

MEC-SETEC
INSTITUTO FEDERAL MINAS GERAIS - *Campus Formiga*
Curso de Engenharia Elétrica

**MODERNIZAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO TIPO E3, LOCALIZADA
NA REGIÃO DO VALE DO AÇO NO ESTADO DE MINAS GERAIS:
ESTUDO DE CASO.**

Matheus Henrique Vieira Silva

Orientador: Prof. Dr. André Roger Rodrigues
Co-orientador: Prof. Me. José Antônio Moreira
de Rezende

Formiga - MG

15/06/2022

MATHEUS HENRIQUE VIEIRA SILVA

**MODERNIZAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO TIPO E3, LOCALIZADA
NA REGIÃO DO VALE DO AÇO NO ESTADO DE MINAS GERAIS:
ESTUDO DE CASO.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Federal Minas Gerais - *Campus* Formiga, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. André Roger Rodrigues
Co-orientador: Prof. Me. José Antônio Moreira de Rezende

Formiga - MG

15/06/2022

S586a

Silva, Matheus Henrique Vieira
Modernização de uma Subestação Tipo E3, Localizada na Região do Vale do
Aço no estado de Minas Gerais: Estudo de Caso
/ Matheus Henrique Vieira Silva -- Formiga : IFMG, 2022.
67p. : il.

Orientador: Prof. Dr. André Roger Rodrigues
Coorientador: Prof. MSc. José Antônio Moreira de Rezende
Trabalho de Conclusão de Curso – Instituto Federal de Educação,
Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1. Retrofit. 2. Interoperabilidade. 3. IEDs. 4. Subestações. 5. Confiabilidade.
I. Rodrigues, André Roger. II. Rezende, José Antônio Moreira. III. Título.

CDD 621.3

**MODERNIZAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO TIPO E3, LOCALIZADA NO
VALE DO AÇO NO ESTADO DE MINAS GERAIS: ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica do Instituto Federal de Minas
Gerais como requisito para obtenção do
Título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Avaliado em: 04 de julho de 2022.

Nota: 92,6

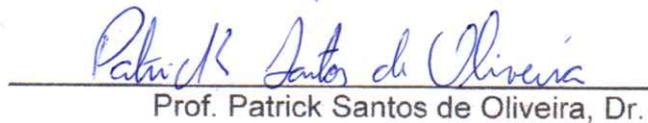
BANCA EXAMINADORA


Prof. André Roger Rodrigues, Dr. (Orientador)


Prof. José Antônio Moreira de Rezende, Me. (Coorientador)


Engenheiro Eletricista Cristiano Eduardo Dutra e Silva


Prof. Marcus Vinicius de Paiva, Me.


Prof. Patrick Santos de Oliveira, Dr.

Agradecimentos

Apesar de somente meu nome estar como autor desse trabalho, ele está longe de ter sido realizado somente por mim, portanto inicialmente gostaria de agradecer aos meus pais Leonel da Silva e Maria da Conceição, por todo o tempo, inspiração, suporte e educação para chegar onde cheguei.

Gostaria de agradecer a todos os meu colegas de curso, pois sem eles não teria conseguido estudar e me divertir em todos esses anos, mas quero agradecer em especial aos amigos Samuel Antunes, Valter Garcia, Saulo Rocha, Lilian Oliveira e Paulo Careli por todos os momentos vividos.

Agradeço também aos meus orientadores Prof. Dr. André Roger Rodrigues e Prof. Me. José Antônio por toda dedicação, tempo e principalmente paciência em me guiar para que eu pudesse obter a melhor versão deste trabalho.

Gostaria de agradecer também aos engenheiros responsáveis por todo o suporte no trabalho, Eng. Vlânio França, Eng. Guilherme Brás, Eng. Lucas Rodrigues, Eng. Marconi Alves, Eng. Jucelino Neto e a minha chefe Eng. Rachel Christina que me deram a oportunidade e apoio para a elaboração do projeto.

E por último gostaria de agradecer ao IFMG - *Campus* Formiga e a todos os professores do corpo docente, por terem me incentivado e feito com que eu sempre buscasse o melhor de mim para chegar onde cheguei e mais além.

Uma vez, eu vi uma abelha se afogar em mel e eu entendi.

- Nikos Kazantzakis

Resumo

Este trabalho tem por objetivo apresentar a motivação e benefícios da modernização dos equipamentos, conhecido como *Retrofit*, de uma subestação (SE) juntamente com seus novos sistemas de proteção e controle operacional necessários para as adequações realizadas. Com a crescente modernização das SEs, e conseqüentemente um maior volume de equipamentos para suprir a demanda das cidades e indústrias, associado a vida útil dos equipamentos, a substituição dos equipamentos de controle e operação eletromecânicos para equipamentos sejam compatíveis com o controle e operação digitais, se torna cada vez mais necessária. Os controladores digitais, conhecidos como relés ou IEDs (*Intelligent Electronic Devices*), possuem a capacidade de operarem com um maior volume de equipamentos de pátio, e ocupam um menor espaço na sala de operações da SE. Inicialmente foi apresentada a estrutura principal do sistema elétrico brasileiro nos níveis de geração, transmissão e distribuição de energia. Em seguida apresentou-se a teoria na qual estão contidas as motivações para um *retrofit* aconteça e a composição de uma SE, desde a sua classificação, por funcionalidade e nível de tensão, e a descrição dos equipamentos que compõem os vãos. Uma análise baseada nas normas técnicas vigentes foi realizada com o intuito de classificação e enquadramento do empreendimento quanto às suas configurações iniciais (*pré-retrofit*). Os equipamentos e estruturas a serem instalados foram descritos, com suas funções e etapas de implementação. Para a execução do projeto a concessionária local disponibiliza os projetos básicos e o anteprojeto, este que contém todos os escopos do projeto e serve de referência para a empresa contratada executar suas atividades. Após a apresentação dos escopos do empreendimento, a nova configuração da SE em análise é apresentada, sendo realizada uma análise comparativa entre todos os equipamentos que foram substituídos com os novos equipamentos, destacando-se as vantagens operacionais, técnicas e econômicas do novo sistema em relação aos quesitos de controle e proteção obtidos com a modernização dos sistemas de controle com relés existentes. Adicionalmente é também apresentada e descrita no anexo a arquitetura geral do sistema de proteção da SE em operação no sistema elétrico nacional.

Palavras-chaves: *Retrofit*. Interoperabilidade. IEDs. Subestações.

Abstract

This work aims to present the motivation and benefits of equipment modernization, known as *Retrofit*, of a substation (SE) along with its new protection systems and operational control necessary for the adjustments made. With the increasing modernization of the SEs, and consequently a greater volume of equipment to supply the demand of cities and industries, associated with the lifespan of the equipment, the replacement of electromechanical control and operation equipment for equipment which are compatible with digital control and operation, becomes increasingly necessary. Digital controllers, known as relays or IEDs (Intelligent Electronic Devices), have the ability to operate with a greater volume of yard equipment, and occupy less space in the SE operations room. Initially, the main structure of the Brazilian electrical system was presented at the levels of generation, transmission and distribution of energy. Then, the theory was presented, which contains the motivations for a *retrofit* to happen and the composition of an SE, from its classification, by functionality and voltage level, and the description of the equipment that compose the bays. An analysis based on the current technical norms was carried out with the aim of classifying and framing the project in terms of its initial configurations (*pre-retrofit*). The equipment and structures to be installed were described, with their functions and implementation stages. For the execution of the project, the local concessionaire provides the basic projects and the preliminary project, which contains all the scopes of the project and serves as a reference for the contracted company to carry out its activities. After the analysis is presented, and a comparative analysis is carried out between all the equipment that was replaced with the new equipment, highlighting the operational, technical and economic advantages of the new system in relation to the control and protection requirements obtained with the modernization of control systems with existing relays. Additionally, the general architecture of the SE protection system in operation in the national electricity system is also presented and described in the annex.

Key-words: Retrofit. Interoperability. IEDs. Power Substation.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Vão da SE em análise.	18
Figura 2 – Esquema de construção de um transformador ideal de dois enrolamentos.	19
Figura 3 – Transformador de uma Subestação.	20
Figura 4 – Transformador de Potencial.	21
Figura 5 – Transformador de Corrente.	22
Figura 6 – Disjuntor de 145kV.	23
Figura 7 – Chave Seccionadora de 138 kV.	24
Figura 8 – Para-Raios de 500 kV.	25
Figura 9 – Relé eletromecânico.	26
Figura 10 – Relé Digital <i>One-box-solution</i>	26
Figura 11 – Topologia de arranjo barra simples.	28
Figura 12 – Barramento Simples Seccionado.	29
Figura 13 – Barramento principal e de Transferência.	29
Figura 14 – Arranjo em Barra Dupla.	30
Figura 15 – Níveis de controle de equipamentos em uma SE.	33
Figura 16 – Esquema de ligação de um relé de proteção.	35
Figura 17 – Interface da SE pré <i>retrofit</i> - Sistema Digital	37
Figura 18 – Interface da SE pré <i>retrofit</i> - Relés Digitais A.	38
Figura 19 – Interface da SE pré <i>retrofit</i> - Relés Digitais B.	39
Figura 20 – Interface da SE pré <i>retrofit</i> - Multimetroes.	39
Figura 21 – Demarcação das áreas para modernização da SE.	42
Figura 22 – Estrutura da SE Ipatinga 1	43
Figura 23 – Estrutura da SE Ipatinga 1 pós proposta	44
Figura 24 – Vista superior do eletrocentro.	45
Figura 25 – Vista externa do Eletrocentro.	45
Figura 26 – Vista interna do Eletrocentro.	45
Figura 27 – Vista superior da Casa de comando.	53

Lista de tabelas

Tabela 1 – Comparação dos Arranjos de Barramentos	31
Tabela 2 – Tabela ANSI dos relés utilizados no empreendimento.	34
Tabela 3 – Pontos de supervisão da UTR pré <i>Retrofit</i>	40
Tabela 4 – Tabela resumo dos escopos do empreendimento.	41
Tabela 5 – Relés instalados no Eletrocentro.	46
Tabela 6 – Localização, finalidade e padrão de comunicação dos IEDs do projeto - Parte 1/3.	50
Tabela 7 – Localização, finalidade e padrão de comunicação dos IEDs do projeto - Parte 2/3.	51
Tabela 8 – Localização, finalidade e padrão de comunicação dos IEDs do projeto - Parte 3/3.	52
Tabela 9 – Indicadores Associados 2018	56
Tabela 10 – Indicadores Associados 2021	56

Lista de abreviaturas e siglas

A/D	- <i>Analógico/Digital</i>
ABNT	- <i>Associação Brasileira de Normas Técnicas</i>
AL	- <i>Alimentador</i>
ANEEL	- <i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
ANSI	- <i>American National Standards Institute</i>
CA	- <i>Corrente Alternada</i>
CC	- <i>Corrente Contínua</i>
CEMIG	- <i>Companhia Energética de Minas Gerais</i>
CLP	- <i>Controlador Lógico Programável</i>
COS	- <i>Centro Operador de Operação do Sistema</i>
DSP	- <i>Digital Signal Processor</i>
EL	- <i>Entrada de Linha</i>
GE	- <i>General Electric</i>
GOOSE	- <i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GT	- <i>Geração e Transmissão</i>
IEC	- <i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	- <i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	- <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IHM	- <i>Interface Homem máquina</i>
LAN	- <i>Local Area Network</i>
LT	- <i>Linha de Transmissão</i>
MME	- <i>Ministério de Minas e Energia</i>
MMS	- <i>Multimedia Messaging System</i>

NBR	- <i>Norma Brasileira</i>
ONS	- <i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
PMU	- <i>Unidade de Medição Fasorial</i>
RAP	- <i>Receita Anual Permitida</i>
SAS	- <i>Sistemas de Automatização de Subestações</i>
SE	- <i>Subestação</i>
SEP	- <i>Sistema Elétrico de Potência</i>
SIN	- <i>Sistema Interligado Nacional</i>
SINOCON	- <i>Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade</i>
SL	- <i>Saída de Linha</i>
SPCS	- <i>Sistema de Proteção Controle e Supervisão</i>
SSCL	- <i>Sistema de Supervisão e Controle Local</i>
TC	- <i>Transformador de Corrente</i>
TP	- <i>Transformador de Potencial</i>
TR	- <i>Transformador</i>
UAC	- <i>Unidade de Aquisição e Controle</i>
UCC	- <i>Unidade Central de Comunicação</i>
UTR	- <i>Unidade Terminal Remota</i>

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	14
1.2	Motivação	15
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	16
2.1	Características de uma Subestação	16
2.1.1	Classificação de uma SE	16
2.1.2	Equipamentos	17
2.1.2.1	Equipamentos de transformação:	18
2.1.2.1.1	Transformador de força:	18
2.1.2.1.2	Transformador para Instrumentos:	21
2.1.2.2	Equipamentos de Manobra	22
2.1.2.2.1	Disjuntores:	22
2.1.2.2.2	Chaves Seccionadoras:	23
2.1.2.3	Equipamentos de Proteção	24
2.1.2.3.1	Pára-Raios	24
2.1.2.3.2	Relés de Proteção ou IED	25
2.1.3	Arranjos de barramentos para Subestações	27
2.1.3.1	Arranjo Barra simples	28
2.1.3.2	Arranjo Barra Principal e Transferência	29
2.1.3.3	Arranjo Barra Dupla	30
2.1.4	Comparação qualitativa dos arranjos	31
2.2	Automação de Subestações	31
2.2.1	Norma IEC 61850	32
2.3	Tipos de relés de Proteção	33
3	METODOLOGIA	36
3.1	Configuração da arquitetura da subestação Pré-<i>Retrofit</i>	36
3.2	Escopos do projeto	40
4	DESENVOLVIMENTO	43
4.1	Eletrocentro	44
4.2	Configuração da arquitetura da SE pós <i>Retrofit</i>	47
4.2.1	Arquitetura de comunicação da casa de comando	47
4.2.2	Arquitetura de comunicação do eletrocentro	48
4.3	Relés de proteção e IEDs de controle	48

4.4	Nova configuração da subestação	52
4.5	Benefícios do <i>Retrofit</i>	54
5	CONCLUSÃO	57
	REFERÊNCIAS	58
	ANEXO A – NOVA ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO	62
A.1	Casa de Comando	62
A.2	Eletrocentro	64

1 INTRODUÇÃO

O crescimento de um país está diretamente atrelado à sua capacidade de suprir as demandas elétricas necessárias para tal, pois com a expansão das zonas populacionais e a criação de novas indústrias, as concessionárias devem estar preparadas para levar energia até essas localidades.

E com a demanda de mais energia para os novos centros, os sistemas existentes devem se adaptar para que a energia seja entregue com qualidade. Da mesma forma, os sistemas de distribuição deve ser desenvolvido e aprimorado para que continue confiável e entregando as cargas dentro dos níveis estipulados. Para que ocorra a distribuição da energia, são utilizadas Subestações de Energia (SE), que recebem a energia gerada por usinas geradoras, sejam elas eólicas, fotovoltaicas, termoeletricas, entre outras, para realizarem a compatibilização das tensões para a distribuição até residências e indústrias.

As SEs vem passando por um período de transição do sistema eletromecânico para o sistema digital, com a implementação da Norma IEC 61850 (do inglês, *International Electrotechnical Commission*), que padroniza os protocolos de comunicação entre os IEDs. No Brasil há a norma brasileira ABNT NBR 61850 que é baseada na norma IEC anterior. Para que as adequações ocorram, as SEs devem passar por processos de modernização de seus equipamentos, processo que também pode ser chamado de *retrofit* ou ainda automação.

