

HUGO ARAÚJO MACHADO

**ANÁLISE DE IMPACTO E DESEMPENHO DO
BARRAMENTO DE PROCESSOS EM UMA
SUBESTAÇÃO À LUZ DA NORMA IEC 61850.**

Ilha Solteira - SP
2023



HUGO ARAÚJO MACHADO

**ANÁLISE DE IMPACTO E DESEMPENHO DO BARRAMENTO DE
PROCESSOS EM UMA SUBESTAÇÃO À LUZ DA NORMA IEC 61850.**

Trabalho de Graduação apresentado à
Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de de Engenheiro Eletricista. Especialidade: Automação de subestação.

Prof. Dr. Falcondes José Mendes de Seixas
Orientador
Eng. Adilson Moreira Silva
Co-orientador

Ilha Solteira - SP
2023



FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

M149a Machado, Hugo Araújo.
Análise de impacto e desempenho do barramento de processos em uma subestação à luz da norma IEC 61850 / Hugo Araújo Machado. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2023
108 f. : il.

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

Orientador: Falcondes José Mendes de Seixas
Coorientador: Adilson Moreira Silva
Inclui bibliografia

1. Barramento de processos. 2. Automação de subestações. 3. Norma IEC 61850. 4. Digitalização de subestações. 5. Sampled Values. 6. Mensagens Goose.

Raiane da Silva Santos
Raiane da Silva Santos
Supervisora Técnica de Seção

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos dezoito dias do mês de janeiro do ano de dois mil e vinte e três, o discente **HUGO ARAÚJO MACHADO**, matriculado sob o nº 151052141, tendo como banca examinadora o seu orientador, o Prof. Dr. *Falcones José Mendes de Seixas*, o Prof. Dr. *Carlos Antônio Alves* e o Prof. Dr. *Jonatas Boas Leite*, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado "ANÁLISE DE IMPACTO E DESEMPENHO DO BARRAMENTO DE PROCESSOS EM UMA SUBESTAÇÃO À LUZ DA NORMA IEC 61850" obtendo a nota 9,0 (Nove) e conceito Aprovado. A realização deste trabalho contou com a colaboração do seu Coorientador, o Eng. *Adilson Moreira Silva* (*Schneider Electric*).




Prof. Dr. Falcones José Mendes de Seixas

-orientador-



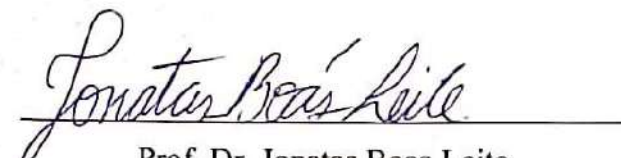
Hugo Araújo Machado

-Discente-



Prof. Dr. Carlos Antônio Alves

-Membro da Banca-



Prof. Dr. Jonatas Boas Leite

-Membro da Banca-

À minha família, especialmente aos meus pais, Sueli e Antônio, a minha irmã, Amanda, e à minha amada companheira, Ana Beatriz, por todo o amor, compreensão, confiança e incentivo em todos os momentos. Aos meus amigos de república, saudosa K-Zona, em especial, Caio e Eduardo, que me ajudaram a passar pelos obstáculos encontrados ao longo dessa jornada. Aos companheiros de Schneider Electric, que me despertaram a curiosidade por esse tema e me apoiam sempre que preciso. Aos meus orientadores, Falcondes, Adilson e André, que me apoiaram e me incentivaram a progredir e finalizar esse projeto.

Gratidão pelos momentos vividos até aqui e ansioso pelas vitórias que virão.

*"É necessário sempre acreditar que o sonho é possível
Que o céu é o limite e você, truta, é imbatível."*

Edi Rock

RESUMO

Este trabalho apresenta uma visão sobre o impacto e desempenho da tecnologia chamada de *process bus* (barramento de processos) quando utilizada em uma subestação, levando em conta todo o escopo necessário para sua aplicação e as normas necessárias para sua implementação. Destaca-se o uso da norma IEC 61850, como principal regente das diretrizes necessárias para implementação do barramento de processos. Ao longo do texto também são apresentados diversas características e componentes necessários para a digitalização de uma subestação. Foram analisados resultados obtidos em trabalhos anteriores a fim de comprovar os benefícios presentes no uso do barramento de processos e demonstrar que essa tecnologia promove um avanço significativo nos esforços para a transformação digital e automação das subestações. Desse modo é possível levantar pontos de atenção e realizar estudos futuros que possam fortalecer ainda mais o uso dessa tecnologia.

Palavras-chave: Barramento de processos, Automação de subestações, Norma IEC 61850, Digitalização de subestações, Sampled Values, Mensagens GOOSE

ABSTRACT

This work presents an overview of the impact and performance of the technology called process bus when used in a substation, considering all the necessary scope for its application and the necessary norms for its implementation. The use of the IEC 61850 standard stands out as the main guideline for the implementation of the process bus. Throughout the text, several characteristics and components necessary for the digitization of a substation are also presented. Results obtained in previous works were analyzed in order to prove the benefits presented in the use of the process bus and to demonstrate that this technology promotes a significant advance in the efforts for the digital transformation and automation of substations. It is possible to raise points of attention and future researches that may further strengthen the use of this technology.

Keywords: Process bus, Substation automation, IEC 61850 standard, Substation digitalization, Sampled Values, GOOSE Messages

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Exemplo de conexão cabeada entre medidores e IEDs	9
Figura 2	Representação de um transformador de potencial	10
Figura 3	Representação de um transformador de corrente	11
Figura 4	Modelo conceitual de um SAS dividido em três camadas	13
Figura 5	Vista em corte de um OVT em funcionamento	14
Figura 6	Sensor de corrente óptico baseado nas propriedades magnéticas de materiais ópticos	15
Figura 7	Esquemático de funcionamento de uma Merging Unit	18
Figura 8	Arquitetura para instalação de um SCU	19
Figura 9	Camadas do modelo OSI	20
Figura 10	Fluxo de informações no modelo OSI	20
Figura 11	Comparativo entre o protocolo TCP/IP e o modelo OSI	22
Figura 12	Esquemático sistêmico da divisão topológica de uma SAS	24
Figura 13	Estrutura da norma IEC 61850	25
Figura 14	Modelo de informação IEC 61850	26
Figura 15	Exemplo de arquitetura de um IED	28
Figura 16	Atributos de dados da classe BTS	29
Figura 17	A definição dos <i>Data Sets</i>	30
Figura 18	Diagrama de classes da estrutura do esquema da SCL.	31
Figura 19	Descrição XML do objeto tSubstation da SCL.	32
Figura 20	Fluxo de troca de informações de arquivos de descrição SCL.	33
Figura 21	Classificação das mensagens IEC 61850 quanto aplicação	35
Figura 22	Norma IEC 61850 e seus serviços de comunicação	36
Figura 23	Tempo de transferência definido pela IEC 61850-5	37
Figura 24	Mensagem GOOSE multicast	38
Figura 25	Exemplo de transmissão GOOSE e MMS	39
Figura 26	Datagrama GOOSE	40
Figura 27	GOOSE APDU	41
Figura 28	Mecanismo de transmissão GOOSE	42
Figura 29	Aquisição de valores analógicos utilizando TC convencional	44
Figura 30	Conversão analógica/digital utilizando Merging Units	44
Figura 31	Classe de mensagens Sampled Values	46

Figura 32	Sincronização de tempo utilizando GPS	47
Figura 33	TCP vs UDP	48
Figura 34	Modelo MMS em destaque vertical	49
Figura 35	Estrutura de mensagem MMS - <i>Report Control Block</i>	50
Figura 36	Mecanismo de transmissão do RCB	50
Figura 37	Tipos de RCB por fase	51
Figura 38	Diferença prática entre buffered reports e unbuffered reports . . .	52
Figura 39	Ilustração de redes WAN, LAN e WLAN	54
Figura 40	Exemplificação de rede VLAN	54
Figura 41	Exemplos de endereçamentos	55
Figura 42	MAC Address	56
Figura 43	Tempos requeridos para cada barramento de operação	56
Figura 44	Exemplo de rede RSTP	57
Figura 45	Exemplo de Rede PRP	58
Figura 46	Exemplo de rede HSR	59
Figura 47	Conexão de redes PRP e HSR	60
Figura 48	Exemplo de rede MRP	61
Figura 49	Topologia em estrela	61
Figura 50	Topologia estrela distribuída	62
Figura 51	Topologia Anel	63
Figura 52	Topologia MESH	63
Figura 53	Topologia Estrela Dupla	64
Figura 54	Redes e níveis de comunicação em uma subestação	65
Figura 55	Comparativo entre barramento de processos	66
Figura 56	Cabeamento Process Bus	67
Figura 57	Esquemas de proteção diferencial de linha	68
Figura 58	Arquitetura utilizada para comparação entre as normas	72
Figura 59	Resposta do espectro de frequência atual dos sinais adquiridos dos relés convencionais, 9-2LE e 869-9.	73
Figura 60	Sinais de corrente RMS adquiridos pelos relés convencionais, 9-2LE e 869-9 sem compensação de atraso de tempo.	74
Figura 61	Sinais de corrente adquiridos pelos relés convencionais, 9-2LE e 869-9 sem compensação de atraso de tempo	75

Figura 62	Sinais de corrente adquiridos pelos relés sem compensação de temporização. Curto-circuito monofásico após 2 ciclos, curto-circuito bifásico após 5 ciclos e curto-circuito trifásico após 10 ciclos	76
Figura 63	Tempos de atraso gerados pelo sistema	77
Figura 64	Diagrama de fases do ciclo de pré-falta do caso 3 capturado por relés sem compensação de temporização.	78
Figura 65	Bits de qualidade detalhados da norma IEC 61850	80
Figura 66	Falta aplicada com flag test ativada no relé P444	82
Figura 67	Flag de <i>test</i> publicada no GOOSE	84
Figura 68	<i>Trip</i> de fase e fase permanece aberta	84
Figura 69	Teste de SV e flag inválida	85
Figura 70	Disparo de uma das fases e religamento automático ocorre	85
Figura 71	Métodos tradicionais para configurar um sistema de monitoramento GOOSE	88
Figura 72	Modelo <i>data object</i> LGOS	88
Figura 73	Exemplo de funcionamento prático do nó LGOS1	89

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACSI	<i>Abstract Communication Service Interface</i>
APDU	<i>Application Protocol Data Unit</i>
ASCII	<i>American Standard Code for Information Interchange</i>
BIED	<i>Breaker IED</i>
BT	Baixa Tensão
CCT	<i>Conventional Current Transformer</i>
CID	<i>Configured IED Description</i>
CIT	<i>Conventional Instrument Transformer</i>
CVT	<i>Conventional Voltage Transformer</i>
DAN	<i>Double Attached Node</i>
DO	<i>Data Object</i>
EMU	<i>Embeded Merging Units</i>
FCD	<i>Functional Constrained Data Objects</i>
FCDA	<i>Functional Constrained Data Attributes</i>
FTP	<i>File Transfer Protocol</i>
GI	<i>General interrogation</i>
GOOSE	<i>Generic Object Oriented System Event</i>
GPS	<i>Global Precision Position</i>
GSE	<i>Generic Substation Events</i>
GSSE	<i>Generic Substation Status Event</i>
GTNET	<i>Giga-Transceiver Network Communication Card</i>
HSR	<i>Highly-availability seamless redundancy</i>
HTTP	<i>HyperText Transfer Protocol</i>
ICD	<i>IED Capability Description</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Eletronic Device</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IHM	Interface Homem-Máquina
IID	<i>Individual IED description</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
IT	Instrumento de transformação
LAN	<i>Local Area Network</i>
LE	<i>Light Edition</i>
LN	<i>Logical Nodes</i>
LSB	<i>Less Significant Bit</i>
MAC	<i>Media Access Control</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MRP	<i>Media Redundancy Protocol</i>
MT	Média Tensão

MT-RJ	<i>Mechanical Transfer Registered Jack</i>
MU	<i>Merging Unit</i>
NCIT	<i>Non Conventional Instrument Transformer</i>
NTP	<i>Network Time Protocol</i>
OCT	<i>Optical Current Transformers</i>
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>
OUI	<i>Organization Unique Identifier</i>
OVT	<i>Optical Voltage Transformers</i>
PB	<i>Process Bus</i>
PRP	<i>Parallel Redundancy Protocol</i>
PTP	<i>Precision Time Protocol</i>
RCB	<i>Report Control Block</i>
RJ-45	<i>Registered Jack-45</i>
RM	<i>Redundancy Manager</i>
RSTP	<i>Rapid Spanning Tree Protocol</i>
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
SAMU	<i>Stand Alone Merging Unit</i>
SAS	Sistema de automatização de subestação
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SCSM	<i>Specific Communication Service Mappings</i>
SCU	<i>Sectionalizing Control Unit</i>
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SIED	<i>Switch IED</i>
SMTP	<i>Simple Mail Transfer Protocol</i>
Sntp	<i>Simple Network Time Protocol</i>
SPP	<i>Samples Per Period</i>
SSD	<i>System Specification Description</i>
STC	<i>Straight Tip Connectors</i>
SV	<i>Sampled Values</i>
TC	Transformador de corrente
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TP	Transformador de potencial
UDP	<i>User Datagram Protocol</i>
UML	<i>Unified Modeling Language</i>
UTC	<i>Universal time coordinated</i>
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i>
WAN	<i>Wide Area Network</i>
WLAN	<i>Wireless Local Area Network</i>
XML	<i>Extensible Markup Language</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	6
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	8
2.1	OBJETIVOS	8
2.2	SUBESTAÇÃO	8
2.3	SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS	9
2.4	INSTRUMENTOS DE TRANSFORMAÇÃO CONVENCIONAIS	9
2.4.1	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CONVENCIONAIS	10
2.4.2	TRANSFORMADORES DE CORRENTE CONVENCIONAIS	10
2.5	SUBESTAÇÕES DIGITAIS	12
2.6	INSTRUMENTOS DE TRANSFORMAÇÃO NÃO CONVENCIONAIS . . .	13
2.6.1	TRANSFORMADOR DE CORRENTE ÓPTICO (OCTs) E TRANSFORMADOR DE POTENCIAL ÓPTICO (OVTs)	14
2.7	<i>MERGING UNIT</i>	15
2.8	CONTROLE E MONITORAMENTO DE DISPOSITIVOS SECCIONADO- RES	18
2.9	A CAMADA OSI	19
2.10	O PROTOCOLO TCP/IP	22
2.11	A NORMA IEC 61850	23
2.11.1	NÓS LÓGICOS	25
2.11.2	MODELO DE DADOS ESTRUTURADOS	27
2.11.3	A LINGUAGEM DE CONFIGURAÇÃO DE SUBESTAÇÕES (SCL)	30
2.12	SERVIÇOS DE MENSAGEM DA NORMA IEC 61850	34
2.12.1	MENSAGENS GSE (GENERIC SUBSTATION EVENTS)	37
2.12.2	MECANISMO DE MENSAGENS GOOSE	38
2.12.3	MENSAGENS SAMPLED VALUES (SV)	43
2.12.4	MENSAGENS DE SINCRONISMO DE TEMPO	46
2.12.4.1	ISNTP	47
2.12.5	MANUFACTURING MESSAGE SPECIFICATION (MMS)	48
2.13	ARQUITETURAS DE REDE	53

2.13.1	CLASSIFICAÇÃO DE REDES	53
2.13.2	TIPOS DE ENDEREÇO	55
2.13.3	CONCEITOS DE REDE	57
2.13.4	TOPOLOGIAS DE REDE	61
2.14	PROCESS BUS - BARRAMENTO DE PROCESSOS	64
3	RESULTADOS E DISCUSSÃO	69
3.1	VISÃO SOBRE CONCEITOS DE REAMOSTRAGEM DE SINAIS E OS TEMPOS PARA PROTEÇÃO	70
3.2	COMO AFETAR AS MENSAGENS GOOSE E SV E SEU IMPACTO PARA A REDE	79
3.3	MELHORIAS RECENTES PARA O USO DE <i>Logical Nodes</i> NO MONITO- RAMENTO DE GOOSE E SV	86
4	CONCLUSÃO GERAL	91
	REFERÊNCIAS	94

1 INTRODUÇÃO

O crescente consumo de energia elétrica no mundo causa preocupações, sendo que um maior consumo demanda uma maior eficiência na geração e distribuição de energia. O aumento do número de fontes geradoras e as dificuldades na expansão dos subsistemas de transmissão podem levar um sistema elétrico de potência a operar em situações extremas, aumentando o risco de apagões durante a operação. Nesse contexto, novas soluções estão surgindo para que as subestações de energia se atualizem e se tornem digitais. A digitalização das subestações oferece um monitoramento em tempo real dos mecanismos de controle, pois, aumentando a confiabilidade do sistema, oferece maior segurança nas tomadas de decisão e oferece a oportunidade de uma visão global de como o sistema está se comportando a partir de softwares para monitoramento. Para que seja possível toda essa estrutura de monitoramento e controle, alguns dispositivos inteligentes foram criados e melhorados ao longo do tempo, por exemplo os *Intelligent Electronic Devices* (IED) que permitem uma redução no custo de implantação, bem como de manutenção; e no número de cabos e equipamentos necessários à sua utilização, possibilitando troca de informações mais rápidas, simplificação do projeto, maior confiabilidade, além de permitir a sincronização temporal dos dispositivos (PEREIRA et al., 2007).

Visando conformidade entre os dispositivos que seriam produzidos e para que aparelhos de diversos fabricantes pudessem se comunicar em uma subestação, em 1994, o comitê técnico 57 (TC57) da IEC (*International Electrotechnical Commission*) se reuniu para elaborar propostas de padronização do processo de automação e modernização e, em 2003, foi publicada a primeira edição da norma IEC 61850 (IEC 61850-1, 2003) (MELO et al., 2021). A norma IEC 61850 busca estabelecer padrões mínimos de qualidade para a comunicação entre os dispositivos que compõem uma subestação, estabelecendo como devem ser definidas as mensagens trocadas pelos dispositivos e as estruturas para que se conectem os aparelhos a uma rede *Ethernet*, garantindo interoperabilidade à subestação. Um dos protocolos de mensagens estabelecidos se dá pelo tráfego de informação, de

corrente e tensão digitalizados, através da rede *Ethernet*, o chamado *Sampled Values*.

A aplicação do Barramento de Processo (*Process Bus*) representa para alguns uma mudança de paradigma, pois sugere abandonar o método tradicional, o qual utiliza tensões e correntes secundárias obtidas de instrumentos de transformação, utilizado há décadas. (JUNIOR et al., 2018). Para tornar o *Sampled Values* (SV) uma realidade, é necessário a utilização de TCs e TPs não convencionais e *Stand Alone Merging Units* (SAMUs). Dependendo da tecnologia utilizada, existem diferentes formas de se implementar o SV. Estas diferentes maneiras são tratadas na nova norma IEC 61869-9, que é complementar a norma IEC 61850-9-2. (JUNIOR et al., 2018).

O presente trabalho busca abordar esses conceitos da norma relacionados à distribuição dos *Sampled Values*, conseqüentemente, avaliar a implementação dos barramentos de processos tendo em vista os seus impactos ao sistema elétrico de potência, demonstrando às vantagens e desvantagens na implementação dessa tecnologia. Para tal, foram observados e revisados três artigos que abrangem esses aspectos, que buscam demonstrar os impactos da digitalização de medidas de interesse e corroborar com o uso da tecnologia do barramento de processos.

Ao longo dos primeiros capítulos é feita uma fundamentação teórica sobre os conceitos e normas envolvidas no processo de digitalização de uma subestação. São explorados conceitos de instalação práticos, quais componentes são fundamentais para a aplicação do barramento de processos, os conceitos da norma IEC 61850 que regem essa aplicação, além de serem apresentados os protocolos de mensagens e comunicação necessários para que o barramento de processos possa ser implementado.

Como resultados e discussão é feita uma análise de trabalhos publicados que buscaram promover testes e análise de impacto do uso do barramento de processos em relação à subestação convencional, buscando demonstrar se é válido o uso dessa tecnologia e quais os benefícios que ela pode ou não trazer para o sistema elétrico de potência e para a subestação que está inserido.

Por fim, expõe-se o ponto de vista do autor em relação aos dados discutidos, fazendo uma revisão dos trabalhos já apresentados e publicados e indicando as melhorias que podem ser estudadas para uma maior difusão da tecnologia do barramento de processos e o uso dos *Sampled Values*.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 OBJETIVOS

Este trabalho busca trazer à luz conceitos da norma IEC 61850 e sua importância na digitalização de subestações, em especial uma análise sobre as questões da norma que envolvem o uso do barramento de processos em uma subestação, como ele pode ser implementado e seus impactos ao sistema elétrico de potência.

2.2 SUBESTAÇÃO

Uma subestação é definida como uma instalação elétrica composta por um conjunto de equipamentos necessários para a transmissão e distribuição de energia elétrica, conta também com equipamentos de controle, monitoramento e proteção. Tem por função controlar os níveis de tensão e os fluxos de potência até a chegada da energia ao usuário final e, dessa forma, promover uma maior qualidade de energia.

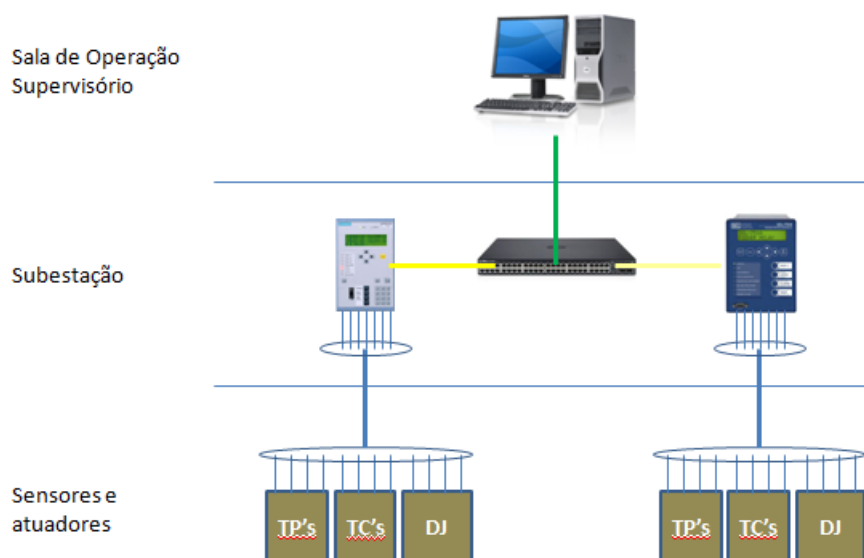
As subestações podem ser classificadas de diferentes formas, sendo a classificação por função a mais precisa. Nessa divisão, a subestação poderia ser classificada como: transmissora, distribuidora, abaixadora, elevadora, conversora e manobra. Essa divisão se dá, segundo (MENEGATTI, 2020):

- Transmissão: É composta por redes que interligam a geração aos centros de carga, trabalhando em níveis de tensão entre 138 kV e 765 kV;
- Subtransmissão: Estágio intermediário entre a transmissão e a distribuição, para os casos em que há uma divisão da energia entre várias regiões. Trabalha usualmente nos níveis de tensão de 34,5 kV, 69 kV, 88 kV e 138 kV;
- Distribuição: Último nível topológico dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, responsável por interligar a transmissão (ou subtransmissão) aos respectivos consumidores, sendo dividida em distribuição primária (nível de média tensão (MT)) ou distribuição secundária (nível residencial).

2.3 SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS

Convencionalmente, uma subestação tem em sua composição equipamentos de proteção e controle e, para que atuem de maneira eficiente e realizem uma correta identificação de falhas, é necessário que sejam alertados pelos sinais de instrumentos de campo. Esses sinais são oriundos de equipamentos denominados *conventional instruments transformers* (CIT), em português: instrumentos de transformação convencionais, que são utilizados para a aquisição de sinais de medição e diversos tipos de chaveamento eletromecânico para os sinais de estado. Os instrumentos de campo devem ser conectados a instrumentos de proteção e controle, para que essa conexão aos IEDs, relés digitais capazes de se comunicarem, seja possível, ela é feita por meio de cabeamento de cobre, uma vez que se tratam de sinais elétricos. Nenhum tipo de protocolo de comunicação se faz necessário, uma vez que o processamento e conversão de sinal A/D é feito no nível de *Bay* pelos IEDs. Esse comparativo pode ser visto na Figura 1.

Figura 1 - Exemplo de conexão cabeada entre medidores e IEDs



Fonte: (COUTINHO, 2010).

É visto a conexão de IEDs de diferentes fabricantes, utilizando fios de cobre, a um *switch* que conecta os IEDs ao computador de supervisão.

2.4 INSTRUMENTOS DE TRANSFORMAÇÃO CONVENCIONAIS

Se faz necessária a medição de sinais como tensão elétrica, corrente elétrica e constante monitoramento da posição das chaves seccionadoras e disjuntores. Os dispositivos projetados e empregados nessa função, em uma subestação convencional, são transformadores

de corrente convencionais (*Conventional Current Transformers - CCT*) e transformadores de potencial convencionais (*Conventional Voltage Transformers - CVT*).

2.4.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CONVENCIONAIS

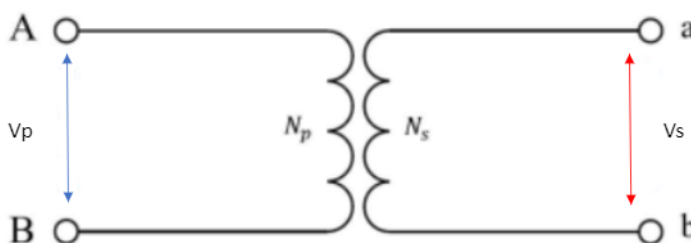
O transformador de potencial é um instrumento de transformação, no qual a tensão secundária, em condições normais de uso, é substancialmente proporcional à tensão primária. A fase se difere por um ângulo, que é aproximadamente zero para uma direção apropriada das conexões (IEC, 1986).

A principal aplicação é na medição de tensões com valores elevados: em seu circuito primário, é conectada a tensão a ser medida, sendo que, no secundário, será reproduzida uma tensão reduzida e diretamente proporcional a do primário. Assim, com menor custo e maior segurança, pode-se conectar o instrumento de medição (voltímetro) no secundário.

O princípio de funcionamento do transformador de potencial é apresentado na Figura 2. Sendo a representação de V_p a diferença de potencial entre os terminais A e B, no lado primário, V_s indica a diferença de potencial entre os terminais a e b, no lado secundário. A relação entre o potencial primário e secundário se dá por (1), sendo N_p o número de espiras no lado primário e N_s o número de espiras do lado secundário.

$$V_p/V_s = N_p/N_s \quad (1)$$

Figura 2 - Representação de um transformador de potencial



Fonte: Próprio autor

2.4.2 TRANSFORMADORES DE CORRENTE CONVENCIONAIS

Os transformadores de corrente são equipamentos que permitem o funcionamento adequado de instrumentos de medição e proteção, sem que seja necessário possuírem correntes nominais de acordo com a corrente de carga do circuito ao qual estão ligados.

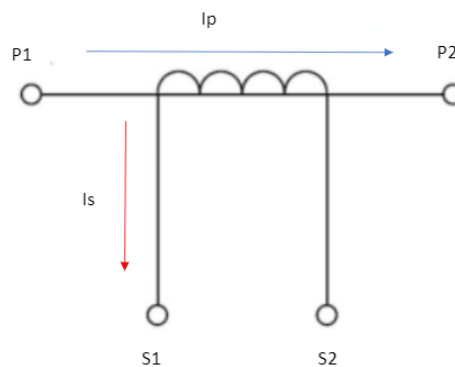
Na sua forma mais simples, eles possuem um primário, geralmente de poucas espiras, e um secundário, no qual a corrente nominal transformada é, na maioria dos casos, igual a 1 A ou 5 A. Dessa forma, os instrumentos de medição e proteção são dimensionados em tamanhos reduzidos, com as bobinas de correntes constituídas de fios com pouca quantidade de cobre.

Os transformadores de corrente são utilizados para suprir aparelhos que apresentam baixa resistência elétrica, tais como amperímetros, relés de indução, bobinas de corrente de relés diferenciais, medidores de energia, de potência, etc. Os TCs transformam, através do fenômeno de conversão eletromagnética, correntes elevadas, que circulam no seu primário, em pequenas correntes secundárias, segundo uma relação de transformação.

Essa relação de transformação é dada por (2), e uma representação simplificada dos transformadores de corrente pode ser vista na Figura 3.

$$I_s = I_p * (N_p / N_s) \quad (2)$$

Figura 3 - Representação de um transformador de corrente



Fonte: Próprio autor

Na equação temos que I_s é a corrente no secundário, I_p é a corrente no lado primário e N_p e N_s são os números de espiras, respectivamente no primário e no secundário. Observe também que a corrente no secundário é dada pela relação de espiras do primário sobre o secundário e ainda multiplicada pela corrente do primário.

É observado que a transformação dos valores medidos se dá pela relação entre as espiras dos lados primário e secundário. Os transformadores convencionais possuem um núcleo de ferro e, se ocorrer a saturação deste núcleo magnético, o sinal no secundário sofre uma distorção e, conseqüentemente, os sistemas de medição e proteção serão afetados

(KUCUKSARI; KARADY, 2010)

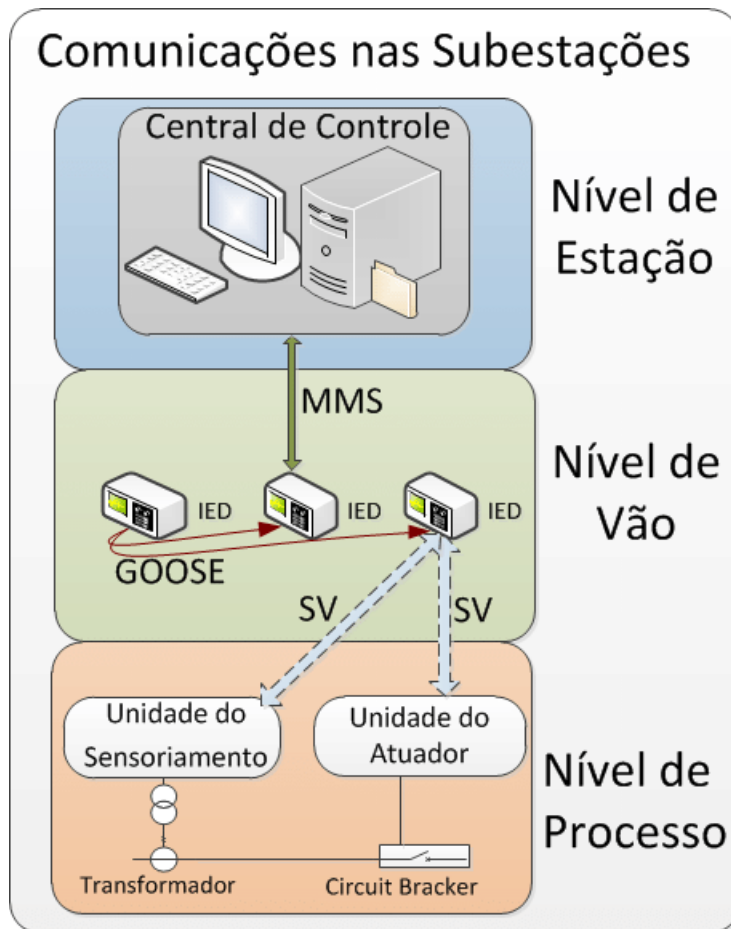
2.5 SUBESTAÇÕES DIGITAIS

De maneira geral, não existe uma definição concreta para a caracterização de uma subestação digital, a norma IEC 61850 define alguns parâmetros que devem ser seguidos e são passos importantes para que a subestação possa ser dita digital, bem como uma nova aparelhagem é necessária. Se na subestação convencional são utilizados os instrumentos de transformação convencionais, na digitalização de uma subestação entram em cena os *Non Conventional Instruments Transformers* (NCITs).

Uma subestação digital baseada na IEC 61850 é uma subestação em que todas as interfaces entre os equipamentos primários da subestação e os dispositivos de proteção, automação, controle, monitoramento e registro pertencem a uma rede local (LAN), utilizando os modelos e serviços definidos pela norma adequada (APOSTOLOV, 2017).

A norma define ainda que uma subestação digital é composta por três níveis: *Station Level*, *Bay Level* e *Process Level*. O nível de supervisão (*Station Level*) é composto pelos dispositivos de monitoramento e armazenamento de dados, operação local e interface de comunicação com centros de operação remotos e outras subestações. Os dispositivos do *Station Level*, também podem ser encontrados pelo nome nível de estação, são, na sua maioria, computadores industriais de alta capacidade de armazenamento e processamento juntamente com os equipamentos de gerenciamento de rede e telecomunicações, localizados dentro de uma sala com ambiente controlado, denominada casa de comando, para garantir a conservação e boa operação dos equipamentos. O nível de vão (*Bay Level*) é composto por dispositivos de proteção, medição e controle, são eles: relés de proteção, controladores de vão, medidores e registradores oscilográficos. Esses dispositivos podem ser instalados em painéis dentro da casa de comandos ou em painéis externos no pátio da subestação, de acordo com o padrão adotado pela companhia elétrica. Por último, o nível processos (*Process Level*) é composto pelos sensores e dispositivos primários da subestação, como transformadores de corrente (TC), transformadores de potencial (TP), disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de potência e seus sensores (temperatura, nível, pressão). Esses equipamentos e sua instrumentação estão localizados no pátio da subestação, onde é definido se uma subestação é automatizada ou digitalizada.

Figura 4 - Modelo conceitual de um SAS dividido em três camadas



Fonte: (GUIMARAES et al., 2013)

2.6 INSTRUMENTOS DE TRANSFORMAÇÃO NÃO CONVENCIONAIS

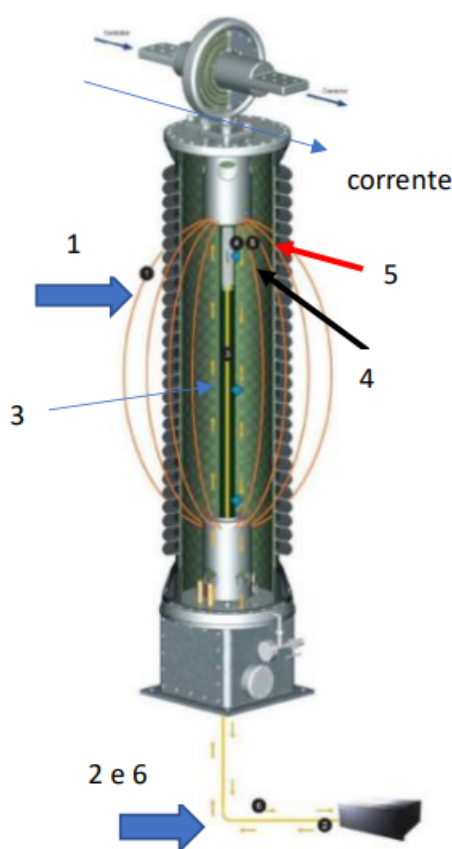
Buscando obter medições mais precisas, aumentar a segurança dos operadores, obter rápida resposta a transitórios, reduzir os custos e facilitar as instalações foram criados, ao longo dos anos, dispositivos baseados em tecnologia óptica, também com finalidade de medição dos valores das tensões e correntes, assim como a proteção dos sistemas de alta tensão (LIMA, 2013).

