

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”  
FACULDADE DE ENGENHARIA - CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**TARCÍSIO RODRIGUES DE PAULA SANTOS**

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS E  
SUBESTAÇÕES COM TECNOLOGIA PROCESS BUS: CARACTERÍSTICAS,  
DESEMPENHO, BENEFÍCIOS E DESAFIOS**

Ilha Solteira/SP  
2023

**TARCÍSIO RODRIGUES DE PAULA SANTOS**

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS E  
SUBESTAÇÕES COM TECNOLOGIA PROCESS BUS: CARACTERÍSTICAS,  
DESEMPENHO, BENEFÍCIOS E DESAFIOS**

Trabalho de Graduação apresentado à Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” campus de Ilha Solteira/SP como requisito obrigatório para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Antônio Alves

Ilha Solteira/SP  
2023

FICHA CATALOGRÁFICA  
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S237a Santos, Tarcísio Rodrigues de Paula.  
Análise comparativa entre subestações convencionais e subestações com tecnologia Process bus: características, desempenho, benefícios e desafios / Tarcísio Rodrigues de Paula Santos. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2023  
130 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2023

Orientador: Carlos Antonio Alves

Inclui bibliografia

1. Norma IEC 61850. 2. Automação de energia. 3. Subestações digitais. 4. Sistema de proteção e controle. 5. Sampled Measured Values.

  
Raiane da Silva Santos  
Supervisora Técnica de Setor  
Setor Técnico de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação  
Divisão Técnica de Biblioteca e Documentação  
CRB/9 - 9999

## ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos vinte e quatro dias do mês de novembro do ano de dois mil e vinte e três, o discente **Tarcísio Rodrigues de Paula Santos**, matriculado sob o nº 181051737, tendo como banca examinadora o seu orientador, o Prof. Dr. Carlos Antonio Alves, o Prof. Dr. Fabio Bertequini Leão e o Prof. Dr. Guilherme de Azevedo e Melo, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado **"ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS E SUBESTAÇÕES COM TECNOLOGIA PROCESS BUS: CARACTERÍSTICAS, DESEMPENHO, BENEFÍCIOS E DESAFIOS"**, obtendo a nota 9.5 (NOVE E MEIO) e conceito APROVADO.



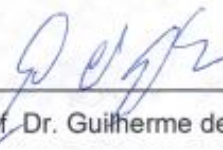
Prof. Dr. Carlos Antonio Alves  
- Orientador -



Tarcísio Rodrigues de Paula Santos  
- Discente -



Prof. Dr. Fabio Bertequini Leão  
- Membro da Banca -



Prof. Dr. Guilherme de Azevedo e Melo  
- Membro da Banca -

## **DEDICO**

Aos meus pais, Lusinete e Airton, por se fazerem presentes com palavras e ações. Sem vocês, nada disso teria sido possível.

## **AGRADECIMENTOS**

À Deus, que me permitiu chegar até aqui através de suas bençãos e promessas, guiando meus passos desde o primeiro dia e colocando pessoas especiais em meu caminho.

Aos meus pais Lusinete e Airton, minhas maiores inspirações, que acreditaram que seria possível e demonstraram através de cada gesto, conversa e planejamento, o seu carinho, cuidado e amor.

À minha irmã, Priscilla, pelos cuidados específicos, conselhos e por sempre torcer pela minha vitória.

À minha companheira de vida, Yasmim, por ser tão compreensiva, amável, carinhosa, colecionar momentos inesquecíveis comigo e tornar meus dias mais leves.

Aos meus grandes amigos e irmãos do coração, Heitor, Pedro e Laura, pela irmandade e companheirismo, por lutarem às lutas e vencerem as batalhas comigo. Vocês foram fundamentais para que eu chegasse até aqui.

Aos amigos e companheiros de trabalho, Thiago e Pedro Neto, por terem sugerido o tema deste trabalho e darem todo o suporte necessário durante a elaboração.

Aos companheiros engenheiros da SIEMENS que contribuíram com insights, materiais e suporte técnico a respeito do tema abordado.

Ao professor Carlos Alves, pela orientação e por tornar este processo final da graduação leve e prático.

## RESUMO

Este trabalho de graduação conduz uma análise comparativa minuciosa entre subestações convencionais e subestações com *process bus*, investigando suas características, desempenho e destacando os benefícios e desafios associados a cada abordagem. Inicialmente, o estudo contextualiza o panorama dos sistemas elétricos de potência, fornecendo uma compreensão abrangente do contexto, antes de aprofundar na caracterização das subestações convencionais e subestações com *process bus* à luz da norma IEC 61850. A análise é sustentada por trabalhos acadêmicos e literatura especializada que enriquecem a compreensão do estudo. Além disso, o trabalho incorpora a perspectiva prática e *insights* de engenheiros especialistas em automação de energia da unidade de negócios *Electrification & Automation* da SIEMENS Brasil, fornecendo informações cruciais sobre o *process bus* e destacando os principais desafios enfrentados na implementação desse sistema.

**Palavras-chave:** Norma IEC 61850, Automação de energia, Subestações digitais, Sistema de proteção e controle, *Sampled Measured Values*.

## **ABSTRACT**

This paper conducts a comparative analysis between conventional substations and substations with process bus, investigating their characteristics, performance, and highlighting the benefits and challenges associated with each approach. Initially, the study contextualizes the landscape of power systems, providing a comprehensive understanding of the context before delving into the characterization of conventional substations and substations with process bus based on the IEC 61850 standard. The analysis is supported by academic papers and specialized literature that enrich the understanding of the performance of these substations. Additionally, the work incorporates practical perspectives and insights from expert engineers in power automation from SIEMENS Brazil's Electrification & Automation business unit, providing crucial information about the process bus and highlighting the key challenges faced in its implementation.

**Keywords:** IEC 61850 standard, Energy automation, Digital substations, Protection and Control System, Sampled Measured Values.

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                     |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 – Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN).....                                          | 22 |
| Figura 2 – Sistema de geração, transmissão e distribuição de energia.....                           | 27 |
| Figura 3 – Vista frontal de uma subestação 13,8 kV industrial (Corta A-A).....                      | 29 |
| Figura 4 – Vista lateral de uma subestação elevadora 69 kV em estrutura de concreto armado<br>..... | 30 |
| Figura 5 – Subestação de 500 kV (corte B-B).....                                                    | 31 |
| Figura 6 – Sistema elétrico com subestações de diferentes funções .....                             | 33 |
| Figura 7 – Projeto eletromecânico de um transformador de corrente de 138 kV.....                    | 35 |
| Figura 8 – Princípio de funcionamento de um CCT.....                                                | 36 |
| Figura 9 - Projeto eletromecânico de um transformador de potencial 138 kV.....                      | 36 |
| Figura 10 – Princípio de funcionamento do TP .....                                                  | 37 |
| Figura 11 – Projeto eletromecânico de uma chave seccionadora com lâmina terra de 138 kV.....        | 37 |
| Figura 12 – Projeto eletromecânico de um disjuntor de 138 kV .....                                  | 38 |
| Figura 13 – Projeto eletromecânica de um transformador 138 kV/13,8 kV.....                          | 39 |
| Figura 14 – Disposição de um barramento de 138 kV .....                                             | 40 |
| Figura 15 – Painéis de média tensão 8DA e 8DB do fabricante SIEMENS .....                           | 40 |
| Figura 16 – Relés de proteção eletromecânicos e digitais.....                                       | 45 |
| Figura 17 – Painel de proteção e controle 138 kV com relés eletromecânicos .....                    | 45 |
| Figura 18 – Relé de proteção de estado sólido .....                                                 | 46 |
| Figura 19 – Sistema de automação da subestação .....                                                | 47 |
| Figura 20 – SPCS considerando os níveis hierárquicos .....                                          | 47 |
| Figura 21 – Disposição de equipamentos na topologia estrela.....                                    | 50 |
| Figura 22 – Disposição de equipamentos na topologia anel .....                                      | 51 |
| Figura 23 – Disposição dos equipamentos na topologia de barramento ou varal .....                   | 52 |
| Figura 24 – Exemplo de uma rede RSTP .....                                                          | 53 |
| Figura 25 – Ilustração de um cabo óptico .....                                                      | 54 |
| Figura 26 – Ilustração de um cordão de FO com conector LC .....                                     | 55 |
| Figura 27 – Ilustração de um cabo coaxial .....                                                     | 55 |
| Figura 28 – Ilustração de um cabo par trançado.....                                                 | 56 |
| Figura 29 – Divisão organizacional da norma.....                                                    | 61 |
| Figura 30 – Modelo de dados estruturado no dispositivo físico.....                                  | 64 |

|                                                                                                                                       |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 31 – Níveis hierárquicos da Norma.....                                                                                         | 65 |
| Figura 32 – Representação de comunicação horizontal e vertical de rede.....                                                           | 66 |
| Figura 33 – Ilustração de um OVT em funcionamento .....                                                                               | 67 |
| Figura 34 – Sensor de corrente óptico .....                                                                                           | 68 |
| Figura 35 – Esquemático de posicionamento das Merging Units em campo.....                                                             | 69 |
| Figura 36 – Esquema de representação dos processos de digitalização de uma subestação, ...                                            | 70 |
| Figura 37 – Estrutura de comunicação da subestação digital com <i>Process Bus</i> .....                                               | 71 |
| Figura 38 – Comparativo entre o esquema de digitalização em uma subestação convencional e uma subestação com <i>Process Bus</i> ..... | 72 |
| Figura 39 – Conjunto SIPROTEC 5 + Merging Unit da SIEMENS .....                                                                       | 73 |
| Figura 40 – Esquemático de funcionamento da MU .....                                                                                  | 75 |
| Figura 41 – Modelo de processo com linguagem SCL .....                                                                                | 76 |
| Figura 42 – Sistema de Comunicação (A) rede física, (B) rede lógica utilizando VLAN .....                                             | 77 |
| Figura 43 – Esquema de priorização de pacotes de alta prioridade em VLAN.....                                                         | 77 |
| Figura 44 – Quadro de prioridades das mensagens IEC 61850-9-5 .....                                                                   | 78 |
| Figura 45 – Tempo de transmissão GOOSE .....                                                                                          | 80 |
| Figura 46 – Tempo de mensagem SMV .....                                                                                               | 81 |
| Figura 47 – Características dos <i>Sampled Measured Values</i> .....                                                                  | 82 |
| Figura 48 – Topologia de rede PTP.....                                                                                                | 84 |
| Figura 49 – Princípio de Funcionamento da rede HSR .....                                                                              | 85 |
| Figura 50 – Estrutura de um frame Ethernet HSR.....                                                                                   | 86 |
| Figura 51 – Princípio de funcionamento de uma rede PRP.....                                                                           | 87 |
| Figura 52 – Estrutura de um frame Ethernet PRP .....                                                                                  | 88 |
| Figura 53 – Aspectos de vulnerabilidade em uma rede de comunicação de proteção e controle .....                                       | 89 |
| Figura 54 – Rede de automação de subestações segura .....                                                                             | 90 |
| Figura 55 – Esquema simplificado de Process bus para proteção diferencial de linha .....                                              | 92 |
| Figura 56 – Esquema simplificado Process bus para proteção de transformador .....                                                     | 93 |
| Figura 57 – Process bus para proteção de pequenas subestações.....                                                                    | 93 |
| Figura 58 – Arquitetura utilizada para os testes .....                                                                                | 95 |
| Figura 59 - Resposta do espectro de frequência atual dos sinais adquiridos dos relés convencionais, 9-2LE e 869-9 .....               | 96 |
| Figura 60 – Tempos de envio, latência e reamostragem de um sinal SMV .....                                                            | 97 |

|                                                                                                                                                                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 61 - Sinais de corrente adquiridos pelos relés convencionais, 9-2LE e 869-9 sem compensação de atraso de tempo.....                                                                                                        | 98  |
| Figura 62 - Sinais de corrente adquiridos pelos relés sem compensação de tempo para as condições de curto-circuito monofásico após 2 ciclos, curto-circuito bifásico após 5 ciclos e curto-circuito trifásico após 10 ciclos..... | 99  |
| Figura 63 – Tempos de atraso gerados pelo sistema .....                                                                                                                                                                           | 99  |
| Figura 64 - Diagrama fasorial do ciclo de pré-falta do caso 3 capturado por relés sem compensação de temporização. ....                                                                                                           | 100 |
| Figura 65 – Resultado de tempo de resposta para atuação da função 21 dos modelos convencional e process bus.....                                                                                                                  | 101 |
| Figura 66 – Topologias PRP e HSR mescladas.....                                                                                                                                                                                   | 102 |
| Figura 67 - Distribuição das fibras ópticas no pátio da subestação <i>process bus</i> .....                                                                                                                                       | 104 |
| Figura 68 – Cabos de cobre entrando na sala de comando e controle e racks de terminais para fios e cabos de cobre.....                                                                                                            | 105 |
| Figura 69 – Arranjo analisado .....                                                                                                                                                                                               | 110 |
| Figura 70 – Divisão de custos para a solução convencional e solução <i>process bus</i> .....                                                                                                                                      | 114 |
| Figura 71 - Comparação esquemática entre a utilização de cabeamento convencional em relação à utilização de fibra óptica no process bus .....                                                                                     | 116 |
| Figura 72 – Emissão CO <sub>2</sub> pela produção de cobre, aço e cimento .....                                                                                                                                                   | 116 |
| Figura 73 – Rede típica com estação IEC 61850 sem conectividade com a IoT. ....                                                                                                                                                   | 118 |
| Figura 74 - Rede típica com estação IEC 61850 com conectividade com a IoT.....                                                                                                                                                    | 119 |
| Figura 75 – Benefícios ao longo dos anos da subestação com conectividade IoT .....                                                                                                                                                | 119 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                                                    |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 1 - Evolução das tensões de transmissão de 1882 a 1985.....                                                                 | 21  |
| Tabela 2 – Extensão da Rede de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro em Função dos Níveis de Tensão ..... | 23  |
| Tabela 3 – Capacidade Instalada do SIN em 2023 e a Proporção das Fontes Energéticas do Brasil.....                                 | 23  |
| Tabela 4 – Vantagens e Desvantagens dos Meios Físicos Serial e Ethernet para Transmissão de Dados.....                             | 58  |
| Tabela 5 – Grupos de Nós Lógicos .....                                                                                             | 62  |
| Tabela 6 - Modelo OSI .....                                                                                                        | 79  |
| Tabela 7 - Resultados obtidos para os relés convencionais, 9-2LE e 869-9 .....                                                     | 96  |
| Tabela 8 - Diferença de atraso de tempo entre os sinais adquiridos dos relés convencionais, 9-2LE e 869-9.....                     | 98  |
| Tabela 9 - Comparação entre Solução Convencional e a Solução <i>Process Bus</i> .....                                              | 107 |
| Tabela 10 - Requisitos de mão de obra para o sistema tradicional com cabeamento integrado .....                                    | 111 |
| Tabela 11 - Requisitos de mão de obra para o sistema process bus .....                                                             | 112 |
| Tabela 12 - Comparação de Custo Total de Instalação entre o sistema com cabeamento convencional e o sistema process bus .....      | 112 |

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

|       |                                           |
|-------|-------------------------------------------|
| CAPEX | Capital Expenditure                       |
| CFTD  | Circuito Fechado de Televisão Digital     |
| CID   | Configured IED Description                |
| CLP   | Controlador Lógico Programável            |
| COR   | Centro de Operação Regional               |
| COS   | Centro de Operação do Sistema             |
| CTCV  | Custo Total do Ciclo de Vida              |
| CTI   | Custo Total Investido                     |
| DANP  | Double Attached Node                      |
| DMZ   | Zona Desmilitarizada                      |
| DoS   | Denial of Service                         |
| FFT   | Fast Fourier Transformer                  |
| GNSS  | Global Navigation Satellite System        |
| GOOSE | Generic Object-Oriented Substation Event  |
| GPS   | Global Positioning System                 |
| GSSE  | Generic Substation Status Event           |
| HSR   | High-Availability Seamless Redundancy     |
| ICD   | IED Capability Description                |
| IDS   | Sistema de Detecção de Intrusões          |
| IEC   | International Electrotechnical Commission |
| IED   | Intelligent Electronic Device             |
| IEM   | Interferência Eletromagnética             |
| IHM   | Interface Homem-Máquina                   |
| IoT   | Internet of Things                        |
| IPS   | Sistema de Prevenção de Intrusões         |
| LAN   | Local Area Network                        |
| LN    | Logical Nodes                             |
| MAN   | Metropolitan Area Network                 |
| MMS   | Manufacturing Message Specification       |
| MTRJ  | Mechanical Transfer Registered Jack       |
| MU    | Merging Units                             |

|       |                                            |
|-------|--------------------------------------------|
| MUE   | Merging Units Embarcadas                   |
| NCIT  | Non Conventional Instrument Transformers   |
| O&M   | Operação e Manutenção                      |
| OCT   | Optical Current Transformer                |
| ONS   | Operador Nacional do Sistema               |
| OPEX  | Operational Expenditure                    |
| OPGW  | Optical Ground Wire                        |
| OPLAT | Ondas Portadoras na Linha de Transmissão   |
| OSI   | Open System Interconnection Model          |
| OVT   | Optical Voltage Transformers               |
| PDIF  | Proteção Diferencial                       |
| PRP   | Parallel Redundancy Protocol               |
| PTP   | Precision Time Protocol                    |
| QoS   | Quality of Service                         |
| RDP   | Registrador Digital de Perturbações        |
| RJ45  | Registered Jack-45                         |
| RSTP  | Rapid Spanning Tree Protocol               |
| SAMU  | Stand Alone Merging Unit                   |
| SAN   | Singles Attached Node                      |
| SAS   | Sistema de Automação da Subestação         |
| SCADA | Supervisory Control and Data Acquisition   |
| SCD   | Substation Configuration Description       |
| SCL   | Substation Configuration Language          |
| SEP   | Sistemas Elétricos de Potência             |
| SIN   | Sistema Interligado Nacional               |
| SMV   | Sampled Measured Values                    |
| SPCS  | Sistema de Proteção, Controle e Supervisão |
| SPP   | Samples Per Period                         |
| SSD   | System Specification Description           |
| STC   | Straight Tip Connectors                    |
| TC    | Transformador de Corrente                  |
| TP    | Transformador de Tensão                    |
| TSA   | Transformador de Serviços Auxiliares       |
| TTL   | Time Allowed to Live                       |

|      |                                          |
|------|------------------------------------------|
| UAC  | Unidade de Aquisição de Dados e Controle |
| UHE  | Usina Hidrelétrica                       |
| WAN  | Wide Area Network                        |
| XCBR | Disjuntor                                |
| XML  | eXtensible Markup Language               |
| YPTR | Transformador de Potência                |

## SUMÁRIO

|       |                                                                                                              |    |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1     | <b>INTRODUÇÃO</b>                                                                                            | 18 |
| 1.1   | CONTEXTUALIZAÇÃO                                                                                             | 18 |
| 1.2   | OBJETIVOS                                                                                                    | 18 |
| 1.3   | ORGANIZAÇÃO DO TEXTO                                                                                         | 19 |
| 2     | <b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>                                                                                 | 20 |
| 2.1   | SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA                                                                               | 20 |
| 2.1.1 | História                                                                                                     | 20 |
| 2.1.2 | Uma visão holística                                                                                          | 24 |
| 2.2   | SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA                                                                              | 26 |
| 2.2.1 | Classificação das subestações                                                                                | 27 |
| 3     | <b>CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES</b>                                                                        | 34 |
| 3.1   | SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS                                                                                    | 34 |
| 3.1.1 | Setor de alta tensão                                                                                         | 34 |
| 3.1.2 | Setor de média tensão                                                                                        | 40 |
| 3.1.3 | Casa de comando e controle                                                                                   | 41 |
| 3.1.4 | Sistemas de Automação de Energia                                                                             | 42 |
| 3.1.5 | Arquitetura de rede                                                                                          | 49 |
| 3.1.6 | Protocolos de comunicação                                                                                    | 56 |
| 3.2   | SUBESTAÇÕES COM PROCESS BUS                                                                                  | 59 |
| 3.2.1 | Norma IEC 61850                                                                                              | 59 |
| 3.2.2 | Transformadores de Instrumentos não convencionais (NCIT – <i>Non Conventional Instruments Transformers</i> ) | 66 |
| 3.2.3 | <i>Process Bus</i>                                                                                           | 69 |
| 4     | <b>ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS SUBESTAÇÕES</b>                                                              | 95 |
| 4.1   | AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO                                                                                      | 95 |

|       |                                                            |            |
|-------|------------------------------------------------------------|------------|
| 4.1.1 | Amostragem dos sinais.....                                 | 95         |
| 4.1.2 | Latência e tempos de atuação .....                         | 97         |
| 4.1.3 | Redundância e Disponibilidade .....                        | 102        |
| 4.2   | ESTUDO FINANCEIRO .....                                    | 103        |
| 4.2.1 | Conceito de CAPEX e OPEX no Ciclo de Vida do projeto ..... | 103        |
| 4.2.2 | Análise holística .....                                    | 104        |
| 4.2.3 | Estudo de caso .....                                       | 110        |
| 4.3   | IMPACTO AMBIENTAL .....                                    | 114        |
| 4.4   | BENEFÍCIOS .....                                           | 116        |
| 4.5   | DESAFIOS .....                                             | 120        |
| 4.5.1 | Cibersegurança .....                                       | 120        |
| 4.5.2 | Procedimento de rede específico .....                      | 122        |
| 4.5.3 | Mão de obra especializada .....                            | 122        |
| 5     | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>                           | <b>124</b> |
|       | REFERÊNCIAS .....                                          | 126        |

# 1 INTRODUÇÃO

Este capítulo visa apresentar uma breve contextualização do tema que será explorado neste trabalho, ressaltando sua relevância no atual cenário de engenharia elétrica. Também serão apresentados os objetivos pretendidos e a estrutura organizacional do texto.

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Para garantir o fornecimento confiável de eletricidade às comunidades e indústrias, as usinas de geração de energia elétrica são interligadas entre si e às subestações dos grandes centros de carga por meio de longas linhas de transmissão em altas e extra altas tensões, constituindo gigantescas redes de geração, transmissão e distribuição de energia, denominadas como Sistemas Elétricos de Potência (SEP) (BICHELS, 2018).

A operação desses sistemas exige a implementação de técnicas avançadas de monitoramento, proteção e controle, visando maximizar a eficiência energética, a estabilidade e a qualidade da energia fornecida e, neste contexto, as subestações digitais se tornaram protagonistas no setor de automação de energia.

É crucial ressaltar que as atuais subestações convencionais já são digitais, já pois incorporam a utilização de equipamentos eletrônicos inteligentes (*IEDs – Intelligent Electronic Devices*), sensores e sistemas de comunicação para coletar e processar informações em tempo real sobre as condições elétricas e físicas dos equipamentos de pátio, possibilitando assim a operação mais eficiente e segura do sistema de energia.

Mediando o processo evolutivo dos sistemas digitais nas subestações, surge em 2004 a norma IEC 61850 e com ela, o *process bus* (Barramento de Processo). O *process bus* nasce como uma abordagem inovadora para a substituição dos tradicionais sistemas de comunicação baseados em fios de cobre utilizados nas subestações convencionais por fibra óptica para transmissão dos dados analógicos de corrente e tensão.

## 1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem como principal objetivo estudar o funcionamento de subestações convencionais e subestações com *process bus*, integrando conceitos de proteção, controle e supervisão dos sistemas elétricos de potência e, a partir da análise de suas características de funcionamento e desempenho, desenvolver um estudo comparativo e apresentar uma avaliação detalhada dos prós e contras da implementação e utilização de ambos os modelos de subestação, bem como sua inserção no atual mercado de automação de energia.

Para tal, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

1. Estudar os sistemas de proteção, controle e supervisão das subestações;
2. Estudar o *process bus* e toda a cadeia de procedimentos que envolve sua implementação;
3. Analisar o desempenho, gerenciamento, custo de implementação e impacto ambiental de ambos os modelos de subestações;
4. Estabelecer uma análise comparativa entre ambos os modelos de subestações;

Vale ressaltar que o estudo contará com o auxílio dos engenheiros especialistas em automação de energia do setor da unidade de negócio *Electrification & Automation* da SIEMENS Brasil para fundamentar os conceitos da tecnologia *process bus*, visto que a companhia é atualmente referência no assunto e não apenas acumula vários casos de sucesso, mas também desempenha um papel ativo na definição de procedimentos em colaboração com a ONS para a implementação dessa tecnologia.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho será organizado da seguinte forma:

- Capítulo 2 – Fundamentação teórica sobre os sistemas elétricos de potência, com ênfase nas subestações de energia elétrica, compreendendo sua estrutura e classificação.
- Capítulo 3 – Caracterização das subestações convencionais e das subestações com *process bus*, abrangendo aspectos construtivos e relacionados à automação de energia, incluindo arquiteturas de rede e protocolos de comunicação.
- Capítulo 4 – Análise comparativa entre os modelos de subestações, levando em consideração aspectos de desempenho, viabilidade financeira, impacto ambiental, benefícios e desafios.
- Capítulo 5 – Considerações finais.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como objetivo fornecer uma fundamentação teórica sobre sistemas elétricos de potência, sua divisão no contexto brasileiro, a rede básica gerenciada pela ONS e regulamentada pela ANEEL, bem como apresentar uma visão abrangente sobre o futuro energético do país. Além disso, ele explora a classificação das subestações e fornece uma breve explicação sobre a estrutura fundamental de uma subestação elétrica.

### 2.1 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O uso cada vez mais frequente da energia elétrica ao longo de pouco mais de um século, resultou na construção de usinas geradoras de grande capacidade, localizadas a distâncias consideráveis de outras usinas e dos centros de consumo a serem atendidos. Esse aumento de demanda energética culminou na implementação de extensas redes de transmissão, incluindo linhas de alta tensão e subestações, dando origem aos extensos sistemas elétricos interconectados, que abrangem não só o território nacional, mas também os sistemas elétricos de nações vizinhas (BICHELS, 2018). Para compreender a magnitude desses sistemas e sua influência no desenvolvimento energético do Brasil, vale recapitular um pouco da história.

#### 2.1.1 História

Na década de 1880, a transmissão de energia elétrica utilizando corrente contínua já era conhecida e aplicada na Alemanha, nesse contexto, a transmissão ocorria com uma tensão de 2,4 kV e cobria uma distância de 59 km. Nessa época, a eletricidade era principalmente utilizada para iluminação, por meio de lâmpadas de arco voltaico, além de ter aplicações na galvanização.

A utilização de corrente contínua demandava a geração, transmissão e distribuição da energia em uma única tensão, como resultado, essa forma de transmissão só era viável nas proximidades da usina, uma vez que as perdas aumentavam consideravelmente à medida que a distância entre a fonte de energia e o local de consumo se ampliava. Com o desenvolvimento de transformadores comerciais, Nikola Tesla em 1888 demonstrou a viabilidade da utilização de motores de corrente alternada e assim, surgiu a necessidade da construção de linhas de transmissão com tensões mais altas e maior extensão para alimentação dos centros de cargas. (BICHELS, 2018). É apresentada na Tabela 1 a evolução das tensões dos sistemas elétricos no mundo.

Tabela 1 - Evolução das tensões de transmissão de 1882 a 1985

| Ano  | Tensão (kV <sub>ca</sub> ) |
|------|----------------------------|
| 1882 | 2,4                        |
| 1889 | 4                          |
| 1891 | 12                         |
| 1907 | 100                        |
| 1913 | 150                        |
| 1923 | 220                        |
| 1926 | 244                        |
| 1936 | 287                        |
| 1953 | 345                        |
| 1965 | 500                        |
| 1969 | 765                        |
| 1985 | 1150                       |

Fonte: BICHELS (2018).

No Brasil também havia uma ampla diversidade, incluindo valores como 2,3 kV, 6,9 kV, 11 kV, 13,8 kV, 15 kV, 22 kV, 34,5 kV, 44 kV, 69 kV, 88 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV. No entanto, com a implementação do Decreto-Lei nº 73.080, em 5 de novembro de 1973, foram estabelecidas no Brasil as seguintes tensões padronizadas para a transmissão: 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV, 138 kV, 230 kV, 500 kV e 750 kV (BICHELS, 2018).

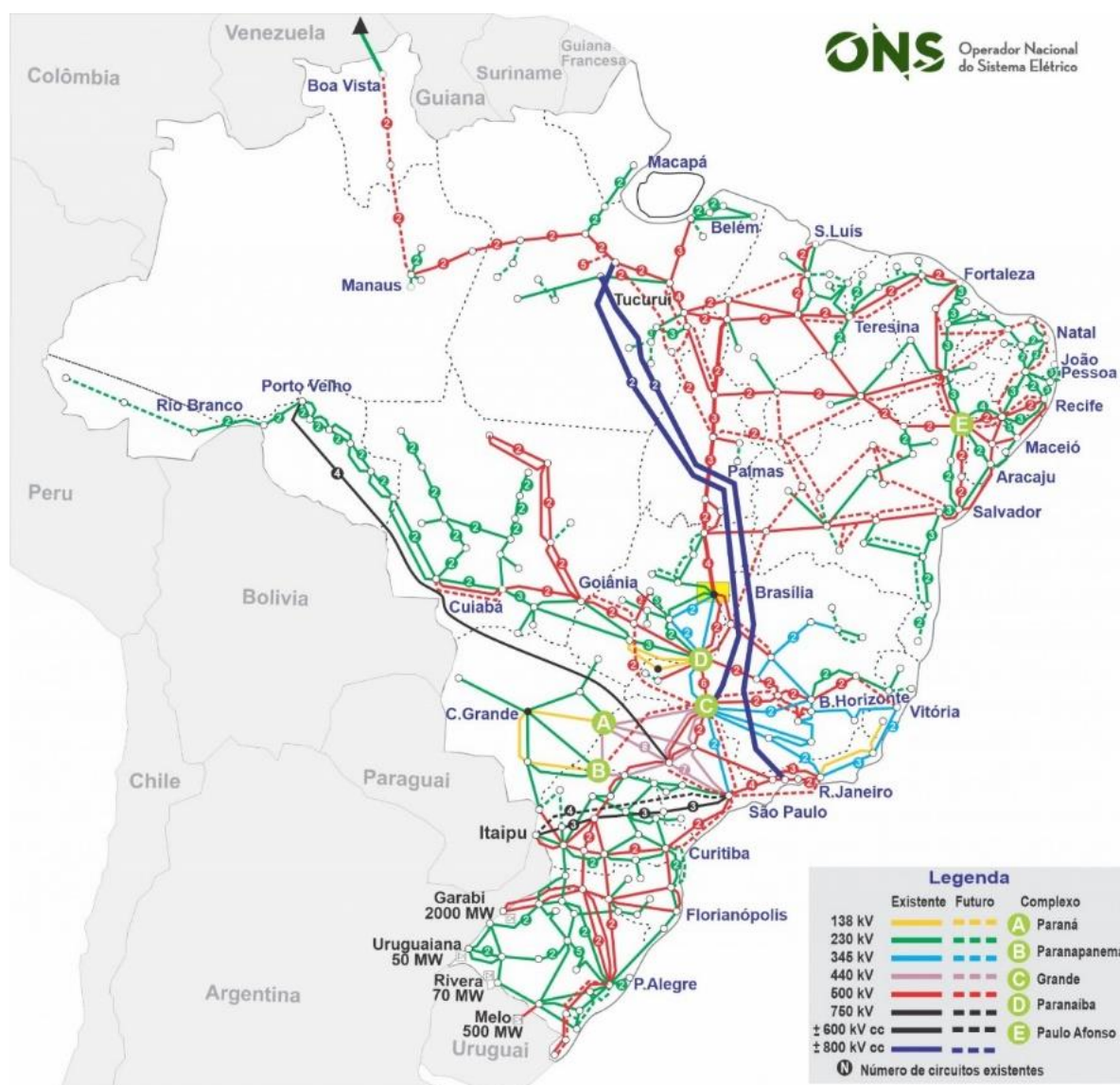
A questão da unificação da frequência estava sendo estudada desde a década de 1960, com o objetivo de permitir a interconexão de todos os sistemas regionais para possibilitar uso mais eficiente dos recursos hídricos e promover a padronização dos equipamentos utilizados. Somente em 3 de abril de 1961 foi estabelecida uma Comissão de Uniformização da frequência, sendo recomendada a adoção de 60 Hz em todo o país. No entanto, foi somente em 1963 que o Ministério das Minas e Energia criou o Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Centro-Sul (futura região Sudeste). O objetivo desse comitê era estudar os potenciais hidráulicos, o mercado de energia elétrica da região e a questão da padronização das frequências (BICHELS, 2018).

Foi a partir do início da década de 70 que começou a ser efetivamente implantado o sistema interligado brasileiro. Em geral, o processo teve início com a integração dos diversos sistemas dentro de um mesmo estado, seguido pela interligação dos sistemas em uma mesma região. Posteriormente, ocorreu a implantação das conexões entre as diferentes regiões, unindo e integrando as Regiões Sul, Sudeste-Centro Oeste, Norte e Nordeste por meio de uma extensa rede de linhas de transmissão. Esse processo sempre foi acompanhado pela construção de usinas

hidrelétricas cada vez maiores e localizadas a distâncias maiores dos centros de consumo (BICHELS, 2018).

Atualmente, ano de 2023, o Brasil possui um imenso sistema elétrico interligado, com mais de 172.000 km de linhas de transmissão. Essas linhas operam com tensões de 230 kV à 550 kV em corrente alternada, com uma frequência de 60 Hz. Além disso, existem linhas de 600 kV em corrente contínua que conectam as Usinas Hidrelétricas (UHEs) de Itaipu, Jirau e Santo Antônio, e uma linha de 800 kV que conecta a UHE Belo Monte (BICHELS, 2018). É apresentado na Figura 1 o mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN), gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Figura 1 – Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico *apud* TAESA (2023).

Esse sistema abrange uma capacidade de transformação superior a 318.000 MVA e se estende do Rio Grande do Sul ao Pará. Além disso, há interconexões nos Estados do Amapá e Amazonas. O sistema interliga um total de 4.704 usinas, com uma capacidade instalada total de 153.644.053 MW. É um sistema de grande escala que permite o fornecimento de energia elétrica em todo o país (TAESA, 2023). A Tabela 2 apresenta a extensão da rede de transmissão brasileira para cada nível de tensão.

Tabela 2 – Extensão da Rede de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro em Função dos Níveis de Tensão

| EXTENSÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO | 2022** - Km | %      | 2027** - Km | %      | VARIAÇÃO - Km | %    |
|---------------------------------|-------------|--------|-------------|--------|---------------|------|
| 800kV CC                        | 9.204       | 5,13%  | 20.800      | 7,69%  | 11.596        | 126% |
| 750kV                           | 2.683       | 1,50%  | 2.683       | 0,99%  | 0             | 0%   |
| 600kV CC                        | 12.816      | 7,15%  | 12.816      | 4,74%  | 0             | 0%   |
| 500/525kV                       | 70.044      | 39,06% | 105.792     | 39,10% | 35.748        | 51%  |
| 440kV                           | 6.934       | 3,87%  | 8.623       | 3,19%  | 1.689         | 24%  |
| 345kV                           | 10.491      | 5,85%  | 24.265      | 8,97%  | 13.774        | 131% |
| 230kV                           | 67.137      | 37,44% | 95.557      | 35,32% | 28.420        | 42%  |
| Total                           | 179.311     | 100%   | 270.536     | 100%   | 91.225        | 51%  |

Fonte: TAESA (2023).

A Tabela 3 apresenta a capacidade instalada do SIN em 2023, a previsão para 2027 e o percentual de cada fonte de energia na matriz energética do Brasil.

Tabela 3 – Capacidade Instalada do SIN em 2023 e a Proporção das Fontes Energéticas do Brasil

| GERAÇÃO                 | 2023- MW | %     | 2027 - MW | %     | VARIAÇÃO - MW | %       |
|-------------------------|----------|-------|-----------|-------|---------------|---------|
| Hidrelétrica            | 109.298  | 60,3% | 110.071   | 54,0% | 773           | 0,71%   |
| Térmica à gás + GNL     | 16.774   | 9,1%  | 21.980    | 10,8% | 5.206         | 31,04%  |
| Eólica                  | 24.692   | 13,1% | 31.509    | 15,3% | 6.817         | 27,61%  |
| Térmica e Óleo + Diesel | 4.198    | 2,3%  | 4.241     | 2,1%  | 43            | 1,02%   |
| Térmica à Carvão        | 3.017    | 1,7%  | 3.017     | 1,5%  | 0             | 0,00%   |
| Biomassa                | 15.307   | 8,4%  | 16.627    | 8,1%  | 1.320         | 8,62%   |
| Solar                   | 7.651    | 3,9%  | 15.169    | 7,1%  | 7.518         | 98,26%  |
| Nuclear                 | 1.990    | 1,1%  | 1.990     | 1,0%  | 0             | 0,00%   |
| Outras                  | 155      | 0,1%  | 362       | 0,1%  | 207           | 133,55% |
| Total                   | 183.082  | 100%  | 204.966   | 100%  | 21.884        | 11,95%  |

Fonte: TAESA (2023).

### 2.1.2 Uma visão holística

Sistemas interligados de grande porte, compostos por inúmeros componentes, tais como usinas, linhas de transmissão, subestações e diversos outros equipamentos, enfrentam desafios significativos relacionados a falhas em seus componentes. Essas falhas podem resultar em desligamentos de grande escala, acarretando impactos econômicos e sociais graves, devido à extrema dependência da energia elétrica na grande maioria das atividades humanas.

Deste modo, para garantir sua viabilidade foi necessário o desenvolvimento tecnológico de materiais e equipamentos em conjunto com a transmissão em corrente alternada de altas e extra altas tensões, sendo os principais (BICHELS, 2018):

- Isolador de suspensão;
- Relés de alta velocidade;
- Disjuntor de alta velocidade e alta capacidade de interrupção de corrente;
- Religamento de alta velocidade de linhas de transmissão;
- Para-raios de alta e extra-alta tensão de alta capacidade;
- Sistema de proteção, controle e medição;
- Princípio de coordenação de isolamento estatístico aplicado ao projeto de equipamentos de extra altas tensões.

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) bem projetado deve abranger três aspectos fundamentais (BICHELS, 2018):

- Garantir uma operação adequada em condições normais, evitando interrupções no fornecimento, curtos-circuitos e desligamentos;
- Prevenir falhas, o que requer uma manutenção cuidadosa de equipamentos e instalações, bem como a substituição de componentes desgastados ou deteriorados;
- Mitigar os efeitos das falhas, buscando reduzir suas consequências a um mínimo ou até mesmo anulá-las, evitando que se propaguem pelo sistema e causem grandes interrupções (*blackouts*) com impactos graves.

A garantia do bom funcionamento de um sistema elétrico de potência é alcançada por meio de um planejamento, construção, operação e manutenção adequados, buscando a melhor relação custo-benefício no atendimento das cargas e consumidores, levando em consideração critérios predeterminados para o fornecimento. No entanto, é importante reconhecer que é extremamente desafiador garantir a ausência de desligamentos dentro de um custo razoável para a energia.

Aumentar a confiabilidade do fornecimento requer a implementação de instalações e equipamentos em maior quantidade e volume, o que implica em maiores investimentos e custos. Portanto, o desafio é encontrar um equilíbrio entre a confiabilidade do sistema elétrico e os custos associados, visando oferecer um serviço confiável e eficiente sem onerar excessivamente os consumidores com investimentos desnecessários (BICHELS, 2018).

As mudanças na geração e no consumo de energia elétrica, com novas formas de geração, como a eólica e a solar, em menor escala e distribuída, e com o consumo focado em maior eficiência e controle junto a evolução e implantação das redes inteligentes (*smart grids*), têm levado à modificação de paradigmas no desenvolvimento dos sistemas elétricos, exigindo o planejamento para a expansão destes sistemas visando:

- Possibilitar a evolução dos sistemas elétricos, garantindo a segurança do suprimento de energia elétrica aos consumidores;
- Promover a eficiência e a economia de energia;
- Permitir o desenvolvimento e a implantação de novas formas de energia renováveis e de pequeno porte;
- Otimizar a expansão da transmissão para possibilitar a transferência de grandes blocos de energia entre regiões e entre países vizinhos, com eficiência máxima e custo mínimo.

A operação do sistema, normalmente feita por uma entidade independente e em nível nacional – como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no Brasil – deve estar adequada e preparada para atender a esta evolução de tecnologias e ao crescimento constante dos sistemas de forma a garantir a segurança e eficiência da operação, a adequada seleção das fontes de geração, a otimização do carregamento do sistema de transmissão, a confiabilidade do sistema de transmissão no atendimento às cargas e coordenação das ações de manutenção (BICHELS, 2018).

A fim de garantir uma gestão adequada das operações e manutenções, torna-se essencial a utilização de ferramentas analíticas, controles e acompanhamentos que permitam o monitoramento e simulações precisas do comportamento integral do sistema. Além disso, é necessário contar com sistemas de comunicação de alta capacidade, velocidade e confiabilidade para suportar tais atividades.

A análise de custo-benefício deve avaliar os investimentos necessários no sistema elétrico, visando garantir o melhor desempenho com o menor custo possível. Isso envolve considerar a expansão, operação e manutenção do sistema, levando em conta as necessidades do mercado a curto e longo prazo, bem como garantindo a segurança do suprimento. Além

disso, é importante levar em consideração diversos outros fatores, como políticas de emissões, impactos socioambientais e até mesmo fatores subjetivos, como impactos visuais (BICHELS, 2018).

Deste modo, para garantir a segurança operacional, o gerenciamento de riscos na operação do sistema requer a implementação de sistemas de supervisão e controle que permitam o monitoramento contínuo do estado do sistema e a implementação ágil de ações corretivas para garantir o fornecimento ininterrupto das cargas. É essencial que esses dispositivos, equipamentos e sistemas sejam constantemente atualizados, a fim de acompanhar os novos avanços nos sistemas de energia elétrica.

