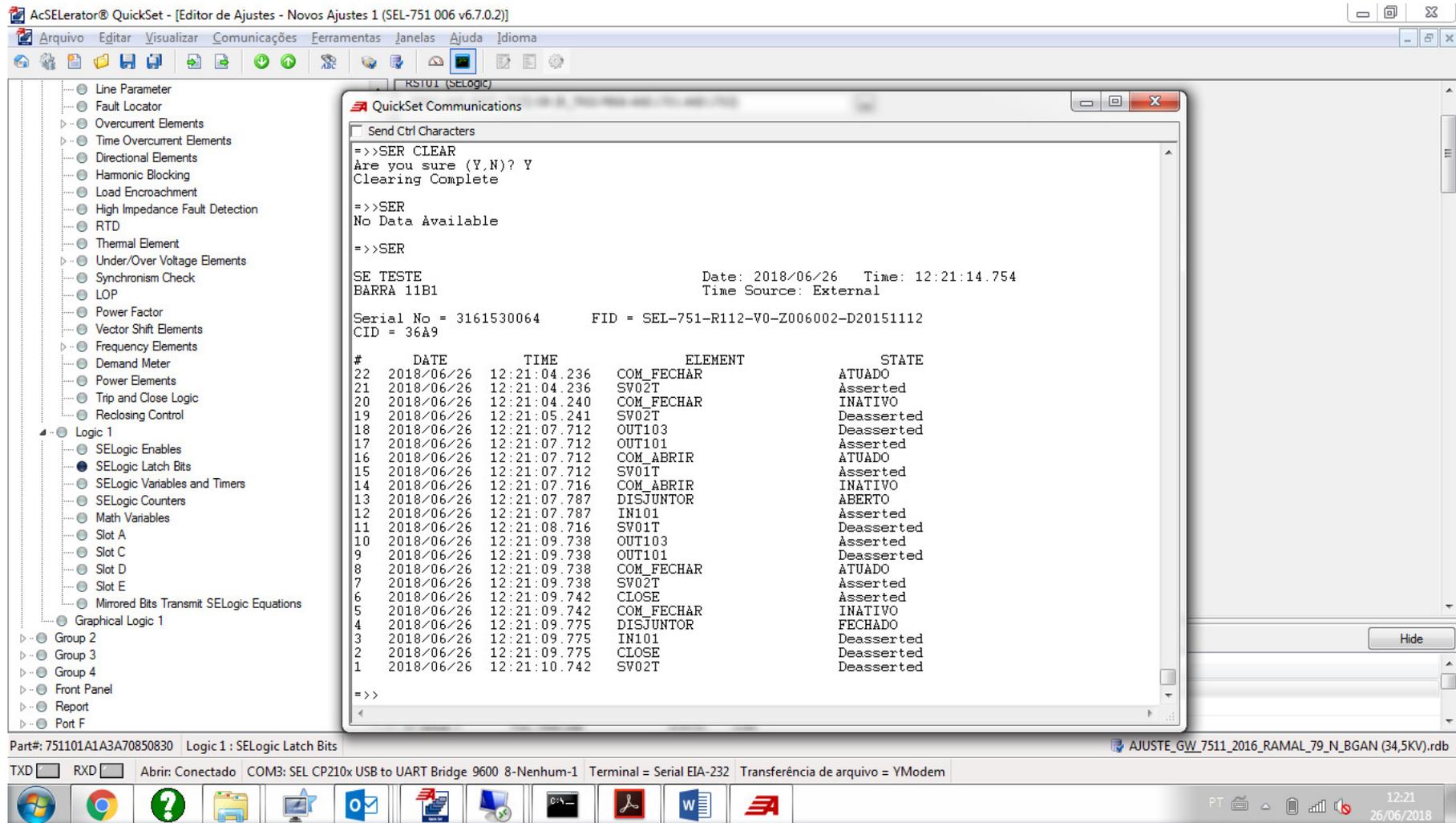


Figura 35: Eventos do Disjuntor

3. Seletividade Lógica

“O objetivo maior de um estudo de seletividade é determinar os ajustes dos dispositivos de proteção, de forma que, na ocorrência de um curto-circuito, opere apenas o dispositivo mais próximo da falta, isolando a menor porção do sistema elétrico, no menor tempo possível e ainda protegendo os equipamentos e o sistema.” (Mardegan, 2011)

Segue a legenda dos pontos que serão utilizados nos eventos usados nos testes.