Esses dispositivos são chamados de transformadores para instrumentos ópticos, os OVT's (*Optical Voltage Transformer*) e OCT's (*Optical Current Transformer*).

2.6.1 TRANSFORMADOR DE CORRENTE ÓPTICO (OCTs) E TRANSFORMADOR DE POTENCIAL ÓPTICO (OVTs)

Os OCT's e OVT's são, em sua maioria, constituídos por um emissor e detector luminoso, polarizadores fixos e um polarizador variável. Na Figura 5, demonstra-se o princípio de funcionamento de um OVT real, ilustração adaptada da fabricante canadense NxtPhase, empresa que produz e comercializa esse tipo de equipamento.

Figura 5 - Vista em corte de um OVT em funcionamento



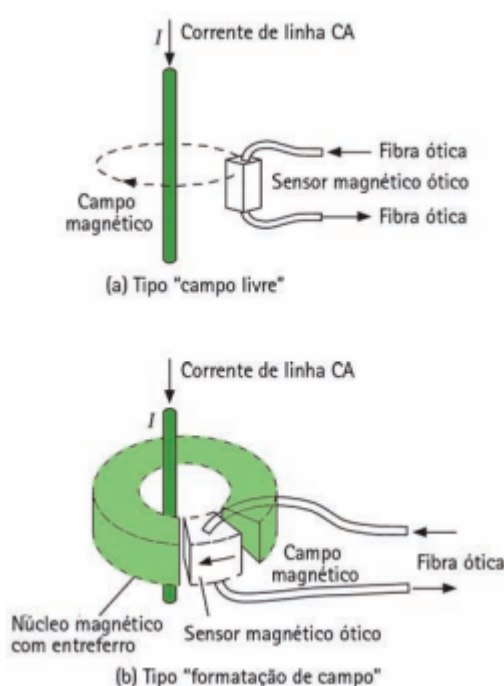
Fonte: Adaptada de (NxtPhase, 2020)

De acordo com a numeração na Figura é possível analisar o funcionamento de um OVT com clareza. No ponto 1, a tensão aplicada no condutor gera um campo elétrico entre a linha e o terra do sistema. Observa-se no ponto 2 (sinal saindo do emissor), que um dispositivo emissor de luz envia um sinal, que, no ponto 3, percorre a coluna da unidade. No interior de um isolador de alta tensão estão dispostos três cristais eletro-ópticos, vistos no ponto 4, representados pelo pequeno losango em azul. Então, a partir do ponto 5, a luz atravessa os cristais, cujo campo elétrico altera suas polarizações circulares, tornando-as elípticas. Por meio da medição da elipsidade (relativa à saída de cada eixo), obtém-se um

valor preciso do campo elétrico naquele ponto. Finalmente, no ponto 6 (sinal voltando ao emissor), os dados dos três cristais são combinados e ponderados de modo a obter alta precisão no valor da tensão (LIMA, 2013).

Para a detecção de corrente, o sensor óptico pode ser posicionado livremente no campo magnético ou pode ser fixado no entreferro, como visto na Figura 6:

Figura 6 - Sensor de corrente óptico baseado nas propriedades magnéticas de materiais ópticos



Fonte: (RUSH, 2011)

Outra facilidade que os OVTs oferecem diz respeito à fácil manutenção dos equipamentos, necessitando apenas de análises visuais e atenção aos termovisores, não existindo saturação nos OVTs, pois não possuem núcleos ferromagnéticos (LIMA, 2013).

2.7 MERGING UNIT

Atualmente, a maioria das subestações já possui seu sistema automatizado, tendo seu padrão de comunicação definido pela norma IEC 61850, mais especificamente os padrões *Manufacturing Message Specification* (MMS) em comunicações cliente/servidor e o *Generic Object Oriented System Event* (GOOSE) para envio de mensagens rápidas entre os IEDs.

O *Process Bus* (PB) é o principal nível de uma subestação digital, pois é nele em que de fato acontece a substituição do mundo analógico pelo digital, ou seja, a substituição do cabeamento de conexão dos IEDs e os computadores e componentes de controle. Esse cabeamento é o responsável pelo envio das informações de tensão, corrente e sinais de interesse importantes em relação às medições que estão sendo feitas. Para que essa troca seja possível e, conseqüentemente, ocorra a criação de uma *Local Area Network* (LAN), são utilizados dispositivos denominados *Merging Units* (MU). As MUs são condensadores e publicadores de informações, sua principal função é publicar no PB as informações relacionadas aos sinais de interesse, como tensão e corrente, mas com um diferencial, ela publica no padrão *Ethernet*, utilizando-se de um aditivo da norma 61850, o protocolo IEC 61850-9-2 *Sampled Values* (SV).

O seu princípio de funcionamento se dá pelo processo de aquisição de dados provenientes dos TCs e TPs, a MU reproduz esses valores de maneira digital, com altas taxas de amostragem, por isso o nome *Sampled Values*, e são eles que alimentam os diversos IEDs presentes na subestação com informações em tempo real do processo físico que está acontecendo em cada ponto de medição, permitindo os diversos dispositivos de controle, comando e proteção intervirem quando necessário para a correta operação do sistema elétrico.

Existe ainda uma classificação das MUs, sendo as MUs embutidas em NCITs, os TPs e TCs ópticos, chamadas de *Embedded Merging Units* (EMU) e aquelas que possuem ligação elétrica entre o secundário de instrumentos de transformação convencionais (CIT) são chamadas de *Stand Alone Merging Units* (SAMU) (MEKKANEN et al., 2014). A concepção de *Stand Alone Merging Unit* trata de um produto separado, não fazendo parte dos transformadores de instrumentação, sendo que suas entradas são sempre padronizadas e podem ser da forma analógica ou digital. Esta segunda concepção pode ser usada em retrofits, mantendo os TCs e TPs existentes. Vale ressaltar que os dados provenientes tanto de uma MU integrada ao transformador de instrumento (TI) quanto a de uma SAMU deverão ser indistinguíveis um do outro (SERGIO, 2019). A norma IEC 61689-13 define características e comportamentos da SAMU.

As MUs podem contar ainda com entradas e saídas digitais para que possam ser aferidos outros tipos de medição e controle, além de ser possível utilizá-las com a programação de alarmes, como relés anunciadores. Tendo em vista todo esse processo de digitalização, subentende-se que os relés utilizados por uma subestação digital devam ter e ser capazes de operar e se comunicar em redes *Ethernet*, seguindo os padrões estabelecidos pela IEC

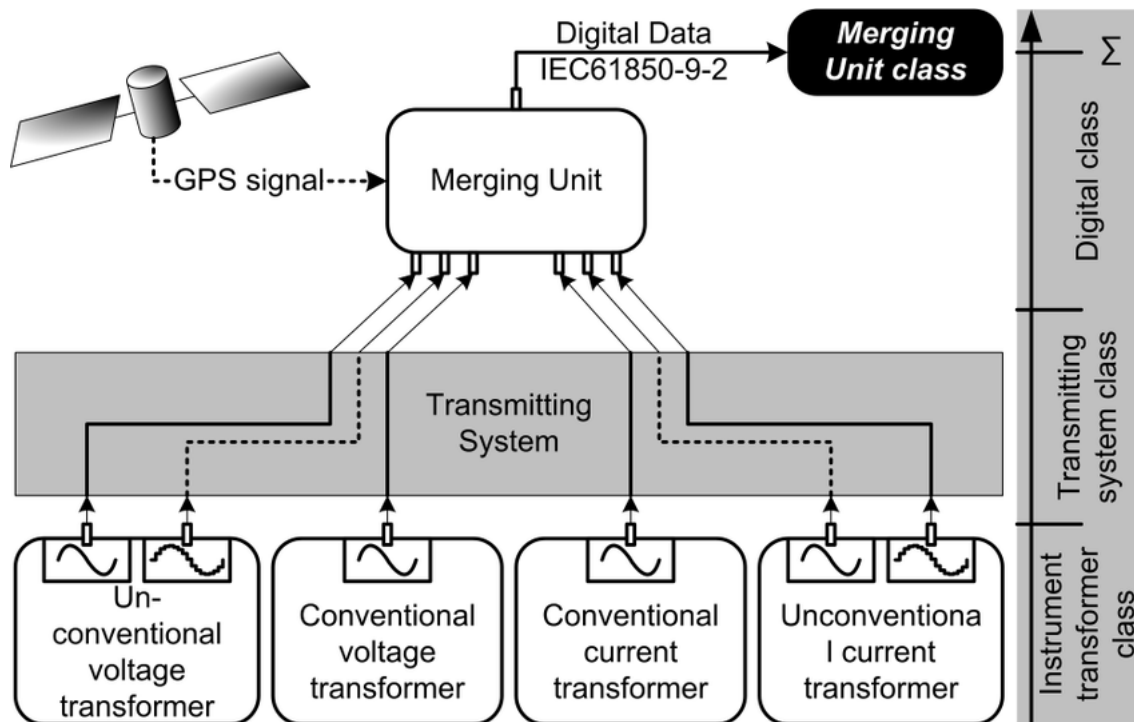
61850 para comunicação e fornecimento de dados. Atualmente, existe ainda uma nova preocupação entre as grandes companhias de fornecimento, uma vez que todo esse processo se dá por meio digital. É crescente a preocupação com cibersegurança, os IEDs e a rede em que operam não podem e nem devem ser facilmente invadidos, grandes fabricantes já têm isso em mente e fornecem junto aos mais recentes IEDs soluções que contemplem essa preocupação, e a própria IEC já trata desse tema na norma IEC 62443-2-4.

Outra preocupação relacionada ao fato de os dados serem tratados em LAN, é o fato de que devem operar em tempo real e sem perdas, ou seja, é necessário que estejam sincronizadas temporalmente e não podendo existir perdas de enlace de rede, o que obriga os PBs a também utilizarem protocolos de tempo como o *Ethernet Precision Time Protocol* (PTP) e a arquitetura do sistema contar com uma redundância de redes sem perdas como *Parallel Redundancy Protocol* (PRP) ou *Highly-availability seamless redundancy* (HSR) (IEC 62439-3, 2016).

Visto os principais pontos abordados e que cercam uma MU, a norma IEC 61869 resume a atuação da MU como o dispositivo capaz por realizar todo o processamento: amostragem, conversão A/D, ajuste de escala e formatação de dados, necessários para criar um fluxo de saída de dados coerente no tempo. (IEC 61689-9, 2016). Uma das principais propostas da MU é a diminuição dos cabeamentos de cobre, já que os medidores se conectam a ela, e a MU por sua vez se conecta ao barramentos de processos e disponibiliza os dados na rede. Essa configuração permite que exista um ganho econômico na instalação.

A Figura 7 é uma adaptação do funcionamento de uma MU, onde é possível notar que ela é capaz de adquirir diversos tipos de informações e sinais ao mesmo tempo e é capaz de criar um fluxo lógico de informações para a saída de dados, desde que tenha um sinal temporizador (*Clock*) regendo as informações no tempo. É possível ver que diversas informações de diferentes transformadores podem ser adquiridas, desde que a MU seja controlada por um clock que define o ritmo do processo e mantém a aquisição dos dados em tempo real, nota-se ainda que a MU promove uma única saída para as informações, e esses dados de saída estão em conformidade com a IEC 61850-9-2, ao saírem, podem ser oferecidos para uso do PB. É importante ressaltar que o master clock (relógio mestre) do GPS utiliza o protocolo PTP dada a sua precisão, o protocolo PTP habilita a coordenação precisa de dispositivos, com base em *timestamps* em vez de sinais de sensores. Isso reduz o *jitter*, habilita a coordenação precisa do sistema e torna a taxa de transferência mais previsível, garantindo que os equipamentos operem de maneira sincronizada.

Figura 7 - Esquemático de funcionamento de uma Merging Unit



Fonte: (GURBIEL et al., 2009)

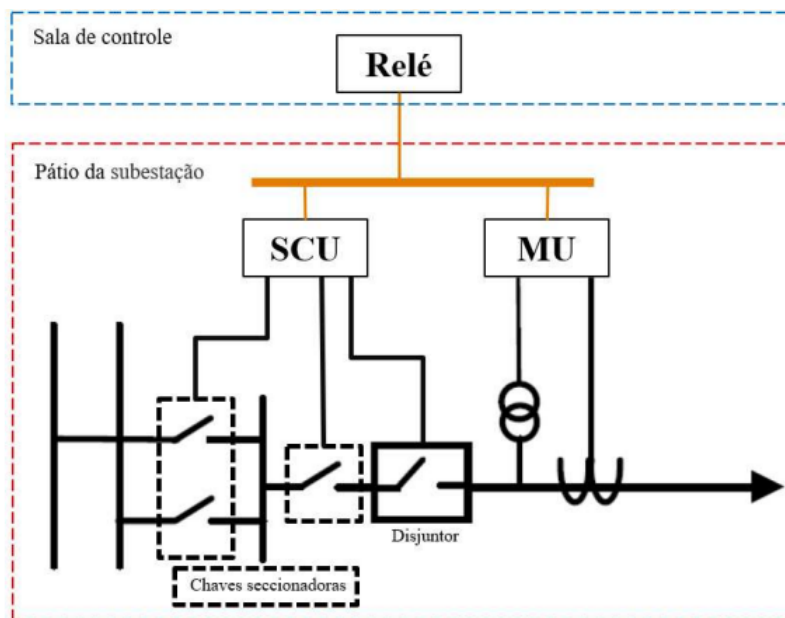
2.8 CONTROLE E MONITORAMENTO DE DISPOSITIVOS SECCIONADORES

Dentro de uma subestação digital também existe a preocupação em relação ao monitoramento das chaves seccionadoras, ou seja, além da digitalização dos estados analógicos também é necessária a digitalização e integração ao PB dos estados discretos. Para tal tarefa utiliza-se um dispositivo chamado de *Switchgear Control Unit* (SCU), que é responsável pelo monitoramento e comando remoto dos disjuntores, chaves seccionadoras e até mesmo transformadores, assim como a SAMU é uma interface para os dispositivos convencionais e o PB.

O SCU é preferencialmente instalado dentro do painel de controle, no pátio de equipamentos de uma subestação e possui uma interface de entradas e saídas digitais convencionais representada pelas conexões diretas entre o SCU e chaves e disjuntor. Visualiza-se na Figura 8 que o barramento em laranja representa as interfaces LAN óticas conectadas ao PB que levam os sinais do SCU e MU para o relé de proteção, que está localizado na sala de controle. A interface I/O recebe as sinalizações elétricas dos dispositivos e as publica, na PB, como mensagens GOOSE, de acordo com a norma IEC 61850-8-1, pela interface de rede, para que possam ser recebidas pelos IED. O mesmo acontece para os

comandos remotos, pois o IED publica o comando via GOOSE e a SCU aciona uma saída digital elétrica conectada ao dispositivo. (MELO et al., 2021).

Figura 8 - Arquitetura para instalação de um SCU



Fonte: (MELO et al., 2021)

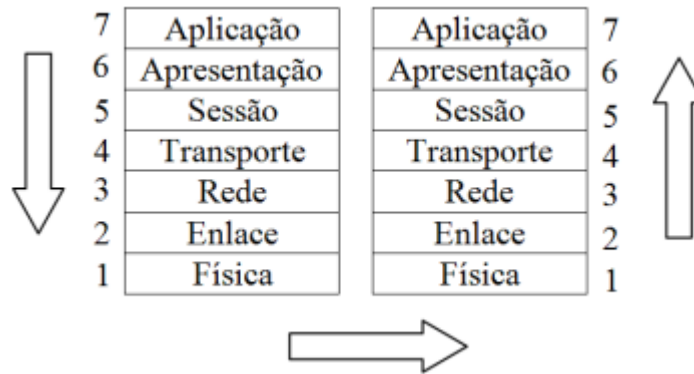
2.9 A CAMADA OSI

O modelo *Open System Interconnection* (OSI) é um modelo conceitual criado pela *International Organization for Standardization* (ISO) que permite a diversos sistemas de comunicação que conversem entre si, utilizando protocolos padronizados. O modelo OSI fornece um padrão para que diferentes sistemas de computadores possam se comunicar. Tal modelo pode ser visto como uma linguagem universal para redes de computadores. É baseado no conceito de dividir um sistema de comunicação em sete camadas abstratas, empilhadas umas sobre as outras. O modelo OSI não se trata de um protocolo, mas sim um padrão que serve de base para criação de protocolos.

Este modelo é dividido em sete camadas hierárquicas, como visto na Figura 9, ou seja, cada camada usa as funções da própria ou da camada anterior, para esconder a complexidade e transparecer de modo simples as operações ao usuário, seja ele um programa ou uma outra camada.

Quando um IED está transmitindo dados, o fluxo de informações é do programa utilizado pelo IED para a rede de comunicação, sendo assim, o programa se comunica com a camada 7 (aplicação), que, por sua vez, comunica-se com a camada 6 e assim

Figura 9 - Camadas do modelo OSI

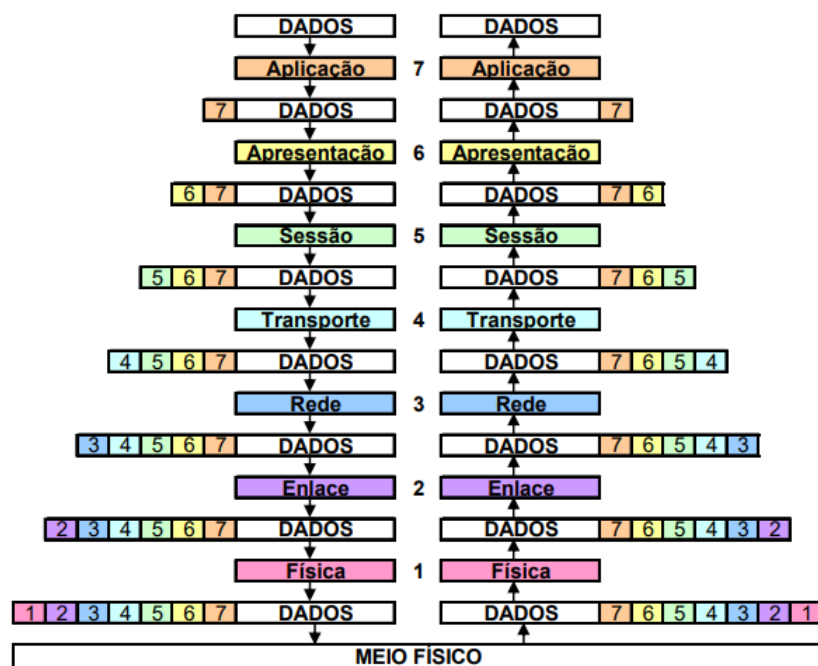


Fonte: (COVRE, 2011)

sucessivamente. Quando o IED está recebendo dados comunica-se com a camada 1, que por sua vez se comunica com a 2 e assim por diante.

Na transmissão de dados, cada camada recebe a informação da camada superior, acrescenta dados de controle e passa para a camada inferior. Já no processo de recebimento de dados, cada camada recebe dados da camada inferior, retira dados de controle e passa para a camada superior. Esse processo é exemplificado a seguir, na Figura 10.

Figura 10 - Fluxo de informações no modelo OSI



Fonte: (COVRE, 2011)

Cada camada só entende as informações pertinentes até o seu nível, quando uma

camada recebe dados de uma camada superior ela não compreende as informações adicionadas, tratando todos os dados mais as informações de controle como se fossem um único pacote de dados. A seguir, tem-se a definição de cada camada do modelo OSI.

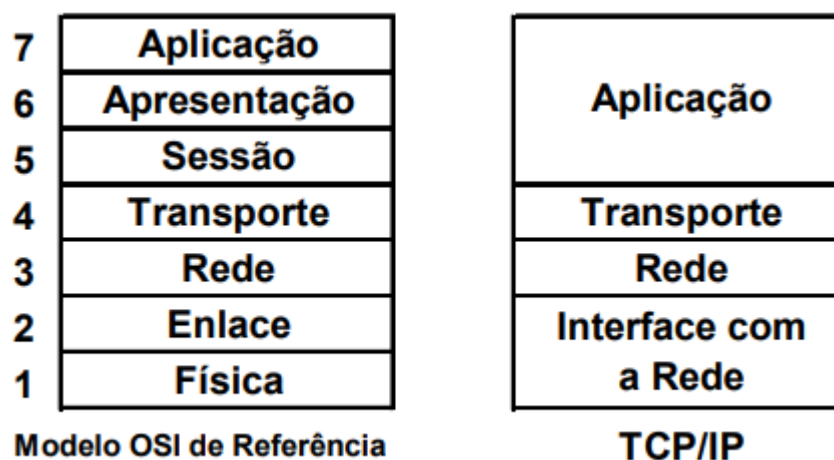
- Camada 1 - Física: Trata-se do meio físico de transmissão de dados (cabos *Ethernet*, fibra óptica e *switches*), por meio do qual a comunicação de fato acontece, estabelecendo uma conexão real entre os dois dispositivos;
- Camada 2 - Enlace: Esta camada recebe os pacotes de dados da camada de rede e os transforma em quadros que trafegam na rede de comunicação, adicionando informações como o endereço da placa de rede de origem, o endereço da placa de rede de destino, dados de controle, os dados em si e uma soma de verificação de erro. O quadro criado por esta camada é enviado para a camada Física, que converte esse quadro em sinais elétricos para serem enviados através dos cabos de rede. Quando o receptor recebe um quadro, a sua camada de enlace confere se o dado chegou íntegro, refazendo a soma de verificação de erro e, se os dados estiverem corretos, ele envia uma confirmação de recebimento. Caso essa confirmação não seja recebida, a camada de enlace do transmissor reenvia o quadro, já que ele não chegou até o receptor ou então chegou com os dados corrompidos (COVRE, 2011);
- Camada 3 - Redes: Camada responsável pelo endereçamento dos pacotes, convertendo endereços lógicos em endereços físicos, de forma que os pacotes consigam chegar corretamente ao destino. Essa camada também determina a rota que os pacotes devem seguir para atingir o destino, levando em consideração fatores como condições de tráfego da rede e prioridades;
- Camada 4 - Transporte: Esta camada recebe os dados enviados pela camada de sessão e os divide em pacotes para serem transferidos pela rede. No computador receptor, a camada de transporte realiza o processo inverso, recebendo os dados em forma de pacotes da camada de rede e remontando o dado original para enviar a camada de Sessão;
- Camada 5 - Sessão: Esta é a camada que torna possível a comunicação entre dois programas em computadores diferentes. Nesta camada os dois programas estabelecem como será feita a transmissão dos dados e colocam marcações nos dados durante a transmissão. Caso haja falha, os dois computadores reiniciam a transmissão de dados tendo como base a última marcação;

- Camada 6 - Apresentação: Esta camada possibilita a conversão dos dados da camada de Aplicação caso o programa utilize um padrão diferente do da camada de Aplicação. Por exemplo, se o programa está utilizando um código de página diferente do ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*), a camada 6 é responsável por traduzir o dado recebido para o padrão ASCII. Esta camada também pode ser usada para comprimir e/ou criptografar os dados;
- Camada 7 - Aplicação: A camada de aplicação faz interface entre o programa que está enviando ou recebendo os dados e as demais camadas do modelo. Quando se recebe ou envia um arquivo o programa que está sendo executado no computador entra em contato apenas com essa camada, onde são definidos os protocolos utilizados na comunicação.

2.10 O PROTOCOLO TCP/IP

O TCP/IP ou como também é conhecido: pilha de protocolos TCP/IP, é um conjunto de protocolos de comunicação entre computadores em rede. Seu nome vem de dois protocolos: o TCP (*Transmission Control Protocol* - Protocolo de Controle de Transmissão) e o IP (*Internet Protocol* - Protocolo de Internet ou, ainda, protocolo de interconexão). O conjunto de protocolos pode ser visto como um modelo de camadas (Modelo OSI), em que cada camada é responsável por um grupo de tarefas, fornecendo um conjunto de serviços bem definidos para o protocolo da camada superior.

Figura 11 - Comparativo entre o protocolo TCP/IP e o modelo OSI



Fonte: (COVRE, 2011)

Como apresentado na Figura 11, o modelo TCP/IP possui 4 camadas. Os programas

se comunicam com a camada de aplicação, onde estão localizados protocolos de aplicação, como o SMTP (*Simple Mail Transfer Protocol*, protocolo para troca de e-mails), HTTP (*HyperText Transfer Protocol*, protocolo utilizado pelas páginas da internet para transferir vários tipos de arquivo, como texto, imagem, vídeo e som) e FTP (*File Transfer Protocol*, protocolo rápido e versátil usado para transferir arquivos). Cada tipo de programa se comunica com um protocolo de aplicação diferente, dependendo da finalidade do programa.

Após ter a requisição do programa processado, o protocolo na camada de aplicação se comunica com o protocolo da camada de transporte, normalmente o TCP. Essa camada é responsável por receber os dados enviados pela camada superior, dividi-los em pacotes menores e enviar para a camada inferior imediatamente, a camada de rede. Também é responsável por colocar os pacotes recebidos da rede em ordem e também verificar se o conteúdo está intacto.

Na camada de rede, está o protocolo IP, que recebe os dados da camada de transporte, adiciona informações referentes ao endereçamento virtual, referenciando qual equipamento está enviando o dado e qual equipamento receberá esse dado, adicionando essas informações ao conteúdo. Em seguida, os pacotes são enviados para a camada imediatamente inferior, a camada Interface com a Rede, que recebe os pacotes enviados pela camada de Rede e os envia para o meio de transmissão.

2.11 A NORMA IEC 61850

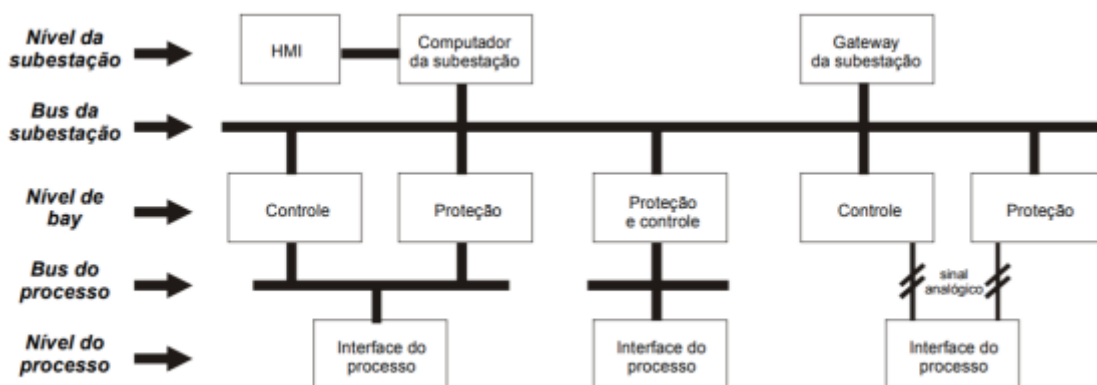
Como visto na seção 2.5, existe uma divisão dos níveis da subestação: no nível de subestação estão os computadores industriais, equipamentos de interface homem máquina (IHM) e canal de comunicação da subestação com a central de controle em nível remoto (gateway). Os equipamentos que fazem parte do nível de *bay* são os IEDs, equipamentos que têm por objeto proteger a rede, atuando a nível de proteção de maneira inteligente, a partir do recebimento de sinais elétricos de tensão e corrente, atuam diretamente no disparo dos disjuntores e na supervisão dos TCs e TPs. Os IEDs também são responsáveis por devolver a informação para o barramento de subestação, efetuando o envio de mensagens para lá.

Por fim, tem-se o nível de processo, 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 é o

canal de transferência de dados entre os níveis. (SOUZA, 2021).

A Figura 4 apresenta uma representação simplificada dessa divisão e, na Figura 12, visualiza-se uma representação mais sistêmica dessa separação, evidenciando os barramentos para troca de informação e o posicionamento de cada equipamento em seu determinado nível.

Figura 12 - Esquemático sistêmico da divisão topológica de uma SAS



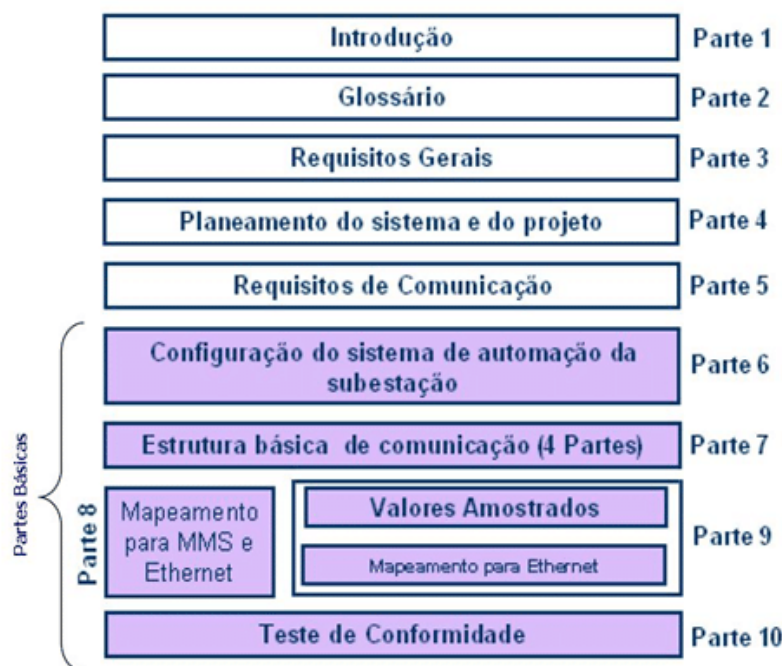
Fonte: (IGARASHI, 2008)

A norma IEC 61850 surgiu nesse contexto sendo criada para suprir a necessidade de uma comunicação universal entre os equipamentos, até mesmo o de outras fabricantes, o que é chamado de interoperabilidade. Define conceitos de rede para a instalação dos níveis de subestações, estabelece protocolos de comunicação para envio e recebimento de mensagens entre os dispositivos, padronizando todo o modelo de comunicação e operação dos equipamentos. Uma vantagem da interoperabilidade é a diminuição de equipamentos conversores e aumento da flexibilidade do sistema, uma vez que diversos fabricantes podem se comunicar sobre um mesmo padrão, o que oferece para as concessionárias uma maior opção de escolha de equipamentos para compor a sua subestação digital.

A IEC 61850 é dividida em 14 partes principais, compreendidas em 10 capítulos, vista na Figura 13, com o intuito de cada parte ser um documento que regulamenta o uso do protocolo.

A norma IEC 61850 trabalha com uma linguagem orientada a objetos e, para desempenhar todas essas funções de padronização, ações de interoperabilidade e ser flexível, a norma lança mão de quatro conceitos básicos: nós lógicos, linguagem SCL, modelo de dados estruturados e mapeamento de serviços abstratos para protocolos. Esses conceitos serão explicados a seguir.

Figura 13 - Estrutura da norma IEC 61850



Fonte: (CALHAU; MARTINS, 2012)

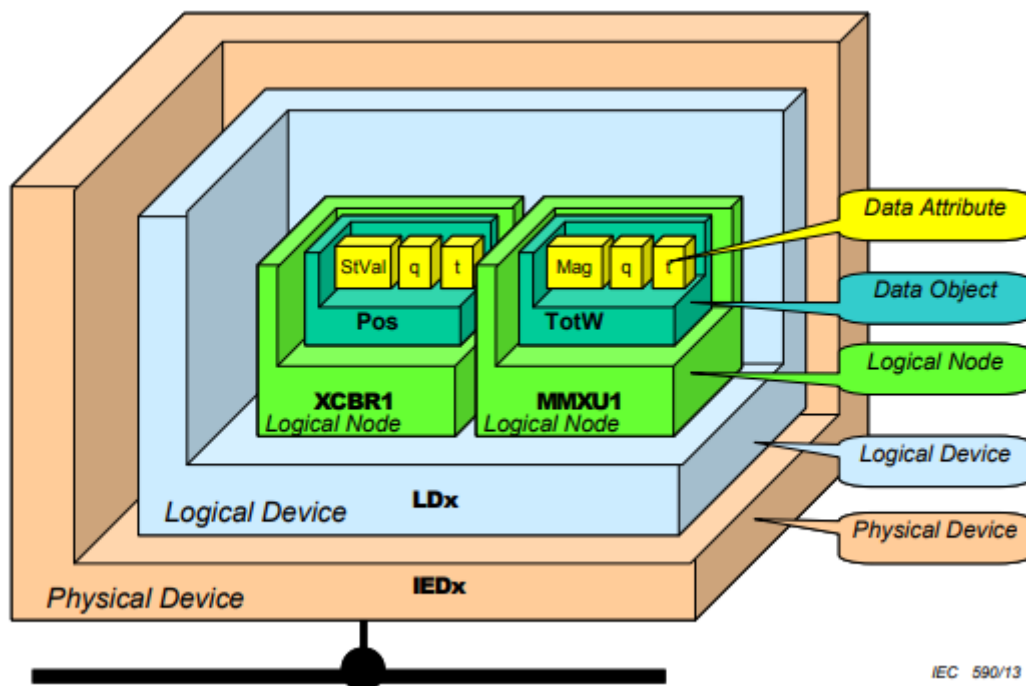
2.11.1 NÓS LÓGICOS

A norma aborda a forma de dividir e classificar as funções diversas da subestação utilizando o conceito de nós lógicos (*LN - Logical Nodes*). Podemos interpretar um *logical node*, como um pequeno agrupamento de funções comuns dentro de uma subestação e não necessariamente somente IEDs, podendo compreender disjuntores, seccionadores e controladoras. Na subestação automatizada as informações trocadas entre os dispositivos são transmitidas e recebidas pelas funções base em cada dispositivo e é também a menor parte de funções que pode trocar dados com outros objetos. Essa troca de dados é padronizada para cada nó lógico e é chamada de serviços.

Na Figura 14, podemos ver como a norma IEC organiza sua estrutura de troca de informações, notamos que os nós lógicos são caracterizados pela cor verde, estão abaixo da camada de dispositivo lógico, exemplo IED e contendo as informações de objetos. Por isso, é dito que os LNs são a camada mínima para troca de informações.