## **2.2 SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA**

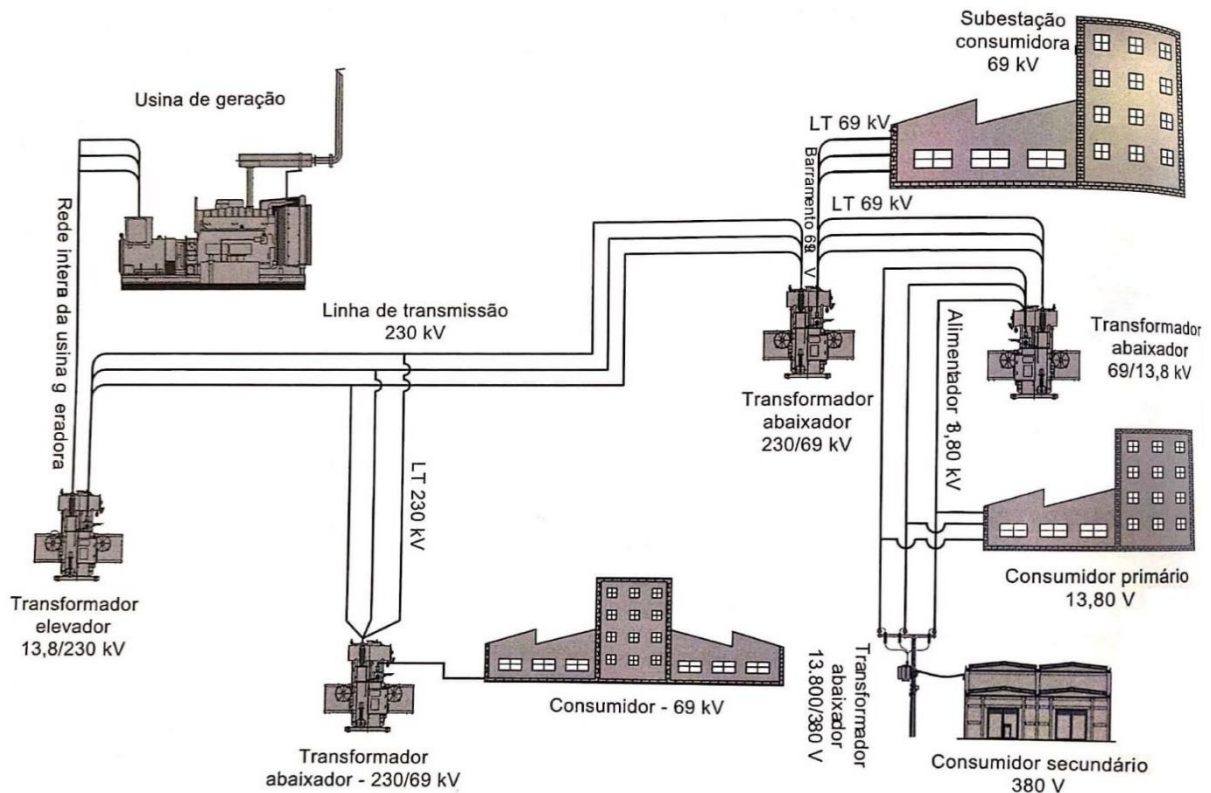
A estrutura de um sistema elétrico de potência normalmente será composta sequencialmente da geração, transmissão e distribuição. Para que o fluxo de energia escoe da geração à distribuição (onde o consumidor está, de fato, conectado), é necessário que existam subestações que elevem ou reduzam a tensão em diferentes níveis, uma vez que o transporte de energia por centenas de quilômetros é inviável em baixos níveis de tensão (MAMEDE FILHO, 2021).

A geração, em sua totalidade, ocorre em baixo nível de tensão variando de 300V (usinas fotovoltaicas) até 23 kV (usinas hidro e termelétricas), mas logo em seguida alimenta um transformador que tem a função de elevar a tensão para níveis compatíveis com o valor do bloco de energia gerada com a distância a ser percorrida na transmissão. Em seguida, o bloco de carga transportado é reduzido a níveis compatíveis com os equipamentos consumidores, que geralmente variam entre 220 V e 440 V entre fases, por motivos econômicos e de segurança.

Para uma dada potência, quanto maior a tensão, menor será a corrente elétrica, portanto, a elevação da tensão da geração reduz a corrente que circula nas linhas de transmissão, reduzindo significativamente as perdas que fazem parte daquele sistema. Como exemplo, nos sistemas eólicos e fotovoltaicos, a energia é elevada duas ou mais vezes. Nos sistemas eólicos em que a tensão gerada é aproximadamente 700 V, a tensão é elevada para 13,8 kV ou 34,5 kV, mas para que a potência seja injetada no sistema de transmissão, é necessário elevar novamente para 69 kV, 138 kV ou 230 kV.

O fato é que sempre que for necessário elevar ou reduzir a tensão de um sistema de potência, faz-se necessário a utilização de subestações de energia. A Figura 2 apresenta um esquema do sistema de geração, transmissão e distribuição.

Figura 2 – Sistema de geração, transmissão e distribuição de energia



Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

### 2.2.1 Classificação das subestações

Como já mencionado, os sistemas elétricos de potência são divididos por nível de tensão, sendo eles (MAMEDE FILHO, 2021):

- **Sistema de distribuição**

- a. **Sistema secundário ou de baixa tensão**

Tensões até 1 kV – Alimenta consumidores de até 50 kW (residências, comércio de pequeno porte, iluminação pública etc.).

- b. **Sistema primário ou de média tensão**

Tensões de 13,8 kV a 25 kV – Interliga o sistema primário à subtransmissão (alimenta cargas comerciais e industriais de médio porte).

- **Sistema de Subtransmissão**

Tensões de 68 kV, 88 kV e 138 kV – Interliga o sistema primário à transmissão (alimenta cargas comerciais e industriais de grande porte);

- **Sistema de Transmissão**

Tensões de 230 kV a 765 kV, definidas como parte da Rede Básica do SIN, operado pela ONS – Interliga os sistemas de subtransmissão aos sistemas de geração através das subestações elevadoras (alimenta carga industriais de grande porte)

- **Sistema de Transmissão em corrente contínua**

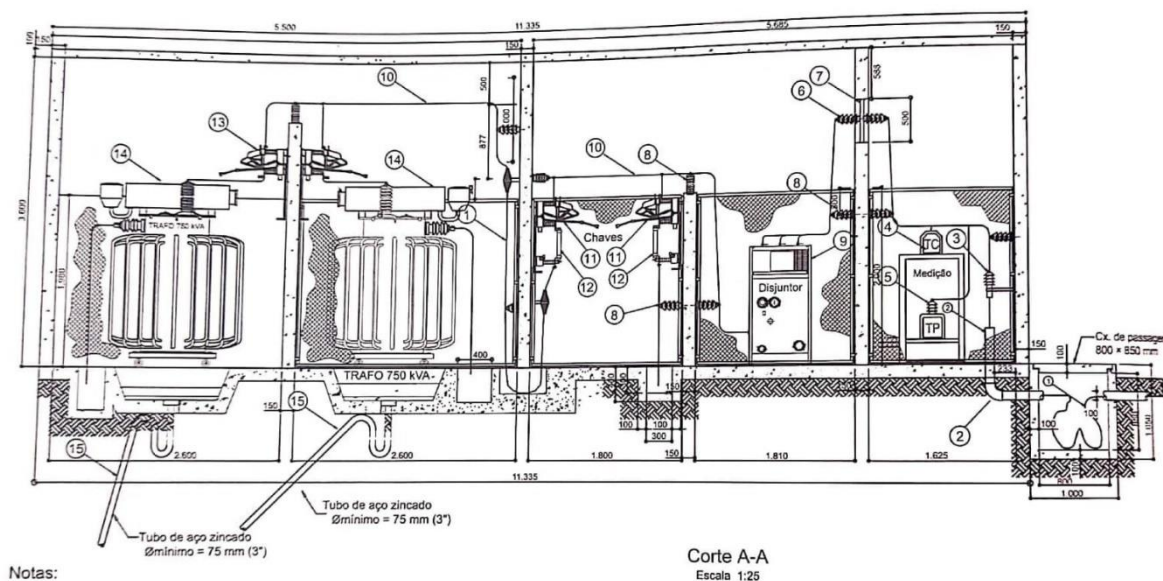
Tensões de  $\pm 600$  kV e  $\pm 800$  kV – Utilizada somente em duas aplicações no Brasil, sendo uma para o aproveitamento dos hidrogeradores da usina hidroelétrica de Itaipu, no lado paraguaio em 50 Hz e a outra para o aproveitamento da energia gerada pela hidroelétrica de Belo Monte com extensão de 2087 km interceptando os estados do Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais.

Posto isto, de modo análogo as subestações de energia são classificadas em cinco tipos (MAMEDE FILHO, 2021):

- **Subestações de média tensão nível I**

Nível de tensão compreendido entre 2,3 kV e 25 kV, mas na grande maioria, as subestações deste nível são em 13,8 kV. Como já categorizado anteriormente, estas subestações alimentam comércio e indústrias de pequeno porte, isto é, potências entre 300 kVA e 5000 kVA (5 MVA). A Figura 3 apresenta a vista frontal de uma subestação de 13,8 kV comum neste tipo de indústria com notas sobre os equipamentos de pátio.

Figura 3 – Vista frontal de uma subestação 13,8 kV industrial (Corta A-A)



Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

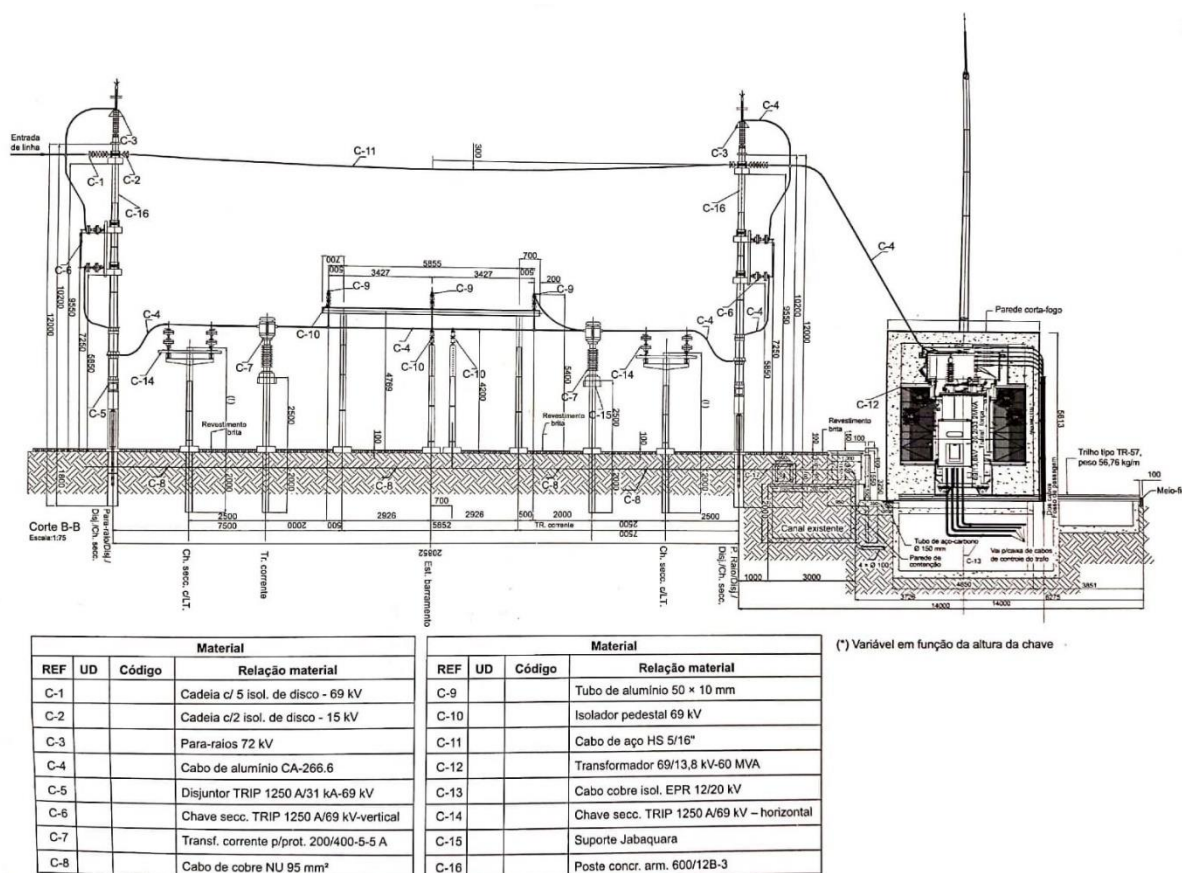
### • Subestações de média tensão nível II

Nível de tensão compreendido entre 34,5 kV e 45 kV, com tensão predominante de 34,5 kV. Sua estrutura é idêntica à da Figura 2.7 e são utilizadas principalmente nas redes coletoras aéreas ou subterrâneas de parques eólicos e fotovoltaicos, mas também para indústrias de pequeno porte.

### • Subestações de alta tensão nível III

Nível de tensão compreendido entre 69 kV e 145 kV. As subestações de 69 kV são utilizadas por praticamente todas as concessionárias distribuidoras de energia do Brasil e, consequentemente, é o nível predominante. Já as de 138 kV são restritas a alguns estados e na região sudeste existe ainda o sistema de 88 kV que alimenta diversas indústrias de médio porte. A Figura 4 apresenta um arranjo típico de subestação elevadora 69 kV.

Figura 4 – Vista lateral de uma subestação elevadora 69 kV em estrutura de concreto armado



Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

#### • Subestações de alta tensão nível IV

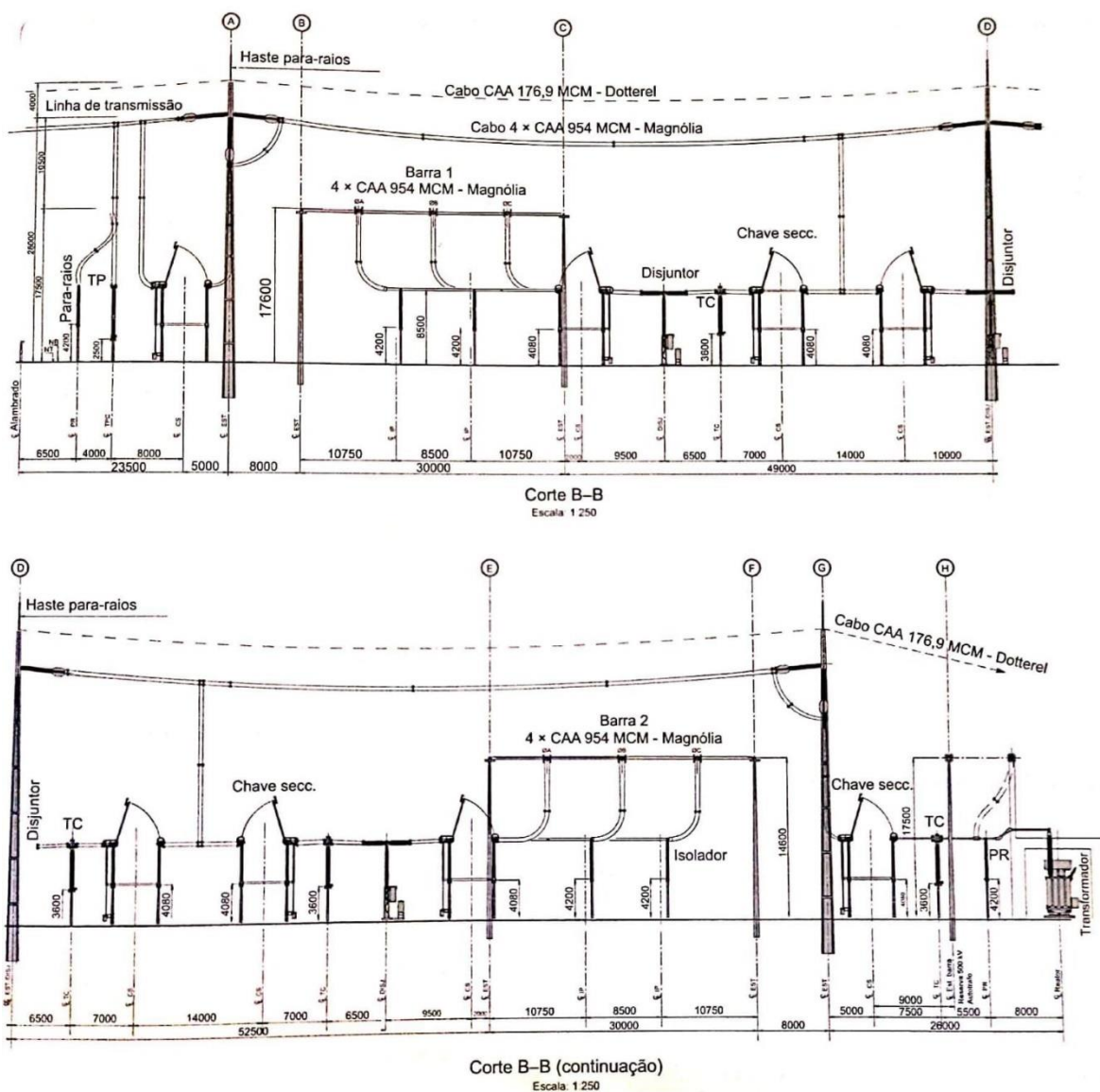
Nível de tensão compreendido entre 230 kV e 440 kV. São subestações utilizadas na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). As subestações de 230 kV são as mais comuns, sendo utilizadas por praticamente todas as concessionárias do Brasil. Geralmente estas são operadas pela equipe técnica da própria indústria, porém o arranjo do barramento deve obedecer obrigatoriamente aos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela operação de rede básica.

#### • Subestações de alta tensão nível V

Nível de tensão compreendido entre  $\pm 500$  kVca e  $\pm 800$  kVcc. Estas são subestações já classificadas como Extra-alta Tensão e são utilizadas essencialmente na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). No Brasil a máxima tensão de subestações de corrente

alternada é de 765 kV, gerida por Furnas do grupo Eletrobrás. A Figura 5 apresenta uma subestação de 500 kV.

Figura 5 – Subestação de 500 kV (corte B-B)



Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

As subestações são ainda categorizadas pela sua utilização e os equipamentos de pátio são determinados não só a partir do nível, mas também da função daquela subestação. São estas as funções (MAMEDE FILHO, 2021):

- **Subestação elevadora**

Elevam o nível de tensão gerada e distribuem a potência associada para as linhas de transmissão, por exemplo as subestações das hidrelétricas, térmicas, eólicas, fotovoltaicas etc.

- **Subestação abaixadora**

Reduz o nível de tensão gerado e distribui a potência associada para as redes de distribuição aérea e subterrânea alimentando subestação de nível de tensão menor. Geralmente são construídas na região periférica de grandes centros para evitar a construção de linhas de transmissão no espaço urbano. São alimentadas por linhas de transmissão de 230 kV e 550 kV e conectadas a redes de 69 kV e 138 kV.

- **Subestação de distribuição**

Reduz o nível de tensão para atender às necessidades de concessão de determinadas regiões ou estado. Elas normalmente pertencem a empresas de distribuição e aos consumidores de médio porte e podem ser conectadas de forma aérea ou subterrânea.

- **Subestação de manobra**

É destinada ao chaveamento de linhas de transmissão de 230 kV a 750 kV e em geral são da Rede Básica. Mas também existem as que operam chaveando sistemas de 138 kV, 88 kV e 69 kV.

- **Subestação conversora**

Pertence aos sistemas de corrente contínua e pode ser retificadora e/ou inversora.

- **Subestação industrial**

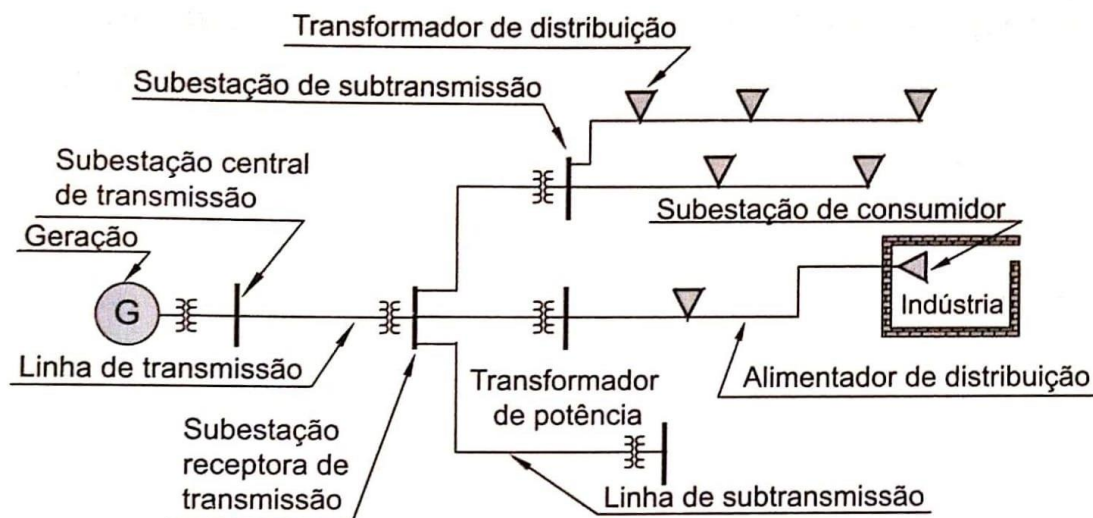
É alimentada por um ou mais alimentadores de distribuição pública ou por uma ou mais linhas de subtransmissão ou transmissão, tendo a função de reduzir o nível de tensão para o aceitável para a indústria.

- **Subestação móvel**

Montada sob veículo motorizado e tem por objetivo atender situações emergenciais ou de manutenção. Em geral, são utilizadas por concessionárias de energia quando ocorre a perda de um transformador em alguma subestação fixa e são alimentadas pela linha de distribuição local.

A Figura 6 apresenta algumas funções das subestações inseridas em um sistema elétrico.

Figura 6 – Sistema elétrico com subestações de diferentes funções



Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

### 3 CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES

O propósito deste capítulo consiste em realizar uma caracterização minuciosa e destacar as distinções entre as subestações convencionais e aquelas que utilizam o *process bus*.

#### 3.1 SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS

Como visto na seção anterior, existem diversos tipos de subestações e cada uma dispõe de estruturas e arranjos físicos diferentes em função da dimensão da carga, da padronização da concessionária etc. Para as subestações industriais é comum o arranjo elétrico de uma entrada de linha ou *bay* de linha e um transformador de potência ou *bay* de trafo, mas também pode ser formada por duas entradas de linha e dois trafos. Já as subestações das concessionárias normalmente são formadas por uma ou mais entradas de linha e quatro ou mais alimentadores de distribuição.

De modo geral, todas subestações são compostas de três setores (MAMEDE FILHO, 2021): setor de alta tensão, setor de média tensão e casa de comando e controle.

##### 3.1.1 Setor de alta tensão

Envolve o conjunto das estruturas aéreas para fixação dos equipamentos de pátio, sendo:

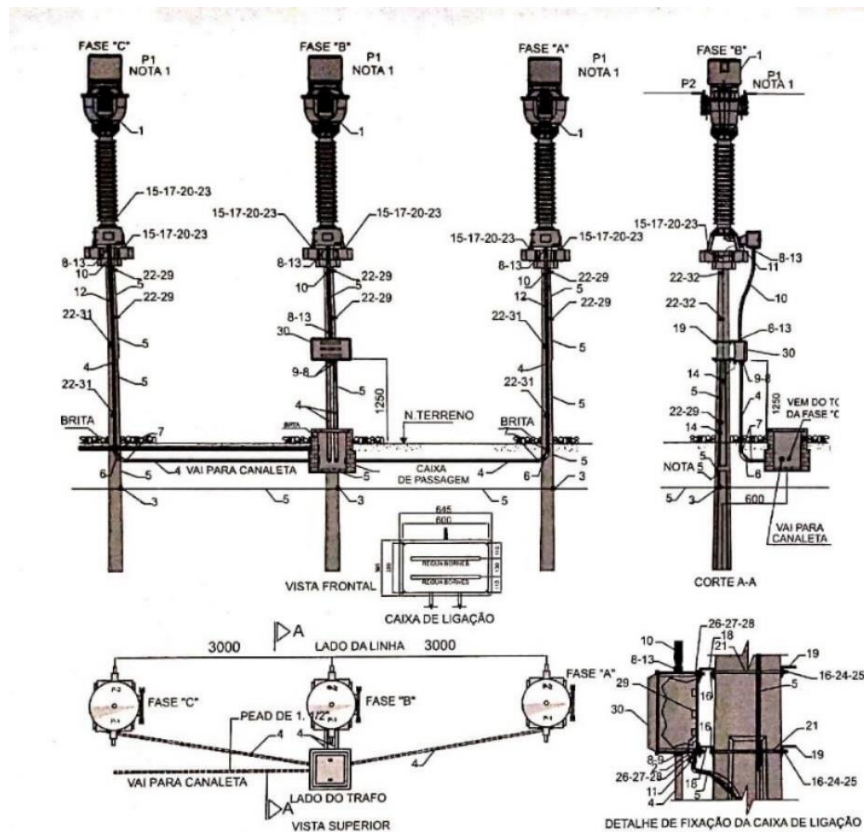
- Estrutura de entrada da linha de transmissão;
- Estrutura dos para-raios;
- Estrutura dos transformadores de corrente e de potencial de medição e proteção;
- Estrutura de seccionamento geral: chave seccionadora tripolar;
- Estrutura dos transformadores de corrente e de potência de proteção quando a concessionária não permite compartilhar os mesmos equipamentos para medição e proteção;
- Estrutura dos disjuntores;
- Estrutura dos transformadores de potência;
- Estrutura de barramento.

Para o desenvolvimento deste trabalho, será importante compreender a funcionalidade básica dos principais equipamentos de pátio para que então se compreenda a estrutura de uma subestação digital.

- **Transformadores de Corrente Convencionais (*Conventional Current Transformers – CCT*)**

Os transformadores de corrente convencionais, também conhecidos como TCs, são dispositivos elétricos utilizados para medir e transformar a corrente elétrica de alta tensão em uma corrente de menor intensidade proporcional, ou seja, fornece uma corrente secundária sendo uma fração exata da corrente primária, permitindo medições precisas e seguras da corrente em sistemas de alta tensão. A Figura 7 apresenta o projeto eletromecânico de um TC de 138 kV.

Figura 7 – Projeto eletromecânico de um transformador de corrente de 138 kV

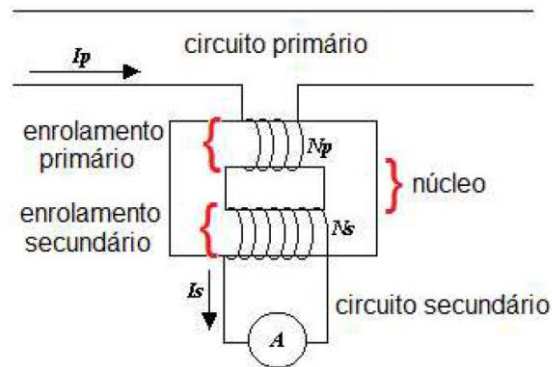


Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

Na Figura 8 é ilustrado o princípio de operação de um TC. A seta indica a direção na qual a corrente primária, representada por  $I_p$ , flui no circuito primário do TC. Enquanto isso, a seta verde representa o sentido da corrente secundária,  $I_s$ , que é induzida no sentido oposto ao fluxo da corrente primária, saindo para o amperímetro. O valor de  $I_s$  é calculado de acordo com a Equação (2) (MACHADO, 2023), onde  $N_p$  representa o número de espiras no enrolamento primário e  $N_s$  representa o número de espiras no enrolamento secundário (MELO, 2021).

$$I_s = (I_p) \frac{N_p}{N_s} \quad (1)$$

Figura 8 – Princípio de funcionamento de um CCT

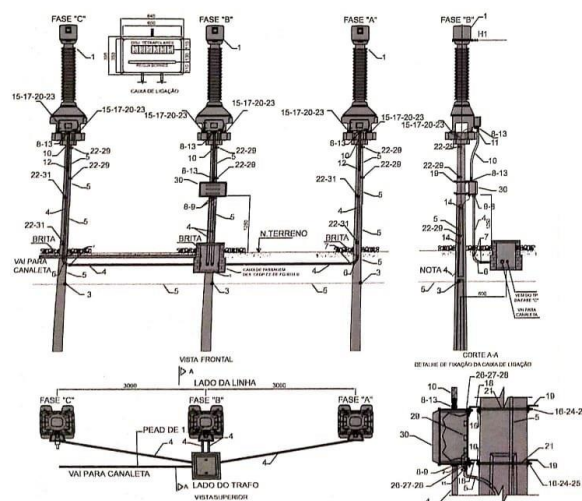


Fonte: Adaptado de JUSTINA (2021).

- **Transformadores de Tensão Convencionais (Conventional Voltage Transformers – CVT)**

Assim como os transformadores de corrente, os transformadores de potencial convencionais, também conhecidos como TP, são dispositivos elétricos utilizados nas subestações para medir e transformar a tensão de alta tensão em uma tensão mais baixa, proporcional e segura para fins de medição e proteção, ou seja, fornece uma tensão secundária que é uma fração exata da tensão primária, permitindo medições precisas e seguras das tensões em sistemas de alta tensão. A Figura 9 apresenta o projeto eletromecânico de um TP de 138 kV.

Figura 9 - Projeto eletromecânico de um transformador de potencial 138 kV

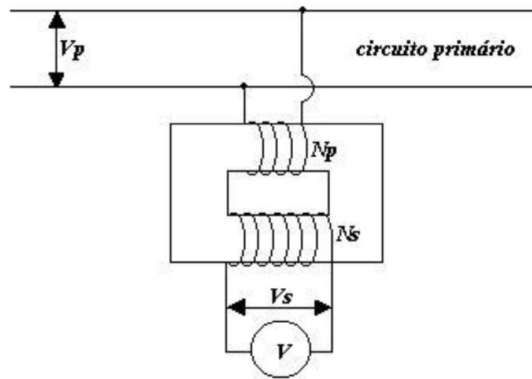


Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

A Figura 10 apresenta o princípio de operação de um TP, no qual  $V_p$  representa a diferença de potencial entre as fases do circuito primário sinalizada com a seta,  $V_s$  representa a

diferença de potencial nos terminais secundários. A relação entre o potencial primário e secundário é apresentada pela Equação (2), em que  $N_p$  é o número de espiras do terminal primário e  $N_s$ , do secundário (MACHADO, 2023).

Figura 10 – Princípio de funcionamento do TP



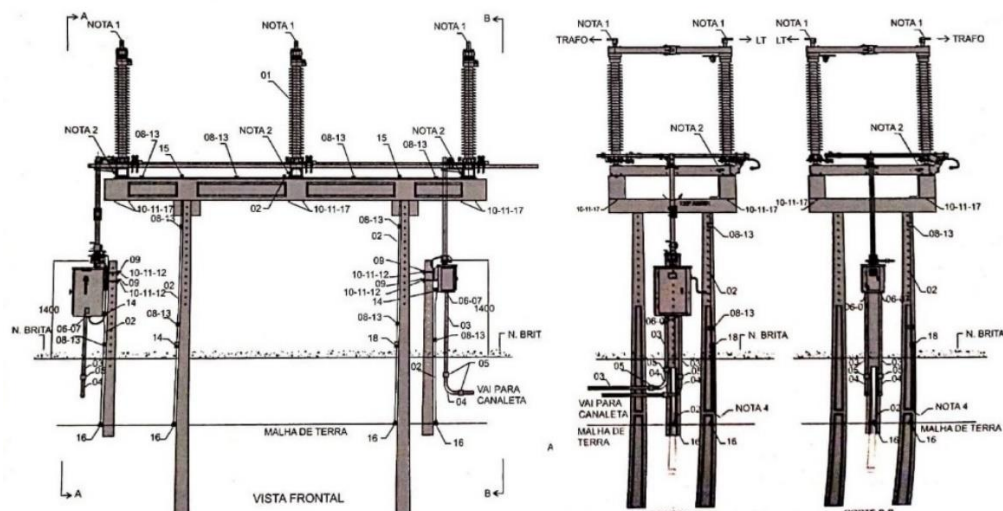
Fonte: JUSTINA (2021).

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (2)$$

- **Chave seccionadora**

A seccionadora é um equipamento utilizado para abrir ou fechar um circuito elétrico de forma isolada. Sua principal função é interromper o fluxo de corrente elétrica em uma linha ou equipamento específico sem criar faíscas ou arcos elétricos. A Figura 11 apresenta um exemplo de projeto eletromecânico de uma chave seccionadora com lâmina terra de 138 kV.

Figura 11 – Projeto eletromecânico de uma chave seccionadora com lâmina terra de 138 kV

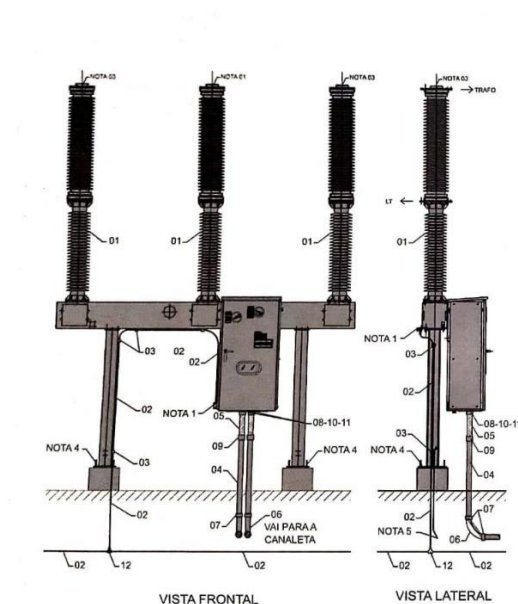


Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

- **Disjuntores**

Os disjuntores de alta tensão são equipamentos projetados para interromper o fluxo de corrente elétrica nos sistemas de potência, ou seja, realizam a abertura e o fechamento controlado de circuitos elétricos de alta tensão e permitem que operadores ou sistemas de automação desenergizem partes específicas da subestação para manutenção, reparo ou para isolar falhas sem afetar o restante do sistema. Sua principal função é proteger o sistema elétrico contra sobrecargas, curtos-circuitos e outras condições anormais que possam comprometer a integridade dos equipamentos e a segurança da rede. A Figura 12 apresenta um exemplo de projeto eletromecânico de um disjuntor de 138 kV.

Figura 12 – Projeto eletromecânico de um disjuntor de 138 kV

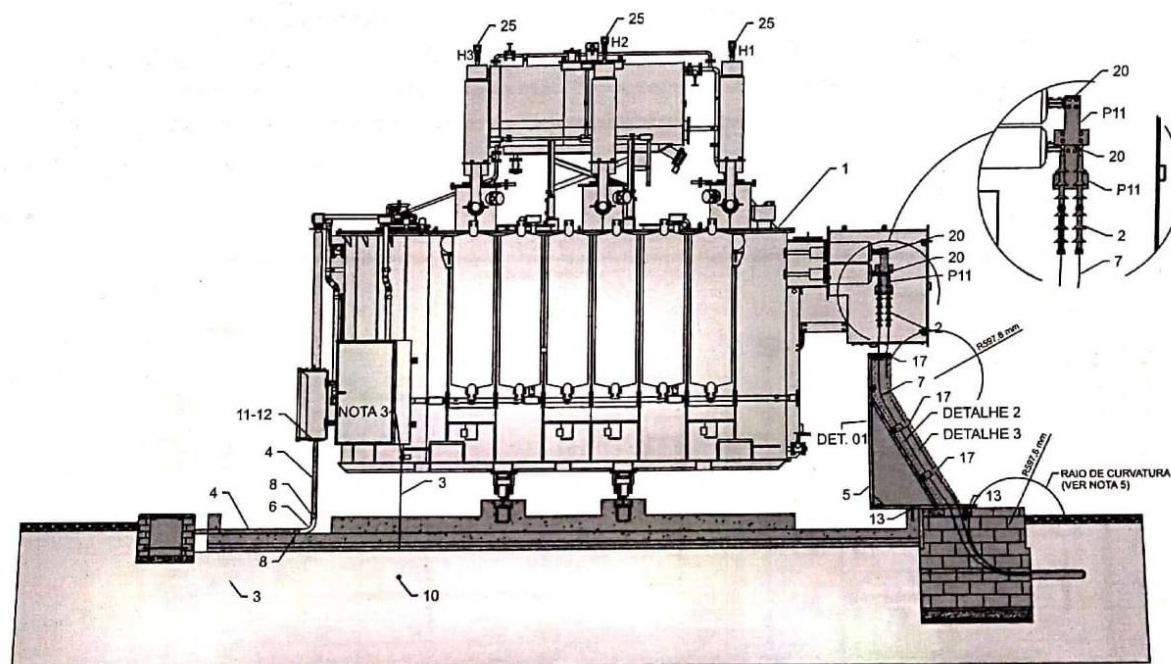


Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

- **Transformadores de Potência**

Os transformadores de potência são equipamentos eletromagnéticos da subestação projetados para transformar energia, isto é, elevar ou rebaixar os níveis de tensão da corrente elétrica nos sistemas de transmissão e distribuição de energia. A Figura 13 apresenta um exemplo de projeto mecânico de um transformador de 138 kV/13,8 kV.

Figura 13 – Projeto eletromecânica de um transformador 138 kV/13,8 kV

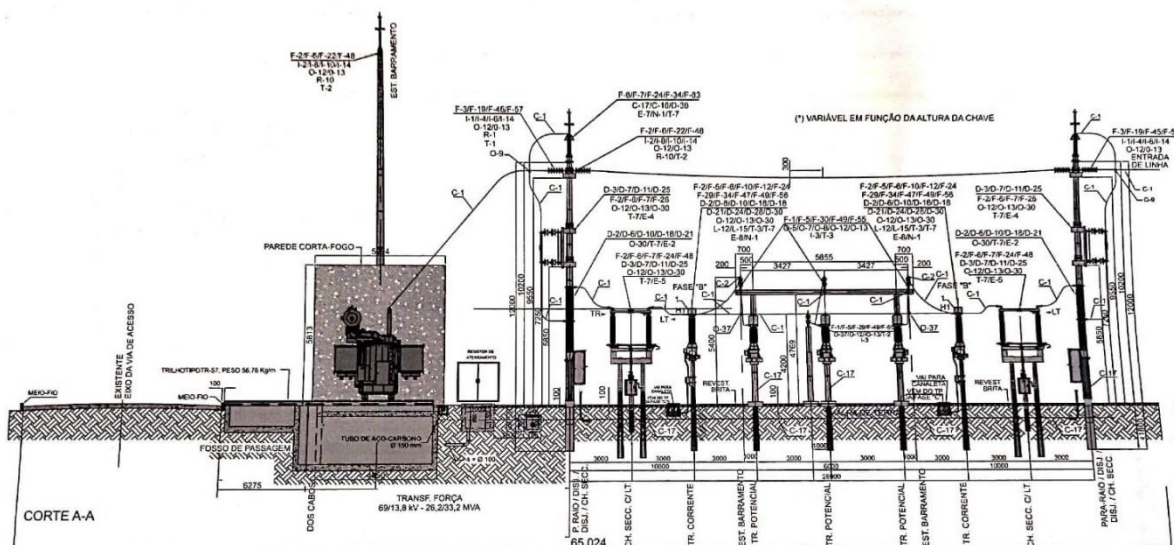


Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

### • Barramentos

Os barramentos de alta tensão são sistemas condutores que interligam os equipamentos de alta tensão. Sua principal função é permitir a transferência segura de energia elétrica entre esses dispositivos e a distribuição adequada para diferentes partes do sistema. Além disso, eles facilitam a interconexão eficiente dos equipamentos, possibilitam manobras elétricas, como a abertura e fechamento de disjuntores, garantem a distribuição da energia conforme as necessidades da rede, oferecem redundância para assegurar o fornecimento contínuo e contribuem para a segurança operacional, permitindo a isolamento de áreas para manutenção sem afetar o restante da subestação. Em resumo, os barramentos de alta tensão desempenham um papel crítico na operação segura e confiável das subestações elétricas, atuando como uma espinha dorsal que coordena e conecta elementos do sistema de alta tensão. A Figura 14 apresenta um barramento de 138 kV a partir da perspectiva de um corte lateral de uma subestação de 138 kV.

Figura 14 – Disposição de um barramento de 138 kV



Fonte: MAMEDE FILHO (2021).

### 3.1.2 Setor de média tensão

Envolve o conjunto das estruturas aéreas a partir do secundário do transformador de potência para fixação dos para-raios, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e de potencial, isoladores, barramentos flexíveis ou rígidos.

O setor de média tensão das subestações industriais são majoritariamente constituídos de cubículos metálicos isolados a ar ou a SF<sub>6</sub> (hexafluoreto de enxofre), instalados na casa de comando e controle. A Figura 15 apresenta os painéis de média tensão isolados a gás 8DA e 8DB do fabricante SIEMENS.

Figura 15 – Painéis de média tensão 8DA e 8DB do fabricante SIEMENS



Figura: SIEMENS (2023).

### 3.1.3 Casa de comando e controle

Se trata de um ambiente ainda no pátio da subestação, mas composta por várias salas definidas de acordo com a arquitetura da subestação, entretanto, segue um padrão de divisão básica para subestações.

- **Sala de comando ou de cubículos**

Local que abriga os painéis de média tensão compostos pelos cubículos. Neles estão instalados os disjuntores, seccionadoras, transformadores de potência, de potencial e de corrente, retificadores-carregadores e transformadores de serviços auxiliares (TSA). O espaço físico desta sala é definido conforme a quantidade de cubículos.

- **Sala de proteção e controle**

Local que abriga os painéis de proteção e controle dos quais são instalados os relés de proteção, equipamentos de comunicação e sincronismo de tempo. Recomenda-se que esta sala seja climatizada para melhor performance, já que este será o sistema que faz a gestão energética da subestação.

