

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

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**ESTUDO E APLICAÇÃO DA NORMA IEC 61850 EM AUTOMAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES**

ALUNO: ALAN MOLINA DE SOUZA

ORIENTADOR: PROF. DR. ANTONIO MARCOS COSSI

Ilha Solteira-SP
Dezembro de 2021

FICHA CATALOGRÁFICA

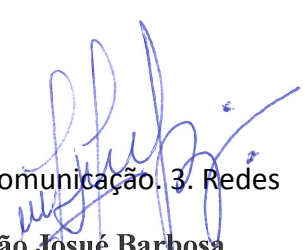
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S729e Souza, Alan Molina.
Estudo e aplicação da norma IEC 61850 em automação de subestações /
Alan Molina Souza. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
67 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) -
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2021

Orientador: Antonio Marcos Cossi
Inclui bibliografia

1. Automação de subestações. 2. Protocolos de comunicação. 3. Redes
ethernet.



João Josué Barbosa
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação
Diretor Técnico
CRB 8-5642

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos dezesseis dias do mês de dezembro do ano de dois mil e vinte e um, o discente *Alan Molina de Souza*, matriculado sob o nº. 141051469, tendo como banca examinadora seu orientador o *Prof. Dr. Antonio Marcos Cossi*, o *Prof. Dr. Douglas Domingues Bueno* e a *Profa. Dra. Erica Regina Marani Daruichi Machado*, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado "*Estudo e Aplicação da Norma IEC 61850 em Automação de Subestações*", obtendo a nota 10,0 (dez) e conceito Aprovado.



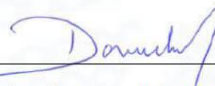
Prof. Dr. Antonio Marcos Cossi
- Orientador -



Alan Molina de Souza
- Discente -



Prof. Dr. Douglas Domingues Bueno
- Membro da banca -



Profa. Dra. Erica Regina M. Daruichi Machado
- Membro da Banca -

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, à Deus, que me deu energia e persistência para concluir a graduação mesmo com todas as adversidades.

Agradeço ao Prof. Dr. Antonio Marcos Cossi por ter me aceitado como orientado e ter me dado a oportunidade de concluir o curso e ascender profissionalmente.

Agradeço aos meus pais Ederval e Sueli pelo apoio incondicional durante os anos de estudo em outra cidade e também aos meus irmãos Gustavo e Gabriela que estiveram sempre ao meu lado durante essa caminhada.

Por fim, agradeço aos meus colegas de turma, verdadeiros amigos que construí durante esses anos, especialmente o Victor com quem estudei desde o ensino fundamental. Enfrentamos juntos diversas adversidades durante a graduação em Ilha Solteira.

RESUMO

Nesse Trabalho de Graduação foi proposto realizar um estudo da importância e aplicabilidade da norma IEC 61850 em projetos de automação de subestações de energia. As subestações são instalações elétricas que realizam conversões em média e alta tensão, sendo que com o passar dos anos se tornaram cada vez mais automatizadas e tecnológicas ao ponto de surgirem sistemas de monitoramento que recebem informações e realizam operações em equipamentos cujo canal de comunicação é composto de redes *ethernet* ou fibras ópticas. A criação e desenvolvimento de tecnologias por parte de empresas privadas e organizações de engenharia fez com que surgissem no mercado soluções individuais que eram dificilmente integráveis, o que dificultava o desenvolvimento de projetos utilizando tecnologias de diferentes fabricantes. Nesse contexto surgiu a norma IEC 61850, com a finalidade de regulamentar e definir padrões mínimos de qualidade e segurança dos sistemas de automação, possibilitando a integração entre diferentes fabricantes e tendo flexibilidade para acompanhar o surgimento de novas tecnologias no mercado de automação de subestações, que está se tornando cada vez mais informatizado. O presente trabalho apresenta a caracterização dessa norma bem como um estudo de caso real envolvendo uma subestação de média tensão, de forma a expor as características dessa subestação bem como suas possíveis fragilidades, averiguando se ela se adequa à estrutura de regulamentação proposta pela norma IEC 61850.

