



Universidade Federal de Pernambuco
Centro de Tecnologia e Geociências
Departamento de Engenharia Elétrica
Curso de Engenharia Elétrica

Gustavo Ferreira Barros

**Viabilidade do uso de merging units na automação de
subestações elétricas**

Recife

2019

Gustavo Ferreira Barros

**Viabilidade do uso de merging units na automação de
subestações elétricas**

Trabalho de Conclusão de
Curso, do Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de
Pernambuco, como requisito para
obtenção do grau de Engenheiro
Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Márcio Evaristo da Cruz Brito.

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

B277v Barros, Gustavo Ferreira.
Viabilidade do uso de merging units na automação de subestações elétricas
/ Gustavo Ferreira Barros. – 2019.
62 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Márcio Evaristo da Cruz Brito.
TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Departamento de Engenharia Elétrica, 2019.
Inclui Referências e Apêndices.

1. Engenharia Elétrica. 2. *Merging units*. 3. Viabilidade. 4. Automação.
5. Subestações elétricas. 6. IEC 61850. I. Brito, Márcio Evaristo da Cruz.
(Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-384

GUSTAVO FERREIRA BARROS

**VIABILIDADE DO USO DE MERGING UNITS NA AUTOMAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso do
Curso de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco,
como requisito da disciplina de Trabalho
de Conclusão de Curso (EL403)

.

Aprovada em: 04 / 07 / 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Márcio Evaristo da Cruz Brito (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof.. Dr. Leonardo Rodrigues Limongi.
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Geraldo Leite Maia Júnior, MSc.
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Aos meus familiares, em especial aos meus pais, Fátima e Edson que formam o meu alicerce, a minha base e que sempre me apoiaram em tudo o que eu almejei.

Ao meu amor, Juliana que tenho uma grande admiração e que me apoiou em todos os momentos que precisei para superar de cabeça erguida todas as dificuldades.

Aos meus amigos e amigas, em especial ao Tropa, ao DEEads e à Turma que me ajudaram durante toda a caminhada, tenho um grande carinho por cada um e cada uma.

Ao pessoal da família ESC que me ajudou bastante para finalizar o TCC e tirar as minhas dúvidas sempre que precisei, em especial a Fernando Guerra, ao professor Roberto Dias, Thisien Gabriel, Ricardo, Monnik, Wallysson, Antônio e Silas.

Ao professor Márcio Evaristo por toda a sua atenção e orientação, por sempre estar disponível para tirar as dúvidas, pela paciência e pelo apoio.

Para chegar até aqui, a caminhada foi longa e agradeço a Deus por estar sempre ao meu lado me dando forças para superar todas as barreiras e continuar firme e forte na luta, agradeço também ao pessoal da célula da PAES pela amizade e que sempre me ajudou na minha caminhada de fé.

RESUMO

A automação de uma subestação elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) é responsável pela interface entre os equipamentos de pátio da subestação e os equipamentos de proteção e controle, fornecendo assim alto nível de confiabilidade para a operação do sistema elétrico e correspondendo às funcionalidades exigidas pelo setor elétrico atualmente. Com isso, um sistema de automação integrado de controle e proteção de uma subestação se apresenta com a finalidade de fornecer recursos de operação e auxílio à manutenção, aumentando a confiabilidade e segurança. As *Merging Units*, que são dispositivos que auxiliam na proteção do sistema, estão presentes em grande parte das subestações elétricas 100% digitais, ou seja nos modelos mais modernos de subestação, o barramento de processo utiliza-as com a função de interface entre os TC's e TP's convencionais ou não convencionais, os IEDs e os equipamentos de manobra. Valores de tensão, de corrente e de estados são processados e em seguida são gerados e distribuídos valores de saída chamados valores analógicos amostrados, seguindo o padrão da norma IEC 61850. Para uma análise da implementação das *Merging Units* em subestações, foram utilizadas duas subestações típicas do SIN, na tensão 230 kV, a fim de proceder uma análise da viabilidade econômica, da confiabilidade e da segurança do sistema com o uso desse dispositivo em subestações que possuem configurações diferentes.

Palavras-chave: *Merging Units*. Viabilidade. Automação. Subestações elétricas. IEC 61850.

ABSTRACT

The automation of an electrical substation in the National Interconnected System (SIN) is responsible for the interface between the substation's patio equipment and the protection and control equipment, thus providing a high level of reliability for the operation of the electrical system and corresponding to the functionalities required by the sector currently. In this way, an integrated substation control and protection automation system is presented with the purpose of providing operating resources and maintenance assistance, increasing reliability and safety. Merging Units, which are devices that aid in the protection of the system, are present in most of the 100 % digital substations, in the most modern substation models, the process bus uses them as an interface between the TCs and Conventional or unconventional TPs, IEDs and maneuvering equipment. Voltage, current and state values are processed and then output values called analog values sampled are generated and distributed following the standard of IEC 61850. For an analysis of the implementation of Merging Units in substations, two typical substations of the SIN were used in the 230 kV voltage, in order to proceed with an analysis of the economic viability, reliability and safety of the system with the use of this device in substations that have settings.

Keywords: Merging units. Viability. Automation. Electrical substations. IEC 61850.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Níveis das Subestações Elétricas no SIN.....	18
Figura 2	Estrutura Lógica dos IED's	23
Figura 3	Níveis hierárquicos de acordo com a IEC 61850	25
Figura 4	Camadas do Modelo OSI <i>versus</i> camadas do protocolo TCP/IP	26
Figura 5	Comunicação Horizontal entre IEDs via GOOSE	28
Figura 6	Tempo de transmissão dos eventos via GOOSE	29
Figura 7	Composição da Merging Unit	31
Figura 8	Características dos Sampled Values	31
Figura 9	Configuração Dual Link	33
Figura 10	Configuração RSTP	33
Figura 11	Configuração PRP	34
Figura 12	Configuração HSR	34
Figura 13	Comparação entre subestações convencionais, modernas e digitais....	36
Figura 14	TC's Ópticos instalados na subestação 315 kV AIS, La Praiere - Canadá	37
Figura 15	Níveis de uma Subestação convencional	42
Figura 16	Níveis de uma Subestação moderna.....	43
Figura 17	Níveis de uma Subestação digital	44
Figura 18	Falha Principal - Árvore de Falhas Subestação Digital.....	50
Figura 19	Falha Principal - Árvore de Falhas de uma Subestação Moderna	50
Figura 20	Diagrama de Blocos de uma Subestação Digital	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Comparação entre os tipos de Subestações Elétricas	45
Tabela 2	Valores de Indisponibilidade dos Dispositivos analisados	49
Tabela 3	Comparativo de Custos das <i>Merging Units</i> na Subestação A	57
Tabela 4	Comparativo de custos Cabos de Cobre vs Fibra Óptica na Subestação A.....	58
Tabela 5	Comparativo de custos de equipamentos para o modelo de Subestação A.....	58
Tabela 6	Comparativo de Custos das <i>Merging Units</i> na Subestação B	60
Tabela 7	Comparativo de custos Cabos de Cobre vs Fibra Óptica na Subestação B.....	60
Tabela 8	Comparativo de custos de equipamentos para o modelo de Subestação B.....	61

LISTA DE SIGLAS

t_E	Tempo expiratório
ACSI	Abstract Communications Service Interface
ANSI	American National Standards Institute
CPU	Central Process Unit
DCS	Distributed Control System
DNP	Distributed Network Protocol
DNS	Domain Name Service
ETE	End-to-end
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
GPS	Global Positioning System
GSSE	Generic Substation Status Event
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
IEDs	Intelligent Electronic Devices
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	Interface Homem Máquina
IMAP	Internet Message Access Protocol
LAN	Local Area Network
LLC	Logical Link Control
LN	Logical Node
MAC	Media Access Control
MMS	Manufacturing Message Specification
NCC	Network Control Center
MU	IED Merging Unit IED
OSI	Open Systems Interconnection
POP	Post Office Protocol

Profibus	Process Field Bus
SAS	Substation Automation System
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCL	Substation Configuration Language
SE	Subestação
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNTP	Simple Network Time Protocol
SMTP	Simple Mail Transfer Protocol
SV	Sampled Values
TC	Transformador de Corrente
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol
TI	Transformador de Instrumento
TP	Transformador de Potencial
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	OBJETIVOS.....	11
1.2	ESTRUTURA DE ESTUDO.....	11
1.3	PROPOSTA E MOTIVAÇÃO	12
1.4	LIMITAÇÕES DO ESTUDO.....	12
2	AUTOMACÃO DE SUBESTAÇÕES.....	14
2.1	ARQUITETURA E ESTRUTURA DAS SUBESTAÇÕES.....	14
2.1.1	Níveis de Subestação	15
2.1.2	IEDs e Dispositivos de comunicação	16
2.1.3	SCADA.	17
2.2	VISÃO GERAL SOBRE A NORMA IEC 61850.....	19
2.3	GOOSE.....	25
2.4	MMS.....	26
3	MERGING UNITS	27
3.1	ANALOG SAMPLED VALUES.....	28
3.2	SINCRONIZAÇÃO DA REDE.....	28
3.3	COMUNICAÇÃO DA REDE.....	29
3.4	REDUÇÃO DO USO DOS CABOS DE COBRE NAS SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS	31
3.5	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.....	32
4	APLICAÇÕES, BENEFÍCIOS E COMPARATIVO	36
4.1	SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL.....	36
4.2	SUBESTAÇÃO MODERNA.....	37
4.3	SUBESTAÇÃO DIGITAL.....	39
4.4	VIABILIDADE DO USO DAS MERGING UNITS	41
4.4.1	Indisponibilidade dos equipamentos	41
4.4.1.1	Merging Units	42
4.4.1.2	Switch.....	43
4.4.1.3	GPS	43
4.4.1.4	Interface do IED – Ethernet.....	43
4.4.1.5	Conexão do Cabo Elétrico.....	43
4.4.1.6	Conexão do Cabo Elétrico responsável pela alimentação dos Sampled	

Values e IEDs	44
4.4.1.7 Conexão de Fibra Óptica	44
4.4.2 Aplicação de Merging Unit em Subestações Elétricas do SIN	48
5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	53
REFERÊNCIAS	54
APÊNDICE A – SUBESTAÇÃO A	56
APÊNDICE B – SUBESTAÇÃO B	59

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo uma abordagem geral sobre os conceitos de Automação de Subestações no Sistema Interligado Nacional, explicando o que é a automação dessas subestações e o seu funcionamento de acordo com a norma IEC 61850. Tem-se como foco a viabilidade do Uso de *Merging Units* nas subestações, apontando as vantagens e desvantagens, com foco na viabilidade econômica.

1.1 OBJETIVOS

Para a primeira abordagem, o foco principal serão os conceitos básicos de automação das subestações, suas instalações e equipamentos, a pirâmide de automação, a Interface Homem Máquina (IHM), sistema SCADA remoto, Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's), a norma IEC 61850, grandezas analógicas e digitais de cada bay.

Dito isto, o processo de integração das *Merging Units* em grande parte das subestações digitais será colocado em destaque no estudo, assim como, a forma que o barramento de processo utiliza-as com a função de interface entre os TC's e TP's convencionais ou não e os IED's.

Finalmente, foi realizado um estudo com duas subestações elétricas reais típicas do SIN, na tensão de 230kV, a fim de analisar a viabilidade ou não da integração de *Merging Units* em subestações reais, destacando pontos importantes para a viabilidade.

1.2 ESTRUTURA DE ESTUDO

Capítulo 2

O Capítulo 2 aborda alguns conceitos de automação, arquitetura, pirâmide de automação industrial, como também, equipamentos de proteção, dispositivos eletrônicos inteligentes (IED's), proteção de sobrecorrente (50,51) , tabela ANSI e uma visão geral sobre a Norma IEC 61850. Além disso, o Capítulo 2 apresenta alguns componentes do sistema de automação, Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) com as funções de monitoramento, registro de dados, alarmes, comando remoto e o papel do switch e roteador.

Capítulo 3

O Capítulo 3 apresenta o conceito das *Merging Units*, a forma como são empregam-se nas subestações digitais, o barramento de processo, as *Analog Sampled Values* (SV's), algumas vantagens do uso das *Merging Units* como a redução do uso de cabos de cobre nas subestações elétricas e analisa a importância dos Transformadores de Corrente e Transformadores de Potencial, convencionais e ópticos.

Capítulo 4

Este capítulo é destinado à implementação das *Merging Units* em subestações elétricas, citando as vantagens e as desvantagens do uso além de apontar a viabilidade econômica dessa implementação. Através de uma comparação entre as subestações elétricas convencionais, as modernas e as subestações digitais.

Foram analisadas as vantagens e desvantagens do uso das *Merging Units* avaliando sua aplicação em duas subestações elétricas reais típicas do SIN e comparando a viabilidade para duas subestações que possuem estruturas diferentes.

Capítulo 5

No último capítulo foram propostos novos estudos e aplicações da viabilidade do Uso das *Merging Units* e as conclusões sobre o trabalho realizado.