- **Sala de baterias**

Local que abriga o banco de baterias. É possível também utilizar baterias no interior de um invólucro metálico, junto aos retificadores-carregadores, evitando construir uma sala de baterias.

- **Sala de operação**

Trata-se de uma sala de até 20 m<sup>2</sup> em que se encontra a estação de operação, isto é, mobiliário com equipamento de informática necessários para operação do sistema SCADA – Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, local da subestação.

- **Banheiro e copa**

Ambientes construídos apenas com o necessário para suprir as necessidades diárias dos operadores.

### 3.1.4 Sistemas de Automação de Energia

Os sistemas digitais desempenham um papel fundamental na automatização de todas as etapas do processo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Estes sistemas têm função de supervisão, comando, controle e proteção dos diversos componentes que constituem o sistema elétrico. Eles podem ser categorizados com base nas diferentes etapas do processo (JARDINI, 1997):

- **Sistemas de Supervisão do Sistema de Potência:** Monitoram o estado geral do sistema elétrico de alta tensão.
- **Sistema de Proteção, Controle e Supervisão:** Responsáveis pela proteção, controle e monitoramento de subestações elétricas, onde a tensão é reduzida antes da distribuição aos consumidores.
- **Sistema de Automação de Usinas:** Aplicados em usinas de geração de energia, incluindo usinas termelétricas e hidrelétricas, para otimizar a geração e o controle do processo.
- **Sistema de Automação da Distribuição:** Envolvidos na operação e controle das redes de distribuição de baixa tensão, que fornecem eletricidade diretamente aos consumidores.

Esses sistemas desempenham funções específicas de comando, controle, supervisão e proteção, cada uma com objetivos bem definidos. Para garantir a eficiência e a troca de informações sem redundâncias, eles são interconectados por uma rede de comunicação de dados que serve como a espinha dorsal de todo o sistema. Este trabalho abordará somente os dois primeiros sistemas.

#### 3.1.4.1 Sistema de supervisão e controle do sistema elétrico de potência

Este sistema, conhecido como Sistema de Supervisão e Controle (SSC) ou Sistema de Gerenciamento da Energia (EMS - Energy Management System), proporciona os meios para coordenar a operação e a manutenção do sistema elétrico de maneira abrangente. O SSC é composto por diversos níveis hierárquicos de atuação (JARDINI, 1997):

- UAC (Unidade de Aquisição de Dados e Controle).
- COR (Centro de Operação Regional).
- COS (Centro de Operação do Sistema).

### 3.1.4.2 Sistema de Proteção, Controle e Supervisão - SPCS

O SPCS (Sistema de Proteção, Controle e Supervisão) tem como objetivo possibilitar a operação e manutenção da subestação de forma segura, precisa e facilitada. Ele é estruturado em dois níveis hierárquicos: o primeiro nível é responsável pela interface com o processo e pela aquisição de dados, enquanto o segundo nível, conhecido como Sistema Central, trata do comando e supervisão (JARDINI 1997).

No nível de interface com o processo, encontram-se as unidades de aquisição de dados (UAC), relés de proteção, equipamentos de oscilografia, unidades de intertravamento e controladores de equipamentos, como compensadores estáticos, por exemplo. No nível do Sistema Central, várias funções são desenvolvidas, incluindo (JARDINI, 1997):

- Sinalização e monitoramento do estado dos equipamentos;
- Medição;
- Proteções para linhas, transformadores, barras, reatores e detecção de perda de sincronismo, entre outros;
- Monitoramento das proteções;
- Religamento automático;
- Estimativa de localização de falhas na linha;
- Telecomando;
- Proteção por falha de disjuntor;
- Controle de dispositivos de chaveamento com intertravamento;
- Sequenciamento automático de chaveamento;
- Monitoramento de sobrecarga em transformadores;
- Controle local de tensão e fluxo de reativos;
- Desligamento seletivo de cargas (*load shedding*);
- Sincronização;
- Alarmes;
- Registro e indicação de sequência de eventos;
- Oscilografia;
- Interface homem-máquina;
- Impressão de relatórios;
- Integração com outros sistemas, como COR/COS;
- Autodiagnóstico.

O Sistema Central normalmente consiste em vários microcomputadores ou estações de trabalho (*workstations*) interconectados por uma rede local (LAN - *Local Area Network*). Os equipamentos digitais do nível de interface com o processo podem se conectar diretamente à rede local ou por meio de processadores de comunicação responsáveis por receber e transmitir informações para a rede (JARDINI, 1997).

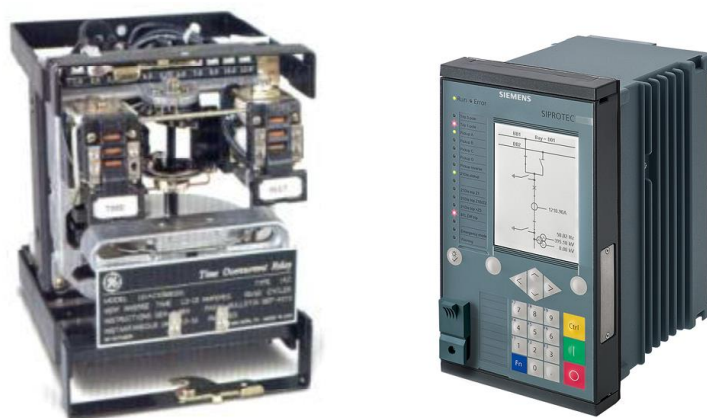
Diferentes abordagens de comunicação do sistema e alocação de funções entre o Sistema Central e os componentes próximos ao processo são consideradas ao projetar sistemas desse tipo. A introdução de relés digitais desempenha um papel significativo na determinação dessas abordagens.

Os IEDs de proteção são responsáveis por proteger, monitorar e controlar o funcionamento das subestações, com base nas grandezas elétricas transmitidas pelo secundário dos TPs e TCs. Mediante a análise das informações recebidas, eles têm a capacidade de detectar situações anômalas no sistema elétrico, decidindo se devem ou não emitir comandos ao disjuntor, com o objetivo de isolar a anomalia no instante e local adequados, prevenindo, assim, o desligamento desnecessário de outros pontos do sistema.

A sua relevância para o funcionamento integral da subestação e do sistema elétrico como um todo não pode ser subestimada, sendo, na verdade, de caráter imprescindível, uma vez que se trata do “cérebro” na operação da subestação. Ademais, vale ressaltar que um erro na configuração ou programação destes equipamentos, no momento da instalação, pode resultar em uma atuação tardia ou precoce, com implicações significativas para a operação segura do sistema.

A evolução dos sistemas pode ser observada na Usina Binacional de Itaipu, que, por sua vez, incorporava uma série de relés analógicos, isto é, operantes com base em componentes físicos como ímãs, bobinas, molas e eixos, quando foi inaugurada na década de 80. A substituição gradual dos relés analógicos e eletromecânicos por relés digitais, marcou um avanço significativo no campo da tecnologia aplicada a esses dispositivos. A Figura 16 ilustra a evolução dos relés eletromecânicos para os digitais.

Figura 16 – Relés de proteção eletromecânicos e digitais



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os relés analógicos, devido à sua construção baseada em componentes móveis, apresentavam notáveis limitações, uma vez que, geralmente, cada relé tinha a capacidade de supervisionar apenas uma grandeza elétrica específica. Como resultado, suas funções de proteção estavam diretamente restritas ao valor exato da grandeza monitorada. Não obstante, esses relés eram notáveis por sua elevada confiabilidade. No entanto, essa confiabilidade era contrabalançada pela necessidade de um espaço considerável para alocar todos os painéis e cabos provenientes do pátio, demandando assim uma sala de comandos de dimensões substanciais. A Figura 17 apresenta um exemplo de proteção diferencial de uma linha 138 kV (87L), proteção diferencial de barra (87B), sobrecorrente temporizada, sobrecorrente instantânea, direcional de corrente e oscilografia.

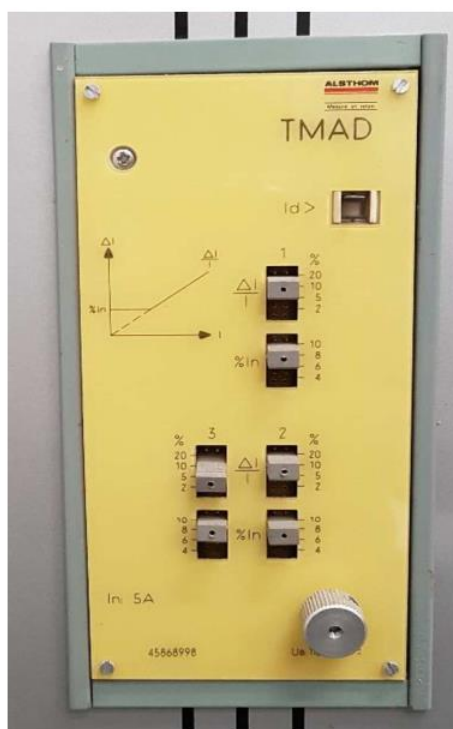
Figura 17 – Pannel de proteção e controle 138 kV com relés eletromecânicos



Fonte: Elaborado pelo autor

Por outro lado, a substituição dos relés eletromecânicos pelos relés de estado sólido, embora não tenha permanecido no mercado por um longo período, constituiu uma das alternativas significativas e um passo crucial em direção à digitalização das operações na sala de controle. Estes relés, ao introduzirem componentes eletrônicos, como placas de circuito impresso, na sua composição, marcaram um avanço na automação. No entanto, é importante notar que, apesar dessa evolução, os sinais transmitidos e processados ainda eram analógicos. A Figura 18 apresenta um relé de estado sólido.

Figura 18 – Relé de proteção de estado sólido

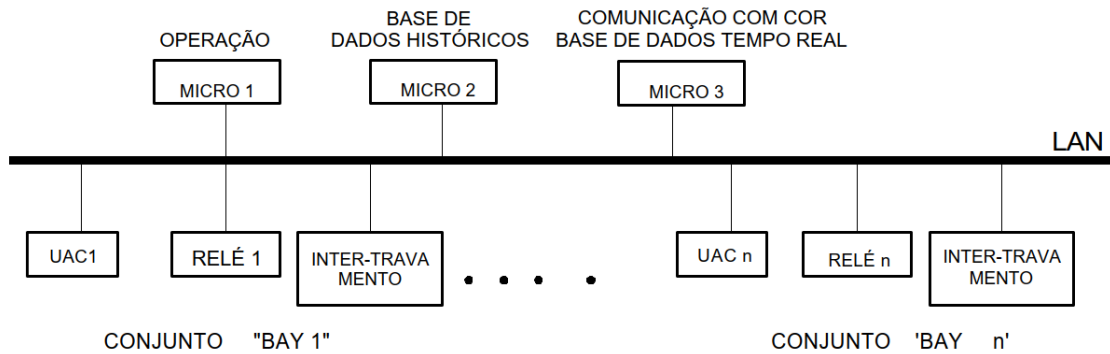


Fonte: Adaptado de JUSTINA (2021).

O notório avanço tecnológico com a digitalização dos sinais realizada pelos IEDs de proteção acarretou uma significativa vantagem, a qual reside na capacidade de abranger, em um único equipamento, funções concomitantes de proteção e controle. O que outrora demandava a utilização de aparelhos distintos para a execução das tarefas de proteção contra sobrecorrentes, hoje se traduz na viabilidade de incorporar uma diversidade de funcionalidades associadas a grandezas elétricas tais como corrente, tensão, frequência, temperatura, entre outras. Tal inovação, por conseguinte, conduziu a um sistema de proteção dotado de parâmetros ajustáveis com extrema precisão, ao mesmo tempo em que redundou em economia de espaço no ambiente destinado à supervisão e controle da Subestação Elétrica.

Retomando o contexto do SPCS, na Figura 19, é apresentada uma arquitetura de rede típica do sistema de automação e na Figura 20 é apresentada uma arquitetura considerando os níveis hierárquicos.

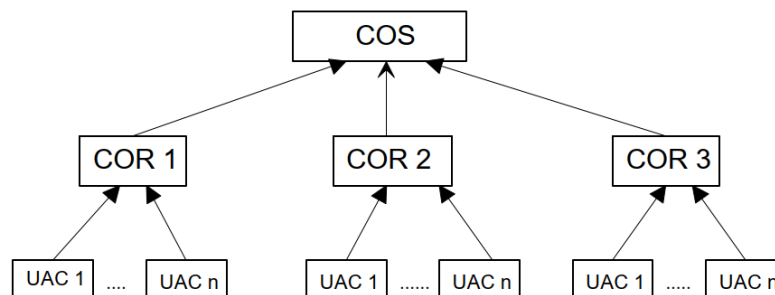
Figura 19 – Sistema de automação da subestação



Fonte: JARDINI (1997).

Vale ressaltar que a rede local (LAN) pode ser simples ou redundante, e as funções mencionadas acima podem ser combinadas em um número variável de processadores, dependendo da importância e complexidade da subestação.

Figura 20 – SPCS considerando os níveis hierárquicos



Fonte: JARDINI (1997).

Nas Unidades de Aquisição de Dados (UAC), as tarefas incluem a coleta de informações do processo e o controle operacional de equipamentos. Nesse nível, encontra-se a interface direta com o processo, e as seguintes funções são associadas a ele:

- **Entrada de Dados - Variáveis Analógicas:** Essa função envolve a aquisição de valores, como tensão, corrente, temperatura e níveis de reservatório, entre outros.

- **Entrada de Dados - Variáveis Digitais:** Tem a tarefa é adquirir informações sobre o estado ou posição de disjuntores (abertos ou fechados), chaves e equipamentos ligados ou desligados.
- **Saídas Digitais:** Essa função controla a mudança de posição de contato (aberto/fechado), possibilitando o telecomando de equipamentos e dispositivos, como chaves e disjuntores.
- **Saídas Analógicas:** Os valores contínuos são fornecidos para ajustar a referência (*set point*) de componentes eletrônicos dedicados de controle, como reguladores de tensão e velocidade de geradores, além de enviar sinais para medidores analógicos, como amperímetros.

Normalmente, uma ou mais UACs são instaladas em cada subestação e usina. Os dados coletados por essas UACs são transmitidos ao COR por meio de canais de telecomunicações.

Vale observar que apenas os dados mais essenciais para as atividades do SPCS são considerados. Por exemplo, informações sobre o estado de disjuntores de linhas, geradores e transformadores, potências ativas e reativas em cada componente, bem como a tensão em várias barras, são de interesse do SCPS. Outros dados, como o estado dos disjuntores do serviço auxiliar da estação, não são de interesse (JARDINI, 1997).

O COR é responsável pelas operações e pelo atendimento das subestações e usinas em uma região específica da área global. Ele envia, por exemplo, sinais de telecomando para disjuntores, controla o acionamento e conexão de geradores e recebe todos os dados coletados pelas UACs. O COR possui um sistema computacional com interface homem-máquina (IHM) projetada para os operadores da rede regional. A IHM permite que eles monitorem alarmes, sequências de eventos, medições e executem telecomandos. Em resumo, a função SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) reside no COR.

No Centro de Operação do Sistema (COS) são centralizadas as operações globais do sistema elétrico e a coordenação entre geração e carga. O COS abriga um sistema digital que executa funções de "alto nível", como previsão de carga, programação hidroenergética, análise de contingência, controle automático de geração, coordenação da manutenção, fluxo de potência e outras. Muitas vezes, as UACs associadas à malha principal do sistema são conectadas ao COS, e ele também pode desempenhar funções SCADA (JARDINI, 1997).

### 3.1.5 Arquitetura de rede

A arquitetura de rede em um sistema SCADA refere-se à configuração da rede de comunicação que integra os equipamentos de proteção, controle e comunicação. A rede pode ser classificada em (JARDINI, 1997):

- a) **LAN – *Local Area Network* (Rede de Área Local):** São redes de curta extensão, abrangendo apenas alguns quilômetros, com uma taxa de transmissão de dados de alguns Mbps. Geralmente, são redes privadas, de acesso restrito, que podem ser encontradas em locais como fábricas, conjuntos de escritórios ou condomínios.
- b) **WAN – *Wide Area Network* (Rede de Área Externa):** São redes de longa distância que conectam equipamentos em diferentes cidades ou até mesmo em países distintos. Elas possuem taxas de transmissão de dados inferiores a 1 Mbps e são caracterizadas por serem redes de acesso aberto, nas quais não há uma classe específica de dados circulando. Na maioria dos casos, não é possível identificar um proprietário da rede em si, uma vez que geralmente fazem uso de recursos públicos, como cabos telefônicos, e estão sujeitas à legislação dos países interconectados.
- c) **MAN – *Metropolitan Area Network* (Rede de Área Metropolitana):** são as redes que possuem distâncias razoáveis - tipicamente dentro de uma mesma cidade - mas nas quais são utilizadas tecnologia das LAN (é o caso, por exemplo das redes policiais, de firmas de serviços públicos etc.).

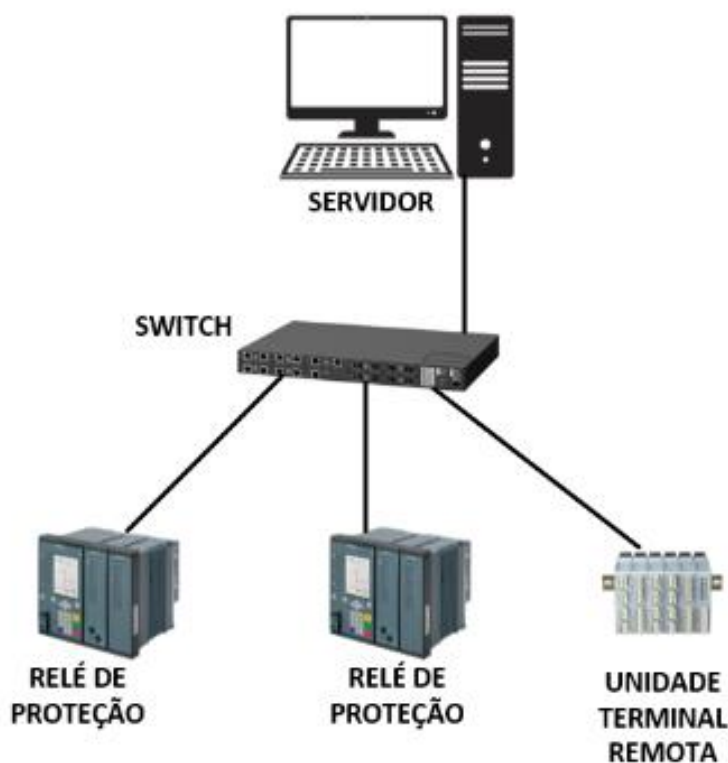
Uma vez definida a classificação de rede, é necessário caracterizar qual será a disposição física a ser implementada entre os dispositivos com base no espaço disponível, velocidade de comunicação de modo que atenda as especificações de projeto e a necessidade de redundância. As principais topologias de rede são do tipo estrela, anel e barramento.

#### a) Estrela

Na topologia de estrela, cada estação está conectada diretamente à estação central, que é um *switch* de comunicação. Não há preocupações com conflitos de acesso, já que as conexões são dedicadas e não compartilhadas com outras estações. A comunicação ocorre em pares, permitindo que vários pares se comuniquem simultaneamente. Todas as decisões de roteamento são centralizadas no nó central, o que geralmente exige que ele tenha maior capacidade de processamento (GRIGOLETTO, 2012).

Essa configuração permite alta taxa de transmissão, simplicidade de arquitetura e facilidade de expansão, sendo comum em redes pequenas. Múltiplos *switches* podem ser usados sem cabos *crossover*. No entanto, o cabeamento é mais caro e falhas no dispositivo central afetam toda a rede, que não é redundante, mas problemas isolados não impactam o restante da rede. A Figura 21 apresenta um exemplo de rede em estrela.

Figura 21 – Disposição de equipamentos na topologia estrela

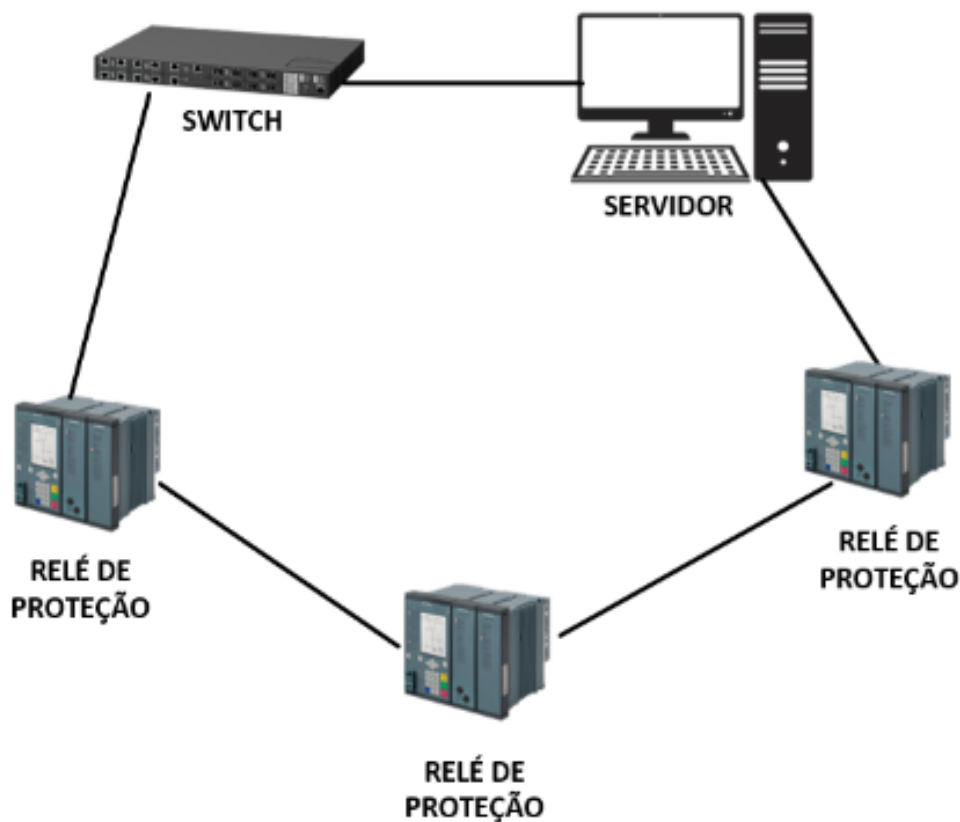


Fonte: Elaborado pelo autor

## b) Anel

A topologia em anel é definida pela disposição dos componentes em um circuito fechado, onde cada dispositivo está conectado a exatamente outros dois, como exemplificado na Figura 22. A transmissão de informações ocorre de dispositivo para dispositivo até chegar ao destino desejado. Pode-se considerar que, se ocorrer uma falha em um dos dispositivos do anel, o circuito será interrompido, resultando na interrupção da comunicação. No entanto, essa preocupação não é mais relevante, uma vez que a rede é capaz de se reorganizar em uma configuração linear se um dos dispositivos perder a comunicação, funcionando de forma semelhante a um barramento (GRIGOLETTO, 2012).

Figura 22 – Disposição de equipamentos na topologia anel



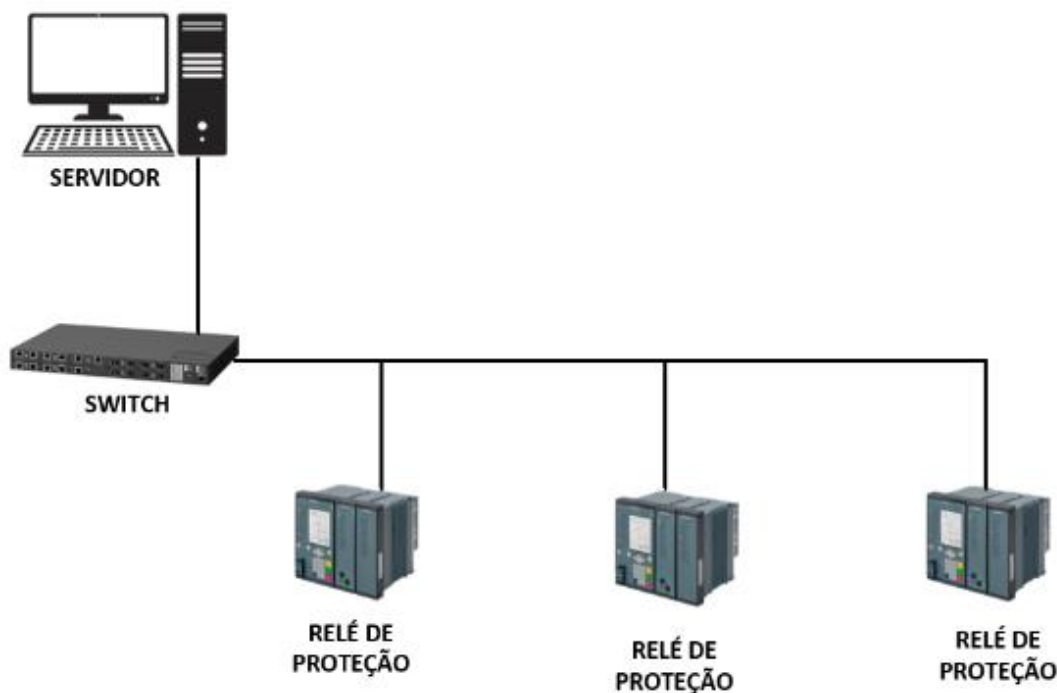
Fonte: Elaborado pelo autor

### c) Barramento (varal)

Na topologia em barramento, a infraestrutura física de transmissão consiste em um único segmento compartilhado por várias estações interconectadas, formando um sistema multiponto. Nessas redes, os nós de comunicação só precisam reconhecer e processar as mensagens destinadas a eles, ignorando as que não são relevantes para seu funcionamento.

É importante notar que a rede em barramento pode ser transformada funcionalmente em uma rede em anel, desde que seja aplicada uma lógica na passagem de informações entre os componentes. Essa transformação permite que a comunicação ocorra de maneira sequencial, como em um anel, mesmo que a estrutura física original seja de barramento. Isso oferece flexibilidade na configuração da rede, adaptando-a às necessidades específicas de comunicação. A Figura 23 apresenta um exemplo desta topologia (GRIGOLETTO, 2012).

Figura 23 – Disposição dos equipamentos na topologia de barramento ou varal



Fonte: Elaborado pelo autor

Para garantir a confiabilidade da rede no sistema elétrico, é de suma importância discutir o conceito de redundância. A dependência exclusiva de um único canal de comunicação, dependendo da topologia considerada, pode resultar na completa inatividade de um segmento da rede. No entanto, ao introduzir um link redundante, surge um desafio adicional: o potencial surgimento de um loop de rede. Isso ocorre quando um dispositivo pode ser alcançado por múltiplos caminhos de comunicação simultaneamente. Quando isso acontece, os pacotes de dados tendem a se multiplicar exponencialmente na rede, levando à saturação completa da largura de banda disponível. Isso, por sua vez, pode sobrecarregar a capacidade de gerenciamento e processamento do chip de comutação (seja em um *switch*, CLP, IHM, IED ou outros dispositivos semelhantes).

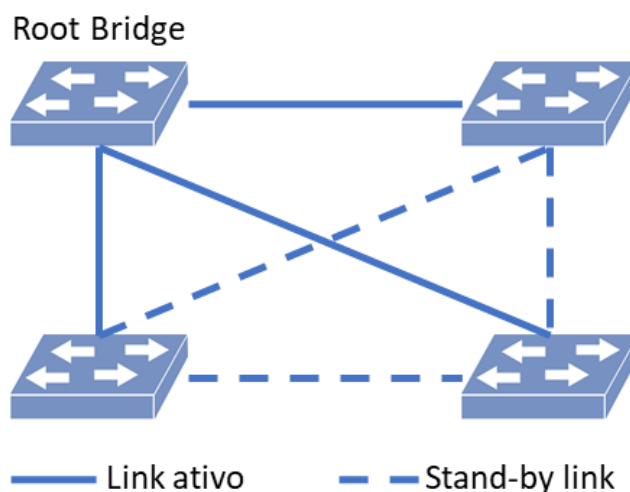
Desta forma, foram desenvolvidos protocolos de rede que garantem a redundância de caminhos de comunicação de modo a evitar o ponto simples de falha, mas sem criar *loops* de rede. São estes os principais (ADMIN CONPROVE, 2022):

a) RSTP – *Rapid Spanning Tree Protocol*

O RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol - IEEE 802.1w) representa uma evolução do STP (Spanning Tree Protocol - IEEE 802.1D). Esses protocolos possibilitam a criação de redundância nos caminhos de comunicação, mas apenas um caminho fica ativo de cada vez.

Isso é fundamental para evitar que os dados circulem indefinidamente pela rede, criando loops indesejados. Quando ocorre a perda de comunicação no caminho ativo, o RSTP reorganiza as rotas para restabelecer a comunicação. Na Figura 24 ilustra-se uma rede RSTP, onde as linhas contínuas que conectam os switches representam os caminhos ativos, enquanto as linhas tracejadas representam os caminhos bloqueados, que ficam em *stand by*.

Figura 24 – Exemplo de uma rede RSTP



Fonte: ADMIN CONPROVE (2022).

b) PRP – *Parallel Redundancy Protocol* e HSR - *High-availability Seamless Redundancy*

O PRP e o HSR são protocolos de redundância fundamentais na topologia *process bus* e, portanto, será apresentado detalhadamente nas próximas seções deste trabalho.

A arquitetura de rede também indica qual será o meio físico de comunicação, isto é, se os equipamentos serão interligados na rede por meio de fibra óptica, cabo coaxial, ou cabo par trançado (BARRETO, 2013; JARDINI, 1997).

a) **Fibra óptica**

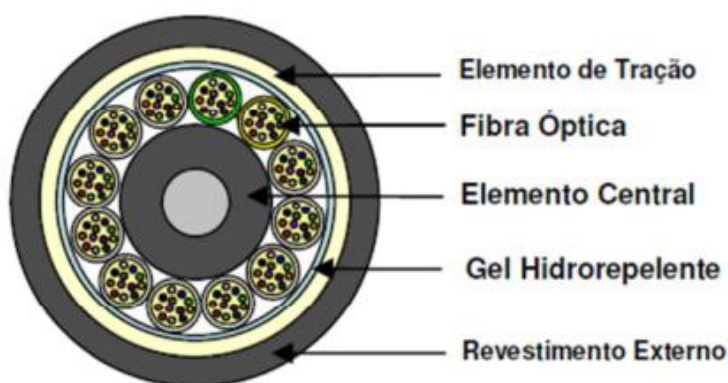
As fibras ópticas são estruturas compostas por três elementos essenciais: uma capa protetora, uma interface e um núcleo. Sua principal característica é a capacidade de transmitir luz através de sucessivas reflexões. O núcleo é geralmente constituído por um fio de vidro ou polímero com um diâmetro médio de 125 micrômetros. Ao redor do núcleo, encontra-se a casca, que é feita de um material com um índice de refração menor. A diferença entre os índices de refração da casca e do núcleo é o que permite a reflexão total da luz, mantendo o feixe luminoso

dentro da fibra. A capa protetora, por sua vez, é geralmente fabricada com plástico e tem a função de proteger tanto o núcleo quanto a casca contra sujeira e danos mecânicos.

Existem dois tipos principais de fibras óticas: as fibras monomodo e as fibras multimodo. Nas fibras monomodo, a transmissão do sinal de luz ocorre por um único caminho. Devido à sua alta capacidade de transmissão, são frequentemente utilizadas em redes que requerem altas taxas de dados, como Circuitos Fechados de TV Digital (CFTD) ou Telefonia de longa distância, e podem cobrir distâncias superiores a 4 quilômetros. Já as fibras multimodo possuem dois modos de propagação, determinados pelos índices de refração da casca em relação ao núcleo: *Step Index* (onde a luz incide e reflete em ângulo) e *Graded Index* (onde a luz segue um caminho com um ângulo menos acentuado). Essas fibras transmitem dados com menor velocidade em comparação às monomodo, e apresentam maiores perdas, tornando-as mais adequadas para distâncias menores.

No contexto da arquitetura de rede de uma subestação de energia, são empregados dois tipos de cabos de fibra ótica: o cabo ótico e o cordão ótico. O cabo ótico dielétrico, destinado a instalações externas, é construído com fibras óticas revestidas e agrupadas em conjuntos de 2, 4, 6 ou 12 fibras, podendo conter até 12 grupos, resultando em um total de até 144 fibras, como ilustrado na Figura 25.

Figura 25 – Ilustração de um cabo ótico



Fonte: BARRETO (2013).

O cordão ótico é empregado nas áreas internas de sistemas de comunicação e pode consistir em apenas uma fibra – designado como simplex – ou em um par de fibras – conhecido como duplex. Esses cordões óticos são equipados com conectores em suas extremidades, os quais são selecionados com base no equipamento no qual a fibra será instalada e na potência que será transmitida através da fibra. A Figura 26 apresenta um exemplo ilustrativo de um cordão ótico que incorpora fibras multimodo e é equipado com conectores SC e LC.

Figura 26 – Ilustração de um cordão de FO com conector LC



Fonte: BARRETO (2013).

b) Cabo coaxial

Este tipo de cabo é composto por um condutor interno cercado por um condutor externo, mantidos separados por um material dielétrico. O condutor externo é envolvido por uma camada isolante. A conexão dos extremos deste cabo requer técnicas especiais devido à impedância dos conectores envolvidos. Os cabos coaxiais oferecem uma maior resistência à interferência e ao ruído em comparação com o cabo de par trançado. Comumente, os cabos coaxiais, como exemplificado na Figura 27, são empregados na conexão entre antenas de televisão e televisores e no contexto de arquitetura de rede de subestações, são comumente utilizados para sincronismo de tempo em protocolo IRIG-B através do GPS.

Figura 27 – Ilustração de um cabo coaxial



Fonte: BARRETO (2013).

c) Cabo par trançado

No cabo de par trançado, dois fios são dispostos em espiral, com o propósito de reduzir interferências e manter constantes as propriedades elétricas do meio em todo o seu

comprimento. A transmissão por meio do par trançado pode ser realizada tanto de forma analógica quanto digital. A radiação eletromagnética pode ocorrer quando a relação entre a separação dos condutores e a frequência de operação atinge um certo ponto crítico, resultando em um limite na frequência de transmissão. A largura de banda disponível para o par trançado é notavelmente ampla, podendo atingir velocidades de vários megabits por segundo, dependendo da distância, da técnica de transmissão e da qualidade do cabo.

Em geral, um cabo de par trançado pode ser utilizado em distâncias de várias dezenas de metros, com taxas de transmissão alcançando alguns megabits por segundo. A principal desvantagem do par trançado é sua susceptibilidade a interferências eletromagnéticas (IEM), problema que pode ser mitigado com a utilização de blindagem. Nos sinais de baixa frequência, a imunidade a ruídos é comparável à do cabo coaxial. Contudo, em frequências mais elevadas, aproximadamente acima de 100 kHz, o cabo coaxial apresenta desempenho superior. A conexão de dispositivos ao cabo de par trançado é notavelmente simples. O cabo de par trançado, como exemplificado na Figura 28, é comumente referido como cabo de rede.

Figura 28 – Ilustração de um cabo par trançado



Fonte: BARRETO (2013).

### 3.1.6 Protocolos de comunicação

Para viabilizar a comunicação entre dois dispositivos, é essencial que ambos adiram às mesmas diretrizes de comunicação, a fim de compreender o propósito de cada conjunto de bits contido na mensagem. O termo "protocolo" é empregado para descrever esse conjunto de regras que regula a comunicação entre esses dispositivos. Este protocolo harmoniza aspectos de sintaxe, abrangendo o formato dos dados e a codificação, semântica, que engloba informações de controle para coordenar erros, e sincronização, que determina a velocidade de envio das

mensagens. Na ausência desse conjunto de regras para orientar a comunicação entre os dispositivos, a situação se assemelha a dois dispositivos que se expressam em idiomas diferentes, resultando na impossibilidade de troca de mensagens.

Em resumo, os protocolos de comunicação delineiam todas as etapas, desde a criação de uma mensagem até o seu recebimento no destino apropriado. Além disso, esses protocolos também especificam ações como a segmentação e o reagrupamento de mensagens extensas, o encapsulamento, o controle de conexão e a determinação de prioridades.

Para que estes protocolos operem, eles precisam de um meio físico onde trafegar, um sistema para levar e trazer as informações de um local a outro. Os meios físicos mais utilizados são: Serial e Ethernet.

#### **a) SERIAL**

O modelo Serial estabelece conexões os sensores IEDs, sistemas de supervisão e outros dispositivos e recursos de forma sequencial, ou seja, um bit por vez. Esse padrão atua de maneira assíncrona, no qual os dados são transmitidos por uma linha enquanto são recebidos por outra. Existem três formatos comuns de comunicações Serial: RS-232, RS-422 e RS-485 (ALTUS, 2023).

- **RS-232:** Adequado para conexões ponto a ponto entre dispositivos e ideal para redes de curta distância, com alcance de até 15 metros;
- **RS-422:** Utiliza sinais elétricos diferenciais com duas linhas para cada sinal transmitido ou recebido, o que resulta em uma maior imunidade a ruídos e torna possível sua aplicação em redes de maior extensão;
- **RS-485:** Oferece imunidade avançada contra ruídos, suporta conexões multiponto e permite criar redes de dispositivos conectados a uma única porta. É amplamente utilizado em aplicações industriais e pode ser empregado em conexões de até 1000 metros de distância.

São exemplos de protocolos seriais utilizados em um SPCS: Modbus RTU, DNP3 Serial, Profibus, IEC 101/104 etc.

#### **b) ETHERNET**

O padrão Ethernet faz uso exclusivo de duas das sete camadas definidas pelo Modelo OSI – *Open Systems Interconnection* (modelo de arquitetura que divide as redes de

computadores em sete camadas e possibilita diferentes tecnologias sejam utilizadas em conjunto em um mesmo sistema): a camada física e a camada de enlace de dados.

Em contraste com o modelo Serial, no qual os dados são transmitidos e recebidos por meio de cabos separados, o modelo Ethernet possibilita a execução simultânea de várias ações com propósitos distintos no mesmo cabo, permitindo que compartilhem dados entre si sem qualquer perda de funcionalidade ou desempenho. Inicialmente, a velocidade desse padrão era de 10 Mbps, porém, com a ascensão do modelo Ethernet Gigabit, a velocidade das redes aumentou de forma exponencial (ALTUS, 2023).

São exemplos de protocolos Ethernet utilizados em um SPCS: Modbus TCP, DNP3, Profinet, IEC 61850 etc. A Tabela 3 apresenta vantagens e desvantagens dos dois meios físicos citados.

Tabela 4 – Vantagens e Desvantagens dos Meios Físicos Serial e Ethernet para Transmissão de Dados

|                 | VANTAGENS                                                                                                                  | DESVANTAGENS                                                                                                                                                                                    |
|-----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>SERIAL</b>   | Instalação simplificada – os equipamentos são interligados por três cabos de modo paralelo, um após o outro.               | Não é possível utilizar dois ou mais protocolos de comunicação simultaneamente.                                                                                                                 |
|                 | São mais baratos em relação aos que utilizam a tecnologia Ethernet e permite a conexão com sistemas antigos já existentes. | Baixa velocidade de transmissão de dados (já que é possível utilizar velocidades de até 115 Kbps, sempre atentando à distância máxima entre dispositivos para evitar problemas na rede)         |
|                 | Fácil comissionamento e menor infraestrutura de rede necessária.                                                           | Número limitado de dispositivos por rede;<br>Distância de rede limitada em aproximadamente 1000 metros, com a necessidade de utilização de repetidores, de acordo com o número de dispositivos. |
| <b>ETHERNET</b> | Velocidade de transmissão de dados de até 10 Gbps.                                                                         | Valor de investimento com periféricos como Switch, Hubs e etc.                                                                                                                                  |
|                 | Número de dispositivos praticamente ilimitado.                                                                             |                                                                                                                                                                                                 |
|                 | Possibilidade de operação de múltiplos protocolos no mesmo meio físico.                                                    |                                                                                                                                                                                                 |
|                 | Acesso a todas as configurações do equipamento remotamente.                                                                | Necessita de conhecimentos específicos sobre cada periférico.                                                                                                                                   |
|                 | Disponibilização de mais e melhores ferramentas para gerenciamento da rede.                                                |                                                                                                                                                                                                 |

Fonte: Elaborado pelo autor

## 3.2 SUBESTAÇÕES COM PROCESS BUS

Com base na análise anterior das subestações convencionais, torna-se evidente que essas instalações já incorporam elementos digitais, operando com dispositivos eletrônicos inteligentes e redes de comunicação. Portanto, pode-se argumentar que as subestações convencionais são, de fato, subestações digitais que empregam tecnologia de automação avançada.

Nesse contexto, as subestações com *process bus* podem ser consideradas como uma extensão ou evolução das subestações digitais convencionais, uma vez que mantêm os princípios fundamentais de funcionamento. No entanto, elas introduzem melhorias significativas na forma como os dados analógicos são coletados, transmitidos e utilizados para proteção e controle.

A norma IEC 61850, que foi introduzida em 2004, desempenhou um papel central na definição e padronização dos princípios e protocolos subjacentes às subestações com *process bus*. Em seu Capítulo 9, a norma IEC 61850 estabelece o protocolo *Sampled Measured Values* para a transferência de dados analógicos discretizados por meio de redes de comunicação aos relés de proteção do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) da subestação.

Portanto, a próxima subseção deste trabalho se concentrará na análise detalhada da norma IEC 61850, fornecendo uma compreensão aprofundada de como essa norma influenciou a evolução das subestações no contexto da automação de energia. Serão abordados os principais aspectos dessa norma, seus requisitos e como ela proporcionou uma base sólida para a implementação das subestações com *process bus*, contribuindo assim para a modernização e eficiência dos sistemas elétricos de potência.