Os termos *retrofit* e automação podem ser exemplificados no seguinte contexto: o *retrofit* se refere a revitalização, recuperação ou substituição dos bens (ativos) de uma SE, enquanto que a automação está relacionada à adequação do sistema aos novos equipamentos, ou seja, é a nova maneira dos dispositivos se comunicarem, assegurando a comunicação dos novos equipamentos com os que são antigos e que não foram substituídos. Este conceito é conhecido como interoperabilidade.

1.1 Objetivos

Este Trabalho de Conclusão de Curso consiste na apresentação de um estudo de caso de um *retrofit* para uma subestação de 230 kV, onde, para tal, foi necessário o rearranjo do barramento de 230 kV para barra dupla a quatro seccionadoras e a eliminação do barramento de 161 kV, a substituição dos equipamentos de proteção e controle da SE e a instalação de um eletrocentro. Estas ações de *retrofit* proporcionaram uma maior interoperabilidade da SE além do prolongamento da vida útil de sua instalação elétrica.

1.2 Motivação

Para atender aos requisitos do Sistema Interligado Nacional (SIN), em relação ao que se trata da topologia da rede, é necessário o monitoramento constante das condições das instalações para que qualquer tipo de mal funcionamento ou interrupção da transferência de energia seja evitado ou corrigidos em tempo hábil. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) então estabeleceu critérios para a identificação das instalações estratégicas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para a classificação das instalações, as mesmas foram separadas em tipos E1, E2, E3 e E4, com a seguinte descrição (DTA, 2020):

- **Tipo E1:** São SEs que, em caso de falha, afetam pelo menos 3 estados da federação, com um corte superior a 30 % do total das cargas dos estados afetados;
- **Tipo E2:** São SEs que, em caso de falha, afetam pelo menos 2 estados com corte de superior a 30 %, ou 1 estado com corte superior a 50 %;
- **Tipo E3:** São SEs menores, que podem afetar apenas um estado ou região metropolitana com corte superior a 30 % da carga, ou que a sua interrupção provoque a perda de cargas em montantes superiores a 750 MW. Este estudo de caso se trata de uma SE do tipo E3;
- **Tipo E4:** São SEs que compõem os corredores fluentes de recomposição. Essas linhas que compõem o corredor são responsáveis pela alimentação de consumidores em caso de *blackout*, cuja a indisponibilidade impede o processo de recomposição fluente do corredor associado.

2 Fundamentos Teóricos

O termo *retrofit* é utilizado para conceituar a reestruturação, substituição ou reforma de um objeto sem perder suas características originais (LIMA, 2016). Por se tratar de um termo amplo, o mesmo pode ser aplicado em diversas áreas. Neste trabalho o termo *retrofit* será utilizado para definir todas as melhorias que foram implantadas na SE analisada e que também se refere a Modernização, e neste trabalho não será diferente. Assim como o *retrofit*, a modernização consiste no aprimoramento de um determinado ativo de uma SE com a intenção de que o mesmo possa operar de uma maneira mais produtiva que antes, e no mesmo ambiente de antes (MELLO, 2017).

No ano de 2015 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apresentou junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) o segundo volume do relatório que foi denominado: **Volume II - Subestações complementares da região Sudeste**. Foram analisadas 86 subestações correspondentes a cerca de 69 % do total de subestações que compõem a rede básica do Sudeste, onde a SE Ipatinga 1, que é a SE em análise nesse trabalho, foi considerada factível de implementação do *retrofit* para a SE.

2.1 Características de uma Subestação

Uma subestação, segundo o (PRODIST, 2021) "é parte do sistema de potência que compreende os dispositivos de manobra, controle, proteção, transformação e demais equipamentos, condutores e acessórios, abrangendo as obras civis e estruturas de montagem".

2.1.1 Classificação de uma SE

As SEs podem ser classificadas de diversas maneiras, sendo essas quanto ao seu nível de tensão, quanto ao tipo de instalação, quanto a sua forma de operação, quanto à natureza da corrente elétrica e quanto à sua função (CARLETO, 2017). Segundo McDonald (2012), existem quatro tipos principais de subestações, a saber:

- Subestação *Switchyard* (ou geradora) - Este tipo de SE são construídas dentro de usinas de geração de energia que fazem tanto a distribuição da energia gerada, quanto a alimentação da própria usina onde se encontra;
- Subestação de cliente - Este tipo de SE é utilizada como fonte de alimentação de clientes do tipo empresas de grande porte, devido a necessidade de uma grande fonte para alimentação dos equipamentos, sendo de responsabilidade dos próprios consumidores;

- Subestação de comutação - As SEs de comutação tem a função de auxiliar as SEs geradoras a transferir um grande bloco de energia ao ponto final de distribuição para os consumidores. Estas SEs são essenciais para o bom funcionamento do sistema, porém são extremamente caras e de difícil manutenção;
- Subestação de distribuição - Este é o tipo mais comum de SE. A SE de distribuição é a responsável pela alimentação dos consumidores residenciais ou de baixa tensão (13,8 kV). Estas são localizadas próximas de grandes centros urbanos, provendo os circuitos e distribuição que suprem diretamente a maioria dos consumidores.

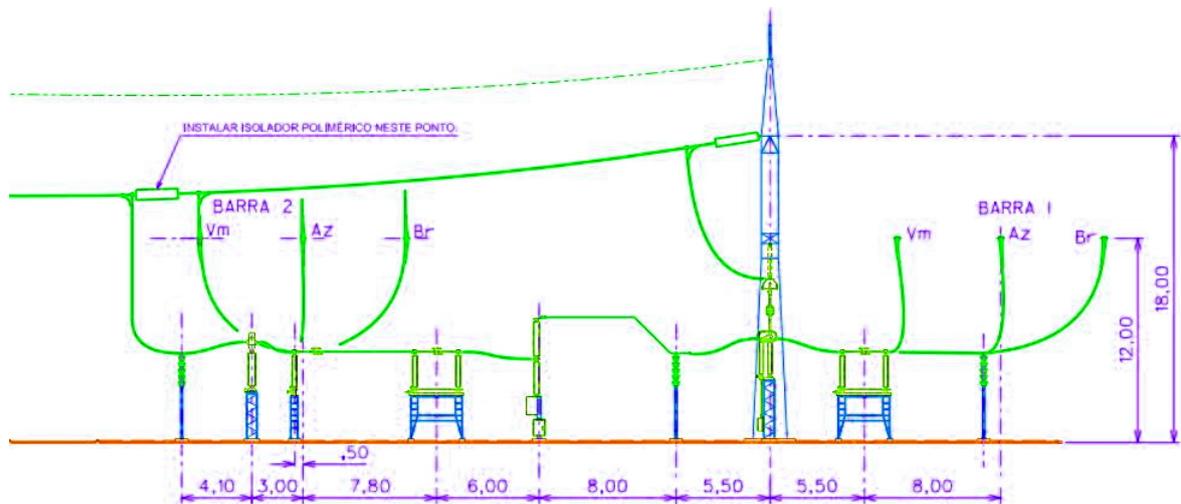
De acordo com a IEC 60038 (IEC, 2002), existe outro tipo de classificação para as subestações, que está de acordo com a sua tensão de operação, que são (MEIRELES, 2010):

- **Baixa tensão:** níveis de tensão de até 1 kV;
- **Média tensão:** níveis de tensão de 6,6 kV, 13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV;
- **Alta tensão:** níveis de tensão de 69 kV e 230 kV;
- **Extra-alta tensão:** níveis de tensão de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750kV;
- **Ultra-Alta Tensão:** níveis de tensão acima de 800 kV.

2.1.2 Equipamentos

Os equipamentos de uma subestação são dispostos em vãos. Os vãos ou *bays*, são a parte da subestação correspondente à entrada ou saída de uma linha de transmissão ("EL" para entrada de linha e "SL" para saída de linha), ou ainda uma saída para um transformador ou alimentador ("TR" e "AL" respectivamente) (ENEL, 2019).

Figura 1 – Vão da SE em análise.



Fonte: Extraído de CEMIG (2018),

Cada vão de uma SE é composto por equipamentos, que são utilizados para a proteção e manobras dentro do pátio. Os principais equipamentos são:

- Transformador de Força;
- Transformador de Potencial;
- Transformador de corrente;
- Disjuntores;
- Chaves Seccionadoras;
- Pára-Raios;
- Relés de Proteção ou IED.

2.1.2.1 Equipamentos de transformação:

Os equipamentos de transformação, são equipamentos estáticos que realizam a transformação de tensão e corrente de um circuito, porém mantendo seus níveis de potência e de frequência. Em Subestações são encontrados três tipos de equipamentos de transformação, transformadores de força, transformadores de tensão e de corrente.

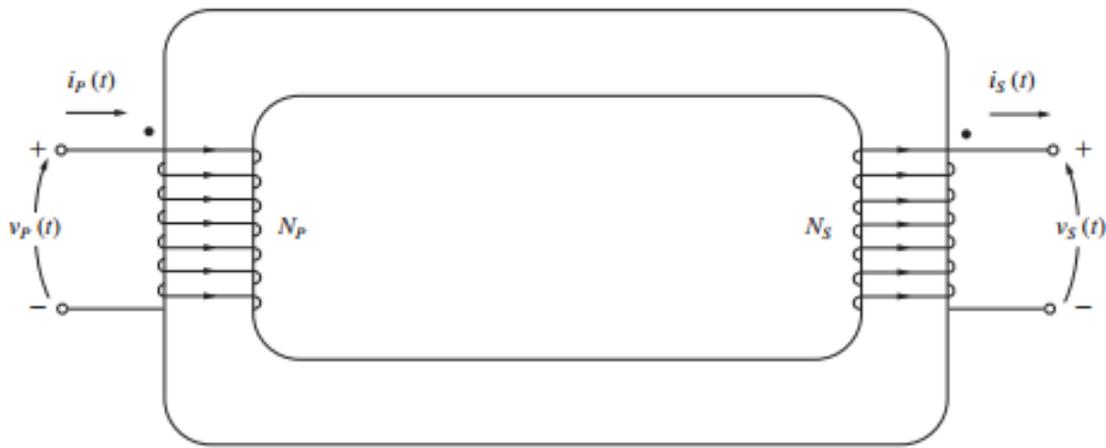
2.1.2.1.1 Transformador de força:

O transformador é o equipamento responsável pela conversão, por meio da ação de um campo magnético, da energia elétrica em corrente alternada (CA) com um nível de

tensão para outro nível tensão, maior ou menor, com um valor de potência e frequência constante (CHAPMAN, 2013).

Sua construção é feita por duas ou mais bobinas, conhecidas por enrolamentos, de cabos de cobre em volta de um núcleo ferromagnético comum. A Figura 2 mostra como é a construção de um transformador ideal.

Figura 2 – Esquema de construção de um transformador ideal de dois enrolamentos.



Fonte: Extraído de Chapman (2013)

O lado direito da Figura 2 é o enrolamento principal ou primário, enrolamento este que recebe a tensão a ser transformada. A alteração do nível de tensão no enrolamento secundário (enrolamento da esquerda), será para um nível maior ou menor, em razão do número de espiras entre o enrolamento principal (primário) e o enrolamento secundário.

O nível de tensão pode ser calculado utilizando a Equação 2.1 mostrada abaixo:

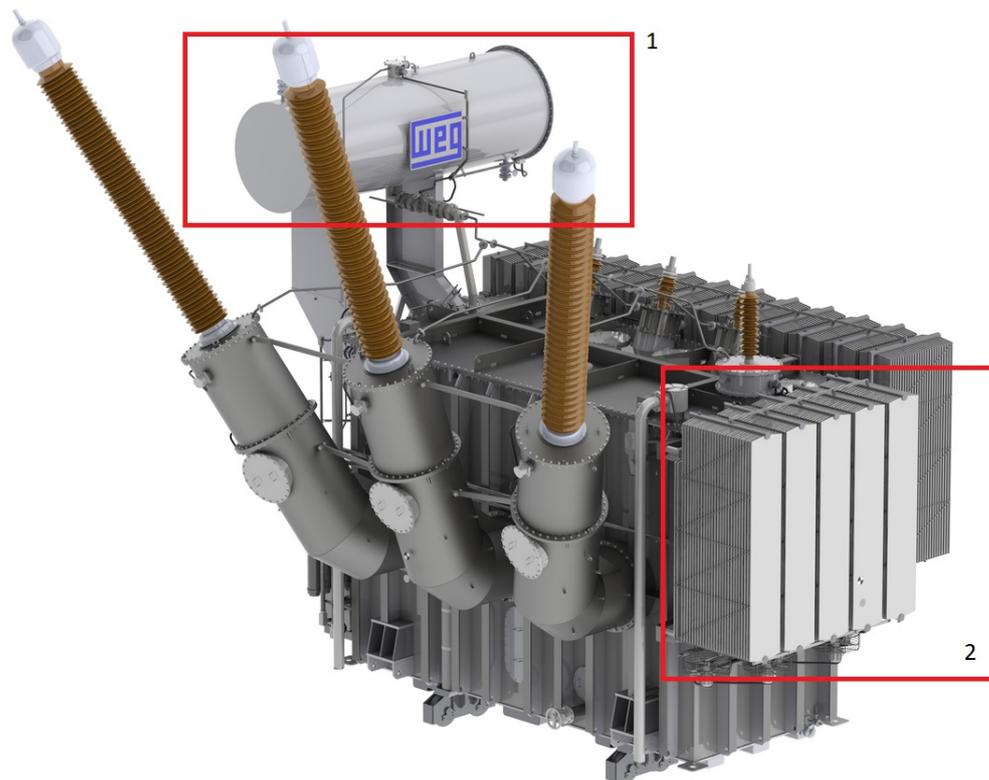
$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (2.1)$$

Portanto para calcular a tensão no secundário do transformador basta dividir a tensão no primário pelo valor da relação de espiras. Se a relação de espiras for maior que 1 a tensão no secundário será menor que no primário e caso a relação seja menor que 1 a tensão no secundário será maior que a do primário.

Em subestações de energia são utilizados transformadores de proporções muito grandes comparados com aqueles utilizados em residências e para realizar a distribuição de energia nos postes das ruas. Um exemplo de transformador utilizado em SEs pode ser visto na Figura 3:

Os transformadores utilizados em SE se diferenciam dos transformadores comuns não só pelo seu porte, mas também por possuir outros componentes em sua constituição (FERREIRA, 2013):

Figura 3 – Transformador de uma Subestação.



Fonte: Extraído de WEG (2020)

- **Tanque:** O tanque é um reservatório para líquidos refrigerantes, mostrado no detalhe 1 da Figura 3, que auxiliam na refrigeração do equipamento a partir da dissipação de calor produzido pela transformação da tensão.
- **Radiadores:** Os radiadores também fazem parte do sistema de refrigeração do equipamento principal, mostrado no detalhe 2 da Figura 3, realizando a troca de calor da parte interna do equipamento com o ambiente, contribuindo para o resfriamento do equipamento.

2.1.2.1.2 Transformador para Instrumentos:

Os transformadores para instrumentos são equipamentos que fazem a conversão de níveis de corrente ou tensão para alimentar equipamentos de medição, proteção e controle. Para que essa transformação ocorra são utilizados dois equipamentos, o transformador de potencial e o transformador de corrente (OLIVEIRA, 2001).

- Transformador de potencial (TP): Este equipamento atua como um transformador redutor, sendo que seu enrolamento principal é ligado a fonte de tensão e o secundário é destinado a alimentar os equipamentos de proteção, controle e monitoramento.

Figura 4 – Transformador de Potencial.



Fonte: Extraído de Industry (2022c)

- Transformador de corrente (TC): Este equipamento também atua como um transformador redutor, porém ao contrario do transformador de potencial, seu enrolamento principal é ligado em série com a fonte, e o secundário com os equipamentos de controle.