1.3 PROPOSTA E MOTIVAÇÃO

Este trabalho tem o objetivo de apresentar conceitos e aplicações dos sistemas de proteção e automação em subestações, além de analisar profundamente a viabilidade do uso das *Merging Units* em subestações digitais.

A principal motivação desse trabalho foi o desejo de colocar em prática alguns dos conhecimentos adquiridos ao longo do curso, em conjunto com a experiência obtida no estágio curricular, realizado em uma empresa da área de proteção e controle de subestações. Além disso, explorar mais a fundo a automação das subestações elétricas em geral, a Norma IEC 61850 e avaliar a aplicabilidade das *Merging Units*.

1.4 LIMITAÇÕES DO ESTUDO

O tema analisado é complexo somado ao fato de que é pouco abordado no curso de graduação, sendo necessário um esforço significativo, no sentido de promover uma junção dos conhecimentos adquiridos ao longo do curso para viabilizar a construção deste trabalho.

Também, é importante destacar que, a necessidade de respeitar o conceito de segurança das informações foi um elemento que dificultou a elaboração deste trabalho, já que, torna o acesso a dados sensíveis, como os preços dos equipamentos utilizados nas subestações elétricas restritos e limita a divulgação dos mesmos.

2 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

A utilização da energia elétrica tornou-se um insumo essencial para o desenvolvimento, existe uma relação direta com o aumento populacional e econômico do planeta. Índices como expectativa de vida e densidade populacional tiveram um aumento significativo desde o seu início. Sua importância também pode ser comprovada pelo fato, de que os países mais industrializados duplicam o consumo da energia elétrica a cada dez anos [1] (Farias, 2011). Portanto, a sociedade moderna depende completamente da energia elétrica.

Naturalmente, é necessário um avanço também das técnicas de produção, distribuição do consumo de energia elétrica, sendo imprescindível também, busca por melhorias no sistema elétrico para que o mesmo tenha uma boa confiabilidade e qualidade.

Nas áreas industriais e de distribuição de energia, é cada vez mais comum a busca pela modernização dos sistemas de proteção e automação das instalações elétricas. Muitas são as vantagens desse tipo de tecnologia, já que, essas instalações acabam se tornando totalmente automatizadas e controláveis, facilitando assim a manutenção e operação, acarretando também em uma redução no custo das operações [2] (Muzy, 2012).

2.1 ARQUITETURA E ESTRUTURA DAS SUBESTAÇÕES

A automação de uma subestação elétrica depende de uma interface entre seus equipamentos e os equipamentos de proteção e controle a serem integrados, para que o nível de confiabilidade seja mantido, podendo assim haver ganhos na operação do sistema. É usada a Interface Homem Máquina (IHM), sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), fornecendo um meio seguro de comunicação fora da subestação. Utilizam-se os *Intelligent Electronic Devices* (IED's) que possuem microprocessadores e softwares responsáveis por implementar uma ou mais funções em equipamentos elétricos, IED é um termo genérico utilizado para descrever qualquer equipamento com microprocessadores.

Devido às limitações da tecnologia, os primeiros exemplos de automação de subestações usavam a capacidade dos processadores e das técnicas de comunicação

e aos poucos a tecnologia foi avançando até chegar à arquitetura distribuída, fazendo com que vários IED's fossem ligados à um processador local. Já o processador local pode se conectar em um ou mais bays de uma subestação. Todos os processadores locais são conectados a uma Interface Homem-Máquina (IHM) , por sua vez sendo também conectado a um sistema SCADA local ou remoto, fazendo assim o monitoramento e controle geral da rede [3] (Alstom, 2012).

2.1.1 Níveis de Subestação

As subestações do Sistema Interligado Nacional são divididas em níveis locais e remotos:

Nível 0

Composto por equipamentos primários das Subestações, equipamentos de proteção do sistema ou de transformação de energia. Esse nível é responsável por fazer o tratamento da energia de alta tensão vinda de transmissoras. Pode-se elevar a tensão ou abaixá-la dependendo da configuração da subestação.

É o nível onde se encontram os Transformadores de energia, Bancos de Reatores e Capacitores, Transformadores de Corrente (TC) , Transformadores de Potencial (TP), Chaves de religamento e etc.

Nível 1

É o sistema formado por equipamentos encarregados pela automação e proteção dos equipamentos do Nível 0. Todos os equipamentos do Nível 0 necessitam de proteção e automação a fim de que sejam minimizados os desligamentos da subestação , aumentando assim a eficiência da mesma.

Formado por Relés de Proteção, Unidades de Controle, Registrador Digital de Perturbação (RDP) e etc.

Nível 2

Tem a função de concentrar as informações disponibilizadas pelo Nível 1. Essas informações são dadas através de algumas interfaces para os operadores da subestação.

Os equipamentos do Supervisório são Micros Concentradores, *Gateways* de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's) e etc.

Alguns dos softwares utilizados nesse nível são o Sage, Elipse e Subnet.

Nível 3

Responsável pela operação e monitoramento de subestações, esse sistema de supervisão é instalado no centro de operação de geradoras, transmissoras e distribuidoras. O nível 3 é chamado de Supervisório, os operadores do sistema realizam tomadas de decisão de operações através do Nível 3.

Nesse nível é utilizada a Interface Homem-Máquina local e o sistema SCADA local.

Nível 4 e Nível 5

Os níveis 4 e 5 são níveis remotos, ou seja, fora do nível de subestação. O Nível 4 faz parte do Centro de Operação Regional, já o Nível 5 pertence ao Centro de Operação do Sistema. Em ambos os níveis são utilizadas plataformas computacionais, sistema SCADA remoto.

Na Figura 1 é possível observar os níveis das Subestações Elétricas no SIN, detalhando um pouco sobre os seis níveis.

Figura 1: Níveis das Subestações Elétricas no SIN

Centro de operação do sistema Plataformas computacionais – SCADA remoto	Nível 5
Centro de operação regional Plataformas computacionais – SCADA remoto	Nível 4
Interface homem-máquina local Plataforma computacional – SCADA local	Nível 3
Unidade central de subestação Processadores, gateways de comunicação IED (Intelligent Electronic Device)	Nível 2
Relés de proteção, unidades de controle de Bay, medidores Equipamento	Nível 1
Disjuntores, seccionadoras, controles de Tap, reguladores de carga e frequência etc.	Nível 0

Fonte: [4] , (SEL, 2019)

2.1.2 IEDs e Dispositivos de comunicação

A proteção do sistema elétrico era realizada totalmente pelos relés eletromecânicos, nos quais foram os pioneiros na proteção do sistema elétrico de potência. As principais funções de proteção dos relés eletromecânicos são: proteção de sobrecorrente (50,51/ 50N,51N) , proteção diferencial (87) e proteção de distância (21/ 21N) . Como o próprio nome diz, esses relés têm o princípio de funcionamento mecânico aliado à um fluxo de corrente de bobina envolvendo um núcleo magnético.

Os relés eletromecânicos vêm sendo substituídos pelos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs), que são os relés multifunção digitais, já que além de realizar novas funções de proteção do sistema, eles possuem muitos outros benefícios. É possível citar os seguintes pontos positivos:

- Manutenção mais simples;
- Aplicação mais flexível nos ajustes de proteção;
- Com a IEC 61850, a comunicação entre os IEDs se torna simplificada (Interoperabilidade);
- Integração e novas possibilidades na aquisição dos dados operacionais;
- Ocupa um espaço físico mais reduzido comparado aos relés eletromecânicos.

Para a comunicação entre os IEDs é importante destacar o seguinte fato, a Norma IEC 61850 revolucionou a automação das subestações e através da rede Ethernet houve uma integração na comunicação entre os IEDs, compartilhando dados para o monitoramento e proteção. Esse tema será explorado mais a fundo ainda nesse capítulo.

2.1.3 SCADA

O Sistema de Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA) é de extrema importância para a automação das subestações elétricas, já que além de adquirir e controlar os dados, também é responsável pela apresentação e comunicação dos dados do sistema elétrico em análise.

É interessante pontuar os avanços tecnológicos em ordem cronológica se tratando de controle do sistema elétrico a partir da década de sessenta [5] (Mello, 2016):

- **Década de 60**

O emprego do sistema SCADA foi iniciado a fim de suprir a demanda por conta do aumento dos custos de mão de obra e para obter uma maior confiabilidade;

- **Década de 70**

Uso de microcomputadores realizando tarefas de controle centralizadamente e poucas tarefas locais em subestações, porém foi bastante criticado por conta do ciclo de vida e da confiabilidade;

- **Década de 80**

Houve uma grande mudança e avanço devido ao aumento da potência dos microprocessadores, processadores de comunicação, lógicos e de sinais. Esse processadores passaram a ser chamados de IEDs (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes), contribuindo para uma transferência de forma segura e em tempo real de uma grande gama de dados que até então não era possível para o SCADA;

- **Década de 90 e anos 2000**

Uso da inteligência distribuída nas subestações elétricas, evoluindo a ponto de realizar totalmente o controle, proteção e supervisão com essa tecnologia.

A partir da década de 80 é possível destacar duas mudanças tecnológicas importantes: a primeira foi o incentivo ao desenvolvimento e consequentemente o uso de protocolos padronizados e abertos; em 1995 houve o lançamento da Norma IEC 60870-5, consolidando os protocolos SCADA direcionado à lista de pontos e em 2004 a Norma IEC 61850 com o protocolo SCADA direcionado à objeto. A segunda foi a incorporação dos relés de proteção aos equipamentos de monitoramento, houve a contribuição da evolução dos computadores, com os IED's vindo a se tornar equipamentos multifuncionais [6] (USP, 2019).

Uma lista de pontos é feita para que o software dos IEDs que é usado na parametrização dos mesmos disponibilize os dados necessários para proteção, controle e supervisão que o software do sistema SCADA será responsável.

Há diversos softwares para o sistema SCADA, um dos mais utilizados no Brasil é chamado SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) que é desenvolvido pelo CEPEL do grupo Eletrobrás, o SAGE é empregado por diversas concessionárias de energia elétrica no Brasil e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

2.2 VISÃO GERAL SOBRE A NORMA IEC 61850

Tem-se uma analogia que auxilia no entendimento da Norma IEC 61850: imaginando uma confraternização na Copa do Mundo da Rússia em 2018 com um grupo de brasileiros, alemães e russos tentando se comunicar, nenhum dos torcedores sabia outro idioma que não fosse o nativo, então precisou-se de um intérprete de idiomas para que houvesse uma comunicação entre os torcedores. Com essa analogia, pode-se exemplificar a importância da Norma IEC 61850, já que ela seria o intérprete da situação. Porém dessa vez, havendo uma comunicação entre os equipamentos da subestação, com uma linguagem em comum entre os mesmos.

A Norma IEC 61850 é imprescindível para que ocorra essa comunicação entre os diferentes fabricantes de equipamentos de automação de subestações, compartilhando informações de forma rápida e segura. Assim, elimina-se o excesso de protocolos já existentes e o custo elevado de fiação, operação e manutenção. Além disso, possibilita uma possível expansão a longo prazo, diminui o custo operacional e aumenta a confiabilidade do sistema.

O protocolo de comunicação IEC 61850 é o conjunto de regras estabelecido e seguido pelos dispositivos inteligentes (IED's) e que determina o tipo de mensagem e a ordem que irão seguir, permitindo assim que os equipamentos troquem as informações de forma adequada, com um funcionamento e monitoramento preciso.

Ademais, quando não existia um conjunto de regras para definir os protocolos de rede, era função do fabricante adotar um próprio protocolo dificultando bastante a comunicação entre os IED's. Com isso surgiram os *gateways*, a fim de converter os protocolos e facilitar essa comunicação. Porém essa utilização acabou se tornando inviável por conta do atraso no processamento das informações, já que a comunicação e os equipamentos de proteção precisam de atuações imediatas para que não haja interrupção de fornecimento de energia elétrica [7] (Souza, 2013).

As tecnologias estão sempre sendo atualizadas, por isso a velocidade que uma tecnologia se torna obsoleta é alta. A fim de garantir que o sistema opere entre si (interoperabilidade), é de grande importância que a comunicação caminhe de acordo com o desenvolvimento das tecnologias futuras. A Norma IEC 61850 foi realizada com esse objetivo, pois caso ocorresse a modernização do sistema de comunicação, não haveriam grandes mudanças no *hardware* e *software* da subestação elétrica automatizada (SAS). A Norma foi feita a partir do modelo de dados de objetos, para troca de dados entre disjuntores, chaves seccionadoras e os demais mecanismos, acompanhando os avanços tecnológicos dos equipamentos. A estabilidade de longo prazo é assegurada para a troca de informações e acesso através dessa norma. Com isso, a SAS acaba se tornando uma plataforma aberta de proteção e automação de subestações elétricas, independente do equipamento e fabricante [8] (Santos, 2019).