### 3.2.1 Norma IEC 61850

Com a constante busca por melhorias no desempenho das redes de energia e na segurança das comunicações, foi necessária a criação de protocolos que concilhassem a segurança da rede sem prejudicar o desempenho, além de serem de baixo custo tanto em instalação quanto em manutenção, e de fácil compreensão para os usuários.

No entanto, a complexidade da comunicação entre os diversos equipamentos de fabricantes diferentes, que utilizam protocolos específicos e fechados, dificultava a interoperabilidade entre eles. Isso muitas vezes exigia o uso de equipamentos de conversão de protocolos – gateways – ou até mesmo a restrição ao uso de equipamentos do mesmo fabricante.

Para solucionar esse problema, foi publicada em 2004 a norma IEC 61850, intitulada "*Communication networks and systems in substations*" (em português: Redes e sistemas de

comunicação em subestações). A IEC – *International Electrotechnical Commission* –, fundada em 1906, é uma organização mundial cujo principal objetivo é a elaboração e publicação de normas internacionais aplicáveis aos setores elétrico, eletrônico e tecnologias correlatas, visando aprimorar a interoperabilidade e eficiência das redes de energia.

Como já citado, uma das maiores vantagens proporcionadas pela adoção da norma é a interoperabilidade entre equipamentos provenientes de fabricantes distintos, mas além disso, uma vez que a comunicação entre os equipamentos pode ocorrer em diversos níveis hierárquicos, conforme será detalhado no item 3.2.1.1, não há mais a necessidade de que parâmetros como intertravamentos, posições de equipamentos e bloqueios sejam implementados de forma elétrica, ou seja, através de fiação ou relés auxiliares convencionais. Esses parâmetros podem ser tratados de maneira lógica e transmitidos pela rede por meio de fibra óptica. Como resultado, os projetos que adotam essa norma substituem a complexa rede de cabos de cobre por algumas fibras ópticas, o que resulta em uma redução significativa de custos e simplifica consideravelmente o trabalho relacionado aos painéis de controle e proteção, devido à simplificação do cabeamento (BARRETO, 2013).

Vale ressaltar que apesar de ter-se escolhido o meio físico Ethernet para comunicação dos protocolos da norma, este não é imutável, pois a IEC 61850 é capaz de se modificar e acompanhar mudanças na tendência de comunicação, pois está presente em todas as camadas do modelo OSI. Outro aspecto é que o cabeamento suporta a utilização de diferentes tipos – fibra óptica, par trançado, coaxial etc. – e atende às necessidades de blindagem eletromagnética na maioria dos ambientes industriais (GRIGOLETTO, 2012).

### **3.2.1.1 Modelo de dados**

O padrão IEC61850 está organizado em quatorze partes, cada uma delas abordando um aspecto específico do sistema de automação de energia. Juntas, essas partes proporcionam uma visão completa do funcionamento da rede. A Figura 29 ilustra a divisão da norma de forma gráfica.

Figura 29 – Divisão organizacional da norma

| Aspectos do Sistema |                                                                                                | Modo dos Dados                                    |                                                                                |
|---------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|
| Parte 1:            | Introdução e <i>Overview</i>                                                                   | Parte 7-4:                                        | Compatibilidade dos <i>Logical Node Classes</i> e <i>Data Classes</i>          |
| Parte 2:            | Glossário                                                                                      | Parte 7-3:                                        | <i>Data Classes</i> comuns                                                     |
| Parte 3:            | Requisitos Gerais                                                                              | Serviços de Comunicações Abstratos                |                                                                                |
| Parte 4:            | Gerenciamento de Projeto e Sistema                                                             | Parte 7-2:                                        | <i>Abstract Communication Services (ACSI)</i>                                  |
| Parte 5:            | Requisitos de Comunicação para Funções e <i>Device Models</i>                                  | Parte 7-1:                                        | Princípios e Modelos                                                           |
| Configuração        |                                                                                                | Mapeamento para a Rede de Comunicação real (SCSM) |                                                                                |
| Parte 6:            | Descrição da Configuração da Linguagem, relacionados aos IEDs, para Comunicação em Subestações | Parte 8-1:                                        | Mapeamento para MMS and para ISO/IEC 8802-3                                    |
| Testando            |                                                                                                | Parte 9-1:                                        | <i>Sampled Values over Serial Unidirectional Multidrop Point-to-Point link</i> |
| Parte 10:           | Teste de Conformidade                                                                          | Parte 9-2:                                        | <i>Sampled values over ISO 8802-3</i>                                          |

Fonte: GRIGOLETTO (2012).

A norma IEC-61850 modela os dados que representam as características e funções dos dispositivos físicos de uma subestação ou usina do sistema elétrico. Na norma IEC-61850, as funções ou partes de funções de proteção e controle existentes nas subestações são identificadas como nós lógicos.

Deve-se esclarecer que a padronização para interoperabilidade não incide sobre funções ou algoritmos, pois cada empresa retém a autonomia de determinar como os dados são manipulados em seus dispositivos, sendo que essas informações, frequentemente, são altamente confidenciais. O protocolo opera desagregando as funções em componentes cada vez menores, conhecidos como "unidades funcionais" ou "*function units*". A partir desse ponto, são estabelecidos padrões de interface entre essas unidades funcionais, e essas interfaces são implementadas entre dados de entrada, dados de saída e dados específicos de determinada aplicação.

Os nós lógicos operam em conjunto, permitindo a troca de dados que posteriormente são processados para gerar informações. A implementação dos nós lógicos é realizada pelos IEDs os quais representam os dispositivos físicos, como relés, UACs e RDPs. Vale notar que um único IED pode hospedar diversos nós lógicos, e a reunião desses nós lógicos dentro de um único IED resulta na formação de um dispositivo lógico.

A IEC 61850 define um total de 92 nós lógicos. Eles são identificados por um acrônimo de quatro letras que possui uma sintaxe sistemática. Por exemplo:

- **PDIF:** Proteção Diferencial
- **XCBR:** Disjuntor
- **YPTR:** Transformador de Potência

Os nós lógicos foram agrupados em categorias, conforme mostra a Tabela 4. O grupo o qual pertencem pode ser identificado observando-se a inicial do seu acrônimo.

Tabela 5 – Grupos de Nós Lógicos

| Inicial | Grupo                                          | Número de nós lógicos |
|---------|------------------------------------------------|-----------------------|
| L       | Nós lógicos do sistema                         | 3                     |
| P       | Proteção                                       | 28                    |
| R       | Nós lógicos relacionados à proteção            | 10                    |
| C       | Controle                                       | 5                     |
| G       | Genéricos                                      | 3                     |
| I       | Interfaceamento e arquivamento                 | 4                     |
| A       | Controle automático                            | 4                     |
| M       | Medição                                        | 8                     |
| S       | Sensoreamento e monitoração                    | 8                     |
| X       | Chaveamento                                    | 2                     |
| T       | Transformadores de instrumentação              | 2                     |
| Y       | Transformadores de potência                    | 4                     |
| Z       | Equipamentos adicionais do sistema de potência | 15                    |
|         | Número total de nós lógicos                    | 92                    |

Fonte: SOUZA (2021).

A norma IEC-61850 estabelece que o modelo de dados, organizado de maneira hierárquica, é composto pelos seguintes elementos: dispositivo físico (IED ou servidor), dispositivo lógico (*logical device*), nó lógico (*logical node*), objeto de dados (*data object*) e atributos de dados (*data attributes*) (BARRETO, 2013).

O dispositivo físico IED, como mencionado anteriormente, representa o componente de hardware responsável por viabilizar a implementação das funções (nós lógicos) de proteção e controle em um sistema elétrico.

O objeto de dados é uma representação específica de um dado relacionado a uma função de automação e controle. Por exemplo, a posição de uma chave seccionadora ou disjuntor é um exemplo de objeto de dados.

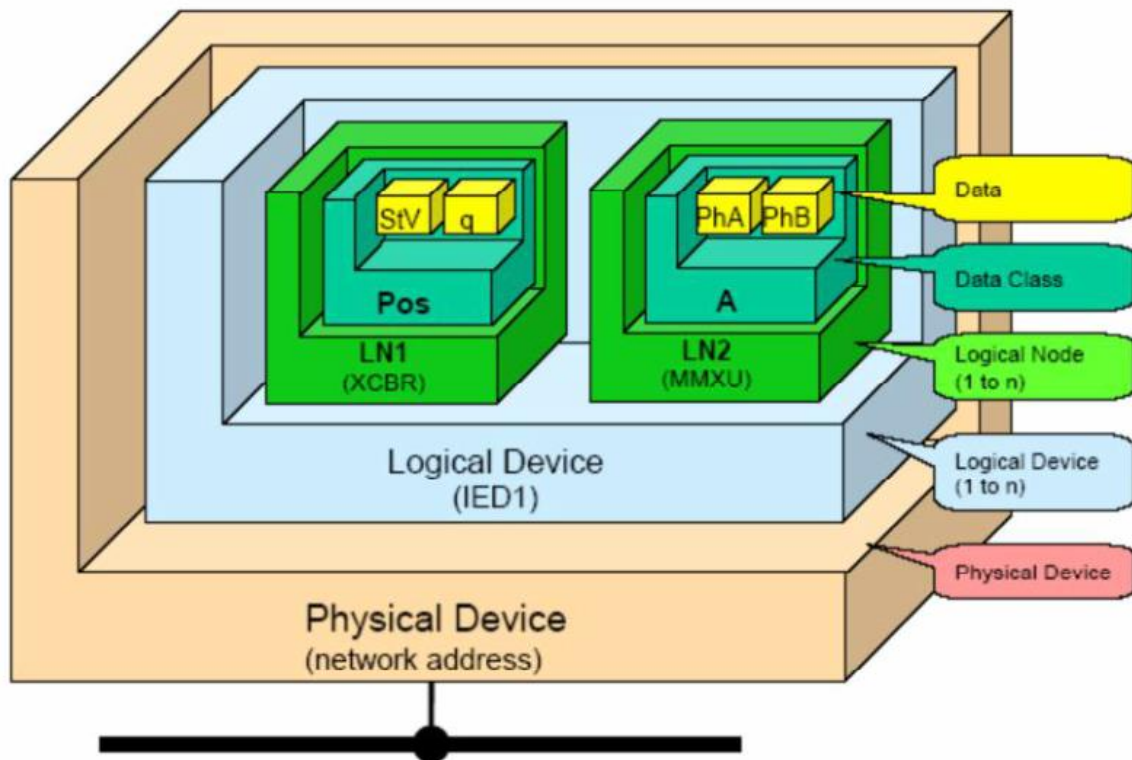
O atributo de dados corresponde ao valor ou magnitude associados a um objeto de dados específico. Por exemplo, o estado "aberto" ou "fechado" é um exemplo de atributo do objeto de dados denominado "posição do disjuntor".

Os dados possuem uma semântica claramente definida dentro do contexto do sistema de automação de subestação. Para exemplificar, o nó lógico que representa a função de um disjuntor é identificado como XCBR. Dentro desse nó lógico XCBR, um dos dados associados é o objeto de dados POS (posição), que difere de um simples ponto de estado do disjuntor. O objeto POS compreende vários atributos de dados, que são categorizados em (BARRETO, 2013):

- Controle (incluindo estado, medidas/valores medidos e configuração);
- Substituição;
- Configuração, descrição e extensão.

Para elucidar, o atributo de dados PosctlVal representa um controle e pode corresponder a um comando de abertura ou fechamento. Por outro lado, o atributo PosstVal reflete a posição real do disjuntor, com a capacidade de assumir diversos estados, tais como transição, aberto, fechado ou defeito. A Figura 30 apresenta o modelo de dados interno ao dispositivo físico.

Figura 30 – Modelo de dados estruturado no dispositivo físico



Fonte: BARRETO (2013).

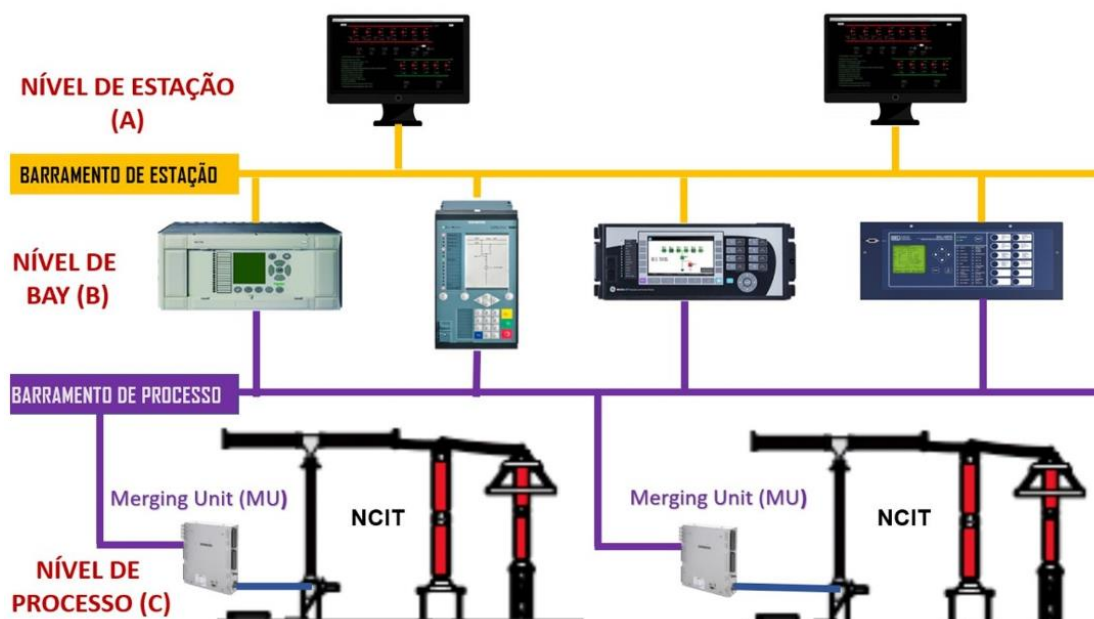
Os dispositivos que compõem a estrutura de comunicação das redes nas subestações podem ser categorizados em três níveis topológicos, de acordo com suas funções: subestação, bay e processo.

No nível de estação, encontram-se os computadores industriais, equipamentos IHM e o canal de comunicação entre a subestação e a central de controle remoto.

No nível de bay, encontram-se os IEDs, que recebem sinais elétricos de corrente e tensão por meio de sensores em pontos específicos do circuito de distribuição. Eles são responsáveis pela detecção de falhas e anomalias no circuito, bem como pela operação de abertura ou fechamento dos disjuntores, transmitindo esses dados para o nível de estação.

Por fim, no nível de processo é onde estão localizados os sensores (medidores de tensão e corrente) e atuadores (disjuntores e chaves seccionadoras que podem abrir ou fechar o circuito). Entre cada nível topológico, existe um barramento ou bus que serve como canal de transferência de dados entre os níveis. A Figura 31 apresenta esta divisão.

Figura 31 – Níveis hierárquicos da Norma



Fonte: LEITE (2021).

A comunicação entre diferentes níveis hierárquicos, conhecida como comunicação vertical, é estabelecida por meio das mensagens MMS (*Manufacturing Message Specification*). Essas mensagens MMS são de natureza ponto-a-ponto, o que significa que o remetente especifica o destinatário da informação, e somente o destinatário designado tem acesso às informações enviadas. Essa forma de comunicação é amplamente utilizada entre o sistema de supervisão e as UACs e entre o sistema de supervisão e os relés de proteção. Na maioria das vezes, os relés e as UACs atuam como remetentes nas mensagens MMS.

As mensagens MMS são solicitadas periodicamente pelo sistema de supervisão, ou seja, o envio de informações é requisitado em intervalos regulares, o que é denominado “*polling*”. Além disso, as UACs e os relés também podem enviar mensagens MMS de forma espontânea para o sistema de supervisão caso ocorram condições pré-definidas, como mudanças nos valores de algum ponto. A comunicação por meio das mensagens MMS apresenta tempos de resposta geralmente na faixa de 100 a 200 milissegundos.

Para que as mensagens MMS sejam eficazes, o cliente (sistema de supervisão) deve ter em sua memória os números de identificação IP dos remetentes das mensagens. Caso contrário, a comunicação não será estabelecida.

Por outro lado, as mensagens entre os mesmos níveis hierárquicos, conhecidas como mensagens horizontais, são transmitidas por meio das mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*). Estas mensagens são *multicast*, o que significa que são transmitidas

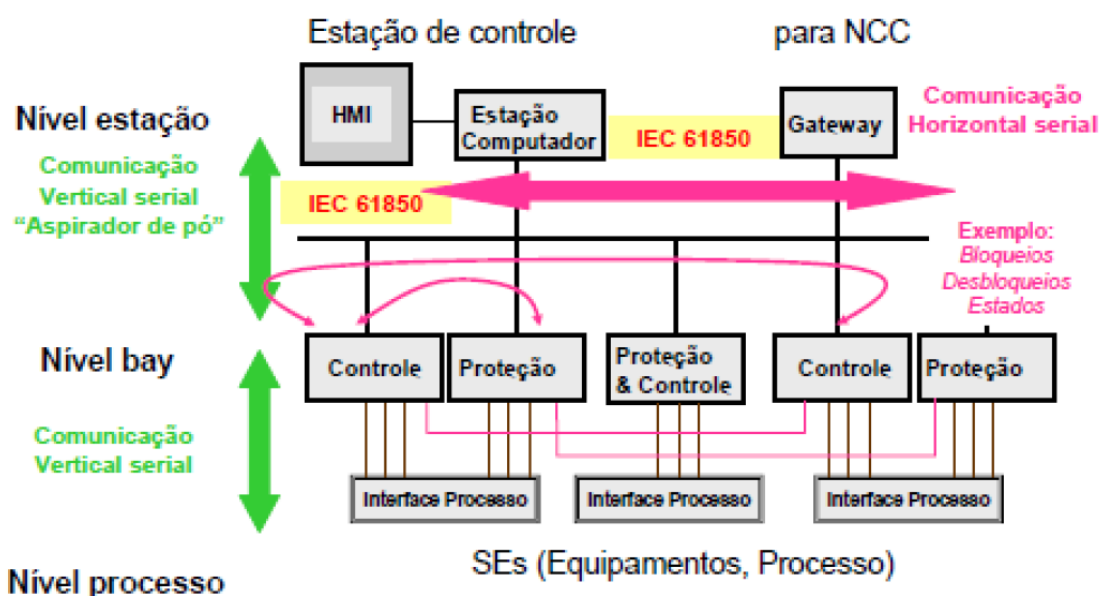
para toda a rede. Assim, todos os dispositivos na rede analisam o conteúdo enviado e decidem se irão utilizar as informações contidas com base na análise do cabeçalho das mensagens.

Devido à ausência de confirmação de recebimento nas mensagens, estas são retransmitidas de acordo com um esquema específico, visando aprimorar a probabilidade de que os pacotes sejam recebidos com sucesso.

Junto com as mensagens GOOSE, as mensagens GSSE (*Generic Substation Status Event*) também se enquadram nas mensagens horizontais. O glossário da norma IEC 61850 descreve as mensagens GSSE como semelhantes às mensagens GOOSE, mas com uma restrição nos dados transmitidos, limitando-os a valores de estado de comando, como "aberto", "fechado" e "em transição" (IEC 61850-2) (BARRETO, 2013).

A Figura 32, apresenta um exemplo de interconexão entre vários IEDs que se comunicam horizontalmente por meio de mensagens GOOSE em uma rede IEC61850. Verticalmente, esses dispositivos IEDs estabelecem comunicação com a estação de controle, que está equipada com uma interface IHM, bem como com um *gateway* que permite o acesso a outras redes via MMS.

Figura 32 – Representação de comunicação horizontal e vertical de rede



Fonte: GRIGOLETTO (2012).

### 3.2.2 Transformadores de Instrumentos não convencionais (NCIT – *Non Conventional Instruments Transformers*)

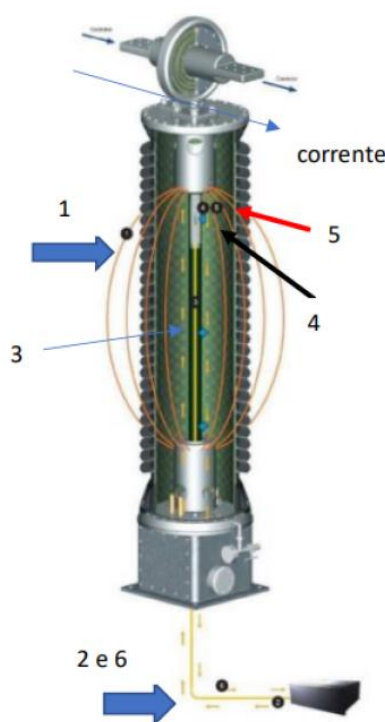
O emprego de tecnologias avançadas na infraestrutura da subestação digital conforme comentado na introdução também se estende aos transformadores de instrumento. Com o

objetivo de aprimorar a exatidão das medições, elevar a segurança dos operadores, assegurar respostas ágeis a transientes, conter os custos e simplificar as instalações, ao longo do transcurso dos anos, foram concebidos dispositivos que se fundamentam na tecnologia óptica. Estes dispositivos têm a finalidade de realizar a medição dos valores das tensões e correntes, bem como a proteção dos sistemas de alta tensão (MACHADO, 2023). Estes equipamentos são denominados como OVTs – *Optical Voltage Transformers* – e OCTs - *Optical Current Transformers*.

Em decorrência da abordagem instrumental orientada para fenômenos físicos de natureza óptica, os NCITs ainda experimentam um nível de adoção relativamente reduzido. Entretanto, a crescente difusão da norma IEC 61850 tem propiciado um ambiente favorável à sua implementação, notadamente devido à sua capacidade de gerar sinais de saída digitais em conformidade com as prescrições estabelecidas nas normas IEC 61850-9-2 LE e IEC 61869-9. Isso se aplica especialmente em subestações que empregam técnicas de *Process Bus* (WEISS 2011, *apud* MELO, 2021).

Em sua maioria, os OCTs e OVTs são construídos a partir de um conjunto de elementos, que compreendem um emissor e um detector de luz, polarizadores fixos e um polarizador de orientação ajustável. A Figura 33 apresenta uma representação gráfica do diagrama de um OVT autêntico.

Figura 33 – Ilustração de um OVT em funcionamento

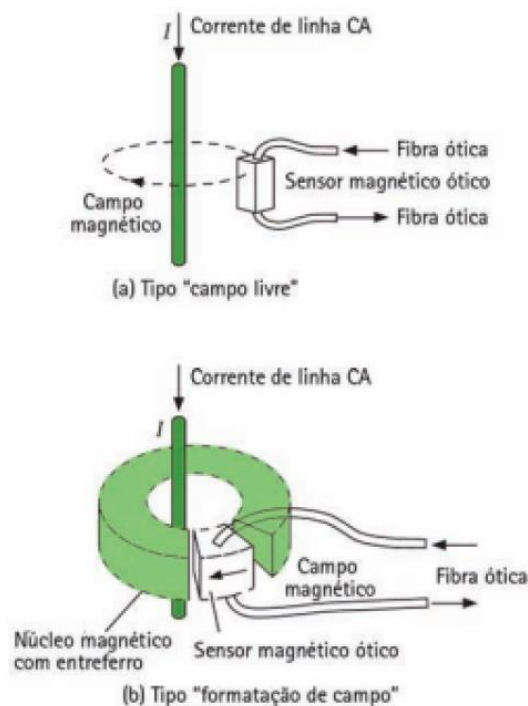


Fonte: NxtPhase (2020) *apud* MACHADO (2023).

Inicialmente, no ponto 1, a aplicação de tensão no condutor resulta na criação de um campo elétrico entre a linha condutora e o aterramento do sistema em questão. O ponto 2 revela a saída do sinal luminoso proveniente do emissor de luz. Esse sinal, ao chegar ao ponto 3, percorre a coluna do dispositivo.

No interior de um isolador de alta tensão, identificado no ponto 4 e representado por um pequeno losango em azul, encontram-se dispostos três cristais eletro-ópticos. A partir do ponto 5, a luz atravessa esses cristais, cujas polarizações circulares são modificadas em resposta ao campo elétrico presente, assumindo uma configuração elíptica. Devido à mensuração da eletricidade, relativa à saída de cada eixo, é possível obter uma leitura precisa do campo elétrico no local em questão. Por fim, no ponto 6, os dados provenientes dos três cristais são combinados e ponderados de maneira a proporcionar uma elevada precisão na determinação do valor da tensão (LIMA, 2013 *apud* MACHADO, 2023). Quanto à detecção de corrente, o sensor óptico pode ser posicionado de forma flexível no campo magnético ou fixado no entreferro, conforme ilustrado na Figura 34.

Figura 34 – Sensor de corrente óptico



Fonte: MACHADO (2023).

Os *Optical Voltage Transformers* (OVTs) também proporcionam uma vantagem adicional, que se refere à sua conveniente manutenção. Esta requer apenas inspeções visuais periódicas e monitoramento por meio de termovisores, uma vez que os OVTs não são

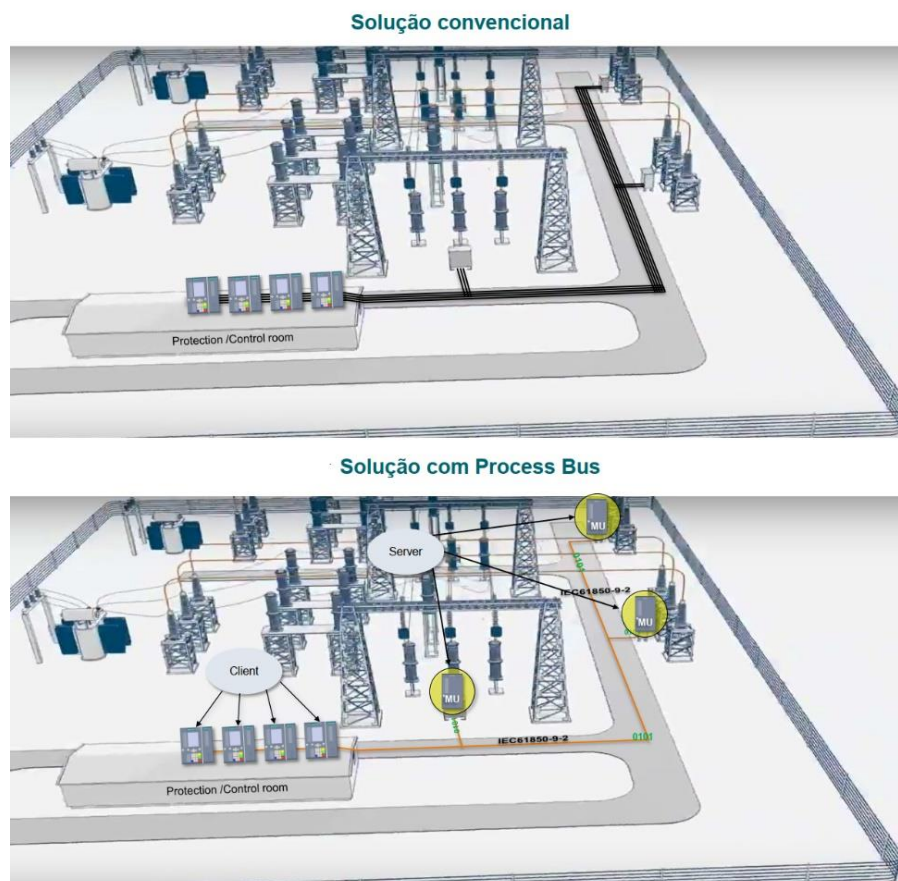
suscetíveis à saturação devido à ausência de núcleos ferromagnéticos em sua composição (LIMA, 2013 *apud* MACHADO, 2023).

### 3.2.3 *Process Bus*

Como abordado na seção Introdução, o *Process Bus* (Barramento de Processos), se trata de uma abordagem inovadora para a substituição dos tradicionais sistemas de comunicação baseados em fios de cobre (cabearamento convencional) utilizados nas subestações convencionais.

A tecnologia *Process Bus* consiste na digitalização, ainda no pátio das subestações, dos sinais analógicos obtidos a partir dos transformadores de corrente (TC's) e transformadores de potencial (TP's), por meio de *Merging Units* (MUs) e envio destes dados em rede de comunicação digital Ethernet com meio físico fibra óptica para os relés digitais ou *IED's* de proteção e controle, via o protocolo de comunicação *Sampled Measured Values* (SMV) definido na norma IEC 61850-9-2 (FORONI, 2023). A Figura 35 demonstra a utilização das MUs em campo.

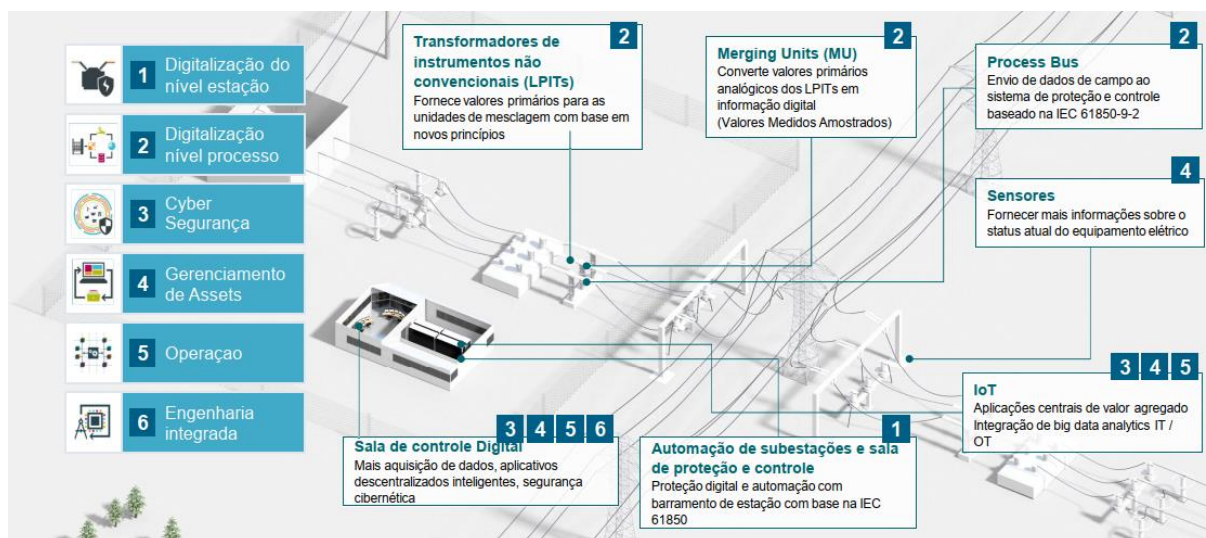
Figura 35 – Esquemático de posicionamento das Merging Units em campo



Fonte: Adaptado de SIEMENS (2021).

A Figura 36 apresenta um esquema que ilustra seis aspectos fundamentais no processo de digitalização de uma subestação convencional utilizando *Process Bus*.

Figura 36 – Esquema de representação dos processos de digitalização de uma subestação,



Fonte: SIEMENS (2021).

O primeiro aspecto se refere à digitalização do nível estação, na sala de proteção e controle ao lado da SE, onde deve ser realizada a implementação da proteção através dos relés digitais, e a conexão deles em rede utilizando protocolos com base na norma.

O segundo aspecto é a digitalização em nível de processo, que se inicia a partir da coleta e fornecimento de valores primários de corrente e tensão por meio de transformadores de instrumentos às *Merging Units* que, por sua vez, convertem estes valores primários analógicos em informação digital e envia estes dados, através do *Process Bus*, ao sistema de proteção e controle via o protocolo de comunicação *SMV*, supracitado.

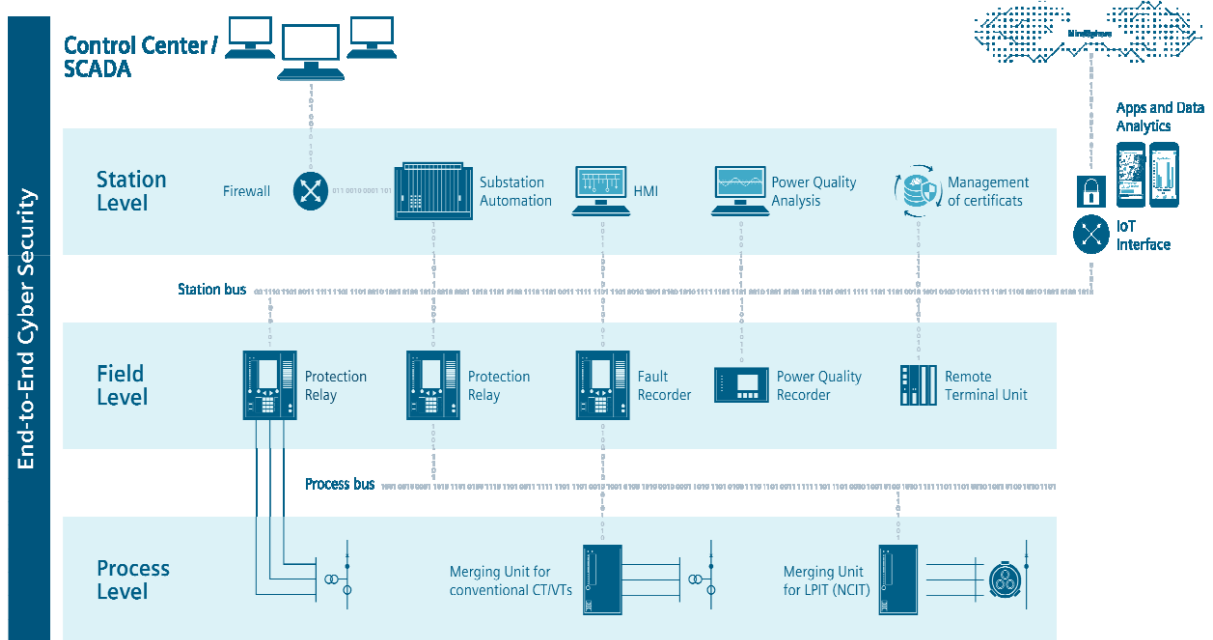
O terceiro aspecto é de extrema importância, pois se trata da cibersegurança do sistema na sala de proteção e controle. Neste processo são incorporados procedimentos de segurança cibernética na tratativa de dados e são definidos níveis de acesso a todas as informações.

Já no quarto aspecto ocorre o gerenciamento de *assets* que se refere ao gerenciamento dos sensores espalhados na subestação os quais fornecem informações adicionais sobre o status em tempo real dos equipamentos elétricos, na sala de controle digital (SIEMENS, 2021).

O quinto aspecto está intimamente ligado ao sexto, uma vez que ocorre a operação de todo o sistema integrado. Através do SPCS, é realizado o monitoramento de alarmes e status de equipamentos, integração de *big data analytics*, segurança cibernética e controle da subestação (SIEMENS, 2021). Na Figura 37 é ilustrado a estrutura de comunicação da subestação digital

com *process bus* implementado e exemplificando os seis níveis do processo de digitalização supracitados.

Figura 37 – Estrutura de comunicação da subestação digital com *Process Bus*



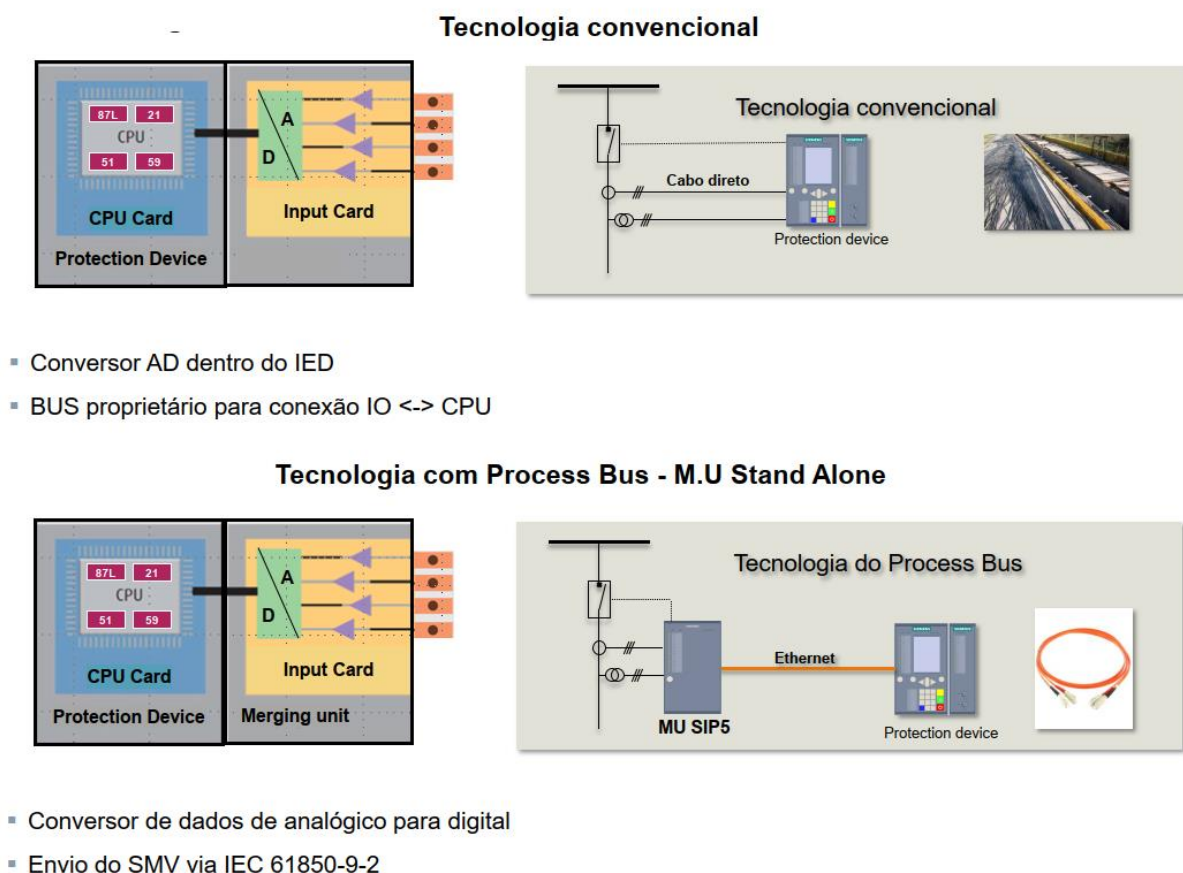
Fonte: SIEMENS (2019).

A seguir serão detalhados os principais componentes/aspectos primordiais para o bom funcionamento de uma subestação com *process bus*.

### 3.2.3.1 Merging Units

Como já mencionado, o princípio subjacente à aplicação deste novo dispositivo reside na sua instalação em proximidade aos equipamentos-chave, como transformadores, chaves seccionadoras, disjuntores e transformadores de instrumentos, com o propósito de adquirir os sinais gerados por esses dispositivos e enviá-los via protocolo para a sala de proteção e controle. A Figura 38 apresenta uma comparação entre os tipos das subestações e evidencia o que é a *Merging Unit*.

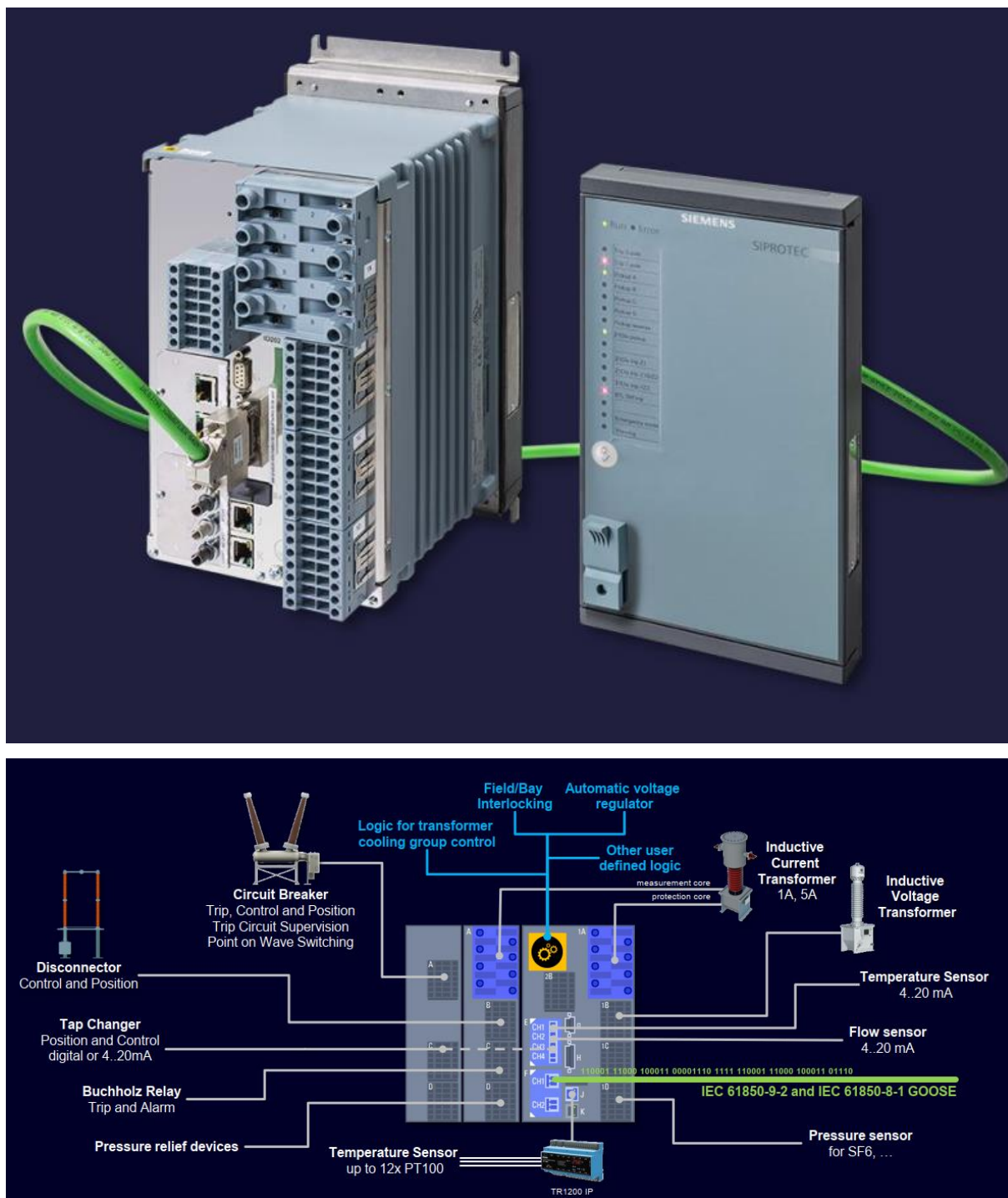
Figura 38 – Comparativo entre o esquema de digitalização em uma subestação convencional e uma subestação com *Process Bus*



Fonte: Adaptado de SIEMENS (2019).