Palavras-chave: Automação de subestações; Protocolos de comunicação; Redes ethernet

ABSTRACT

In this Graduation Work it was proposed to carry out a study of the importance and applicability of the IEC 61850 standard in power substation automation projects. Substations are electrical installations that perform medium and high voltage conversions, and over the years they have become increasingly automated and technological to the point that monitoring systems that receive information and perform operations on equipment whose communication channel is composed ethernet or fiber optic networks. The creation and development of technologies by private companies and engineering organizations made individual solutions appear on the market that were difficult to integrate, which made it difficult to develop projects using technologies from different manufacturers. In this context, the IEC 61850 standard emerged, with the purpose of regulating and defining minimum standards of quality and safety of automation systems, enabling integration between different manufacturers and having the flexibility to follow the emergence of new technologies in the substation automation market, which is becoming increasingly computerized. The present work presents the characterization of this standard as well as a real case study involving a medium voltage substation, in order to expose the characteristics of this substation as well as its possible weaknesses, checking if it fits the regulatory structure proposed by the IEC 61850 standard. .

Keywords: Substation automation; Communication protocols; Ethernet networks

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Camadas do modelo OSI.	122
Figura 2. Transmissão e recebimento de dados OSI.	133
Figura 3. Modelo OSI vs Protocolos TCP/IP.	155
Figura 4. Topologia de subestações.	166
Figura 5. Troca de dados entre nós lógicos.	177
Figura 6. Dados estruturados de disjuntor.	1919
Figura 7. Definição dos Data Sets.	211
Figura 8. Parte da descrição UML de uma subestação.	222
Figura 9. Descrição XML do objeto tSubstation da SCL.	233
Figura 10. Troca de arquivos SCL na configuração da subestação.	255
Figura 11. Serviços de comunicação e suas camadas TCP/IP.	288
Figura 12. Tempo de transferência definido pela IEC61850-5.	2929
Figura 13. Exemplo de comunicação horizontal via GOOSE.	300
Figura 14. Frame GOOSE.	311
Figura 15. APDU GOOSE.	322
Figura 16. Transmissão assíncrona via GOOSE.	333
Figura 17. Transformador de 138kV em operação.	344
Figura 18. Exemplo de utilização de TP.	355
Figura 19. Aquisição de valores de corrente utilizando TC.	355
Figura 20. Conversão analógico/digital feita pelas MUs.	366
Figura 21. Sincronismo de tempo via GPS.	377
Figura 22. Protocolo UDP versus TCP.	388
Figura 23. Comunicação vertical via MMS.	39
Figura 24. Troca de mensagens MMS via buffered report.	400
Figura 25. Transmissão de mensagens MMS via unbuffered report.	411
Figura 26. Protocolo PRP utilizando arquitetura em estrela.	433
Figura 27. Funcionamento do protocolo HSR.	444
Figura 28. Diagrama unifilar SE Mendes Vila Natal.	455
Figura 29. Módulo de configuração de projetos do software SICAM PAS v8.15.	466
Figura 30. Arquitetura local de rede SE Mendes Vila Natal.	477
Figura 31. Painel PCC SE Mendes Vila Natal.	488

Figura 32. SICAM PAS 1 SE Mendes Vila Natal.....	4949
Figura 33. Switches no PCC.....	4949
Figura 34. Retificador 123LR1.	500
Figura 35. IHM IED 123LR1.	5050
Figura 36. IED 123LR1.....	511
Figura 37. Retificador 123LR2.	511
Figura 38. IHM IED 123LR2.	522
Figura 39. IED 123LR2.....	522
Figura 40. Inserindo arquivo de configuração “.iid” no SICAM PAS v8.15.....	533
Figura 41. Monitor de conexões do SICAM PAS v8.15.....	544
Figura 42. Análise do port 102 com a inserção do IED do 123LR1 na rede.	555
Figura 43. Resposta do IED do 123LR1 para a requisição do SICAM PAS 1.	555
Figura 44. Verificação do código SCL 123LR1.....	566
Figura 45. Arquivo “.iid” extraído do 123LR1.	577
Figura 46. Trecho do diagrama unifilar SE Mendes Vila Natal.....	588
Figura 47. Página 173 IEC 61850-7-2 edição 2.1.	5959
Figura 48. Arquivo “.iid” do 123LR1 modificado.	6060
Figura 49. Rede com o SICAM PAS 1 utilizando arquivo “.iid” modificado.	6060
Figura 50. Monitor de conexões do SICAM PAS 1 indicando comunicação com os IEDs 123LR1 e 123LR2.....	611
Figura 51. Novo catálogo Sepcos IEC 61850.	622