Figura 5 – Transformador de Corrente.



Fonte: Extraído de Industry (2022b)

2.1.2.2 Equipamentos de Manobra

Para SEs os equipamentos de manobra são cruciais para sua operação e proteção. Os equipamentos são utilizados em manobras de abertura e fechamento dos circuitos, para controle, proteção e isolamento dos vãos permitindo assim manutenções dentro da SE, assim como a seguridade e integridade dos equipamentos que se encontram a montante dos mesmos, além da garantia a entrega do correto nível de tensão para os consumidores finais.

2.1.2.2.1 Disjuntores:

A principal função dos disjuntores é a interrupção de possíveis variações de corrente que extrapolariam a amplitude máxima de condução dos equipamentos da SE, limitando assim qualquer possível dano aos equipamentos (D'AJUZ, 1985).

Outra utilidade para os disjuntores é como equipamento de manobra. As manobras podem ser realizadas abrindo o circuito do disjuntor, ocasionando a desenergização de um vão inteiro ou parcial dos equipamentos que compõem o vão. Desta forma permitem a realização de manutenções no próprio equipamento ou nos demais equipamentos a jusante. A Figura 6 mostra um exemplo de disjuntor trifásico onde é possível ver em sua parte superior as três câmaras de extinção e logo abaixo e ao centro o painel com o mecanismo de acionamento.

Os disjuntores são divididos em duas partes, que são a câmara de extinção, contendo óleo, ar ou gás de hexafluoreto de enxofre, mais conhecido como gás SF₆, e a parte composta

Figura 6 – Disjuntor de 145kV.



Fonte: Autor (2020)

pelo mecanismo de acionamento.

2.1.2.2.2 Chaves Seccionadoras:

A chave seccionadora é o equipamento responsável pela interrupção ou conexão de um circuito elétrico e são utilizadas também para isolar um equipamento nos circuitos elétricos da SE para realização de manutenção. (GUIMARAES, 2020). A chave seccionadora tem dois estados de operação, aberto e fechado. Quando aberta a chave interrompe a passagem de corrente pelo circuito isolando quem está a sua jusante, e quando fechada permite a passagem de corrente ocasionando na energização completa do circuito.

Para sua operação de forma mais segura, é recomendado que a chave seja operada com o circuito previamente isolado, utilizando um disjuntor. Pois em caso de operação com o circuito energizado, no momento de abertura da chave ou fechamento do equipamento, arcos elétricos podem se formar devido a alta diferença de potencial nos seus polos, arcos estes que podem danificar os equipamentos próximos colocando assim em risco a SE.

A Figura 7 mostra uma chave seccionadora tripolar de 138 kV trifásica com seus polos abertos.

Figura 7 – Chave Seccionadora de 138 kV.



Fonte: Autor (2020)

2.1.2.3 Equipamentos de Proteção

2.1.2.3.1 Pára-Raios

São equipamentos destinados a proteger não só a SE, mas todo o sistema elétrico ligado a SE por meio das linhas de transmissão de energia (LT), quando detectadas sobretensões que podem ser de originadas por descargas atmosféricas e ainda por manobras mal-sucedidas dentro da SE provenientes da operação de chaves seccionadoras e/ou disjuntores, energização de transformadores, reatores, bancos de capacitores, etc. (FILHO, 2019).

Seu princípio de funcionamento é caracterizado pela sua capacidade ao ser submetido a uma sobretensão, de reduzir sua impedância interna, criando um caminho de baixa impedância para condução da corrente de surto, limitando a sobretensão imposta aos equipamentos instalados à jusante. Após a mitigação sobretensão, o para-raios volta a operar em condição de regime permanente apresentando uma impedância infinita nos seus terminais, se comportando como um circuito aberto (COLEON, 2012).

Figura 8 – Para-Raios de 500 kV.



Fonte: Autor (2020)

2.1.2.3.2 Relés de Proteção ou IED

O IEEE (do inglês - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*) define o relé de proteção ou IED como equipamento que tem a função de monitorar defeitos ou falhas em LTs ou equipamentos, ou ainda, condições anormais de operação em sistemas de potência, de natureza perigosa, sendo capaz de tomar uma ação de controle apropriada (IEEE, 1992).

Os relés utilizados em SE para proteção e controle podem apresentar três tipos de construção, podendo ser: relés eletromecânicos, relés digitais ou relés numéricos.

O relé eletromecânico foi o primeiro tipo de relé de proteção a ser desenvolvido para SEs. Sua atuação ocorria em caso de variação da grandeza elétrica para um valor inadmissível ou fora de uma faixa aceitável (COURY, 2007).

O avanço dos estudos e implementações tecnológicas advindas da eletrônica de potência, permitiram que os microprocessadores e microcontroladores fossem incorporados na construção de relés de proteção por meio dos novos circuitos analógicos, culminando na fabricação dos relés digitais.

Figura 9 – Relé eletromecânico.



Fonte: Extraído de Rush (2011)

A implementação dos microprocessadores permitiram a conversão analógico-digital (A/D) das variáveis que são amostradas em campo. Com os dados amostrados, técnicas de cálculo, como a Transformada Discreta de Fourier, podem ser utilizadas para a análise de operação dos equipamentos para que os relés possam atuar conforme a necessidade (RUSH, 2011).

Figura 10 – Relé Digital *One-box-solution*

Fonte: Extraído de Industry (2022a)

Os relés numéricos são a evolução dos relés digitais, com poucas diferenças e mantendo a sua área de operação dentro das funções de proteção de sistemas.

Para que todo o processamento do sinal aferido seja realizado, os relés numéricos são equipados com um processador de sinal digital (ou do inglês, *Digital Signal Processor – DSP*) especializado. Assim como o relé digital, o relé numérico possui microcontroladores e microprocessadores mais potentes que os utilizados em relés digitais, para realizar o monitoramento dos dados coletados. O avanço da tecnologia acerca da construção dos microcontroladores permitiu que este equipamento realize a função de vários outros relés dentro de um único equipamento, solução esta conhecida como *one-box-solution* (solução de caixa única), reduzindo assim o espaço ocupado dentro de um painel (RUSH, 2011).

2.1.3 Arranjos de barramentos para Subestações

Os barramentos são os condutores responsáveis pela distribuição da energia dentro da subestação. Os mesmos podem ser rígidos, feitos de tubos, ou flexíveis, feitos de cabos de alumínio. Os barramentos são energizados a partir da chegada dos cabos condutores que são ancorados no pórtico de uma SE, mas é importante ressaltar que antes da conexão com barramento, a energia transmitida deve passar pelos equipamentos de proteção de entrada da SE (Pára-Raios, TP e TC) (AZEVEDO, 2015).

Para a determinação de qual o tipo de arranjo para barramentos e qual a distribuição dos equipamentos de pátio a serem utilizados em uma SE, o projeto deve considerar fatores como complexidade operacional, interoperabilidade, nível de tensão, economia, confiabilidade e segurança. Tais critérios de projeto devem ser analisados conforme a função desempenhada e a importância da SE sob análise (MONTEIRO, 2021).

Existe uma gama de topologias de arranjos de barramentos para subestações, dentre os mais populares citam-se:

- Arranjo Barra Simples;
- Arranjo Barra em Anel;
- Arranjo Barra Principal e de Transferência;
- Arranjo Barra Dupla;
- Arranjo Disjuntor e Meio;
- Arranjos Híbridos

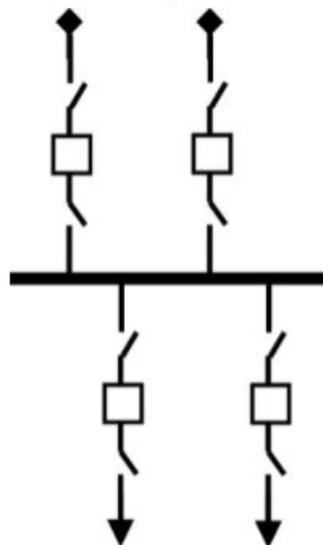
Neste trabalho de conclusão de curso foram estudadas as topologias de **Arranjo em Barra Simples, Barra Principal e de Transferência e Arranjo em Barra**

Dupla, topologias essas que eram pré-existentes ao início dos estudos e/ou implementadas durante o estudo. As topologias estudadas e aplicadas são descritas a seguir:

2.1.3.1 Arranjo Barra simples

A topologia de barramento simples para SEs, é a topologia mais elementar dentre os arranjos existentes. A partir da chegada da LT na SE, a energia transferida passa por todos os equipamentos de manobra e proteção chegando ao barramento que irá distribuir a energia para o restante da SE, como mostra a Figura 11. A simplicidade do barramento faz com que a confiabilidade do mesmo não seja a melhor, pois caso a energia transferida pela linha seja interrompida, todo fornecimento da SE será interrompido.

Figura 11 – Topologia de arranjo barra simples.

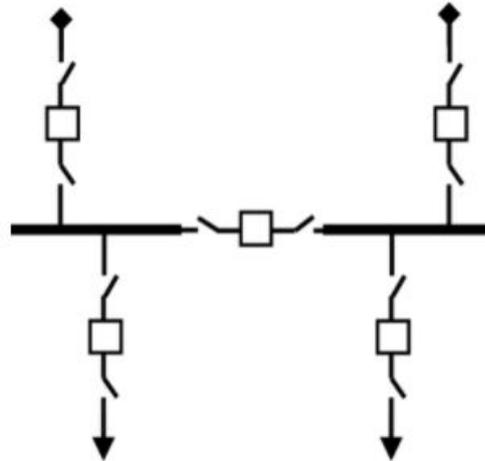


Fonte: (DEDMD, 2022)

Uma alternativa para aumentar a confiabilidade da SE é a inserção de chaves seccionadoras e um disjuntor ao longo do barramento para isolar os circuitos, e os tornar independentes, auxiliando também nas manobras para manutenção da SE quando necessário. A Figura 12 exemplifica o barramento seccionado.

É o tipo de barramento mais barato, proporcionando menor flexibilidade operacional e confiabilidade, estando sujeito a reduzida continuidade no fornecimento de energia elétrica uma vez que uma única falta pode causar um desligamento de toda a instalação. Com estas características é apropriada para aplicação em redes com baixa potência e com baixa exigência de disponibilidade (MCDONALD, 2012).

Figura 12 – Barramento Simples Seccionado.



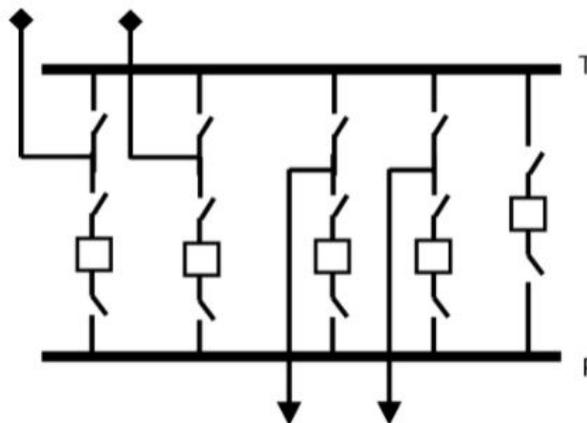
Fonte: (DEDMD, 2022)

2.1.3.2 Arranjo Barra Principal e Transferência

O arranjo barra principal e transferência é uma adaptação ao sistema de barra simples. Para a adaptação além da inserção de um barramento extra (barramento de transferência) é adicionado outro disjuntor à composição da SE. A função desse disjuntor é realizar a conexão entre os barramentos principal e de transferência (COLUSSI, 2002).

A função deste disjuntor é auxiliar nas manobras para manutenção e/ou expansão da subestação. O disjuntor permite que toda e qualquer necessidade de interrupção de fornecimento de energia para um vão seja possível, sem a necessidade de toda a SE ser desenergizada, pois a energia que seria distribuída pelo barramento principal será realizada pela barra de transferência. A Figura 13 exemplifica a configuração de Barramento Principal e Transferência.

Figura 13 – Barramento principal e de Transferência.

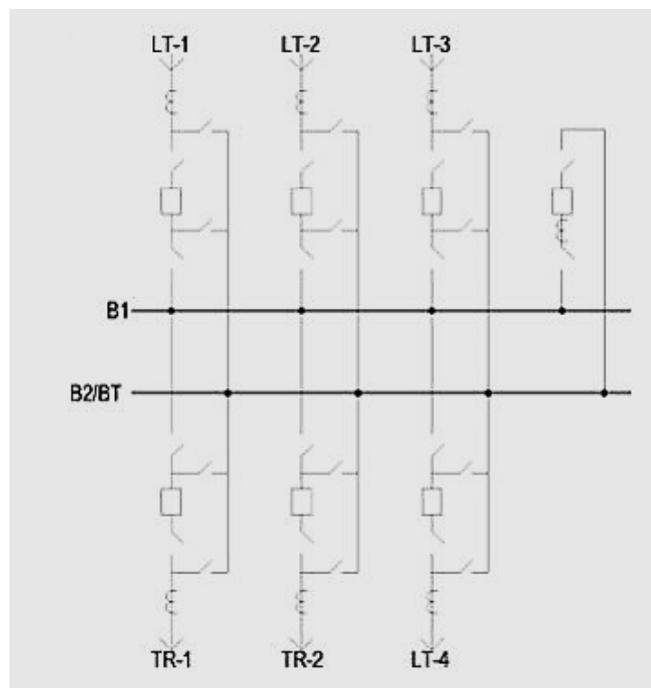


Fonte: (DEDMD, 2022)

2.1.3.3 Arranjo Barra Dupla

A Figura 14 apresenta a configuração para o arranjo de Barra Dupla com quatro Chaves Seccionadoras, que é a topologia a ser implementada na Subestação em análise. Para esta configuração ser implementada, é necessária a inserção de uma chave seccionadora para que a mesma realize o *bypass* em cada vão. A inserção dessa chave possibilita que o disjuntor de qualquer vão seja liberado para ser desenergizado e as manutenções necessárias sejam realizadas. A configuração em Barra Dupla com Quatro Disjuntores permite, em caso de emergência para os disjuntores, que uma das barras opere como barra de transferência, que faria a alimentação exclusiva para um único vão (FRONTIN, 2013).

Figura 14 – Arranjo em Barra Dupla.



Fonte: (FRONTIN, 2013)

O arranjo de Barra dupla com quatro seccionadoras se mostra ideal para a SE em análise pois, segundo Frontin (2013) este arranjo é muito utilizado no Brasil em sistemas de 138 e 230 kV, pois permite a otimização dos investimentos, de forma que duas chaves por vão operem em estado normalmente aberto, sendo que o disjuntor de interligação de barras também faz a função de transferência para liberação de outros disjuntores para manutenção, caso seja necessário.

Com dois disjuntores e dois barramentos para cada circuito, há a flexibilidade operacional de isolar uma falta em um barramento sem interrupção de qualquer circuito ou carga. **Tal característica faz com que a confiabilidade deste arranjo seja extremamente elevada. Obviamente o custo é substancialmente elevado em**

relação aos arranjos citados anteriormente. Os procedimentos operativos também são mais complexos.

2.1.4 Comparação qualitativa dos arranjos

Para realizar a comparação financeira dos arranjos apresentados, uma série de fatores deve ser levada em consideração, como classificação da subestação quanto a seu nível de tensão, tamanho do vão e o fornecedor dos equipamentos a serem utilizados. Portanto faremos uma análise qualitativa em termos de: Flexibilidade Operativa (FO), Facilidades para Expansão (FE), Simplicidade do Sistema de Proteção (SP), Confiabilidade (CF) e Custos (CS) (FRONTIN, 2013).