Uma característica distintiva da implementação deste equipamento é a sua adaptabilidade para ser empregado em subestações já em funcionamento, ou seja, em subestações convencionais, onde apenas uma modernização dos cabos de conexão se faz necessária. No entanto, a MU mantém a sua versatilidade, podendo também ser aplicada de maneira eficaz nas subestações digitais. Na Figura 39 é apresentado um exemplo de *Merging Unit* do fabricante SIEMENS.

Figura 39 – Conjunto SIPROTEC 5 + Merging Unit da SIEMENS



Fonte: SIEMENS (2021).

As MUs podem ser classificadas em duas categorias distintas: as MUs embutidas em OCTs, OVTs, designadas como *Embedded Merging Units* (MUE – *Merging Units Embarcadas*), e as MUs que se conectam diretamente ao secundário dos tradicionais Transformadores de Instrumentos Convencionais (CIT), denominadas *Stand Alone Merging*

*Units* – SAMU (MEKKANEN et al., 2014 *apud* MACHADO, 2023). As SAMU representam produtos independentes e não são incorporadas aos transformadores de instrumentação, caracterizando-se por suas entradas padronizadas, que podem ser tanto analógicas quanto digitais.

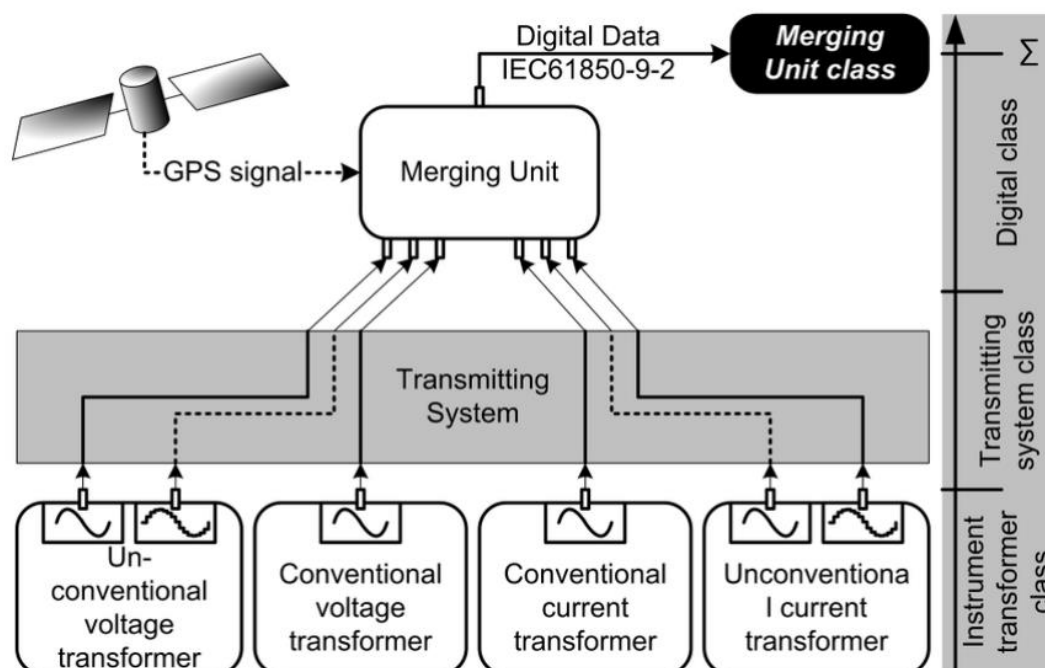
As SAMUs, são especialmente úteis em situações de retrofit, permitindo a manutenção dos TCs e TP's existentes. Importante destacar que os dados provenientes tanto de uma MU integrada ao transformador de instrumentação quanto de uma SAMU devem ser indistinguíveis entre si (SERGIO, 2019, *apud* MACHADO 2023).

Adicionalmente, as MUs podem estar equipadas com entradas e saídas digitais, o que possibilita a realização de outros tipos de medição e controle. Além disso, podem ser programadas para atuar como relés de alarme. Nesse contexto de digitalização, é importante notar que os relés empregados em subestações digitais devem ser capazes de operar e comunicar-se em redes Ethernet, seguindo as normas estabelecidas pela IEC 61850 para comunicação e troca de dados.

Considerando os pontos centrais que envolvem uma *Merging Unit*, a norma IEC 61869 descreve a função da MU como o dispositivo responsável por executar todas as etapas de processamento necessárias: amostragem, conversão analógico-digital (A/D), ajuste de escala e formatação de dados. Essas etapas são fundamentais para gerar um fluxo de dados de saída temporalmente coeso (IEC 61689-9, 2016). Uma das principais finalidades da MU reside na redução da necessidade de cabeamento de cobre, uma vez que os medidores se conectam a ela, e a MU, por sua vez, se conecta aos barramentos de processos, tornando os dados disponíveis na rede. Essa configuração possibilita ganhos econômicos na instalação (MACHADO, 2023).

A Figura 40 demonstra o funcionamento de uma MU, na qual é possível observar que ela tem a capacidade de adquirir diversos tipos de informações e sinais simultaneamente. A MU é capaz de criar um fluxo lógico de informações para a saída de dados, desde que seja regida por um sinal temporizador (*Clock*) que sincroniza as informações temporalmente. Pode-se notar que várias informações de diferentes transformadores podem ser adquiridas, contanto que a MU seja controlada por um *clock* que governa o ritmo do processo e mantém a aquisição de dados em tempo real. Além disso, a MU fornece uma única saída de informações, e esses dados de saída estão em conformidade com a norma IEC 61850-9-2, podendo ser disponibilizados para uso no *process bus* (MACHADO, 2023).

Figura 40 – Esquemático de funcionamento da MU



Fonte: MACHADO (2023).

### 3.2.3.2 Protocolos e gerenciamento de Rede

A gestão adequada desses equipamentos requer a presença de profissionais especializados em redes, com conhecimento abrangente em protocolos de comunicação, topologias de rede e priorização de pacotes. A norma IEC 61850 utiliza uma linguagem chamada *Substation Configuration Language* (SCL), que é baseada na estrutura XML (*eXtensible Markup Language*). O propósito fundamental dessa linguagem é descrever a interconexão dos elementos primários da subestação, configurar os IEDs e definir sistemas de comunicação, conforme estipulado nas partes 5 e 7 da norma.

Os arquivos SCL consistem basicamente em quatro pastas distintas, conhecidas como SSD (*System Specification Description*), SCD (*Substation Configuration Description*), ICD (*IED Capability Description*) e CID (*Configured IED Description*). Estas pastas desempenham os seguintes papéis:

a) SSD: Abriga a especificação completa do sistema de automação da subestação (SAS) e inclui informações como o diagrama da subestação e suas funcionalidades, também conhecidas como Logical Nodes (LN). O SSD engloba arquivos SCD e ICD.

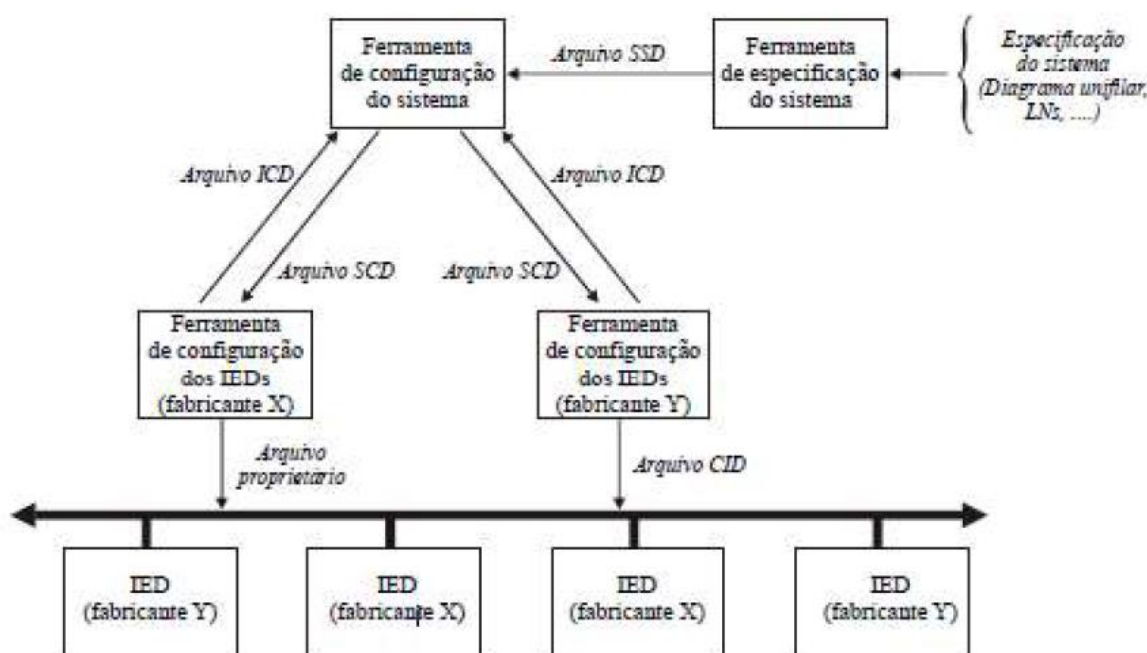
b) SCD: Contém detalhes sobre a subestação, todos os IEDs presentes, tipos de dados e as configurações de comunicações. Quando um novo arquivo é criado, o arquivo SCD é produzido e importado para o Configurador IEC 61850.

c) ICD: Descreve as capacidades específicas de um IED, incluindo informações sobre seu modelo de dados e suporte a serviços como o GOOSE.

d) CID: Fornece uma descrição detalhada de um único IED e seus parâmetros de comunicação.

Conforme definido na norma IEC 61850-7-1 – já abordado – os *Logical Nodes* (LN) são unidades funcionais utilizadas para a troca de informações entre os IEDs. Esses LNs são modelados e definidos de acordo com as diretrizes estabelecidas pela norma IEC 61850-5. A combinação de vários LNs pode compor um dispositivo lógico, representando, por exemplo, uma unidade de bay. A Figura 41 apresenta um modelo de processo com a linguagem SCL.

Figura 41 – Modelo de processo com linguagem SCL



Fonte: GARASHI (2025) *apud* JUSTINA (2021).

### 3.2.3.2.1 VLAN – Virtual Local Area Network

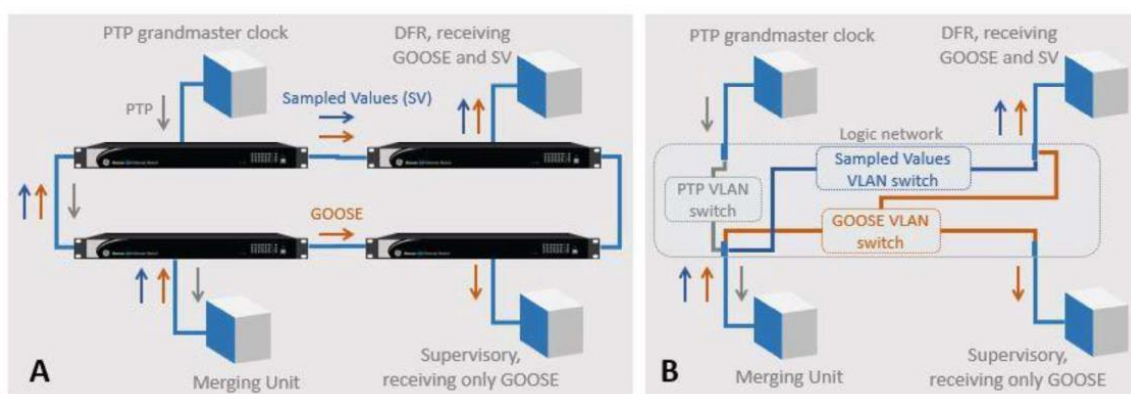
O volume significativo de dados circulando na rede, sejam eles transmitidos por meio de comunicações *unicast* ou *multicast*, pode sobrecarregar a rede e causar congestionamentos que resultam em atrasos na entrega de informações críticas. Para abordar essa questão, uma solução eficaz é a implementação de VLANs (*Virtual Local Area Networks*).

A VLAN, em essência, representa uma subdivisão lógica da rede, onde o tráfego de diferentes tipos de mensagens é segregado e priorizado. Esse procedimento possibilita a

separação do tráfego de mensagens GOOSE, SMV e de sincronização, permitindo que eles trafeguem de forma independente e sem interferências na rede. Dessa forma, as VLANs desempenham um papel fundamental na garantia da eficiência e do desempenho da comunicação em subestações elétricas, garantindo a entrega oportuna das informações críticas.

A Figura 42 apresenta a forma física e lógica do sistema de comunicação. O lado A mostra o lado físico e como ocorre a troca de GOOSE – laranja – e SMV – Azul. Já o lado B mostra o lado lógico e demonstra forma como as mensagens trafegam na rede.

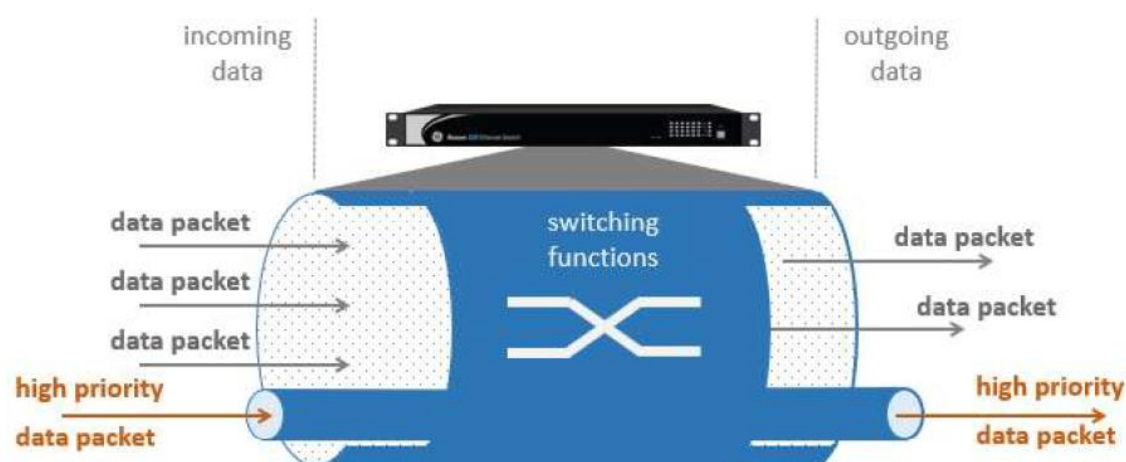
Figura 42 – Sistema de Comunicação (A) rede física, (B) rede lógica utilizando VLAN



Fonte: ZAPELA (2020).

Conforme apontado por Zapela (2020), a fim de assegurar a não eliminação de pacotes de alta prioridade em situações de tráfego intenso, torna-se necessário a utilização de mecanismos de Qualidade de Serviço (QoS). Esses mecanismos são essenciais para garantir que dados de natureza crítica não sejam inadvertidamente descartados. A Figura 43 ilustra de forma exemplar esse conceito.

Figura 43 – Esquema de priorização de pacotes de alta prioridade em VLAN



Fonte: ZAPELA (2020).

A prioridade das mensagens trafegadas na rede da subestação é estabelecida pela IEC 61850-90-4, conforme apresentado na Figura 44.

Figura 44 – Quadro de prioridades das mensagens IEC 61850-9-5

| Function Type/Message |     |       | Interface (Table 2)        | Protocol           | Max. delay [ms] | Thruput | Priority    | Application          |
|-----------------------|-----|-------|----------------------------|--------------------|-----------------|---------|-------------|----------------------|
| 1A. Trip              | P1  | GOOSE | 3, 5, 8                    | L2 Multicast       | 3               | Low     | High        | Protection           |
| 1A. Trip              | P2  | GOOSE | 2, 3, 11                   | L2 Multicast       | 10              | Low     | High        | Protection           |
| 1B. Other             | P3  | GOOSE | 2, 3, 8, 11                | L2 Multicast       | 10 to 100       | Low     | Medium High | Protection           |
| 2. Medium Speed       | P4  | MMS   | 2, 3, 8, 9, 11             | IP/TCP             | 100             | Low     | Medium Low  | Control              |
| 3. Low Speed          | P5  | MMS   | 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 | IP/TCP             | 500             | Low     | Medium Low  | Control              |
| 3. Low Speed          | P6  | MMS   | 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 | IP/TCP             | 1 000           | Low     | Medium Low  | Control              |
| 4. Raw Data           | P7  | SV    | 4, 8                       | L2 Multicast       | 3               | High    | High        | Process Bus          |
| 4. Raw Data           | P8  | SV    | 2, 4, 8                    | L2 Multicast       | 10              | High    | High        | Process Bus          |
| 5. File Transfer      | P9  | MMS   | 1, 4, 5, 6, 7, 10          | IP/TCP/ FTP        | 10 000          | Medium  | Low         | Management           |
| 6. Command            | P10 | MMS   | 1,3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10  | IP                 | 500             | Low     | Medium Low  | Control              |
| 6. Command            | P11 | MMS   | 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 | IP                 | 1 000           | Low     | Medium Low  | Control              |
| 6. Command            | P12 | MMS   | 1, 4, 5, 6,7,10            | IP                 | 10 000          | Low     | Medium Low  | Control              |
| 7. Time Sync          |     | PTP   | all                        | IP (SNTP) L2 (PTP) | 10              | Low     | High        | General Phasors, SVs |

Fonte: IEC 61850-90-4.

Com base nas informações acima, observa-se que a mensagem GOOSE como a de mais alta prioridade dentro da VLAN. É importante ressaltar que a mensagem de *trip* possui a prioridade máxima na VLAN, sendo destinada especificamente para uso em funções de proteção. A crítica importância dessa mensagem reside no fato de que sua finalidade é isolar falhas no sistema, com o objetivo de prevenir danos aos equipamentos. Qualquer atraso na transmissão ou a não transmissão dessa mensagem pode resultar em danos substanciais, inclusive levando à possibilidade de desligamento da subestação elétrica.

### 3.2.3.2.2 GOOSE – *Generic Object Oriented Substation*

Como já citado anteriormente, o protocolo GOOSE representa um meio de comunicação empregado pelos IEDs para estabelecer interconexões entre si, independentemente de serem provenientes do mesmo fabricante ou de fabricantes diversos.

Estas mensagens GOOSE transitam pela segunda camada do modelo OSI (*Open System Interconnection Model*), conforme indicado na Tabela 6, ou seja, a camada de enlace, caracterizando-se como mensagens do tipo *multicast*, o que implica que são disseminadas para todos os dispositivos conectados na respectiva rede. A responsabilidade de avaliar a relevância da mensagem GOOSE na rede recai sobre os dispositivos a ela vinculados, os quais determinam se a mensagem em questão é pertinente para suas operações ou não. É importante notar que o protocolo GOOSE é frequentemente utilizado para o envio de informações, como o estado operacional dos dispositivos e a sinalização de alarmes. Além disso, este tipo de mensagem desempenha um papel central nas comunicações entre disjuntores, relés de proteção e unidades de controle, constituindo-se como uma parte integral dessas operações.

Tabela 6 - Modelo OSI

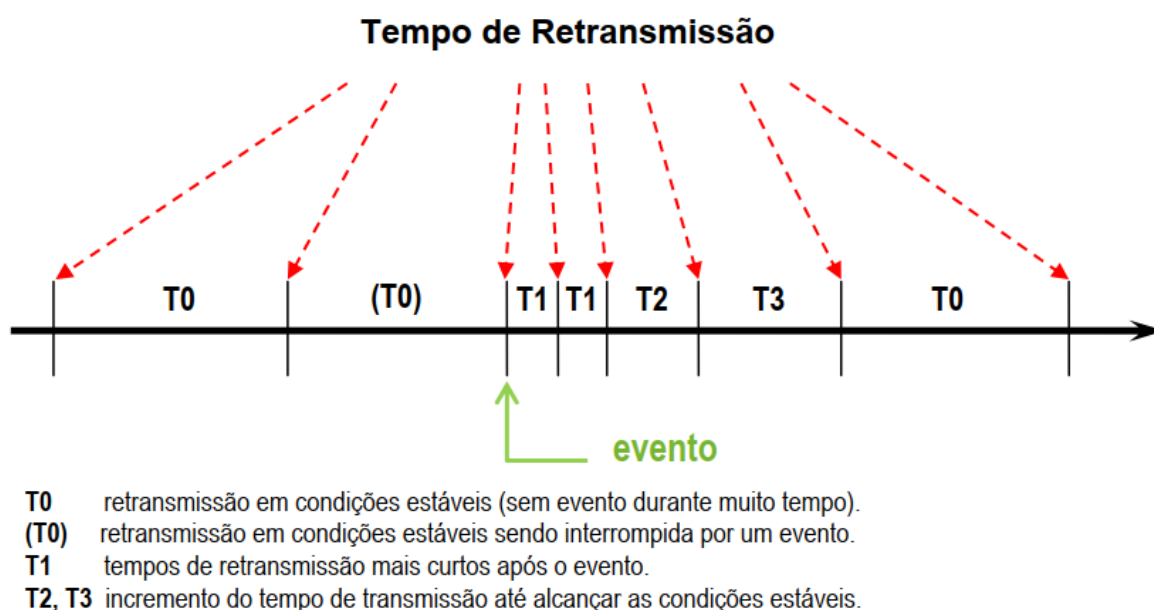
|   |              |
|---|--------------|
| 7 | Aplicação    |
| 6 | Apresentação |
| 5 | Sessão       |
| 4 | Transporte   |
| 3 | Rede         |
| 2 | Enlace       |
| 1 | Física       |

Fonte: Adaptado de JUSTINA (2021).

O protocolo GOOSE emprega um mecanismo de retransmissão, que visa prevenir a perda de pacotes e, conseqüentemente, aumentar a confiabilidade da comunicação. Uma característica importante associada a essas mensagens é o atributo denominado "Tempo Permitido Para Viver", que representa o intervalo máximo de tempo durante o qual a mensagem deve aguardar antes de transmitir a próxima mensagem.

Esse atributo, exemplificado na Figura 45 por meio do parâmetro T0, estabelece um limite temporal para a transmissão subsequente. No caso da ocorrência de um evento relevante, o Tempo Permitido para Viver (*Time Allowed to Live* - TTL) é reduzido, conforme ilustrado pelo valor T1. Posteriormente, esse intervalo é gradualmente incrementado até que retorne ao valor original estabelecido em T0 (EGGERS, 2019). Essa dinâmica de ajuste do Tempo Permitido Para Viver é crucial para garantir uma comunicação eficiente e ágil, especialmente em situações que demandam uma resposta rápida a eventos críticos.

Figura 45 – Tempo de transmissão GOOSE



Fonte: Adaptado de JUSTINA (2021).

### 3.2.3.2.3 SMV – *Sampled Measured Values*

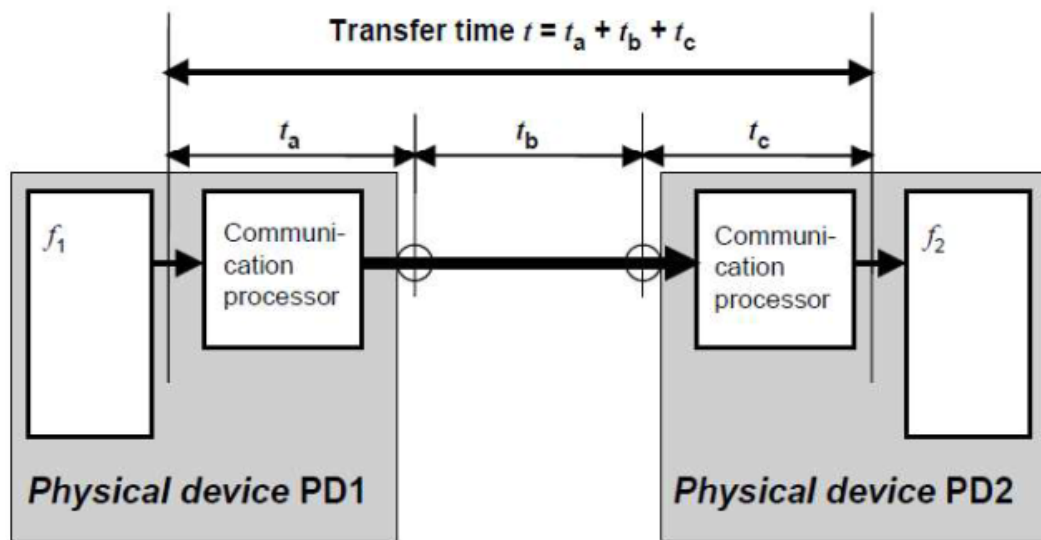
O protocolo SMV representa a categoria de mensagens que se destina à transmissão das informações analógicas provenientes de equipamentos e é regido pela norma IEC 61850-9-2. Por meio dessas mensagens, as MUs encarregam-se de transmitir dados analógicos da subestação para a sala de controle, viabilizando essa comunicação entre o nível 0 de processo e o nível 1 de bay.

Conforme destacado por Justina (2021), no contexto do uso do SMV para fins de proteção e/ou automação, a norma IEC 61850-5 estabelece três classes distintas:

- a) Classe P1, caracterizada por um tempo de transferência de até 10 milissegundos;
- b) Classe P2, com um tempo de transferência de até 3 milissegundos;
- c) Classe P3, que também apresenta um tempo de transferência de até 3 milissegundos.

O tempo de transferência ( $t$ ) é definido como o intervalo que o SMV requer para ser transmitido do equipamento 1 ao equipamento 2, abrangendo diversos elementos. Isso inclui o tempo necessário para o equipamento 1 processar a informação ( $t_a$ ), o tempo de transmissão entre o conector do equipamento 1 até o equipamento 2 ( $t_b$ ) e o tempo demandado pelo equipamento 2 para processar a informação recebida ( $t_c$ ). Essa medida é essencial para garantir a sincronização e a eficiência na transmissão de dados analógicos entre equipamentos, especialmente quando se trata de funções críticas como proteção e automação no contexto de subestações elétricas. A Figura 46 apresenta tal definição.

Figura 46 – Tempo de mensagem SMV



Fonte Adaptado de JUSTINA (2021).

Com vistas a uma utilização eficaz e aquisição de dados no contexto do protocolo, são recomendadas certas características e prioridades de mensagens. O protocolo propõe a adoção de sistemas de comunicação baseados em conectores ópticos "full duplex", como os *Straight Tip Connectors* (STC) ou os *Mechanical Transfer Registered Jack* (MTRJ). Além disso, permite a utilização de cabos elétricos convencionais, como o *Registered Jack-45* (RJ45).

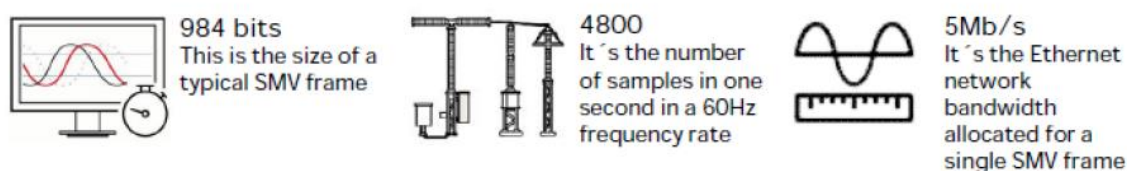
Tais conectores constituem as entradas presentes IEDs e MUs, servindo como interfaces para os cabos de comunicação. Eles são amplamente reconhecidos pelo uso em redes Ethernet, sendo o RJ45 o padrão usual em roteadores, por exemplo, enquanto o STC emerge como o padrão predominante em redes baseadas em fibra óptica. A preferência por conectores "full duplex" é respaldada pela capacidade desses cabos de possibilitar comunicação bidirecional, ou seja, a transmissão simultânea de mensagens em ambos os sentidos.

Outra recomendação se refere ao tamanho e ao intervalo de cada mensagem SMV, que dependem de dois fatores essenciais: a frequência do sinal a ser medido e a *Samples Per Period* (SPP). Conforme delineado no guia de implementação 61850-9-2 *Light Edition* (LE), amplamente utilizado, existem duas taxas de amostragem disponíveis, nomeadamente, 80 e 256 amostras por ciclo de rede, com a exigência de uma taxa de amostragem fixa. A amostragem de 80 ciclos é especialmente indicada para sistemas de proteção. A norma estabelece que os frames de proteção, com 80 amostras por ciclo, são transmitidos em pacotes únicos, totalizando 4800 frames por segundo. No que tange aos frames de medição, eles são enviados após a acumulação de 8 dados, reduzindo a taxa de frames para 1920 frames por segundo (MACHADO, 2023).

Uma configuração adicional adotada é a chamada *Hardfiber*, que, diferentemente da LE, não faz distinção entre mensagens de proteção e medição. Nessa configuração, a taxa de amostragem é fixada em 128 amostras por ciclo de rede, sendo que cada frame contém 8 dados. Isso demonstra a flexibilidade do protocolo e sua capacidade de se adaptar a diferentes necessidades e prioridades em sistemas de automação de subestações elétricas.

Na Figura 47, é possível observar o tamanho de um frame SMV típico, que totaliza 984 bits. O número de amostras em um segundo é de 4800, considerando a frequência de 60 Hz, o que resulta em 80 pontos por ciclo. O *process bus* analisado possui uma capacidade de 100 Mb, e a largura de banda de um único *Sampled Value* é de 5 Mb/s. Portanto, cada barramento de processo terá a capacidade de atender a dois bays, sendo que cada bay compreende 8 SMVs, abrangendo quatro correntes e quatro tensões.

Figura 47 – Características dos *Sampled Measured Values*



Fonte: BARROS (2019).

#### 3.2.3.2.4 Sincronismo PTP – Precision Time Protocol

Uma questão crítica relacionada ao processamento de dados em redes de área local (LAN) está relacionada à necessidade de operação em tempo real e sem perdas. Isso implica que os dados devem ser sincronizados de forma precisa em termos temporais, sem que ocorram

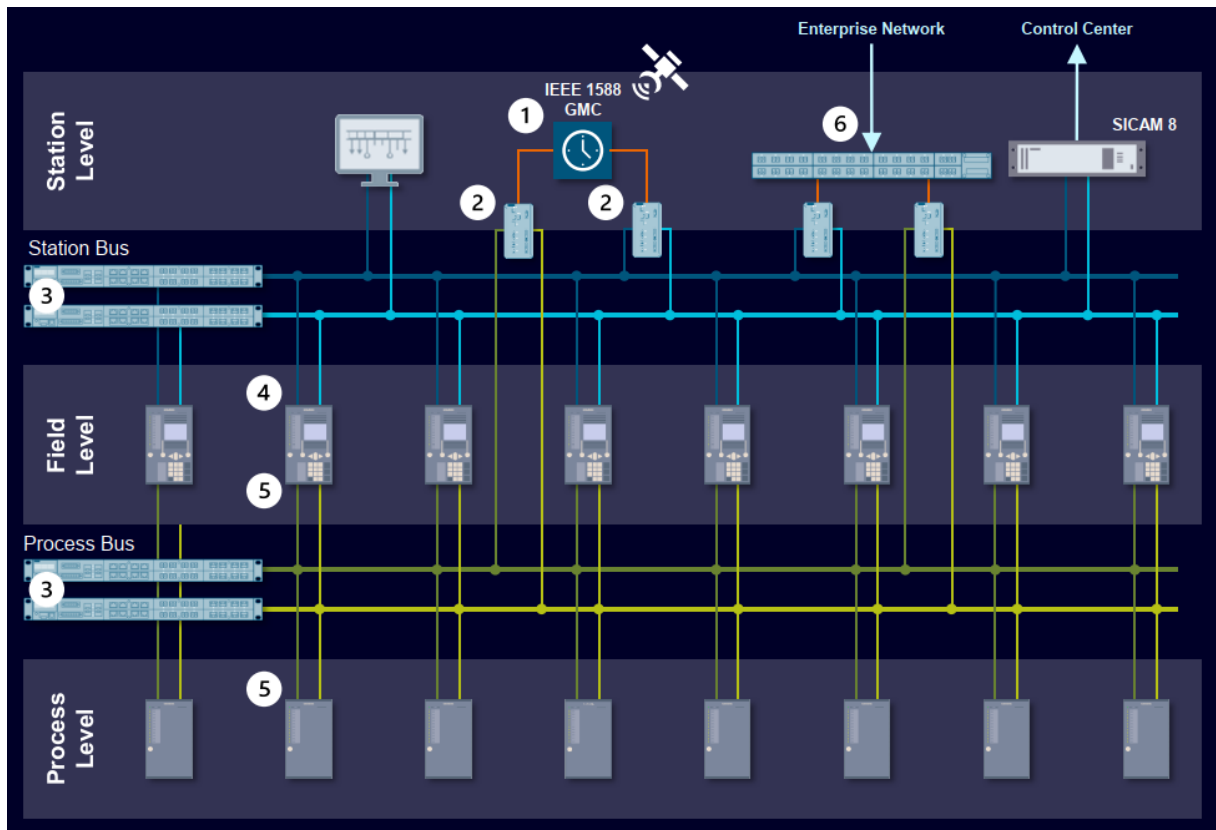
perdas nas conexões de rede. Para atender a essa exigência, os *process bus* devem empregar protocolos de tempo, como o *Ethernet Precision Time Protocol* (PTP). Além disso, a arquitetura do sistema deve incorporar redundância de redes sem perdas, como o *Parallel Redundancy Protocol* (PRP) ou o *Highly-Availability Seamless Redundancy* (HSR) mencionado anteriormente (IEC 62439-3, 2016).

É relevante destacar que o *master clock* do Sistema de Posicionamento Global (GPS) utiliza o protocolo PTP devido à sua precisão. O protocolo PTP permite a coordenação precisa de dispositivos com base em *time-stamps* (carimbos de tempo) em vez de sinais de sensores. Isso reduz o *jitter* (variações temporais), habilita a coordenação precisa do sistema e torna a taxa de transferência de dados mais previsível, garantindo que os equipamentos operem de maneira sincronizada.

Uma topologia de rede que faz uso do serviço PTP é predominantemente constituída por dispositivos que desempenham três funções essenciais: *Grand Master Clock*, *Transparent Clock* e *Slave-Only Clock*. O *Grand Master Clock*, sendo a figura central, desempenha o papel crucial de fornecer o sinal de referência de tempo para toda a rede. O *Transparent Clock*, por sua vez, tem a responsabilidade de replicar o sinal recebido do *Grand Master Clock*. É importante mencionar que as mensagens PTP são do tipo *multicast*, o que significa que o *Transparent Clock*, frequentemente implementado como um switch, encaminha o sinal PTP por todas as suas interfaces físicas até alcançar os *Slave-Only Clock*, que correspondem aos (IEDs responsáveis por utilizar esse sinal para sincronizar seus relógios internos).

A Figura 48 ilustra um dispositivo GNSS (Global Navigation Satellite System) desempenhando a função de *Grand Master Clock*, onde as setas representam a passagem do sinal PTP, que percorre o *Transparent Clock* até chegar aos relés de proteção. Em cenários mais complexos de rede, a introdução de dispositivos como *Boundary Clock* e *Ordinary Clock* pode se tornar necessária. O *Boundary Clock* é empregado quando é preciso distribuir o sinal PTP de uma mesma fonte para duas redes distintas, enquanto o *Ordinary Clock* é utilizado para manter a precisão temporal da rede e, em certos contextos, pode funcionar como um relógio-mestre.

Figura 48 – Topologia de rede PTP



Fonte: SIEMENS (2023).

Em que:

- 1 – *Grand Master Clock* com sincronização GNSS;
- 2 – Rede PRP com a funcionalidade de *Transparent Clock* para distribuir o sinal PTP para o *process bus* e *station bus*;
- 3 – Switches para distribuir o PTP dentro da *station bus* e *process bus* (vários switches podem ser usados em uma configuração anel RSTP para acomodar dispositivos adicionais);
- 4 – Interface de *process bus* para sincronização de data e hora, operando apenas como Ordinary Clock Slave Only (OCSO);
- 5 – Interface de *process bus* operando como OCSO para data, hora e sincronização de amostra.

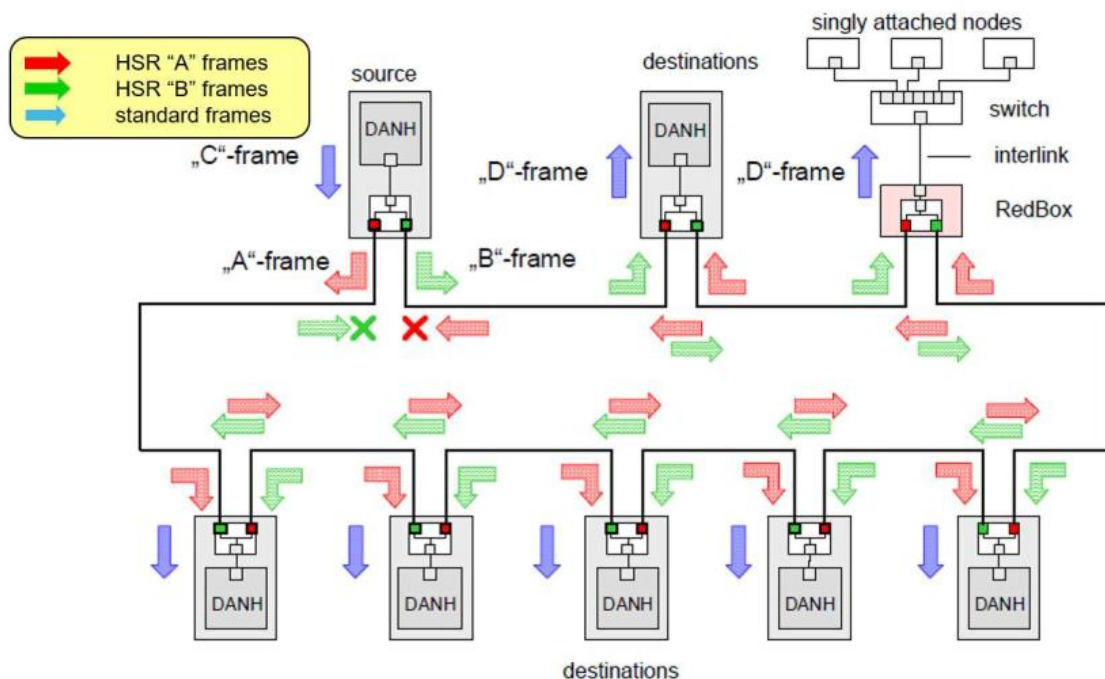
### 3.2.3.2.5 HSR – *High-availability Seamless Redundancy*

O protocolo HSR foi desenvolvido com o propósito de garantir a confiabilidade e disponibilidade dos links de rede em aplicações críticas que adotam topologias em anel. O princípio de funcionamento do HSR é baseado na técnica de envio simultâneo da mesma mensagem por meio de duas portas de comunicação distintas, cada uma representando um

caminho físico diferente. Após o envio da mensagem, o dispositivo emissor bloqueia temporariamente suas portas de comunicação para evitar que a mensagem seja recebida pelo próprio emissor (MELO, 2021).

No dispositivo de destino, o primeiro pacote que chega é considerado válido e tem sua informação processada, enquanto o segundo pacote, que também é uma cópia idêntica da mensagem, é descartado pelo dispositivo. A Figura 49 ilustra esse princípio de funcionamento em uma rede HSR, onde um dispositivo denominado "*Double attached node HSR*" (DANH) atua como emissor, representado como "*source*". Ele envia um pacote Ethernet, indicado pela seta roxa (C-Frame). À medida que o pacote atravessa a interface HSR, é duplicado e encaminhado em direções opostas, representadas pelas setas vermelhas e verdes (A Frame e B Frame) (MELO, 2021). No dispositivo de destino, o primeiro pacote a chegar é decodificado e processado (D Frame). Quando os pacotes retornam ao dispositivo emissor, são descartados, conforme indicado pelas setas verdes e vermelhas com um "X". Esse processo garante a redundância e a confiabilidade na comunicação da rede HSR.

Figura 49 – Princípio de Funcionamento da rede HSR



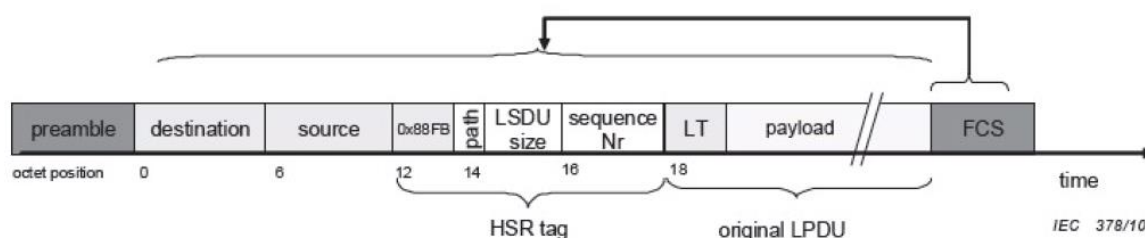
Fonte: MELO (2021).