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Grupos lógicos.....	17
Tabela 2. DA's da classe DPC.	20
Tabela 3. Classificação das mensagens IEC 61850 quanto a aplicação.....	27
Tabela 4. Classes de mensagem SV.....	36
Tabela 5. Protocolos de redundância da IEC 61850.	42

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACSI – *Abstract Communications Service Interface*
CID – *Configured IED Description*
CPTM – Companhia Paulista de Trens Metropolitanos
GOOSE – *Generic Object Oriented Substation Events*
GSE – *Generic Substation Event*
HSR – *High Availability Seamless Protocol*
IEC – *International Electrotechnical Commission*
IED – *Intelligent Electronic Device*
IID – *Instantiated IED Description*
IP – *Internet Protocol*
ISO – *International Standards Organization*
LAN – *Local Area Network*
MMS – *Manufacturing Message Specification*
MT – Média Tensão
NTP – *Network Time Protocol*
OSI – *Open Systems Interconnection*
PRP – *Parallel Redundancy Protocol*
RSTP – *Rapid Spanning Tree Protocol*
SCD – *Substation Configuration Language*
SCL – *Substation Configuration Language*
SNTP – *Simple Network Time Protocol*
SV – *Sampled Values*
SE – Subestação de Energia
SAS – Sistema de Automação de Subestação
TCP – *Transmission Control Protocol*
XML – *Extensible Markup Language*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
2. ESTUDO DE CASO.....	44
3. CONCLUSÕES	63
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	63

1. INTRODUÇÃO

Com o passar dos anos e a evolução tecnológica, a sociedade se torna cada vez mais dependente da energia elétrica cuja geração, transmissão e distribuição são realizadas por concessionárias que têm, por sua vez, grande valor estratégico para os países.

Seja o consumidor final de caráter residencial, industrial ou até mesmo hospitais, estádios de futebol e afins, a eletricidade passa pelos processos de geração, transmissão e distribuição, sendo todos esses processos passíveis de controle e supervisão. Para que haja qualidade nesses processos também se tornam necessários sistemas de proteção através de componentes elétricos.

Os componentes responsáveis pelo controle e proteção do sistema elétrico de distribuição se agrupam nas subestações de energia (SEs) e operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV) (ANEEL, 2018).

A evolução tecnológica dos componentes que compõem essas subestações permitiu que os processos de controle e proteção delas se tornassem cada vez mais automáticos e informatizado. Surgiram os *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) que são dispositivos eletrônicos que realizam funções de proteção e controle anteriormente feitos por equipamentos eletromecânicos nas subestações. Tais IEDs com o passar do tempo passaram a utilizar redes *ethernet* de comunicação para interagirem entre si (diminuindo a necessidade de fios elétricos interconectando os IEDs) e passaram a realizar o registro de medidas elétricas, eventos de proteção e operação dentro das subestações, possibilitando o surgimento de sistemas supervisórios responsáveis pelo monitoramento e controle de subestações.