A norma define um total de 92 nós lógicos, quando são representados por acrônimos de 4 letras assumem o nome de *Logical Node Class*, ou seja é uma classe dos nós lógicos, como veremos a seguir:

Figura 14 - Modelo de informação IEC 61850



Fonte: IEC 61850-1 ed.2, 2013

- **XCBR** : Disjuntor (*circuit breaker*);
- **RBFR**: falha do disjuntor (*breaker failure*);
- **MMXU**: Unidade de medição (*measurement unit*);

Dessa forma, os nós lógicos são identificados e agrupados, a subitem IEC 61850-7-4 dividiu os nós lógicos em grupos definidos pela primeira letra do acrônimo de cada nó lógico. Podemos ver essa divisão na tabela 1.

Tabela 1 - Agrupamento dos nós lógicos

Grupo do <i>Logical Node</i>	Indicador de grupo
Automático	A
Reservado	B
Controle supervisão	C
Recursos energéticos distribuídos	D
Reservado	E
Blocos funcionais	F
Referências de funções genéricas	G
Energia hidráulica	H

Interface e arquivamento	I
Reservado	J
Equipamentos primários mecânicos e não elétricos	K ^a
Logical nodes do sistema	L
Medição e medida	M
Reservado	N
Reservado	O
Funções de Proteção	P
Deteção de eventos de qualidade de energia relacionados	Q
Funções relacionadas à proteção	R
Supervisão e monitoramento	S ^a
Transformador de instrumentos e sensores	T ^a
Reservado	U
Reservado	V
Energia eólica	W
Disjuntor	X ^a
Transformador de potência e funções relacionadas	Y ^a
Equipamento adicional (sistema de energia)	Z ^a

Obs.: ^a Os LNs desse grupo existem em IEDs dedicados se um barramento de processo for usado. Sem um barramento de processo, os LNs deste grupo são as E/S no IED *hardwired* um nível acima (por exemplo, em uma unidade de bay) representando o dispositivo externo por suas entradas e saídas (imagem de processo).

Existem alguns dados a serem comunicados que não se referem a nenhuma função, mas sim ao dispositivo físico em si, como informações de seu nome de identificação ou informações de supervisão do dispositivo. Tais dados são tratados no nó lógico de nome **LLN0**.

2.11.2 MODELO DE DADOS ESTRUTURADOS

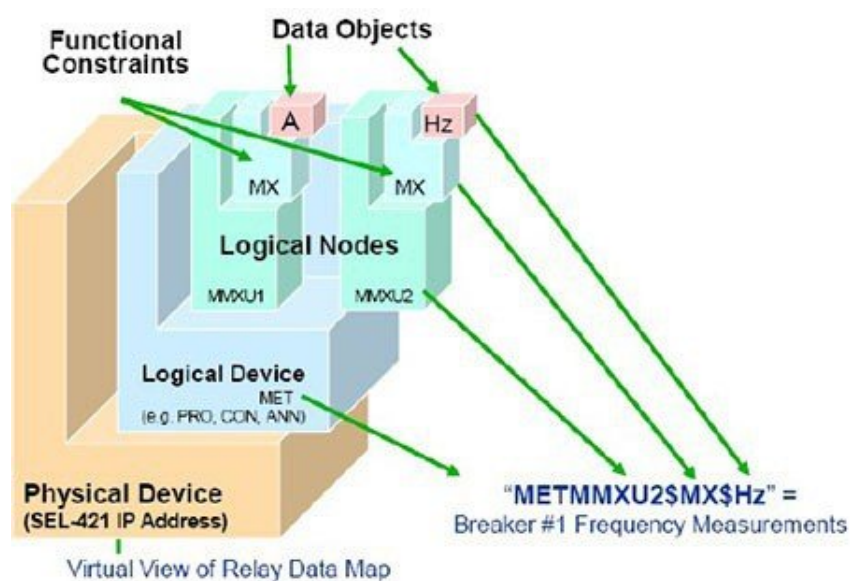
Como visto na Figura 14, a norma IEC define uma modelagem de comunicação, portanto, ela define que as informações que são fornecidas pelos nós lógicos siga uma estrutura, ou seja, define um modelo de dados estruturados, esses dados são definidos de maneira hierárquica, seguindo:

- a. Dispositivo Físico (*Physical Device*)

- b. Dispositivo Lógico (*Logical Device*)
- c. Objeto de dados (*Data object*)
- d. Atributo de dados (*Data Attribute*)

Na Figura 14, os itens a e b são vistos acima dos nós lógicos, enquanto os itens c e d vem abaixo dos nós lógicos. O conjunto de nós lógicos é agrupado em Dispositivos Lógicos (LDs) que usualmente se referem a uma funcionalidade que o dispositivo pode desempenhar no circuito, como Medição, Proteção e Controle, dentre outros. Na Figura 15 veremos um exemplo de arquitetura, em que cada grupo é separado por um \$ (cifrão), a inserção desse caractere significa que houve troca de grupo.

Figura 15 - Exemplo de arquitetura de um IED



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)

A mensagem MET\$MMXU2\$MX\$Hz traz consigo as informações de seu dispositivo lógico (MET), indica o nó lógico que contém a informação (MMXU2), indica a *functional constraint* (MX) e, no caso, a informação lida (Hz), que resulta no ato de medição da frequência do disjuntor número 1 do projeto que estava inserida. O que podemos notar é o que os nós lógicos carregam a informação de interesse, como visto, MX é *functional constraint*, o *data object* desse exemplo é HZ e, nesse exemplo, não temos apresentado um *data attribute*.

O conjunto de atributos de dados utilizados em um *Data Object* específico é chamado pela norma de classe de dados. No exemplo a seguir, é ilustrada a classe BTS - Serviço

de rastreamento de relatórios em buffer (*Buffered reporting tracking service*) e é listada suas *Data Attributes*. Todas as classes de dados são tratadas na seção 7.2 da norma.

Figura 16 - Atributos de dados da classe BTS

BTS Class						
Attribute name	Attribute type	FC	TrgOp	r/w	Value/value range	M/O/C
Shall inherit all the data attributes of the CST CDC						
Specific to the BTS						
rptID	VISIBLE STRING129	SR		r	Service parameter ReportIdentifier is mapped to rptID	M
rptEna	BOOLEAN	SR		r	Service parameter ReportEnable is mapped to rptEna	M
datSet	ObjectReference	SR		r	Service parameter DataSetReference is mapped to datSet	M
confRev	INT32U	SR		r	Service parameter ConfigurationRevision is mapped to confRev	M
optFlds	PACKED_LIST	SR		r	Service parameter OptionalFields is mapped to optFlds	M
bufTm	INT32U	SR		r	Service parameter BufferTime is mapped to bufTm	M
sqNum	INT16U	SR		r	Attribute SqNum of BRCB is mapped to sqNum	M
trgOps	TriggerConditions	SR		r	Service parameter TriggerOptionsEnabled is mapped to trgOps	M
intgPd	INT32U	SR		r	Service parameter IntegrityPeriod is mapped to intgPd	M
gi	BOOLEAN	SR		r	Service parameter GeneralInterrogation is mapped to gi	M
purgeBuf	BOOLEAN	SR		r	Service parameter PurgeBuf is mapped to purgeBuf	M
entryID	EntryID	SR		r	Service parameter EntryIdentifier is mapped to entryID	M
timeOfEntry	EntryTime	SR		r	Service parameter TimeOfEntry is mapped to timeOfEntry	M
resvTms	INT16	SR		r	Service parameter ReserveTimeSecond is mapped to resvTms	O

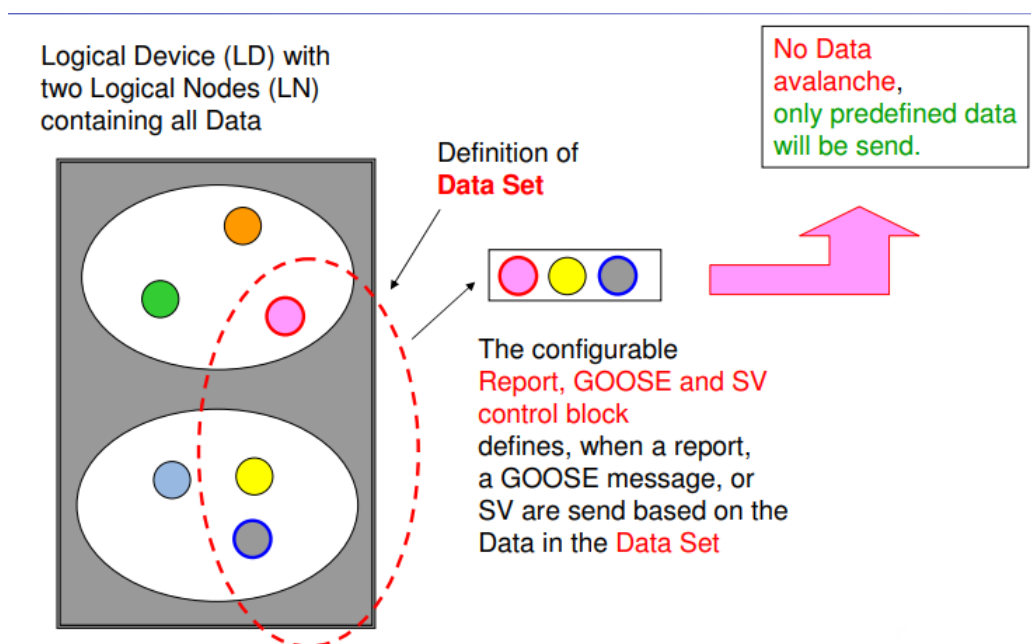
Fonte: (IEC61850, seção 7.2, 2010)

Buscando uma maneira de tornar a comunicação rápida e eficiente, a norma define grupos organizados de *Data Objects* e/ou *Data Attributes* do modelo de dados, os chamados *data sets*. Um conjunto de dados é uma coleção ordenada de referências de objetos. Ele não contém objetos de dados, mas referências a FCDs (*Functional Constrained Data Objects*) ou FCDAs (*Functional Constrained Data Attributes*). Essas referências são os membros do conjunto de dados e definem os dados que devem ser transmitidos em um relatório. Os membros do conjunto de dados, bem como sua ordem, devem ser conhecidos tanto pelo cliente quanto pelo servidor. Um conjunto de dados está localizado em um nó lógico específico, mas também pode conter referências a objetos de dados ou atributos de

dados de outros nós lógicos.

Um membro do conjunto de dados com restrição funcional FCD refere-se a um objeto de dados de um dispositivo e pode ser representado por um ponto de dados, já um membro do conjunto de dados com restrição funcional FCDA se refere a um endereço de tag no dispositivo e pode ser representado por um elemento de ponto de dados. Na Figura 17, podemos ver o modelo de *data sets*.

Figura 17 - A definição dos *Data Sets*



Fonte: (KLAUS, P., 2006)

2.11.3 A LINGUAGEM DE CONFIGURAÇÃO DE SUBESTAÇÕES (SCL)

A linguagem SCL (*Substation Configuration Language*) é usada para a comunicação dos diversos dispositivos de um subestação automatizada e incorpora conceitos de herança e polimorfismo (referências abstratas) de linguagens orientadas a objetos. Juntamente com essa linguagem, as informações sobre configuração e características da rede de comunicação formam o arquivo que representa todo o sistema, que se chama SSD (*System Specification Description*). Esse último, juntamente com outros, compõe uma série de arquivos que contêm os dados sobre as diversas funções do SAS. (ALMEIDA, 2011). Essa linguagem é baseada na linguagem *Extensible Markup Language* (XML (versão 1.0)) e na linguagem *Unified Modeling Language* (UML) e é definida pela norma IEC61850-6.

Com a utilização da linguagem SCL existe uma uniformização da nomenclatura uti-

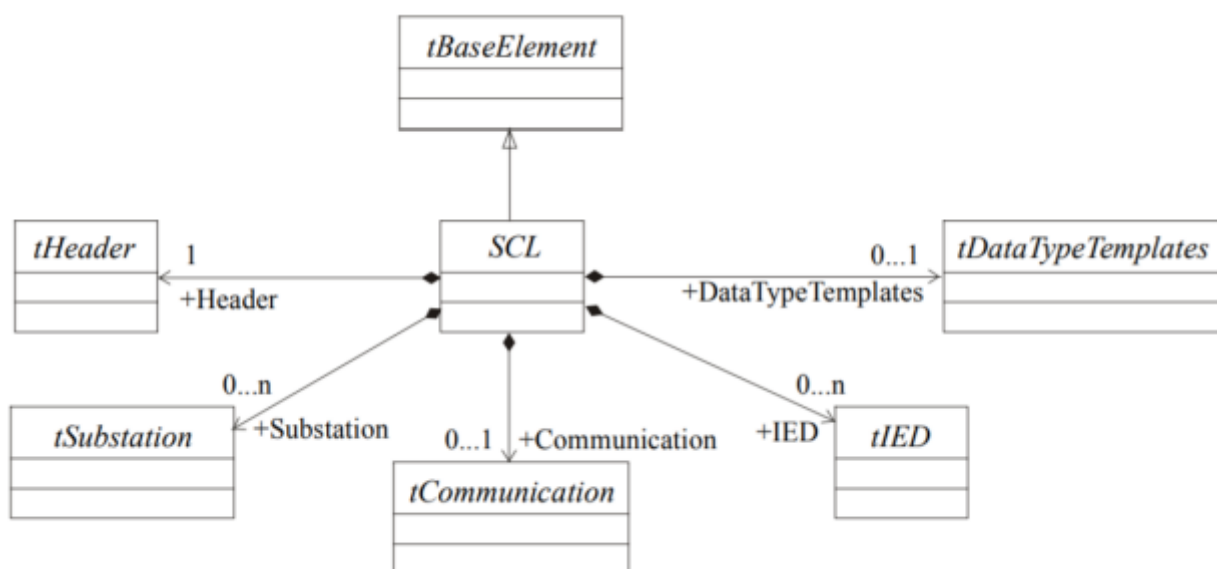
lizada, através de um modelo único de dados, criando assim um vocabulário comum. A linguagem SCL ainda desempenha algumas funções dentro da subestação, como: descrever as configurações de um IED, descrição do diagrama unifilar da subestação digital e a descrição funcional dos IEDs com alocação dos nós lógicos nos dispositivos.

Há então a definição de um modelo de objeto que descreve um IED, suas comunicações e suas posições dentro da distribuição do diagrama unifilar de uma SAS. É um formato padronizado que descreve como o modelo de objetos deve ser representado em arquivos a serem trocados entre as ferramentas de engenharia. (SOUZA, 2021).

Para estabelecer o dito modelo de objetos que compõem a subestação utilizou-se a linguagem de modelagem UML. A principal finalidade da linguagem UML dentro de um sistema orientado a objetos é a criação de modelos abstratos de processos por meio de uma linguagem visual que faz uso de diagramas de classe para representar os elementos estruturais que fazem parte do processo e os comportamentos desses elementos. (GUDWIN, 2010).

Desta forma, utiliza a linguagem UML na modelagem dos componentes que descrevem a subestação (níveis de tensão, nós lógicos, transformadores, IEDs, nós lógicos etc.). A Figura 18 ilustra uma parte de um esquema UML que traz informações de objetos que compõem um arquivo SCL.

Figura 18 - Diagrama de classes da estrutura do esquema da SCL.



Fonte: (IGARASHI, 2008)

Na sequência da definição UML de uma subestação, surgiu a necessidade de um for-

mato de arquivo que pudesse ser trocado e compreendido pelas ferramentas de engenharia, nesse contexto é utilizada a linguagem XML.

A linguagem XML é definida como uma metalinguagem, oferece recursos para definição de gramáticas que caracterizam linguagens para classes de documentos específicos, com conjuntos de elementos, atributos e regras de composição bem determinados. A XML é utilizada na descrição de dados estruturados e se trata de um conjunto de regras que define marcadores semânticos, os quais dividem o documento em partes identificáveis para que sejam feitas essas descrições de maneira hierárquica e estruturada (LIMA, 2005). Dessa maneira a linguagem XML foi a escolhida para a descrição dos objetos da SCL em um arquivo de texto, que deve ser compartilhável entre as ferramentas de engenharia da subestação. A Figura 19 é um texto de código XML utilizado na linguagem SCL.

Figura 19 - Descrição XML do objeto tSubstation da SCL.

```

<Substation name="S1">
  <VoltageLevel sxy:x="10" sxy:y="28" name="V1" xmlns:sxy="http://www.iec.ch/61850/2003/SCLcoordinates">
    <Bay sxy:x="229" sxy:y="17" name="BB1">
      <ConnectivityNode sxy:x="-10" sxy:y="10" name="1" />
    </Bay>
    <Bay sxy:x="363" sxy:y="290" name="BB2">
      <ConnectivityNode name="1" />
    </Bay>
    <Bay sxy:x="226" sxy:y="574" name="BB3">
      <ConnectivityNode name="1" />
    </Bay>
    <Bay sxy:x="267" sxy:y="33" name="B1">
      <ConductingEquipment sxy:x="107" sxy:y="20" name="CT1" type="CTR">
        <Terminal ease:origin="A" connectivityNode="S1/V1/BB1/1" substationName="S1" voltageLevelName="V1" bayName="BB1" cNodeName="1" xmlns:ease=...
        <Terminal ease:origin="B" connectivityNode="S1/V1/B1/1" substationName="S1" voltageLevelName="V1" bayName="B1" cNodeName="1" xmlns:ease=...
      </ConductingEquipment>
      <ConductingEquipment sxy:x="108" sxy:y="65" name="A" type="CBR">
        <Terminal ease:origin="A" connectivityNode="S1/V1/B1/1" substationName="S1" voltageLevelName="V1" bayName="B1" cNodeName="1" xmlns:ease=...
        <Terminal ease:origin="B" connectivityNode="S1/V1/BB2/1" substationName="S1" voltageLevelName="V1" bayName="BB2" cNodeName="1" xmlns:ease=...
      </ConductingEquipment>
      <ConnectivityNode name="1" />
    </Bay>
    <Bay sxy:x="272" sxy:y="320" name="B2">
      <ConductingEquipment sxy:x="62" sxy:y="10" name="CT2" type="CTR">
        <Terminal ease:origin="A" connectivityNode="S1/V1/BB2/1" substationName="S1" voltageLevelName="V1" bayName="BB2" cNodeName="1" xmlns:ease=...
        <Terminal ease:origin="B" connectivityNode="S1/V1/B2/1" substationName="S1" voltageLevelName="V1" bayName="B2" cNodeName="1" xmlns:ease=...
      </ConductingEquipment>
      <ConductingEquipment sxy:x="61" sxy:y="55" name="B" type="CBR">
        <Terminal ease:origin="B" connectivityNode="S1/V1/BB3/1" substationName="S1" voltageLevelName="V1" bayName="BB3" cNodeName="1" xmlns:ease=...
        <Terminal ease:origin="A" connectivityNode="S1/V1/B2/1" substationName="S1" voltageLevelName="V1" bayName="B2" cNodeName="1" xmlns:ease=...
      </ConductingEquipment>
      <ConnectivityNode name="1" />
    </Bay>
  </VoltageLevel>
</Substation>

```

Fonte: (PICOLO et al., 2013)

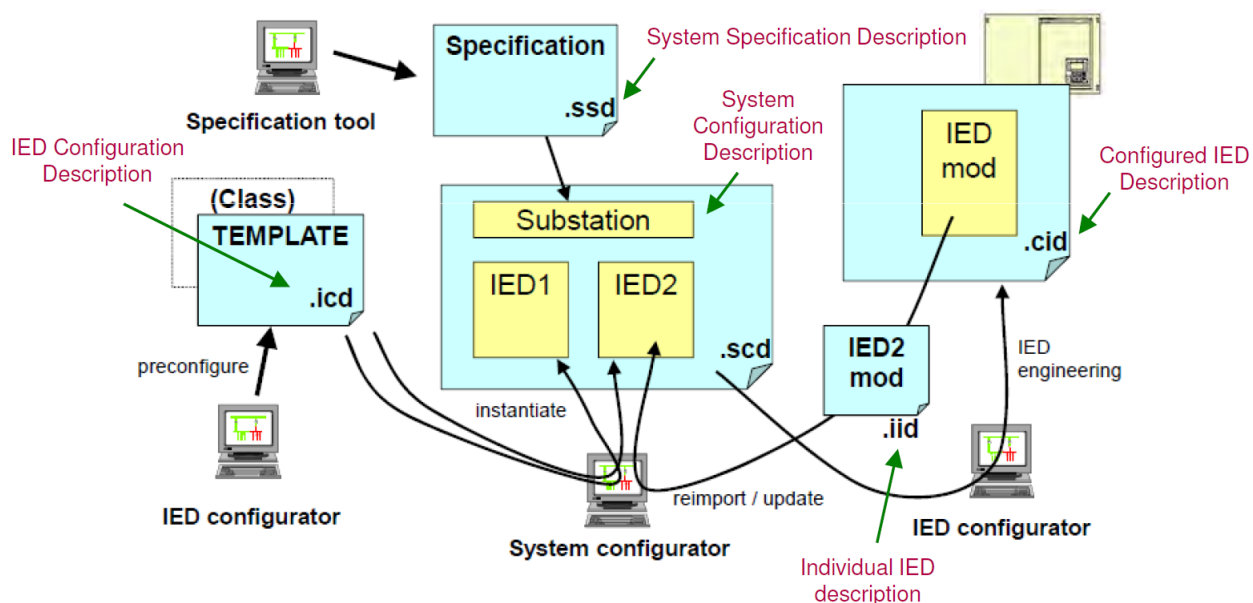
Na Figura 19 há parte de um arquivo SCL em XML para o objeto tSubstation, em que é possível identificar dados relacionados ao IED, as descrições de comunicação, descrição da subestação e tipos de templates.

Lançando mão do UML e XML, a parte 6 da norma define e descreve os arquivos SCL, além de conter informações que são interpretadas e utilizadas pelas ferramentas de engenharia. São definidos 4 tipos de arquivo na sexta parte da norma:

- **SSD** (*System Specification Description*): contém os nós lógicos e diagrama unifilar do sistema, a fim de descrever as funções de energização de todo o sistema. Permite a troca de informações entre a ferramenta de configuração e a ferramenta de especificação.
- **SCD** (*Substation Configuration Description*): Define e cria o fluxo de dados, de onde partem e até onde chegam. Define a configuração da subestação
- **ICD** (*IED Capability Description*): trata das informações relacionadas aos IEDs, determinando quais dados estarão disponíveis. É a configuração XML dos itens aplicados ao IED, como suas capacidades e pré-configurações.
- **CID** (*Configured IED Description*): Determina as informações que o IED configurado irá disponibilizar na rede, tudo depende de como foi especificado o projeto. É a descrição XML que determina a configuração de um IED específico.

Na Figura 20 será possível visualizar o fluxo de troca de informações desses arquivos dentro da estrutura de uma subestação.

Figura 20 - Fluxo de troca de informações de arquivos de descrição SCL



Fonte: (IEC 61850, 2010)

Os arquivos ICDs devem ser distribuídos pela fabricante do IED, uma vez que cada dispositivo terá configurações próprias definidas por sua empresa. Após serem configurados, os arquivos ICDs se tornam arquivos CID. A composição dos arquivos ICD, CID e

SSD formam o arquivo SCD, que é a descrição da configuração do sistema. Na Figura 20 observa-se ainda o arquivo IID (*Individual IED description*) que está relacionado à configuração de uma parte do IED especificamente para utilização dentro de um sistema de automação de subestação. Nota-se também que são usados diferentes softwares de configuração para cada tipo de arquivo, comprovando que existe uma uniformidade na troca de informações e entendimento dos comandos.

2.12 SERVIÇOS DE MENSAGEM DA NORMA IEC 61850

Existem diferentes serviços de mensagem para a norma IEC 61850, eles variam e são escolhidos de acordo com a aplicação em que estão inseridos, fatores como confiabilidade dos dados e velocidade de comunicação também são avaliados.

A parte 7-2 da norma define a Interface Abstrata dos Serviços de comunicação, ou *Abstract Communication Service Interface* (ACSI) que compõe a camada de aplicação da mensagem. É uma modelagem hierárquica que ordena de maneira correta como devem ser referenciados os dados contidos nas mensagens.

A modelagem dos dados é orientada da mesma maneira que o arquivo XML apresentado na Figura 19, dessa maneira a mensagem consegue transmitir diferentes e importantes dados.

Após os dados serem modelados de acordo com o que é definido pela ACSI na parte 7-2 da norma IEC 61850, a mensagem deve ser mapeada, uma vez que o modelo é genérico. O mapeamento deve relacionar o modelo criado à tecnologia específica da pilha de protocolos de comunicação utilizado. Nesse sentido existem serviços que executam esse mapeamento, são os chamados SCSM (*Specific Communication Service Mappings*), tratam-se de procedimentos padronizados, que têm por função concretizar o modelo abstrato que foi implementado e tornar possível o seu funcionamento. Em termos práticos, os SCSMs devem instanciar os serviços abstratos no protocolo específico, provendo instruções e especificações detalhadas, mecanismos, regras para implementação dos objetos, serviços e algoritmos do ACSI na pilha de protocolos que será utilizada na comunicação. O mapeamento da ACSI resulta em dois grupos de serviços de comunicação: o modelo cliente-servidor e o modelo *peer-to-peer*. (SOUZA, 2021).

O modelo cliente-servidor garante maior confiabilidade na transmissão e recebimento dos dados por passar por todas as camadas do modelo TCP/IP e é implementado através do protocolo MMS (*Manufacturing Message Specification*) por meio da seção IEC 61850-8

da norma.

Por sua vez, o modelo *peer-to-peer* faz uso do padrão *publisher-subscriber* que permite a uma aplicação enviar mensagens de forma assíncrona e fazer com que diversos equipamentos recebam essas mensagens em uma mesma sequência de transmissão. Essas mensagens podem ser divididas nos tipos SV (*Sampled Values*) para valores analógicos transmitidos das unidades de medição para os dispositivos de proteção e GSE (*Generic Substation Events*) para os eventos transmitidos entre os dispositivos de proteção, sendo as mensagens GSE por sua vez subdivididas em GOOSE (*Generic Object Oriented System Event*) ou GSSE (*Generic Substation Status Event*).

A norma IEC 61850 estabelece uma classificação das mensagens quanto a sua aplicação, possibilitando uma associação com a ordem de prioridade no envio e recebimento, sendo que mensagens prioritárias são enviadas mais rapidamente em comparação com as de menor prioridade.

Figura 21 - Classificação das mensagens IEC 61850 quanto aplicação

Type	Applications	Performance Class	Requirements (Transmission Time)
1A	Fast Messages (Trip)	P1	10 ms
		P2/P3	3 ms
1B	Fast Messages (Other)	P1	100 ms
		P2/P3	20 ms
2	Medium Speed		100 ms
3	Low Speed		500 ms
4	Raw Data	P1	10 ms
		P2/P3	3 ms
5	File Transfer		≥1000 ms
6	Time Synchronization		(Accuracy)

Fonte: (IEC 61850, 2012)

Como apresentado, o protocolo TCP/IP organiza sua pilha utilizando 4 camadas, sendo geração de dados, transporte, rede e enlace. Dentre todos os tipos de mensagem da Norma IEC 61850, a camada de enlace é comum a elas. É a que especifica a maneira com que os dados serão transmitidos a partir de um dispositivo emissor para outros que estejam situados na mesma rede de forma a minimizar ao máximo de erros possíveis entre

a transmissão e o recebimento dos dados. Porém, para que sejam possíveis o envio e o recebimento de dados em requisitos de tempo similares aos apresentados na Figura 21, outras camadas são suprimidas da pilha TCP/IP que não a camada de enlace.

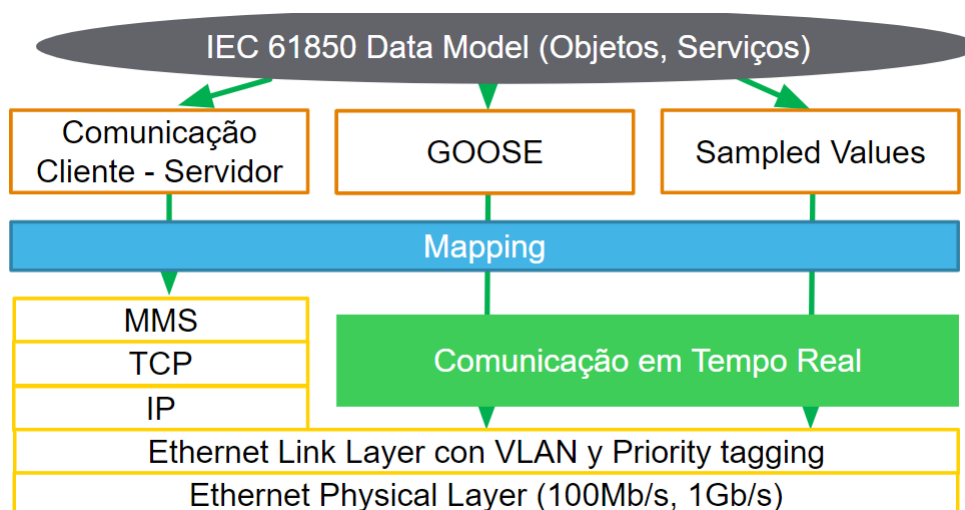
As mensagens tipo 1A e 1B são classificadas como mensagens rápidas pela norma e consistem no envio de trips (atuação de proteções que causam abertura de disjuntores, como contra curto-circuito, por exemplo) para 1A, além de comandos adicionais ou mensagens básicas que necessitem ser transmitidos rapidamente para o caso 1B.

A classificação 6 engloba as mensagens que contêm informações de sincronismo de tempo para os relógios internos de cada IED. Tais mensagens têm sua performance medida por meio da acurácia em relação ao tempo real que foi transmitido, sendo que, usualmente trabalham com uma acurácia de 10ms (ZIMATH, 2011).

As mensagens tipo 4 tratam de valores amostrais de medidas analógicas, tais como medidas de potência, energia ou tensão e podem ser divididas nas classes de performance P1, P2, e P3 definidas pela norma de forma a efetuarem um tempo de envio mínimo de até 3ms. Essa velocidade de transmissão é necessária para casos em que os alimentadores recebem as 28 informações analógicas de monitoramento do sistema, através de unidades de medição ou MU's (Merging Units) externas que enviam esses dados por meio da rede.

Tanto as mensagens do tipo 1A, 1B como do tipo 4 necessitam ser transmitidas com prioridade pois estão relacionadas à proteção do sistema elétrico em caso de falhas. Nesse contexto, a pilha TCP/IP tem algumas camadas suprimidas para possibilitar o envio dessas informações em menor tempo.

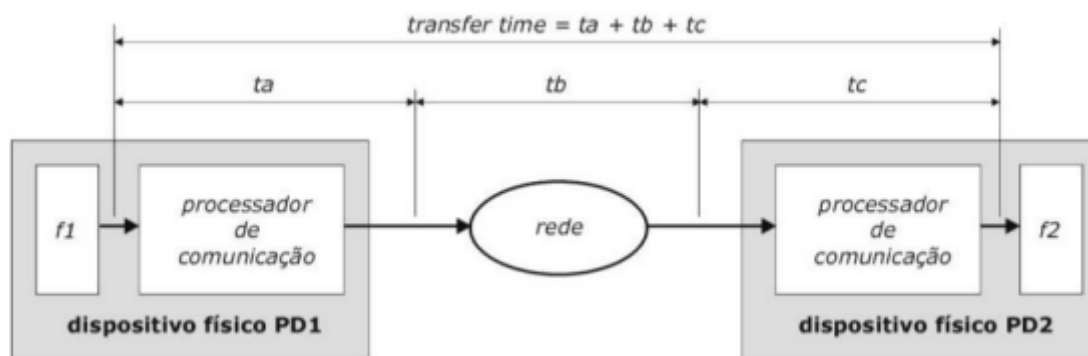
Figura 22 - Norma IEC 61850 e seus serviços de comunicação



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021).

A IEC 61850-5 caracteriza a performance da comunicação estabelecida entre os equipamentos através de uma variável denominada tempo de transferência (*transfer time*) que leva em conta o tempo total de tratamento, envio e recebimento da mensagem entre o emissor e o receptor. A Figura 23, a seguir, ilustra esse parâmetro:

Figura 23 - Tempo de transferência definido pela IEC 61850-5



Fonte: (IGARASHI, 2008)

Dessa maneira devem ser contabilizados o tempo para colocação da mensagem na pilha TCP/IP (t_a) que possibilita a transmissão da mensagem, a latência da rede (t_b) que é o tempo que o pacote de dados leva para trafegar de um ponto a outro e o tempo que o receptor leva para desencapsular, tratar e extrair os dados no formato da pilha TCP/IP e inseri-los nos respectivos endereços de memória. A somatória desses tempos: t_a , t_b e t_c resulta no tempo de transferência definido pela norma

2.12.1 MENSAGENS GSE (GENERIC SUBSTATION EVENTS)

Os eventos genéricos de subestação (GSE) tratam-se de um modelo de controle definido de acordo com a norma IEC 61850 que fornece um mecanismo rápido e confiável de transferência de dados de eventos em redes de subestações elétricas inteiras. Quando implementado, esse modelo garante que a mesma mensagem de evento seja recebida por vários dispositivos físicos usando serviços *multicast* ou *broadcast*. O modelo de controle GSE é subdividido em GOOSE e GSSE.

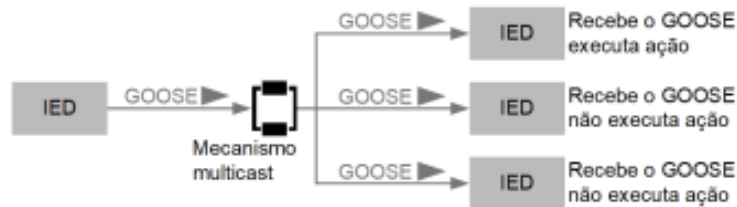
O GSSE é uma extensão do mecanismo de transferência de eventos no UCA2.0. Somente dados de status podem ser trocados por meio do GSSE e ele usa uma lista de status (sequência de bits) em vez de um conjunto de dados como é usado no GOOSE. As mensagens GSSE são transmitidas diretamente sobre IEC/ISO 8802-2 e 8802-3 usando um mecanismo semelhante às mensagens GOOSE. Por ser um mecanismo mais simples e antigo que o GOOSE, ele é tratado mais rapidamente em alguns dispositivos. O GSSE

está sendo progressivamente substituído pelo uso do GOOSE e o suporte para ele pode eventualmente desaparecer. Isso acontece, porque o mecanismo GOOSE é mais difundido hoje e permite transmissão tanto de informações digitais como analógicas, além de valores inteiros e são mais flexíveis, possuindo *data sets* configuráveis que garantem maior flexibilidade. Tanto as mensagens GOOSE como GSE trafegam no nível topológico de *bay* da subestação.