As aplicações que empregam redes HSR enfrentam limitações devido à sua arquitetura em anel, especialmente relacionadas ao número de nós (dispositivos que fazem parte do anel). Isso ocorre porque todos os canais de comunicação dos dispositivos em um anel HSR não apenas transportam suas próprias mensagens, mas também todas as mensagens que circulam

pela rede, o que resulta em uma maior ocupação de banda. Como ilustrado na Figura 50, os pacotes Ethernet originados de um dispositivo HSR apresentam um cabeçalho de protocolo específico, conhecido como "HSR tag", na estrutura do pacote.

A seta apontando para a direita na Figura 50 indica o sentido em que o pacote é decodificado por um dispositivo receptor. O "HSR tag" é posicionado antes do "LPDU" original, que é onde a informação transmitida no pacote está contida. Portanto, dispositivos que não possuem a implementação do protocolo HSR não têm a capacidade de decodificar o cabeçalho "HSR tag" e, conseqüentemente, não podem acessar as mensagens. Como resultado, esses dispositivos não podem fazer parte de uma rede HSR (MELO, 2021).

Figura 50 – Estrutura de um frame Ethernet HSR



Fonte: MELO (2021).

### 3.2.3.2.6 PRP – *Parallel Redundancy Protocol*

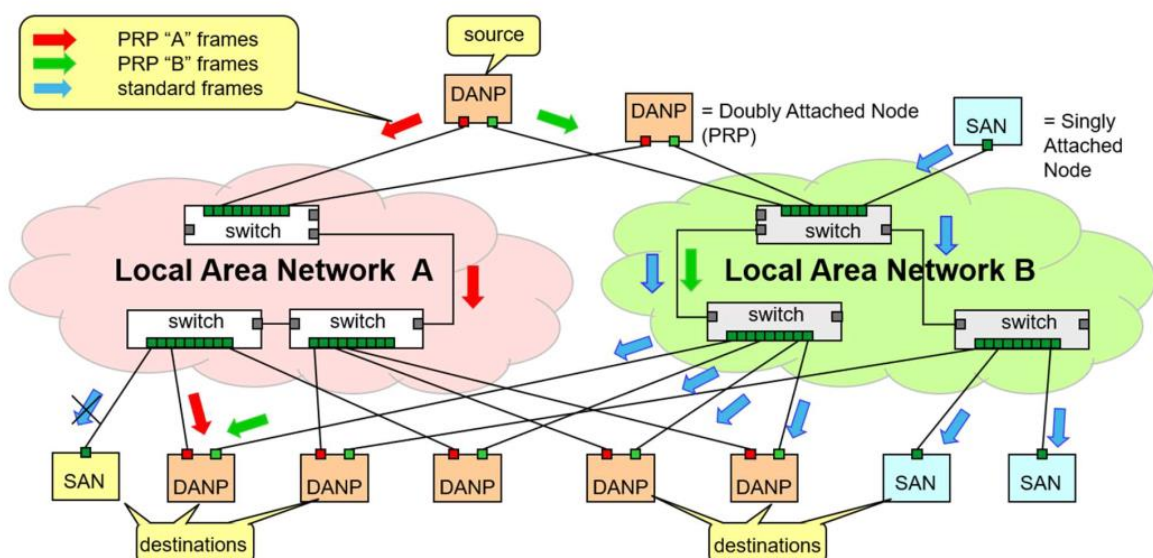
Ao contrário do HSR, o PRP é um protocolo de gerenciamento desenvolvido para suportar uma variedade mais ampla de topologias físicas, incluindo redes que possuem dispositivos não redundantes. Esse suporte é viabilizado pelo princípio de funcionamento do PRP. Conforme ilustrado na Figura 51, cada interface de comunicação de um dispositivo PRP, denominado *Double Attached Node PRP* (DANP), faz parte de uma LAN distinta, identificadas como LAN A e LAN B, representadas pelas nuvens vermelha e verde, respectivamente.

Essa abordagem permite que o dispositivo envie o mesmo pacote Ethernet simultaneamente em duas redes diferentes. As setas vermelhas na figura representam os pacotes enviados pela LAN A, enquanto as setas verdes representam os pacotes enviados pela LAN B. Da mesma forma que no HSR, a primeira mensagem recebida é utilizada, e a segunda é descartada. Devido à separação das portas em redes segregadas, os dispositivos PRP não encaminham informações de uma interface de comunicação para outra.

Portanto, a redundância do PRP é aplicável apenas aos dispositivos PRP conectados às LANs A e B. Dispositivos não redundantes, conhecidos como *Single Attached Node* (SAN) e conectados apenas a uma das LANs, não podem se comunicar com dispositivos que estejam

conectados exclusivamente à outra LAN. As setas azuis na Figura 51 representam os pacotes enviados por um SAN conectado à LAN B, e a marcação com o símbolo "X" indica que o dispositivo SAN conectado à LAN A não é capaz de decodificar esse pacote. Essa segregação das redes também contribui para a redução do consumo de largura de banda, possibilitando a conexão de um número significativamente maior de dispositivos à topologia.

Figura 51 – Princípio de funcionamento de uma rede PRP

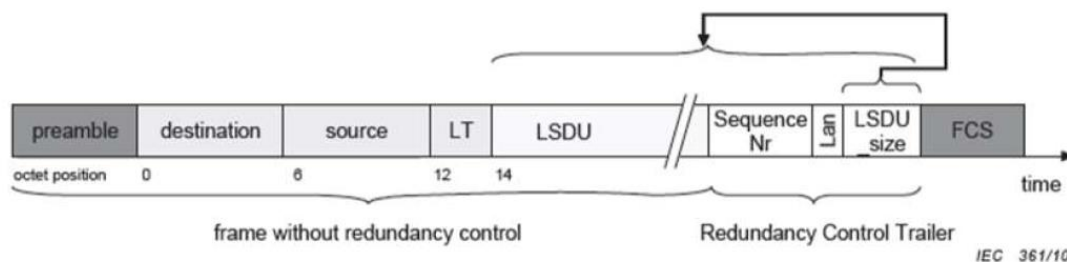


Fonte: MELO (2021).

Na Figura 52, é ilustrada a etiqueta utilizada pelo protocolo PRP no pacote Ethernet. Diferentemente do HSR, que insere a etiqueta no início do pacote, o protocolo PRP adiciona essa etiqueta no final do pacote, especificamente na área designada como "*Redundancy Control Trailer*". Essa diferença na abordagem de inserção da etiqueta é o que possibilita que dispositivos sem a implementação do protocolo PRP sejam capazes de decodificar os pacotes PRP.

Como ilustrado, a decodificação do pacote é viável porque os dados necessários para a interpretação do conteúdo estão contidos na parte do pacote identificada como "*frame without redundancy control*". O cabeçalho PRP contém informações cruciais, como o número de sequência e a identificação da LAN, que são essenciais para que outro dispositivo PRP possa determinar se deve descartar ou não o pacote recebido.

Figura 52 – Estrutura de um frame Ethernet PRP



Fonte: MELO (2021).

### 3.2.3.3 Cybersegurança

Um dos aspectos cruciais para o funcionamento adequado de subestação com *process bus* é a cibersegurança. A cibersegurança da rede de comunicação de uma subestação refere-se às práticas, políticas e medidas técnicas adotadas para proteger os sistemas de computadores, redes e dados contra ameaças cibernéticas, como ataques de hackers, malware e outras formas de intrusão digital.

Vale ressaltar que as motivações para os ataques cibernéticos às redes de automação de subestações podem variar desde ganhos financeiros até objetivos geopolíticos e ideológicos e, por diversas vezes, pode até ser uma combinação delas. A seguir são destacadas algumas:

#### 1. Ganho Financeiro

Os atacantes podem buscar extorquir dinheiro de empresas de energia elétrica em troca da restauração do serviço após um ataque bem-sucedido ou visar o roubo de informações financeiras ou procurar influenciar os preços de commodities, como energia elétrica, no mercado;

#### 2. Sabotagem

Alguns ataques têm motivações puramente destrutivas. Os atacantes podem buscar causar interrupções graves no fornecimento de energia elétrica, o que pode ter impactos significativos na sociedade e na economia. Esses tipos de ataques são frequentemente associados a terrorismo cibernético ou ações de grupos extremistas.

### 3. Ciberconflitos e Guerra Cibernética

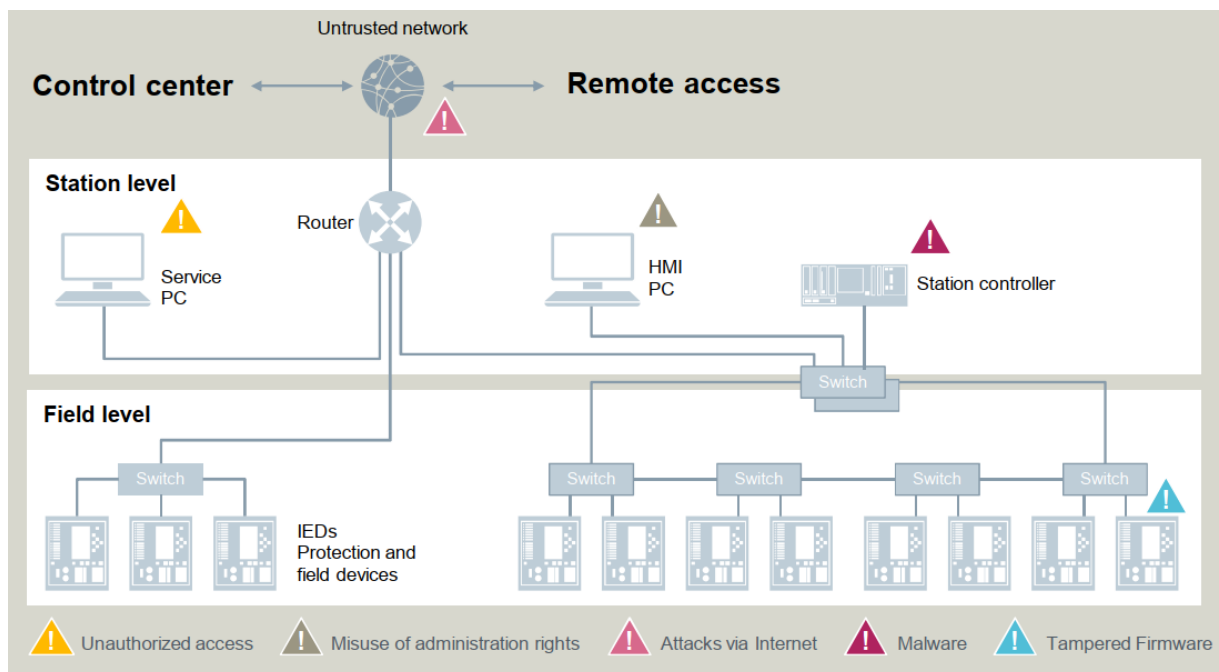
Em conflitos internacionais ou guerras cibernéticas, as redes de automação de subestações podem ser alvos legítimos para minar a capacidade do inimigo de manter a infraestrutura crítica funcionando.

### 4. Ativismo e Ideologia

Grupos ativistas e hacktivistas podem atacar redes de automação de subestações para promover suas agendas ou protestar contra práticas específicas. Suas motivações podem variar desde causas ambientais até questões sociais e políticas.

O surgimento das subestações que utilizam sistemas digitais e redes de automação tornou essas infraestruturas mais suscetíveis a ataques cibernéticos, tornando a cibersegurança crítica para proteger a confiabilidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica. Na Figura 53 é apresentado os aspectos de vulnerabilidade inerente à ataques cibernéticos.

Figura 53 – Aspectos de vulnerabilidade em uma rede de comunicação de proteção e controle



Fonte: KOHL (2021).

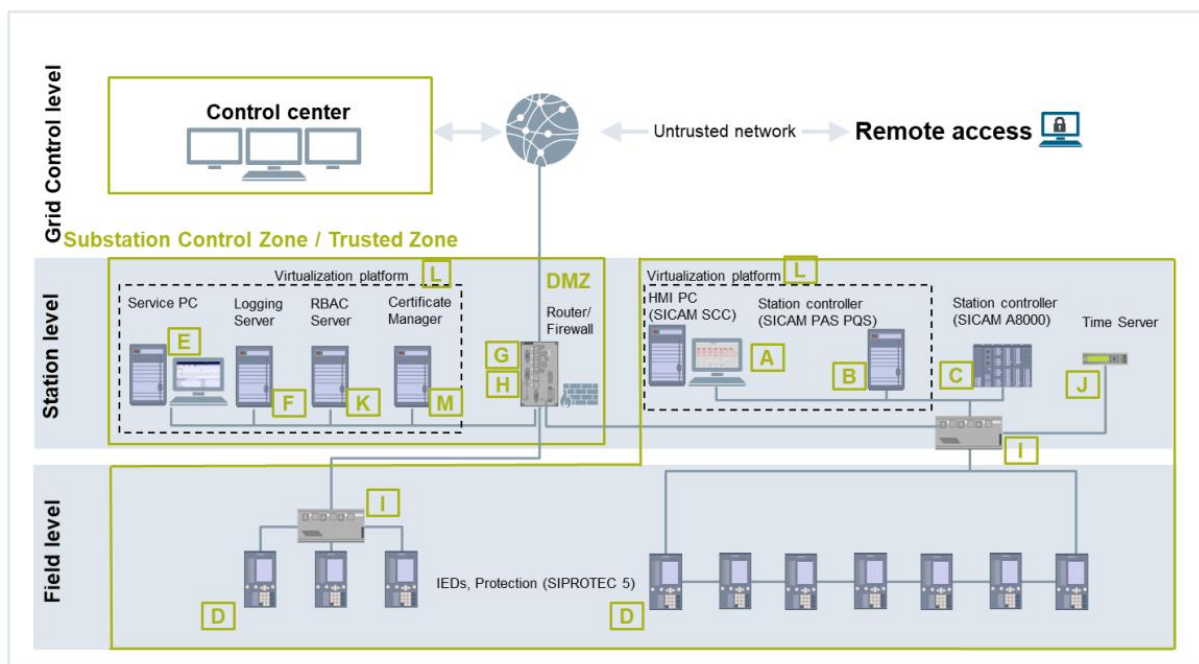
Assim como a presença de um Malware – *Software malicioso* – um ataque não autorizado a um PC de serviço – *Service PC* – e o uso indevido dos direitos de administração em um PC IHM em uma rede de comunicação de uma subestação de energia podem implicar na interrupção da operação, isto é, causar apagões, instabilidade no fornecimento de energia e falhas no sistema de controle e pode ainda levar à manipulação de dados e informações críticas,

comprometendo a confiabilidade das operações da subestação. Estes ataques podem ainda acarretar o vazamento de informações sensíveis, danificar reputação das empresas gestora daquele sistema e causar problemas regulatórios e legais à estas.

O termo "*Tampered Firmware*" pode ser traduzido para o português como "Firmware Alterado" ou "Firmware Manipulado" e se refere ao software incorporado em dispositivos eletrônicos que foi modificado de forma não autorizada ou comprometida de alguma maneira, que também se torna uma ameaça à segurança cibernética, uma vez que um firmware alterado pode conter vulnerabilidades ou funcionalidades maliciosas que podem ser exploradas por atacantes para comprometer o dispositivo ou o sistema em que ele é executado.

Como forma de impedir ou mitigar estes ataques cibernéticos, algumas ações são atualmente implementadas nas subestações com processo bus, sendo elas: a segregação de rede, implementação de firewall e zona desmilitarizada. A Figura 54 apresenta uma rede com medidas de cibersegurança implementada.

Figura 54 – Rede de automação de subestações segura



Fonte: KOHL (2021).

Em que:

A – Interface Homem-Máquina (HMI) para controle e monitoramento local. Este é o ponto único de controle e monitoramento dentro da subestação;

B – Aplicativo Controlador de Estação hospedado no sistema operacional Windows, como alternativa para C;

- C – Estação Controladora RTUIED, como alternativa para B;
- D – Dispositivos de Proteção e Controle (IEDs);
- E – Hospedeiro de todas as ferramentas de engenharia e ponto único de acesso de engenharia, hospedado no sistema operacional Windows. O PC de Serviço atua como host intermediário para acesso remoto;
- F – Servidor central de registro de segurança da subestação. Coleta todos os registros de segurança dos componentes do sistema;
- G – Roteador com firewall;
- H – Roteador com firewall com sistema de detecção de intrusões integrado (IDS);
- I – Switch de rede;
- J – Servidor de temporização;
- K – Servidor Active Directory e Servidor RADIUS;
- L – Plataforma de virtualização;
- M – Gerenciador de Certificados.

A DMZ – Zona Desmilitarizada – representada na Figura 56 é uma área intermediária entre a rede interna da organização (geralmente a rede corporativa) e a internet ou outras redes não confiáveis. Ela é projetada para aumentar a segurança da rede ao isolar serviços públicos ou semipúblicos da rede interna. A DMZ atua como uma barreira de proteção que limita o acesso direto a servidores e sistemas sensíveis.

A DMZ é projetada para permitir um controle rigoroso sobre o tráfego de rede que flui entre a rede interna, a DMZ e a internet sendo que as políticas de segurança são configuradas para permitir ou negar o acesso aos sistemas na DMZ com base em regras específicas. Além disso os sistemas na DMZ são configurados com medidas de segurança adicionais, como firewalls, sistemas de detecção de intrusões (IDS), sistemas de prevenção de intrusões (IPS) e outros dispositivos de segurança para mitigar riscos de segurança e o tráfego de dados é geralmente monitorado de perto para identificar atividades suspeitas ou tentativas de ataques.

Na figura 56 também é possível observar outra característica extremamente importante para a cibersegurança do sistema, a segregação de rede. A segregação de rede no sistema de automação da subestação é uma estratégia de design que implica a criação de segmentos de rede isolados, com base em funções específicas, requisitos de segurança e comunicações. Isso é alcançado por dispositivos como firewalls, roteadores, VLANs e políticas de controle de acesso. No SPCS a segregação de rede deve ocorrer principalmente entre o nível de processo e nível de estação.

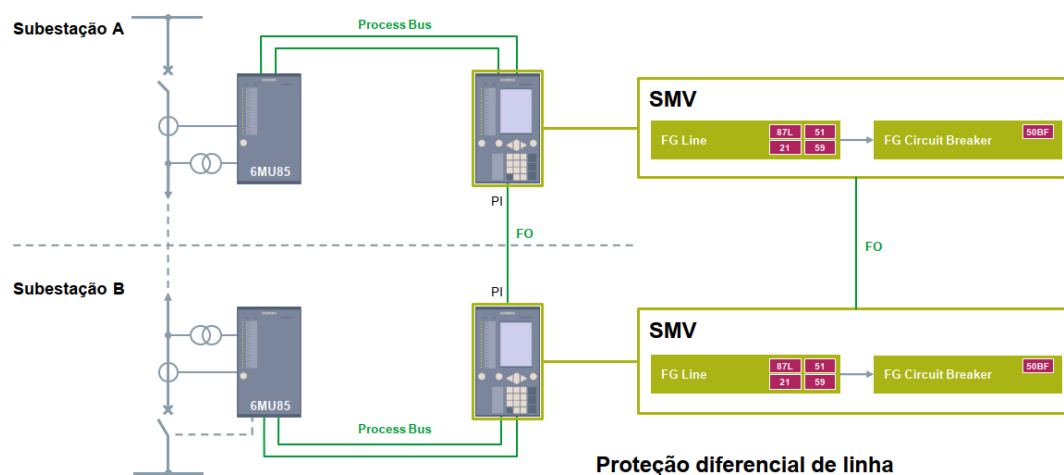
A segregação de rede desempenha um papel essencial em sistemas de automação de subestações, abordando múltiplos aspectos críticos. Ela protege contra-ataques cibernéticos, garantindo a integridade operacional e a disponibilidade contínua do sistema, em conformidade com regulamentações da indústria. Ao facilitar o gerenciamento eficiente de recursos de rede e permitir o isolamento rápido de falhas, a segregação também contribui para a resiliência e segurança da infraestrutura elétrica.

Em resumo, a cibersegurança desempenha um papel crítico na proteção das subestações de energia elétrica, garantindo a disponibilidade contínua do fornecimento de energia, a integridade dos dados e a segurança operacional. É importante que as empresas de energia elétrica invistam em medidas de cibersegurança robustas e atualizadas para proteger sua infraestrutura e contribuir para a estabilidade e segurança do fornecimento de energia elétrica.

### 3.2.3.4 Aplicações

A seguir, nas Figuras 55 a 57 são apresentadas aplicações de proteções em diferentes elementos de uma subestação destacando o posicionamento e ligação das MUs com os IEDs de proteção.

Figura 55 – Esquema simplificado de Process bus para proteção diferencial de linha

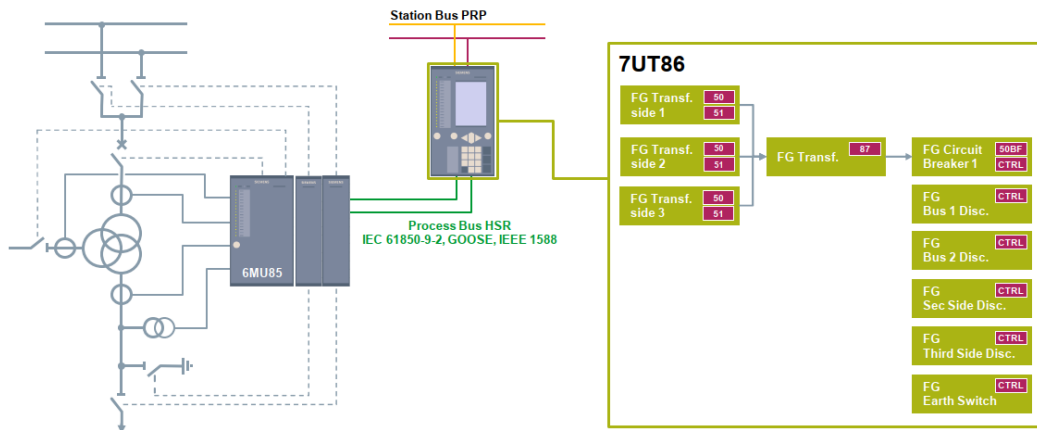


Fonte: SIEMENS (2021).

Na Figura 55 estão representados dois conjuntos de MUs e IEDs de proteção, um para a subestação A e outro para a B fazendo a proteção diferencial de linha (87L). Ambas MUs estão se comunicando com os relés de proteção em topologia redundante HSR e enviando pacotes de dados em protocolo SMV. Os relés recebem os dados de tensão e corrente e processam as funções de proteção 87L, 51, 21 e 59 para atuação do 50BF. Observa-se também

que os relés se comunicam entre si via fibra óptica, que na prática, será feito através de um cabo OPGW (*Optical Ground Wire*) ou através de ondas portadoras na linha de transmissão, conhecidas como OPLAT.

Figura 56 – Esquema simplificado Process bus para proteção de transformador

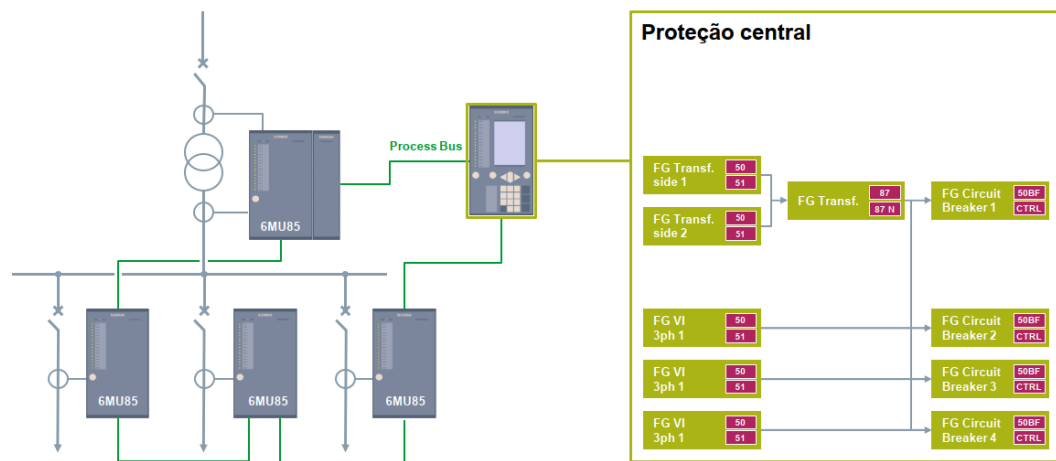


Proteção de transformador

Fonte: SIEMENS (2021).

No esquema 56 observa-se uma MU aquisitando dados de corrente dos três enrolamentos do trafo e tensão no enrolamento de baixa para enviar via fibra óptica e em topologia em anel e protocolo HSR para o relé de proteção, que por sua vez, se conecta à *Station Bus* em topologia redundante PRP. Os pacotes de dados são recebidos pelo relé em protocolo SMV e é processado para implementação das funções de proteção 50/51 para os três enrolamentos e função 87T – Diferencial de trafo – para atuação do 50BF e controle das chaves seccionadoras adjacentes ao trafo.

Figura 57 – Process bus para proteção de pequenas subestações



Proteção de central para pequenas subestações

Fonte: SIEMENS (2021).

Já neste esquema da Figura 57 observa-se uma proteção centralizada, onde as MUs distribuídas no campo e conectadas entre si em topologia anel em protocolo HSR aquisitionam dados de corrente do trafo e alimentadores e enviam os pacotes de dados em protocolo SMV à proteção central, que por sua vez processa os dados e implementa as funções 50/51 cinco vezes (2x enrolamentos do trafo + 3x alimentadores), 87T e 87N para atuação do 50 BF e controle das chaves seccionadoras adjacentes.



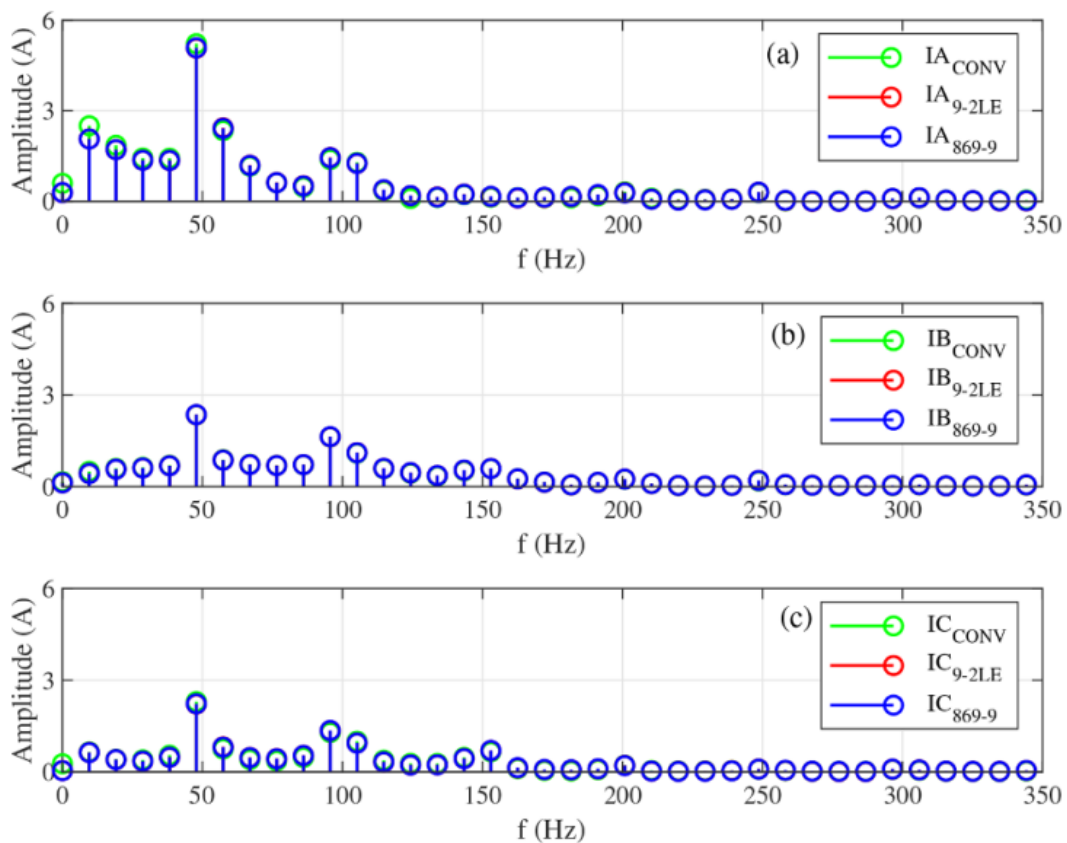
No primeiro teste foi realizado um experimento para avaliar a resposta em regime permanente dos IEDs em relação a correntes analógicas de 50 Hz com magnitudes de 1 A, 5 A e 10 A. Com o objetivo de comparar o espectro de frequência do relé, o sinal obtido a partir do estudo de caso 2, relacionado a corrente de *inrush* de um transformador, foi submetido a um algoritmo MATLAB de Transformada Rápida de Fourier (FFT) para identificar os componentes de frequência registrados em cada oscilografia dos relés. Os resultados desta análise são apresentados na Tabela 7 e Figura 59.

Tabela 7 - Resultados obtidos para os relés convencionais, 9-2LE e 869-9

| Valor aplicado | I_CONV  | I_9-2LE | I_869-9 |
|----------------|---------|---------|---------|
| 1.00 A         | 1.00 A  | 1.00 A  | 1.00 A  |
| 5.00 A         | 5.02 A  | 4.99 A  | 4.99 A  |
| 10.00 A        | 10.05 A | 10.00 A | 10.00 A |

Fonte: MELO (2021) *apud* MACHADO (2023).

Figura 59 - Resposta do espectro de frequência atual dos sinais adquiridos dos relés convencionais, 9-2LE e 869-9



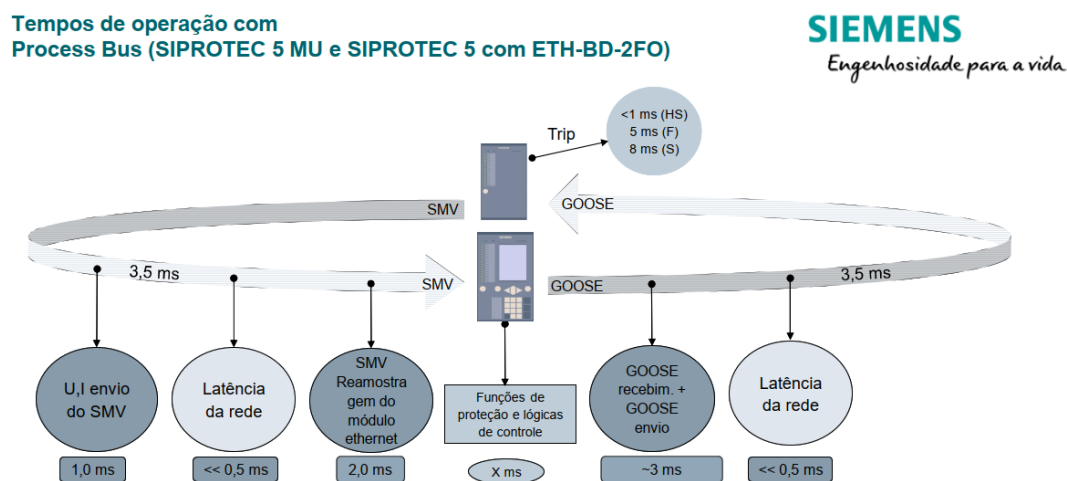
Fonte: MELO (2021) *apud* MACHADO (2023).

Com base nos dados apresentados, observa-se que a utilização da MU no processo de digitalização do sinal não causa impactos significativos nas características de frequência e magnitude do sinal, em relação a nenhuma das propriedades dos SMV. A pesquisa conduzida por Melo (2021 *apud* MACHADO 2023) revela que a magnitude da corrente na fase A é ligeiramente superior em comparação com as outras fases. Essas diferenças de magnitude nas correntes de *inrush* ocorrem durante a comutação dos transformadores e são influenciadas principalmente pelos ângulos de comutação, o tempo, a magnitude e a polaridade do fluxo residual resultante do processo de *inrush* do transformador.

#### 4.1.2 Latência e tempos de atuação

A latência de um sinal se refere ao atraso ou tempo decorrido entre o momento em que um sinal é gerado ou transmitido e o momento em que ele é recebido ou percebido. A norma IEC 61850-5 – *Communication requirements for functions and device models* – define os requisitos básicos de latência e tempo de resposta dos pacotes de dados SMV da rede *process bus*. A Figura 60 apresenta de forma didática e simplificadas estas informações

Figura 60 – Tempos de envio, latência e reamostragem de um sinal SMV



Fonte: SIEMENS (2021).

O trabalho de Melo (2021 *apud* MACHADO, 2023) também traz análises quanto ao tempo de atraso do sinal, utilizando-se de uma técnica de correlação cruzada observou-se a diferença entre os tempos apresentados pelo relé convencional, o relé 9-2 LE e o relé 869-9. A Tabela 8 apresenta a diferença de atraso de tempo entre os sinais para 120 amostras, enquanto as Figuras 61 e 62 apresentam sinais de corrente adquiridos pelos relés sem compensação de

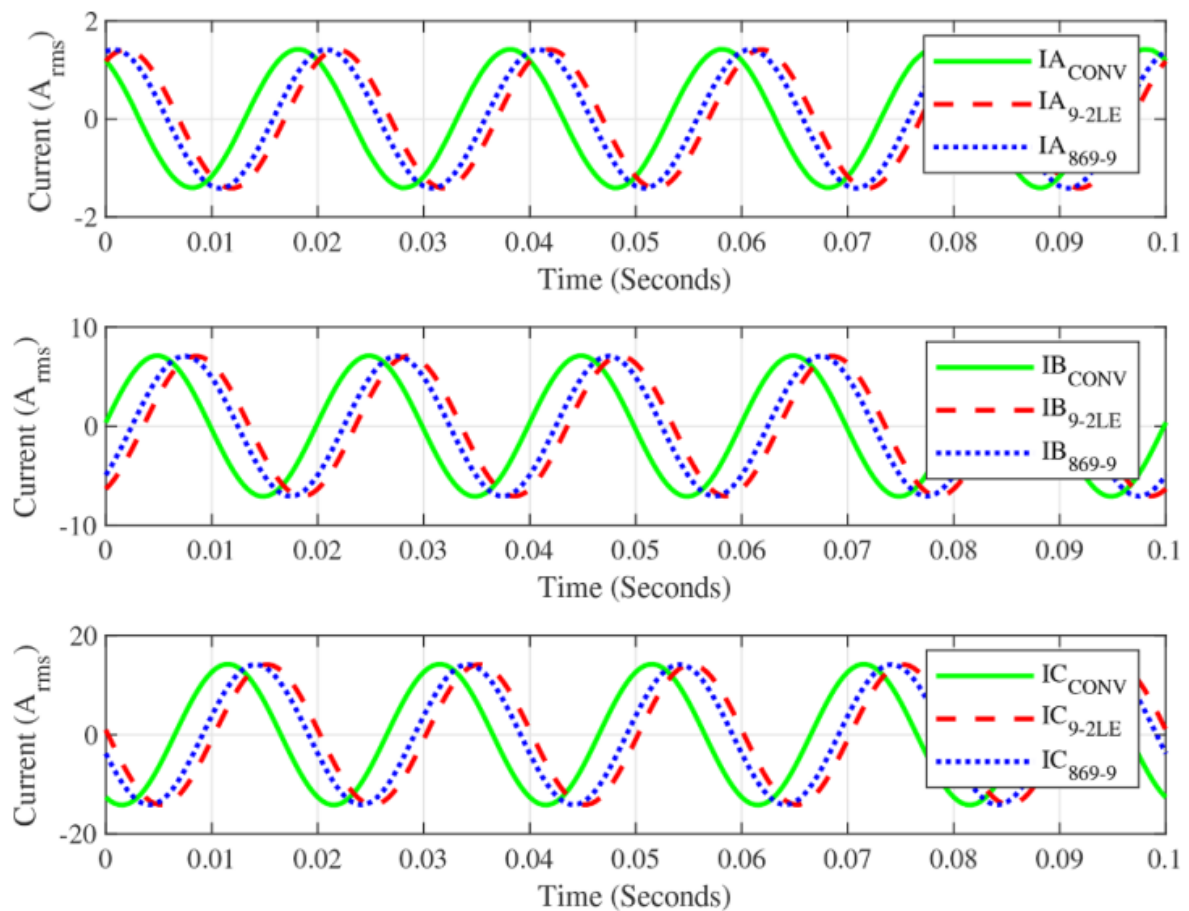
atraso de tempo e sinais de em condição de curto-circuito monofásico após 2 ciclos, curto-circuito bifásico após 5 ciclos e curto-circuito trifásico após 10 ciclos também sem compensação de tempo.

Tabela 8 - Diferença de atraso de tempo entre os sinais adquiridos dos relés convencionais, 9-2LE e 869-9

|                       | Delta 1  | Delta 2 | Delta 3  |
|-----------------------|----------|---------|----------|
| Máximo(s)             | -0.005   | -0.0045 | -0.00167 |
| Média(s)              | -0.0029  | -0.0025 | -0.0083  |
| Mínimo(s)             | -0.00167 | -0.0004 | 0.000    |
| Desvio(s) Padrão(ões) | 0.0013   | 0.0011  | 0.0008   |

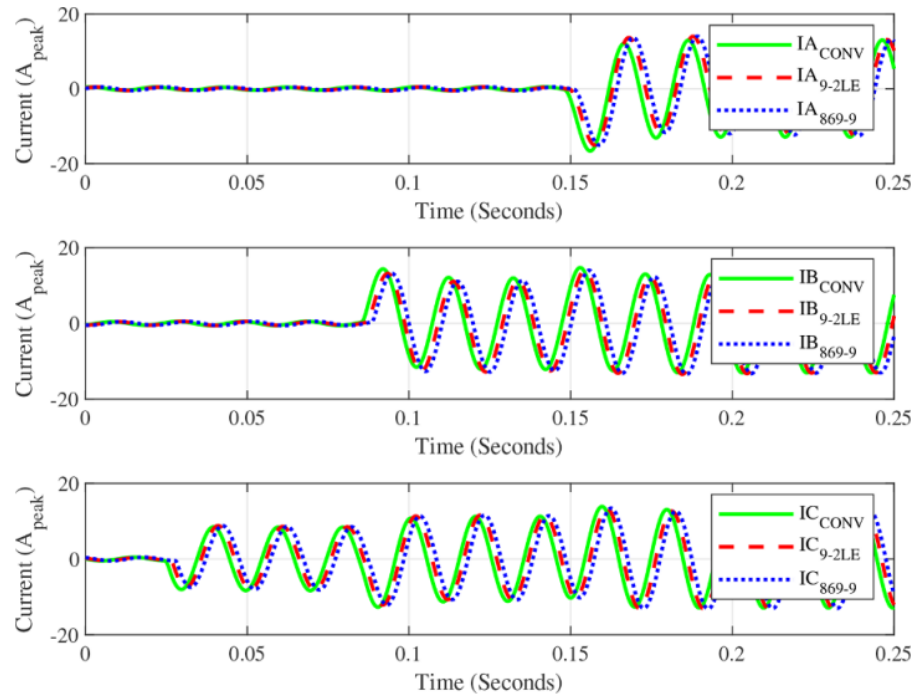
Fonte: MELO (2021) *apud* MACHADO (2023).

Figura 61 - Sinais de corrente adquiridos pelos relés convencionais, 9-2LE e 869-9 sem compensação de atraso de tempo



Fonte: MELO (2021) *apud* MACHADO (2023).

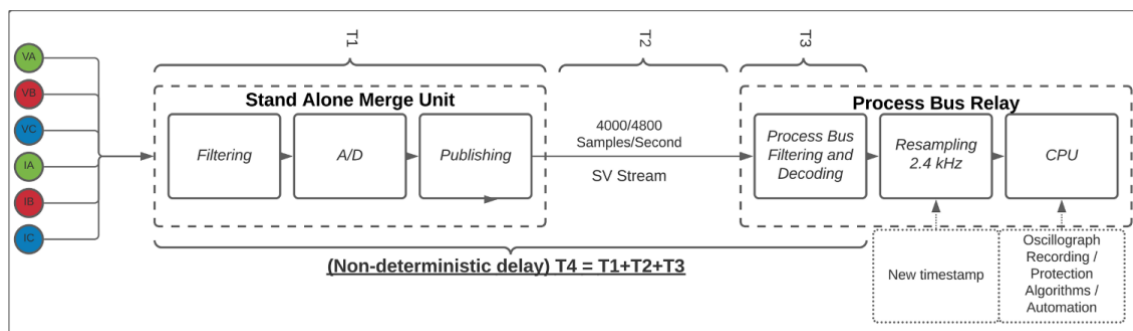
Figura 62 - Sinais de corrente adquiridos pelos relés sem compensação de tempo para as condições de curto-circuito monofásico após 2 ciclos, curto-circuito bifásico após 5 ciclos e curto-circuito trifásico após 10 ciclos



Fonte: MELO (2021) *apud* MACHADO (2023).

Analisando as respostas em relação a cada cenário estudado, é evidente que o tempo de atraso observado permanece semelhante nos casos de estudo 1, 2 e 3. Isso indica que o comportamento da rede elétrica não exerce influência significativa sobre o tempo de atraso, já que a mesma ordem de atraso foi consistentemente observada em diferentes situações. Esse atraso temporal é resultado de diversos fatores, incluindo o tempo de processamento dos dados pela MU, a latência da rede de comunicação e o tempo de processamento local em cada dispositivo, como ilustrado na Figura 63.