O aperfeiçoamento das tecnologias envolvendo a automação de subestações fez com que surgissem sistemas com protocolos de comunicação distintos. Assim, a integração de soluções de diferentes fabricantes era difícil e muitas vezes de baixa confiabilidade. Nesse contexto, surge em 2003 a norma IEC 61850, que se trata de um padrão internacional desenvolvido por um comitê da IEC (*International Electrotechnical Commission*) com o objetivo de regulamentar e definir parâmetros mínimos de qualidade para a comunicação entre os dispositivos eletrônicos que compõem subestações de energia, estabelecendo como devem ser estruturadas as redes *ethernet* que conectam esses dispositivos e como devem ser feitas as trocas de mensagens nessas redes.

O presente trabalho trata do estudo detalhado dessa norma e descreve uma situação problema envolvendo uma padronização definida por ela para a forma com que os dados devem ser estruturados nos dispositivos IEDs e cuja solução foi obtida com base na mesma norma. O caso em particular envolve uma subestação abaixadora e retificadora que tem como finalidade fornecer energia a um trecho da rede aérea de alimentação de trens (uma vez que são trens tracionados por motores elétricos de corrente contínua) da linha 9 da CPTM (Companhia Paulista de Trens Metropolitanos) em São Paulo-SP.

1.1. Objetivos

O trabalho em questão visa realizar um estudo detalhado da norma IEC 61850 de forma a ilustrar os parâmetros definidos por ela para regulamentar a comunicação entre dispositivos em subestações de energia. Além disso, o trabalho analisa um problema de comunicação real da subestação SE Mendes Vila Natal causado por uma não conformidade com esses parâmetros, cuja solução envolveu a adequação do projeto de automação dessa subestação.

1 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Subestações de energia têm a função de realizar conversões energia bem como o seccionamento e proteção do trecho atendido. A automação de subestações de energia surgiu com a evolução dos equipamentos que as compõem, sendo que tais equipamentos passaram a implementar as funções de proteção intrínsecas aos projetos de forma automática, além de realizar o monitoramento e o controle local e remoto dessas subestações, enviando informações para softwares remotos de supervisão e permitindo operações remotas em disjuntores de alta potência, por exemplo. Assim, as subestações de energia se tornaram soluções cada vez mais automatizadas ao ponto de hoje em dia não mais necessitarem de operadores presentes no local 24 horas, sendo todo o processo monitorado e controlado de forma remota.

1.2. Transporte de energia elétrica

O transporte de energia é subdividido em transmissão e distribuição, onde a transmissão trata do transporte da energia desde a geração até as distribuidoras nos centros consumidores de energia e a distribuição por sua vez se relaciona com o transporte da distribuidora até o consumidor final (ANEEL, 2016). Há ainda uma divisão mais precisa com base na função que cada segmento exerce segundo MENEGATTI, 2020:

- **Transmissão:** É composta por redes que interligam a geração aos centros de carga, trabalhando em níveis de tensão entre 138kV e 765kV
- **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 34,5kV, 69kV, 88kV e 138kV.
- **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).

1.3. Subestações de Energia

Subestações de energia são instalações elétricas compostas por máquinas e dispositivos responsáveis por transformar a tensão e a corrente de sistemas de transmissão ou subtransmissão com o fim de adequar a um determinado perfil de consumidor. Além de adequação da tensão e corrente, os dispositivos que compõem as subestações também têm a função de proteção e controle

do fornecimento de energia, de forma a prever e evitar falhas e aumentar a qualidade do fornecimento de energia.

1.4. Evolução da automação de subestações de energia

As primeiras subestações de energia utilizavam equipamentos eletromecânicos para realizar as operações de proteção, comando e supervisão, necessitando constantemente de profissionais presentes no local para realizar as operações nos equipamentos. Além disso, as subestações operavam de maneira isolada umas das outras, não havendo comunicação entre elas sobre o estado atual de seus componentes.

Com a evolução tecnológica dos componentes, surgiram os Sistemas de Automação de Subestações (SAS) compostos pelos equipamentos de proteção e controle da subestação e por equipamentos de comunicação para aquisição e transmissão dos dados da subestação, sendo que a partir dos anos 1960 os sistemas de comunicação digitais começaram a se tornar viáveis e foram instalados sistemas de aquisição de dados da subestação que enviavam essas informações em tempo real para uma Central de Controle (KREITZ, 2014).