Tabela 5: Lista de ponto atualizada da subestação.

VB011	VB	Falha Disjuntor 11C1 - SV4T	ANN.SVTGGIO6.Ind04.stVal
VB012	VB	Bloqueio Instantâneo de Fase pelo 11C1 - SV5	ANN.SVGGIO5.Ind05.stVal
VB013	VB	Bloqueio Instantâneo do Residual pelo 11C1 - SV6	ANN.SVGGIO5.Ind06.stVal
VB014	VB	Equipamento em Manutenção 11C1 - LT7	ANN.LTGGIO7.Ind07.stVal
VB015	VB	Qualidade do Sinal enviado pelo 11C1	Message Quality
VB021	VB	Falha Disjuntor 11C2 - SV4T	ANN.SVTGGIO6.Ind04.stVal
VB022	VB	Bloqueio Instantâneo de Fase pelo 11C2 - SV5	ANN.SVGGIO5.Ind05.stVal
VB023	VB	Bloqueio Instantâneo do Residual pelo 11C2 - SV6	ANN.SVGGIO5.Ind06.stVal
VB024	VB	Equipamento em Manutenção 11C2 - LT7	ANN.LTGGIO7.Ind07.stVal
VB025	VB	Qualidade do Sinal enviado pelo 11C2	Message Quality
VB031	VB	Falha Disjuntor 11C3 - SV4T	ANN.SVTGGIO6.Ind04.stVal
VB032	VB	Bloqueio Instantâneo de Fase pelo 11C3 - SV5	ANN.SVGGIO5.Ind05.stVal
VB033	VB	Bloqueio Instantâneo do Residual pelo 11C3 - SV6	ANN.SVGGIO5.Ind06.stVal
VB034	VB	Equipamento em Manutenção 11C3 - LT7	ANN.LTGGIO7.Ind07.stVal
VB035	VB	Qualidade do Sinal enviado pelo 11C3	Message Quality
VB041	VB	Falha Disjuntor 11C4 - SV4T	ANN.SVTGGIO6.Ind04.stVal
VB042	VB	Bloqueio Instantâneo de Fase pelo 11C4 - SV5	ANN.SVGGIO5.Ind05.stVal
VB043	VB	Bloqueio Instantâneo do Residual pelo 11C4 - SV6	ANN.SVGGIO5.Ind06.stVal
VB044	VB	Equipamento em Manutenção 11C4 - LT7	ANN.LTGGIO7.Ind07.stVal
VB045	VB	Qualidade do Sinal enviado pelo 11C4	Message Quality

fonte: Implantação de seletividade lógica e falha de disjuntor. (CEMAR)

3.1.Falha no disjuntor

Esse teste consiste na atuação do disjuntor de barra após haver uma falha no disjuntor do alimentador e este não atuar.

Para isto iremos tirar a conexão do relé do alimentador com o contactor (que está representando o disjuntor) como demonstrado na Figura 36.

Com o teste verificamos que houve a atuação do relé (50), abrindo a contactora, na Figura 37.

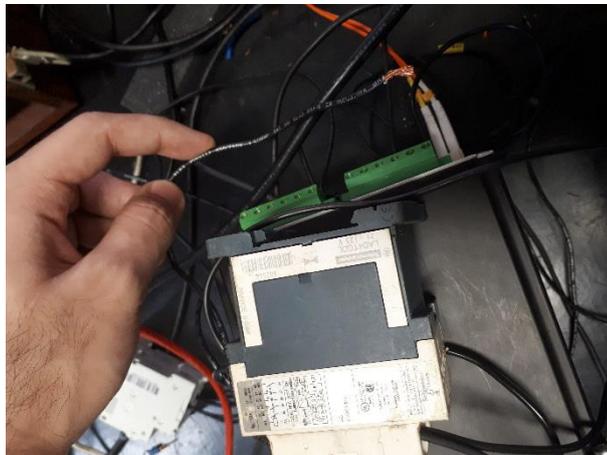


Figura 36: Simulação de falha do disjuntor



Figura 37: Trip pelo Relé de Barra

Tabela 6: Eventos do teste de Falha do Disjuntor

#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
206	2018/06/26	17:10:01.338	VB012	Asserted
205	2018/06/26	17:10:01.363	TRIP	Asserted
204	2018/06/26	17:10:01.363	VB011	Asserted
203	2018/06/26	17:10:01.367	OUT103	Deasserted

3.2. Barra em Manutenção

Esse teste consiste em colocar o relé de barra em manutenção e verificar que ele nesse modo não faz atuação da contactora.