Características da comunicação 61850:

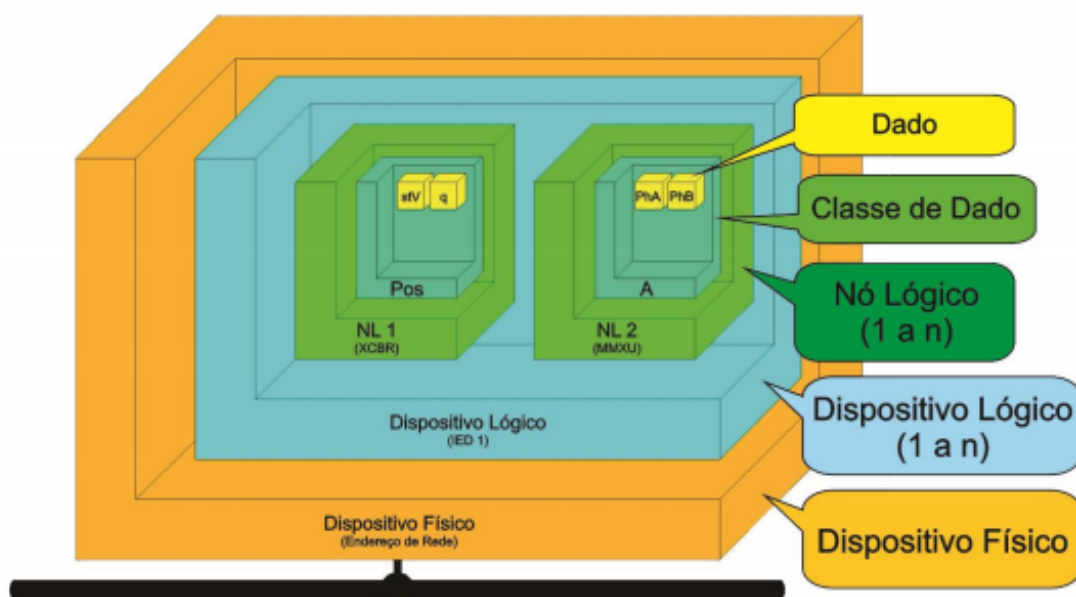
A comunicação da Norma IEC 61850 utiliza a camada ETHERNET e TCP/IP, permitindo a transferência de dados de alta, média e baixa prioridade. O conjunto de protocolos TCP/IP foi projetado especialmente para ser o protocolo utilizado na Internet. A arquitetura TCP/IP implementa a divisão de funções do sistema de comunicação em estruturas de camadas. Para a Ethernet TCP/IP, um dispositivo inteligente (IED) pode ser considerado como um Servidor e apresentar uma interface de comunicação que possui um endereço IP, acessível através de uma rede por um Cliente externo [8] (Santos, 2019). Com isso, tem-se o tipo de comunicação vertical (entre níveis diferentes), o servidor pode aceitar uma conexão de clientes externos, reconhecer esta conexão, fazer a sincronização do relógio com o do cliente e enviar os dados para o cliente.

Para esse arranjo da Norma IEC 61850, o servidor pode conter um ou mais dispositivos lógicos (LDs), que dessa vez podem conter vários nós lógicos (LNs) para as funcionalidades dos LDs. As funções ficam subdivididas em nós lógicos que são listas de dados e atributos específicos de cada equipamento, podendo apontar a posição fechada ou aberta de um disjuntor ou chave seccionadora, valor medido da tensão ou corrente do vão e outras diversas informações importantes que são usadas para descrever e controlar os componentes do sistema em análise.

Esse modelo relata dispositivos físicos existentes nas subestações de energia

elétrica, a estrutura lógica dos IED's. A Figura 2 apresenta como funciona a arquitetura da Norma IEC 61850, podendo afirmar que uma das principais vantagens é a rapidez e facilidade que a busca de dados é direcionada. Os nós lógicos são de extrema importância não só para essa estrutura lógica como também para a Norma IEC 61850 como um todo, os LNs são considerados a essência dessa Norma já que aproximadamente 80% do esforço para a elaboração dessa Norma foi voltado para a filosofia e definição dos nós lógicos [9] (SEL, 2019).

Figura 2: Estrutura Lógica dos IED's



Fonte: [7], (Souza, 2013)

Além do mapeamento para TCP/IP a norma também inclui relatórios e interfaces de serviços abstratos de comunicação (ACSI), testes de conformidades e a linguagem é feita pela Substation Configuration Description Language (SCL). Comunicações verticais são realizadas em níveis diferentes, entre clientes e servidores, já as comunicações horizontais são feitas no mesmo nível, desta vez entre editor e assinante [10] (Pereira, 2007).

Para as comunicações verticais, os dados eram transferidos no modo Mestre-Escravo comum. Já no protocolo IEC 61850, as informações são transportadas no modo Cliente-Servidor. O modo Mestre-Escravo mesmo obtendo um desempenho de-

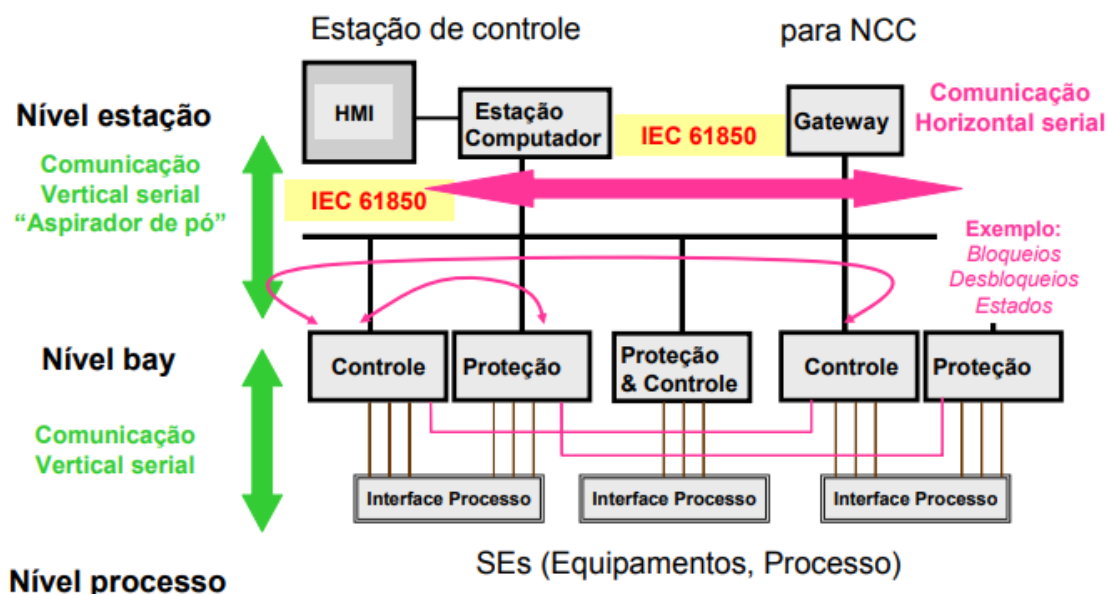
terminístico, o que seria vantajoso porém, é lento já que possui o tempo de transporte dos dados de 1 a 2 segundos. Para o modo Cliente-Servidor, o Servidor geralmente é um IED e o mesmo se encontra no nível do vão ou nível de processo fornecendo as informações ao Cliente que está no nível da estação ou qualquer outro nível que faça o requerimento das informações. As informações são dadas pelo servidor caso haja a solicitação do Cliente, que é o computador da subestação ou até mesmo um *gateway*.

Mesmo antes da Norma IEC 61850 já havia a comunicação horizontal entre IEDs, porém a 61850 possibilitou que IEDs de diferentes fabricantes se comunicassem, feito que até então não era possível. As comunicações horizontais são feitas da forma Editor-Assinante, as informações na rede são compartilhadas de forma *unicast* ou *multicast*, as mensagens podem ser utilizadas por um ou mais IEDs. Essas mensagens compartilhadas são enviadas diversas vezes para aumentar a confiabilidade do processo, a fim de que elas realmente sejam entregues aos IEDs.

Os níveis hierárquicos dentro da subestação de acordo com o padrão IEC 61850 são os seguintes: nível da estação, nível do bay e nível do processo (barramento de processo). É possível verificar esses níveis na Figura 3. A arquitetura da subestação já foi citada como Nível 0, 1 e 2 ; além dos níveis 3, 4 e 5 que fazem parte do sistema de supervisão. Com o padrão IEC 61850: o Nível 0 é nomeado de nível de processo, o Nível 1 é denominado de nível do bay e o Nível 2 é chamado de nível de estação.

Pode-se observar na Figura 3 as comunicações no mesmo nível, comunicação horizontal (representada pelas setas e linhas de cor rosa) ou em níveis diferentes, comunicação vertical (setas de cor verde). Para as comunicações é importante destacar as mensagens tipo GOOSE, MMS e Sampled Values.

Figura 3: Níveis hierárquicos de acordo com a IEC 61850



Fonte: [8], (Santos, 2019)

Camada de Rede OSI versus Internet (TCP/IP)

O modelo *Open System Interconnect* (OSI) organiza as tarefas em sete camadas: Aplicação, Apresentação, Sessão, Transporte, Rede, Data Link e a Camada Física. Os programas de usuários utilizam a camada de Aplicação para o acesso de comunicação e só alcançam as outras camadas após passar pela camada de aplicação.

É possível comparar o modelo OSI com o modelo TCP/IP, as sete camadas do modelo OSI se resumem a apenas quatro no modelo TCP/IP, pode-se observar na Figura 4.

Portanto, as quatro camadas do TCP/IP serão discutidas da seguinte forma:

- **Aplicação**

Inclui três camadas do modelo OSI (Aplicação, Apresentação e Sessão).

A Aplicação fornece funções de comunicação conforme a necessidade, verificando a disponibilidade dos recursos para comunicação e transferência de dados. Funciona como DNS, HTTP, FTP, IMAP, POP, SMTP e Telenet. O mensagem MMS que será um pouco mais explorada a frente, se encontra nessa camada, ela efetua a comunicação vertical e troca dados entre o sistema super-

Figura 4: Camadas do Modelo OSI *versus* camadas do protocolo TCP/IP

	OSI	TCP/IP
7	Application	Applications (FTP, SMTP, HTTP, etc.)
6	Presentation	
5	Session	
4	Transport	TCP (host-to-host)
3	Network	IP
2	Data link	Network access (usually Ethernet)
1	Physical	

Fonte: [11], (Electronic Design, 2019)

visório e os IEDs.

A camada de Apresentação é responsável pela verificação de dados para que a comunicação seja feita de forma correta, garantindo a compatibilidade entre os dados de nível e entre os dados de níveis inferiores.

A camada de Sessão tem como função de coordenar a autorização e autenticação dos dispositivos de comunicação, responsável por estabelecer e pela manutenção da conexão.

- **Transporte (TCP)**

Essa camada continua sendo a mesma do modelo OSI, não foi compactada como a camada Aplicação, sendo responsável pela entrega completa de dados e pela qualidade de serviço, além de haver a integridade dos dados garantida pela correção de erros.

- **Rede (IP)**

A camada de Rede (Network) também continua sendo a mesma do modelo OSI, responsável pelo roteamento de pacotes pelo endereço lógico. O IP é adicionado

aos dados e é transferido para a camada Ethernet.

- **Camada de Link (Ethernet)**

O modelo TCP/IP fundiu duas camadas, a Data Link e a camada Física do modelo OSI para se tornar a camada denominada Ethernet. A camada Ethernet é encarregada de empacotar e desempacotar os dados e definir os níveis de lógica, mídias físicas, conversões e taxas de dados que integram os pacotes de informações entre dispositivos. Encontram-se os GOOSE que são responsáveis pela comunicação horizontal entre IEDs e MUs, mensagens *Sampled Values* (SV's) para valores analógicos de tensão e de corrente, além dos mecanismos de comunicação e redundância PRP, HSR e RSTP.

As mensagens possuem tais níveis de prioridades [10] (Pereira, 2007):

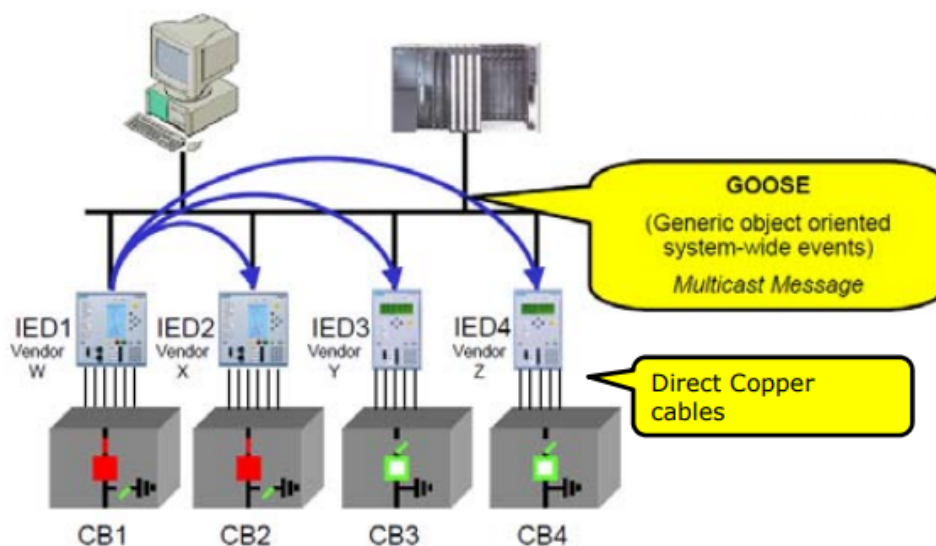
- **Alta:** grandezas analógicas / sinais de disparo, sinais de bloqueio e intertravamento (GOOSE);
- **Média:** estado de equipamentos e controle (informações operacionais);
- **Baixa:** transferência de arquivos (oscilogramas, relatórios de falta etc).