O processo de digitalização dos dispositivos das subestações fez com que surgissem os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes ou IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) responsáveis pelo controle e proteção da subestação localmente e pela transmissão dos dados da subestação para um Centro de Controle a fim de se realizar a proteção e controle remotamente. Para que os dispositivos possam ser controlados e monitorados remotamente é necessário um sistema de comunicação da subestação com o meio externo, para que possa se conectar a Central de Controle da distribuidora.

1.5. Arquitetura de Comunicação

A arquitetura de comunicação diz respeito a forma em que os dispositivos se comunicam, atendendo determinados protocolos que por sua vez são as regras estabelecidas para a comunicação. Quando se trata de sistemas de comunicação em subestações é crucial que se possa estabelecer comunicação entre dispositivos de diferentes fabricantes de maneira efetiva e confiável. Para isso, utiliza-se protocolos abertos de padronização internacional que compartilham da mesma arquitetura de rede.

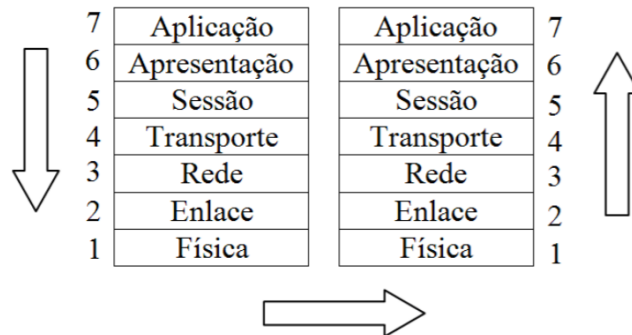
1.6. Modelo OSI

Com o surgimento das redes de computadores começaram também a surgir problemas de compatibilidade entre as soluções de diferentes fabricantes por terem diferentes tecnologias relacionadas a comunicação.

A ISO (*International Standards Organization*) é uma entidade internacional composta por diversos países com a finalidade de estabelecer normas e padronizações e foi responsável pela criação do modelo de referência OSI (*Open Systems Interconnection*) para padronização de protocolos de computador. Trata-se de um modelo que define sete camadas de abstração onde em cada camada é executada uma função específica do protocolo de comunicação. O modelo OSI não

se trata de um protocolo, mas sim um padrão que serve de base para criação de protocolos. Trata-se de um modelo dividido hierarquicamente em 7 camadas, onde cada camada conversa somente com a camada que está acima ou abaixo dela. A principal vantagem deste modelo está no fato de se dividir as funções de forma que em caso de falha apenas uma parte do sistema seja comprometida. A figura 1 a seguir ilustra as camadas do modelo OSI:

Figura 1. Camadas do modelo OSI.