Tabela 1 – Comparação dos Arranjos de Barramentos

Configuração	Atributos (1 → pior e 4 → melhor)				
	FO	FE	SP	CF	CS
Barra Simples	1	1	4	1	4
Barra Principal e Transferência	2	2	3	1	3
Barra Dupla a 4 Chaves	3	3	1	3	3

Fonte: Extraído de Frontin (2013)

A Tabela 1 valida o que foi apresentado nas seções anteriores, que o arranjo barra dupla a quatro chaves é um arranjo que se sobressai em todos os os quesitos, exceto o seu sistema de proteção, pois é um arranjo mais complexo e exige um sistema de proteção e manobras mais robusto, o que encarece o seu preço de implantação.

2.2 Automação de Subestações

Atualmente há uma demanda pela automação das SEs, que permita a simples integração de equipamentos propondo um alto desempenho e flexibilidade. Os relés ou IEDs atualmente operam com o padrão da norma de redes e sistemas de comunicação para automação de sistemas de potência, que possibilita a interoperabilidade dos equipamentos e melhores soluções para comunicação na proteção, coordenação, controle, monitoramento, medição e teste das SEs (LEE, 2017).

O desenvolvimento da tecnologia e aplicação da mesma dentro dos equipamentos de controle, proteção e supervisão trouxeram vantagens para o processo de automação das SEs, porém, a construção dos equipamentos ainda não era padronizada, o que dificultava a substituição em caso de o equipamento apresentar defeito ou ser necessária sua substituição por outro equipamento mais moderno.

Para que os equipamentos apresentassem uma construção padrão, a norma IEC 61850 estabeleceu regulamentação para este padrão de construção, possibilitando assim

que a instalação e a comunicação dos equipamentos de diferentes fabricantes pudesse ser realizada. A norma regulamentou o protocolo de comunicação e a partir daí, por mais que a tecnologia de funcionamento do equipamento mude, seu método de comunicação será sempre o mesmo (ALMEIDA, 2011).

2.2.1 Norma IEC 61850

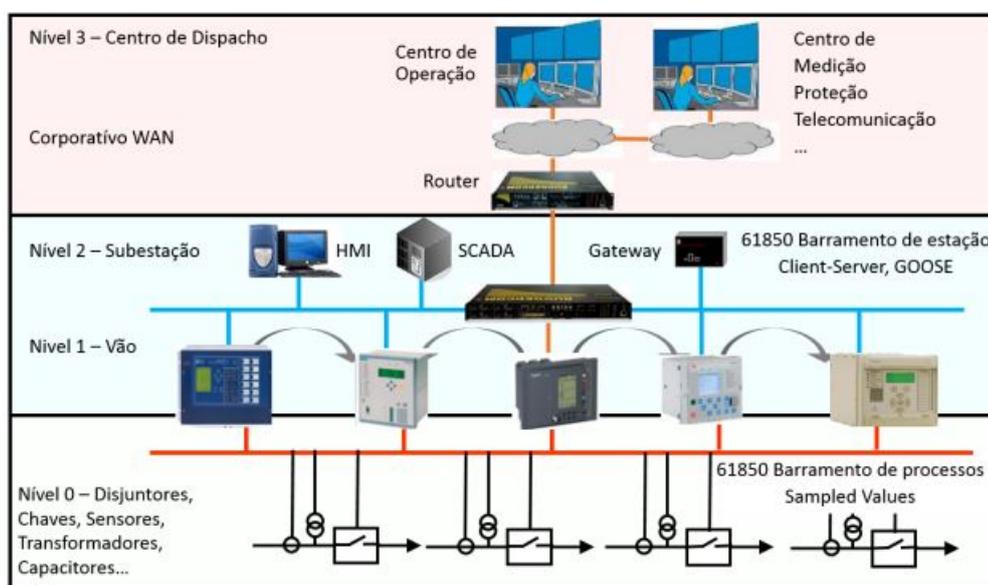
A Norma IEC 61850 (2018) se apresenta com uma nova proposta de tecnologia para a revolução dos Sistemas de Automatização de Subestações (SAS). Para sua implementação, são utilizadas as redes LAN *Ethernet* (LAN do inglês - *Local Area Network*), que são mais velozes e confiáveis, permitindo assim que todos os equipamentos digitais sejam integrados. Desta forma, todos os equipamentos podem compartilhar informações, o que torna, mais simples a implantação de novas funções de automação. Antes da publicação da norma IEC 61850, a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes só era possível com a utilização de conversores. Agora com a padronização do protocolo para o *Ethernet* a comunicação já é possível sem o uso de conversores (ALMEIDA, 2011).

Para a comunicação dos equipamentos digitais em uma rede IEC 61850 existem dois tipos de pacotes de dados, o pacote GOOSE (do inglês - *Generic Object Oriented Substation Event* e o pacote MMS (do inglês - *Multimedia Messaging System*). O pacote GOOSE é utilizado para comunicação de equipamentos do mesmo nível, como dois IEDs. Já o pacote MMS realiza a comunicação de equipamentos em diferentes níveis, como por exemplo um IED com um sistema supervisório (PANAZZIO, 2012). A Figura 15 mostra os níveis da topologia que a Norma IEC 61850 determina e como a comunicação dos pacotes é realizada.

Para a operação dos equipamentos de uma SE, os comandos de operação ocorrem em níveis, que são nível 0, 1, 2 e 3, como mostra a figura 15.

- **Nível 0:** o acionamento é realizado manualmente diretamente no equipamento, ou seja, o operador deve se deslocar da casa de comando e ir até o equipamento e para operá-lo.
- **Nível 1:** O operador da SE não precisa se deslocar até o *bay* para operar o equipamento, bastando que o mesmo se locomova até os painéis dentro da sala de comando para acionar as botoeiras e/ou alavancas para que os equipamentos sejam operados.
- **Nível 2:** O operador faz toda a supervisão e controle manualmente utilizando a IHM (Interface Homem Máquina) da SE. As informações dispostas na IHM da SE são as mesmas que estão dispostas para o COS (Centro de Operação do Sistema).
- **Nível 3:** a operação dos equipamentos é feita diretamente pelo COS sem a participação do operador da SE.

Figura 15 – Níveis de controle de equipamentos em uma SE.



Fonte: Extraída de Fontes (2015)

2.3 Tipos de relés de Proteção

Como já foi discutido na subseção 2.1.2.3, os relés de proteção são equipamentos destinados a realizar o monitoramento e detecção de linhas de transmissão ou equipamentos defeituosos ou estão em condições anormais de operação no SEP (Sistema Elétrico de Potência).

Existem diversos tipos de fenômenos ou anormalidades que podem ocorrer, e fazer com que o SEP funcione fora da sua normalidade. Então os IEDs têm o papel de identificar qual tipo de anormalidade está ocorrendo e atuar para a prevenção e/ou correção de tal.

Desde o início da construção dos relés eletromecânicos, os mesmos eram fabricados para atuar somente sob uma anormalidade ou para proteção ou para monitoramento. Os relés digitais e numéricos permitiram que esses equipamentos fossem condensados em único equipamento.

Para facilitar a identificação dos IEDs, dividido por suas funções, foi elaborada com o nome original **IEEE (Norma para Identificação Numérica de Equipamentos e Sistemas de Potência, Acrônimos e designação de Contatos)** (INCOTEC, 2020) a Norma IEEE C37.2. A ANSI (do inglês - *American National Standards Institute*), utilizou a classificação dos IEDs que a norma faz, para elaborar uma tabela que traz a separação dos IEDs com seus números de operação associados. A Tabela 2, que apresenta todos os tipos de relés que foram utilizados para a realização do empreendimento, é mostrada abaixo:

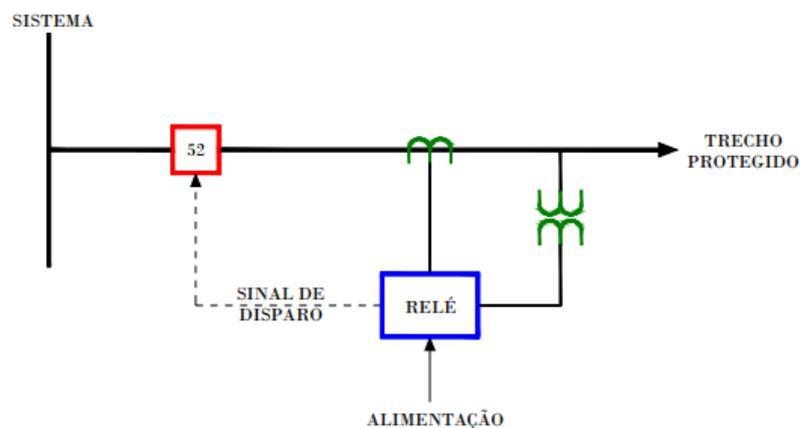
A Figura 16 apresenta como é realizada a instalação do relé de proteção no sistema.

Tabela 2 – Tabela ANSI dos relés utilizados no empreendimento.

Nr	Denominação
21	Relé de distância
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
27	Relé de subtensão
38	Dispositivo de proteção de mancal
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
59	Relé de sobretensão
67	Relé direcional de sobrecorrente
74	Relé de alarme
79	Relé de religamento
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (tele-proteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
AFD	Detector de arco voltaico
SOTF	Fechamento sob falta

Fonte: Extraída de SEL (2021)

Figura 16 – Esquema de ligação de um relé de proteção.



Fonte: Autor

Note que o relé recebe as leituras realizadas pelos transformadores de corrente e de potencial (TC e TP) e, a partir do momento em que a leitura dos dados identifica valores que não sejam apropriados para a operação do sistema em regime permanente, o relé atua diretamente sobre o disjuntor (52). O disjuntor, realizando a abertura de seus polos, isola o sistema protegendo o mesmo de qualquer possível dano.

3 Metodologia

Para a realização deste estudo tomando por base o projeto, as atividades envolvidas foram realizadas em dois segmentos diferentes:

- Substituição dos equipamentos de pátio;
- Instalação dos novos relés na casa de controle e no eletrocentro.

Para a substituição dos equipamentos de pátio, os antigos foram substituídos de acordo com o anteprojeto, em sua grande maioria compostos por chaves seccionadoras, disjuntores, TCs, TPs, Pára-Raios e todo o cabeamento de cobre que era utilizado para realização dos comandos e aferições dos equipamentos. A substituição desses equipamentos se fez necessária devido ao fato de que os mesmos não poderiam ser acionados pelos novos equipamentos de operação devido ao meio de comunicação equipamento-relé ser atualizado para fibra ótica e não mais através de cabos condutores de cobre.

3.1 Configuração da arquitetura da subestação *Pré-Retrofit*

Arquitetura de SPCS (Sistema de Proteção Controle e Supervisão) existente na subestação Ipatinga 1 da CEMIG GT (Companhia Energética de Minas Gerais - Geração e Transmissão), utiliza a solução convencional, consistia na concentração de todos os pontos de aferição em um único equipamento de controle, e se manteve em operação nas SEs por décadas. Todos os sistemas de supervisão, alarme e telecomunicação eram concentrados nas Unidades Terminais Remotas (UTR).

As UTRs são a versão mais robusta dos CLPs (Controlador Lógico Programável), e são projetadas para operarem em ambientes agressivos e em automações industriais de grande porte. Os principais recursos que as UTRs tem são:

- Aquisição de informações a partir de entradas digitais e analógicas;
- Aquisição de informações de outros equipamentos através de comunicação serial;
- Execução de comandos em saídas digitais;
- Envio de comandos para outros equipamentos através de comunicação serial;
- Execução de lógicas de automatismo programáveis;
- Parametrizável e Programável;

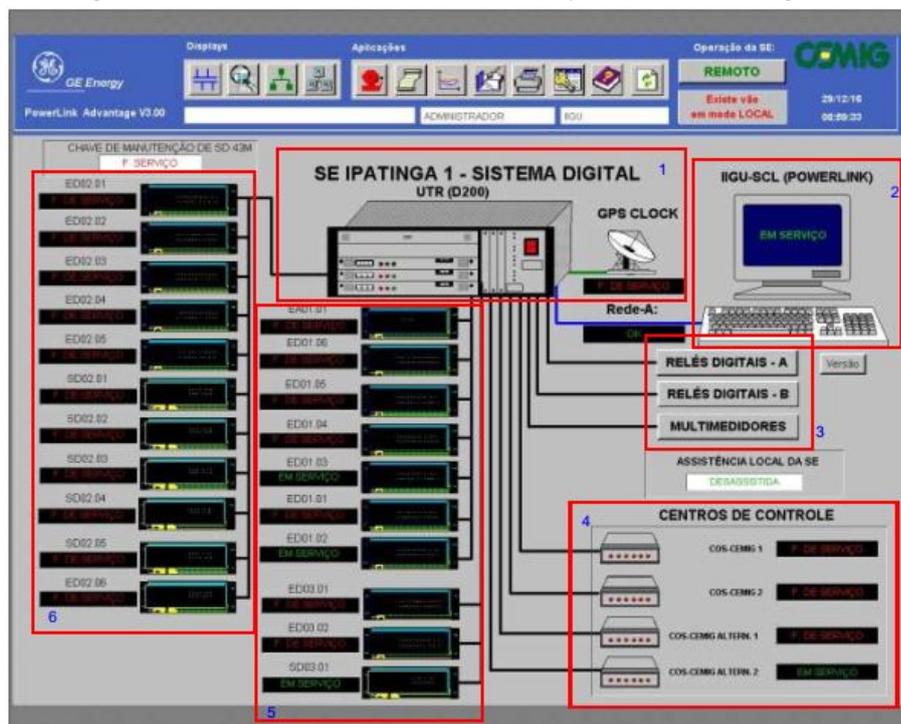
- Comunicação com Múltiplos.

Para o caso em estudo a UTR utilizada era de fabricação da GE (do inglês - *General Electric*) e modelo D200. Estas unidades remotas foram instaladas na década de 80 por várias transmissoras de energia do Brasil durante o empreendimento conhecido como SINOCON (Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade) (MOSZKOWICZ, 2005).

A UTR D200 era do tipo concentradora, ou seja, um em único painel eram recebidos, por meio de cabos condutores, todos os pontos de alarmes e comandos de todos os equipamentos da SE.

A Figura 17, apresenta a topologia de controle da SE. É notório que a UTR, destacada em (1) é o principal equipamento, visto que todas as informações externas são encaminhadas para o equipamento. Ao seu lado direito, destacado em (2) está a IHM que realiza a operação da sala de controle dos equipamentos no pátio.

Figura 17 – Interface da SE pré *retrofit* - Sistema Digital .