2.3 GOOSE

As mensagens GOOSE apresentam a comunicação horizontal e têm alta prioridade. Devido a alta prioridade dessas mensagens, há requisitos rígidos de tempo cujo endereço IP não é rápido o suficiente para que os GOOSEs circulem a tempo hábil, já que os trips de proteção são da ordem de quatro milissegundos. Como a mensagem GOOSE não tem a camada IP e também não tem a camada de transporte, ela não possui nenhum endereçamento ou seja, ela não é roteável.

A comunicação via GOOSE utiliza o mecanismo de rede chamado de Publicador/Assinante. É possível afirmar que em apenas um ciclo de comunicação da rede, todos os dispositivos assinantes são atualizados dentro do requisito de tempo. O fornecimento da mesma informação para os dispositivos assinantes é dado através do *multicast*. O GOOSE é usado para comandos, alteração no status dos IEDs e alarmes [6] (USP, 2019). É possível observar na Figura 5 a comunicação horizontal entre IEDs utilizando a mensagem GOOSE.

Figura 5: Comunicação Horizontal entre IEDs via GOOSE

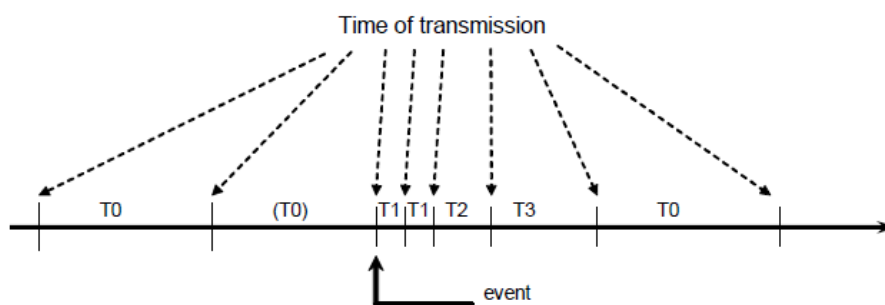


Fonte: [12], (KTH, 2019)

A mensagem GOOSE possui um parâmetro que informa o tempo máximo de espera para uma próxima transmissão, o intervalo de tempo aumenta a cada disparo para que não ocorra colisões nas informações. Caso não haja a transmissão no tempo determinado do publicador para o assinante, o assinante declara como uma

informação perdida. A Figura 6 mostra como funciona o tempo de transmissão da mensagem GOOSE na norma 61850. O intervalo de tempo T1 é o menor tempo de transmissão quando ocorre o evento, já os tempos T2 e T3 são os tempos de transmissão até atingir condições estáveis [13] (IEC, 2004).

Figura 6: Tempo de transmissão dos eventos via GOOSE



Fonte: [13], (IEC, 2004)

2.4 MMS

A mensagem MMS é utilizada na medição operacional, ou seja para obter os valores de corrente e tensão. A comunicação desse tipo de mensagem é vertical e é responsável por troca de dados entre IEDs e entre o sistema de supervisão, um cliente específico solicita o unicast, a comunicação da mesma é feita entre Cliente/Servidor.

Como essas mensagens são de supervisão e controle, os tempos de transmissão podem ser da ordem de segundo, esse tipo de mensagem não tem prioridade, divergindo da mensagem tipo GOOSE que é de alta prioridade e com transmissão em milissegundos. A velocidade da camada IP é suficiente para que essas mensagens sejam entregues no tempo desejado.

3 MERGING UNITS

Em subestações elétricas convencionais há uma grande quantidade de fios e cabos de cobre que são responsáveis pelas ligações dos equipamentos elétricos que realizam comandos e medições, com o barramento de processo ocorre a redução dos fios e cabos já que as informações não mais transitam por eles e sim pelo barramento de processo, com as informações sendo enviadas através do switch para os IED's [14] (Almeida, 2011).

Para o uso da *Merging Unit* (MU), é necessário que o barramento de processo suporte o elevado tráfego de dados. Esse barramento exige velocidade para que as informações sejam processadas de forma a suprir os equipamentos primários e os equipamentos de manobra da subestação elétrica.

As Merging Units serão utilizadas pelo barramento de processo para servir como ligação entre os TC's/TP's (convencionais ou ópticos) e os IEDs da subestação elétrica. As MU's digitalizam os sinais analógicos (*Sampled Values*) dos equipamentos de pátio e em seguida enviam para os IEDs que se encontram na cabine de controle, utilizando fibra óptica [15] (SEL, 2015).

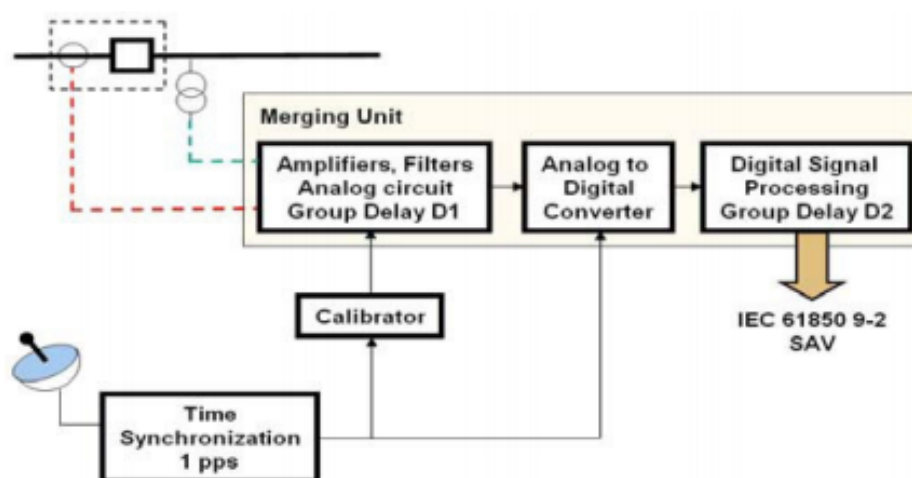
As *Mergings Units* são constituídas por filtros, conversores A/D, amplificadores e processadores de sinais (DSP) e são ligadas a um sincronizador GPS para um tempo de sincronização de 1 pulso por segundo (1 pps), como é possível observar na Figura 7.

3.1 ANALOG SAMPLED VALUES

Na amostragem dos dados em campo, nível zero, os valores analógicos de tensão e corrente gerados são chamados de *Analog Sampled Values*, os Sampled Values (SV's) são padronizados pela IEC 61850-9-2 [16] (Lellys, 2019). A transmissão dos SV's é feita com a digitalização dos sinais a uma frequência de 60Hz além de que o tempo de transmissão dos sinais é da ordem de microssegundos.

Na Figura 8 é possível observar o tamanho de um frame SMV típico, 984 bits. O número de samples em um segundo é 4800, como a frequência é de 60Hz, tem-se 80 pontos por ciclo. O barramento de processo analisado possui 100Mb e a largura de banda de um único *Sampled Value* é 5Mb/s, cada barramento de processo terá a ca-

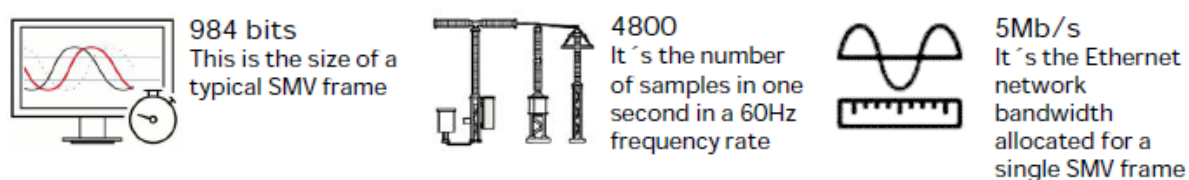
Figura 7: Composição da Merging Unit



Fonte: [16], (Lellys, 2019)

pacidade de fazer a cobertura de dois bays, cada bay possui 8 SMV (quatro correntes e quatro tensões) [17] (ABB, 2019).

Figura 8: Características dos Sampled Values



Fonte: [17], (ABB, 2019)

3.2 SINCRONIZAÇÃO DA REDE

Como o barramento de processo exige alta velocidade para efetuar o sincronismo (1 microssegundo), foi criado um protocolo de sincronismo chamado *Precision Time Protocol* (PTP) para atender o tempo exigido. O protocolo IEEE 1588 (PTP) foi desenvolvido para ser uma opção além do padrão IRIG-B, que até então era o único

padrão com essa aplicabilidade porém é analógico e utiliza conectores.

O IRIG-B é um padrão de tempo serial, manda informações do dia, hora, minuto, segundo e fração de segundo para efetuar a sincronização dentro do intervalo de tempo exigido, de 100 pulsos por segundo. Dentro também desse padrão, é usado o GPS para a sincronização dos equipamentos de proteção [18] (Mardegan, 2019).

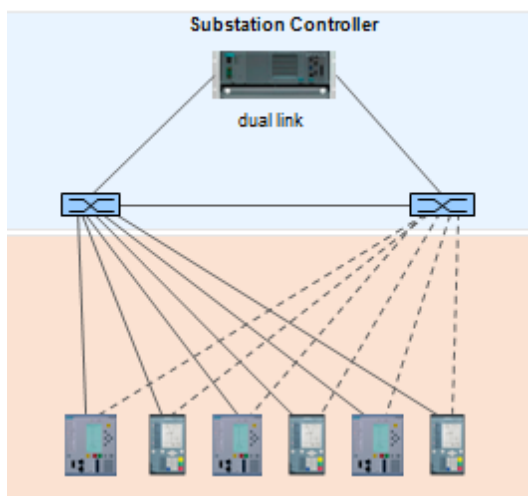
O Protocolo PTP é responsável por sincronizar os computadores em uma rede local (LAN) e tem a capacidade de sincronizar os relógios de diversos IED's com uma alta precisão. Diversos fabricantes produzem Switches com a tecnologia IEEE 1588, a fim de serem aplicados nos barramentos de processo na rede Ethernet. Caso seja usada a tecnologia SNTP, utilizada em diversas outras aplicações em redes corporativas, a sincronização não será feita no tempo correto já que a norma IEC 61850 exige uma alta velocidade, como já comentado [19] (CONPROVE, 2019).

3.3 COMUNICAÇÃO DA REDE

Para a comunicação das subestações elétricas de acordo com a norma IEC 61850, foi necessário o desenvolvimento de alguns mecanismos de redundância. Alguns deles são o Dual Link, PRP, RSTP e o HSR.

- **Dual Link:** comunicação com dois links ativos para envio de mensagem, neste mecanismo há dois switches externos diretamente conectados (na área azul da Figura 9). A porta 1 está enviando enquanto a porta 2 está recebendo a comunicação;

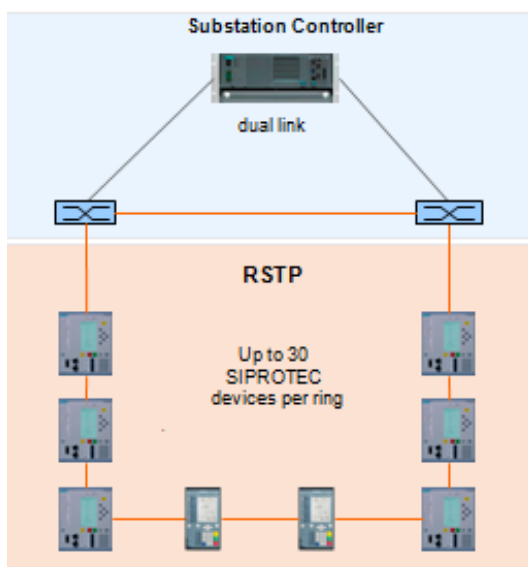
Figura 9: Configuração Dual Link



Fonte: [20], (Siemens, 2012)

- **RSTP:** Configuração em anel de acordo com a Figura 10 . O modelo do exemplo suporta até 30 dispositivos em anel;

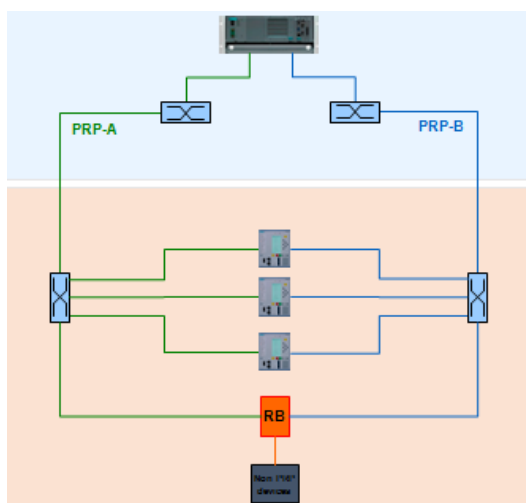
Figura 10: Configuração RSTP



Fonte: [20], (Siemens, 2012)

- **PRP:** Configuração com duas redes em paralelo (PRP-A e PRP-B), switches e o Red Box(RB) é usado para os equipamentos que não consideram a rede PRP;

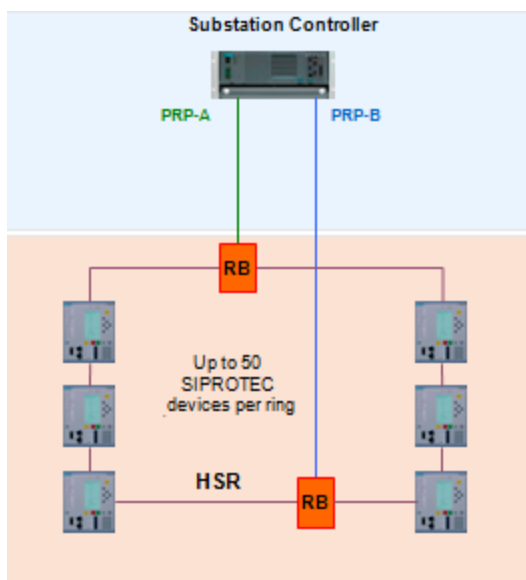
Figura 11: Configuração PRP



Fonte: [20], (Siemens, 2012)

- **HSR:** Essa configuração é a união das configurações RSTP e PRP, são usadas duas Red Boxes HSR, substituindo os switches.