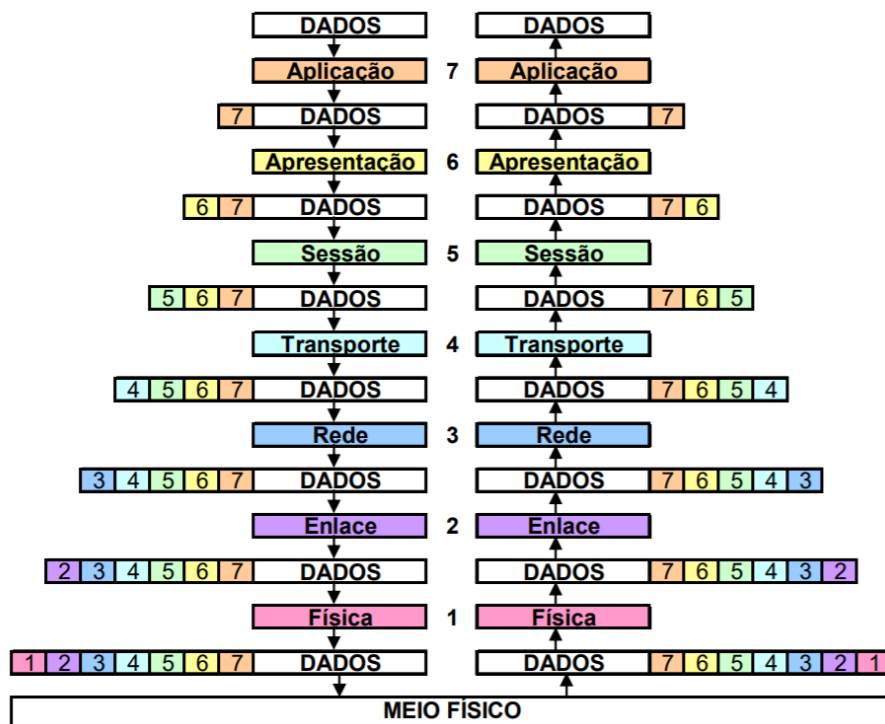


Fonte: COVRE, 2011.

Quando um IED está transmitindo dados o fluxo de informação vai do programa contido no dispositivo para a rede de comunicação, assim o programa se comunica com a camada 7 que por sua vez se comunica com a 6 e assim sucessivamente. Quando o IED está recebendo os dados a informação parte da rede que se comunica com a camada 1 que por sua vez se comunica com a camada 2 e assim sucessivamente até a camada 7 se comunicar com o programa do IED(COVRE, 2011)

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. A figura 2 abaixo ilustra as duas formas de comunicação.

Figura 2. Transmissão e recebimento de dados OSI.



Fonte: COVRE, 2011.

Os dados de controle são pertinentes unicamente a respectiva camada do modelo OSI, ou seja, cada camada processa os dados de controle respectivos a sua camada e não reconhece os dados de controle das outras camadas, tratando-os como dados comuns. A seguir tem-se a explicação de cada camada dentro do modelo OSI:

- Camada 1 - Física: Se trata do o meio físico de transmissão de dados (cabos ethernet ou de fibra óptica, *switches*) onde a comunicação vai de fato acontecer, sendo a camada que estabelece a comunicação real entre os dois dispositivos.
- Camada 2 - Enlace: Controla o fluxo de transmissão dos dados, detectando e corrigindo erros do nível físico. Além disso, realiza o recebimento e o envio de sequências de bits para a camada física: os pacotes de dados. É nesta camada que os *switches* estão localizados.
- Camada 3 - Rede: Onde é feito o endereçamento dos pacotes de dados, convertendo os endereços lógicos em endereços físicos para que cheguem corretamente ao destino. Nesta camada também é determinada a rota onde o pacote de dados irá ser transmitido, levando em consideração fatores como 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.

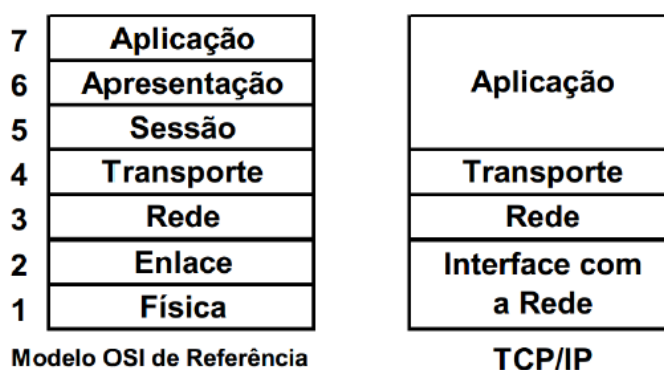
- Camada 5 – Sessão: Esta é a camada que torna possível a comunicação entre dois programas em computadores diferentes. Nesta camada os dois programas estabelecem como será feita a transmissão dos dados e colocam marcações nos dados durante a transmissão. Caso haja falha, os dois computadores reiniciam 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.