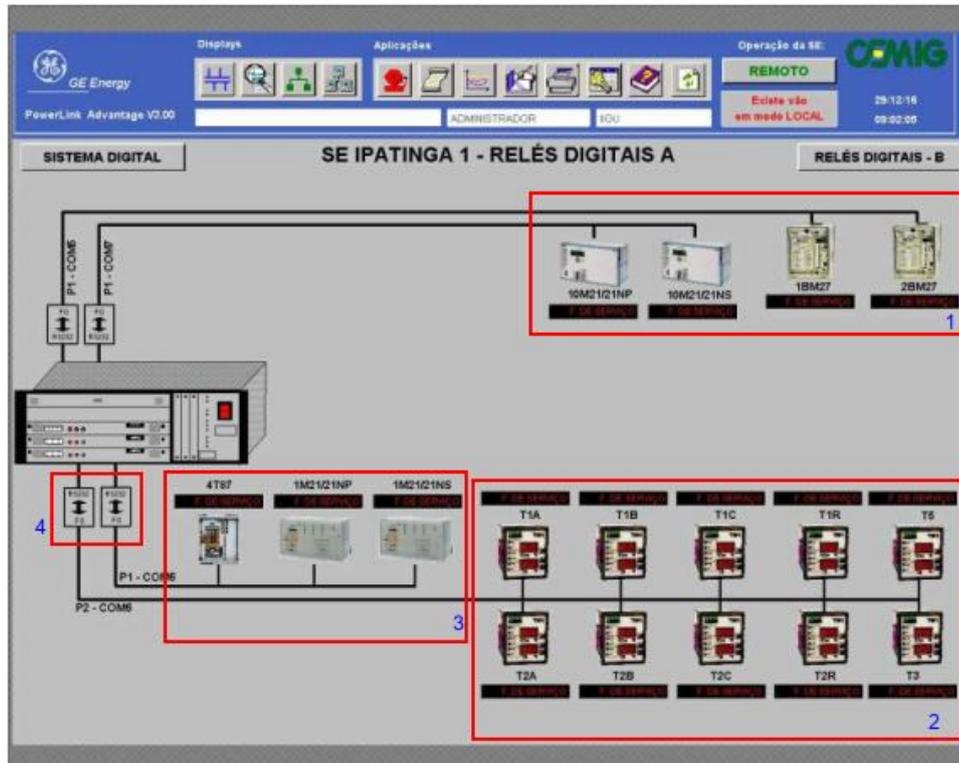


Fonte: CEMIG (2018)

Destacado em (3), estão os demais relés instalados na casa de comando. As Figuras 18, 19 e 20 apresentam todos os relés e multimedidores que estão nos painéis. Em (4) estão os servidores para a comunicação e operação remota do COS com os equipamentos da SE. Nos quadros (5) e (6), estão representados os relés de proteção e controle que estão instalados nos painéis dentro da casa de controle.

A Figura 18 traz a representação dos relés que estão sendo utilizados na SE. Nota-se que no quadro (1), estão os relés de distância (21) e subtensão (27) dos vãos 10M, que pode ser identificado na Figura 22, e da barra de média tensão (1BM e 2BM).

Figura 18 – Interface da SE pré *retrofit* - Relés Digitais A.



Fonte: CEMIG (2018)

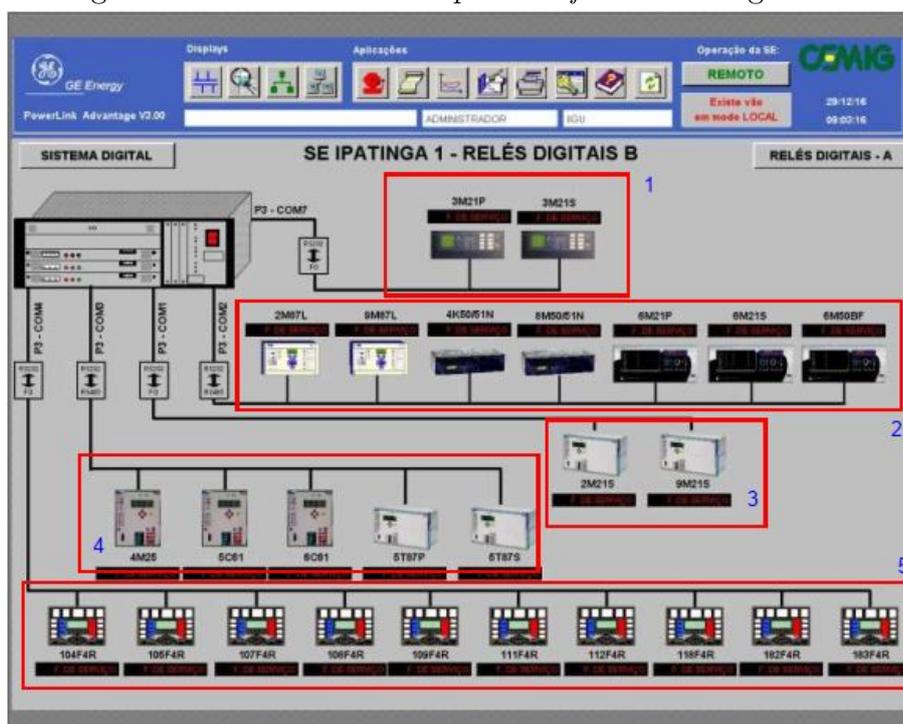
No quadro (2) são apresentados os medidores dos transformadores da SE. Os medidores fazem todo o monitoramento de temperatura de óleo, topo e fundo dos enrolamentos e nível do óleo dos transformadores.

No quadro (3) estão os relés de distância (21) do vão 1M e diferencial de barra (87) do vão 4T. E em (4) um conversor de dados de sinais elétricos para ópticos.

Na Figura 19 são apresentados os demais relés da casa de comando. Em (1) temos os relés do vão 3M e que são os relés direcionais (21). Em (2) temos os relés diferenciais de linha (87) dos vãos 2M e 9M e também os relés de sobrecorrente instantâneo e temporizado e os direcionais (50, 51 e 21) dos vãos 4K, 8M e 6M.

Em (3) temos os relés direcionais (21) do vão 2M. Em (4) estão os relés de sensores de densidade (61) dos vãos 5C e 6C, relés diferenciais (87) do vão 5T e o relé de verificação de sincronismo (25) do vão 4M. Por fim temos os relés de proteção dos religadores dos alimentadores da saída de 13,8 kV, que são responsáveis pelo abastecimento de energia elétrica da cidade.

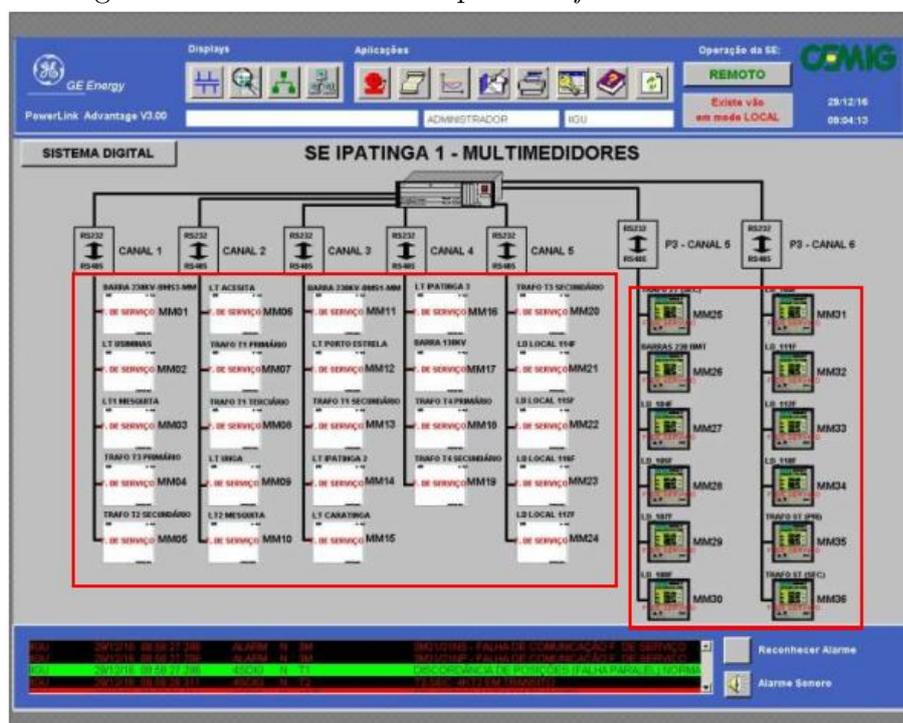
Figura 19 – Interface da SE pré *retrofit* - Relés Digitais B.



Fonte: CEMIG (2018)

E por fim na Figura 20 estão todos os multimedidores instalado ao longo da SE.

Figura 20 – Interface da SE pré *retrofit* - Multimeditores.



Fonte: CEMIG (2018)

A Tabela 3 mostra todas as entradas da UTR D200. A UTR realiza a gerência da supervisão de mais de 500 pontos, onde todos se concentravam em um único equipamento.

Este que possibilita a transmissão para o Centro de Operação da CEMIG, permitindo a supervisão e comandos de forma remota (Telecontrole e Telecomando).

Tabela 3 – Pontos de supervisão da UTR pré *Retrofit*

UTR	Entradas Digitais		Saídas Digitais (dupla)	
	Existentes	Reservas	Existentes	Reservas
UTR GE D200	384	42	192	14

Fonte: CEMIG (2018)

O sistema de controle e proteção já se encontra obsoleto e o sistema não possui redundância, ou seja, em caso de falha na UTR, toda supervisão e controle seriam perdidos, e a SE ficaria sem o apoio do Centro de Operação Remoto e completamente sem condições de informar ao ONS quais alarmes estavam ativados, o que é um risco, visto que a SE depende exclusivamente de um único equipamento. O sistema era radial, não havia nenhum tipo de redundância dos enlaces ópticos e caso algum ponto desta conexão fosse rompido, toda a supervisão da subestação estava em risco.

3.2 Escopos do projeto

Para a realização do empreendimento, além de ser utilizado o anteprojeto, o mesmo é dividido em escopos, descritos no próprio anteprojeto. Escopo é definido como o conjunto de serviços necessários para viabilizar e detalhar as atividades necessárias para a total realização do empreendimento. Os escopos são também muito importantes pois os mesmos são utilizados como marcos contratuais que são as referências para pagamentos das atividades realizadas pela contratada à concessionária.

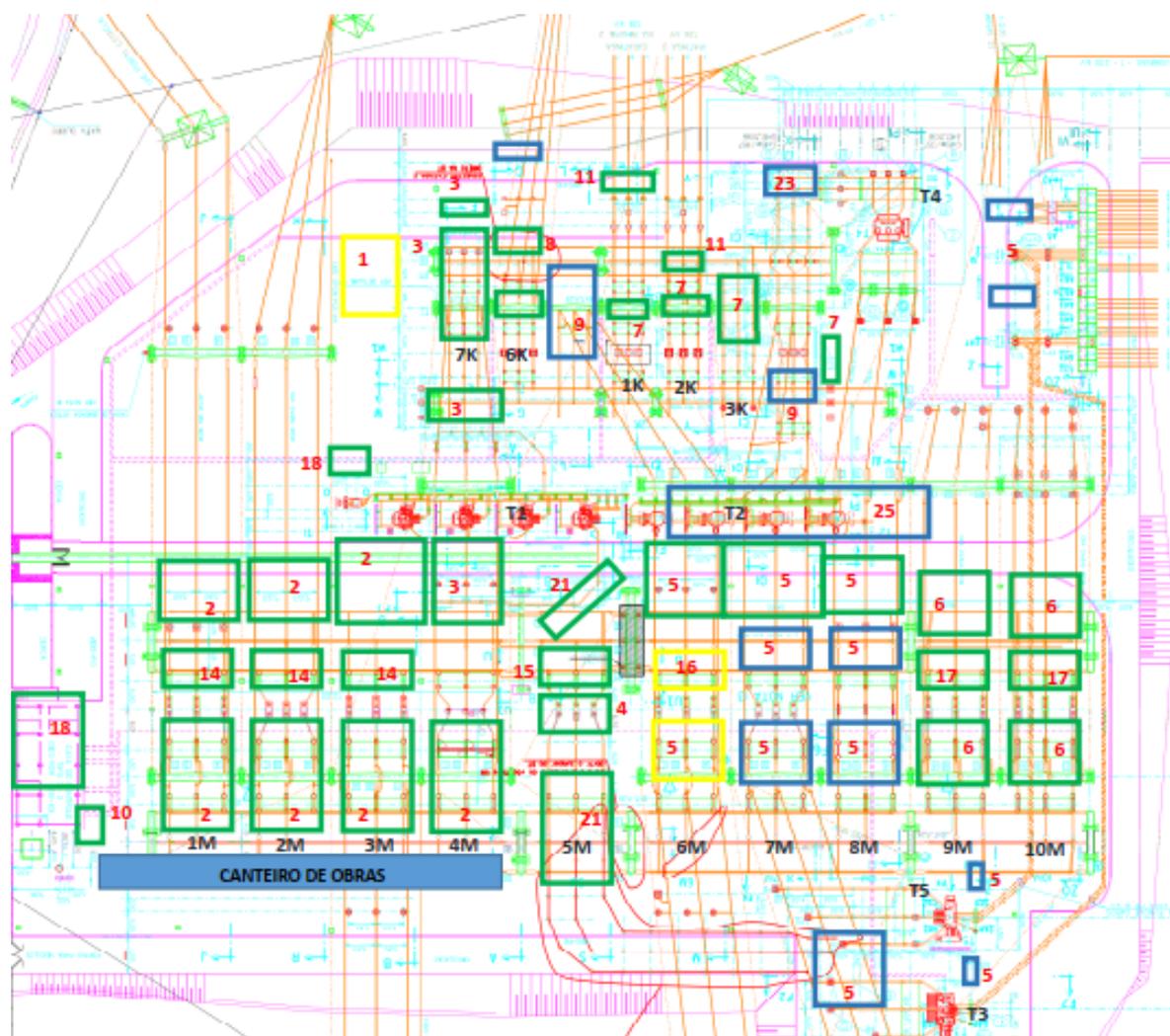
A tabela 4 contém a descrição dos escopos da obra e a Figura 21 mostra as áreas da SE em que o *retrofit* aconteceu.

Tabela 4 – Tabela resumo dos escopos do empreendimento.

Escopo	Descrição
1	Alteração do arranjo do barramento 230 kV para BD4 - substituição do relé diferencial de barras e instalação/adequação de RDPs (Registrador Digital de Perturbações)
2	Alteração do arranjo do barramento 230kV BPT para BD4 - Adequação do vão 1M, 2M e 3M
3	Adequação das seções de conexão do T1 e serviços associados
4	Alteração do arranjo do barramento 230 kV BPT para BD4 - Adequação do vão 5M
5	Alteração do arranjo do barramento 230 kV BPT para BD4 - Adequação dos vãos 6M, 7M e 8M
6	Alteração do arranjo do barramento 230 kV BPT para BD4 - Adequação dos vãos 9M e 10M
7	Adequação do setor 138 kV - barramento, 1K, 2K e 3K
8	Adequação do vão 2L
9	Eliminação do nível de tensão de 161 kV
10	Instalação de GMG (Grupo Gerador Motor)
11	Substituição das proteções das LTs 138 kV para Inhapim 2 e Ipatinga 3 e substituição dos respectivos 6 TCs 138 kV dos vãos
12	Substituição de 3 para-raios 230 kV (seção de LT para Usiminas)
13	Instalação de proteções de barras 138 kV
14	Substituição de disjuntores 230 kV - 1M4, 2M4 e 3M4
15	Substituição de disjuntores 230 kV - 5M4
16	Substituição de disjuntores 230 kV - 6M4
17	Substituição de disjuntores 230 kV - 9M4 e 10M4
18	Melhorias nos serviços auxiliares CA e CC
19	Integração do sistema de monitoramento de buchas do T1, T3, T4 e T5 ao SSCL (Sistema de Supervisão e Controle Local)
20	Substituição das proteções da LT Porto Estrela
21	Substituição de 6 TPs de 230 kV (barras 230 kV)
22	Medição de Perdas
23	Instalação de 3 TCs 138 kV no vão 4K
24	Videomonitoramento dos seccionadores 7MT3 e 7MT5
25	Desmontagem de painéis desativados e do transformador T2
26	Adequação do sistema de telecomunicação

Fonte: CEMIG (2018)

Figura 21 – Demarcação das áreas para modernização da SE.