Figura 63 – Tempos de atraso gerados pelo sistema



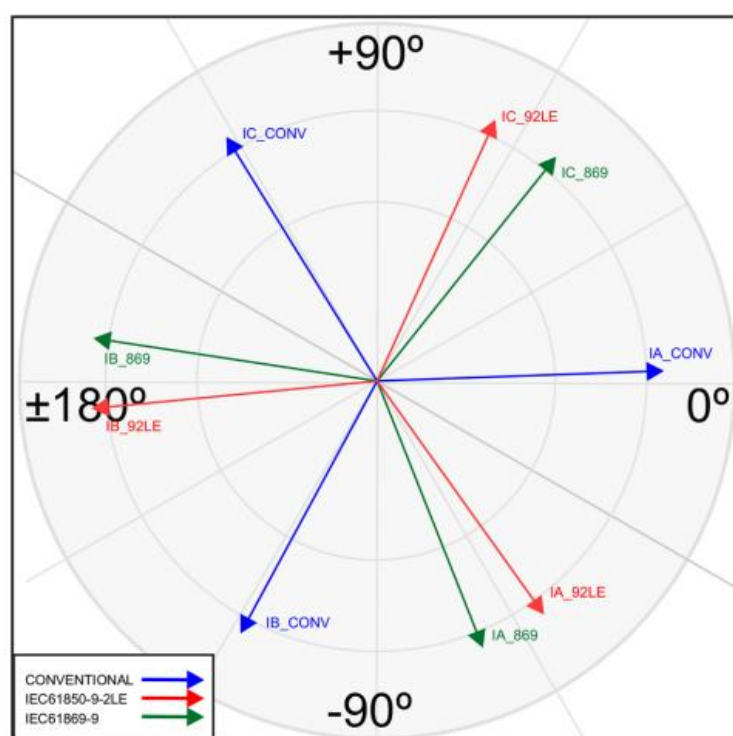
Fonte: MELO (2021) *apud* MACHADO (2023).

O estudo de Melo, (2021 *apud* MACHADO, 2023) revela que as MUs enviam quadros SMV com *timestamps* PTP, enquanto os relés realizam reamostragem a taxas de amostragem diferentes, resultando em novas amostras com *timestamps* atrasados devido à latência da rede, que não é determinística e varia entre os fabricantes.

Esses atrasos podem causar problemas de interoperabilidade e afetar a precisão das operações de proteção. É essencial compensar esses atrasos nos relés PB, mas os métodos de compensação não são padronizados, o que pode gerar desafios, especialmente quando dispositivos de fabricantes diferentes são utilizados juntos.

Além disso, o processamento adicional nos relés após receber os dados, como a reamostragem e a tomada de decisão, também varia entre fabricantes, aumentando o risco de problemas de interoperabilidade. A Figura 64 apresenta um diagrama fasorial do ciclo de pré-falta do caso 3 capturado por relés sem compensação de temporização.

Figura 64 - Diagrama fasorial do ciclo de pré-falta do caso 3 capturado por relés sem compensação de temporização.



Fonte: MELO (2021) *apud* MACHADO (2023).

Os atrasos nos relés PB não são considerados em algoritmos tradicionais, tornando necessário que o algoritmo do relé PB incorpore uma compensação de tempo adicional em comparação com os relés convencionais. Esse atraso é especialmente crítico em aplicações de proteção, como a proteção diferencial de linha (87L), que exige o alinhamento preciso de fase

para evitar correntes diferenciais falsas e garantir a operação correta do relé. Portanto, os relés PB devem lidar com a compensação de atrasos adicionais que não são tratados pelos algoritmos tradicionais, o que pode afetar o desempenho da proteção. (MELO, 2021 *apud* MACHADO 2023).

Ainda sobre tempo de resposta a SIEMENS realizou uma análise comparativa de tempo de resposta em um projeto da transmissora ISA CTEEP para uma falta que ativou a função de distância (21). O projeto envolveu um sistema instalado em uma linha de 138 kV que inicialmente era protegido por um sistema convencional com proteção principal e alternada, mas que foi modernizado para um IED de proteção que aquisitava os dados analógicos via *process bus* e uma *Merging Unit* responsável tanto pela troca de sinais GOOSE com o IED, pela aquisição de dados, pelo controle de trip e religamento no disjuntor. Além disso, foi incorporado um RDP – Registrador Digital de Perturbações – para coletar dados analógicos via *process bus*. A Figura 65 apresenta os tempos obtidos.

Figura 65 – Resultado de tempo de resposta para atuação da função 21 dos modelos convencional e process bus.

LT 138 kV EMG-PER C1

| Data       | Horário  | Falta - T0 |          | Partida T1 (T0 + ms) |                 |              | Current values measurement |          |             |             | Distance of Fault |           |             |
|------------|----------|------------|----------|----------------------|-----------------|--------------|----------------------------|----------|-------------|-------------|-------------------|-----------|-------------|
|            |          | Fase       | Function | Convencional         | IED Process bus | Registrador  | Conv.                      | Proc.Bus | Registrador |             | Conven.           | Proc. Bus | Registrador |
|            |          | act.       | Act.     | 7SA86                | 7SA86           | 7KE          | 7SA86                      | 7SA86    | 7KE CONV    | 7KEPROC BUS | 7SA86             | 7SA86     | 7KE         |
| 01/02/2017 | 13:47:13 | AC-N       | 21-Z1    | 13:47:13:754         | 13:47:13:756    | 13:47:13:763 | 6,6534                     | 6,6532   | 6,8806      | 6,6551      | 41,6Km            | 42Km      | 42,1km      |
| 01/02/2017 | 14:05:03 | C-N        | 21-Z1    | 14:05:03:536         | 14:05:03:538    | 14:05:03:545 | 3,877                      | 3,9736   | 5,0452      | 3,9756      | 40,4Km            | 40,5Km    | 40,4km      |
| 01/02/2017 | 14:13:05 | C-N        | 21-Z1    | 14:13:06:202         | 14:13:06:205    | 14:13:06:213 | 3,3284                     | 3,2516   | 5,064       | 3,7399      | 33,6Km            | 33,8Km    | 33,6Km      |
| 02/02/2017 | 20:52:22 | B-N        | 21-Z1    | 20:52:22:940         | 20:52:22:942    | 20:52:22:950 | 13,335                     | 13,701   | 14,117      | 13,759      | 4,1Km             | 4,0Km     | 4,0Km       |

Fonte: SIEMENS (2021).

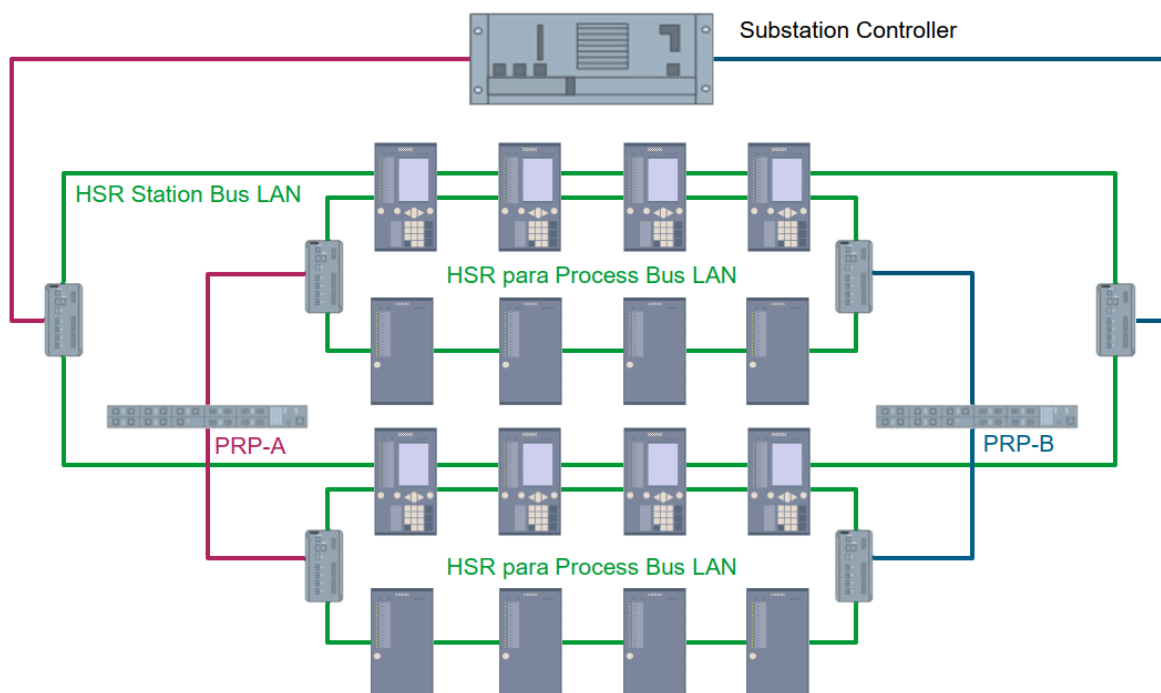
Observa-se que a máxima diferença de tempo entre a atuação do modelo convencional para o *process bus* foi de 3 ms, sendo o tempo com *process bus* maior. Entretanto, para um tempo de resposta de atuação da função de proteção de aproximadamente 750 ms (desde a ocorrência da falta), 3 ms se torna insignificante em relação ao tempo total do sistema de proteção, pois representa apenas 0,4%. Novamente então, constata-se que o desempenho de ambas as proteções em relação à latência e tempo de resposta são praticamente iguais.

### 4.1.3 Redundância e Disponibilidade

Como anteriormente mencionado, as subestações que adotam a tecnologia *process bus* são configuradas com uma topologia de rede redundante que proporciona um tempo de recomposição nulo no caso da perda de um dos caminhos de dados. Isso contrasta com as subestações convencionais, onde essa redundância não é um requisito mandatório. Vale ressaltar que, embora as subestações convencionais também possam ser projetadas com topologia redundante, nem sempre garantem um tempo de recomposição imediato, como é possível com protocolos como PRP e HSR.

A necessidade de implementar essa redundância em subestações com barramento de processos deriva do fato de que os dados analógicos já não são transmitidos diretamente aos relés de proteção por meio de cabos de cobre convencionais. Em vez disso, esses dados são adquiridos e transmitidos por meio de uma rede de comunicação. Portanto, é de suma importância manter uma disponibilidade elevada dessas informações e assegurar a confiabilidade da rede de comunicação. Afinal, um relé de proteção não pode executar suas funções essenciais de proteção sem acesso aos dados analógicos adequados. A Figura 66 apresenta um exemplo de topologia com protocolos de rede de tempo de recomposição zero, mesclados.

Figura 66 – Topologias PRP e HSR mescladas



Fonte: SIEMENS (2021).

## 4.2 ESTUDO FINANCEIRO

Na atualidade do mercado elétrico, particularmente nas áreas com empresas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade de propriedade de investidores, existe uma crescente demanda pela redução de custos em todas as etapas do processo de geração e transmissão. Ao longo das últimas décadas, as economias de custo no contexto de proteção e controle têm sido alcançadas por meio da integração de múltiplas funções separadas em um único Dispositivo Eletrônico Inteligente (IED), com capacidades multifuncionais como já mencionado. No entanto, à medida que a integração se aproxima de um limite assintótico, o custo do hardware do IED em si passa a representar uma fração cada vez menor do custo total do sistema instalado (ADAMIAK *et al*, 2008).

Portanto, a busca contínua por redução de custos deve transcender a simples economia de custos com materiais ou uma integração adicional, enfocando uma estratégia holística em nível de sistema. Para que qualquer nova abordagem, incluindo uma solução de barramento de processo IEC 61850-9-2, seja considerada viável sob uma perspectiva empresarial, ela precisa ser capaz de proporcionar economias de custo significativas associadas à engenharia de aplicação, à elaboração de projetos, ao comissionamento e à infraestrutura de cabeamento de cobre (ADAMIAK *et al*, 2008).

### 4.2.1 Conceito de CAPEX e OPEX no Ciclo de Vida do projeto

Os custos totais associados aos sistemas de proteção e controle podem ser subdivididos em duas categorias principais: o Custo Total de Instalação e o Custo de Operação e Manutenção, ou em termos empresariais: CAPEX e OPEX.

O CAPEX – *Capital Expenditure* – ou Custo Total de Instalação (CTI) representa os gastos que uma empresa faz para adquirir, melhorar ou manter ativos de longo prazo, ou seja, está relacionado com o projeto inicial, instalação e comissionamento dos sistemas de proteção e automação. Esses gastos são considerados investimentos significativos e normalmente não são deduzidos imediatamente na contabilidade, mas sim amortizados ao longo do tempo, refletindo a depreciação do ativo.

O OPEX – *Operational Expenditure* – ou Custo de Operação e Manutenção (O&M) se refere aos gastos regulares e recorrentes que uma empresa incorre para manter suas operações em funcionamento, como contas fixas (salários, serviços básicos etc.), operação e manutenção, seguros e despesas de marketing. Essas despesas são consideradas parte dos custos operacionais normais da empresa e são deduzidas diretamente da receita na contabilidade.

O Custo Total do Ciclo de Vida (CTCV) é a soma do CAPEX ou CTI, OPEX ou O&M e quaisquer custos relacionados com a retirada do sistema.

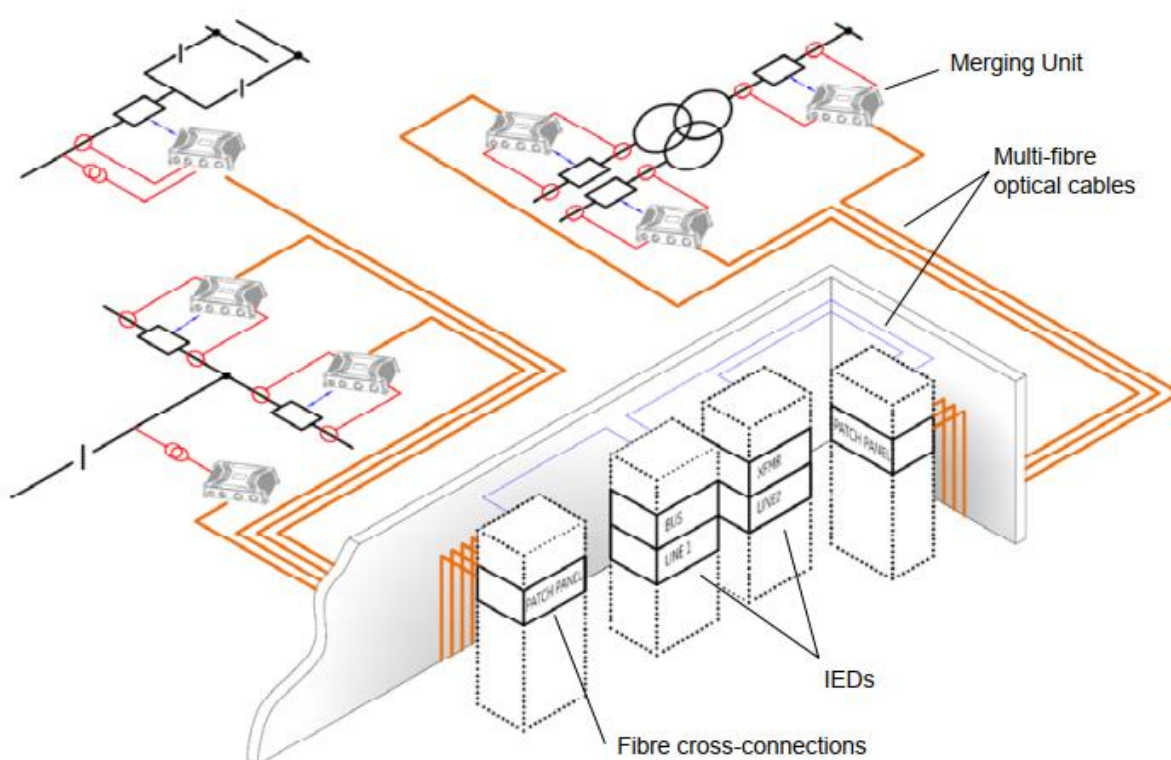
Uma ação destinada a reduzir o componente de material do CAPEX pode, paradoxalmente, aumentar os componentes de design de engenharia e comissionamento do próprio CAPEX e no CTCV devido à complexidade adicional (ADAMIAK *et al*, 2008). Alternativamente, uma decisão que reduza os componentes de design de engenharia e instalação do CAPEX pode resultar em um maior custo de material, mas oferecer reduções em si próprio e no CTCV.

A seguir, será conduzida uma análise abrangente das implicações financeiras dos diferentes tipos de subestações apresentados neste estudo, permitindo a avaliação de como cada tipo afeta o CAPEX e OPEX.

#### 4.2.2 Análise holística

Como já amplamente discutido, um dos principais aspectos relacionados à infraestrutura em ambos os tipos de subestações é a migração dos cabos de cobre para a utilização de fibras ópticas no pátio como mostra a Figura 67.

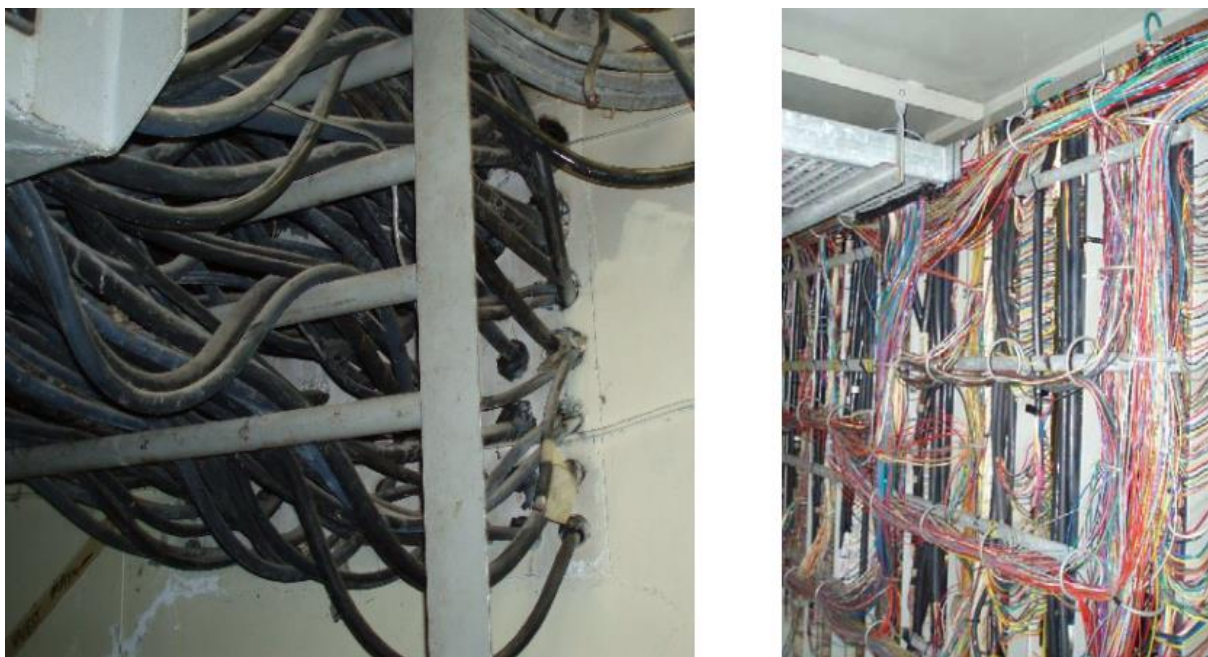
Figura 67 - Distribuição das fibras ópticas no pátio da subestação *process bus*



Fonte: ADAMIAK *et al* (2008).

O uso de cabos de cobre para a transmissão de informações ou ações de controle em subestações apresenta algumas desvantagens significativas. Esse tipo de cabo utiliza sinais primitivos de baixa densidade de sinal, resultando em um volume considerável de cabeamento de cobre. Isso, por sua vez, demanda uma quantidade substancial de trabalho na fase de design, documentação, instalação e comissionamento, como ilustrado na Figura 68.

Figura 68 – Cabos de cobre entrando na sala de comando e controle e racks de terminais para fios e cabos de cobre



Fonte: ADAMIAK *et al* (2008).

A flexibilidade oferecida pelo cabeamento de cobre permite a interconexão de diferentes tipos de equipamentos primários, provenientes de diversos fornecedores, e se adapta a variações na topologia física do pátio de chaves das subestações. No entanto, essa versatilidade é alcançada por meio de atividades intensivas em mão de obra, o que limita a aplicação de métodos de produção em massa e fabricação fora do local de instalação.

Além disso, o cabeamento de cobre apresenta várias desvantagens, uma vez que requer designs engenhosos para garantir resistência a sobretensões, imunidade a interferências e segurança para os trabalhadores envolvidos. Adicionalmente, o cobre é suscetível a efeitos ambientais como a oxidação, bem como a falhas latentes ou ocultas, como conexões quebradas.

É importante ressaltar que o volume e a variabilidade do cabeamento de cobre exercem um impacto dominante nos custos associados a todos os aspectos do CAPEX e do CTCV de sistemas de proteção e automação. Portanto, uma abordagem clara para reduzir custos em várias áreas inter-relacionadas é a eliminação da conectividade de cobre.

Por outro lado, a fibra óptica consegue transmitir volumes imensos de informações ou ações de controle dentro de subestações sem apresentar as desvantagens associadas ao cabeamento de cobre. Ela oferece uma flexibilidade equivalente, permitindo que informações ou ações de controle sejam processadas ou distribuídas no domínio lógico de equipamentos interconectados. Essa flexibilidade se traduz em instalações de custo mais baixo e possibilita modificações mais simples em comparação com o cabeamento de cobre físico.

A implementação de comunicações por fibra óptica também fortalece as capacidades de bancos de dados e ferramentas de design e teste de software. Além disso, possibilita a fabricação e o teste de cabos fora do local de instalação, eliminando muitos dos efeitos ambientais, sobretensões e interferências que afetam o cabo de cobre. As unidades de fusão podem ser pré-instaladas e testadas em aparelhos primários quando novas ou recondicionadas, prontas para conexão aos relés. Casas de controle pré-fabricadas também podem ser entregues com todos os IEDs conectados e testados até o ponto de demarcação entre cabos internos e externos. A instalação no local se resume à colocação da casa, conexão dos cabos de fibra óptica das unidades de fusão externas e comissionamento do sistema. O resultado é uma redução significativa da mão de obra no local e da duração do projeto, com as vantagens comerciais associadas.

Além disso, ao reduzir os tempos de instalação, o número e a duração das interrupções necessárias para instalar e comissionar sistemas de proteção e controle são drasticamente reduzidos. Isso se aplica tanto à modernização quanto à expansão de instalações existentes, bem como à novas instalações. Além disso, a confiabilidade e a disponibilidade do sistema de proteção e controle podem ser significativamente melhoradas em relação aos sistemas tradicionais e isso se traduz em intervalos de manutenção prolongados e menos interrupções de manutenção de emergência.

Na Tabela 9 é realizada uma comparação entre as características de uma solução convencional com a solução *process bus* em que são analisados diversos aspectos relacionados à engenharia, construção, comissionamento e manutenção de rotina.

É importante ressaltar que, embora tenham sido identificados ganhos em eficiência e economia, esta seção não quantifica as economias de maneira específica. Isso se deve às diferenças nos custos absolutos, custos relativos de materiais e mão de obra, bem como a considerações regulatórias trabalhistas e variações cambiais, entre outros fatores. No entanto, estima-se que a solução baseada em fibras ópticas possa proporcionar economias de custo de aproximadamente 25% em situações de atualização (retrofit) denominadas *Brown Field* e economias que podem chegar a 50% em novas instalações, denominadas *Green Field*.

Tabela 9 - Comparação entre Solução Convencional e a Solução *Process Bus*

(continua)

|                   | <b>SOLUÇÃO CONVENCIONAL<br/>COM CABEAMENTO DE COBRE</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | <b>SOLUÇÃO <i>PROCESS BUS</i></b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>MATERIAIS</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• São adquiridos e instalados múltiplos materiais pequenos e individuais como componentes personalizados do sistema.</li> <li>• A quantidade e os tipos de materiais variam de zona para zona e de aparelho para aparelho devido à variabilidade na fiação.</li> </ul>                                                                                                                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Os materiais se tornam um conjunto finito de componentes padrão, com um pequeno número de cada tipo.</li> <li>• Materiais comuns a todas as zonas e estações.</li> <li>• A grande maioria do sistema físico pode ser montada em um ambiente controlado.</li> <li>• Maior custo inicial de material para a zona inicial instalada, com custos de material muito reduzidos para zonas adjacentes.</li> <li>• A redução significativa no tamanho dos edifícios de controle ocorre devido à eliminação da maioria dos cabos de cobre volumosos, racks de terminais e chaves de teste tipo CA e CC em painéis de relés.</li> </ul> |
| <b>ENGENHARIA</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• A variabilidade no design de engenharia está principalmente relacionada às conexões físicas de cobre.</li> <li>• Aplicações diferentes requerem designs especializados para atender a aparelhos e topologias distintas.</li> <li>• Alterações de design exigem uma quantidade significativa de trabalho manual para implementar mudanças nos detalhes da conectividade de cobre.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Interfaces físicas entre a unidade de fusão e o IED padronizadas.</li> <li>• Apenas pequena variabilidade física na correspondência entre origens e destinos de sinais e informações.</li> <li>• A maioria da variabilidade é transferida para a configuração de software.</li> <li>• Firmware, configurações e outras ferramentas de engenharia tão simples quanto hoje.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                          |

Tabela 9 - Comparação entre Solução Convencional e a Solução *Process Bus*

(continuação)

|                              | <b>SOLUÇÃO CONVENCIONAL<br/>COM CABEAMENTO DE COBRE</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | <b>SOLUÇÃO <i>PROCESS BUS</i></b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>ELABORAÇÃO DE PROJETO</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• É necessária uma quantidade significativa de trabalho manual para documentar as conexões individuais de cobre em todo o sistema.</li> <li>• Modificações ou adições à conectividade exigem revisões manuais em um grande número de desenhos.</li> <li>• O desenho manual é propenso a erros e requer uma verificação cruzada extensa e intensiva em mão de obra, e os erros muitas vezes passam despercebidos.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• A única documentação necessária para conexões de cobre está no equipamento primário, que pode ser padronizado de acordo com o tipo de equipamento e especificado como parte do pacote de compra do aparelho.</li> <li>• A documentação de conectividade é drasticamente reduzida e simplificada para conexões de fibra óptica de ponto a ponto que podem ser resumidas em forma de tabelas.</li> <li>• Facilita a geração automática de documentação do sistema e das conexões.</li> </ul> |
| <b>CONSTRUÇÃO</b>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Trabalho manual demorado deve ser feito no local, onde as taxas de mão de obra geralmente são mais altas e a produtividade geralmente é mais baixa, e está sujeito a erros.</li> <li>• Alguma melhoria pode ser percebida com o conceito de edifícios de controle pré-construídos e pré-testados, mas a variabilidade com o término dos cabos de campo persiste.</li> </ul>                                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>• O esforço de construção é drasticamente reduzido para as conexões de cobre - virtualmente eliminado quando as unidades de fusão são instaladas pelo fabricante do equipamento.</li> <li>• A probabilidade de erros é significativamente reduzida por meio da conectividade física padronizada.</li> <li>• A instalação de edifícios de controle pré-construídos é acelerada por meio de um ponto de interface simplificado para o pátio de chaves.</li> </ul>                              |
| <b>COMISSIONAMENTO</b>       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• A integridade de cada trajeto de sinal de cobre por meio de cabos de cobre precisa ser verificada entre o pátio de chaves e o IED.</li> <li>• Erros na fiação física, independentemente da origem, exigem solução de problemas e retrabalho.</li> </ul>                                                                                                                                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• O monitoramento contínuo da arquitetura reduz as falhas de operação da proteção devido a erros no isolamento ou restauração incorretos após testes de proteção</li> <li>• Erros de construção se limitam à provisão de comunicação entre a origem e o destino da informação.</li> <li>• Não há sinais de alta energia (AC ou DC) presentes no edifício de controle, aumentando a segurança do pessoal ao trabalhar em sistemas de proteção e controle.</li> </ul>                          |

Tabela 9 - Comparação entre Solução Convencional e a Solução *Process Bus*

(continuação)

|                                  | <b>SOLUÇÃO CONVENCIONAL<br/>COM CABEAMENTO DE COBRE</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | <b>SOLUÇÃO <i>PROCESS BUS</i></b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>MANUTENÇÃO<br/>CONTÍNUA</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• As atividades de manutenção atualmente são baseadas em riscos ou em calendário, exceto em caso de falha espontânea ou mau funcionamento.</li> <li>• Testes de rotina exigem o isolamento de sinais de alta energia dos equipamentos primários.</li> <li>• Isolar e restaurar pontos de teste/isolamento individuais em múltiplos painéis é propenso a erros e aumenta o risco de mau funcionamento da proteção.</li> </ul>                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• O auto-monitoramento contínuo de todo o hardware e as medições redundantes permitem a manutenção baseada em condições (acionada por eventos, por exemplo, executada até falhar).</li> <li>• O monitoramento contínuo da arquitetura reduz as falhas de operação da proteção devido a erros no isolamento ou restauração incorretos após testes de proteção</li> <li>• Não há sinais de alta energia (AC ou DC) presentes no edifício de controle, aumentando a segurança do pessoal ao trabalhar em sistemas de proteção e controle</li> </ul> |
| <b>MODIFICAÇÕES DE<br/>PÁTIO</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alterações no pátio de chaves normalmente exigem adições significativas ou modificações nos cabos e cabeamento de controle existentes.</li> <li>• O tempo necessário para fazer essas alterações e os custos associados estão diretamente relacionados ao número e à variabilidade das conexões de cobre.</li> <li>• Impacto e complexidade reduzidos nas interrupções de serviço devido à redução do número de conexões de cobre a serem migradas.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Múltiplos núcleos em uma unidade de fusão permitem que zonas adicionais utilizem a capacidade não utilizada dentro da unidade de fusão.</li> <li>• Cada zona pode ser convenientemente projetada, instalada e comissionada individualmente sem impactar as zonas adjacentes até que os testes finais sejam realizados.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                              |
| <b>GESTÃO DE<br/>PROJETO</b>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• A quantidade de trabalho manual resulta em longos cronogramas de projeto para design, construção e comissionamento.</li> <li>• Muitas transições entre as etapas do projeto resultam em muitos gargalos potenciais.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aquisição, engenharia e construção mais padronizadas, com menos transferências de responsabilidades e aumento da produtividade.</li> <li>• Decisões iniciais para planejamento de materiais simplificadas, permitindo que o trabalho de design detalhado seja realizado sem a necessidade de detalhes físicos completos da instalação.</li> </ul>                                                                                                                                                                                              |

Tabela 9 - Comparação entre Solução Convencional e a Solução *Process Bus*

(conclusão)

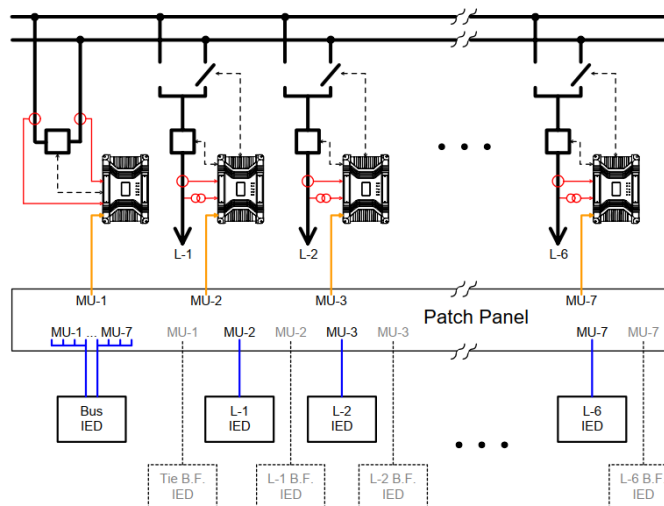
|                  | SOLUÇÃO CONVENCIONAL<br>COM CABEAMENTO DE COBRE                                                                                                                                                                                                                                                                   | SOLUÇÃO <i>PROCESS BUS</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>OPERAÇÕES</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Testes periódicos dos sistemas de proteção e automação são necessários.</li> <li>• A solução de problemas e a substituição de componentes com falhas resultam em longos tempos médios para reparo e podem potencialmente estender a duração das interrupções.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• A redundância e o autogerenciamento reduzem ou eliminam a necessidade de testes periódicos.</li> <li>• O cabeamento com conectores e a ausência de configurações internas nas unidades de fusão facilitam a substituição rápida, sem a necessidade de longas interrupções para recomissionar sistemas de proteção e controle.</li> </ul> |

Fonte: Adaptado de ADAMIAK *et al* (2008).

### 4.2.3 Estudo de caso

Nesta subseção será apresentado um estudo de caso levantado por Adamiak *et al* (2008) em que é feita uma comparação relativa dos custos estimados, com base nos custos médios de várias concessionárias de energia elétrica de grande porte, para um determinado arranjo. Seus cálculos econômicos são baseados na realização de um retrofit completo do sistema de proteção e controle para uma estação com barramento duplo isolado a ar, com seis alimentadores e um disjuntor de interligação de barras, conforme mostrado na Figura 69. Seu estudo fornece insights valiosos sobre os benefícios financeiros e as implicações de custo associadas à modernização de sistemas de energia elétrica em subestações, considerando a complexidade e a escala das operações envolvidas.

Figura 69 – Arranjo analisado

Fonte: ADAMIAK *et al* (2008).

**PREMISSA:** Para fins de análise econômica, foi pressuposto que o sistema de proteção e automação seria instalado como uma instalação de retrofit para substituir um sistema já existente, e, portanto, cabos de cobre já estariam instalados entre o pátio e a sala de controle. Para novas instalações, o custo de compra, instalação e terminação do cobre deve ser incluído. Os custos de terminação dos cabos de cobre no campo também precisariam ser incluídos para as casas de controle adquiridas externamente. Essa abordagem considera as diferentes situações em que o sistema pode ser implementado, seja como uma atualização de um sistema existente ou como parte de uma nova instalação.

#### 4.2.3.1 Solução convencional baseada em cobre

A quantidade de mão de obra necessária para cada tarefa está diretamente relacionada ao número de conexões de cobre entre os painéis dos IED e o equipamento primário, o que, por sua vez, está diretamente relacionado ao número de disjuntores/TCs que delimitam cada zona. A Tabela 10 apresenta valores estimados para mão de obra da solução convencional (ADAMIAK *et al*, 2008).

Tabela 10 - Requisitos de mão de obra para o sistema tradicional com cabeamento integrado

|                                                                          | Hours Required |            |         |                                                     | Cost Multiplier (\$/hr) | Total Hours | Total Dollars    |
|--------------------------------------------------------------------------|----------------|------------|---------|-----------------------------------------------------|-------------------------|-------------|------------------|
|                                                                          | Line 1         | Line 2...6 | Bus Tie | System aspects (bus protection, interlocking, etc.) |                         |             |                  |
| Engineering (Layout design, schematic design, reconnection design, etc.) | 128            | 32         | 80      | 240                                                 | 120                     | 608         | \$73,000         |
| Drafting, wiring list                                                    | 120            | 32         | 64      | 160                                                 | 80                      | 504         | \$41,000         |
| Construction                                                             | 160            | 160        | 160     | 320                                                 | 60                      | 1440        | \$87,000         |
| Commissioning                                                            | 128            | 100        | 128     | 200                                                 | 100                     | 956         | \$96,000         |
| <b>Total</b>                                                             |                |            |         |                                                     |                         | <b>3508</b> | <b>\$297,000</b> |

Fonte: Fonte: ADAMIAK *et al* (2008).

#### 4.2.3.2 Solução Process Bus

O compartilhamento do hardware da *merging unit* entre várias zonas significa que a primeira zona (por exemplo, a zona de barramento) arcará com o custo inicial dos materiais e as zonas adjacentes que se sobrepõem em um determinado disjuntor/TC só terão que pagar pelos custos de hardware correspondentes dentro do prédio de controle como no exemplo da Figura 57 na seção 3.2.3.4. Além disso, como não haverá cabos de fibra entre o prédio de controle e o pátio de chaves, esses cabos também devem ser instalados como parte da primeira zona. As zonas subsequentes que se sobrepõem às unidades de fusão fornecidas só precisam

pagar pelos equipamentos de relé dentro do prédio de controle, portanto o custo total do hardware de campo já está coberto com a instalação da primeira zona. A Tabela 11 apresenta valores estimados para mão de obra da solução *process bus* (ADAMIAK *et al*, 2008).

Tabela 11 - Requisitos de mão de obra para o sistema *process bus*

|                                                           | Hours Required |            |         |                                                     | Cost Multiplier (\$/hr) | Total Hours | Total Dollars    |
|-----------------------------------------------------------|----------------|------------|---------|-----------------------------------------------------|-------------------------|-------------|------------------|
|                                                           | Line 1         | Line 2...6 | Bus Tie | System aspects (bus protection, interlocking, etc.) |                         |             |                  |
| Engineering (panel Layout design, schematic design, etc.) | 72             | 24         | 54      | 80                                                  | 120                     | 326         | \$40,000         |
| Drafting, wiring list                                     | 60             | 16         | 40      | 40                                                  | 80                      | 220         | \$18,000         |
| Construction                                              | 56             | 56         | 56      | 80                                                  | 60                      | 472         | \$29,000         |
| Commissioning                                             | 64             | 56         | 64      | 100                                                 | 100                     | 508         | \$51,000         |
| <b>Total</b>                                              |                |            |         |                                                     |                         | <b>1526</b> | <b>\$138,000</b> |

Fonte: Fonte: ADAMIAK *et al* (2008).

#### 4.2.3.3 Comparação de custo

Ao calcular os custos totais com mão de obra tanto para a implementação baseada em cobre quanto para a arquitetura proposta do barramento de processo, observa-se na Tabela 12 os seguintes resultados:

Tabela 12 - Comparação de Custo Total de Instalação entre o sistema com cabeamento convencional e o sistema *process bus*

|               | Copper-Based     | Process Bus      | Savings    |
|---------------|------------------|------------------|------------|
| Engineering   | \$73,000         | \$40,000         | 45%        |
| Drafting      | \$41,000         | \$18,000         | 56%        |
| Construction  | \$87,000         | \$29,000         | 67%        |
| Commissioning | \$96,000         | \$51,000         | 47%        |
| <b>Total</b>  | <b>\$297,000</b> | <b>\$138,000</b> | <b>54%</b> |

Fonte: Fonte: ADAMIAK *et al* (2008).

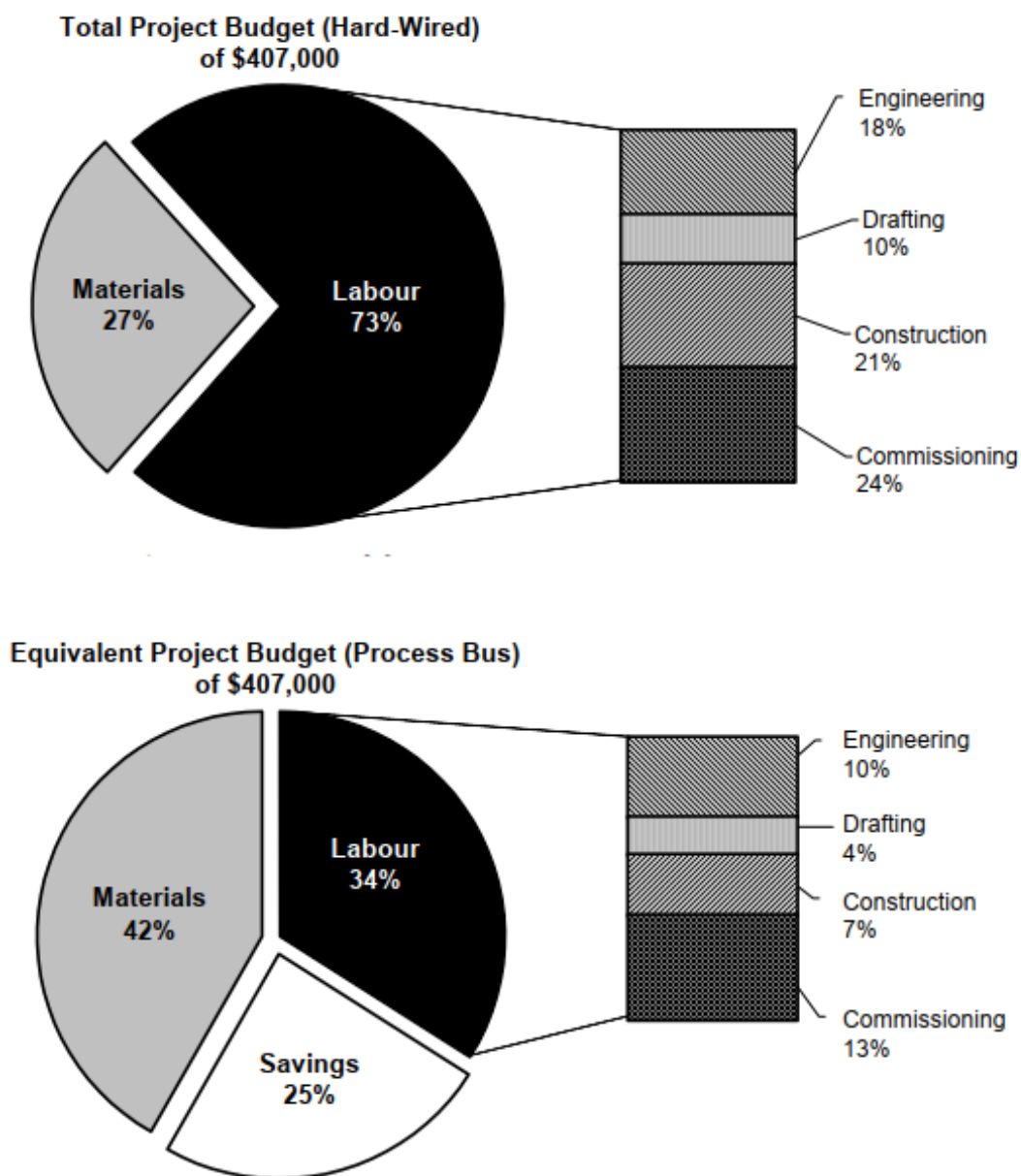
A análise produz resultados interessantes. Ao consultar a Tabela 12, a Figura 70, podem ser observados os seguintes pontos (ADAMIAK *et al*, 2008)

- Os custos gerais do projeto são deslocados das subcomponentes individuais que requerem esforços de mão de obra únicos e dedicados para soluções mais comerciais prontas para uso que exigem menos engenharia, construção e mão de obra de

comissionamento exclusivos. Isso, por sua vez, pode resultar em economias significativas quando comparadas com sistemas tradicionais com cabeamento, com base em um orçamento de projeto em dólares.