Figura 12: Configuração HSR



Fonte: [20], (Siemens, 2012)

Os dispositivos Switches são bastante utilizados no estudo da comunicação, a aplicação desses dispositivos é feita em anel simples ou em anel duplo. Colocando os switches em anel, eles se organizam em um único nível, caso um falhe o outro irá

atuar como retaguarda, como uma redundância. Um switch principal fica responsável pelo comando e o outro fica espelhando o mesmo.

O Switch precisa saber qual é o endereço MAC da rede protegida, que está no *multicast*, para efetuar a comunicação. O multicast é a lista de publicação dos comandos, ele permite colocar o MAC a fim de ajustar a configuração da comunicação para atribuir um determinismo à rede.

3.4 REDUÇÃO DO USO DOS CABOS DE COBRE NAS SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS

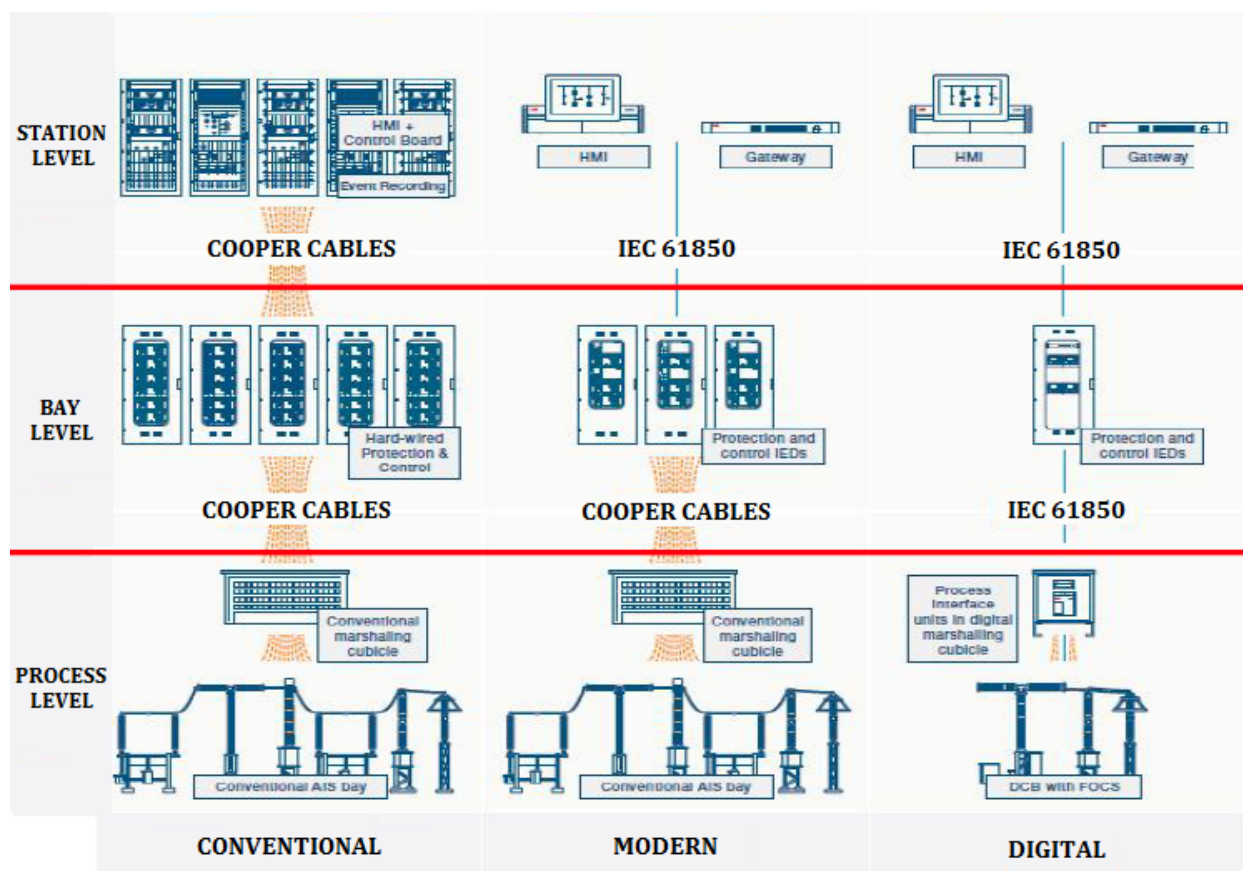
Gradativamente esses equipamentos que utilizam o protocolo IEC 61850 vêm sendo implementados em algumas subestações elétricas. As subestações mais antigas são chamadas de convencionais, já as subestações que passaram por retrofits com a implementação do protocolo IEC 61850 (IEDs substituindo os relés eletromecânicos e *gateaways* sendo adicionados) são chamadas de modernas.

O tipo de subestação mais avançada é a chamada subestação digital, se diferencia das subestações modernas devido a implementação do padrão IEC 61850 entre o barramento de processo e o nível de bay, ou seja, onde as *Merging Units* se encontram instaladas. Assim, para reduzir os cabos de cobre é necessário trocá-los por fibra óptica para que haja a comunicação de acordo com o protocolo IEC 61850, como é possível observar na Figura 13. A comparação entre esses tipos subestações será mais explorada no próximo capítulo.

3.5 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Os Transformadores de Corrente e Transformadores de Potencial, também chamados de Transformadores de Instrumentos (TI's) são imprescindíveis para o funcionamento de uma subestação, já que são utilizados na medição, proteção, comando e controle dos sistemas elétricos.

Figura 13: Comparação entre subestações convencionais, modernas e digitais.



Fonte: [17], (ABB, 2019)

Devido a alguns problemas como a falta de linearidade, resposta transitória e harmônica, saturação e a falta de precisão presentes nos TI's convencionais, foram desenvolvidos TI's ópticos. Os TI's ópticos são conhecidos como NCIT (*Non-Conventional Instrument Transformer*), eles foram desenvolvidos para que os defeitos existentes nos TI's convencionais fossem minimizados ou até mesmo eliminados, os TI's ópticos possuem uma tecnologia bastante superior aos convencionais e apresentam precisão nas medições e confiabilidade.

Os TI's estão presentes nas subestações convencionais, nas modernas e também nas digitais. Como os TI's são utilizados em larga escala, é ainda bastante comum o uso dos TI's convencionais. Por isso, as *Merging Units* que estão disponíveis atualmente no mercado podem ser conectadas tanto aos TI's convencionais como aos TI's ópticos [16] (Lellys, 2019). Como o protocolo IEC 61850 só está presente na saída da Merging Unit, então a tecnologia do TI que está ligado à Merging Unit não com-

prometerá os resultados que estão de acordo com a IEC 61850. Os Sampled Values estarão presentes na saída da MU, como já comentado, sendo enviados via Ethernet. É possível observar na Figura 14 TC's ópticos instalados em uma subestação com 315 kV de tensão.

Figura 14: TC's Ópticos instalados na subestação 315 kV AIS, La Praiere - Canadá



Fonte: [21], (Areva, 2019)

Exemplos de Aplicação de Merging Units

Abordam-se primeiramente três exemplos de subestações nas quais foram aplicadas Merging Units, essas aplicações foram dadas a partir de 2003, são elas: Osbaldwick (Inglaterra), Saumade (França) e La Praiere (Canadá).

- **SE Osbaldwick - Inglaterra**

A subestação de Osbaldick está situada na Inglaterra, é uma subestação de 400kV isolada a gás SF6. As conexões das *Merging Units* foram feitas em dois terminais diferentes, utilizando a proteção diferencial de linha para uma extensão de 60km entre as subestações (Osbaldwick e Thornton) , no primeiro terminal foi colocada uma *Merging Unit* capturando os sinais enviados por um TC óptico, já a *Merging Unit* do segundo terminal ficou responsável por capturar os sinais de um TC convencional. Tanto a primeira quanto a segunda *Merging Unit* foram sincronizadas a fim de compensar o atraso do tempo das *Sampled Values*, a sincronização foi feita via GPS, utilizando 1 PPS [21] (Areva, 2019).

- **SE Saumade - França**

A subestação de Saumade se encontra instalada na França, é uma subestação de 245kV isolada à gás (GIS). Neste estudo foram comparadas duas situações, na primeira foram usadas *Merging Units* com os TI's ópticos (NCIT) e na segunda uma proteção convencional utilizando TI's convencionais. De acordo com a avaliação, o atuação de ambas foi dada de forma correta, de acordo com as perturbações observadas verificou-se que a proteção atuou em um tempo adequado nos dois casos [21] (Areva, 2019).

- **SE La Praiere - Canadá**

A subestação de La Praiere está localizada no Canadá, pertence à Hidro Québec, é uma subestação 315 kV isolada a ar (AIS). Os equipamentos da subestação são de fabricantes diversos, a comunicação é feita por meio da IEC 61850, além das *Merging Units*, são empregados TI's ópticos e IEDs que se encontram sob condições extremas de temperatura, variando ao longo do ano de -35°C à 55°C. A interoperabilidade da subestação estava funcionando de forma correta, obtendo resultados positivos [21] (Areva, 2019).

Além dos três exemplos já citados, será destacada a futura primeira subestação da América Latina totalmente digital, se encontra em fase de construção na cidade de Juazeiro (BA) no Nordeste do Brasil.

- **Primeira subestação elétrica 100% digital da América Latina - Juazeiro, Bahia, Brasil**

A primeira subestação elétrica digital da América Latina está sendo construída na cidade de Juazeiro, na Bahia. A empresa ABB está fornecendo todo o material de supervisão, controle e proteção do sistema da subestação, estão sendo utilizados IEDs, *Merging Units*, barramento de processo e o sistema SCADA todos de acordo com a norma IEC 61850 [22] (ABB, 2019).

4 APLICAÇÕES, BENEFÍCIOS E COMPARATIVO

Neste Capítulo aborda-se a viabilidade do uso das *Merging Units* através de um estudo comparativo entre as subestações convencionais, modernas e digitais, em que é possível observar o avanço das tecnologias digitais nas subestações com o uso da norma IEC 61850.

Torna-se necessário apresentar cada tipo de subestação para entendimento sobre a aplicabilidade do uso das *Merging Units* como também um estudo comparativo será feito entre as subestações modernas e digitais a fim de observar as vantagens e desvantagens de cada subestação, a confiabilidade e a segurança do sistema.

4.1 SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL

Este tipo de subestação foi a pioneira na transmissão e distribuição de energia. Por ter sido a pioneira e ainda existirem diversas subestações com essa estrutura, elas são chamadas convencionais.

Nível de Estação

Como nesse tipo de subestação ainda não tinha sido implementada a norma IEC 61850, a interface homem-máquina (IHM) iniciou com o Sistema SCADA que foi adotado a partir de meados da década de sessenta [5] e aos poucos começaram a ser desenvolvidos protocolos abertos e padronizados. Os microcomputadores foram evoluindo e o sistema SCADA foi acompanhando essa evolução, juntamente com os processadores de comunicação, de sinais e lógicos.

No nível da estação, a interface homem-máquina trabalhava em conjunto com o Quadro de Controle (Control Board) e com o Registrador de Eventos (Event Recording), esse registrador utilizava uma lista de pontos que era feita de acordo com a parametrização, com os eventos de proteção e controle.