2.12.2 MECANISMO DE MENSAGENS GOOSE

O mecanismo de mensagens GOOSE merece um destaque maior, por ser hoje o sistema mais utilizado e difundido entre os projetos e dispositivos. Como já descrito, as mensagens GOOSE se diferenciam por sua velocidade, é um mecanismo de modelo controlado no qual qualquer formato de dados (status, valor) é agrupado em um conjunto de dados e transmitido dentro de um período de 4 milissegundos, transmitindo tanto mensagens digitais quanto analógicas.

Figura 24 - Mensagem GOOSE multicast



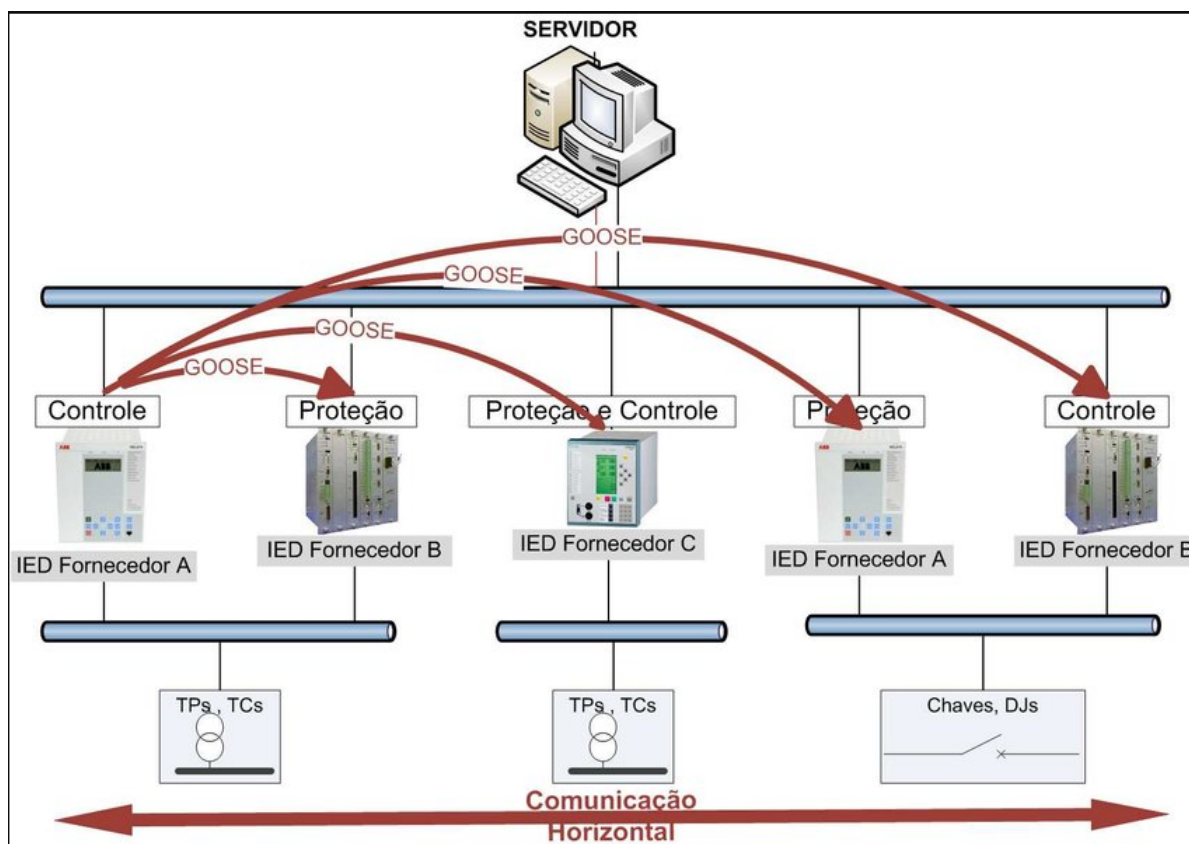
Fonte: (SILVEIRA; FRANCO, 2019)

Na Figura 24 é possível ver o mecanismo *multicast* em ação, um IED transmite a mensagem e o mecanismo multicast compartilha a mesma mensagem com os demais IED, todos recebem a mensagem e somente aquele IED escravo, que foi chamado, executa a ação.

O modelo de mensagens GOOSE se assemelha muito ao modelo de mensagens GSSE, por isso, analisando-se a estrutura de transmissão das mensagens GOOSE, observa-se semelhanças com o modelo GSSE, porém, como já descrito, o modelo GOOSE é mais difundido por dar uma maior possibilidade de transmissão em menos tempo.

Na Figura 25, vê-se outro exemplo de comunicação via GOOSE.

Figura 25 - Exemplo de transmissão GOOSE e MMS

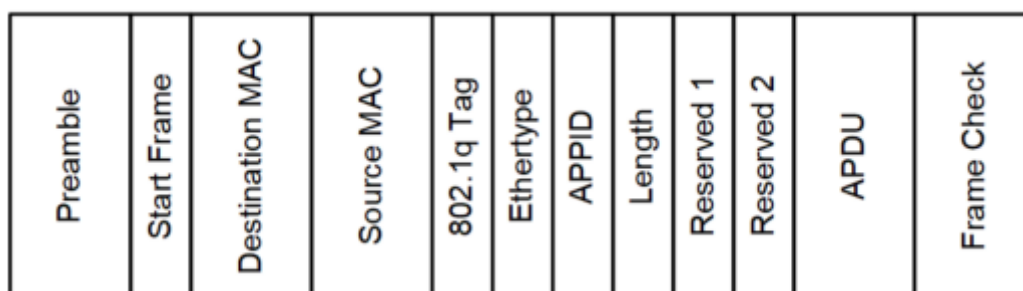


Fonte: (CALHAU; MARTINS, 2012)

No exemplo é possível ver dois modelos de comunicação, bem descartados, horizontalmente os IEDs se comunicam via GOOSE, modelo de mensagem que garante interoperabilidade e permite que IEDs de fabricantes diversas se comuniquem sem nenhum tipo de problema. Isso se deve à estrutura da mensagem utilizada pelo modelo GOOSE. Pode ser visto também que verticalmente está em atuação o modelo MMS, onde o Servidor (computador principal - mestre) envia verticalmente seus comandos aos IEDs, usando o cliente/servidor, onde o servidor publica a mensagem e os IEDs abaixo atuam ou não e interpretam a mensagem. Os GOOSEs são distribuídos através de uma configuração publicador/assinante, sendo o IED responsável por criar mensagens (publicador) que são entregues para um grupo de IEDs assinantes.

As mensagens GOOSE são mapeadas e projetadas na camada de enlace, segundo o modelo OSI, utilizando arquitetura *Ethernet* para construção do frame, conforme a Figura 26:

Figura 26 - Datagrama GOOSE



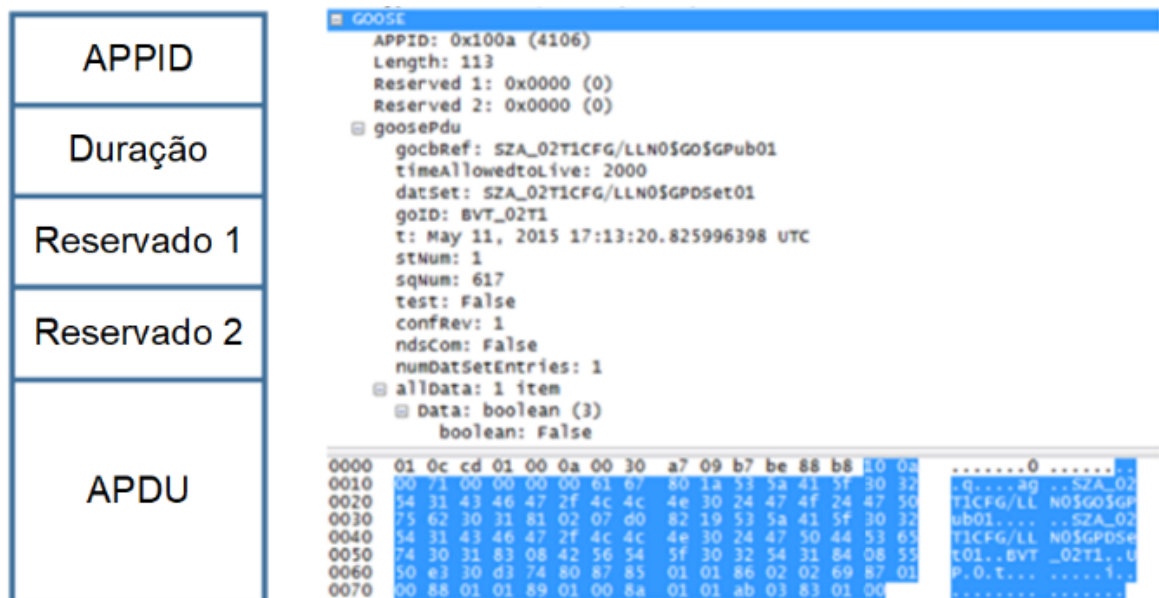
Fonte: (SILVEIRA; FRANCO, 2019)

O frame GOOSE tem em destaque 12 campos, que compõem sua estrutura, sendo cada um desses campos descritos como:

1. **Preâmbulo** (*Preamble*): Composto por 7 bits idênticos e é similar ao mesmo campo do frame Ethernet. Tem por função comunicar os receptores para se prepararem para receber um novo frame. Cada bit de sua composição segue o padrão: 10101010;
2. **Frame de início** (*Start frame*): É o último byte após o preâmbulo e antes do início do frame. É caracterizado por ter o último bit diferente do padrão observado nos bytes do preâmbulo e sempre apresenta a seguinte combinação: 10101011;
3. **Destination MAC**: É o endereço físico dos subscribers na rede Ethernet. Tal endereçamento tem os bits mais significativos sempre constante, de forma a evidenciar que se trata de uma mensagem multicast. A norma IEC 61850 estabelece que os três primeiros octetos desse endereço devem ser 01-0C-0D e o quarto octeto classifica a mensagem que se está enviando de acordo com o tipo, podendo ser 01 para GOOSE, 02 para GSSE ou 04 para SV. Os quinto e sexto octetos definem um endereçamento individual para a mensagem específica que se está transmitindo (SILVEIRA; FRANCO, 2019);
4. **Source MAC**: Corresponde ao endereço do dispositivo físico que está publicando as mensagens na rede;
5. **Tag 802.1q**: As tags IEEE 802.1Q (VLAN priority tagging), (IEEE Std. 802.1Q, 2012) definem um mecanismo de seleção e segregação de mensagens; (SILVEIRA; FRANCO, 2017) Têm por finalidade não sobrecarregar a largura de banda da rede Ethernet;

6. **Ethernet type GOOSE**: Campo responsável por identificar a mensagem como sendo do tipo GOOSE dentro do padrão de frame Ethernet, é definido como 88 B8.
7. **APPID**: Campo que identifica o frame na rede;
8. **Length**: Identifica o número total de bits da mensagem;
9. **Reserved 1**: Bit que indica se o dispositivo está em modo de simulação. Quando este bit estiver ativo o dispositivo é capaz de escrever em qualquer mensagem que também tenha o bit de simulação em TRUE. Além de informações digitais tal funcionalidade se aplica também à escrita de valores analógicos em mensagens do tipo Sampled Value e elimina a necessidade da injeção de corrente através de fios elétricos nos dispositivos de teste (RICCARDO, 2019);
10. **Reserved 2**: Reservado para futuras padronizações;
11. **APDU** (*Application Protocol Data Unit*): Contém informações de parametrização e endereçamento da mensagem a ser enviada, como a informação do data set em que a mensagem está sendo publicada;
12. **Frame Check**: Identificação do final do frame que está sendo transmitido.

Figura 27 - GOOSE APDU



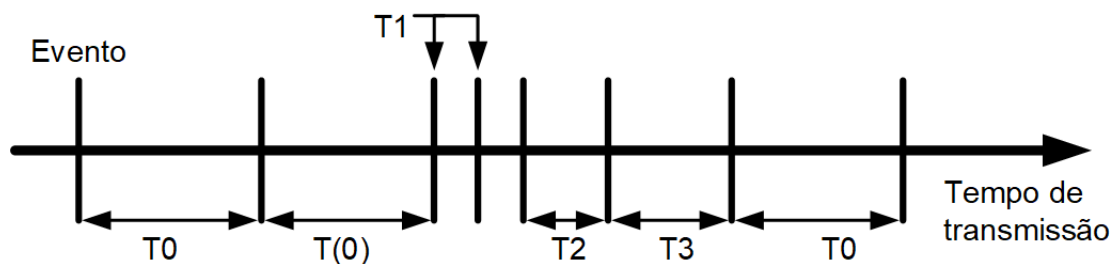
Fonte: (SILVEIRA; FRANCO, 2017)

A performance das mensagens GOOSE estão descritas na IEC 61850-5 (IEC 61850-5, 2003) e são enquadradas nos tipos 1 e 1A. As mensagens do tipo 1 (Mensagens Rápidas),

tipicamente contêm um conteúdo binário, porém, podem carregar grandezas analógicas. As mensagens do tipo 1A são mensagens críticas em uma subestação cujo requisito de performance exige uma transmissão na ordem de 3ms no caso mais crítico

A Figura 27, demonstra o mecanismo de transmissão de mensagens GOOSE:

Figura 28 - Mecanismo de transmissão GOOSE



Fonte: (SILVEIRA; FRANCO, 2017)

Os eventos são gerados na aplicação local do IED, mapeados nos Datasets e envelopados nas mensagens GOOSE. Caso não ocorra nenhuma variação nas variáveis do container *allData*, as mensagens trafegam em regime constante, de forma periódica e respeitando o tempo de retransmissão T_0 .

A transição do estado da informação, representada por um LN, organizada em DataSets, aciona o mecanismo de retransmissão rápida da mensagem GOOSE. O tempo (T_0) representa a transição do estado em regime contínuo para o regime de retransmissão rápida. O tempo T_1 é a transmissão mais rápida após a ocorrência de um evento. Os tempos T_2 e T_3 são os tempos associados à recomposição das mensagens em regime permanente. O tempo e a forma de retransmissão T_1 pode variar de acordo com o tipo de fabricante.

A cada transmissão de mensagens pelo publicador, o contador *SqNum* é incrementado até que ocorra o disparo de um novo evento, onde o contador é zerado. O contador *StNum* é atualizado a cada novo evento. Os contadores *SqNum* e *StNum* estão diretamente ligados ao funcionamento do mecanismo de mensagem GOOSE. Através da variação dos parâmetros dos contadores, é possível analisar o comportamento das mensagens GOOSE.

A norma IEC 61850-5 estabelece classes de performance para as mensagens GSE (o que inclui as mensagens GOOSE), sendo elas:

- **Classe P1:** Com tempo de transferência na ordem de 1/2 ciclo (definido como 10ms)

- **Classe P2:** Com tempo de transferência na ordem de 1/4 ciclo (definido como 3ms)
- **Classe P3:** Com tempo de transferência na ordem de 1/4 ciclo (definido como 3ms)

Os benefícios da utilização das mensagens GOOSE são a velocidade de transmissão e a interoperabilidade, como já descrito, permite uma comunicação veloz e entre dispositivos de fabricantes diversas, o que ajuda na diminuição de cabos de conexão entre os IEDs, aumenta o desempenho de comunicação, uma vez que é mais veloz que entradas cabeadas. Oferece ainda maior flexibilidade, uma vez que permite mudanças de informações sem a necessidade de mudanças físicas dos dispositivos.

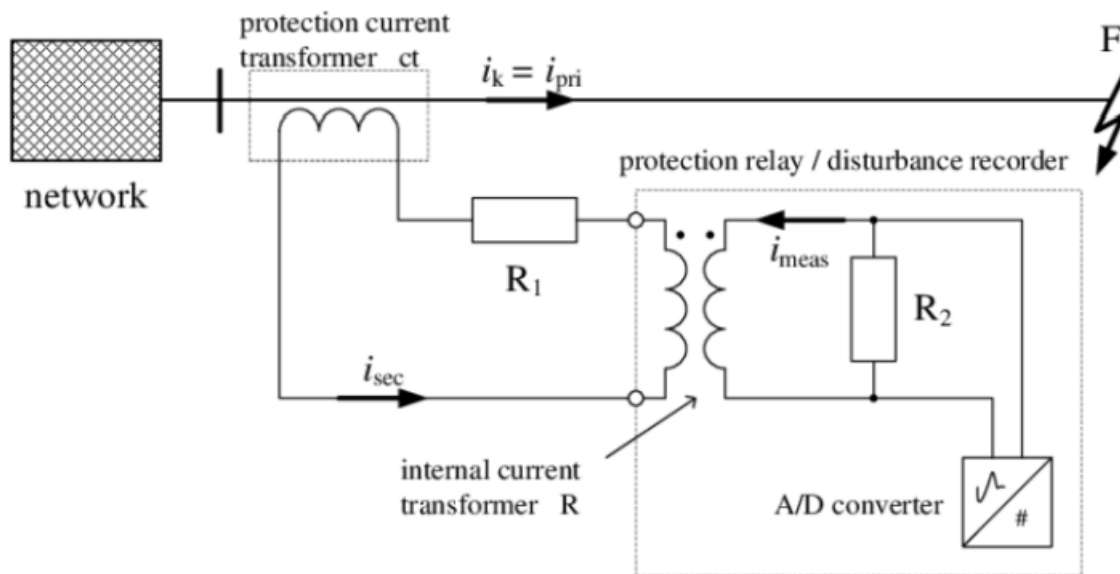
2.12.3 MENSAGENS SAMPLED VALUES (SV)

As mensagens SV têm a característica de transmitir valores analógicos das unidades de medição para os IEDs, sendo transmitidas no barramento de processo. Tais valores amostrados são definidos pela IEC 61850-9 e, assim como as mensagens GSE, têm seu modo de transmissão *multicast* através do mecanismo *publisher-subscriber*. Porém, não fazem uso do mecanismo de retransmissão de mensagem utilizado nas mensagens GSE.

Os valores amostrais transmitidos são oriundos dos chamados transformadores de instrumento, que se tratam essencialmente de transdutores de tensão e corrente presentes nos circuitos alimentadores da subestação: os transformadores de tensão e transformadores de corrente, apresentados na seção 2.4 deste trabalho, e, como descrito também podem ser utilizados os OVTs e OCTs.

O protocolo SV é utilizado pela norma IEC-61850 para comunicação entre instrumentos de medição e MUs com os IEDs, repassando as informações analógicas do estado da rede. Resumidamente, ao se utilizar o protocolo SV, deixa-se de trabalhar com valores analógicos de energia (tensão e corrente) e passa-se a trabalhar com dados digitais, uma vez que o protocolo tem por característica converter os dados analógicos em digitais e, a partir dessa conversão, é possível trabalhar os dados como informações nos IEDs. Para esse processo de conversão, é necessário a utilização de conversores A/D. Nas imagens que serão apresentadas a seguir, é possível analisar como é feita a aquisição e conversão de valores analógicos de energia e como eles são convertidos para interpretação dos IEDs.

Figura 29 - Aquisição de valores analógicos utilizando TC convencional

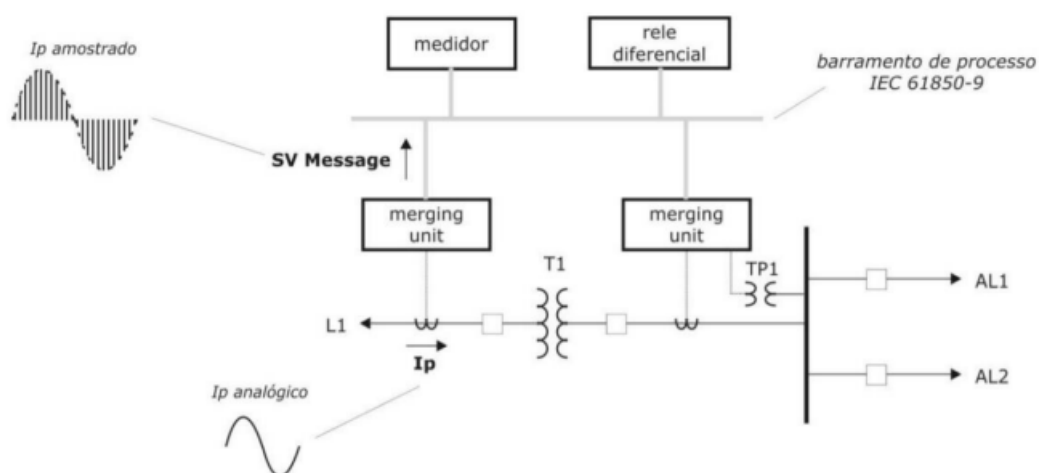


Fonte: (STACHEL; SCHEGNER, 2010)

É possível notar que valores analógicos encontrados nos secundários dos transformadores de instrumentos podem ser lidos diretamente pelos relés de proteção da subestação, que são os IEDs que concentram as funções e lógicas de proteção e operam os disjuntores de forma a abrir os circuitos alimentadores em caso de falhas.

O conceito utilizando MU pode ser visto a seguir:

Figura 30 - Conversão analógica/digital utilizando Merging Units



Fonte: (IGARASHI, 2008)

Como descrito, deixa-se de operar com sinais analógicos, o barramento de processos passa a receber informações digitais, amostras do valor real e o que é disponibilizado para os IEDs e medidores é justamente essa amostra, a mensagem Sampled Values.

Para uma melhor utilização e aquisição dos dados, o protocolo recomenda algumas características e elenca algumas prioridades de mensagens. O protocolo recomenda a utilização da comunicação baseada em um sistema com conectores ópticos “*full duplex*” *Straight Tip Connectors* (STC) ou os conectores *Mechanical Transfer Registered Jack* (MT-RJ) podendo utilizar os cabos de elétricos mais comuns, *Registered Jack-45* (RJ-45) (UCA, 2004). Ambos conectores tratam-se de entradas disponibilizadas nos IEDs e MUs, por onde são conectados os cabos responsáveis pela comunicação, esses conectores são comumente conhecidos pelo uso em redes de comunicação baseadas em *Ethernet*, sendo o RJ45 o padrão que utilizamos em roteadores, por exemplo, e o STC tem se tornado o padrão de conexão para redes baseadas em fibra óptica. A recomendação por conectores *full duplex* é feita, pois, esse tipo de cabo permite a comunicação bidirecional, ou seja, permite que o fluxo de mensagem seja feito em ambos os sentidos, simultaneamente.

A segunda recomendação é feita para o tamanho e intervalo de cada mensagem SV, que é dependente de dois fatores: a frequência do sinal a ser medido e a *Samples Per Period* (SPP), na qual, segundo o guia de implementação 61850-9-2 Light Edition (LE), o mais utilizado, apresenta dois valores de amostragem, 80 e 256 amostras por ciclo de rede, sendo obrigatório ser uma taxa de amostragem fixa. A amostragem de 80 ciclos é recomendada para a utilização em sistemas de proteção. A norma define ainda que os frames de proteção, 80 amostras por ciclo, são enviados em pacotes únicos, totalizando 4800 frames por segundo. Os frames de medição são enviados quando acumular 8 dados, reduzindo a taxa de frames em 1920 frames/s.

Outra configuração utilizada é a *Hardfiber*, que diferentemente da LE, não distingue as mensagens entre proteção e medição, possuindo apenas uma taxa de amostragem com 128 amostras por ciclo de rede, porém cada frame possui 8 dados.

Da mesma forma que ocorre nas mensagens GSE, as mensagens SV transmitem a informação nas classes de performance, sendo P1, P2 e P3 definidas pela IEC 61850-5 quando se trata de aplicações envolvendo proteção ou controle e M1, M2 e M3 para aplicações de medição e qualidade de energia. A seguir é apresentada a tabela de classe das mensagens SV.

Figura 31 - Classe de mensagens Sampled Values

Tipo de Dados	Classe	Tempo de transmissão (mseg) Definido por tempo de trip	Resolução (Bits) Amplitude	Taxa (Amostra/seg) Frequencia
Tensão	P1	10,0	13	480
Corrente			13	
Tensão	P2	3,0	16	960
Corrente			16	
Tensão	P3	3,0	16	1920
Corrente			18	
Tensão	M1	Classe 0.5 (IEC 62053-22) Classe 0.2 (IEC 60044-8) Até to 5 ^º harmônico	12	1500
Corrente			14	
Tensão	M2	Classe 0.2 (IEC 62053-22) Classe 0.1 (IEC 60044-8) Até to 13 ^º harmônico	14	4000
Corrente			16	
Tensão	M3	Classe 0.1 Não está definido pelo IEC Até to 40 ^º harmônico	16	12000
Corrente			18	

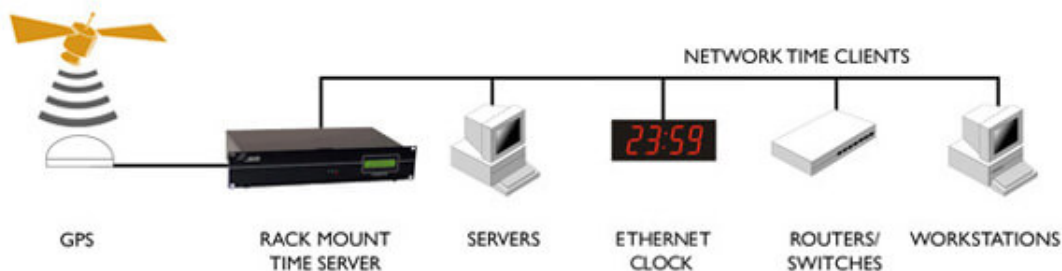
Fonte: (ALVES, 2009)

2.12.4 MENSAGENS DE SINCRONISMO DE TEMPO

As mensagens de sincronismo de tempo são outro tipo de mensagens que também circulam pelo barramento de uma subestação, são utilizadas para garantir a sincronização dos equipamentos utilizados, são imprescindíveis para utilização de detecção de falhas por ondas viajantes, por exemplo, garantindo que os equipamentos estejam sincronizados sobre o mesmo padrão de tempo, impedindo que erros causados por diferenças de referenciais ocorram, uma vez que garante que todos os equipamentos estão operando sobre o mesmo padrão de tempo.

A aquisição da informação de sincronismo de tempo pode ser feita por dispositivos GPS (Global Precision Position), que recebem informações de tempo de satélites diversos que orbitam a terra e, constantemente, enviam essa informação (SHINTON, 2018). Nesse contexto, as informações de tempo são universais, denominadas UTC (*Universal time coordinated*) e, posteriormente, são adicionados os fusos horários. Tais informações são recebidas por uma antena GPS conectada a um módulo receptor, responsável por coletar tais informações de tempo e enviá-las via broadcast na rede.

Figura 32 - Sincronização de tempo utilizando GPS



Fonte: (WILLIANS, 2008)

2.12.4.1 SNTP

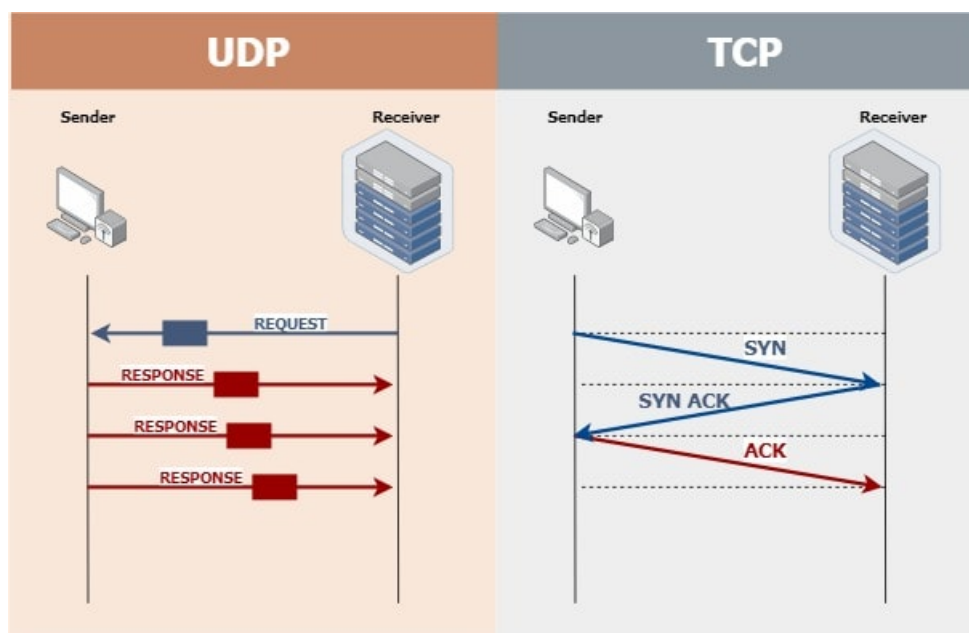
Como descrito, o *Simple Network Time Protocol* (SNTP) é uma versão simplificada do protocolo NTP. Essa simplificação ocorre, pois, o protocolo *Network Time Protocol* (NTP) é muito robusto para certas aplicações e o SNTP é mais básico, e executa as funções que são necessárias, sem perdas significativas, mesmo que com uma menor precisão. A principal diferença entre o SNTP e o NTP é que o SNTP sincroniza os relógios dos equipamentos, simplesmente, enquanto o NTP é capaz de procurar o melhor tempo disponível entre várias fontes de indicação de tempo, buscando as fontes com menores atrasos e maior sincronização para todos os demais aparelhos.

O SNTP, assim como o NTP, utiliza o UDP (*User Datagram Protocol*) para enviar e receber as mensagens de estampa de tempo. O UDP se assemelha ao TCP, ambos os protocolos atuam na 4ª camada do modelo OSI, camada de transporte. A principal diferença entre os dois protocolos é que o UDP possui menor confiabilidade, isso ocorre pelo motivo de como as mensagens são tratadas. O TCP utiliza um método chamado *Three-Way-Handshake*, esse método consiste em garantir que as mensagens saiam do emissor e cheguem ao receptor sem que a ordem das mensagens sejam perdidas. O protocolo busca garantir que a conexão entre o emissor e o receptor esteja adequada a cada transmissão e faz uso do método *Three-way Handshake*, que consiste no envio de três flags de reconhecimento: “SYN”, “SYN/ACK” e “ACK”, em que o emissor inicialmente envia a flag “SYN” para o receptor que responde com “SYN/ACK” para o emissor que, finalmente, envia a flag “ACK” para o receptor e só após essa etapa é iniciada a comunicação (THREEWAY, 2020).

O protocolo UDP apenas transmite a mensagem do emissor para o receptor a partir de uma solicitação feita pelo último, sem garantir que a mensagem obtida pelo receptor ao final da transmissão esteja completa ou na ordem certa. Mesmo sendo menos preciso,

o UDP é mais veloz que o TCP, uma vez que carrega menos bytes, por não carregar as flags de verificação.

Figura 33 - TCP vs UDP



Fonte: (CONTROLETI, 2022)

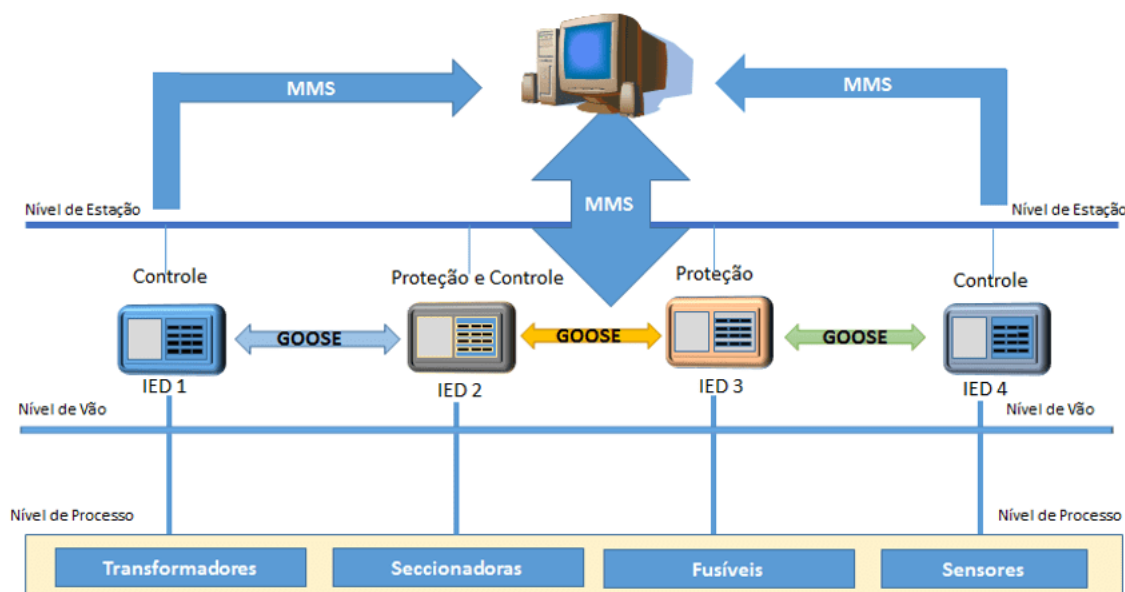
O protocolo SNTP utiliza o port 123 do UDP para o envio de dados de sincronismo de tempo com precisão de 1ms. Dessa forma, os IEDs presentes na subestação funcionam como clientes SNTP e podem ser sincronizados com um servidor SNTP através de uma rede *Ethernet*.

2.12.5 MANUFACTURING MESSAGE SPECIFICATION (MMS)

O MMS é um sistema de mensagens padronizado internacionalmente para troca de dados em tempo real e informações de controle de supervisão entre dispositivos de rede e/ou aplicativos de computador de uma maneira independente. É um padrão internacional (ISO 9506) que é desenvolvido e mantido pelo Comitê Técnico Número 184 (TC184), Automação Industrial, da *International Organization for Standardization* (ISO).