Tabela 7: Eventos de Teste da Barra em Manutenção

SE TESTE		Date: 2018/06/26 Time: 17:12:53.173		
BARRA 11B1		Time Source: Internal		
Serial No = 3161530064		FID = SEL-751-R112-V0-Z006002-D20151112		
CID = 36A9				
#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
172	2018/06/26	17:12:14.731	PB05	Asserted
171	2018/06/26	17:12:14.735	LOCAL_REMOTO	LOCAL
170	2018/06/26	17:12:14.810	PB05	Deasserted
169	2018/06/26	17:12:19.570	PB01	Asserted
168	2018/06/26	17:12:19.574	LT07	Deasserted
167	2018/06/26	17:12:19.649	PB01	Deasserted
166	2018/06/26	17:12:21.750	PB01	Asserted
165	2018/06/26	17:12:21.754	LT07	Asserted
164	2018/06/26	17:12:21.829	PB01	Deasserted
163	2018/06/26	17:12:24.588	PB01	Asserted
162	2018/06/26	17:12:24.592	LT07	Deasserted
161	2018/06/26	17:12:24.672	PB01	Deasserted
160	2018/06/26	17:12:27.151	PB01	Asserted

159	2018/06/26	17:12:27.156	LT07	Asserted
158	2018/06/26	17:12:27.251	PB01	Deasserted
157	2018/06/26	17:12:28.589	PB05	Asserted
156	2018/06/26	17:12:28.593	LOCAL_REMOTO	REMOTO
155	2018/06/26	17:12:28.731	PB05	Deasserted
154	2018/06/26	17:12:49.608	VB012	Asserted
153	2018/06/26	17:12:49.613	VB012	Deasserted
152	2018/06/26	17:12:49.792	VB012	Asserted
151	2018/06/26	17:12:49.796	VB012	Deasserted
150	2018/06/26	17:12:49.809	VB012	Asserted
149	2018/06/26	17:12:49.813	VB012	Deasserted

5.3.Alimentador em Manutenção

Similar ao teste anterior, sendo que a manutenção será realizada no relé do alimentador.

Tabela 8: Evento no Alimentador no Teste em Manutenção

ALIMENTADOR 11C1				
SE TESTE		Date: 2018/06/26 Time: 17:14:40.214		
ALIMENTADOR 1		Time Source: Internal		
Level 1				
SE TESTE		Date: 2018/06/26 Time: 17:14:55.756		
ALIMENTADOR 1		Time Source: Internal		
Serial No = 3161610344 FID = SEL-751-R112-V0-Z006002-D20151112				
CID = 36A9				
#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
3	2018/06/26	17:14:52.269	PB01	Asserted
2	2018/06/26	17:14:52.274	LT07	Asserted
1	2018/06/26	17:14:52.348	PB01	Deasserted

Tabela 9: Eventos na Barra do teste do Alimentador em Manutenção

SE TESTE		Date: 2018/06/26 Time: 17:16:45.504		
BARRA 11B1		Time Source: Internal		
Serial No = 3161530064		FID = SEL-751-R112-V0-Z006002-D20151112		
CID = 36A9				
#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
7	2018/06/26	17:14:25.894	PB01	Asserted
6	2018/06/26	17:14:25.898	LT07	Deasserted
5	2018/06/26	17:14:25.994	PB01	Deasserted
4	2018/06/26	17:14:28.032	PB05	Asserted
3	2018/06/26	17:14:28.036	LOCAL_REMOTO	REMOTO
2	2018/06/26	17:14:28.152	PB05	Deasserted
1	2018/06/26	17:14:52.385	VB014	Asserted

5.4. Bloqueio do instantâneo da barra

Esse teste consiste em verificar o bloqueio da função 50 do relé de barra, de atuação instantânea de sobrecorrente, ela é bloqueada quando há atuação de relé do alimentador evitando assim a desenergização da barra e assim a perda da barra.

Colocamos uma corrente alta vista tanto no relé do alimentado quanto de barra. Quando o relé do alimentador abre, ele manda um sinal para o relé de barra bloqueando a função 50, evitando a atuação desse disjuntor correspondente pois o disjuntor do alimentador já abriu inibindo assim a falha.