Nível de Bay

No nível de Bay das subestações elétricas convencionais, os relés eletromecânicos eram os responsáveis pela proteção do sistema elétrico de potência. A comunicação entre relés era feita de forma complexa, geralmente os relés eletromecânicos eram comprados do mesmo fabricante, já que não havia a interoperabilidade para efetuar a comunicação horizontal entre os relés de proteção ou então eram utilizados *gateways* para converter os protocolos de cada fabricante, porém essa última opção não era viável por conta do atraso das mensagens de comando. Já a comunicação vertical (tanto com o nível de Estação como para o nível de Processo) era feita utilizando cabos de cobre, como pode-se analisar na Figura 15. Além dos relés eletromecânicos, no nível da estação encontravam-se também as unidades de controle, registradores de perturbações e equipamentos de medição.

Nível de Processo

A comunicação feita pelo nível de Processo das subestações convencionais com os demais níveis é feita através dos cabos de cobre. O barramento de processo desse tipo de subestação é bastante simples, já que apenas com a IEC 61850 que chegaram os avanços digitais nesse nível.

Na Figura 15 pode-se observar os Níveis hierárquicos desse tipo de subestação.

4.2 SUBESTAÇÃO MODERNA

A maioria das subestações convencionais que receberam retrofits se tornaram subestações modernas, ou seja, passaram a utilizar o protocolo IEC 61850 tanto no Nível da Estação como também no Nível de Bay.

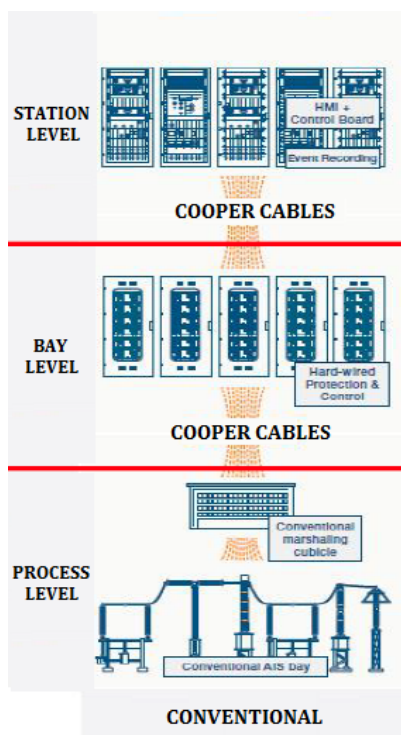
Nível de Estação

A interface homem-máquina (IHM) começou a utilizar o sistema SCADA juntamente com o protocolo IEC 61850 nas subestações modernas. O sistema SCADA passou por atualizações que resultou em monitoramentos e operações das subestações elétricas com melhor confiabilidade e segurança.

Nível de Bay

Com a chegada do protocolo IEC 61850, os relés eletromecânicos usados até

Figura 15: Níveis de uma Subestação convencional



Fonte: [17], (ABB, 2019)

então no nível de Bay das subestações convencionais foram substituídos pelos IEDs. Tem-se diversas vantagens em relação aos eletromecânicos, como foi citado no Ponto 2.1.2 desse trabalho.

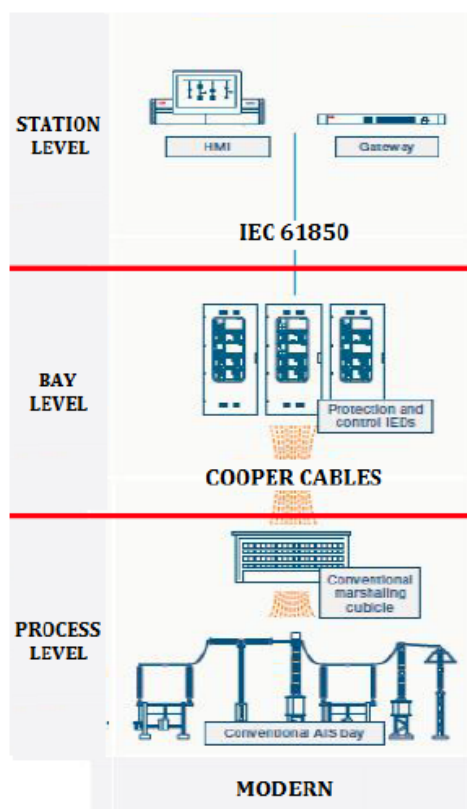
É válido destacar a principal vantagem que a norma IEC 61850 proporcionou no nível de Bay que foi a interoperabilidade dos dispositivos de fabricantes distintos, a comunicação entre eles se tornou mais simplificada, com uma maior velocidade e maior confiabilidade.

A comunicação entre o nível de Bay e o nível de Processo continuou da mesma forma que a convencional, com os dados de informações dos TIs através de cabos de cobre para o nível de Bay, como é possível observar na Figura 16.

Nível de Processo

O nível de Processo da subestação moderna é semelhante ao nível de Processo da subestação elétrica convencional, já que a comunicação do nível de Processo com o nível de Bay ainda é feita com cabos de cobre.

Figura 16: Níveis de uma Subestação moderna



Fonte: [17], (ABB, 2019)

4.3 SUBESTAÇÃO DIGITAL

Este último modelo de subestação é o mais moderno dentre os três, para que uma subestação seja considerada digital é necessário que toda a comunicação dentro dela seja feita de acordo com o padrão IEC 61850. Os cabos de cobre que estavam presentes entre os níveis das outras duas subestações serão substituídos por cabos de fibra óptica e outros equipamentos serão implementados, como *Merging Units*, Switches e GPS.

Nível de Estação

Esse nível continuará utilizando a interface homem-máquina (IHM) e o sistema SCADA, ambos funcionando de acordo com a norma IEC 61850. A configuração desse nível será semelhante à configuração do nível de Estação da subestação tipo moderna.

Nível de Bay

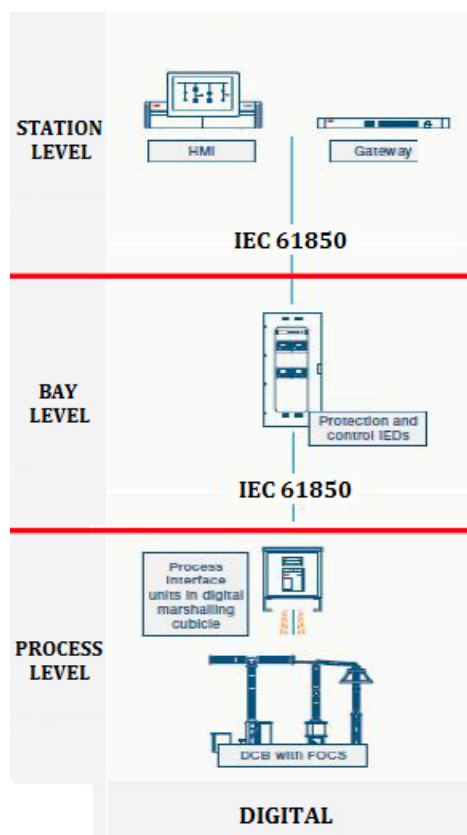
Assim como o Nível de Estação da subestação digital, o Nível de Bay também terá a configuração similar à configuração da subestação tipo moderna, porém desta vez a comunicação vertical entre o nível de Bay e o nível de Processo será feita de acordo com a norma IEC 61850.

Nível de Processo

Para que uma subestação seja digital, é necessária a presença de *Merging Units*, já que é o principal equipamento responsável pela remoção dos cabos de cobre. As *Merging Units* se encontram dispostas entre o nível de Bay e o nível de Processo.

Na Figura 17 pode-se analisar que a comunicação é feita usando cabos de fibra óptica de acordo com o padrão IEC 61850, os cabos ópticos juntamente com as *Merging Units* disponibilizará as unidades de interface de processo no cubículo de empacotamento digital para a proteção e controle aos IEDs.

Figura 17: Níveis de uma Subestação digital



Fonte: [17], (ABB, 2019)

4.4 VIABILIDADE DO USO DAS *MERGING UNITS*

A análise é feita de acordo com a diferença entre as subestações modernas e as digitais, já que as subestações convencionais não utilizavam a norma IEC 61850 nem mesmo a nível de Bay, como é possível observar na Tabela 1.

A viabilidade do Uso de *Merging Units* é discutida de acordo com a confiabilidade e com a disponibilidade das *Merging Units*, como também, dos equipamentos que trabalham em conjunto com o equipamento, o nível de conhecimento que a equipe precisará ter para dominar os equipamentos e efetuar a instalação, operação e manutenção de forma correta, além de fazer o levantamento do custo envolvido no processo.

O estudo será feito utilizando duas subestações elétricas típicas de uma transmissora do SIN, ambas subestações de 230kV.

Tabela 1: Comparação entre os tipos de Subestações Elétricas

	SE Convencional	SE Moderna	SE Digital
Nível de Estação	<i>SEM A</i> <i>IEC 61850</i>	<i>COM A</i> <i>IEC 61850</i>	<i>COM A</i> <i>IEC 61850</i>
Nível de Bay	<i>SEM A</i> <i>IEC 61850</i>	<i>COM A</i> <i>IEC 61850</i>	<i>COM A</i> <i>IEC 61850</i>
Nível de Processo	<i>SEM A</i> <i>IEC 61850</i>	<i>SEM A</i> <i>IEC 61850</i>	<i>COM A</i> <i>IEC 61850</i>

Fonte: O Autor, 2019.

4.4.1 Indisponibilidade dos equipamentos

Foi realizado um estudo comparativo entre uma subestação moderna e uma subestação digital. Como também, foi considerada a indisponibilidade dos equipamentos presentes na digital e não na moderna, todo o restante dos equipamentos presentes em ambos os tipos de subestação serão desconsiderados na análise.

Há diversos equipamentos que contribuem para aumentar o nível de indisponibilidade do sistema. Com isso, foi feita uma análise por árvore de falhas para especificar a indisponibilidade de cada dispositivo e fazer o somatório, buscando uma boa precisão.

O nível de disponibilidade ou indisponibilidade do sistema é um dado probabilístico, essa análise foi feita utilizando o tempo médio entre falhas (MTBF) e o tempo médio de reparo (MTTR) dos dispositivos em questão. As taxas de falha dos equipamentos são fundamentadas em dados de campo, já para as taxas de falhas que não foram levantadas, foram utilizados os dados similares de acordo com o nível de complexidade e que estão submetidos e mesmas condições de operação [23] (Paulo, 2019).

A Fórmula 1 calcula o taxa de indisponibilidade de cada dispositivo em questão. É possível afirmar que quando a taxa de falhas deixa de ser constante, o equipamento chegou ao final da vida útil.

$$q \cong \lambda \times MTTR = \frac{1}{MTBF} \times MTTR = \frac{MTTR}{MTBF} \quad (1)$$

$q \rightarrow indisponibilidade$

$\lambda \rightarrow taxade falhas constante$

O tempo médio de reparo (MTTR) dos equipamentos utilizados no estudo será de 60 horas. Os valores do MTBF dos equipamentos utilizados nesse trabalho foram retirados de [23] (Paulo, 2019).

4.4.1.1 *Merging Units*

Como as *Merging Units* são fabricadas para serem utilizadas em campo, a configuração delas é realizada de acordo com esse pressuposto e por isso elas precisam ser robustas para resistir às intempéries. De acordo com [23] (Paulo, 2019), o MTBF disponibilizado por um fabricante é de 300 anos, como a *Merging Unit* é um equipamento novo, a base de dados de falha foi levantada a partir de outros equipamentos que possuem configurações parecidas. Com a taxa de indisponibilidade q :

$$q = \frac{60 \text{ horas}}{24 \text{ horas} \cdot 365 \text{ dias} \cdot 300 \text{ anos}} = 23 \cdot 10^{-6}$$

4.4.1.2 Switch

De acordo com [23] (Paulo, 2019) , o MTBF disponibilizado por diversos fabricantes tem o valor de 500.000 horas. Pode-se afirmar que o dispositivo Switch é bastante confiável. Tendo a taxa de indisponibilidade q :

$$q = \frac{60 \text{ horas}}{500.000 \text{ horas}} = 120 \cdot 10^{-6}$$

4.4.1.3 GPS

Para os dispositivos GPS que são utilizados em subestações elétricas, o MTBF disponibilizado por um fabricante tem o valor de 500.000 horas segundo [23] (Paulo, 2019). Com a taxa de indisponibilidade q :

$$q = \frac{60 \text{ horas}}{500.000 \text{ horas}} = 120 \cdot 10^{-6}$$

4.4.1.4 Interface do IED - Ethernet

Segundo [23] (Paulo, 2019)um fabricante disponibiliza um MTBF de 2.500 anos para a Interface do IED - Ethernet, sendo esse equipamento utilizado em uma subestação elétrica. Para uma taxa de indisponibilidade q :

$$q = \frac{60 \text{ horas}}{24 \text{ horas} \cdot 365 \text{ dias} \cdot 2.500 \text{ anos}} = 2.7 \cdot 10^{-6}$$

4.4.1.5 Conexão do Cabo Elétrico

Para a conexão do cabo elétrico, alguns fabricantes trazem o valor de MTBF de 4.500 anos, levando em consideração o envelhecimento de cabos instalados recentemente e realizando testes a fim de confirmar esse valor. Segundo [23] (Paulo, 2019), outros fabricantes têm o valor de MTBF de 5.000 anos para conexões em bornes.