É baseado no modelo cliente/servidor, a IEC 61850 lança mão desse modelo de mensagens para aplicações de automação de subestações, sendo utilizado para a troca de mensagens no barramento de estação, entre os níveis de bay e estação em uma comunicação vertical (SOUZA, 2021)

Figura 34 - Modelo MMS em destaque vertical



Fonte: (IEC 61850, 2020)

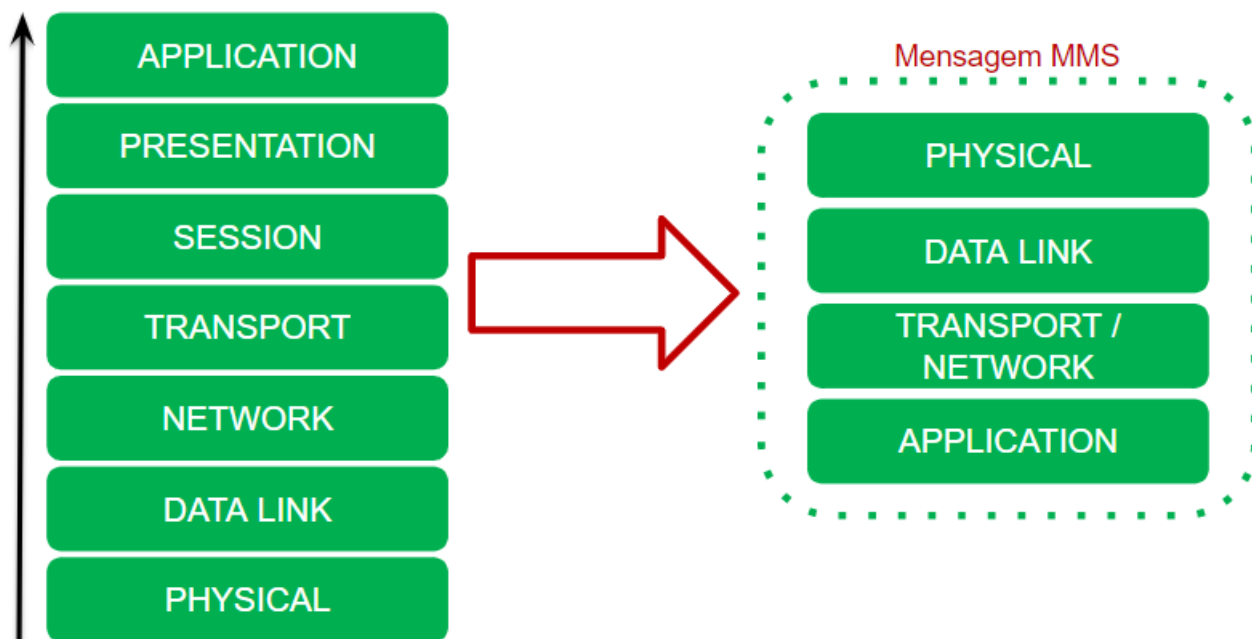
Notam-se os tipos de mensagens destacadas para cada local de operação, sendo as mensagens MMS no nível de estação, de maneira vertical e, as mensagens GOOSE, no nível de *bay*, entre os IEDs.

A norma IEC 61850 estabelece uma forma eficiente para troca de mensagens, o método é chamado de *reporting* e consiste em: o servidor deverá enviar os dados quando houver alterações nos atributos que são intrínsecos a esses dados, como qualidade do sinal ou mesmo o próprio valor (módulo) desse sinal, diferentemente do cliente solicitar periodicamente os dados.

Para se iniciar um processo de envio de mensagem os parâmetros iniciais devem ser definidos e são chamados de *triggers* pelos softwares de automação de subestações. Os dados são previamente agrupados em múltiplos *datasets* através das ferramentas de configuração dos IEDs. Nessa etapa de configuração são especificados os parâmetros dos *datasets* que irão dar início a um novo *report* quando houver alteração nos *triggers* que monitoram, podendo ser: mudança no valor do sinal de dado, mudança na qualidade do sinal de dado, atualização do dado, *integrity* e *general interrogation* (GI). Os *reports* são transmitidos por um objeto denominado *control block* que é acionado em caso de ocorrência de algum *trigger*.

Tanto os *reports* como os respectivos *control blocks* podem ser de dois tipos: *buffered* ou *unbuffered*.

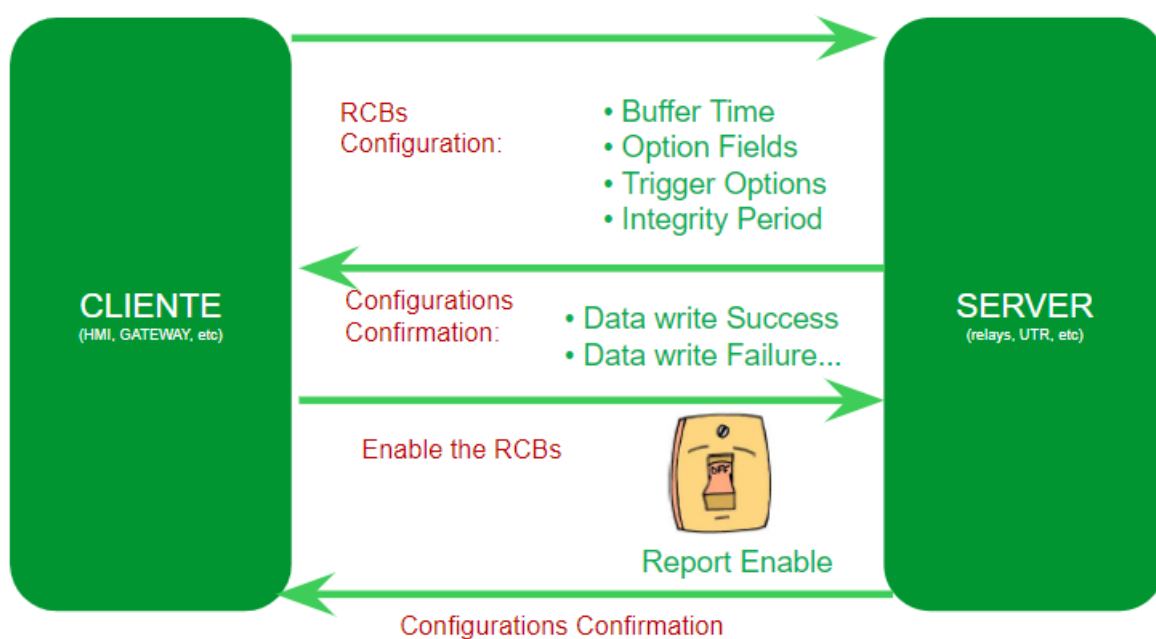
Figura 35 - Estrutura de mensagem MMS - *Report Control Block*



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021)

Na Figura 36, é apresentado mecanismo de transmissão do *report control block*, em que é possível ver 4 etapas de conexão entre o cliente e o servidor, até que o report fique disponível (*enable*).

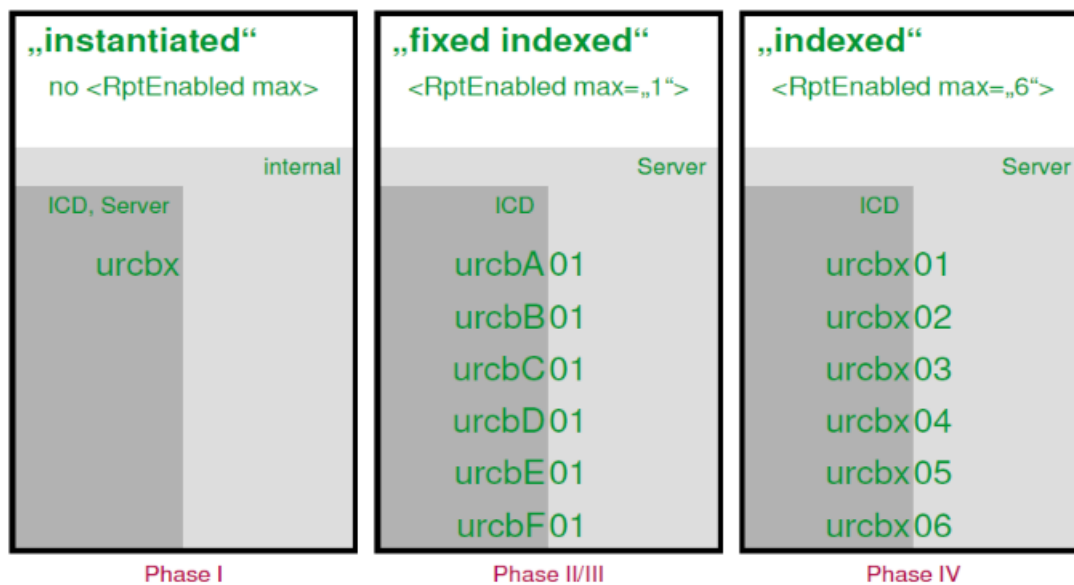
Figura 36 - Mecanismo de transmissão do RCB



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021)

No sexto capítulo da norma IEC 61850, na seção 9.3.8 é possível encontrar os tipos de *report block* e como se classificam dentro das 4 fases de transmissão da mensagem.

Figura 37 - Tipos de RCB por fase



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021)

Na fase 1, composta pela definição dos parâmetros, são definidos os *triggers*, a conexão ao servidor, tempos de *buffer* (se disponível), parâmetros de opção e período de integridade. Na segunda e terceira fase, as informações são escritas com sucesso ou sem sucesso e são reportadas entre cliente e servidor. O *server* recebe as informações enviadas, confirma ou não as informações ao cliente, que, por sua vez, envia os *reports* para habilitar os RCBs. Na quarta fase, o *server* confirma quais *reports* foram ativados e devolve as informações ao cliente (IHM).

Convencionou-se pela norma a adoção de três atributos de *trigger* que operam sobre os *data attributes* da tabela CDC: mudança de dados ou *data change* (dchg), mudança na qualidade do sinal ou *quality change* (qchg) e atualização de dados ou *data update* (dupd). Para os *reports bufferizados*, existem 41 opções adicionais de *trigger* que atuam sobre os *control blocks*: *integrity* e *general interrogation* (GI) (ABB, 2012).

- *Integrity*: Trata-se de um mecanismo de *polling* dentro do protocolo MMS. Em ciência da computação, *polling* remete-se a métodos de aquisição de dados em uma configuração cliente-servidor, em que o servidor envia periodicamente dados ao cliente. Nesse contexto, o parâmetro *integrity period* (IntgPd) define o tempo em que o servidor deverá realizar o envio dos dados contidos nos datasets, cujos *reports* associados foram configurados com esse parâmetro diferente de zero. (ABB, 2012).

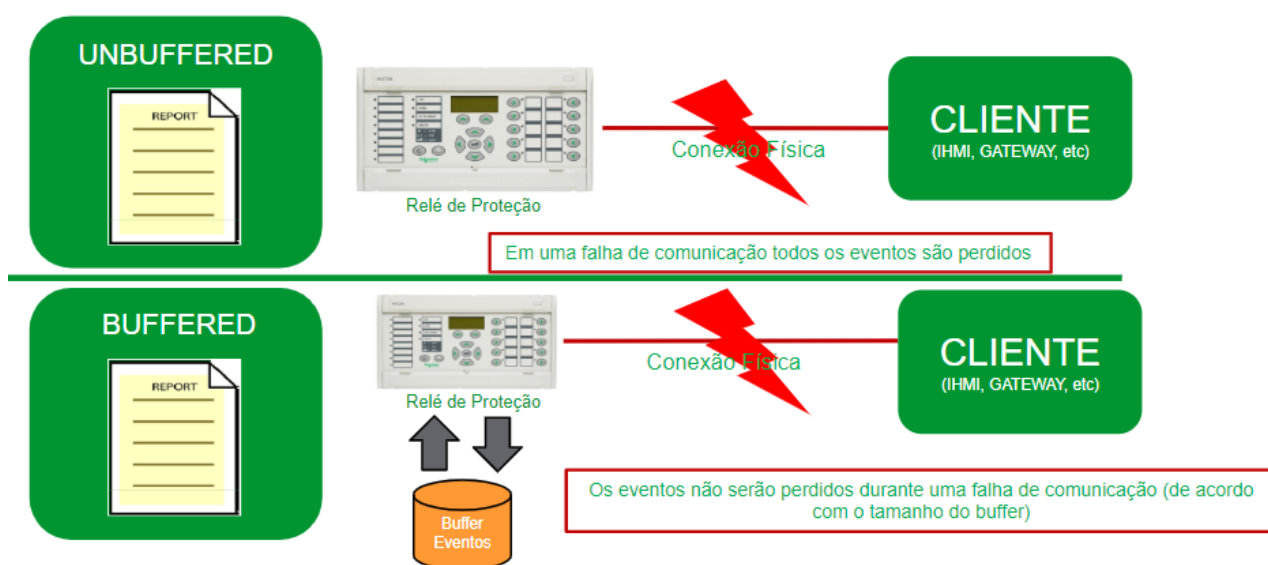
- *General Interrogation*: Ativa o envio de dados pelo bloco de controle do *report bufferizado* a partir de uma solicitação feita pelo cliente, em que o servidor responde com uma série de sinais individualmente classificados como habilitados a responder às solicitações de GI do cliente. A norma IEC 61850 estabelece que, no momento do recebimento de um GI, o servidor deve dar prioridade à transmissão dos eventos de *buffered report*, que se encontram armazenados nos *buffers* antes de iniciar a resposta a solicitação e GI. A norma também estabelece que o GI em curso deve ser interrompido e um novo GI iniciado caso o servidor receba uma solicitação por parte do cliente durante a transmissão de um GI. (ABB, 2012).

Caso exista perda de conexão entre cliente e servidor em algum momento da transmissão, a diferença entre os *buffereds reports* e *unbuffered reports* pode influenciar no sistema.

Nos *buffererd reports*, todos os *datasets* que são gerados durante a existência de uma falta são armazenados em memórias, chamadas *buffers*, e são transmitidos de volta ao cliente no momento em que a conexão é restabelecida, garantindo a entrega da informação.

Por sua vez, os *unbuffered reports* se caracterizam por: os dados serem enviados diretamente do servidor para o cliente sem passarem por *buffers*, o que faz com que haja perda imediata de dados em caso de perda da conexão. Essa diferença fica evidenciada na Figura 38.

Figura 38 - Diferença prática entre *buffereds reports* e *unbuffered reports*



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021)

2.13 ARQUITETURAS DE REDE

Como já percebido, a norma IEC 61850 é baseada em redes *Ethernets*, um conceito fácil de entender, implementar, gerenciar e manter, oferecendo baixo custo, interoperabilidade e alto apoio das indústrias. Números atuais dizem que 98% das conexões entre dispositivos em empresas e indústrias se conectam por portas *Ethernet*.

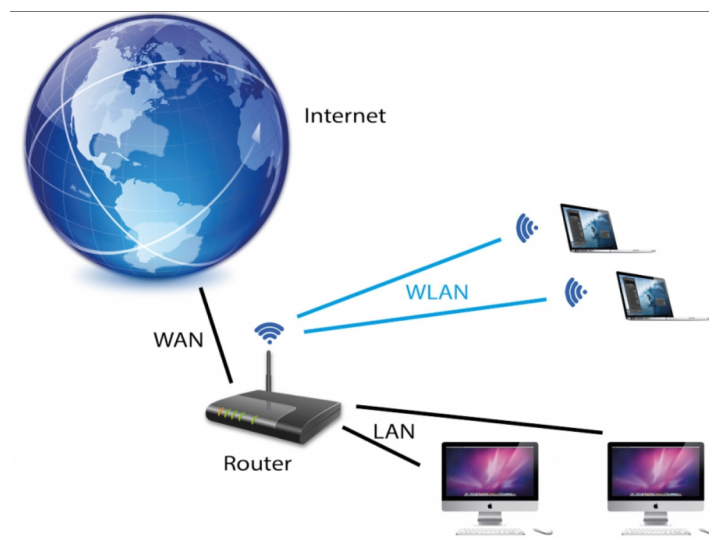
A norma estabelece diretrizes para a conexão de redes Ethernet em subestações, dados como transmissão de mensagens GOOSE, MMS, e verificações que incluem cibersegurança são definidos em uma lista de documentos.

2.13.1 CLASSIFICAÇÃO DE REDES

Redes Ethernet podem ser classificadas de acordo com seu tamanho e distância atendida. Veremos alguns dos principais conceitos para essa conexão entre dispositivos utilizando a rede Ethernet.

- LAN: Rede local, ou *Local Area Network*, redes LAN cobrem uma pequena área, sendo usualmente instaladas em redes que exijam poucas conexões IP, como escritórios, uma casa, hospitais e escolas, por exemplo. Usa conexão física entre aparelhos.
- WAN: Ao contrário da LAN, que serve para locais menores, a WAN é uma rede de longa distância (*Wide Area Network*) para cobrir uma área maior com conexão de Internet. Assim com a LAN, utiliza conexões físicas.
- WLAN: Funciona de maneira semelhante a LAN, a grande diferença é que não utiliza conexões físicas para distribuir o sinal, ou seja, se encontra o famoso e difundido padrão Wi-Fi. Redes WLAN utilizam frequências de rádio para se conectar à internet e transmitir dados aos dispositivos conectados.
- VLAN: Virtual LAN, como o nome diz, é uma LAN virtual, ou seja, não necessita de estrutura física. Esse tipo de rede funciona independentemente das estruturas físicas de rede, o que possibilita grandes vantagens, como por exemplo: otimização do tráfego, atribuição de domínios de transmissão, fornece um meio de acelerar os tempos críticos entre a transmissão de mensagens, fundamental para sistemas proteção avançados

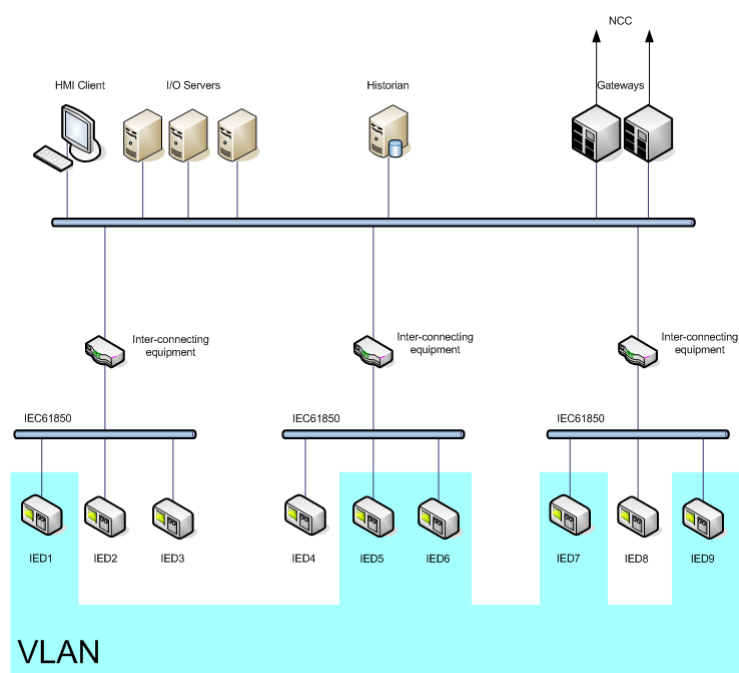
Figura 39 - Ilustração de redes WAN, LAN e WLAN



Fonte: (JESCHEK, 2022)

A rede WLAN cobre uma abrangência global e chega até um roteador que distribui a rede local em LAN e WLAN, sendo possível notar a diferença, as WLAN são voltadas para dispositivos que podem se conectar remotamente, sem conexão por fios, e a LAN se conecta fisicamente aos computadores da rede.

Figura 40 - Exemplificação de rede VLAN



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021)

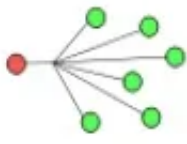
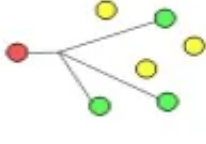
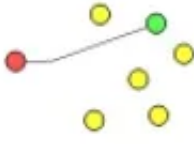
A rede VLAN, em azul, conecta os IEDs em uma rede virtual permitindo que troquem informações mais rapidamente entre si, uma vez que define um tráfego mais organizado, por ser dedicado, e permite definir prioridades de transmissão, o que é fundamental para mensagens de classes críticas.

2.13.2 TIPOS DE ENDEREÇO

Os tipos de endereçamentos podem ser classificados em três tipos: *unicast*, *broadcast* e *multicast*, veremos cada um a seguir:

- *Unicast*: é a mensagem que é enviada diretamente de um dispositivo ao outro, única e exclusivamente acontece entre apenas dois dispositivos, sendo um de envio e um de recebimento. Padrão MMS.
- *Multicast*: Mensagem enviada para um grupo, contendo endereço da origem e um MAC Address do grupo de destino (GOOSE).
- *Broadcast*: a mensagem é comunicada a todos os destinatários. Modelo ARP.

Figura 41 - Exemplos de endereçamentos

<i>broadcast</i>	<i>multicast</i>	<i>unicast</i>
		
Um para todos.	Um para um grupo ou conjunto de destinos.	Um para um.

Fonte: (BARBOSA, 2013)

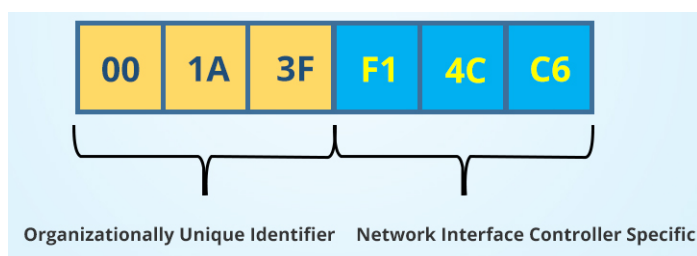
- *MAC Address*: O endereço MAC (*Media Access Control*) é o endereço de hardware dos dispositivos de rede, usados para identificação exclusiva de dispositivos na rede.

O endereço MAC é composto por 48 bits / 6 bytes e geralmente é escrito em formato hexadecimal. O bit menos significativo (LSB) do primeiro byte indica se o endereço é

individual ("0"), por exemplo, o endereço de uma placa de rede ou multicast ("1"). O segundo bit do primeiro byte indica se o endereço é global ("0") ou local ("1").

Os fabricantes de componentes de rede podem adquirir intervalos de endereços do IEEE. Os primeiros três bytes do endereço de rede servem como identificador do fabricante (também denominado OUI - Organization Unique Identifier). Isso deve incluir endereços globais e individuais. Os três bytes restantes são atribuídos individualmente pelo fabricante para cada interface. O endereço MAC, no qual todos os 48 bits são definidos como 1, é usado como um endereço de broadcast, enviado a todos os dispositivos em uma LAN. (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021)

Figura 42 - MAC Address



Fonte: (IRVING, 2021)

De acordo com o que foi visto, destacam-se como necessidades e benefícios do uso de redes e endereçamento: maximizar a continuidade do serviço de comunicação, cobrindo a falha N-1 de qualquer elemento *Ethernet*, aumentando a disponibilidade de rotas entre nós e garantindo que não haja perda de dados.

Figura 43 - Tempos requeridos para cada barramento de operação

Tipos de Comunicação	Bus	Tempo Requerido
IED para SCADA – Atualização de Dados	Station Bus	<1s
SCADA para IED – Comandos	Station Bus	<500ms
IED para IED – GOOSE para Automação Distribuída	Station Bus	<10ms
IED para IED – Intertipping, Bloqueio	Station Bus	<4ms
Sample Values, GOOSE	Process Bus	<1 ms

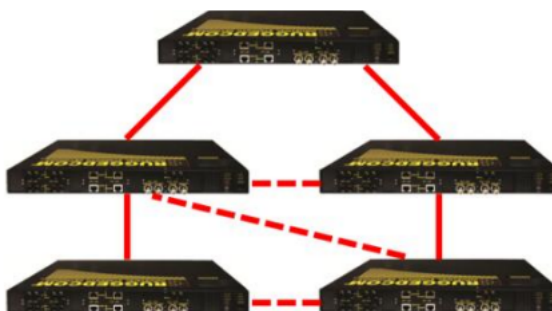
Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021)

2.13.3 CONCEITOS DE REDE

A norma IEC 62439 surgiu em 2008, ela veio para cobrir uma parte não abordada nas primeiras versões da norma IEC 61850, justamente os conceitos de redundância e as redes de comunicação para serviços de tempo crítico. Os protocolos diferem entre si e são abordados a seguir:

- RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*): Este protocolo caracteriza-se por um algoritmo (sem Switch) capaz de determinar o melhor caminho que uma mensagem deve seguir. Em uma rede com RSTP, havendo uma falha em um dos trajetos, todo tráfego existente será transferido para o link “sadio”. Contudo, o tempo gasto nesta manobra ficará, no melhor caso, em termos de milissegundos. Considerando o barramento de processo em um sistema de 60Hz com 4800 frames/segundo (um frame a cada 208,33µs) e um tempo de recomposição da rede por RSTP da ordem de 50ms, ocorreria a perda de 240 pacotes. Como cada pacote carrega a informação de uma amostra e 80 amostras compõem um ciclo, a perda de 240 frames significa a perda de três ciclos completos. Tal fato inviabiliza qualquer sistema de proteção. (CONPROVE, 2022) O RSTP é uma evolução do STP (*Spanning Tree Protocol*): estes protocolos permitem uma redundância dos caminhos de comunicação deixando apenas um caminho ativo. Para evitar que os dados circulem na rede indefinidamente (loop), os outros trajetos devem ficar em espera. Em caso de perda de comunicação pelo caminho ativo, o RSTP/STP reorganiza as rotas de forma a ativar novamente a comunicação. O RSTP foi otimizado para melhorar os tempos de chaveamento do STP, pois estes eram muito lentos para as aplicações industriais. (CONPROVE, 2022)

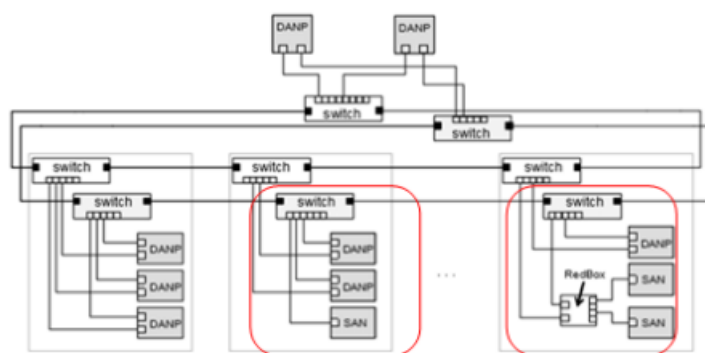
Figura 44 - Exemplo de rede RSTP



Fonte: (JUNIOR et al., 2018)

- PRP: Definido na IEC 62439-3, o PRP (*Parallel Redundancy Protocol*) duplica o frame e envia os frames duplicados por caminhos paralelos e isolados. O destinatário recebe um frame e descarta o duplicado. Pelo fato dos caminhos de comunicação serem paralelos e isolados, a falha em um caminho não afeta o outro. Portanto, o tempo de recuperação das rotas de comunicação é nulo. Desenvolvido para redes Mesh (Anel-Estrela Híbrida), a redundância é implementada duplicando a quantidade de Switches. (CONPROVE, 2022)

Figura 45 - Exemplo de Rede PRP

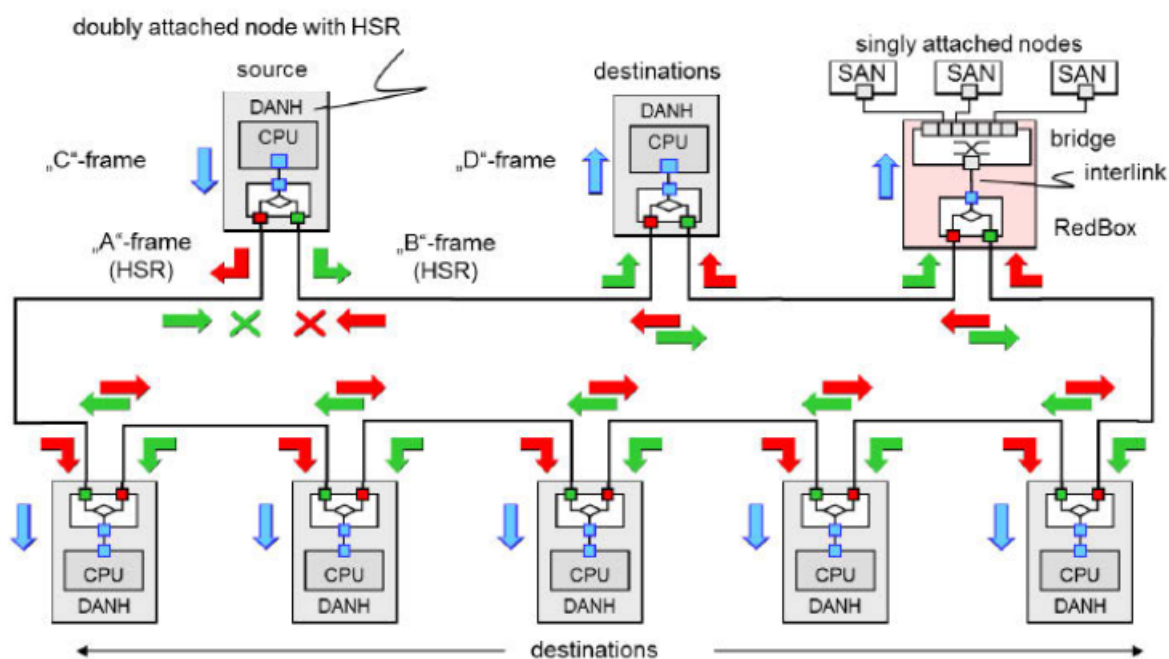


Fonte: (JUNIOR et al., 2018)

A Figura 45, exemplifica uma rede PRP, sendo que os DANP (*Dual Attached Node with PRP*) representam os dispositivos que implementam a redundância por PRP, já os SAN (*Single Attached Node*) representam os dispositivos que não implementam nenhum protocolo de redundância. Os SANs podem ser inseridos numa rede PRP diretamente nos Switches ou através das RedBox (*Redundancy Box*). (CONPROVE, 2022).

- HSR: Definido na IEC 62439-3 e baseado no PRP, o HSR (*High-availability Seamless Redundancy*) foi um protocolo desenvolvido para ser implementado para redes em Anel. Um nó de origem envia os frames duplicados nos dois sentidos da rede, o destinatário recebe um frame e descarta o duplicado. Devido à topologia de rede não há necessidade de switches. Portanto, a redundância ocorre nos próprios dispositivos que compõem a rede (IEDs). (CONPROVE, 2022)

Figura 46 - Exemplo de rede HSR

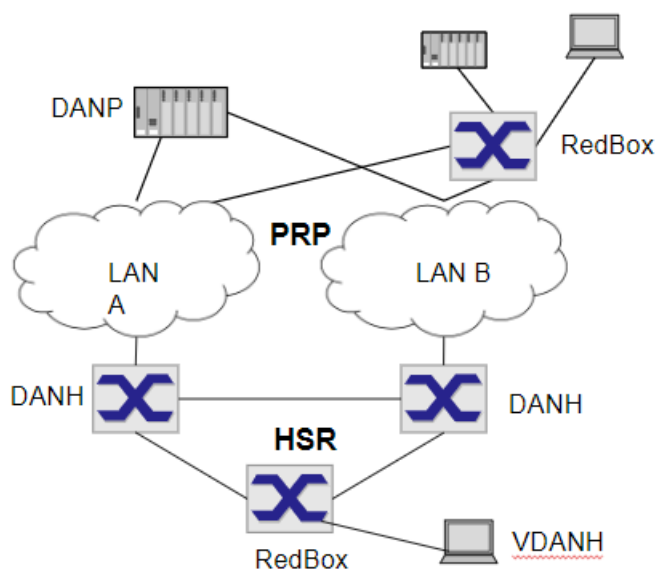


Fonte: (IEC 61850-90-4 TR Ed.1, Fig. 22, 2008)

Exemplificada a rede HSR, é possível ressaltar que dispositivos SANs só podem ser inseridos numa rede HSR através de uma RedBox. Sendo que DANH (Dual Attached Node with HSR) representa um dispositivo que implementa redundância por HSR.

Redes HSR e PRP podem ser combinadas: ao conectar redes PRP a uma rede HSR, o dispositivo HSR usa 2 interfaces para se conectar ao anel HSR. O dispositivo HSR usa uma terceira interface para se conectar à LAN A ou LAN B da rede PRP. O dispositivo HSR que transmite o tráfego através do anel HSR identifica o destino do tráfego para redes PRP com a etiqueta apropriada. Os dispositivos HSR então encaminham o tráfego PRP através da LAN A ou LAN B. O dispositivo PRP recebe o tráfego e o processa conforme descrito no capítulo PRP. Os dispositivos HSR identificam e marcam o tráfego para até 7 redes PRP conectadas a 1 anel HSR. (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2020)

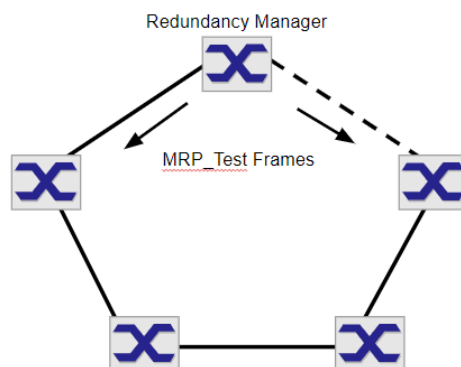
Figura 47 - Conexão de redes PRP e HSR



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2020)

- MRP: O *Media Redundancy Protocol* é padronizado de acordo com o padrão IEC 62439-2 que especifica um protocolo de recuperação baseado em uma topologia em anel. Um dos switches tem a função de *Redundancy Manager* (RM). A função do RM é observar e controlar a topologia do anel para reagir a falhas na rede. O RM faz isso enviando quadros MRP_Test em uma porta do anel pelo anel e recebendo-os do anel pela outra porta do anel e vice-versa. Esses quadros *Multicast* serão encaminhados somente pelas portas de anel de todos os comutadores de anel. Desde que o RM receba os quadros de teste em ambas as portas do anel, uma porta do anel será configurada no estado *FORWARDING* e a outra no estado *BLOCKED* para evitar um loop. As portas de anel dos outros comutadores de anel estão no estado *FORWARDING*. Ao usar VLANs e priorização, todos os quadros de anel terão o valor de prioridade 7. (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2020).