- O tempo de projeto é reduzido em um fator de quase 2,5, que representa impacto significativo na execução do projeto com as forças de trabalho atuais e futuras, implicando que dois a três vezes mais trabalhos poderiam ser executados com a força de trabalho atual, com o incentivo adicional de benefícios de fluxo de caixa.
- Ao comparar o CAPEX do sistema com cabeamento tradicional com o componente de mão de obra do *process bus* proposto, a diferença representa o orçamento total para materiais de *process bus*, mais quaisquer incentivos/economias de custo desejados. Para o exemplo dado, suponha que o CAPEX, incluindo materiais, para o sistema com cabeamento tradicional seja aproximadamente \$407.000. Com os custos totais de mão de obra para o sistema de barramento de processo de \$138.000, os custos com materiais podem chegar a \$170.000 e ainda proporcionar uma economia global de \$100.000 (ou 25%) em relação ao sistema convencional.
- Este estudo de custo, baseado em instalações de retrofit, reflete o cenário mais desfavorável para o *process bus* proposto, pois o cabeamento de campo para sinalização de cobre já existe. Para novas instalações, onde novos cabos de cobre precisam ser instalados e terminados, as economias de materiais e mão de obra da arquitetura do barramento de processo proposto são muito maiores.
- Ainda maiores economias de custos e otimização de recursos podem ser conseguidas projetos *Greenfield*, onde tanto as *merging units* quanto as casas de controle pré-fabricadas são pré-instaladas e testadas pelo(s) respectivo(s) fornecedor(es) antes do envio para o local. Nesse caso, o principal custo de mão de obra no local se torna o lançamento e o encaixe dos cabos de fibra óptica ao ar livre entre a casa de controle e o pátio da subestação.

Figura 70 – Divisão de custos para a solução convencional e solução *process bus*



Fonte: ADAMIAK *et al* (2008).

### 4.3 IMPACTO AMBIENTAL

Além dos aspectos citados, a substituição de cabos de cobre por fibra óptica tem um impacto ambiental positivo notável, e isso pode ser ainda mais evidente quando consideramos vários fatores adicionais, como a redução das emissões de CO<sub>2</sub>. Abaixo, estão alguns aspectos do impacto ambiental positivo desse cenário (SIEMENS, 2023):

- **Redução nas Emissões de CO<sub>2</sub>**

Como mencionado, a substituição de cabos de cobre por fibra óptica reduz a necessidade de produzir, transportar e instalar grandes quantidades de cabos de cobre. Isso leva a uma significativa redução nas emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), uma vez que a fabricação e o transporte de cabos de cobre geralmente consomem muita energia e liberam CO<sub>2</sub> na atmosfera.

- **Menos Material e Recursos Utilizados**

A redução na quantidade de cabos de cobre e acessórios, como calhas de cabo e cubículos de proteção e controle, implica menos consumo de materiais, como cobre, aço e outros metais. Isso preserva os recursos naturais e reduz a necessidade de mineração e processamento desses materiais, que muitas vezes têm um grande impacto ambiental.

- **Menos Resíduos Eletrônicos**

A vida útil mais longa da fibra óptica significa que há menos necessidade de substituição e descarte de cabos e equipamentos eletrônicos obsoletos. Isso contribui para a redução da quantidade de resíduos eletrônicos e ajuda a minimizar os problemas associados ao descarte inadequado desses materiais.

- **Menor Impacto Ambiental na Instalação**

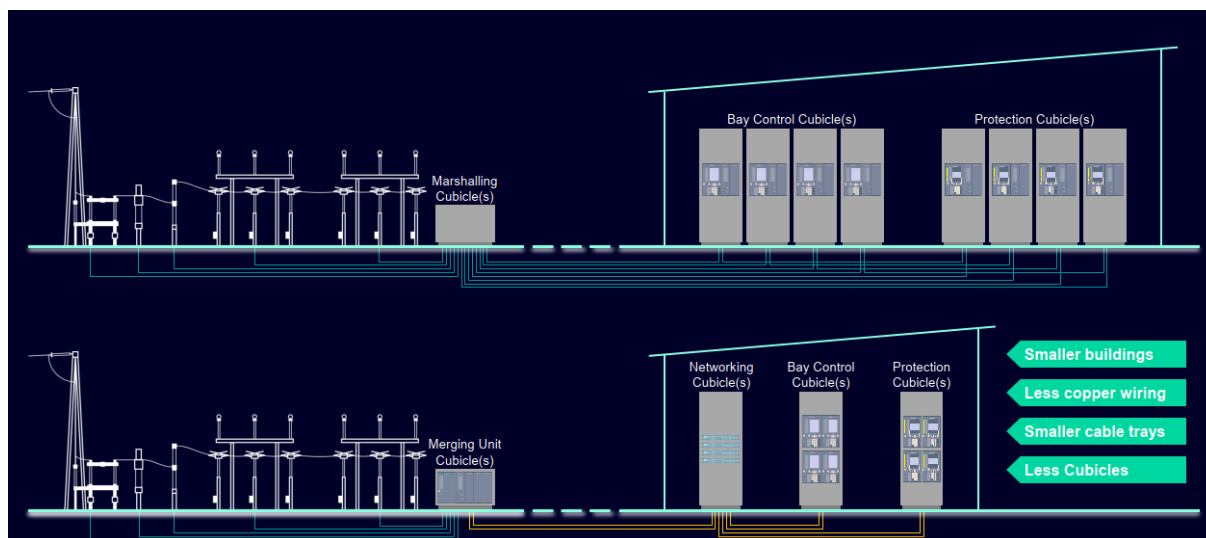
A instalação de cabos de cobre frequentemente requer escavações, perfurações e perturbações ambientais para acomodar a infraestrutura de cabos. Com a fibra óptica, a instalação é geralmente menos intrusiva e causa menos impacto ambiental, reduzindo a degradação do solo e a perturbação de ecossistemas.

- **Eficiência Energética**

A transmissão de dados por fibra óptica requer menos energia do que a transmissão por cabos de cobre. Isso não apenas reduz o consumo de energia, mas também contribui para a eficiência geral dos sistemas elétricos, o que pode ser visto como um benefício ambiental adicional.

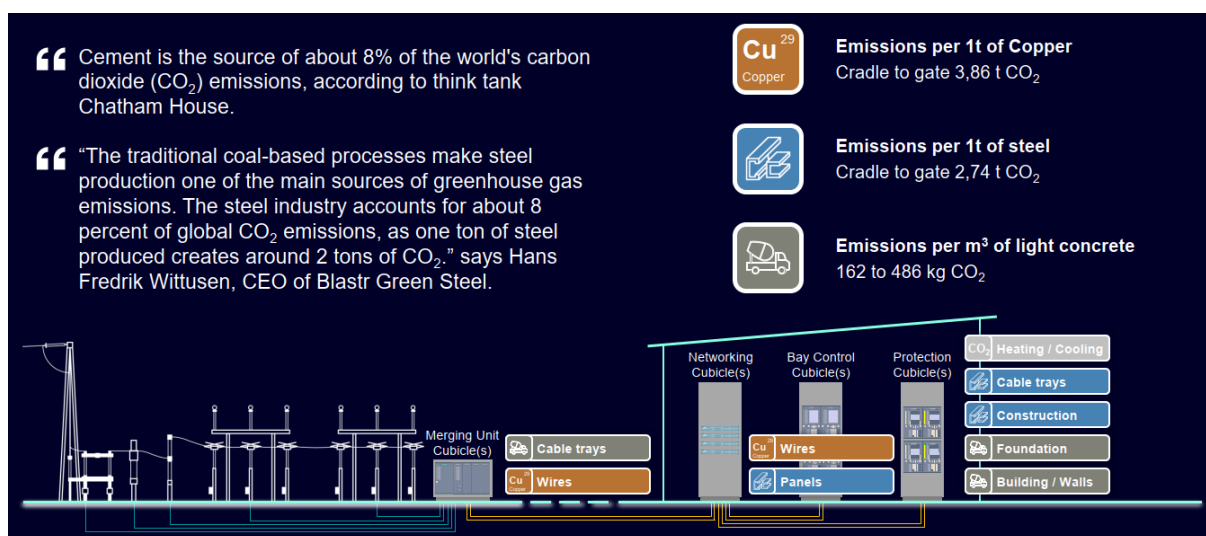
A Figura 71 apresenta uma comparação esquemática entre o cabeamento convencional com o *process bus* enquanto a Figura 72 traz alguns dados de emissão de CO<sub>2</sub> pela produção de cobre, aço e cimento.

Figura 71 - Comparação esquemática entre a utilização de cabeamento convencional em relação à utilização de fibra óptica no process bus



Fonte: SIEMENS (2023).

Figura 72 – Emissão CO<sub>2</sub> pela produção de cobre, aço e cimento



Fonte: SIEMENS (2023).

#### 4.4 BENEFÍCIOS

Durante o desenvolvimento deste trabalho, foram destacados diversos benefícios associados à implementação da solução *process bus* nas subestações de energia. Entre esses benefícios, merecem destaque a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes, a alta confiabilidade e disponibilidade do sistema de informações devido às redundâncias de equipamentos, protocolos de comunicação e redes redundantes. Além disso, a

digitalização mais aprofundada da subestação, o monitoramento contínuo e específico e o consequente avanço tecnológico são aspectos relevantes.

Foi observado também que a implementação do *process bus* proporciona alta flexibilidade na expansão de dispositivos de proteção adicionais para novos *bays*, além de que implementa medidas rigorosas de cibersegurança para garantir a integridade dos sistemas. Ademais, observou-se através de uma visão financeira holística que este novo sistema pode resultar em uma redução significativa nos custos globais ao longo do ciclo de vida da subestação, quando considerados os investimentos iniciais (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX). Essa economia pode se traduzir em impactos positivos no meio ambiente, especialmente na redução das emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

É importante ressaltar que, além desses benefícios, a implementação do *process bus* também abre espaço para aplicações da Internet das Coisas (IoT) nas subestações elétricas, o que representa um avanço adicional no desenvolvimento tecnológico dessas instalações, possibilitando maior automação e otimização dos processos operacionais.

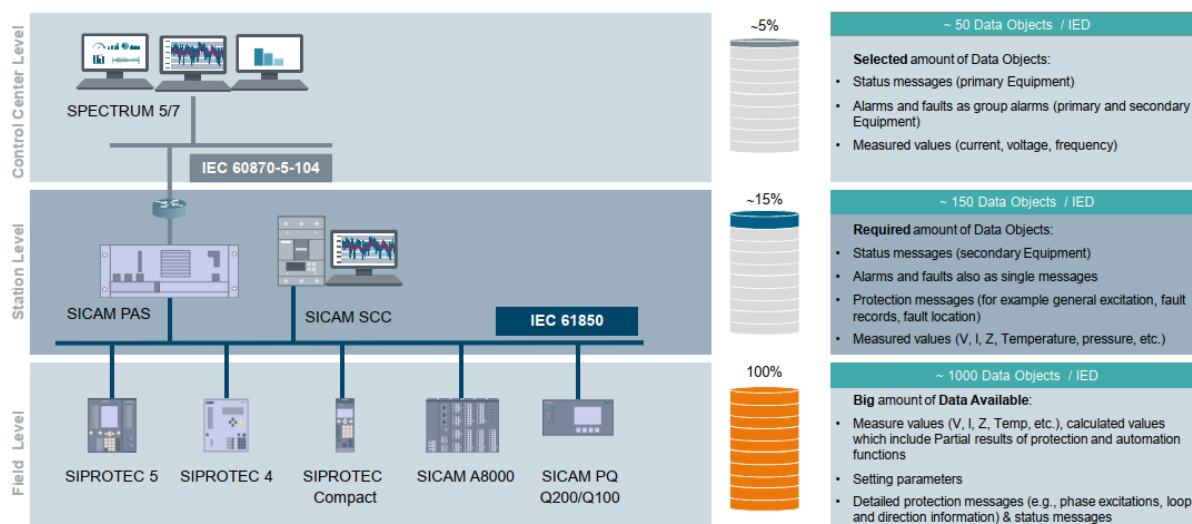
A *smart grid*, como um dos principais cenários da Internet das Coisas (IoT), tem sido amplamente destacada em diversos setores industriais. A IoT pode desempenhar um papel fundamental na implementação da *smart grid*, fornecendo suporte de telecomunicações e informações, conforme discutido por Chen et al. (2011). A *smart grid* se refere a um sistema de energia elétrica que utiliza tecnologia da informação para melhorar a eficiência, confiabilidade e sustentabilidade deste sistema. Essa abordagem oferece uma solução para os desafios relacionados à energia alternativa e ao uso eficiente de energia, permitindo a integração de dados em um sistema aberto e um modelo compartilhado. Suas principais características incluem autossuficiência, cooperação entre usuários, melhoria na qualidade da eletricidade, adoção de geração distribuída, resposta à demanda, presença de um mercado sofisticado e gerenciamento eficiente de ativos, como mencionado por Yun e Yuxin (2010).

A tecnologia de sensores na Internet das Coisas (IoT) estabelece uma conexão de rede em tempo real entre usuários, empresas e equipamentos de energia. Isso possibilita a leitura de dados em tempo real, rápida e bidirecional, resultando em uma melhoria na eficiência da rede elétrica global. Os terminais de detecção, responsáveis por coletar dados dos sensores, transmitem essas informações para um computador de supervisão por meio de redes de telecomunicações. Os dados são armazenados em um banco de dados ou disco rígido, onde os usuários da rede de monitoramento de energia podem acessar informações atualizadas sobre a rede, incluindo o funcionamento dos equipamentos, qualidade da energia, demanda e

fornecimento de energia, além de informações de medição, como alarmes de falhas e interferências de dispositivos de alarme.

No contexto das subestações de energia, os IEDs atuais geram uma vasta quantidade de informações relacionadas ao sistema em monitoramento. Isso inclui valores de medição, como tensão, corrente, impedância, temperatura, potência, mensagens de status, valores calculados que incluem resultados parciais das funções de proteção e automação etc. Além disso, esses dispositivos armazenam todos os parâmetros de configuração e fornecem informações detalhadas relacionadas à proteção, como excitações de fase, dados de loop etc. No entanto, apenas aproximadamente 15% desses dados são encaminhados para o nível de estação (COR - Centro de Operação Regional), que por sua vez, envia ao centro de controle (COS – Centro de Operação do Sistema) apenas cerca de 5% desses dados, conforme ilustrado na Figura 73.

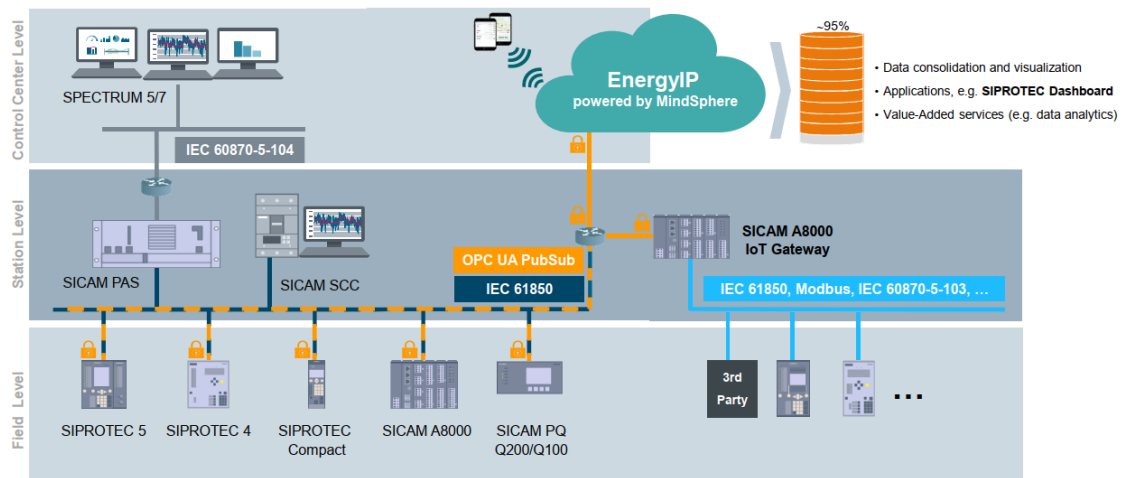
Figura 73 – Rede típica com estação IEC 61850 sem conectividade com a IoT.



Fonte: SIEMENS (2019).

Por meio da incorporação de soluções de IoT, utilizando os dados do barramento de processos (*process bus*), é viável encaminhar praticamente todos os dados dos IEDs diretamente para um banco de dados, devidamente protegido por métodos apropriados de segurança cibernética. Esses dados podem, então, ser empregados para análise em tempo real da rede a partir de qualquer local, inclusive pelos operadores em centrais de controle, como mostrado na Figura 47.

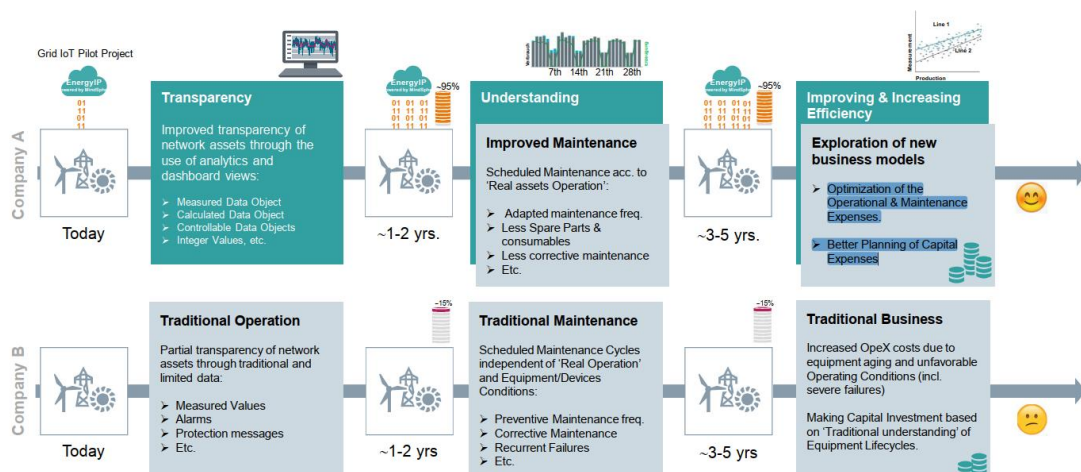
Figura 74 - Rede típica com estação IEC 61850 com conectividade com a IoT.



Fonte: SIEMENS (2019).

A longo prazo, a adoção da tecnologia IoT em subestações de barramento de processos apresenta uma série de benefícios significativos. Enquanto as subestações convencionais enfrentam desafios, como a falta de transparência completa dos ativos da rede devido ao uso de dados tradicionais limitados, manutenção programada independentemente da "Operação Real" e das condições dos equipamentos/dispositivos, e aumento dos custos operacionais (OPEX) devido ao envelhecimento dos equipamentos e condições operacionais desfavoráveis (incluindo falhas graves), as subestações de barramento de processos com tecnologia IoT oferecem uma visibilidade aprimorada dos ativos da rede por meio do uso de análises e painéis de controle. Além disso, essas subestações adotam ciclos de manutenção programada que estão alinhados com a operação real dos ativos, resultando em uma otimização dos custos operacionais (OPEX) e um planejamento mais eficaz dos gastos de capital (CAPEX) como ilustrado na Figura 75.

Figura 75 – Benefícios ao longo dos anos da subestação com conectividade IoT



Fonte: SIEMENS (2019).

## 4.5 DESAFIOS

Apesar da análise de todos os benefícios e oportunidades, é importante destacar que a subestação de barramento de processos também se depara com desafios significativos, sendo o principal deles a questão da cibersegurança.

### 4.5.1 Cibersegurança

Como mencionado anteriormente, os sinais analógicos não são mais direcionados diretamente aos relés de proteção, mas sim transmitidos por meio de redes de comunicação. Isso introduz uma considerável vulnerabilidade nas funções de proteção, pois a interrupção ou comprometimento da rede pode resultar na falta de dados precisos de corrente e tensão para os relés. Essa situação pode desencadear uma série de erros críticos até o pior de todos, o blecaute. Um dos tipos de ataques comuns que pode causar interrupção na rede de processo é o DoS – *Denial of Service* (Ataque de Negação de serviço).

#### 4.5.1.1 DoS – *Denial of Service*

O objetivo de um ataque DoS é sobrecarregar ou saturar os recursos de uma rede ou sistema, resultando na inacessibilidade para os usuários legítimos. O funcionamento deste ataque segue diversas etapas. Primeiramente, o atacante seleciona o alvo, que pode ser uma subestação de energia ou qualquer componente da rede Process Bus, como um dispositivo de aquisição de dados ou um servidor. Posteriormente, o atacante inunda a rede com um volume substancial de tráfego de dados maliciosos ou falsificados, frequentemente por meio do envio repetitivo de solicitações de comunicação em alta frequência, ocupando assim toda a largura de banda disponível.

Essa sobrecarga de tráfego resulta na saturação dos recursos da rede *Process Bus*, abarcando a largura de banda da rede, a capacidade de processamento dos dispositivos e até mesmo a memória disponível nos servidores. Consequentemente, os dispositivos da rede podem não conseguir processar as informações de forma adequada, ou podem ficar tão sobrecarregados que não conseguem responder às solicitações legítimas de comunicação. Isso culmina na interrupção da comunicação crucial na rede, afetando o recebimento de informações de medição, comandos de controle e sinais de proteção.

Como resultado, a operação da subestação é prejudicada, aumentando o risco de erros e falhas nos dispositivos de proteção, com o potencial de atrasar a detecção de falhas ou até mesmo acionar dispositivos de segurança de forma indevida. Após a finalização do ataque, a

rede *process bus* necessita de um período para se recuperar e restabelecer a comunicação normal, o que pode acarretar períodos de inatividade, afetando a confiabilidade do sistema elétrico.

#### 4.5.1.2 *Jamming*

Para realizar a discretização dos sinais analógicos a serem transmitidos no protocolo SMV os IEDs fazem uso da sincronização de tempo fornecida pelo Grand Master Clock (GMC) do sistema. No entanto, caso ocorra a perda dessa sincronização temporal, as informações transmitidas deixarão de possuir uma referência de tempo uniforme. Como resultado, o sistema de monitoramento e controle se verá incapaz de registrar os eventos de maneira precisa e coordenada, o que pode resultar em erros no processo de seletividade do sistema. Essa falha na precisão temporal pode provocar um mau funcionamento dos relés de proteção, desencadeando uma sequência de erros que, em última instância, podem evoluir para situações críticas no sistema.

Um dos ataques cibernéticos que podem facilmente destruir facilmente um sinal de GPS é o *Jamming*. O *Jamming* é uma técnica de interferência de rádio que tem como objetivo perturbar ou bloquear as comunicações sem fio, como redes Wi-Fi, comunicação móvel (como 3G, 4G e 5G), rádio bidirecional (walkie-talkies), sistemas de posicionamento global (GPS) e outras transmissões de rádio. Seu princípio básico de funcionamento envolve a emissão intencional de sinais de interferência de rádio em uma determinada frequência ou faixa de frequência, com a finalidade de sobrecarregar o espectro eletromagnético. Isso torna difícil ou mesmo impossível para os dispositivos receptores captarem e decodificarem os sinais legítimos. Os elementos-chave desse processo incluem a emissão de sinais de interferência, a perturbação dos sinais alvo, a saturação do espectro eletromagnético e o bloqueio das comunicações.

#### 4.5.1.3 *Spoofing*

Outro ataque que também pode prejudicar a rede *process bus* é o *Spoofing*. O *Spoofing* é um ataque cibernético em que um atacante falsifica informações para enganar um sistema ou dispositivo, fazendo-o acreditar que está se comunicando com uma fonte legítima. Isso pode envolver a criação de dados falsos, como endereços IP ou identidades de dispositivos, para induzir o sistema-alvo a tomar ações indesejadas. Em uma rede *process bus* um ataque de *Spoofing* pode resultar na manipulação de dados críticos de proteção e controle, levando a ações inadequadas que afetam a operação segura da subestação.

#### 4.5.2 Procedimento de rede específico

A implementação do *process bus* enfrenta desafios significativos devido à falta de um procedimento de rede bem definido regulamentado pela Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que aborde todos os aspectos dessa tecnologia em subestações. O ONS busca orientação junto a engenheiros especializados de grandes empresas fornecedoras de equipamentos e sistemas de automação de subestações de energia para identificar as dificuldades e falhas associadas a esse sistema, que ainda está em processo de adoção no mercado.

No entanto, durante o processo de análise das diversas situações, podem surgir divergências na interpretação das normas da IEC que regulamentam os protocolos de rede, comunicação, requisitos de sincronização de tempo e outros elementos essenciais para a operação das subestações.

Essa falta de definição e consenso contribui para atrasos no desenvolvimento das soluções para a rede *process bus*, resultando em custos mais elevados do que o inicialmente previsto, o que pode ultrapassar os orçamentos das empresas de transmissão de energia.

Apesar disso, é crucial destacar que essas discussões desempenham um papel fundamental no processo de adaptação e aprimoramento dessa tecnologia. Somente por meio de um debate e a resolução de divergências poderão ser alcançados os avanços necessários para a implementação bem-sucedida do *process bus* nas subestações de energia.

#### 4.5.3 Mão de obra especializada

Apesar da existência da norma IEC 61850 desde 2004, o processo de adoção do *process bus* nas subestações de energia ainda está em andamento e ocorre gradualmente no mercado. À medida que as empresas de transmissão de energia migram para esse novo modelo de subestação, surge um desafio significativo relacionado à disponibilidade de profissionais qualificados para compreender e operar eficazmente esse sistema. Como resultado, profissionais com conhecimento especializado em IEC 61850 e tecnologia de *process bus* são altamente requisitados e, conseqüentemente, seus serviços se tornam mais caros devido à oferta limitada de especialistas.

Essa escassez de mão de obra qualificada representa uma realidade no processo de transição para o *process bus*, e não há uma solução imediata para o problema. A aquisição de conhecimento e expertise nessa tecnologia requer tempo e experiência, à medida que os profissionais atuais compartilham seus conhecimentos com as gerações futuras. À medida que o sistema de *process bus* se estabelece no mercado de energia e mais profissionais adquirem

habilidades nessa área, espera-se que o número de especialistas qualificados aumente e os custos associados à mão de obra especializada se tornem mais acessíveis.

Além disso, é fundamental para as empresas e organizações do setor elétrico investir na capacitação e treinamento de seus funcionários para acelerar o processo de desenvolvimento de profissionais qualificados em tecnologia de *process bus*. Isso não apenas reduz a dependência de profissionais onerosos, mas também contribuirá para uma transição mais suave e eficaz para o novo padrão de subestações de energia.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No contexto do crescente aumento da demanda energética global, a evolução tecnológica e a busca por sistemas elétricos mais robustos e eficientes desempenham um papel fundamental. As subestações de energia desempenham um papel crucial nesse cenário, pois são elementos vitais para a transmissão e distribuição confiável de eletricidade. O objetivo deste trabalho foi conduzir uma análise comparativa entre as subestações convencionais e as subestações com *process bus*, considerando suas características, desempenho, benefícios e desafios.

É importante ressaltar que, mesmo no cenário atual, as subestações convencionais já incorporam elementos digitais, como dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), para proteção e controle, interligados por redes de comunicação. A norma IEC 61850 surge como um marco revolucionário ao proporcionar um sistema interoperável entre fabricantes e garantir a qualidade e confiabilidade das operações de subestação.

No decorrer deste trabalho observou-se que a implementação do *process bus* em subestações apresenta um desempenho semelhante ao das subestações convencionais, demonstrando que ambas são robustas e capazes de respeitar os procedimentos de rede do Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, os desafios relacionados à cibersegurança são críticos, pois os sinais analógicos passam a ser transmitidos por meio de redes, exigindo protocolos de redundância, roteadores, firewall e segregação de redes para garantir alta disponibilidade e confiabilidade.

Um dos aspectos mais significativos do modelo de subestação com *process bus* reside na sua capacidade de reduzir os custos ao longo do ciclo de vida da subestação, levando em consideração tanto os serviços prestados quanto os materiais empregados. Embora a implantação inicial exija um investimento mais substancial (CAPEX), os custos operacionais e de manutenção (OPEX) demonstram-se substancialmente menores. Além disso, a contribuição para a sustentabilidade ambiental é notável, uma vez que a diminuição do uso de materiais como cobre, aço e cimento resulta na redução das emissões de CO<sub>2</sub>.

Adicionalmente, a capacidade de conectividade com a Internet das Coisas (IoT) representa um benefício de extrema relevância na implementação das redes elétricas inteligentes, também conhecidas como *smart grids*. Isso se deve ao fato de viabilizar a coleta em tempo real de uma vasta quantidade de dados, possibilitando uma gestão mais eficiente dos ativos elétricos e da própria subestação.

Diante deste panorama, conclui-se que a subestação com *process bus* não representa o fim, mas sim o início de uma nova era de digitalização. Este é um processo transitório em direção à digitalização completa das subestações, com equipamentos de campo sendo gradualmente substituídos por sistemas de supervisão e controle, como as *merging units* e software de supervisão e simulação digital em tempo real dos equipamentos de campo. Em última análise, a adoção dessas tecnologias é fundamental para aprimorar a confiabilidade, eficiência e sustentabilidade das subestações de energia, enquanto enfrenta desafios críticos, como a segurança cibernética, garantindo um fornecimento de energia seguro e confiável para as atuais e futuras gerações.

## REFERÊNCIAS

- ADAMIAK, M; KASZTENNY, B; MAZEREEUW, J; MCGINN, D; HODDER, S. Considerations for IEC 61850 Process Bus deployment in real-world protection and control systems: a business analysis. **CIGRE Conference: 10th Annual Protection, Automation and Control World Conference**, Canadá and USA, p. 1-14, 2008. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/299282027\\_Considerations\\_for\\_IEC\\_61850\\_Process\\_Bus\\_deployment\\_in\\_real-world\\_protection\\_and\\_control\\_systems\\_a\\_business\\_analysis](https://www.researchgate.net/publication/299282027_Considerations_for_IEC_61850_Process_Bus_deployment_in_real-world_protection_and_control_systems_a_business_analysis). Acesso em: 8 out. 2023.
- ADMIN CONPROVE. EXPERIÊNCIA DO BARRAMENTO DE PROCESSO DA IEC 61850 COM REDUNDÂNCIA DE LINK VERSÃO 2 DA NORMA: UMA COMPARAÇÃO ENTRE OS PROTOCOLOS RSTP, PRP E HSR. **Admin Conprove**, [s. l.], 6 jun. 2022. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/experi%C3%Aancia-do-barramento-de-processo-da-iec-61850-com-admin-conprove/>. Acesso em: 29 set. 2023.
- ALTUS. Conhecendo os Meios Físicos Ethernet e Serial. In: ALTUS. **Protocolos de Comunicação**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.altus.com.br/post/406/conhecendo-os-meios-fisicos-ethernet-ou-serial#:~:text=Enquanto%20no%20modelo%20Serial%20os,de%20funcionalidade%20ou%20de%20desempenho>. Acesso em: 30 set. 2023.
- ANOMBEM, UZOAMAKA BENITA. **EVALUATION OF IEC 61850 PROCESS BUS ARCHITECTURE AND RELIABILITY**. 2012. Thesis (Doctor of Philosophy in the Faculty of Engineering and Physical Sciences) - SCHOOL OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERING, University of Manchester, [S. l.], 2012. Disponível em: [https://pure.manchester.ac.uk/ws/portalfiles/portal/61845783/FULL\\_TEXT.PDF](https://pure.manchester.ac.uk/ws/portalfiles/portal/61845783/FULL_TEXT.PDF). Acesso em: 8 out. 2023.
- BARRETO, Leandro Henrique Borges. **SISTEMAS DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO EM SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA VISÃO GERAL**. Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira. 2013. 72 p. Trabalho de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ, 2013. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/11492/3/monopoli10008656.pdf>. Acesso em: 28 set. 2023.
- BARROS, Gustavo Ferreira. **Viabilidade do uso de merging units na automação de subestações elétricas**. 2019. 62 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pernambuco, [S. l.], 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/47210/1/GUSTAVO%20FERREIRA%20BARROS-VIABILIDADE%20DO%20USO%20DE%20MERGING%20UNITS%20NA%20AUTOMAC%3%87%c3%83O%20DE%20SUBESTA%c3%87%c3%95ES%20EL%c3%89TRICAS.pdf>. Acesso em: 3 out. 2023.

BICHELS, Arlei. Sistema Elétrico de Potência. In: UTFPR. Sistemas Elétricos de Potência: Métodos de Análise e Solução. Curitiba/PR: Editora da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018. Disponível em: [http://riut.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/4610/6/sistemaseletricopotencia\\_iniciais.pdf](http://riut.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/4610/6/sistemaseletricopotencia_iniciais.pdf). Acesso em: 11 maio. 2023.

CHEN, Xi; LIU, Jianming; LI, Xiangzhen; SUN, Limin; ZHEN, Yan. INTEGRATION OF IOT WITH SMART GRID. **IET International Conference on Communication Technology and Application (ICCTA 2011)**, Beijing/China, p. 1-4, 16 out. 2011. DOI 10.1049/cp.2011.0763. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6192960>. Acesso em: 8 out. 2023.

DOLEZILEK, David; LIMA, Paulo; ROCHA, Geraldo; RUFINO, Augusto; FERNANDES, William. Cost and Performance Comparison of Numerous In-Service Process Bus Merging Unit Solutions Based on IEC 61850. **FISE IEEE/CIGRE Conference: 10th Annual Protection, Automation and Control World Conference**, Medellín, Colombia, p. 1-11, 6 dez. 2019. Disponível em: <https://selinc.com/api/download/126365/>. Acesso em: 8 out. 2023.

EGGERS, R. Análise do protocolo IEC-61850 em ambientes com elevado tráfego de informação. TCC do curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.

FORONI, Osvaldo. Siemens presente em mais um marco para o setor elétrico. Subestações Digitais, [S. l.], p. 1-2, 1 jan. 2023. Disponível em: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:9107b5b3-7fbc-4a32-82b4-237dcee8b595/version:1599564233/Process-Release-3.pdf>. Acesso em: 6 fev. 2023.

GRIGOLETTO, Vinicius Orlando. **Protocolos de Comunicação para Automação de Sistema de Energia**: Análise Teórica e Aplicação Prática. Orientador: Prof. Dr. Dennis Brandão. 2012. 108 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos/SP, 2012.

JARDINI, José Antônio. **SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA: AUTOMAÇÃO**. São Paulo/SP: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, 1997. 294 p. Disponível em: [https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4197003/mod\\_folder/content/0/Materiais%20de%20algumas%20aulas%20expositivas/Aula%20S1/1997%20Jardini%20Livro%20%28pp1-294%29%20-%20Sistemas%20El%C3%A9tricos%20de%20Pot%C3%Aancia%20-%20Automa%C3%A7%C3%A3o.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4197003/mod_folder/content/0/Materiais%20de%20algumas%20aulas%20expositivas/Aula%20S1/1997%20Jardini%20Livro%20%28pp1-294%29%20-%20Sistemas%20El%C3%A9tricos%20de%20Pot%C3%Aancia%20-%20Automa%C3%A7%C3%A3o.pdf). Acesso em: 27 set. 2023.

JUSTINA, Gustavo de Luccia. **ANÁLISE DA DIGITALIZAÇÃO DE SUBESTAÇÕES ANTE A IEC 61850 COM ÊNFASE EM TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTAÇÃO E MERGING UNITS**. Orientador: Prof. Dr. Eng. Daniel Tenfen. 2021. 82 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, Florianópolis/SC, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ifsc.edu.br/bitstream/handle/123456789/2333/GLJ%20TCC2%20v06%20-%20Vers%C3%A3o%20Final.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 3 out. 2023.

KOHL, Andreas. **SIEMENS SECURE SUBSTATION**. Siemens, 2021, 35 p.

LEITE, Anderson. CONCEITOS BÁSICOS DA NORMA IEC 61850. In: LINKEDIN. **Artigos**. [S. l.], 6 mar. 2021. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/conceitos-b%C3%A1sicos-da-norma-iec-61850-anderson-leite/?originalSubdomain=pt>. Acesso em: 1 out. 2023.

LIMA, R. A. Sensor eletro-óptico de tensões elevadas e sua viabilidade para implementação de tp óptico. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2013 *apud* MACHADO, Húgo Araújo. **ANÁLISE DE IMPACTO E DESEMPENHO DO BARRAMENTO DE PROCESSOS EM UMA SUBESTAÇÃO À LUZ DA NORMA IEC 61850**. Orientador: Prof. Dr. Falcondes José Mendes de Seixas. 2023. 109 p. Trabalho de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira/SP, 2023. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/9c2a40b2-2bff-4bf2-8756-29a39ea5e26d/content>. Acesso em: 3 out. 2023.

MACHADO, Húgo Araújo. **ANÁLISE DE IMPACTO E DESEMPENHO DO BARRAMENTO DE PROCESSOS EM UMA SUBESTAÇÃO À LUZ DA NORMA IEC 61850**. Orientador: Prof. Dr. Falcondes José Mendes de Seixas. 2023. 109 p. Trabalho de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira/SP, 2023. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/9c2a40b2-2bff-4bf2-8756-29a39ea5e26d/content>. Acesso em: 3 out. 2023.

MAMEDE FILHO, João. **Subestações de Alta Tensão**. 1. ed. Rio de Janeiro/RJ: LTC, 2021. 529 p. ISBN 978-85-216-3727-1.

MEKKANEN, M.; ANTILA, E.; VIRRANKOSKI, R.; ELMUSRATI, M. Using opnet to model and evaluate the mu performance based on iec 61850-9-2le. *Procedia Computer Science*, Elsevier, v. 36, p. 72–79, 2014 *apud* MACHADO, Húgo Araújo. **ANÁLISE DE IMPACTO E DESEMPENHO DO BARRAMENTO DE PROCESSOS EM UMA SUBESTAÇÃO À LUZ DA NORMA IEC 61850**. Orientador: Prof. Dr. Falcondes José Mendes de Seixas. 2023. 109 p. Trabalho de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira/SP, 2023. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/9c2a40b2-2bff-4bf2-8756-29a39ea5e26d/content>. Acesso em: 3 out. 2023.

MELO, André Felipe Silva. **ANÁLISE DE DESEMPENHO DE RELÉS DE PROTEÇÃO COM HARDWARE PROCESS BUS**. 2021. 72.P. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica - Área de Concentração: Automação e Sistemas de Energia) - Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba/PR, 2021. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/26300/1/relsprotecaoprocessbus.pdf>. Acesso em: 3 out. 2023.

SERGIO, P. Interoperabilidade no barramento de processos à luz da iec 61850/iec 61869-9 e o sincronismo temporal. 2019. *apud* MACHADO, Húgo Araújo. **ANÁLISE DE IMPACTO E DESEMPENHO DO BARRAMENTO DE PROCESSOS EM UMA SUBESTAÇÃO À LUZ DA NORMA IEC 61850**. Orientador: Prof. Dr. Falcondes José Mendes de Seixas. 2023. 109 p. Trabalho de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira/SP, 2023. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/9c2a40b2-2bff-4bf2-8756-29a39ea5e26d/content>. Acesso em: 3 out. 2023.

SIEMENS. Digital Substation: With the Future built in. **Siemens Ingenuity for life**, 2019.

SIEMENS. SIPROTEC 5: Process Bus. **Siemens Ingenuity for life**, 2019.

SIEMENS. Subestação Digital: Solução Process Bus. **Siemens Engenhosidade para a Vida**, 2021.

SIEMENS. **Siprotec 5 digitalize your substation: boost efficiency and reliability**. SI RA, 2023, p. 124, V06.60.

SOUZA, Alan Molina de. **ESTUDO E APLICAÇÃO DA NORMA IEC 61850 EM AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES**. 2021. 70 p. Trabalho de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira/SP, 2021.

TAESA. Setor de Transmissão. In: TAESA. A TAESA. [S. l.], mai. 2022. Disponível em: <https://ri.taesa.com.br/sobre-a-taesa/setor-de-transmissao/#:~:text=Fonte%3A%20PMO%20Maio%2F2022,%2C4%25%20de%20500%20kV>. Acesso em: 6 fev. 2023.

VIEIRA, J. G. **SUBESTAÇÕES DIGITAIS: TECNOLOGIAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO DIGITAL**. Trabalho de conclusão de curso de Engenharia Elétrica. Universidade do Sul de Santa Catarina, Palhoça, 2017.

WEISS, S.; GRAEVE, P.; ANDERSSON, A. Benefits of converting conventional instrument transformer data into smart grid capable process data utilizing IEC 61850 merging unit. In: 21ST INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2011, Frankfurt (Alemanha). CIRED Papers, n. 0472, 2011, p. 1-4 *apud* MELO, André Felipe Silva. **ANÁLISE DE DESEMPENHO DE RELÉS DE PROTEÇÃO COM HARDWARE PROCESS BUS**. 2021. 72.P. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica - Área de Concentração: Automação e Sistemas de Energia) - Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba/PR, 2021. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/26300/1/relesprotecaoprocessbus.pdf>. Acesso em: 3 out. 2023.

YUN, Miao; YUXIN, Bu. Research on the Architecture and Key Technology of Internet of Things (IoT) Applied on Smart Grid. **2010 International Conference on Advances in Energy Engineering**, Hubei/China, p. 1-4, 20 jun. 2010. DOI 10.1109/ICAEE.2010.5557611. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5557611>. Acesso em: 8 out. 2023.

ZAPELLA, M. et al. Best practices and challenges on designing a LAN communication network for 61850 Digital Substations. CIGRE, PARIS.