Porém na prática, a fiação usada pelas empresas nas subestações não possuem detecção automática de defeito e a manutenção dessas conexões são realiza-

das a cada 2 anos, com isso o período médio de diagnóstico de falhas é considerado 1 ano. Sendo assim, a taxa de indisponibilidade q das conexões de cabo elétrico é:

$$q = \frac{1 \text{ ano}}{5.000 \text{ anos}} = 200 \cdot 10^{-6}$$

4.4.1.6 Conexão do Cabo Elétrico responsável pela alimentação dos Sampled Values e IEDs

De acordo com o estudo [23] (Paulo, 2019) , a conexão do cabo elétrico responsável pela alimentação dos IEDs e Sampled Values é considerada para um mesmo MTBF que a conexão do cabo elétrico, de 5.000 anos. Como neste tipo de conexão existe um monitoramento então é considerado um MTTR de 60 horas. Portanto, a taxa de indisponibilidade q das conexões deste cabo elétrico é:

$$q = \frac{60 \text{ horas}}{24 \text{ horas} \cdot 365 \text{ dias} \cdot 5.000 \text{ anos}} = 1.4 \cdot 10^{-6}$$

4.4.1.7 Conexão de Fibra Óptica

Utilizando como base a referência [23] (Paulo, 2019) , a conexão de fibra óptica é monitorada e por isso é razoável afirmar que a taxa de falha desta conexão é a mesma que a da conexão do cabo elétrico responsável pela alimentação dos *Sampled Values* e IEDs. É possível afirmar que a taxa de indisponibilidade q das conexões de fibra óptica é:

$$q = \frac{60 \text{ horas}}{24 \text{ horas} \cdot 365 \text{ dias} \cdot 5.000 \text{ anos}} = 1.4 \cdot 10^{-6}$$

A Tabela 2 disponibiliza o valor percentual de indisponibilidade e disponibilidade dos equipamentos analisados e o tempo da indisponibilidade em minutos.

Tabela 2: Valores de Indisponibilidade dos Dispositivos analisados

Equipamentos	Disponibilidade	Indisponibilidade	Tempo Indisponível (min)
Merging Unit	99,9977	$23 \cdot 10^{-6}$	12,3
Switch	99,9880	$120 \cdot 10^{-6}$	63,1
GPS	99,9880	$120 \cdot 10^{-6}$	63,1
Interface do IED Ethernet	99,9997	$2.7 \cdot 10^{-6}$	1,4
Conexão do cabo elétrico	99,9800	$200 \cdot 10^{-6}$	105,12
Conexão do cabo para alimentação e sinais analog.	99,9998	$1.4 \cdot 10^{-6}$	0,73
Conexão de fibra óptica	99,9998	$1.4 \cdot 10^{-6}$	0,73

Fonte: O Autor, 2019.

Foi desenhada uma árvore de falhas para que a taxa de falha do sistema da subestação digital seja analisada com mais detalhes, analisando também o comportamento de cada dispositivo. O conjunto de falhas totalizou em um resultado chamada de Evento Principal, representando uma eventual perda de sinal digital ou analógico [23] (Paulo, 2019).

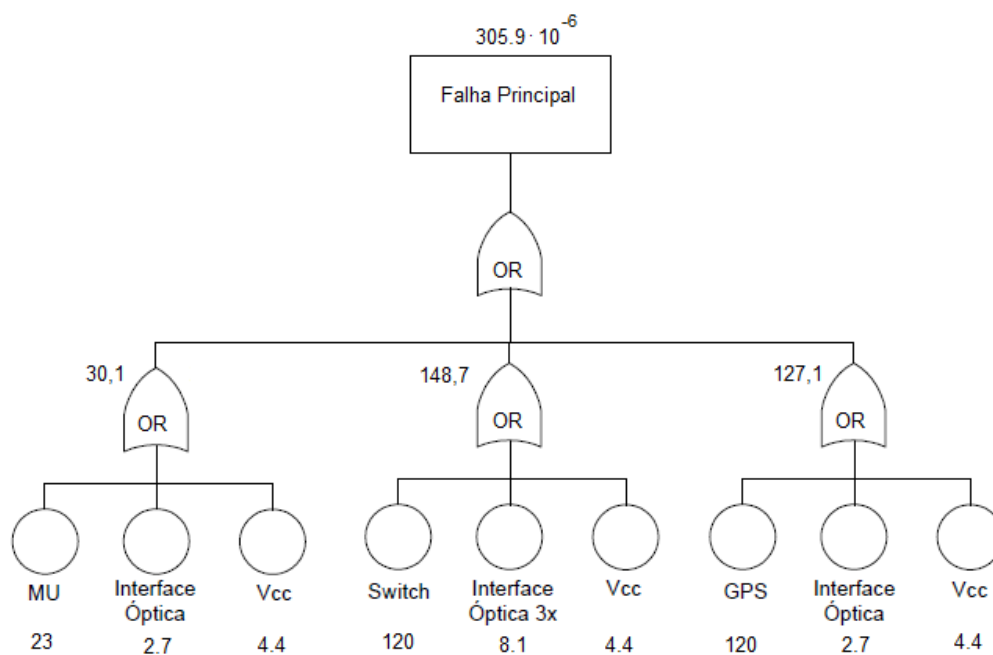
Na subestação digital, para cada galho da Árvore de Falhas da Figura 18 há um somatório de cada indisponibilidade. Cada galho é responsável por contribuir para a indisponibilidade do sistema como um todo, o somatório deles resulta na Falha Principal com o valor de $305.9 \cdot 10^{-6}$.

Para uma comparação em um sistema de indisponibilidade de uma subestação moderna, sem o uso de *Merging Units*, Switch e GPS, a Árvore de Falhas apresentada na Figura 19, não possui nenhuma indisponibilidade já que são ligados diretamente por cabos de cobre.

Na área branca da Figura 20 estão representados os equipamentos de uma subestação digital, já a área verde da mesma figura representa os dispositivos em comum entre a subestação digital e a subestação moderna.

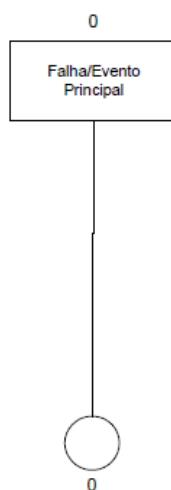
Pode-se também observar na Figura 20 os equipamentos que se encontram na casa de controle e quais se encontram no pátio da subestação. A *Merging Unit* possui uma conexão com o Switch através de uma interface óptica e um par de cabos para alimentação (Vcc). O GPS utiliza uma interface óptica para conexão com o Switch

Figura 18: Falha Principal - Árvore de Falhas Subestação Digital



Fonte: [23], (Paulo, 2019)

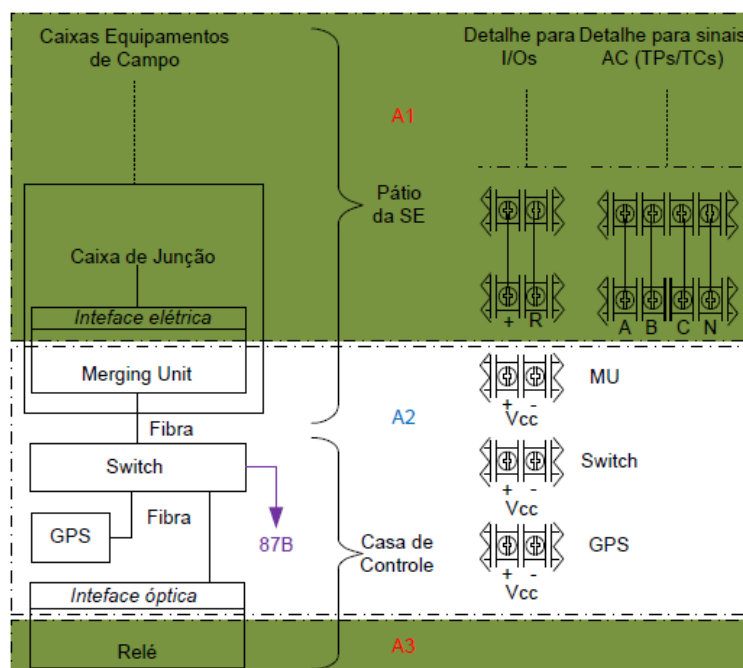
Figura 19: Falha Principal - Árvore de Falhas de uma Subestação Moderna



Fonte: [23], (Paulo, 2019)

e um par de cabos para a alimentação (Vcc). Já o Switch possui quatro interfaces ópticas (MU, GPS e duas conexões no IED) e um um par de cabos para alimentação (Vcc).

Figura 20: Diagrama de Blocos de uma Subestação Digital



Fonte: [23], (Paulo, 2019)

4.4.2 Aplicação de Merging Unit em Subestações Elétricas do SIN

Em duas subestações elétricas típicas de uma transmissora do Sistema Interligado Nacional (SIN) 230 kV, foi analisada a aplicação de *Merging Units* e levantada a quantidade de MU's, Switches e cabos ópticos necessários para as instalações.

Para os TC's e TP's são utilizados quatro sinais analógicos para cada equipamento, totalizando oito sinais analógicos. Segundo [17] (ABB, 2019), e de acordo com o ponto 3.1 deste trabalho, será utilizada uma *Merging Unit* para fazer a comunicação de dois Bays.

Algumas considerações para análise de viabilidade em relação aos custos, facilidade e a dificuldade de manutenção desse tipo de instalação devem ser consideradas.

Como a viabilidade em relação ao custo é dada em relação à substituição de cabos blindados de cobre da subestação, foram feitos alguns cálculos para efetuar a comparação entre a instalação de bays em subestações modernas e subestações digitais, com e sem o uso de Merging Units.

Foram realizados estudos e análises em duas subestações elétricas reais típicas do SIN, nas quais se encontram nos APÊNDICES A e B.

Subestação Elétrica A

A subestação elétrica A é uma subestação típica do SIN, seccionadora, 230 kV e possui três bays. É possível afirmar observando os cálculos do Anexo da subestação A, que se tratando apenas do custo de equipamentos. A subestação A com a configuração digital (com *Merging Units*) é aproximadamente cinco vezes mais cara que a subestação com a configuração moderna.

Subestação Elétrica B

Já a Subestação B, também é uma subestação típica do SIN, 230kV e possui oito bays. Para a disposição da subestação B, o modelo digital também apresentou um custo de aproximadamente cinco vezes em relação a uma subestação moderna, podendo observar na Tabela 8, constatando que a Subestação B apresentou um valor ainda mais elevado se comparado ao valor percentual da Subestação A.

Se tratando da viabilidade de instalação e manutenção, segundo [24] (SEL, 2019), para a modernização da Subestação elétrica de 500kV Phú Lâm no Vietnã , com quatro alimentadores de 500kV e dez alimentadores de 220 kV, foi necessário doze trabalhadores trabalhando durante trinta dias para finalizar a subestação digital. Já para o tipo de instalação de uma subestação moderna, os cabos blindados de cobre precisam de canaletas para que os mesmos possam ser instalados e encaminhados para as cabines de relés, isso é um dos pontos principais que faz com que precise de um prazo de cento e vinte dias para finalizar a subestação moderna. É possível afirmar então que a instalação de uma subestação moderna para essa estrutura representa um aumento de 75% do tempo de instalação em relação a uma subestação digital.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Após o estudo realizado neste trabalho concluiu-se que tanto para a Subestação A (subestação típica de 230 kV , com três bays) como para a Subestação B (subestação típica de 230 kV, com oito bays) não foi verificado uma boa viabilidade para a implementação de Merging Units devido à grande diferença entre o custo com equipamentos entre uma subestação moderna e uma subestação digital, que atualmente é de aproximadamente cinco vezes. Além disso, tratando da questão da indisponibilidade, as subestações digitais possuem uma taxa maior quando comparadas às subestações modernas.

Um ponto interessante a ser discutido é sobre a pesquisa publicada pela SEL, [24] (SEL, 2019) pois a mesma concluiu que é mais vantajosa a instalação de uma subestação digital do que a de uma subestação moderna quando o fator tempo é imperativo já que possui um tempo cerca de 75% menor de instalação em relação à moderna. Então, é necessário analisar o custo de profissionais que são capacitados para efetuar o comissionamento e instalação dos equipamentos de uma subestação do tipo digital, para um barramento de processo complexo, Merging Units, Switch e GPS.

Como sugestão de trabalhos futuros, temos:

- Realizar um estudo de viabilidade utilizando os preços de cabos blindados de cobre em outros países, avaliando economicamente a possibilidade de importar os equipamentos (Merging Units, Switches, GPS e fibra óptica) ao invés de importar cabos de cobre;
- Avaliar a aplicação dos equipamentos responsáveis pela digitalização de uma subestação em países que os fabrica (MU's, Switches, GPS e fibra óptica) em relação a importação de cabos de cobre.