Figura 48 - Exemplo de rede MRP



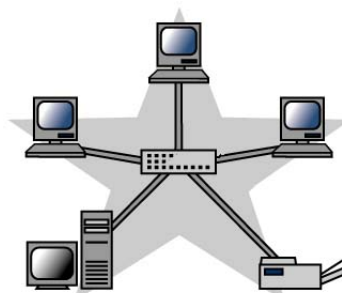
Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2020)

2.13.4 TOPOLOGIAS DE REDE

A topologia de rede é a forma como se dá a organização dos elementos de uma rede de comunicação. A estrutura topológica pode ser representada física ou logicamente. No caso da topologia lógica, os dispositivos de comunicação são modelados como nós e as conexões entre os dispositivos são modeladas como links ou linhas entre os nós. Já a topologia física descreve a verdadeira aparência ou layout da rede. As distâncias entre nós, interconexões físicas, taxas de transmissão ou tipos de sinais podem diferir entre duas redes, mas suas topologias lógicas podem ser idênticas. (INTERNATIONALIT, 2022)

- Topologia Estrela: Como o nome indica esta topologia tem a forma de uma estrela, e consiste em vários cabos que unem cada dispositivo a um ponto central. As redes Ethernet a 10 Mbps (10Base-T) são baseadas numa estrutura em estrela, e onde cada dispositivo da rede está ligado a um hub 10Base-T por um cabo de par entrançado (ou RJ45). (PORTO, 2000)

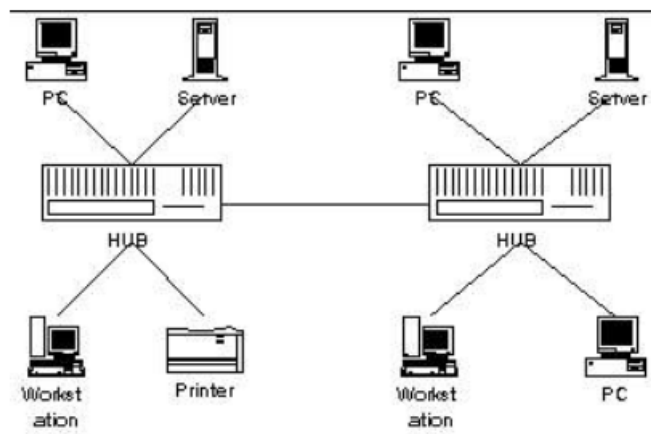
Figura 49 - Topologia em estrela



Fonte: (NUNES, 2012)

Para que uma rede tenha topologia em estrela não é necessário ter uma disposição em forma de estrela, é necessário somente cada dispositivo da rede estar ligado por um cabo próprio a um ponto central. A topologia em estrela distribuída é um pouco mais complexa que a topologia em estrela simples, pois, neste caso, existem múltiplos pontos de ligação centrais, como se pode ver na Figura 50.

Figura 50 - Topologia estrela distribuída



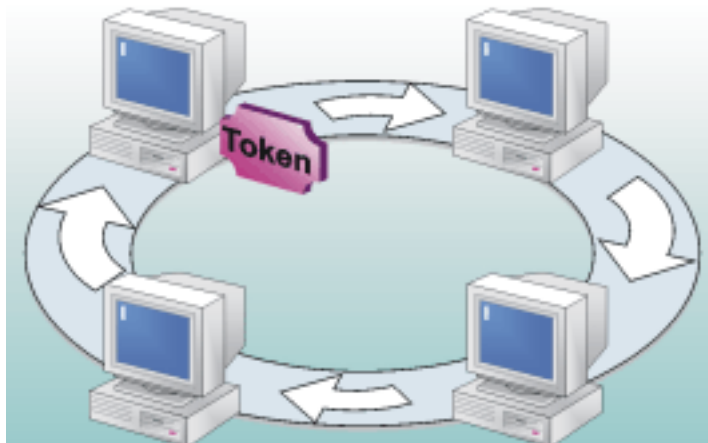
Fonte: (PORTO, 2000)

- Topologia Anel: A topologia de rede em anel consiste em estações conectadas através de um circuito fechado, em série, formando um anel. O anel não interliga as estações diretamente, mas consiste de uma série de repetidores ligados por um meio físico, sendo cada estação ligada a estes repetidores. É uma configuração em desuso. (NUNES, 2012).

Esta topologia física é utilizada nas redes *Token-Ring* da IBM. Os hubs utilizados neste tipo de rede tem de possuir uma certa inteligência, para que, em caso de corte do anel, o *hub* consiga fazer um novo anel. (PORTO, 2000).

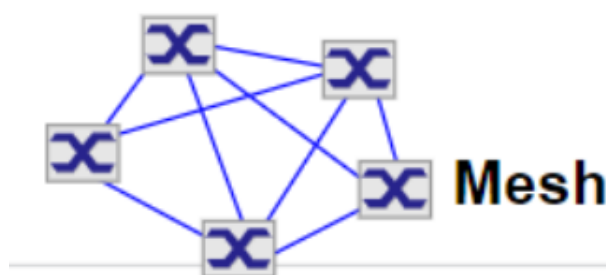
- Topologia MESH: Numa topologia em malha (*Mesh*), os computadores e redes locais interligam-se entre si, ponto a ponto, através de cabos e dispositivos de interligação adequados. Assim, existem diversos caminhos para se chegar ao mesmo destino. O papel fundamental cabe, neste caso, aos dispositivos de interligação – por exemplo, os routers – que se encarregam do encaminhamento das mensagens através dos vários nós da malha constituída. (NUNES, 2012).

Figura 51 - Topologia Anel



Fonte: (NUNES, 2012)

Figura 52 - Topologia MESH



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2020)

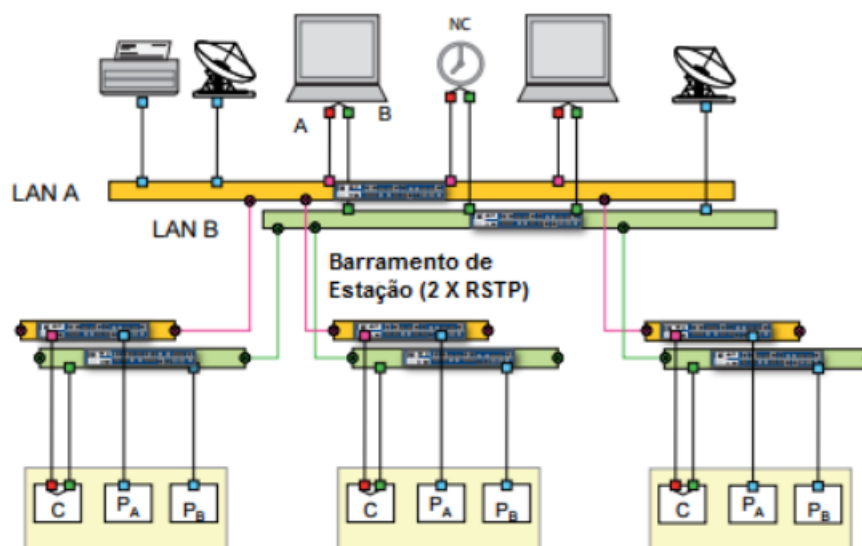
- Topologia Estrela Dupla: dispõe de duas rotas independentes para comunicação entre os IEDs. A comunicação é estabelecida através de uma porta primária, deixando a segunda porta em espera. Nesta arquitetura, o sistema é capaz de suportar a N-2 falhas (FRANCO; OLIVEIRA; ROCHA, 2020).

Para essa topologia, cada dispositivo crítico deve ter uma interface de acesso duplo (DAN, Duplo Nó de Acesso) e estar conectado a duas redes locais independentes. Utiliza-se o protocolo PRP, no qual todos os dispositivos que precisam de uma rede redundante devem estar conectados com uma dupla rede de ligação. Ambas as redes são usadas simultaneamente e carregam os mesmos dados, que são enviados redundantemente pelo Duplo Nó de Acesso. Cada DAN duplica a rede com um todo, permitindo o tráfego de informações ao longo de ambas as LANs (HIRSCHMANN, 2015).

O princípio utilizado pelo PRP é baseado na redundância de monitoramento, que se certifica de que o receptor usa apenas o primeiro pacote de dados e descarta o segundo.

Se apenas um pacote é recebido, o receptor sabe que a falha ocorreu no outro caminho. O PRP usa duas redes independentes com qualquer topologia. As duas redes paralelas independentes podem ser redes de RSTP e até mesmo redes sem qualquer redundância como um todo (HIRSCHMANN, 2015).

Figura 53 - Topologia Estrela Dupla



Fonte: (HIRSCHMANN, 2015)

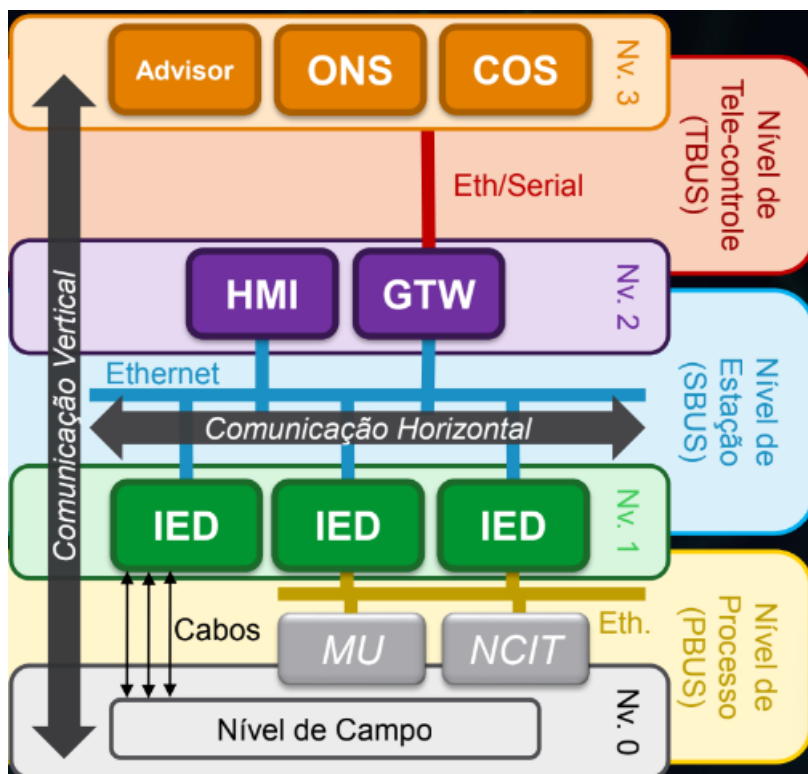
2.14 PROCESS BUS - BARRAMENTO DE PROCESSOS

A norma IEC 61850 define padrões para que o barramento de processos possa ser operado, de maneira geral, a norma define um conjunto de definições para que vários dos conceitos abordados até aqui sejam corretamente empregados no conceito Process Bus. Verifica-se a seguir a divisão de redes e níveis de comunicação em uma subestação, sendo que uma subestação é dividida em 3 níveis, controle, estação e processos, o process bus é justamente o barramento de processos, nível de medição de uma subestação. A parte específica da norma que trata esse assunto é a parte 9-2, citada anteriormente.

Analisando a Figura 54, é possível entender conceitos importantes que estão envolvidos com a virtualização de subestações.

No nível de processos, é demonstrado, à esquerda, a conexão dos IEDs, utilizando cabos convencionais, ou seja, conexão física. À direita, é visto a utilização de Merging Units e NCITs, os transformadores não convencionais, essa configuração é a representação do barramento de processos, uma vez que a conexão física dá lugar aos Sampled Values e uso de dados digitais, nesse nível são medidos os valores analógicos e transformados em

Figura 54 - Redes e níveis de comunicação em uma subestação



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021)

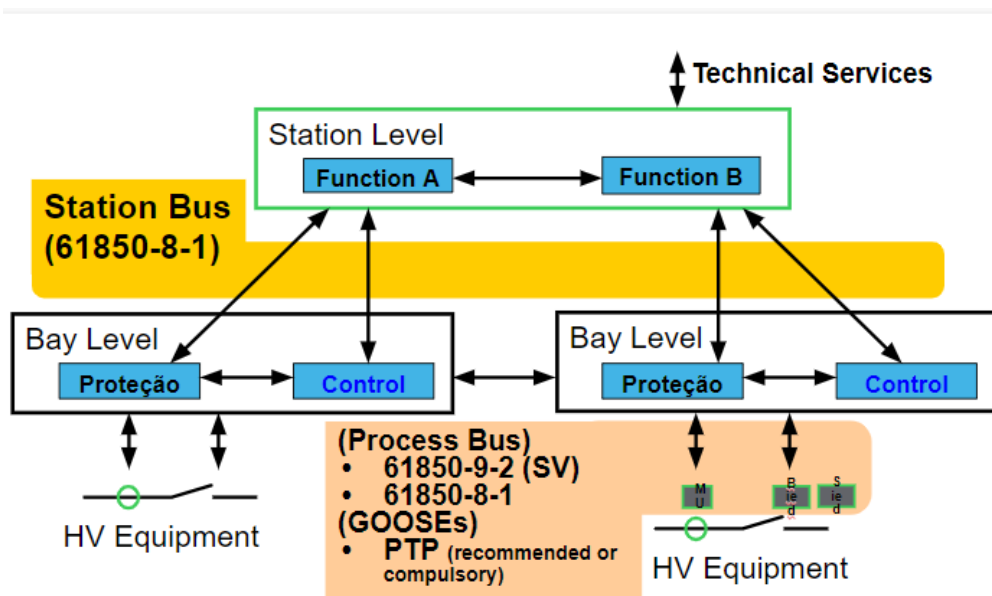
dados amostrados (SV). E, a partir, disso é possível a transmissão de dados sem o uso de fiação convencional. A seção da norma que define esse processo é a IEC 61850-9-2.

No nível de estação, é possível visualizar as trocas de informações já exploradas por aqui, comunicação vertical (IED - supervisor ou supervisor - IED) e a comunicação horizontal (IED - IED), esse nível da subestação é definido pela norma IEC 61850-8-1.

O nível mais alto de controle dos operadores com as subestações é definido pelas seções 90-2, 80-1 e IEEE 1815.1, em que os supervisórios são responsáveis pelas mensagens de comando e controle as subestações automatizadas, possibilitando comandos remotos para manutenção e supervisão em tempo real, conexão se dá por redes *Ethernet*.

Uma outra visão sistêmica do barramento de processos pode ser vista a seguir, o tópico barramentos de processos é uma nova forma de aquisição de dados, sendo empregada com maior frequência nos últimos anos, tem se mostrado como uma evolução, já que, como descrito, permite a substituição de conexões físicas por conexões de rede e trocas de mensagens amostradas, além do respaldo da norma IEC 61850 que garante interoperabilidade e monitoramento contínuo oferecendo uma maior segurança energética.

Figura 55 - Comparativo entre barramento de processos



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2021)

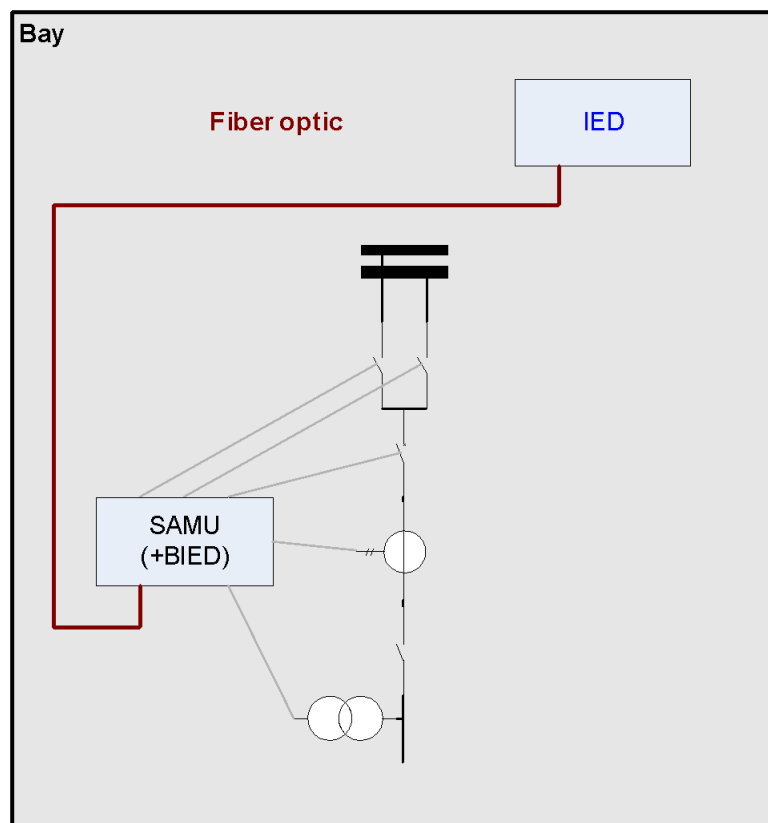
Em destaque, o barramento de processos novamente é dividido em duas seções, à esquerda, vemos a conexão tradicional, onde o nível de bay se conecta aos equipamentos por conexões físicas, tradicionais. À direita, o nível de bay se conecta aos equipamentos de pátio, lançando mão das merging units, BIEDs (IEDs de parada - Breaker IEDs) e SIEDs (IEDs de chaveamento - Switch IEDs). Nota-se o uso das seções 9-2 e 8-1 da norma, que abordam justamente o sistema de trocas de mensagens entre equipamentos. Nota-se ainda o uso do protocolo PTP, que tem por finalidade garantir o sincronismo de tempo entre os conjuntos de equipamentos.

As MUs são utilizadas para processos de medições, sendo responsáveis pela conversão A/D das medidas analógicas coletadas, enquanto os BIEDs & SIEDs são responsáveis por manobras de controles, operando de acordo com comandos de controle para paradas ou mudanças entre os equipamentos, assim a seção 9-2 se faz necessária para as MUs e a seção 8-2 para os IEDs de controle.

De maneira simples, na Figura 56 é visto uma conexão cabeada via Process Bus, é possível notar a presença de uma rede FO (fibra óptica), presença de uma SAMU (Stand Alone Merging Unit) e BIEDs e SIEDs.

- SAMU envia as medidas no formato numérico chamado Sampled Values no lugar dos sinais analógicos de 1/5A ou 100V.

Figura 56 - Cabeamento Process Bus



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2020)

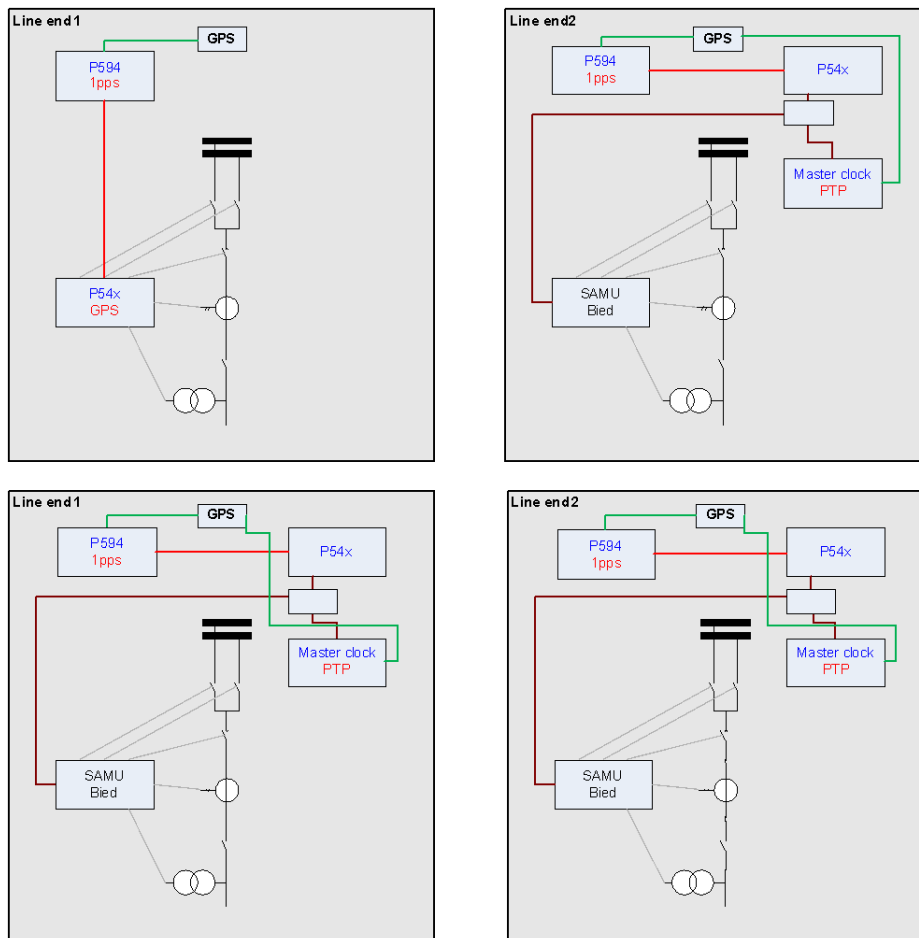
- BIED/SIED envia sinais digitais como as posições dos disjuntores/seccionadoras via GOOSE.
- BIED/SIED recebe sinais digitais como comandos de abertura, fechamento ou trip via GOOSE ou serviços de controle de IEC 61850-8-1.

Através da seção 9-2 da norma, fluem pela rede os valores de SV, medições de corrente e tensão (TCs e TPs), também é possível enviar as mensagens por “Analog” GOOSE, como exemplo: ângulos de fase e magnitudes para sincronismo.

Os GOOSSES para as Entradas e saídas digitais informam as posições de chaves seccionadoras, disjuntores, sinais de *trip*, comandos SCADA e informações relacionadas a controle. Além do PTP para sincronismo de tempo via *Ethernet*.

Os PBs também podem ser utilizados para proteção diferencial de linha, a seguir um exemplo dessa aplicação, nota-se que pode-se ter dois tipos de conexão: convencional e *process bus - process bus*, em que a diferença consiste em dois PBs conectados na PB-PB para fazerem a proteção diferencial, enquanto apenas um PB é utilizado na convencional.

Figura 57 - Esquemas de proteção diferencial de linha



Fonte: (SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, 2020)

Neste exemplo, visualiza-se um P540 convencional diretamente ligado a um PB P540 (parte superior, exemplificando o sistema convencional) e um PB P540 diretamente ligado a um PB P540 (parte inferior, exemplificando a conexão PB-PB).

Os conceitos abordados no capítulo 2 são importantes ferramentas para o entendimento do funcionamento da norma IEC 61850 e sua implementação, apresentou-se e discutiu-se desde topologias de rede e arquiteturas até todos os pilares que norteiam a norma, explicando cada mecanismo de transmissão de mensagem, os nós lógicos, a linguagem SCL e o comparativo com o modelo OSI.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A fim de ampliar os conhecimentos sobre o uso do barramento de processos, é realizada, nesta seção, uma análise de resultados publicados que fortalece o uso da tecnologia do barramento de processos. São analisados estudos sobre a influência do barramento de processos no desempenho da proteção de um sistema de potência (MELO, 2021), no qual se analisam métricas fundamentais para garantir a reconstrução do sinal de interesse, como magnitude e fase, espectro de frequência, resposta transitória e tempo de atuação dos algoritmos de proteção, esse último ponto é muito importante em relação à proteção da subestação, pois demonstra os tempos necessários para que a proteção do sistema entre em ação, permitindo uma maior segurança dos ativos e evitando que perdas significativas atinjam a subestação como um todo. É importante ressaltar que nesse estudo a análise é feita sob o olhar da norma IEC 61850-9-2 LE que ainda é tida como padrão por muitas concessionárias de energia elétrica, mas já foi substituída pelo padrão IEC 61869-9 (IEC, 2016), definindo os requisitos para comunicações digitais de medições de transformadores de instrumentos com base na IEC 61850 e preenchendo as lacunas da 9-2LE (SKENDZIC; DOLEZILEK, 2017).

Outro ponto importante que deve ser observado ao tratar de barramento de processos é a necessidade de garantir a qualidade das mensagens enviadas entre os componentes. Como foi visto na seção de fundamentação teórica, os IEDs se comunicam entre si através de mensagens GOOSE e também podem ser programados para ler e compreender *Sampled Values*. Em busca de respostas e a fim de garantir maior segurança e confiabilidade, foi feita uma análise do trabalho de Ouellete (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010), no qual foi feita simulação digital em tempo real usando um ambiente de malha fechada com IEDs a fim de testar o comportamento durante condições anormais do sistema. Utiliza-se um simulador RTDS para alterar dinamicamente a qualidade dos dados transmitidos aos IEDs, tendo por objetivo mostrar como alguns IEDs compatíveis com IEC 61850 reagem a dados anormais da IEC 61850. Demonstra-se como é possível criar essas condições para promover proteção de sistemas elétricos. Esse ponto de revisão é extremamente importante, uma vez que os IEDs de diversos fabricantes devem se comunicar, princípio de interoperabilidade, porém não seguem a mesma lógica. Dessa maneira, se os IEDs não estiverem configurados de maneira correta, que permita um correto en-

tendimento das mensagens, erros podem ocorrer e gerar perdas significativas de proteção para o sistema.

Também foi apresentado na fundamentação teórica a importância dos *Logical Nodes* na estrutura de comunicação da norma IEC 61850, o estudo dirigido por *Munos* (MUNOS; HASPIURA; BECKER, 2018) buscou trazer a tona melhorias recentes relacionadas à capacidade de reabilitação de sistemas a partir das mensagens GOOSE e monitoramento de *Sampled Values*, para tal se utilizou dos logical nodes LSVS e LGOS. *Munos* traz em seu texto algumas maneiras tradicionais de se observar a comunicação entre IEDs utilizando mensagens GOOSE, como observação da interface homem máquina (IHM) dos IEDs, que podem ser configuradas pelo operador para trazer as informações relevantes diretamente para a tela de operação dos dispositivos. Também ressalta que é possível acompanhar a qualidade das mensagens através do monitoramento do tráfego de rede dos IEDs, e demonstra como é possível acompanhar as mensagens de interesse a partir da IHM de supervisão de mensagens. Mas sua principal contribuição se dá pela demonstração do uso de nós lógicos para o monitoramento das mensagens, como destacado os LNs *LSVS* & *LGOS*, ambos possuem avançada capacidade de diagnóstico, sendo capazes de observar mensagem não recebidas, e também capazes de reportar incompatibilidades entre as mensagens dos publicadores (*publishers*) e recebedores (*receivers*). O LGOS é utilizado para monitorar as mensagens GOOSE através de uma conexão com o cliente MMS e o LSVS é um módulo de assinatura da IEC 61850-9-2 para o fluxo de *sampled values*, checando a combinação da configuração entre *publisher* e *subscriber* e reporta lacunas no fluxo de dados.

Para uma melhor compreensão dos textos, é feita uma revisão dos resultados apresentados pelos autores e trabalhos citados, a partir dos conceitos e resultados levantados, essas respostas são importantes para a defesa do uso da tecnologia do barramento de processos, uma vez que levantam importantes preocupações do ponto de vista de proteção.

3.1 VISÃO SOBRE CONCEITOS DE REAMOSTRAGEM DE SINAIS E OS TEMPOS PARA PROTEÇÃO

Os resultados apresentados à comunidade por (MELO et al., 2021), em seu estudo, são importantes parâmetros de análise do uso do *process bus*, o trabalho faz uma abordagem sob duas versões da norma e traz à tona considerações importantes sobre a reconstrução dos sinais amostrados, *sampled values*. Foi estudado um caso prático em que foram utilizados dois relés PB de mesmo modelo e firmware e um relé convencional para comparação,

a sincronização desses dispositivos é feita a partir de um mesmo sinal PTP. Como visto na fundamentação teórica, é importante que os dispositivos possuam as mesmas diretrizes de tempo, a fim de evitar atrasos significativos na proteção e erros de comunicação que possam vir a comprometer o sistema como um todo.

Algumas considerações sobre o barramento de processos devem ser levantadas, a norma IEC 61850-9-2 LE, responsável pelas determinações sobre os *Sampled Values*, contém uma unidade de dados de serviços de aplicação (ASDU) com uma amostra composta por um conjunto de dados com quatro correntes (4I) e quatro tensões (4U) e que podem atingir um tamanho de 150 bytes (SKENDZIC; DOLEZILEK, 2017). Por outro lado, a norma IEC 61869-9 apresenta uma notação para o conjunto de dados, o que permite uma maior variação de taxas de amostragens. A nomenclatura é do seguinte tipo:

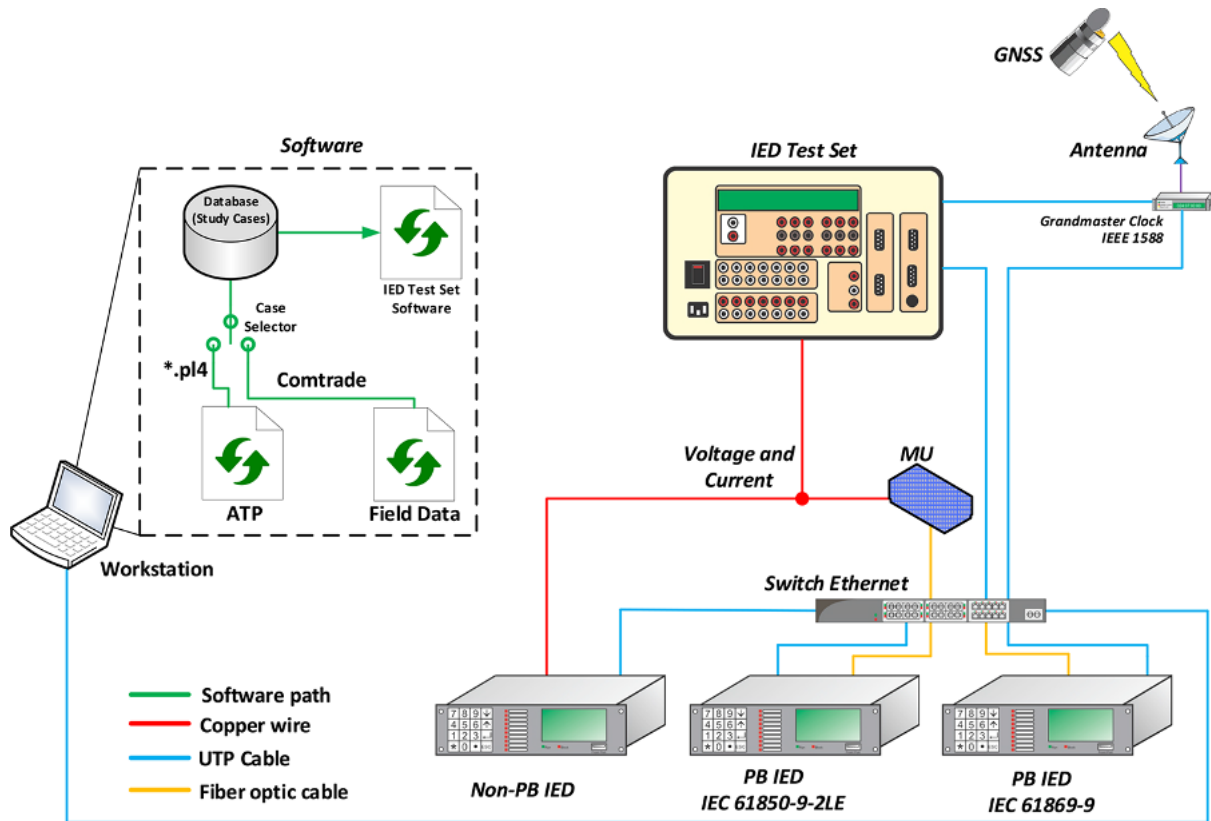
$$FfSsIiUu \quad (3)$$

Nessa notação, observa-se: *f* é a saída da taxa de amostragem em Hertz (Hz), *s* é o número de ASDUs contidos em uma mensagem SV, *i* é referente ao número de correntes contidas em cada ASDU e *u* é o número de tensões contidas em cada ASDU. Nos testes práticos apresentados no texto de interesse, foi utilizada a seguinte variante: F4800S2I4U4, esse é um conjunto de dados padrão da IEC 61869-9 para proteção, uma vez que usa a mesma taxa de amostragem independente da frequência da rede. (MELO et al., 2021).

A estrutura ASDU definida pela IEC61850-9-2 deve ser a mesma para os quadros 61869-9 e 61850-9-2LE, entre outros parâmetros, cada ASDU deve conter o *smpCnt*. O *smpCnt* é o índice das amostras do mesmo segundo, começando de 0 a N-1 onde N é a taxa de amostragem, então, para uma frequência de 4800 Hz serão vistas amostras de 0 a 4799, organizadas de forma independente de sua chegada.

São trazidos para discussão três estudos de caso, que nos ajudam a compreender sobre a reconstrução dos sinais e sobre o impacto de seus tempos de atraso, sendo: aplicação de corrente para análise do regime permanente dos IEDs; curva de inrush do transformador e análise do espectro de frequência.