Figura 38: Atuação do Relé do Alimentador

Tabela 10: Eventos no Alimentador Durante o Teste de Bloqueio de Barra

SE TESTE		Date: 2018/06/26 Time: 17:22:47.674		
ALIMENTADOR 1		Time Source: Internal		
Serial No = 3161610344		FID = SEL-751-R112-V0-Z006002-D20151112		
CID = 36A9				
#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
22	2018/06/26	17:22:27.103	50P1P	Asserted
21	2018/06/26	17:22:27.103	SV05	Asserted
20	2018/06/26	17:22:27.106	50P1P	Deasserted
19	2018/06/26	17:22:27.106	SV05	Deasserted
18	2018/06/26	17:22:28.086	50P1P	Asserted
17	2018/06/26	17:22:28.086	SV05	Asserted
16	2018/06/26	17:22:28.120	50P1T	Asserted
15	2018/06/26	17:22:28.120	TRIP	Asserted
14	2018/06/26	17:22:28.123	OUT103	Deasserted
13	2018/06/26	17:22:28.123	OUT101	Asserted
12	2018/06/26	17:22:28.144	TRIP_FASE_A	ATUADO
11	2018/06/26	17:22:28.190	DISJUNTOR	ABERTO
10	2018/06/26	17:22:28.190	IN101	Asserted
9	2018/06/26	17:22:29.545	50P1T	Deasserted
8	2018/06/26	17:22:29.545	50P1P	Deasserted
7	2018/06/26	17:22:29.545	TRIP	Deasserted
6	2018/06/26	17:22:29.545	SV05	Deasserted
5	2018/06/26	17:22:29.553	50P1P	Asserted
4	2018/06/26	17:22:29.553	SV05	Asserted
3	2018/06/26	17:22:29.557	50P1P	Deasserted
2	2018/06/26	17:22:29.557	SV05	Deasserted
1	2018/06/26	17:22:30.549	TRIP_FASE_A	INATIVO

Tabela 11: Eventos na barra durante o teste de Bloqueio

SE TESTE		Date: 2018/06/26 Time: 17:22:38.398		
BARRA 11B1		Time Source: Internal		
Serial No = 3161530064		FID = SEL-751-R112-V0-Z006002-D20151112		
CID = 36A9				
#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
10	2018/06/26	17:22:27.218	VB012	Asserted
9	2018/06/26	17:22:27.222	VB012	Deasserted
8	2018/06/26	17:22:28.043	50P1P	Asserted
7	2018/06/26	17:22:28.048	50P1P	Deasserted
6	2018/06/26	17:22:28.202	50P1P	Asserted
5	2018/06/26	17:22:28.202	VB012	Asserted
4	2018/06/26	17:22:28.206	50P1P	Deasserted
3	2018/06/26	17:22:29.661	VB012	Deasserted
2	2018/06/26	17:22:29.669	VB012	Asserted
1	2018/06/26	17:22:29.673	VB012	Deasserted

5.5. Bloqueio da falha de comunicação

Esse teste simula a desconexão do relé do alimentador, neste caso o relé de barra não deve atuar, parar evitar assim atuação indevida e assim desenergização desnecessária.

Para simular este teste foi retirada a fibra ótica do relé do alimentador como mostra a Figura 39.

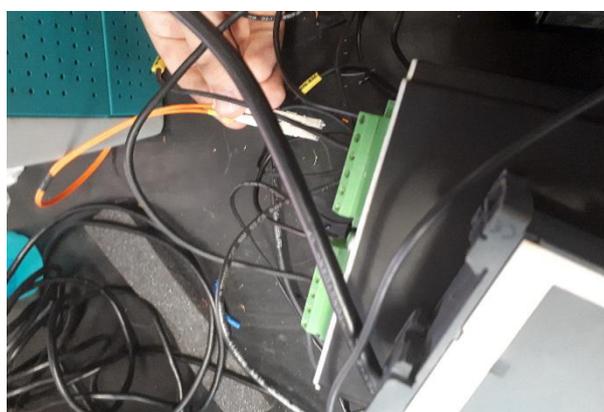


Figura 39: Simulação da Falha de Comunicação

Tabela 12: Eventos durante o Teste de Falha de Comunicação

#	DATE	TIME	ELEMENT	STATE
3	2018/06/26	17:30:30.457	SV08	Deasserted
2	2018/06/26	17:30:30.457	SV06	Asserted
1	2018/06/26	17:30:30.457	VB015	Asserted