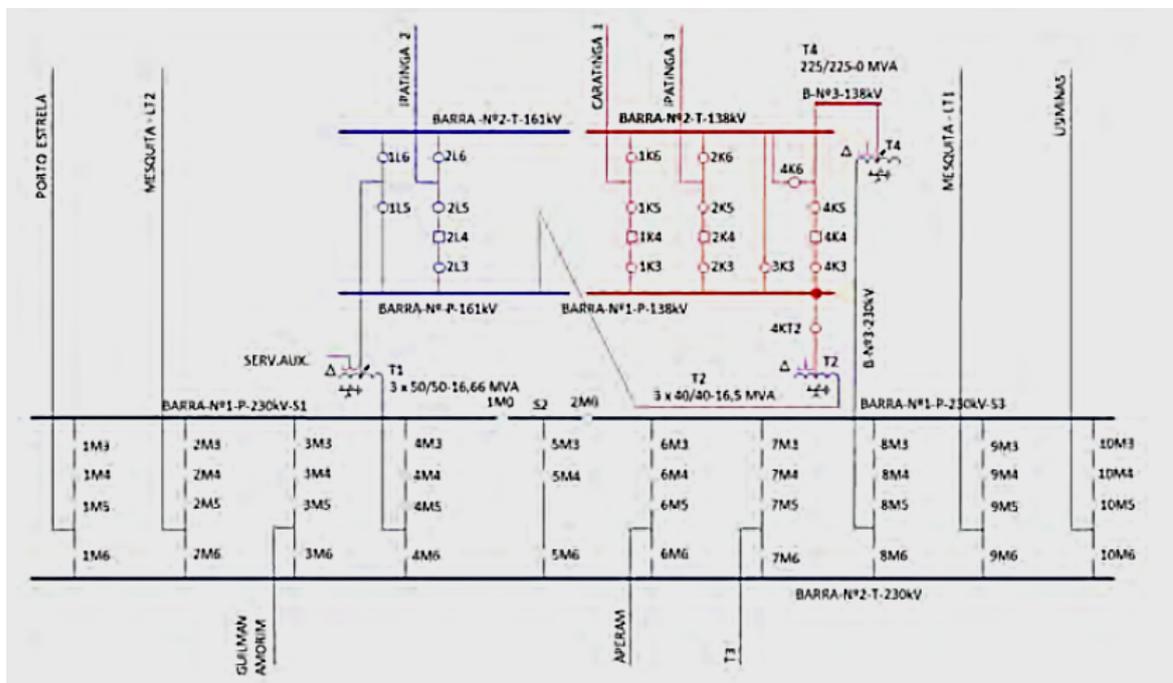


Fonte: Adaptado de CEMIG (2018)

4 Desenvolvimento

A SE em análise possui os setores de 230 kV e 138 kV com arranjo de barra principal e barra de transferência visto no diagrama unifilar apresentado na Figura 22. O estudo propõe que os setores operem com um sistema de barra dupla a 4 chaves e a instalação de uma proteção diferencial adaptativa.

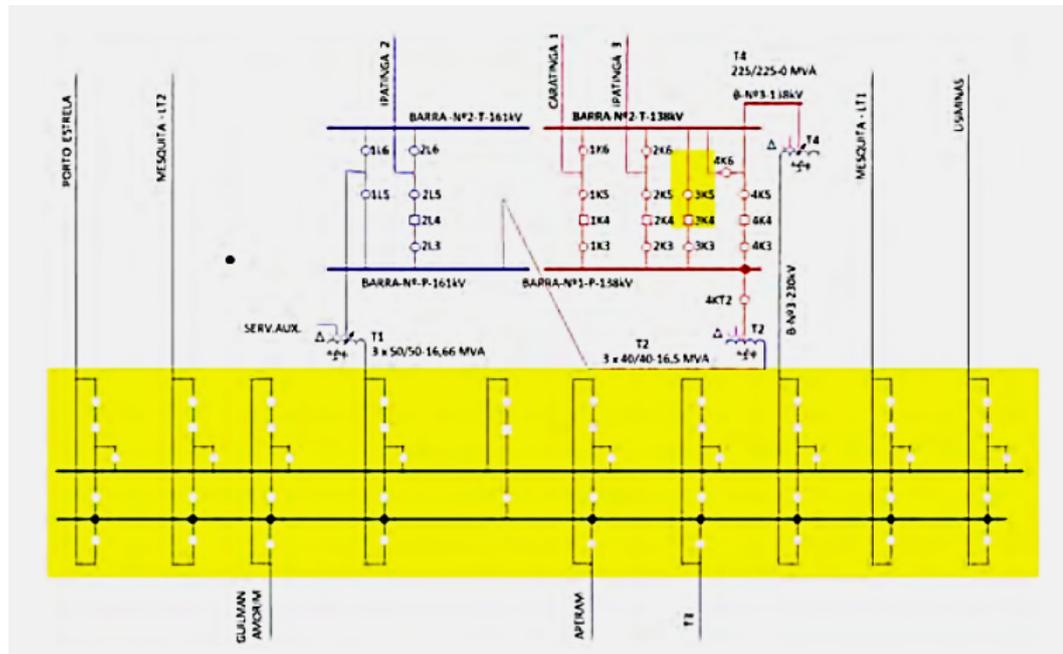
Figura 22 – Estrutura da SE Ipatinga 1



Fonte: ONS (2015)

A Figura 23 apresenta o diagrama unifilar da SE após o *retrofit* realizado.

Figura 23 – Estrutura da SE Ipatinga 1 pós proposta



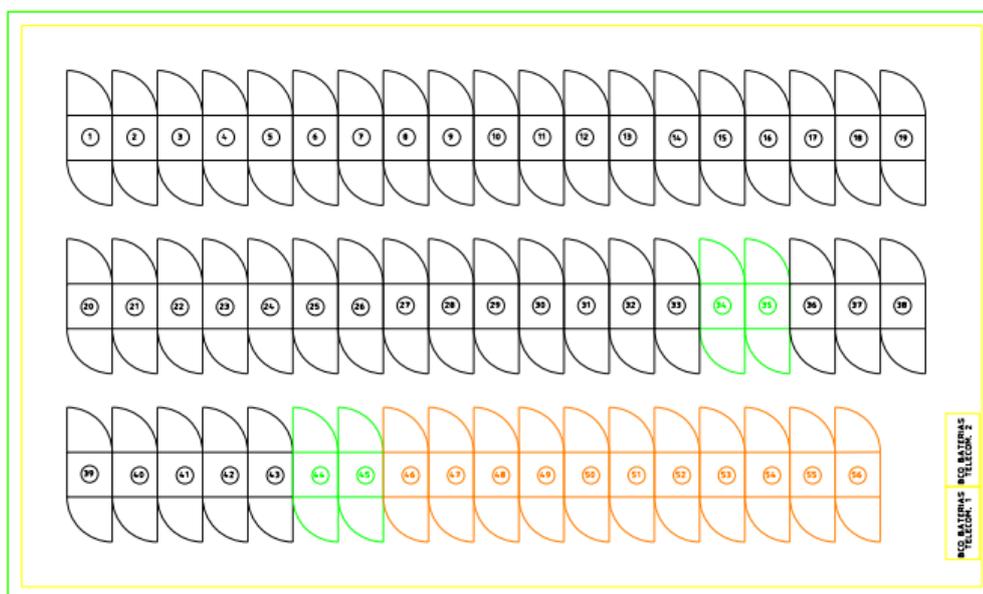
Fonte: ONS (2015)

4.1 Eletrocentro

Parte do escopo para a modernização da SE é referente às atividades para a instalação de um eletrocentro na subestação. O eletrocentro tem a mesma funcionalidade de uma casa de comando, porém o mesmo se sobressai devido a sua fácil instalação e facilidade no transporte, uma vez que diferente de uma casa de comando, o mesmo não tem bases fixas no solo.

Para este empreendimento o eletrocentro utilizado foi confeccionado empregando estruturas pré moldadas, e possui 17,5 metros de largura, 3,6 metros de altura e 11,16 metros de profundidade. O mesmo tem capacidade para abrigar 51 painéis de 80x230x80cm, distribuídos em duas fileiras, duas com 19 painéis e uma com 18 painéis, que irão abrigar todos os IEDs para realizar a comunicação casa de comando - eletrocentro. O dimensionamento do eletrocentro para comportar a quantidade de painéis descrita, foi baseada nas especificações do anteprojeto para utilizar os requisitos técnicos descritos no documento 20.000-EP/ET-1647 (documento restrito). O projeto do eletrocentro pode ser visto na Figura 24. As Figuras 25 e 26 apresentam detalhes da implantação das instalações reais do eletrocentro modernizado.

Figura 24 – Vista superior do eletrocentro.



Fonte: CEMIG (2018)

Na Figura 24 os painéis que estão em preto representam os painéis que receberam as IEDs, os painéis que estão em verde são os painéis que receberão os equipamentos de telecomunicação, e em laranja são os painéis para instalação de futuros IEDs.

Figura 25 – Vista externa do Eletrocentro. Figura 26 – Vista interna do Eletrocentro.



A Tabela 5 apresenta a relação de todos os relés que foram instalados no eletrocentro.

Tabela 5 – Relés instalados no Eletrocentro.

Descrição	Quantidade
Proteção - BM87-P	2
Proteção e controle do vão 1M	2
Proteção e controle do vão 2M	2
Proteção e controle do vão 3M	2
Controle dos vãos 4M, 7k e Trafo T1	2
Proteção do Trafo T1	2
Proteção e controle do vão 5M	1
Proteção e controle do vão 6M	2
Controle do vão 7M	1
Controle do vão 113F e Trafo T3	2
Controle do vão 106F e Trafo T5	2
Controle dos vãos 8M, 4K e Trafo T4	2
Proteção do Trafo T4	2
Proteção e controle do vão 9M	2
Controle do vão 10M	1
Proteção do vão 10M	2
Proteção e controle do vão 1K	1
Proteção e controle do vão 2K	1
Controle do vão 3K	1
Proteção e controle do vão 6K	1
Proteção BK87	2
Medição de perdas das LTs 138 kV	1
RDPs	2
Painel SSCL (Switches e acessórios)	1
Painéis de serviço auxiliar CC	2
Reservados para Telecomunicações	11

Fonte: CEMIG (2018)

4.2 Configuração da arquitetura da SE pós *Retrofit*

Vimos a configuração da arquitetura da SE antes do *Retrofit* nas Figuras 17, 18, 19 e 20, e com a nova configuração da SE para uma topologia de barra dupla a quatro chaves. Juntamente com a mudança de topologia a sua arquitetura de rede de comunicação de equipamentos também deve ser alterada.

Nos apêndices A.1 e A.2 deste trabalho estão as imagens com a nova topologia da arquitetura de comunicação dos relés da SE. A primeira página apresenta todos os relés que estão na casa de comando e fazem a comunicação com a UTR D200 que se manteve instalada na casa de comando.

Para a descrição das arquiteturas apresentadas no apêndice, as Figuras serão descritas em uma leitura dos equipamentos.

4.2.1 Arquitetura de comunicação da casa de comando

Dentro da casa de comando da SE estarão disponíveis três telas para a IHM da SE. A IHM original que realiza a comunicação com a UTR foi mantida, e duas novas telas foram instaladas para a comunicação com os *switches* 5 e 6 mostrados no Anexo A.1. A instalação destes *switches* proporcionarão a comunicação da SE com o COS, o que antes não acontecia. Essa comunicação é de suma importância pois a partir da instalação dos mesmos a SE pode ser operada remotamente, e com as SICAM SCC, sistema supervisorio da SE, que são as responsáveis pela comunicação da IHM com os equipamentos da SE. Juntamente com esses equipamentos, foi instalado também um GPS RT430 que proporciona para a SE a sincronização em escala de tempo de todos os equipamentos da SE para operação junto ao COS, ou seja, o tempo de resposta para o comando de acionamento de um equipamento, seja na SE, seja no COS, será o mesmo.

O Painel UCC (Unidade Central de Comunicação) é o painel responsável por concentrar todas as operações de supervisão e controle da SE. No painel estão instalados duas unidades da SICAM AK3. Com as duas unidades do equipamento a SE passa a ter uma redundância nos seus comandos proporcionando mais segurança para operação em caso de falha.

As UCCs recebem todos os pontos de alarmes de todos os vãos da SE. Estas informações provêm dos sensores de campo e são encaminhados para as UCCs pelos *switches* 5 e 6 que coletam os pontos digitais de todos os IEDs da SE.

Dentro do Painel UCC temos instalados os módulos IO das UCCs, que são responsáveis por coletar fisicamente todos os dados de alarme das IEDs. O *Star coupler* é o equipamento responsável por realizar a troca de informações, via fibra óptica entre a casa de comando e o Eletrocentro e a rede IRIGB conecta as UCCs ao GPS para sincronismo.

Dentro da casa de comando o painel com a UTR D200 foi mantido juntamente com todas as suas funções descritas no item 3.1. O Painel de fronteira realiza a medição do consumo da energia quando há fronteira entre as gerências da transmissora: transmissão, geração e distribuição.

4.2.2 Arquitetura de comunicação do eletrocentro

Dentro do Eletrocentro encontra-se o painel SSCL, que é responsável por toda a troca de informações entre os painéis da casa de comando e os painéis que se encontram no eletrocentro.

Cada um dos vãos da SE requer que sejam utilizados dois painéis para supervisionar sua operação e controle de seus equipamentos. O primeiro painel contém a unidade de proteção principal e a unidade de aquisição de dados principal. Já o segundo painel é constituído pelas proteções e unidades de aquisição suplementares. Esse conjunto permite que os painéis operem com redundância, ou seja, o painel suplementar entra em operação em caso de falha da proteção principal para a proteção do vão.

A partir do painel P20, encontrado no Anexo A.2, são apresentados os painéis que são utilizados para operar com os vãos de 138 kV da SE, painéis esses que são responsáveis pelos vãos de distribuição da SE. O padrão dos painéis de distribuição já consideram os dois painéis de proteção principal e suplementar e não é exigida a redundância da UCC.

Os painéis de 32 a 36 são os painéis que contém relés de proteção de barra (87) para o setor de 138 kV. Os painéis de 39 a 41 são os painéis que contém o sistema de oscilografia da SE, sistema esse que monitora todo e qualquer tipo de acionamento dos equipamentos e suas falhas. Os dados obtidos pelo painel são arquivados para estudos da equipe de manutenção e operação da concessionária para classificar o desempenho do sistema após eventos de desligamento da linha e/ou perturbações elétricas no sistema.

Já o painel 44 foi destinado a medição de perdas das linhas de 138kV, ou seja, ele realiza a contabilidade do faturamento da concessionária em caso de fornecimento para um cliente externo.

4.3 Relés de proteção e IEDs de controle

Para o monitoramento das condições do sistema elétrico, tanto para a identificação de condições anormais, e realizar o acionamento dos disjuntores para que a operação dos equipamentos do vão seja interrompida, ou a interrupção de dispositivos envolvidos no mal funcionamento do sistema, os relés de proteção ou IEDs são utilizados (ENGENHARIA, 2021).