Figura 58 - Arquitetura utilizada para comparação entre as normas



Fonte: (MELO et al., 2021)

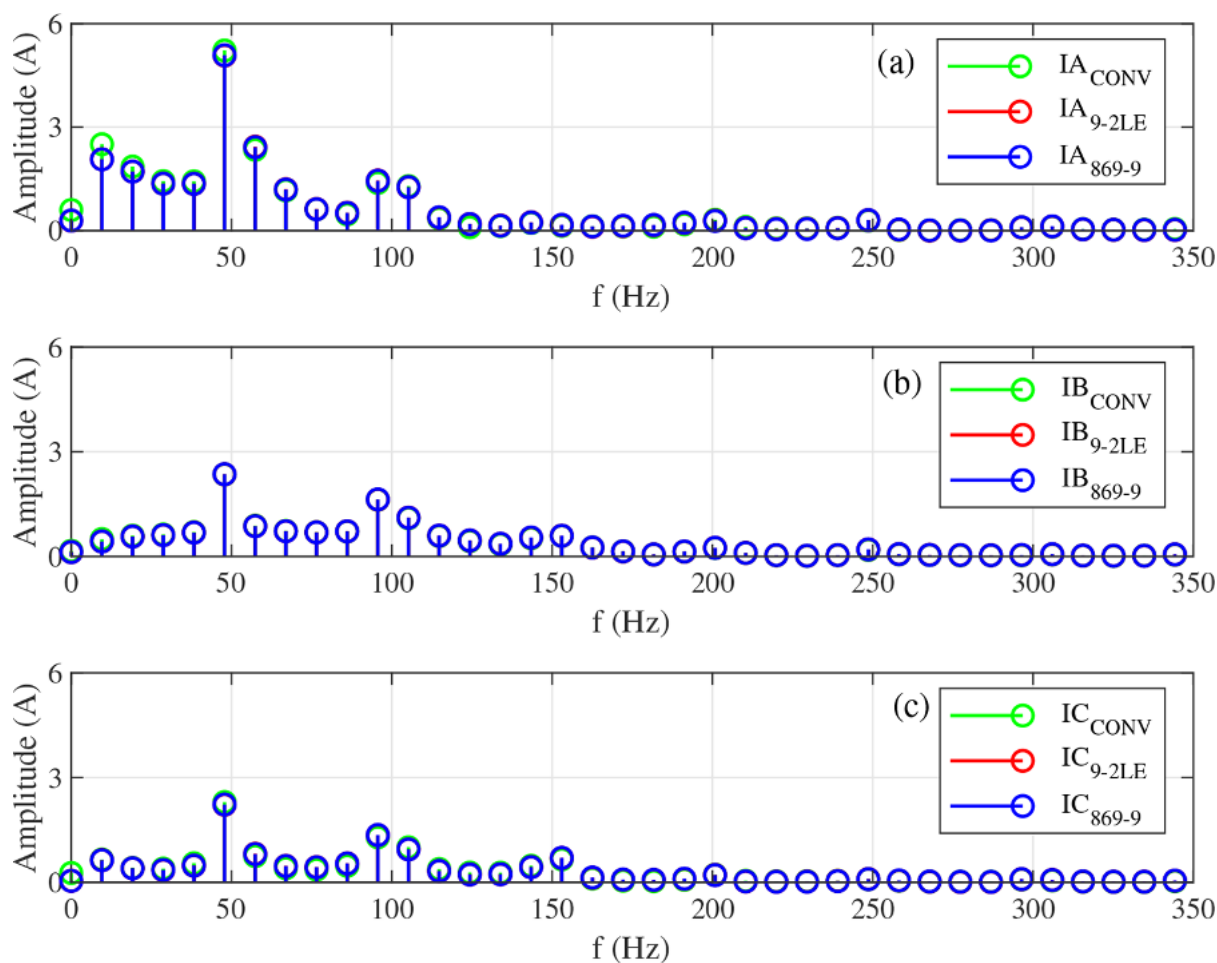
O primeiro teste prático buscou demonstrar, a partir da aplicação de corrente análoga de 50 Hz com magnitudes de 1 A, 5 A e 10 A, a resposta em regime permanente dos IEDs, como já descrito, as análises das frequências harmônicas geradas pelos transformadores durante a energização desempenham um papel importante nos sistemas de proteção. Por esse motivo, para comparar o espectro de frequência do relé, submeteu-se o sinal adquirido do transformador de inrush do estudo de caso 2 a um algoritmo MATLAB *Fast Fourier Transform* (FFT) para identificar os componentes de frequência capturados por cada oscilografia dos relés. Os resultados observados são apresentados a seguir:

Tabela 2 - Resultados coletados para cada norma:

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 et al., 2021)

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



Fonte: (MELO et al., 2021)

É possível concluir que o uso da MU no processo de digitalização do sinal não interfere em nenhum sinal de maneira significativa na frequência e magnitude do sinal, em nenhuma das estruturas dos SVs. Os resultados apresentados por (MELO et al., 2021) demonstram que a magnitude da corrente da fase A é ligeiramente maior em comparação com as outras fases. As correntes de irrupção são encontradas durante a comutação dos transformadores. A magnitude da corrente de inrush varia principalmente devido aos ângulos de comutação, tempo, magnitude e polaridade do fluxo residual resultante do processo do transformador de inrush (HONG; QIN, 2000).

Diante dos resultados, também é possível observar que para aplicações não críticas de tempo, como medições de qualidade de energia ou funções de estimativa de longo prazo, como coleta de carga fria, a solução de barramento de processo é totalmente viável em termos de desempenho.

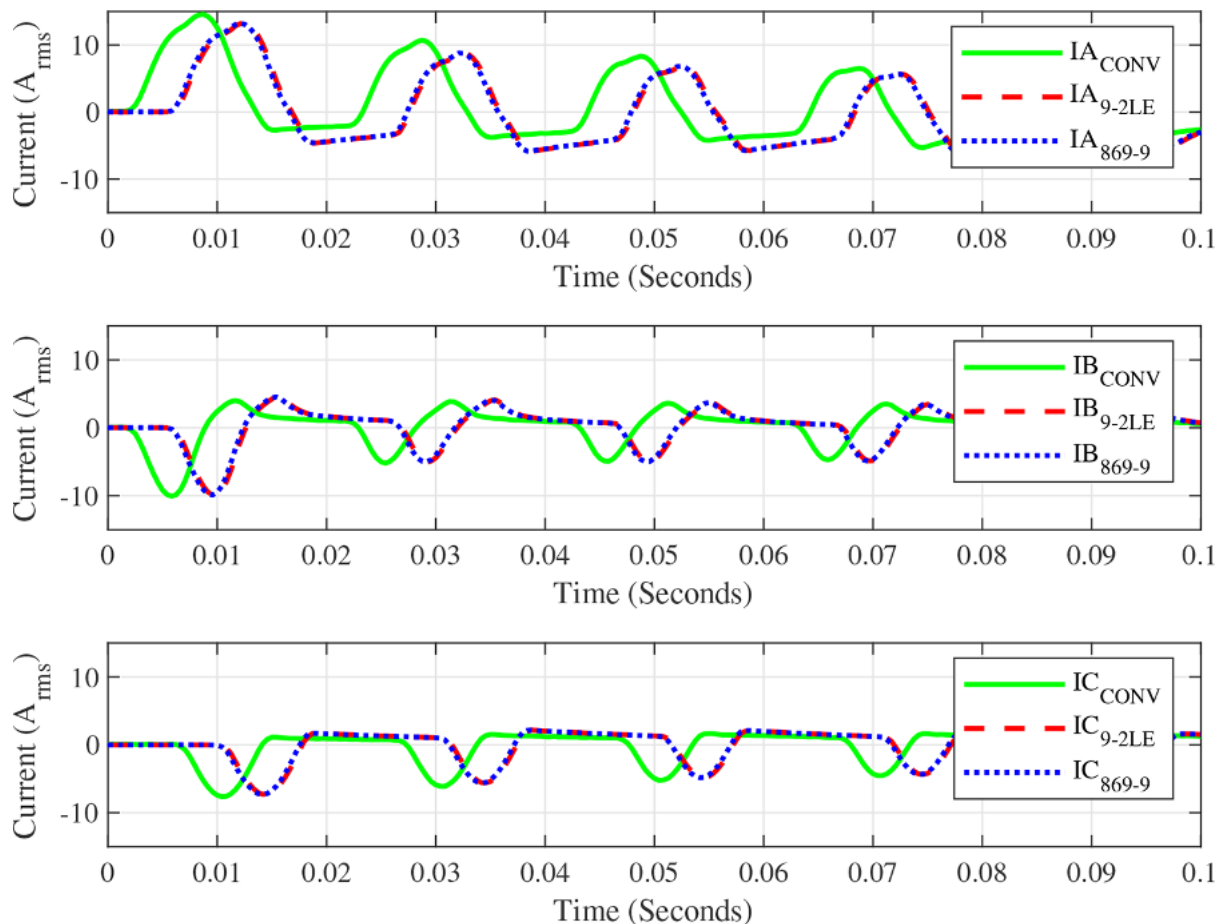
O trabalho em destaque traz ainda preocupações e análises quanto ao tempo de atraso do sinal, utilizando-se de uma técnica de correlação cruzada os autores observaram a diferença entre os tempos apresentados pelo relé convencional, o relé 9-2 LE e o relé 869-9, fazendo uma análise total de 120 amostras, observaram os resultados a seguir:

Tabela 3 - Diferença de atraso de tempo entre os sinais observados:

	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

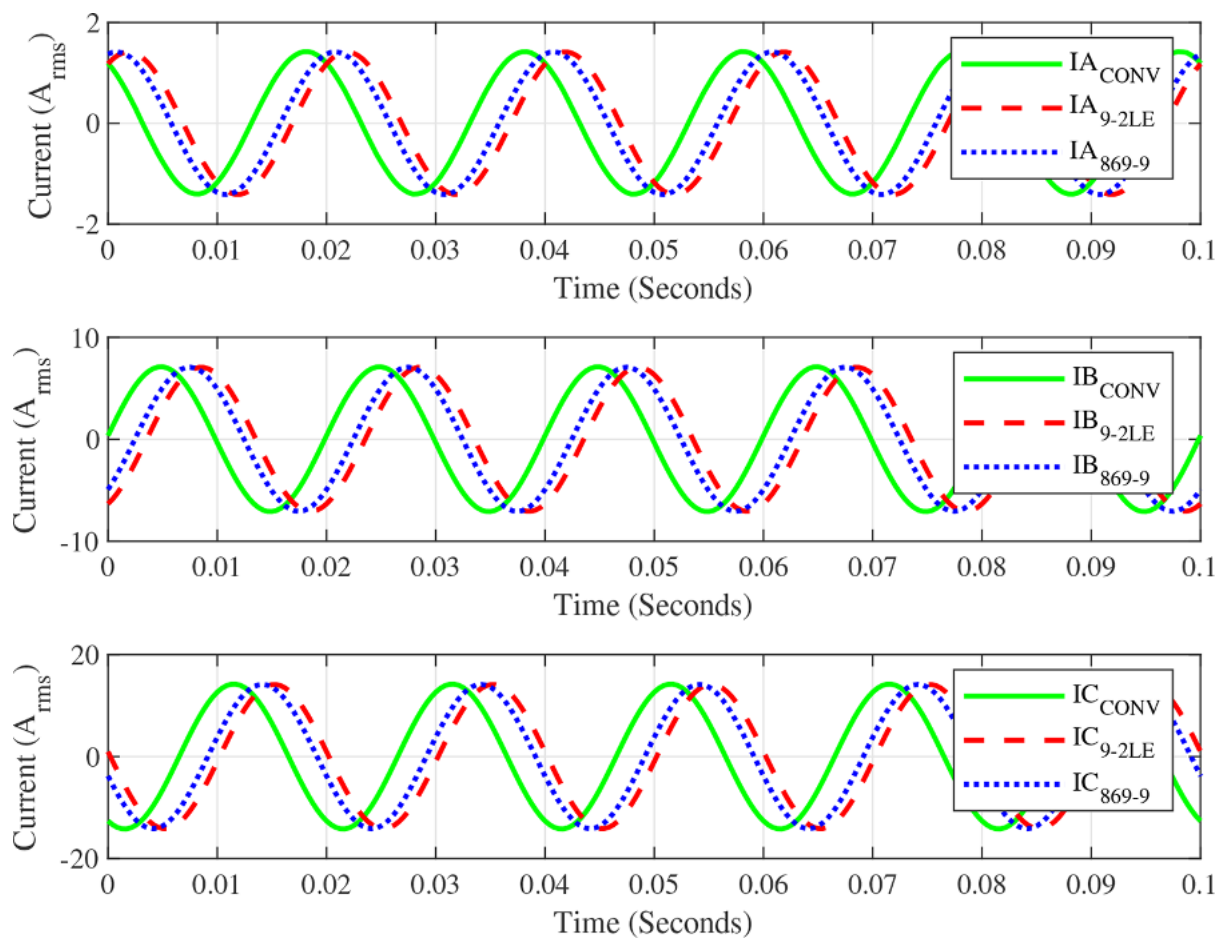
Fonte: Adaptado de: (MELO et al., 2021)

Figura 60 - Sinais de corrente RMS adquiridos pelos relés convencionais, 9-2LE e 869-9 sem compensação de atraso de tempo.



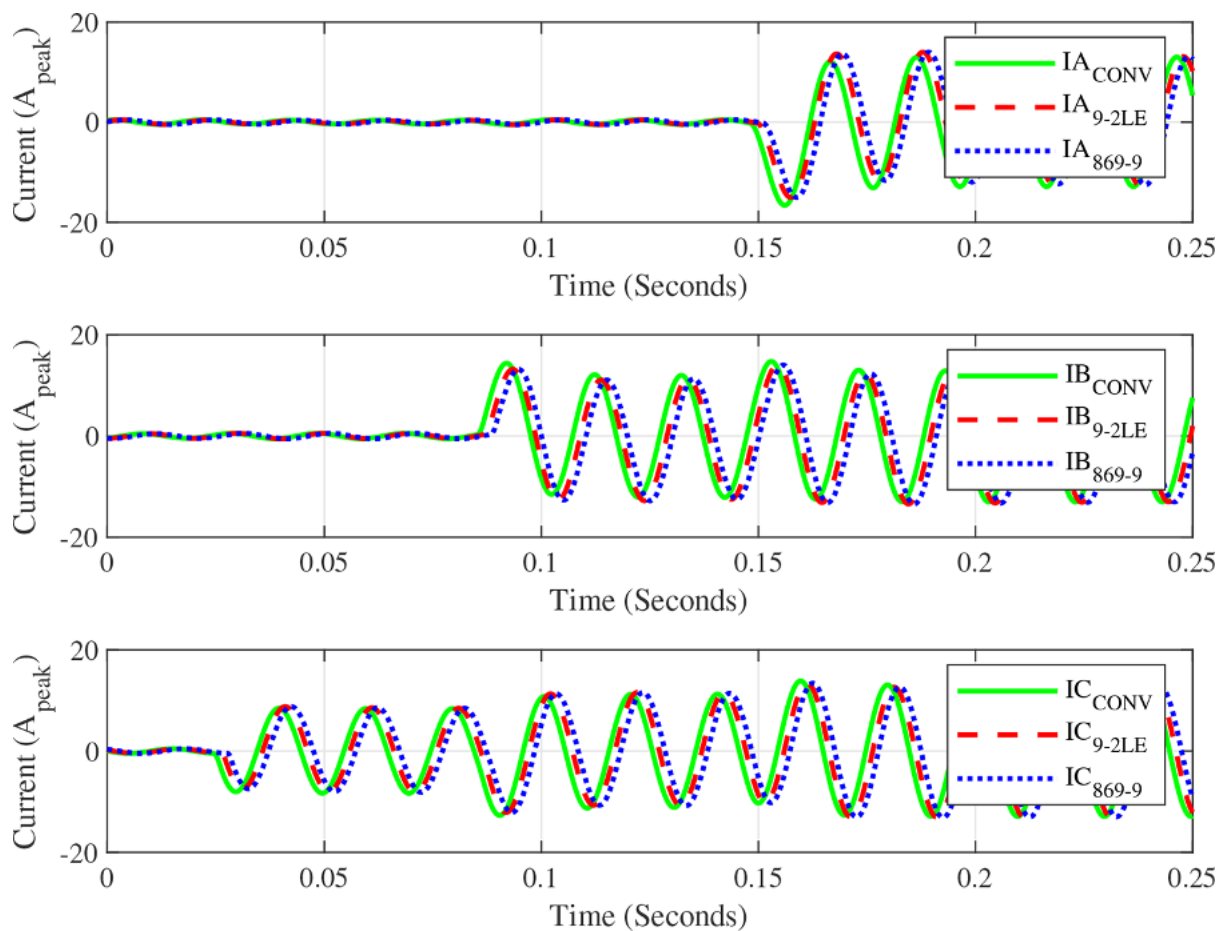
Fonte: (MELO et al., 2021)

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



Fonte: (MELO et al., 2021)

Figura 62 - Sinais de corrente adquiridos pelos relés sem compensação de temporização. Curto-circuito monofásico após 2 ciclos, curto-circuito bifásico após 5 ciclos e curto-circuito trifásico após 10 ciclos

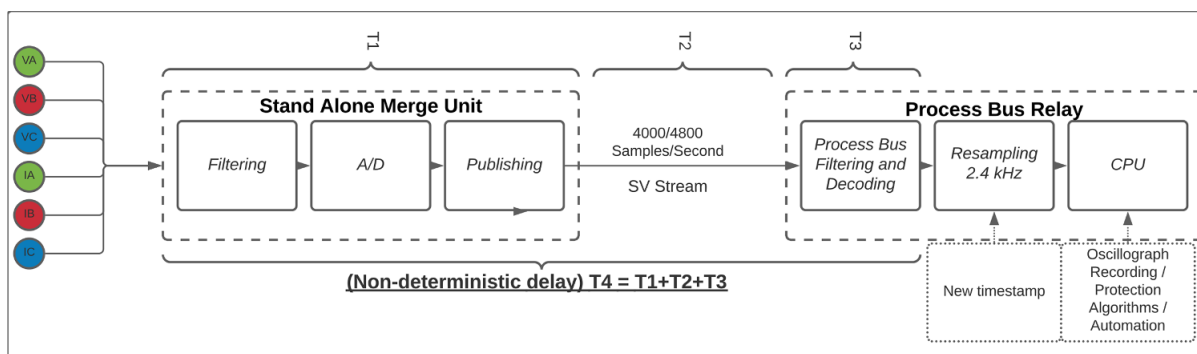


Fonte: (MELO et al., 2021)

Observando as respostas para cada caso estudado, é visto que o tempo de atraso encontrado é semelhante ao analisar os casos de estudo 1, 2 e 3, o que significa que o comportamento da rede elétrica não tem efeito sobre ela, pois a mesma ordem de deslocamento do sinal foi encontrada em todos os diferentes cenários.

Este atraso de tempo é causado pelo tempo de processamento de dados MU, latência da rede e tempo de processamento local em cada dispositivo conforme apresentado na figura a seguir:

Figura 63 - Tempos de atraso gerados pelo sistema



Fonte: (MELO et al., 2021)

Atrasos de rede do barramento de processo T_1 é o atraso do processo da *Merging Unit*, T_2 representa o atraso do caminho da rede, T_3 representa o processamento SV interno do relé e T_4 representa o atraso total do sinal.

O estudo de (MELO et al., 2021) representa um significativo avanço para os estudos de barramentos de processos, pois demonstra que a MU transmite os quadros SV marcados com um *timestamp* PTP; no entanto, o relé faz a reamostragem em uma taxa de amostragem diferente e, durante esse processo de reamostragem, as novas amostras recebem um novo *timestamp* atrasado pelo atraso não determinístico da rede. A frequência de reamostragem é uma questão de fabricação e não é definida pelos padrões PB.

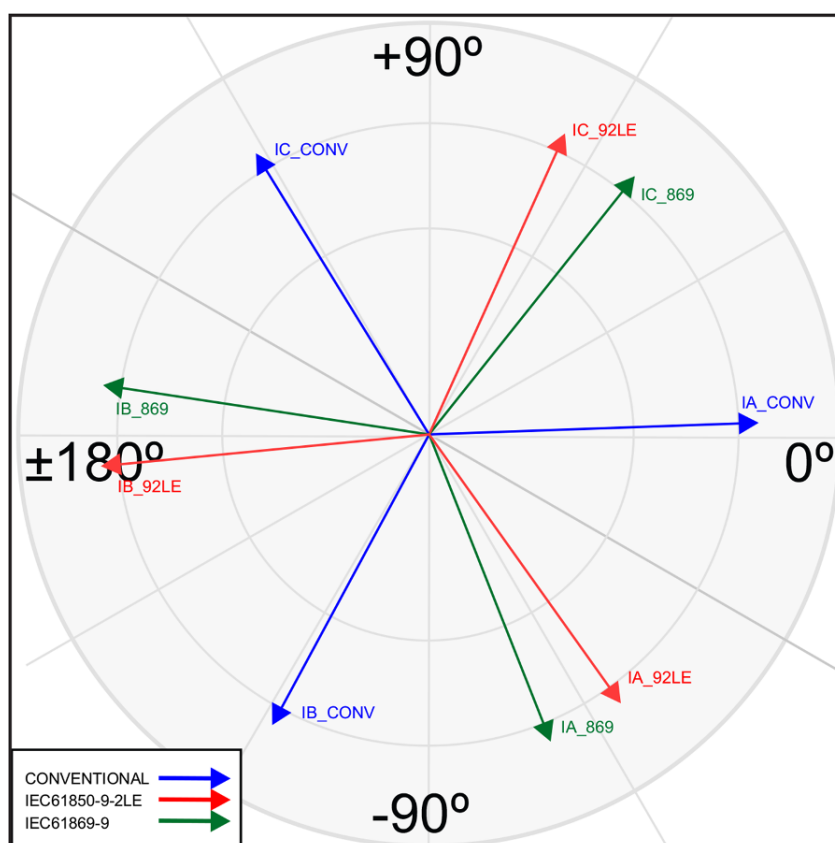
Esses atrasos devem ser devidamente compensados em relés PB, principalmente, com sinais analógicos provenientes de diferentes MUs, a fim de evitar uma operação incorreta (CHASE et al., 2019). No entanto, este método de compensação de atraso também não é padronizado. Para medir e compensar esses atrasos, alguns fabricantes usam uma mensagem proprietária de ponta a ponta do relé para a MU para medir esses valores o que requer um relé e uma MU da mesma marca, o que pode representar um problema de interoperabilidade. Outros fabricantes disponibilizam um parâmetro de compensação de atraso, em que o usuário pode definir um valor fixo de compensação. (MELO et al., 2021).

A análise do atraso do sinal, apresentada anteriormente, mostra um atraso significativo entre os sinais medidos pelos três relés. A reamostragem do sinal PB adiciona um atraso considerável no tempo desta aplicação. O tempo médio de atraso entre relés convencionais e PB encontrado é próximo a 3ms, o que representa ± 54 circ em um sistema de 50 Hz. Conforme mostrado na figura 64, é possível notar que a temporização entre relés convencionais e PB pode atingir valores de até 60 circ ou mais, dependendo da janela de

tempo de teste avaliada. Em um sistema de subestação composto por relés convencionais e PB, esta mudança de tempo do sinal pode resultar em uma análise errada de faltas e distúrbios.

Após receber os dados, o relé precisa se organizar, reamostrar e agir. Este é um problema do fabricante, o que significa que dispositivos de diferentes fabricantes podem apresentar tempos de processamento diferentes, podendo resultar em um tempo de atraso diferente, isso representa um grande risco para as operações de proteção e principalmente interoperabilidade.

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



Fonte: (MELO et al., 2021)

É sabido que o alinhamento de fase é obrigatório para aplicações de proteção, que requerem comparação de sinal em tempo real, como proteção diferencial de linha (87L). Para esse tipo de proteção, um atraso de deslocamento de fase resulta em uma corrente diferencial falsa e, conseqüentemente, em uma operação incorreta do relé. (MELO et al., 2021). Em um algoritmo diferencial de linha convencional, alguns atrasos de deslocamento de fase já são compensados, como latência de canal diferencial e propagação de linha de

transmissão. No entanto, os atrasos de PB apresentados anteriormente não são levados em consideração para algoritmos tradicionais. Por esta razão, o algoritmo do relé PB requer uma compensação de tempo adicional em comparação com os relés convencionais. Os métodos de compensação de tempo são um problema de fabricação e podem exigir um tempo de processamento adicional, que pode refletir no tempo final da operação de proteção.

3.2 COMO AFETAR AS MENSAGENS GOOSE E SV E SEU IMPACTO PARA A REDE

Prosseguindo com os estudos de interesse, verifica-se a qualidade das mensagens e quais os seus impactos em um sistema que utiliza o barramento de processos. Em seu texto, **OUELLETTE** (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010) buscou demonstrar como as mensagens GOOSE e SVs são afetadas quando alguns padrões de configuração estão mal definidos entre IEDs. Para tal, ele utilizou um simulador em tempo real (RTDS) para as realizações dos testes.

Considera-se uma parte importante da norma IEC 61850 o teste de qualidade das mensagens transmitidas. Para demonstrar como IEDs podem se comportar com informações anormais, (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010) utilizaram-se de um teste de malha fechada, a fim de determinar o comportamento do sistema.

Foram usados os simuladores RTDS para alterar dinamicamente a qualidade dos dados transmitidos aos IEDs, que podem aceitar as mensagens GOOSE e/ou SV. Ter essa compreensão de comportamento em condições fora do comum é importante para criar confiança nos usuários do sistema, demonstrando que a tecnologia irá agir conforme desejado, com dados normais e anormais e, também, para trazer aspectos a serem melhorados em caso de falhas.

A configuração IEC 61850 de um IED é quem determinará qual tipo de atributo de dados será incluído na mensagem. Um conjunto de dados pode conter, por exemplo, apenas o valor de status (*stVal*) e não conter nenhuma informação detalhada sobre a qualidade (*q*). Quando a mensagem trabalha com bits de qualidade, uma sequência de bits será incluída para cada membro do conjunto de dados.

Têm-se a seguinte tabela para os bits de qualidade das mensagens, de acordo com a IEC 61850-7-3:

Figura 65 - Bits de qualidade detalhados da norma IEC 61850

Bit(s)	IEC 61850-7-3		Bit-String	
	Attribute name	Attribute value	Value	Default
0-1	Validity	Good	0 0	0 0
		Invalid	0 1	
		Reserved	1 0	
		Questionable	1 1	
2	Overflow		TRUE	FALSE
3	OutofRange		TRUE	FALSE
4	BadReference		TRUE	FALSE
5	Oscillatory		TRUE	FALSE
6	Failure		TRUE	FALSE
7	OldData		TRUE	FALSE
8	Inconsistent		TRUE	FALSE
9	Inaccurate		TRUE	FALSE
10	Source	Process	0	0
		Substituted	1	
11	Test		TRUE	FALSE
12	OperatorBlocked		TRUE	FALSE

Fonte: (IEC 61850, 2012)

A mensagem é composta por mais duas partes, que são sinalizadores: “test” e “needs commissioning”, em português: “teste” e “precisa de comissionamento”.

Para proceder com a captura das mensagens, **Ouellette** lançou mão de ferramentas conhecidas pelos engenheiros de proteção, como o *Wireshark*, para análise do tráfego de mensagens GOOSE na rede e *MMS Ethereal*. Fez-se o uso da interface *Giga-Transceiver Network Communication Card* (GTNET), projetada para transmitir e receber mensagens GOOSE e para transmitir dados SV aos IEDs de proteção.

Os sinalizadores “test” e “need commissioning” são definidos como FALSE, isso representa que o conjunto de dados contará com 36 membros, sendo 16 valores binários para *StVal* e *Quality*, resultando em 32 membros e 2 valores analógicos com *mag.f* e *quality*, resultando em 4 membros. (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010) Foram utilizados dois relés para os testes, sendo um relé AREVA P444 NCIT, compatível com dados GOOSE e SV, e um relé SEL, compatível com GOOSE.

É observado o comportamento de cada relé para o processamento das mensagens GOOSE, de acordo com os manuais das fabricantes. O relé SEL 421 atua da seguinte forma, rejeita todos os atributos de dados (DA) contidos em um GOOSE recebido com base no acúmulo das seguintes indicações de erro criadas pela inspeção do GOOSE recebido:

- 1 - Incompatibilidade de configuração: o número de configuração de entrada do GOOSE se altera;

- 2 - Necessita de comissionamento: parâmetro booleano é VERDADEIRO;
- 3 - Modo de teste: parâmetro booleano é VERDADEIRO;
- 4 - Decode Error: o parâmetro do GOOSE recebido não está configurado.

A versão desse relé, testada por Ouellete, não permite o controle dos sinalizadores “test” e “need commissing”.

Por sua vez, o relé AREVA NCIT, fornece acesso para controle do sinalizador de “test” para as mensagens GOOSE. O relé pode forçar o sinalizador “test” de forma que nenhuma alteração de estado nos membros do conjunto de dados seja transmitida ou possa passar pelo sinalizador “test”, de modo que as alterações de estado nos membros do conjunto de dados sejam transmitidas com o sinalizador “test” definido. Os sinalizadores disponíveis na parte de aquisição de dados, de acordo com a IEC 61850-9-2 LE, são:

- 1 - Alarme de aquisição sincronizada;
- 2 - Modo de teste;
- 3 - Bit de validade 0.

O relé P444 fornece em sua parte lógica programável a opção ao usuário de criar uma lógica para personalizar o comportamento do relé quando os dados SV não estiverem sincronizados, em teste ou inválidos.

Para os testes, as configurações dos RTDS oferecem os seguintes acessos: RTDS GTNET-GSE; Para GOOSE, fornece acesso aos bits de qualidade, “need comissioning” e flags de “test”, já a GTNET-SV, para Sampled Values, permite acesso aos bits de qualidade e “*SmpSynch*”, sinalizador para os dados IEC 61859-9-2.

O status de saída nos dados GOOSE e SV podem ser alterados dinamicamente durante uma simulação, portanto, a resposta do IED a esses sinalizadores pode ser verificada.

Os comportamentos observados pelos testes propostos por Ouellete levantam a importância de uma correta configuração das lógicas utilizadas nos IEDs, o que foi visto é que, se não configurados corretamente, os IEDs podem operar de maneira equivocada se uma mensagem se alterar de maneira dinâmica durante o processo, ou seja, evento anormal, causando riscos na proteção do sistema.

Em seus testes, foi verificado que o relé SEL 421-3 ignora as mensagens GOOSE se elas não estiverem no padrão previamente estabelecido, o que gera um grande impacto

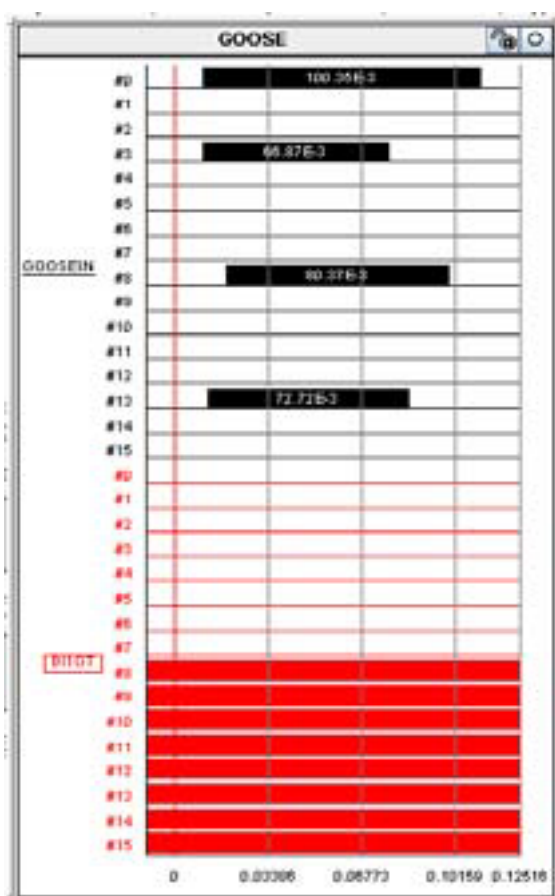
3.2 COMO AFETAR AS MENSAGENS GOOSE E SV E SEU IMPACTO PARA A REDE82

no sistema de proteção, uma vez que, caso as mensagens se alterem, o relé deixa de interpretá-las, ignorando as novas informações enviadas.

Por sua vez o comportamento do relé AREVA P444 NCIT, como já descrito, permite alteração na estrutura da mensagem, o parâmetro “*StNum*” deve conter o contador que aumenta cada vez que uma mensagem GOOSE é enviada e uma mudança de valor é detectada dentro do *DATA-SET* especificado por *DatSet*.

O comportamento para as mensagens GOOSE e SV foram observados, um aparato de teste foi montado junto ao simulador RTDS. O GOOSE do Simulador RTDS foi publicado com o flag “test” ativado e uma falta foi aplicada na linha protegida pelos dois relés. A Figura 66 mostra o resultado de uma falta de fase A para terra.

Figura 66 - Falta aplicada com flag test ativada no relé P444



Fonte: (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010)

O traço preto “GOOSEIN” foi referenciado externamente às mensagens SEL e AREVA GOOSE. O traço vermelho “BI1GT” mostra o status de “teste” para cada uma das 16 entradas “GOOSEIN”. O traço preto nº 0 é o desarme da fase A e o número #3 é o

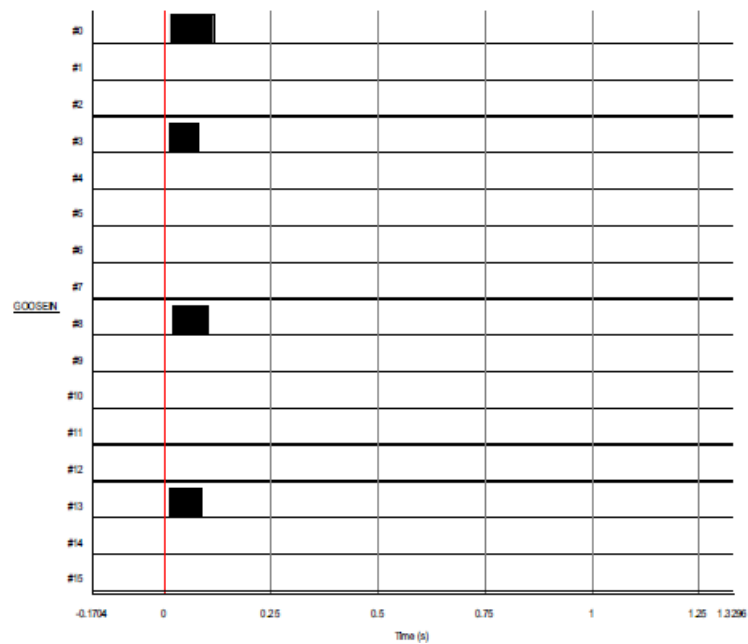
sinal de envio do portador de desarme permissivo do esquema de comunicação do SEL. O traço preto número 8 é o disparo da fase A e o número 13 é o sinal de envio do portador de disparo permissivo do esquema de comunicação da AREVA. (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010)

Os números de rastreamento vermelho de 8 a 15 mostram que o GTNET reconheceu o status do sinalizador de “teste” do GOOSE publicado pela AREVA. A lógica configurável pelo usuário na simulação seria usada para impedir a operação do disjuntor quando o sinalizador de “teste” fosse definido no GOOSE recebido. Esta declaração pode ser encontrada de acordo com a cláusula 15.2.3.8 na norma IEC-61850-7-2 edição 1, que afirma “O teste de parâmetro deve indicar com o valor TRUE que os valores da mensagem não devem ser usados para fins operacionais”.

Com o Simulador RTDS publicando GOOSE com o sinalizador “teste” definido, o SEL agora está ignorando as mensagens e o AREVA está definido para ignorar o sinalizador de teste, que foi definido como ‘*Não*’, portanto, a posição do polo A, B, C e o status saudável do disjuntor do RTDS está agora em “teste”.

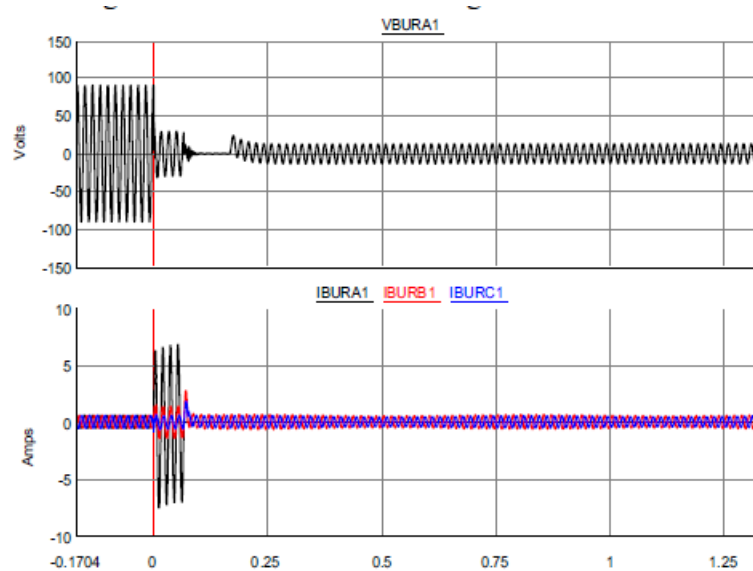
A Figura 67 apresenta o resultado de uma falta de fase A para terra, ambos os relés desarmaram a fase A, mas nenhum AR ocorreu e a fase A permaneceu aberta na simulação. E a figura 68 mostra os valores de tensão e corrente para a falha causada pelo simulador em modo teste, demonstrando que nenhum religamento automático ocorre, já que o status do disjuntor era de “teste”.