REFERÊNCIAS

- [1] FARIAS, L. M.; SELLITTO, M. A. Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras. **Revista Liberato**, v. 12, n. 17, p. 01–106, 2011.
- [2] MUZY, G. L. C. d. O. **Subestações elétricas**. 2012. 122 f. TCC (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- [3] ALSTOM. **Network protection & automation guide**. Saint-Ouen, FRA, 2002.
- [4] SEL. **Automação de subestações**, capítulo IX. Disponível em: <http://www.osestoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/10/ed56fascautomacaocapIX.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2019.
- [5] MELLO, N. **Automação digital de subestações de energia elétrica**. 2006. TCC (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- [6] UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Departamento de Engenharia Elétrica. **Sistema de automação**. Disponível em: [https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/3801723/course/section/900291/AULA%20SAS final%202015.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/3801723/course/section/900291/AULA%20SAS%20final%202015.pdf). Acesso em: 11 abr. 2019.
- [7] SOUZA, B. P. **Aplicação da norma IEC 61850 em automação de subestações de energia elétrica**. 2013. TCC (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Pará, Belém – PA, 2013.
- [8] SANTOS, L. F. D.; PEREIRA, M. **Uma abordagem prática do IEC 61850 para automação, proteção e controle de subestações**. Disponível em: <https://centralmat.com.br/Artigos/Mais/abordagemIEC61850LuisFabiano.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2019.
- [9] SEL. **Automação de subestações**, capítulo VII. Disponível em: <http://www.osestoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/08/Ed54fascautomacaosubestacoescapVII.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2019.
- [10] PEREIRA, A. C. et al. Automação de subestações e usinas—estado da arte e tendências utilizando a norma IEC 61850. *In*: SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 7., 2007, Salvador – BA. **Anais [...]**. Salvador: SIMPASE, 2007.
- [11] ELECTRONIC DESIGN. **Quais as diferenças entre modelo OSI e o protocolo TCP/IP**. Disponível em: <https://www.electronicdesign.com/what-s-difference-between/what-s-difference-between-osi-seven-layer-network-model-and-tcpip>. Acesso em: 18 abr. 2019.
- [12] KTH. **Lecture 7 - substation automation with IEC 61850**. Disponível em: <https://www.kth.se/social/files/57fb7f60f276540cea0c7cf1/Lecture%208.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2019.

- [13] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Communication networks and systems insubstations IEC 61850 part 8-1**. Genebra, Suíça: IEC, 2004.
- [14] ALMEIDA, E. M. de. **Norma IEC 61850**—novo padrão em automação de subestações. 2011. TCC (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.
- [15] SEL. **Merging Unit com Automação, Proteção e Controle Incorporados** - SEL 401. Disponível em: <https://selinc.com/pt/products/401/>. Acesso em: 21 mai. 2019.
- [16] LELLYS DENYS; DO CARMO, U.; SCHMITT, M. **Process bus (merging unit): conceito, arquitetura e impacto**. Disponível em: <http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/Process-bus-Merging-Unit-Conceito-arquitetura-e-impacto-na-automacao-de-subestacoes.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2019.
- [17] ABB. **ABB ability** - digital substations. Disponível em: [http://www.cocier.org/modulos/uploads/CM4.8 Julio% 20Oliveira ABB SE%20Digitales.pdf](http://www.cocier.org/modulos/uploads/CM4.8%20Julio%20Oliveira%20ABB%20SE%20Digitales.pdf). Acesso em: 10 jun. 2019.
- [18] MARDEGAN, C. **Dispositivos de proteção**- capítulo iii: parte i. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/capitulo-iii-dispositivos-de-protecao-parte-i/> Acesso em: 10 jun. 2019.
- [19] CONPROVE. **IEEE 1588** - sincronização em redes Ethernet. Disponível em: <http://www.conprove.com.br/forum/viewtopic.php?f=1t=115>. Acesso em: 21 mai. 2019.
- [20] SIEMENS. **Network redundancy in substation automation**. Berlim, 2012.
- [21] AREVA. **IEC 61850** - process bus , It is real! Disponível em: <https://www.pacw.org/fileadmin/doc/WinterIssue08/protection61850winter08.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2019.
- [22] ABB. **ABB vai fornecer a primeira subestação digital na América Latina**. Disponível em: <https://new.abb.com/news/detail/3576/abb-vai-fornecer-a-primeira-subestacao-digital-na-america-latina>. Acesso em: 20 mai. 2019.
- [23] PAULO, S. L. **Subestação digital: qual a solução mais confiável e econômica?** Disponível em: <https://www.xxvsnptee.com.br/images/revistas/07-mar-revista-xxiv-snp tee-%E2%80%93-edicao-5-marco-2018-27140.pdf>. Acesso em: 9 jun. 2019.
- [24] SEL. **Redução de custos em subestações**. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=yz79gWIALDU>. Acesso em: 10 jun. 2019.

APÊNDICE A - SUBESTAÇÃO A

Neste trabalho foram utilizados valores reais dos equipamentos obtidos no site da *Schweitzer Engineering Laboratories*(SEL), [15] (SEL, 2015). Além disso, também foi feita a utilização dos valores de cabos de cobre blindados e de fibras ópticas, esses valores porém não poderão ser totalmente disponibilizados devido a segurança da informação.

A cada dois Bays será utilizada uma *Merging Unit*, como a configuração desta Subestação possui três Bays, foram utilizadas duas *Merging Units* já que estão fazendo a cobertura de três Bays. Na Tabela 3, pode-se observar os custos das duas *Merging Units* da Subestação A.

Tabela 3: Comparativo de Custos das *Merging Units* na Subestação A

Equipamentos	Quantidade	Valor em Dólares (unidade)	Valor em Reais (unidade)
Merging Unit	2	5000	40000*
Switch	2	3500	28000*
GPS	2	2450	19600*

Fonte: O Autor, 2019.

* Foi feita a conversão do valor do dólar para real na data 10/06/2019 , é razoável considerar o dobro do valor em reais por conta da taxa de importação, do transporte e impostos que são cobrados para esses tipos de dispositivos.

Por conta dos valores dos cabos e das fibras ópticas que não poderão ser divulgados, o estudo foi dado da seguinte forma:

Foi considerada a distância dos TPs e TCs às cabines de comando para fazer o levantamento da quantidade de cabo de cobre utilizado para substituí-los pelas fibras ópticas, por conta sigilo sobre o valor da metragem dos cabos blindados e das fibras ópticas. Na Tabela 4 analisa-se a comparação de custos entre cabos de cobre e fibra óptica na Subestação A.

Tabela 4: Comparativo de custos Cabos de Cobre vs Fibra Óptica na Subestação A

Equipamentos	Subestação Moderna	Subestação Digital
Cabos de Cobre	R\$ 37.241,00	X
Fibra Óptica	X	R\$ 547,34

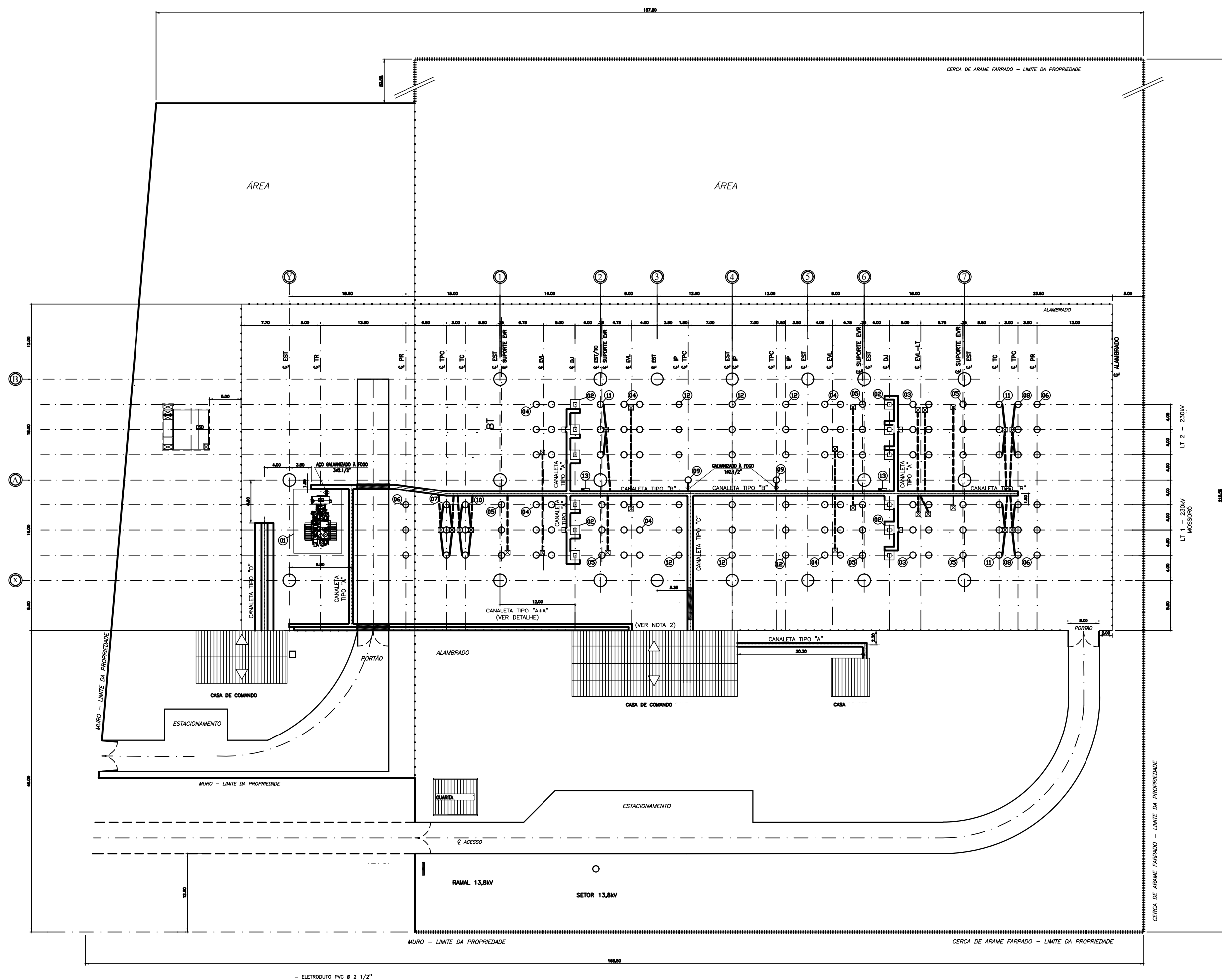
Fonte: O Autor, 2019.

Com isso, o custo aproximado considerando apenas o material utilizado foi colocado na Tabela 5 a fim de fazer a comparação entre uma Subestação Moderna e uma Subestação Digital utilizando como modelo a Subestação A.

Tabela 5: Comparativo de custos de equipamentos para o modelo de Subestação A

Equipamentos	Subestação Moderna	Subestação Digital
Cabos de Cobre	R\$ 37.241,00	X
Fibra Óptica		
+ Merging Units		
+ Switch	X	R\$ 175.747,34
+ GPS		

Fonte: O Autor, 2019.



Subestação A

APÊNDICE B - SUBESTAÇÃO B

Desta vez para a subestação B, foram utilizadas quatro *Merging Units* já que estão fazendo a cobertura de oito bays. Além das quatro *Merging Units*, também foram utilizados quatro Switches e quatro GPS, como ilustrado na Tabela 6.

Tabela 6: Comparativo de Custos das *Merging Units* na Subestação B

Equipamentos	Quantidade	Valor em Dólares (unidade)	Valor em Reais (unidade)
Merging Unit	4	5000	40000*
Switch	4	3500	28000*
GPS	4	2450	19600*

Fonte: O Autor, 2019.

* Foi feita a conversão do valor do dólar para real na data 10/06/2019, é razoável considerar o dobro do valor em reais por conta da taxa de importação, do transporte e impostos que são cobrados para esses tipos de dispositivos.

A Tabela 7 faz a comparação entre os custos com cabos blindados de cobre e com as fibras ópticas utilizadas na Subestação B.

Tabela 7: Comparativo de custos Cabos de Cobre vs Fibra Óptica na Subestação B

Equipamentos	Subestação Moderna	Subestação Digital
Cabos de Cobre	R\$ 70.936,00	X
Fibra Óptica	X	R\$ 1204,61

Fonte: O Autor, 2019.

O custo aproximado considerando apenas o material utilizado foi colocado na Tabela 8 a fim de realizar a comparação entre uma Subestação Moderna e uma Subestação Digital utilizando como modelo a Subestação B.

Tabela 8: Comparativo de custos de equipamentos para o modelo de Subestação B

Equipamentos	Subestação Moderna	Subestação Digital
Cabos de Cobre	R\$ 70.936,00	X
Fibra Óptica		
+ Merging Units		
+ Switch	X	R\$ 351.604,00
+ GPS		

Fonte: O Autor, 2019.



AO SETOR 69KV