Para realizar o monitoramento e controle da subestação foram utilizados as seguintes IEDs, onde as funções dos relés abaixo formam descritas na Tabela 2:

- 7SL87 – Proteção diferencial de linha - funções disponíveis: 21/21N; 25; 27; 38; 49; 50/51 (2x); 50N/51N; SOFT; 50HS; 50BF; 59; 59N; 67; 67N; 68; 74TC; 79; 81; 85/21; 85/27; 85/67N; 86; 87NT; 87L FL; AFD
- 7SA61 – Proteção de linha (Siprotec 4) - funções disponíveis 85, 50/51; 67; 50STUB; 50HS (Switch-onto-fault); 21/21N (Quadrilateral, $V < I >$); 68/68T; 27/59; 81O/U; 25/79; 50BF; 50/51N; 67N
- SEL 421 - funções disponíveis: 21; 25; 27; 32; 50; 50BF; 51; 67; 79; 81
- D60 - funções disponíveis: 21; 25; 27; 32; 50/51; 50/51N; 59; 50BF; 51; 67; 67N; 68; 78 79; 81
- 7SL86 – Proteção diferencial de linha - funções disponíveis: 21/21N; 25; 27; 38; 49; 50/51 (2x); 50N/51N; SOFT; 50HS; 59; 59N; 67; 67N; 74TC; 79; 81; 85/21; 85/27; 85/67N; 86; 87L FL; AFD
- 7SS85 – Proteção diferencial de barras - funções disponíveis: 38; 50N/51N; 50BF.3p (4x); 50BF.1p (7x); 50EF (11x); 50N/51N; 74TC; 86; 87B; 87STUB
- 7UT86 – Proteção do Transformador - funções disponíveis: 27; 32/37; 37; 38; 46; 49; 50/51(3x); 50N/51N; 50HS; SOFT; 50BF; 59,59N; 59; 74TC; 81; 85/21; 85/27; 85/67N; 86; 87T; 87N T; 87M; AFD
- 7UT85 – Proteção do Transformador - funções disponíveis: 27; 32/37; 37; 38; 46; 49; 50/51(3x); 50N/51N; 50HS; SOFT; 50BF; 59,59N; 59; 74TC; 81; 85/21; 85/27; 85/67N; 86; 87T; 87N T; 87M; AFD
- 7SJ85 – Supervisão de tensão - funções disponíveis: 27; 37; 38; 46; 49; 50/51 (2x); 50N/51N; 50HS; 50Ns/51Ns; 59/59N; 74TC; 86; AFD

Os locais onde os painéis com os relés se encontram foram divididos entre a casa de comando e o eletrocentro. As tabelas 6, 7 e 8 mostram a localização, o tipo de comunicação e a finalidade de cada relé conectados a rede.

Tabela 6 – Localização, finalidade e padrão de comunicação dos IEDs do projeto - Parte 1/3.

Comunicação	Finalidade	Localização
IEC-61850	Conexão entre relés SIEMENS	Eletrocentro
IEC-61850	Conexão entre relés SIEMENS e <i>switches</i> 3 e 4	Eletrocentro
IEC-61850	Conexão entre relés SEL e <i>switches</i> 3 e 4	Eletrocentro
IEC-61850	Conexão entre relés GE e <i>switches</i> 3 e 4	Eletrocentro
IEC-103	Conexão entre relés SIEMENS (7SA61) e DIO	Eletrocentro
DNP3	Conexão entre relé AREVA (P543) e conversor	Eletrocentro
DNP3	Conexão entre conversor e DIO	Eletrocentro
IEC-61850	Conexão entre <i>switches</i> 3 e 4 e DIO	Eletrocentro
IEC-61850	Conexão entre <i>switches</i> 3 e 4	Eletrocentro
Sincronismo IRIG-B	Conexão entre DIO e distribuidor de tempo	Eletrocentro
Sincronismo IRIG-B	Conexão entre distribuidor de tempo e relés de proteção	Eletrocentro
ABNT	Conexão entre medidores E750 e remota ATI	Eletrocentro
DNP3 ETH	Conexão entre remotas ATI e roteador	Eletrocentro
Sincronismo IRIG-B	Conexão entre GPS RDP e relés 7KE85	Eletrocentro
Modbus	Conexão entre monitores de temperatura e CM-0829	Casa de controle
Modbus	Conexão entre CM-0829 e AK3 redundantes	Casa de controle

Fonte: Extraído de CEMIG (2018)

Tabela 7 – Localização, finalidade e padrão de comunicação dos IEDs do projeto - Parte 2/3.

Comunicação	Finalidade	Localização
IEC-104	Conexão entre remota GE D200 e <i>switches</i> 1 e 2	Casa de controle
IEC-61850	Conexão entre relé SIEMENS e <i>switches</i> 1 e 2	Casa de controle
IEC-61850	Conexão entre <i>switches</i> 1 e 2	Casa de controle
IEC-61850	Conexão entre DIO e <i>switches</i> 1 e 2	Casa de controle
IEC-61850	Conexão entre <i>switches</i> 1 e 2 e AK3 redundantes	Casa de controle
IEC-104	Conexão entre <i>switches</i> 1 e 2 e AK3 redundantes	Casa de controle
IEC-104	Conexão entre AK3 redundantes e <i>switches</i> 5 e 6	Casa de controle
IEC-104	Conexão entre <i>switches</i> 5 e 6 e SICAM SCC redundantes	Casa de controle
IEC-104	Conexão entre <i>switches</i> 5 e 6 e painel de Telecom	Casa de controle
DNP3	Conexão entre DIO e star coupler 1	Casa de controle
DNP3	Conexão entre star coupler 1 e AK3 redundantes	Casa de controle
IEC-103	Conexão entre DIO e star coupler	Casa de controle
IEC-103	Conexão entre star coupler 2 e AK3 redundantes	Casa de controle
IEC-104	Conexão entre os dois AK3 (controle da redundância)	Casa de controle
IEC-104	Conexão entre os dois AK3 e SICAM CMIC	Casa de controle

Fonte: Extraído de CEMIG (2018)

Tabela 8 – Localização, finalidade e padrão de comunicação dos IEDs do projeto - Parte 3/3.

Comunicação	Finalidade	Localização
Sincronismo NTP	Conexão entre GPS painel IHM e SICAM SCC	Casa de controle
Sincronismo IRIG-B	Conexão entre GPS painel IHM e UAC serviço auxiliar	Casa de controle
Sincronismo IRIG-B	Conexão entre GPS painel IHM e AK3 redundantes	Casa de controle

Fonte: Extraído de CEMIG (2018)

4.4 Nova configuração da subestação

Para a modernização da SE, os vãos de 230 kV e 138 kV terão seus relés de proteção substituídos e haverá a instalação de Unidades de Aquisição e Controle (UAC's). As conexões destes vãos que são conectados a remota existente, GE D200, serão removidas e conectados a nova remota AK3 (Siemens). A remota GE D200 permanecerá operante, porém, esta será utilizada apenas para aquisição de pontos do sistema de baixa tensão (13,8 kV).

Para a comunicação com o COS), a SE deixará de utilizar o protocolo de comunicação IEC-101 (SCADABR, 2022), e passará a utilizar o IEC-104 (SPIN, 2022). Essa troca permite uma melhor comunicação dos equipamentos do eletrocentro e da casa de controle, que devem ser monitorados 24 horas por dia.

O sistema de SSCL da SE foi substituído pela remota SICAM AK3, e pelo supervisor SICAM SCC, funcionando de maneira redundante, este funcionamento permite que caso um sistema venha a falhar, todo o sistema de proteção não ficará comprometido, pois, haverá outro sistema já em funcionamento para realizar o monitoramento.

A remota instalada, SICAM AK3, possui dois canais de comunicação, um para a comunicação do COS com os equipamentos, e outro canal para a comunicação da IHM (Interface Homem Máquina). Esta remota também possuirá interface com todos os novos relés instalados, relés existentes e a remota existente GE D200. A placa *Ethernet* do AK3 possui duas portas de comunicação cada (canal 1 e canal 2), possibilitando a conexão nos dois *switches*, estendendo a topologia em anel até a remota.

Para o atendimento ao escopo 26, que se trata da instalação do eletrocentro, foi instalado ainda um novo sistema de RDPs (Registrador Digital de Perturbações). Antes do

retrofit existiam duas RDPs, modelo RPV 311 + RA 33X que realizavam o monitoramento de dois setores:

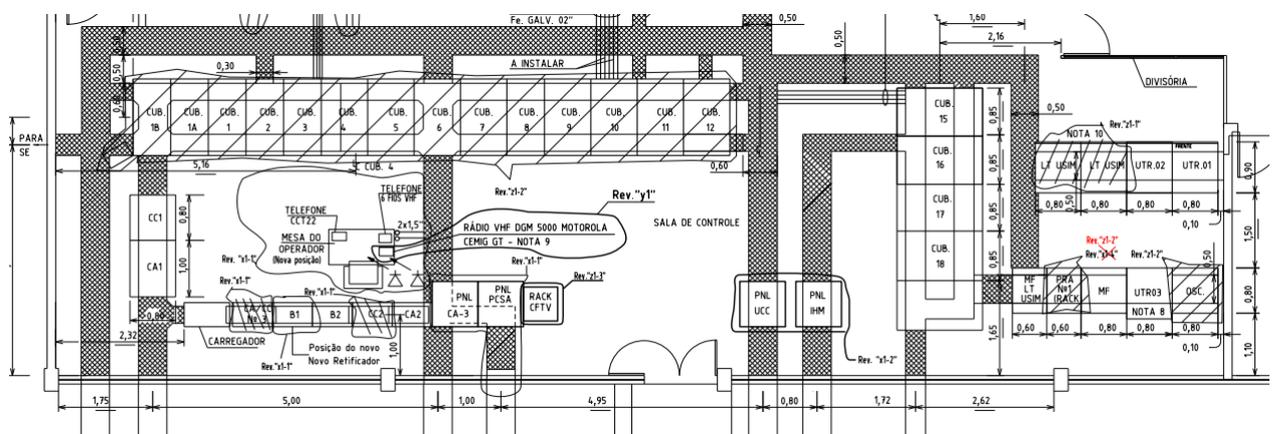
- RDP 1 → Todos os vãos da SE (exceto o Transformador T5);
- RDP 2 → Transformador T5.

Para a substituição RDP do existente, foi instalado um sistema que é executado por três equipamentos, que consistem no módulo central de processamento concentrado (7KE85). Esse equipamento possui as funções: PMU (Unidade de medição fasorial); CFC (*Standard, Control*); Registro de falhas de sinais analógicos e binários; Monitoramento e supervisão; Gravador de varredura rápida; Gravador de varredura lenta; Registrador contínuo; Gravador de tendências; Registrador de sequência de eventos; Funções de gatilho estendidas. Este módulo fará a aquisição das informações referentes a tensão e a corrente dos seguintes vãos:

- Vãos 230 kV: LT Porto Estrela (1M), LT2 Mesquita (2M), LT Guilman Amorim (3M), LT Mesquita (9M), LT Usiminas (10M), LT Timóteo 2 (6M), T1 (4M), T3+T5 (7M), T4 (8M), transferência (5M);
- Vãos 138 kV: LT Inhapim 2 (1K), LT Ipatinga 3 (2K), LT Ipatinga 2 (6K), transferência (3K)

A Figura 27 mostra a casa de comando e podem ser vistos, na parte superior, os painéis da casa que estão hachurados, indicando que os mesmos serão removidos.

Figura 27 – Vista superior da Casa de comando.



Fonte: Autor (2022)

4.5 Benefícios do *Retrofit*

Após a execução de todos os escopos de projeto propostos, podem ser elencados e descritos os principais benefícios advindos do *retrofit* considerados mais significativos para a SE. Como a palavra modernização é um sinônimo para *retrofit* neste caso, a modernização dos equipamentos da SE, seja na sala de controle ou nos vãos, constitui um aprimoramento que traz uma grande melhora para a SE nos quesitos de segurança, qualidade, supervisão e monitoramento sistêmico de SE.

Parte dessa modernização pode ser claramente identificada por meio da instalação dos novos relés na SE, destacando-se também que a migração do sistema de operação eletromecânico para o digital proporciona maior facilidade para monitoração, controle dos equipamentos e comunicação com o COS.

O novo sistema digital foi projetado para supervisionar em torno de 4.000 pontos de alarme, controle, proteção, medição e comando da subestação Ipatinga. A execução deste escopo torna nítido o aumento de pontos que serão supervisionados. Isto implica diretamente na qualidade e confiabilidade da supervisão e tomada de decisão da equipe de operação remota da transmissora.

Atualmente, a remota D200 comunica com o COS através do protocolo serial IEC-101. A nova remota SICAM AK3 comunicará com o COS através do protocolo *Ethernet* IEC-104, atendendo a nova filosofia do COS (projeto COS *Backup*). Durante todo período de comissionamento, os dois canais para o COS (IEC-101 e IEC-104) trabalharão em paralelo. Ao final do comissionamento, o canal IEC-101 será desativado.

O novo sistema implantado na subestação Ipatinga 1 proveu a redundância de equipamentos, ou seja, em caso de dano em algum componente, automaticamente o equipamento redundante será ativado para que não haja perda de supervisão na subestação. Adicionalmente todos os novos equipamentos possuem a função Falha Interna. Desta maneira em caso de anomalias e defeitos internos, um alarme será disparado para o sistema de supervisão local e remoto para que a operação e manutenção da transmissora inicie as tratativas de reparo.

A aquisição de pontos físicos não será mais concentrada em um único painel, sendo que cada vão terá o seu sistema de aquisição de dados através de UAC's por vão e após este ponto todos os dados serão trafegados através de fibras ópticas para a UCC. Tornou-se possível projetar e parametrizar lógicas digitais de controle e proteção. Desta maneira, não é mais necessário a utilizar cabos de interligação entre os painéis mas apenas cordões ópticos. A nova topologia do Sistema pode ser vista no apêndice 1.

Benefícios obtidos com o novo sistema:

- Eliminação drástica de cabos condutores;

- Redundância de todos os equipamentos;
- Sistema descentralizado, ou seja, se um componente estiver danificado a perda de supervisão será pontual a um único vão e não de toda subestação;
- Comunicação entre relés e equipamentos através de fibras ópticas com duas rotas distintas, aumentando assim a confiabilidade;
- Elaboração de lógicas digitais de proteção e controle;
- Auto-*check* dos relés, sinalização remota de relé com falha interna;
- Modernização e padronização dos pontos supervisionados por vão, sendo que todos os vãos terão os mesmos pontos supervisionados.

Do ponto de vista financeiro o *Retrofit* permitiu um melhor faturamento frente as condições de operação da SE por meio da Receita Anual Permitida (RAP). A RAP é a receita anual que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão (ANEEL, 2021).

A Resolução autorizativa nº 6.480 de 11 de Julho de 2017 autorizou a CEMIG a implantar reforços em instalações de transmissão sob sua responsabilidade, bem como estabeleceu os valores correspondentes das parcelas da Receita Anual Permitida – RAP, que totaliza um valor de R\$4.367.300,59 por ano, entre 18 a 34 anos para implantação das melhorias, caso as mesmas sejam implantadas dentro de 36 meses (ANEEL, 2017).

Por fim foram avaliados os indicadores de qualidade de serviço prestado, indicadores que avaliam as interrupções no fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2016). Destacam-se os indicadores definidos pelo (PRODIST, 2021):

- Indicadores Coletivos de Continuidade:
 - DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
 - FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- Indicadores Individuais de Continuidade:
 - DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
 - FIC - Frequência de Interrupção interrupção por Unidade Consumidora
 - DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
 - DICRI - Duração da Interrupção Individual Ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora

As Tabelas 9 e 10 apresentam os indicadores antes do início do empreendimento em 2018, e os indicadores no primeiro ano após a conclusão do empreendimento em 2021, respectivamente:

Tabela 9 – Indicadores Associados 2018

CEMIG Distribuição S/A		DIC (em horas)		FIC (nº de interrupções)		DMIC (em horas)	DICRI (em horas)
Conjunto	DEC	FEC	ANUAL	MENSAL	ANUAL	MENSAL	INTERRUPÇÃO
Ipatinga 1	10	7	41,19	10,29	29,79	7,44	5,48

Fonte: Extraído de ANEEL (2022)

Tabela 10 – Indicadores Associados 2021

CEMIG Distribuição S/A		DIC (em horas)		FIC (nº de interrupções)		DMIC (em horas)	DICRI (em horas)
Conjunto	DEC	FEC	ANUAL	MENSAL	ANUAL	MENSAL	INTERRUPÇÃO
Ipatinga 1	9	6	40,61	10,15	29,49	7,37	16,6

Fonte: Extraído de ANEEL (2022)

Logo no primeiro ano já vemos uma baixa nos indicadores que refletem o benefício do *retrofit* para a região de Ipatinga.