Figura 67 - Flag de *test* publicada no GOOSE



Fonte: (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010)

Figura 68 - *Trip* de fase e fase permanece aberta



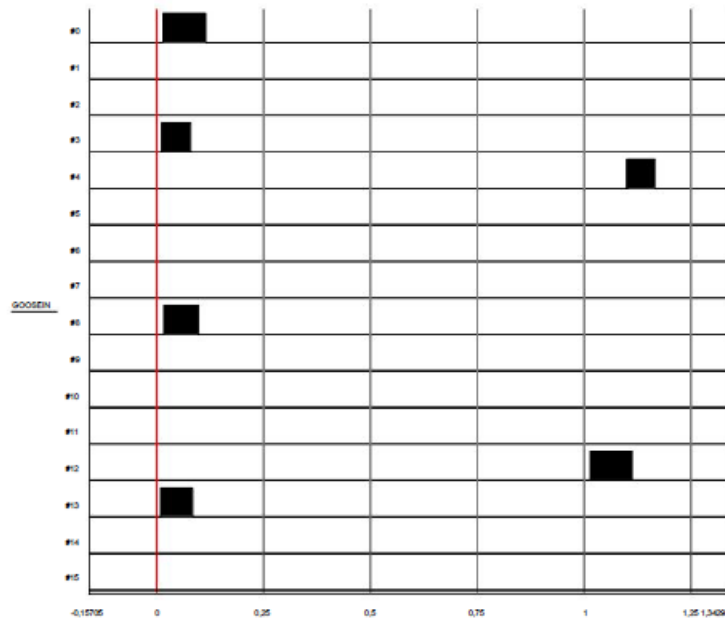
Fonte: (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010)

O comportamento para os dados SV foram observados de maneira análoga, as flags “invalid” e “test” foram definidas e a falta aplicada nos relés, a figura 69 mostra a operação do relé com dados SV anormais. A figura 70 traz as tensões e as correntes para a fase A para o cenário de falha com o Simulador RTDS publicando dados SV anormais. A lógica

3.2 COMO AFETAR AS MENSAGENS GOOSE E SV E SEU IMPACTO PARA A REDE85

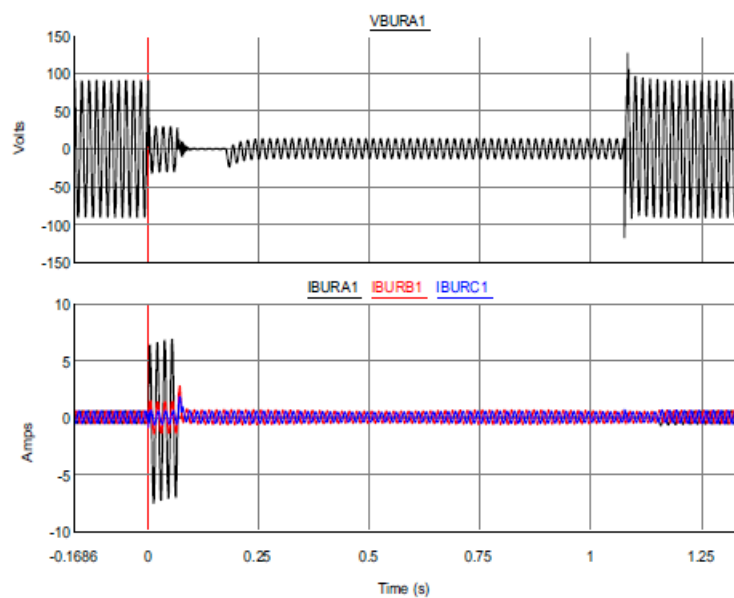
do relé AREVA não foi programada para usar esses alarmes para prevenir a operação do relé, portanto, uma operação de abertura e religamento ocorreu quando dados anormais estavam sendo enviados ao relé.

Figura 69 - Teste de SV e flag inválida



Fonte: (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010)

Figura 70 - Disparo de uma das fases e religamento automático ocorre



Fonte: (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010)

É possível notar que incorretas configurações das mensagens podem trazer danos à proteção, uma má configuração do relé permitiu que ele operasse em modo teste, o que não poderia ter acontecido, isso se dá ao fato de relés de diferentes fabricantes terem diferentes tipos de lógica. Essa preocupação deve ser levantada ao configurador do sistema, uma vez que ele deve se atentar a cada peculiaridade dos relés. Dados anormais podem ocorrer na rede e as lógicas de proteção devem estar preparadas para atuar de maneira correta, evitando perdas significativas em caso de operação indevida. Em seu estudo, essa é uma das principais contribuições de (OUELLETTE; DESJARDINE; FORSYTH, 2010), trazendo a preocupação da correta interpretação dos dados GOOSE e SV.

3.3 MELHORIAS RECENTES PARA O USO DE *Logical Nodes* NO MONITORAMENTO DE GOOSE E SV

O trabalho de *Munos* (MUNOS; HASPIURA; BECKER, 2018) levanta uma preocupação dos usuários quanto à implementação confiável da transmissão de dados GOOSE e SV. Sua pesquisa traz um avanço significativo no monitoramento desse tipo de informação, abordando melhorias recentes e demonstrando como é possível monitorar e garantir a confiabilidade dos dados a partir dos *logical nodes*, utilizando-se dos LNs *LSVS* & *LGOS* no assinante, é possível detectar problemas como erro de configuração no receptor. *Munos* aponta essa melhoria como um grande avanço, uma vez que permite que novas tecnologias sejam desenvolvidas sob essa ótica, como a possibilidade do desenvolvimento de ferramentas gráficas para monitoramento de mensagens individuais no concentrador de dados e nos níveis de IHM durante o comissionamento e a operação normal. Essa evolução traz maior confiabilidade aos usuários, permitindo que seja possível monitorar diretamente pela IHM as mensagens SV e GOOSE.

Os LNs *LSVS* & *LGOS* permitem a supervisão de um fluxo de mensagens GOOSE e SV de um emissor até um destinatário, são mensagens MMS que se originam no próprio IED do assinante e são comunicadas ao concentrador de dados e/ou IHM da subestação para serem exibidas para análise. As funções críticas monitoradas são:

- GOOSE/SV não recebido;
- GOOSE/SV recebido, configuração incorreta;
- Incompatibilidades de configuração de remetentes e destinatário.

O uso dessa tecnologia inclui benefícios, tais como: uma maior confiança na tecnologia,

maior estabilidade da rede e constante verificação da validade da configuração dos IEDs, permitindo seu monitoramento após a reconfiguração.

Munos destaca que existem quatro níveis de sistemas de visualização GOOSE/SV disponíveis, incluindo displays na frente do IED, sniffers de rede, clientes de operação do concentrador de dados e telas IHM. Cada uma desses níveis possui vantagens distintas entre eles, não existindo um melhor que o outro, mas um ponto comum que é o monitoramento do fluxo de dados.

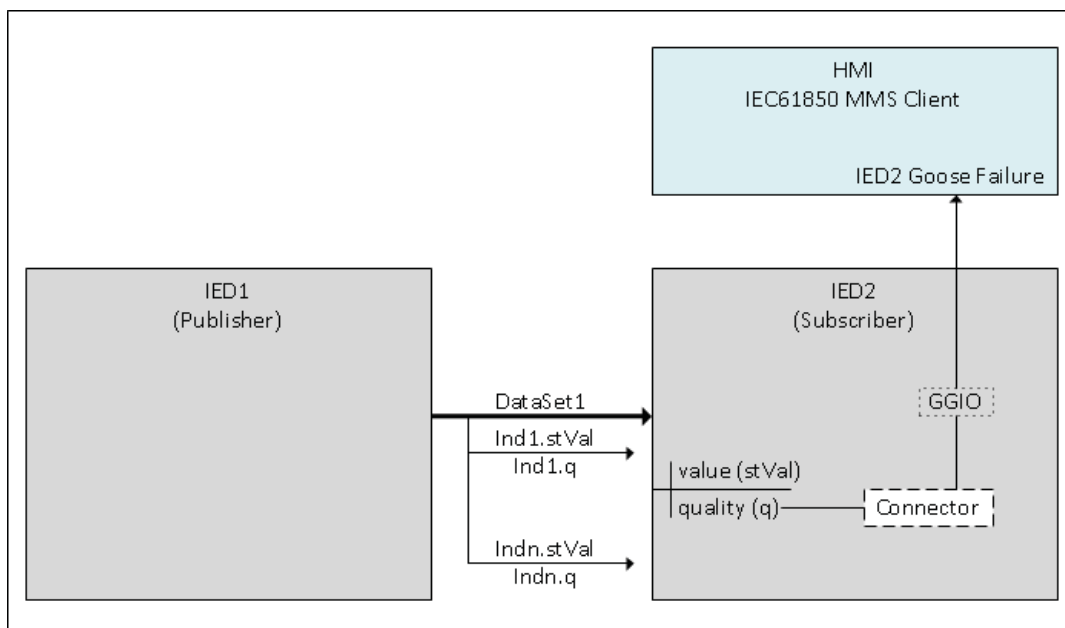
Essas formas de monitoramento incluem: supervisão direta pela IHM dos IEDs, a partir da lógica de configuração, é possível programar que o IED mostre as informações relacionadas as mensagens GOOSE e SV diretamente em sua tela, o que facilita o entendimento do operador, tendo um monitoramento de fácil acesso. Outra maneira utilizada para o monitoramento é a partir de um sniffer de rede, esse tipo de programa geralmente utiliza-se de uma interface SNMP (*Simple Network Management Protocol*) que permite a sincronização automática com o relógio de sincronização de horário do PC, ele é conectado à interface de rede do PC e os pacotes *Ethernet GOOSE* são decodificados, exibidos verificados e salvos em um arquivo de *buffer* e impressos. Se necessário, também é possível filtrar esses dados.

Ainda é demonstrado nesse trabalho como é possível fazer o monitoramento via DATA CONCENTRATOR OPERATIONAL CLIENT, um software que monitora o status de diversos IEDs a partir da IEC 61850 e devolve de maneira visual ao usuário o status dessas mensagens. A interface IEC 61850 atuará como a interface MMS, em que serão recebidas as mensagens *LGOS* e *LSVS* dos IEDs assinantes. *Munos* apresenta ainda o método convencional de monitoramento IHM, utilizado anteriormente ao lançamento do LGOS. É possível ver essa representação na Figura 71.

O funcionamento do método tradicional ocorre pelo seguinte procedimento: o IED1 publica um conjunto de dados (DataSet1). Quando esta mensagem GOOSE é recebida pelo IED assinante, ele envia um valor de status (*stVal*) e um bit de qualidade (q) para o concentrador de dados da RTU. Caso a mensagem GOOSE não seja recebida pelo assinante, uma mensagem GGIO seria enviada ao cliente IEC 61850 IHM para indicar falha na mensagem GOOSE. (MUNOS; HASPIURA; BECKER, 2018)

Por fim, e mais importante, *Munos* traz a comunidade os métodos para que os LNs *LGOS* e *LSVS* sejam utilizados: *LGOS* e *LSVS* usam modelos de data objects para monitorar o status de GOOSE e SV, respectivamente. A figura 72 mostra o modelo de data objects LGOS, de acordo com a segunda edição da norma IEC 61850 7-42, o seu uso

Figura 71 - Métodos tradicionais para configurar um sistema de monitoramento GOOSE



Fonte: (MUNOS; HASPIURA; BECKER, 2018)

permite o diagnóstico do estado da mensagem GOOSE.

Figura 72 - Modelo *data object* LGOS

LGOS class				
Data object name	Common data class	Explanation	T	M/O/C
LNNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.		
Data objects				
Status information				
NdsCom	SPS	Subscription needs commissioning		O
St	SPS	Status of the subscription (True = active, False=not active)		M
SimSt	SPS	Status showing that really Sim messages are received and accepted		O
LastStNum	INS	Last state number received		O
ConfRevNum	INS	Expected configuration revision number		O
Settings				
GoCBRef	ORG	Reference to the subscribed GOOSE control block		O

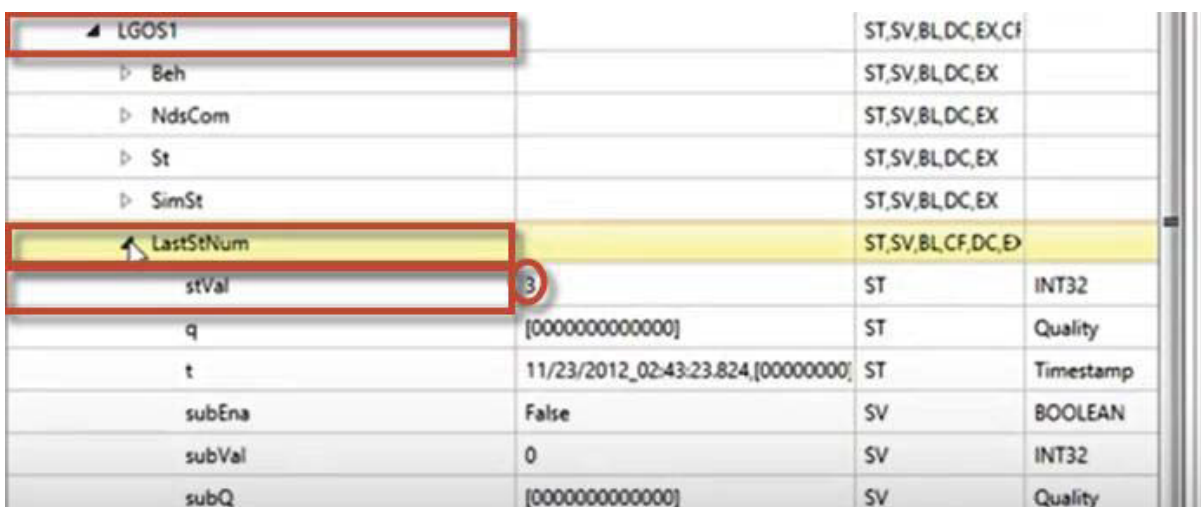
Fonte: (IEC 61850, 2012)

Tanto o LGOS quanto o LSVS possuem recursos avançados de diagnóstico, como identificar mensagens que não são recebidas. Além disso, esses nós lógicos têm a capacidade de relatar incompatibilidade nas configurações entre os editores e os receptores. O nó LGOS permite o monitoramento de mensagens GOOSE por meio de uma conexão de cliente MMS, existe um nó lógico LGOS separado para cada assinatura de um publicador GOOSE. O data attribute *GoCBRef setSrcCB* mostra que está monitorando o fluxo

GOOSE publicado pelo IED.

Em seu estudo (MUNOS; HASPIURA; BECKER, 2018) traz o seguinte exemplo: Na figura 73, o *LastStNum stVal* mostra o último número de estado recebido em um fluxo GOOSE no *GoCBRef setSrcCB*. O editor GOOSE incrementa o número do estado em 1 (um) toda vez que o atributo de dados for alterado. Ocorrendo disparo do disjuntor, o atributo de dados *stVal* mudaria de 3 para 4 no exemplo.

Figura 73 - Exemplo de funcionamento prático do nó LGOS1



Attribute	Value	ST	SV, BL, DC, EX, CF
Beh		ST, SV, BL, DC, EX	
NdsCom		ST, SV, BL, DC, EX	
St		ST, SV, BL, DC, EX	
SimSt		ST, SV, BL, DC, EX	
LastStNum	3	ST, SV, BL, CF, DC, EX	
stVal		ST	INT32
q	[00000000000000]	ST	Quality
t	11/23/2012_02:43:23.824,[00000000]	ST	Timestamp
subEna	False	SV	BOOLEAN
subVal	0	SV	INT32
subQ	[00000000000000]	SV	Quality

Fonte: (MUNOS; HASPIURA; BECKER, 2018)

O atributo de dados St *stVal* será verdadeiro se for recebido um fluxo GOOSE dentro do *time allowed to live* (TAL), portanto, o status do St *stVal* será TRUE se o fluxo for recebido dentro do TAL. O valor do status LGOS (Verdadeiro/Falso) é, então, vinculado ao display para mostrar se há ou não uma conexão GOOSE. Se desconectar o cabo *Ethernet* do relé subscriber, o atributo de dados LOGS St *stVal* se tornará falso. Se a IHM aceitar uma mensagem IEC 61850 MMS, o valor pode ser usado para executar a lógica e demonstrar de maneira gráfica a informação que é desejada pelo usuário.

Para que o SV seja monitorado, o processo é similar, mas em seu caso o publisher é uma MU. O nó LSVS é um módulo de assinatura para um fluxo de *sampled values* IEC 61850-9-2. Assim como no LGOS, o LSVS verifica a correspondência de configuração entre o publisher e o subscriber, além de relatar lacunas no fluxo de dados. (MUNOS; HASPIURA; BECKER, 2018)

Os estudos aqui apresentados por *Munos* e seus colaboradores demonstram que novas tecnologias tem surgido para ajudar a comunidade a criar uma maior confiabilidade nos fluxos de mensagens, ao passo que o uso do nó LGOS já tem se tornado mais comum,

estudos com o nó LSVS tem avançado, apoiando os operados no monitoramento de SVs. Ao passo que o uso da tecnologia avança, o uso desses nós será cada vez mais difundido, pois representam uma nova maneira de garantir a confiabilidade dos dados de interesse.

O capítulo 3 apresentou os resultados de interesse, tendo como base estudos que auxiliam a compreensão da utilização do barramento de processos, e é importante pois destaca pontos de atenção na utilização de IEDs de fabricantes diversos, demonstra que as lógicas operacionais devem ser devidamente configuradas e traz novos métodos de monitoramento que podem ser aplicados para a verificação dos mecanismos de mensagens.

4 CONCLUSÃO GERAL

A adoção da tecnologia de barramento de processo revolucionou a forma como as plantas industriais operam, proporcionando benefícios significativos em termos de eficiência, flexibilidade e segurança. Os sistemas de barramento de processo permitem a integração e comunicação de diferentes dispositivos de controle e automação de processo, permitindo a troca e monitoramento de dados em tempo real. Essa tecnologia também facilitou a implementação de estratégias avançadas de controle, como manutenção preditiva e otimização de processos, levando ao aumento da produtividade e redução dos custos operacionais.

No entanto, a implementação de sistemas de barramento de processo requer planejamento cuidadoso e consideração de vários fatores, como tipo de sistema de barramento, arquitetura de rede e medidas de segurança. Também é importante garantir a compatibilidade do sistema de barramento de processo com a infraestrutura e equipamentos existentes.

Os estudos abordados ao longo deste trabalho buscaram fundamentar conceitos importantes para a aceitação do barramento de processos. Foi observado que é importante existir um certo domínio do programador do sistema, atentando-se a configuração lógica dos IEDs, como observado nos estudos *Ouellette*, no qual foi visto que IEDs de diferentes fabricantes podem apresentar peculiaridades diferentes entre si e, em caso de anomalias na rede, se existir uma lógica mal configurada que possa vir a gerar um erro operacional, isso leva o sistema a passar por uma falha de proteção, que pode ocasionar perdas significativas.

Observou-se também que a norma IEC 61850 tem trazido melhorias para os operadores de sistema que utilizam fluxos de dados SV e GOOSE, como observado no trabalho de *Munos*, no qual logical nodes têm sido utilizados para garantir um aumento de confiabilidade no monitoramento dos fluxos de dados. Avanços como esse garantem uma maior segurança à comunidade, ocasionando maior credibilidade ao uso da tecnologia, uma vez que ela está preocupada em garantir cada vez mais segurança ao sistema. Ao passo que os estudos com o nó LGOS caminham e já são difundidos, os estudos com o nó LSVS têm sido cada vez mais aprimorados para garantir que os fabricantes tenham segurança nos testes dos pilotos dos barramentos de processos.

Com a análise dos testes promovidos por (MELO et al., 2021), é possível observar que o barramento de processos é fortemente indicado para a reconstrução de sinais, não apresentando perdas significativas na conversão dos sinais, foi visto que a qualidade da digitalização dos sinais em dados SV é garantida, tanto para aqueles que ainda utilizam as diretrizes da IEC 61850 9-2 LE, quanto para aqueles que já estão utilizando a norma IEC 61869-9, havendo pouquíssima diferença entre as duas diretrizes para a reconstrução do sinal. Porém, uma preocupação importante é levantada por esse estudo, do ponto de vista dos atrasos que podem ser acarretados no tempo de aquisição dos sinais, para que não existam perdas significativas de proteção os delays que são acarretados pelo tráfego das MUs devem ser compensados corretamente, ressaltando que, em casos extremos, falhas significativas podem ocorrer se os sistemas de proteção não forem acionados em seu devido tempo.

Espera-se que seu desenvolvimento e adoção contínuos tragam mais benefícios e avanços no campo da automação industrial, ganhos com digitalização já são observados, uma vez que uma subestação pode economizar ativos valiosos utilizando cada vez menos de cabeamento tradicionais, operadores têm a oportunidade de se sentirem cada vez mais seguros já que o monitoramento dos componentes da subestação podem ser feitos à distância, por softwares de monitoramento em tempo real e pelo fluxo de dados.

Apesar de gerar um ganho significativo de recursos, a implementação de um barramento de processos também gera um custo, que deve ser levado em consideração pelas empresas ao instalar essa tecnologia. Também é importante observar quantos processos deverão ser adaptados e quais softwares deverão ser utilizados para toda automação do processo. Hoje esse fator tem gerado uma corrida no mercado entre as grandes companhias mundiais, trazendo soluções integradoras para que uma subestação seja digitalizada em todos os seus níveis

Ainda há muito a ser estudado ao se pensar em barramento de processos, principalmente pelo fato da crescente ameaça de ataques virtuais. Preocupações com cibersegurança são cada vez maiores e avanços contínuos para a garantia da segurança e qualidade dos dados devem ser aplicados. Preocupações com a dependência de uma subestação também devem ser levantadas já que o uso do barramento de processos para a execução de muitos processos-chave pode ser um risco se o barramento falhar ou se tornar inacessível por algum motivo. Por outro lado, o barramento de processos e a digitalização das subestações já deve ser encarada hoje como um avanço necessário para que se tenha cada vez mais acesso a subestações resilientes e capazes de operar sob diversos tipos de condições.

A arquitetura do processo deve ser capaz de garantir que as falhas sejam superadas.

Temas como esses, acima citados, são passíveis de estudos futuros, como a aplicação das normas IEC que tratam sob cibersegurança, a possibilidade de aplicação do barramento de processos em outras topologias redundantes que não as atuais, estudos de nós lógicos que possam ser úteis para o monitoramento de uma subestação e análise de compensação de tempo no processo de amostragem dos sinais analógicos pelas MUs.

Portanto, é possível apontar que todos esses avanços são produtivos e os grandes fabricantes trabalharão cada vez mais para que seus produtos possam ser compatíveis com todas essas diretrizes regidas pela IEC 61850, ao passo que a busca por sistemas cada vez mais integrados é o futuro da digitalização das subestações, promovendo constantes melhorias do ponto de vista de segurança de operação e interoperabilidade.

REFERÊNCIAS

- ABB. *IEC 61850 communication protocol manual*. 2012. Disponível em: https://library.e.abb.com/public/385574ac26a59bfdc1257a68004ff98c/1MRK511258-UEN_-_en_Communication_protocol_manual__IEC_61850__650_series_1.2__IEC.pdf. Acesso em 24 de novembro de 2022.
- ALMEIDA, E. M. de. Norma iec 61850–novo padrão em automação de subestações. 2011.
- ALVES, U. *Avaliação de desempenho de segurança cibernética do protocolo IEC-61850 através de análise de fluxo utilizando o conceito de PICOM. XX SNPTEE, Recife*. 2009. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wpcontent/uploads/2016/03/AVALIA%C3%87%C3%83O-DE-DESEMPENHO-DESEGURAN%C3%87A-CIBERN%C3%89TICA-NO-PROTOCOLO-IEC-61850-ATRAV%C3%89S-DE-ANALISE-DE-FLUXO-UTILIZANDO-O-CONCEITO-DEPICOM-PIECE-OF-COMMUNICATION.pdf>. Acesso em 20 de novembro de 2022.
- APOSTOLOV, A. Efficient maintenance testing in digital substations based on iec 61850 edition 2. *Protection and Control of Modern Power Systems*, Springer, v. 2, n. 1, p. 1–14, 2017.
- BARBOSA, P. A. *Diagramas de encaminhamento*. 2013. Disponível em: <https://10infrcpaulo.wordpress.com/2013/01/03/diagramas-de-encaminhamento/>. Acesso em 27 de novembro de 2022.
- CALHAU, F. G.; MARTINS, J. S. Iec 61850-visão geral e aplicabilidade na perspectiva do smart grid. Technical Report V13, 2012.
- CHASE, S.; JESSUP, E.; SILVEIRA, M.; DONG, J.; YANG, Q. Protection and testing considerations for iec 61850 sampled values-based distance and line current differential schemes. In: *72rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2019.
- CONPROVE, E. *Redundância de link no Barramento de Processos de acordo com a IEC 61850 Ed.2: Experiência com os protocolos RSTP, PRP e HSR*. 2022. Disponível em: https://www.linkedin.com/pulse/redund%C3%A2ncia-de-link-barramento-processos-acordo-com-iec-conprove-1f/?trk=organization_guest_main-feed-card_feed-article-content&originalSubdomain=pt. Acesso em 30 de novembro de 2022.
- CONTROLETI. *Modelo OSI TCP IP*. 2022. Disponível em: <https://www.controleti.net/post/modelo-osi-tcp-ip>. Acesso em 28 de Outubro de 2022.

- COUTINHO, S. P. *PROTÓCOLOS PARA SISTEMAS ELÉTRICOS: IEC 61850*. 2010. Disponível em: <https://industriaautomatica.wordpress.com/2015/09/26/protocolos-para-sistemas-eletricos-iec-61850/> Acesso em 28 de setembro de 2022.
- COVRE, H. P. *Integração de dados dos sistemas de proteção de subestações distribuidoras*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2011.
- FRANCO, P.; OLIVEIRA, C.; ROCHA, G. *Aumento da confiabilidade de esquemas de proteção e controle em IEC 61850 com o uso de Message Quality*. 2020. Disponível em: <https://selinc.com/api/download/129644/?lang=pt>. Acesso em 29 de novembro de 2022.
- GUDWIN. *Introdução à linguagem UML*. 2010. Disponível em: <http://www.dca.fee.unicamp.br/~gudwin/ftp/ea976/Estruturais2010.pdf>. Acesso em: 10 de Outubro 2022.
- GUIMARAES, P. H. V.; MURILLO, A.; ANDREONI, M.; MATTOS, D. M.; FERRAZ, L. H. G.; PINTO, F. A. V.; COSTA, L. H. M.; DUARTE, O. Comunicação em redes elétricas inteligentes: eficiência, confiabilidade, segurança e escalabilidade. *Minicursos do Simpósio brasileiro de redes de computadores—SBRC-2013, Brasília, DF, Brazil*, p. 101–164, 2013.
- GURBIEL, M.; BLUMSCHEIN, J.; DZIENIS, C.; LANG, G.; STYCZYNSKI, Z. Digital interface for iec 61850. requirements and accuracy definitions. In: IET. *CIREN 2009-20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution-Part 1*. [S.l.], 2009. p. 1–4.
- HIRSCHMANN. *MACH4000 Series Gigabit Backbone Layer 2/3 Rack-Mount Switches*. 2015. Disponível em: https://www.belden.com/docs/upload/MACH4000_brochure.pdf. Acesso em 30 de novembro de 2022.
- HONG, S. Y.; QIN, W. A wavelet-based method to discriminate between inrush current and internal fault. In: IEEE. *PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No. 00EX409)*. [S.l.], 2000. v. 2, p. 927–931.
- IEC, I. 61869-9 instrument transformers—part 9: Digital interface for instrument transformers. *Geneva, Switzerland*, 2016.
- IGARASHI, G. *Estudo da IEC 61850 e o seu impacto no sistema de automação de subestações*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2008.
- INTERNATIONALIT. *Topologia de Rede: Conheça os principais tipos*. 2022. Disponível em: <https://www.internationalit.com/post/topologia-de-rede-conhe%C3%A7a-os-principais-tipos>. Acesso em 30 de novembro de 2022.
- IRVING. *Switch Mac Address: What's It and How Does it Work?* 2021. Disponível em: <https://community.fs.com/blog/switch-mac-address-whats-it-and-how-does-it-work.html> Acesso em 30 de

novembro de 2022.

JESCHEK, S. *WAN - WLAN - LAN*. 2022. Disponível em: <https://jeschek.com/lehre/das-netz-entstehung-etc/wan-wlan-lan.html>. Acesso em 26 de novembro de 2022.

JUNIOR, P.; BERNARDINO, R.; SALGE, G.; DAVI, M.; MARTINS, C. et al. Avaliação da performance de uma proteção de linha implementada com barramento de processo (iec 61850-9-2) através de ensaios em malha fechada. *XIV STPC*, 2018.

KLAUS, P. *Data Model of the Standard IEC 61850*. 2006. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/5546444/mod_folder/content/0/Material%20IEC61850/Curso_61850_ABB/02%20BRABB_02_Data%20Model%20V1.pdf. Acesso em: 10 de Outubro 2022.

KUCUKSARI, S.; KARADY, G. G. Experimental comparison of conventional and optical current transformers. *IEEE Transactions on power delivery*, IEEE, v. 25, n. 4, p. 2455–2463, 2010.

LIMA, J. C. C. *Extensible Markup Language (XML)*. 2005. Disponível em: http://ww2.inf.ufg.br/sites/default/files/uploads/relatoriostecnicos/RT-INF_002-05.pdf. Acesso em: 10 de Outubro 2022.

LIMA, R. A. Sensor eletro-óptico de tensões elevadas e sua viabilidade para implementação de tp óptico. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2013.

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.

MELO, A. F. S.; NETTO, U. C.; SILVA, J. C. C. da; DREYER, U. J. Influence of process bus on performance of power system protection. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 200, p. 107491, 2021.

MENEGATTI, C. R. *O Sistema Elétrico*. 2020. Disponível em: <https://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/5840834/59/SistemaEletrico1.pdf>. Acesso em: 24 de setembro 2022.

MUNOS, R.; HASPIURA, C.; BECKER, F. Recent enhancements to system reliability by implementing iec 61850 goose and sv monitoring via lgos and lsvs logical nodes. In: IEEE. *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*. [S.l.], 2018. p. 1–4.

NUNES, B. *Topologias de rede*. 2012. Disponível em: <http://barbaranunesmm12.blogspot.com/>. Acesso em 30 de novembro de 2022.

OUELLETTE, D.; DESJARDINE, M.; FORSYTH, P. Using a real time digital simulator to affect the quality of iec 61850 goose and sampled value data. IET, 2010.

- PEREIRA, A. C.; FILHO, J. O.; CÁCERES, D.; PELLIZZONI, R.; CORREIA, J. R. G. Automação de subestações e usinas–estado da arte e tendências utilizando a norma iec 61850. *VII SIMPASE, Salvador de Bahía, Brasil*, 2007.
- PICOLO, H. E. de F.; OLIVEIRA, S. É. M. de; HAZAN, S. S.; PINHEIRO, E. W. Aplicação da norma iec 61850 na proteção, especificação dos equipamentos, supervisão e controle de subestações. 2013.
- PORTO, U. D. *Topologias de Rede*. 2000. Disponível em: <https://paginas.fe.up.pt/~goii2000/M3/redes2.htm>. Acesso em 30 de novembro de 2022.
- RICCARDO, A. Iec 61850 testing and commissioning advantages using goose messaging. In: IEEE. *2019 72nd Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*. [S.l.], 2019. p. 1–5.
- RUSH, P. Proteção e automação de redes: Conceito e aplicação. *São Paulo*, 2011.
- SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, R. C. *IEC 61850*. 2020. Disponível em: [mediante_solicitacao](#) Acesso em 28 de setembro de 2022.
- SCHNEIDER ELECTRIC; MEDEIROS, R. C. *Automação Elétrica*. 2021. Disponível em: [mediante_solicitacao](#) Acesso em 28 de setembro de 2022.
- SERGIO, P. Interoperabilidade no barramento de processos à luz da iec 61850/iec 61869-9 e o sincronismo temporal. 2019.
- SHINTON, A. *A Guide To GPS NTP Servers For Network Time Synchronization*. 2018. Disponível em: <https://timetoolsltd.com/gps/gps-ntpserver/>. Acesso em 22 de novembro de 2022.
- SILVEIRA, M.; FRANCO, P. Segurança cibernética em redes iec 61850: Como mitigar vulnerabilidades das mensagens goose,”. *proceedings of the Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, Brazil*, 2017.
- SILVEIRA, M. G. da; FRANCO, P. H. Iec 61850 network cybersecurity: Mitigating goose message vulnerabilities. In: *Proc. 6th Annu. PAC World Americas Conf.* [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–9.
- SKENDZIC, V.; DOLEZILEK, D. New and emerging solutions for sampled value process bus iec 61850-9-2 standard—an editor’s perspective. In: *Southern African Power System Protection & Automation Conference*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–10.
- SOUZA, A. M. Estudo e aplicação da norma iec 61850 em automação de subestações. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2021.
- STACHEL, P.; SCHEGNER, P. Estimation of dc time constants in fault currents and their relation to thévenin’s impedance. In: IEEE. *2010 Modern Electric Power Systems*. [S.l.], 2010. p. 1–6.

THREEWAY. *THREE WAY handshake*. *GitBook, 2020*. 2020. Disponível em: <https://gitbook.ganeshicmc.com/redes/three-way-handshake>. Acesso em 22 de novembro de 2022.

WILLIAMS, R. N. *GPS para aplicativos de sincronização de computador*. 2008. Disponível em: <https://pt.galsys.co.uk/time-reference/gps-and-ntp/gps-for-computer-timing.html>. Acesso em 20 de novembro de 2022.

ZIMATH, L. *Sincronização temporal de equipamentos usando rede ethernet – Análise do estado da arte*. 2011. Disponível em: <http://anaissnptee.cigre.com.br/arquivos/arquivos/GTL%20%209.pdf>. Acesso em 18 de novembro de 2022.