5 Conclusão

O *Retrofit* é essencial para que as SEs continuem operando, pois conseguem se adaptar ao cenário atual de demanda, operação e desenvolvimento do sistema elétrico, além de estarem preparadas para expansões futuras. Com a modernização dos IEDs, para uma forma de instalação padronizada, o que permite a troca por outro módulo de maneira menos trabalhosa, reduz-se a ocupação de espaço trazendo uma maior cobertura para a subestação, para quando for necessária a instalação de novos equipamentos no pátio.

O *Retrofit* de SEs antigas permite ainda a melhor comunicação com o COS e proteção da SE, pois como foi visto, o antigo sistema não possuía redundância de proteção e se tornava dependente de um único equipamento para a proteção de toda a SE. Confirmando assim a aplicabilidade a norma IEC 61850, e implantando a interoperabilidade dos equipamentos da SE, pois agora a SE pode ser operada com maior precisão, tanto localmente como remotamente. Agora além de outro IED para a proteção, existe ainda a possibilidade do COS operar o sistema remotamente em caso de mal funcionamento.

Com a implantação de um protocolo de comunicação a nível nacional do sistema, conclui-se que a modernização se torna uma opção mais viável, pois com a crescente expansão do sistema e avanço da tecnologia de implantação, os dispositivos utilizados para essa modernização permitirão cada vez mais a modernização e integração de novas SE ao sistema de controle nacional e melhor proteção, supervisão, operação das SEs.

Com a implantação do *Retrofit* o nível de confiabilidade da SE aumentou pois, a partir de agora a SE tem todos os requisitos que a ONS recomenda para a melhor operação de uma SE de 230 kV, que é a alimentação dos vãos em barra dupla a quatro chaves, e um novo e completo sistema de proteção controle e supervisão dos seus equipamentos.

Referências

- ALMEIDA, E. M. de. *NORMA IEC 61850 – NOVO PADRÃO EM AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Ceará - Programa de pós-graduação, mai 2011. Citado na página 32.
- ANEEL. *Qualidade do Serviço*. 2016. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/qualidade-do-servico2>>. Citado na página 55.
- ANEEL. Resolução autorizativa nº 6.480 de 11 de julho de 2017. *Diário Oficial da União*, p. 13, jul 2017. Citado na página 55.
- ANEEL. *Receita Anual Permitida - Transmissoras*. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/receita-anual-permitida-rap/654800?inheritRedirect=false>. Citado na página 55.
- ANEEL. *Indicadores Individuais de Continuidade por Município*. 2022. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/limites-dos-indicadores-de-continuidade-por-municipio>>. Citado na página 56.
- AZEVEDO, M. P. *ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO*. Dissertação (Mestrado) — Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - Programa de Pós-graduação, Belo Horizonte, dezembro 2015. Citado na página 27.
- CARLETO, N. *Subestações elétricas*. 1ª edição. ed. Brasília: NT Editora, 2017. Citado na página 16.
- CEMIG. *Reforços e melhorias da SE Ipatinga 1 e região*. 2018. <<https://compras.cemig.com.br/DetalheLicitacao.aspx?token=y83Cs8fU5bzwaEYKp3syC0mSvHxxjqsiXos8nGRsVW%2BMZwj4xeJmQ%3D%3D>>. Citado 12 vezes nas páginas 18, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 45, 46, 50, 51 e 52.
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. 5ª. ed. Porto Alegre: McGrawHill, Bookman, 2013. v. 1. Citado na página 19.
- COLEON, R. *Evolução dos dispositivos de proteção contra sobretensões*. 2012. Acesso em 06 de novembro de 2021. Disponível em: <<https://richardcoleon.files.wordpress.com/2011/12/capc3adtulo-2.pdf>>. Citado na página 24.
- COLUSSI, A. *Sistema especialista para Avaliação de Alternativas de Topologia para Subestações de Transmissão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, feb 2002. Citado na página 29.
- COURY, V. *Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes*. [S.l.]: EESC-USP, 2007. Citado na página 25.
- D'AJUZ, A. *Equipamentos elétricos; especificação e aplicação em subestações de alta tensão*. 1ª edição. ed. Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense, 1985. Citado na página 22.

- DEDMD. *Sistemas Elétricos de Potência I Subestações de energia*. 2022. <http://dedmd.com.br/validacao/2019_1/SISTEMAS%20EL%C3%89TRICOS%20DE%20POT%C3%8ANCIA%20I/Unidade%201/s3/>. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- DTA, D. de TI Relacionamento com Agentes e A. R. *Crítérios para a Identificação de Instalações Estratégicas*. 2020. <<http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20Webinar%20IE.pdf>>. Acesso em 06 de junho de 2022. Citado na página 15.
- ENEL, O. e M. B. Padrão de subestação at/mt com eletrocentro. In: _____. 1^a. ed. Brasil: ENEL DISTRIBUIÇÃO, 2019. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/documentos/CNS-OMBR-MAT-19-0409-EDBR- Padr%C3%A3o%20de%20Subesta%C3%A7%C3%A3o%20ATMT%20com%20Eletrocentro.pdf>>. Citado na página 17.
- ENGENHARIA, P. *Relés de Proteção – Um pouco de história – Parte 1*. 2021. Disponível em: <<https://pronextengenharia.com.br/historia-reles-de-protecao-1/>>. Citado na página 48.
- FERREIRA, J. L. Propostas para redução e atenuação de ruídos originados em transformadores e subestações elétricas de alta potência. *Revista Liberato*, v. 6, n. 9, 2013. Citado na página 19.
- FILHO, J. M. *Manual de equipamentos elétricos*. 5^a. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2019. 633 páginas. Citado na página 24.
- FONTES, M. da C. *Projeto de Plataforma Didática Compatível com a Norma IEC 61850 para Comissionamento de Sistema Digital de Controle e Proteção de Subestação de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015. Citado na página 33.
- FRONTIN, S. O. *Equipamentos de Alta Tensão Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*. 1^a. ed. Brasília: Universidade de Brasília, 2013. 903 páginas. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.
- GUIMARAES Ângelo A. *DESCRITIVO E APRESENTAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA ISOLADA A GÁS SF6 PARA ALTA TENSÃO*. Dissertação (Graduação) — Universidade Federal do Ceará, Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/56313/3/2020_tcc_agguimaraes.pdf>, 2020. 20 de fevereiro de 2022. Citado na página 23.
- IEC. *International Electrotechnical Commission IEC 60038*. 6.2 edição. ed. [S.l.]: Standart Voltages, 2002. Citado na página 17.
- IEEE. *IEEE Standard Definitions for Power Switchgear*. [S.l.]: Switchgear Committee of the IEEE Power Engineering Society, 1992. C37. Citado na página 25.
- INCOTEC. *Tabela ANSI (IEEE C37.2)*. 2020. Disponível em: <<https://tinyurl.com/2p88fj2c>>. Citado na página 33.
- INDUSTRY, D. *Relé de proteção de sobrecorrente SIPROTEC 7SJ series*. 2022. Disponível em: <<https://www.directindustry.com/pt/prod/siemens-energy-automation-and-smart-grid/product-30064-1199309.html>>. Citado na página 26.

- INDUSTRY, D. *Transformador de corrente PVA 123a - Catálogo*. 2022. Disponível em: <<https://www.directindustry.com/pt/prod/abb-ag/product-70728-1231931.html>>. Citado na página 22.
- INDUSTRY, D. *Transformador de medição EMF series - Catálogo*. 2022. Disponível em: <<https://www.directindustry.com/pt/prod/abb-ag/product-70728-583710.html>>. Citado na página 21.
- LEE, W.-J. Modernizing substation automation systems adopting iec standar 61850 for modeling and communication. *IEEE Industry Applications Magazine*, p. 8, feb 2017. Citado na página 31.
- LIMA, C. *RETROFIT DA SUBESTAÇÃO DO HOSPITAL UNIVERSITÁRIO DA GRANDE DOURADOS*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal da Grande Dourados, 2016. Citado na página 16.
- MCDONALD, J. *Electric Power Substations Engineering*. 2012. Disponível em: <http://www.pce-fet.com/common/library/books/78/2784_ElectricPowerSubstationsEngineering.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 28.
- MEIRELES, D. *Aplicabilidade de subestações compactas isoladas a gás em grandes centros urbanos: proposta de procedimento aplicado à expansão do sistema elétrico*. 2010. Disponível em: <<https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/47M.PDF>>. Citado na página 17.
- MELLO, G. D. de. *Metodologia de Priorização de Investimentos em Modernização de Equipamentos de Proteção e Manobra de Subestações de Distribuição*. 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/14719/DIS_PPGEE_2017_MELLO_GABRIEL.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Citado na página 16.
- MONTEIRO, P. R. D. Arranjo de subestação: um estudo de revisão bibliográfica. *R, Society and Development*, p. 12, nov 2021. Acesso em 06 de janeiro de 2022. Disponível em: <[Disponível em: https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/21805](https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/21805)>. Citado na página 27.
- MOSZKOWICZ, M. *SINOCON - Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade*. 2005. Disponível em: <<https://tinyurl.com/2p97ce82>>. Citado na página 37.
- OLIVEIRA, P. C. D. Análise de transformadores de corrente para medição. *Programa de Pós-graduação em Metrologia para a Qualidade Industrial*, PUC-Rio, Rio de Janeiro, p. 136, feb 2001. Citado na página 21.
- ONS. Propostas para melhoria da segurança das instalações estratégicas do sistema interligado nacional - avaliação dos aspectos relacionados aos arranjos de barramentos. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*, p. 52, mar 2015. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.
- PANAZZIO, C. Análise de uma rede smart grid usando a norma iec 61850 e dados de medições. *XXX SIMPÓSIO BRASILEIRO DE TELECOMUNICAÇÕES* -, Curitiba, p. 6, sep 2012. Citado na página 32.

PRODIST. *PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST - Módulo I: GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DO PRODIST*. 2021. Acesso em 15 de junho de 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_prodist_modulo_1_v11.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 55.

RUSH, P. *Proteção e automação de Redes: conceito e aplicação*. first. São Paulo: Edgar Blucher: Schneider, 2011. v. 1. Coordenação de tradução José Antônio Jardini. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

SCADABR, C. *IEC 60870-5-101*. 2022. Acesso em 15 de junho de 2022. Disponível em: <https://sites.google.com/a/certi.org.br/certi_scadabr/desenvolvimento/protocolos/iec-60870-5-101>. Citado na página 52.

SEL. *Tabela ANSI*. 2021. Acesso em 06 de junho de 2022. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>>. Citado na página 34.

SPIN. *IEC-60870-5-104 Slave Communication Protocol Versão 2016.2*. 2022. Acesso em 15 de junho de 2022. Disponível em: <<http://spinengenharia.com.br/wp-content/uploads/2019/04/IEC8705104S.pdf>>. Citado na página 52.

WEG. *Transformador Óleo 110000/150000 kVA 230.0/13.8kV ONAF*. 2020. <<https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Transformadores-e-Reatores-a-%C3%93leo/Transformadores-de-Pot%C3%Aancia-a-%C3%93leo/50-001-a-400-000-kVA/Transformador-%C3%93leo-110000-150000-kVA-230-0-13-8kV-ONAF/p/13122047>>. Acesso em 09 de junho de 2022. Citado na página 20.

ANEXO A – Nova Arquitetura de comunicação

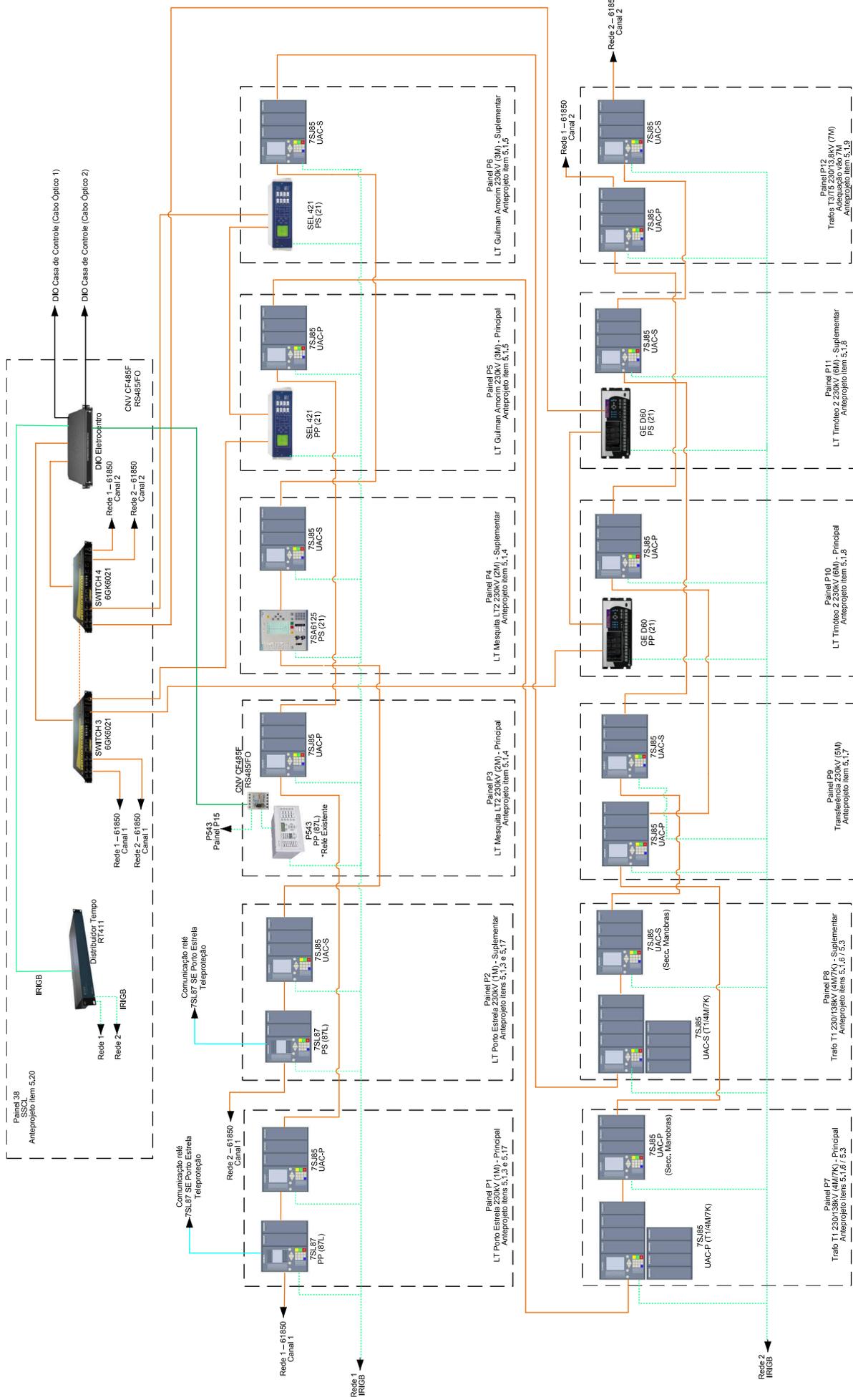
A.1 Casa de Comando

A Figura A.27 abaixo apresenta todos os componentes da nova topologia de arquitetura da SE pós-retrofit, com o intuito de fornecer ao leitor uma visão geral das conexões de todos os equipamentos que compõem essa nova topologia, conforme a descrição apresentada na sessão 4.2. O arquivo eletrônico com maior resolução esta disponível por meio do link abaixo:

https://drive.google.com/drive/folders/1slJPJ6UOi5148xMM8hevAwn_6YcxdFt_?usp=sharing

A.2 Eletrocentro

ELETTROCENTRO



ELETCENTRO