1.7. Protocolos TCP/IP`

TCP/IP é um acrônimo para os termos *Transmission Control Protocol/Internet Protocol Suite*, dois dos mais importantes protocolos que conformam a pilha de protocolos usados na Internet. O modelo TCP/IP tem topologia do tipo cliente/servidor, onde um dispositivo (cliente) envia solicitações para ou outro dispositivo atendê-las (servidor). Dentro do modelo TCP/IP o TCP (Protocolo de Controle de Transmissão) é o responsável por quebrar uma mensagem em partes menores, os pacotes de dados. O dispositivo servidor que recebe os pacotes de dados possui outra ferramenta do TCP que irá remontar esses dados de forma a consolidar a informação original.

O conjunto de protocolos TCP/IP foi projetado especialmente para ser utilizado na internet e é baseado no modelo OSI de protocolos. Sua principal característica é o suporte a comunicação entre redes de tipos diferentes. Assim como o modelo OSI, sua estrutura também é dividida em camadas (KREUTZ, 2014). A figura 3 abaixo ilustra um comparativo entre o modelo OSI e a estrutura dos protocolos TCP/IP.

Figura 3. Modelo OSI vs Protocolos TCP/IP.



Fonte: KREUTZ, 2014.

O modelo TCP/IP é dividido em 4 camadas como apresenta a Figura 3. A camada de aplicação é responsável pela comunicação com o *software* do dispositivo que irá solicitar ou receber os dados, nesta camada existem diversos tipos de protocolos de aplicação como HTTP (*HyperText Transfer Protocol*) utilizado pelas páginas de internet para transferência de arquivos mais leves como arquivos de texto e FTP (*File Transfer Protocol*) utilizado para transferência via internet de arquivos mais pesados, como documentos. Após a interface com o *software* a camada de aplicação realiza uma interface com a camada de transporte, onde a informação é dividida em pacotes de dados a serem transferidos para a rede ou ainda, em caso de recebimento de dados vindos da camada de rede, tais pacotes de dados são reorganizados e conferidos de forma a se obter a informação original transmitida. Na camada de rede está o protocolo IP (*Internet Protocol*) responsável por adicionar o endereço na rede do dispositivo que está enviando a informação e o endereço do dispositivo que está recebendo a informação para que os dados sejam transmitidos pelo meio de transmissão na camada imediatamente inferior, a de interface com a rede.

1.8. Norma IEC 61850

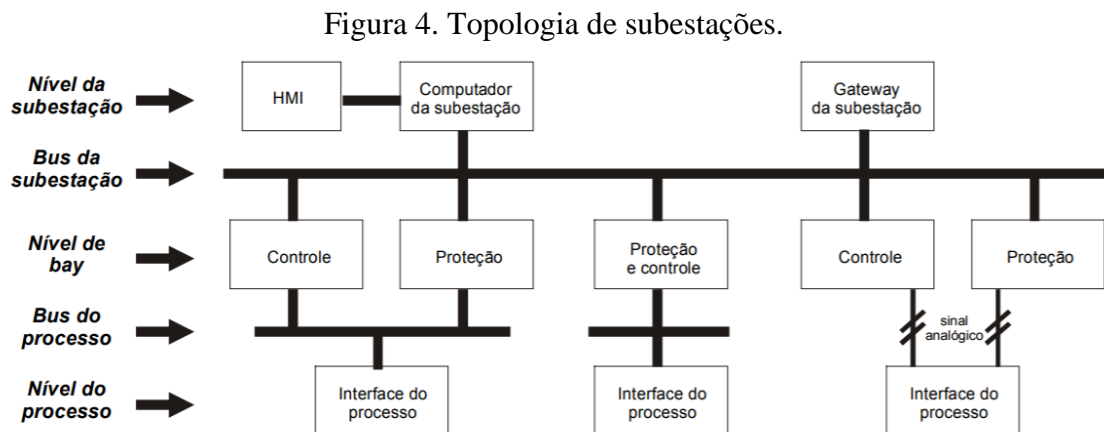
Dentro das subestações de distribuição de energia existem redes de comunicação que conectam os dispositivos IED's através de *switches*, concentradores de dados, *gateways* e estações de trabalho cujo enlace físico é dado por cabos ethernet para curtas distâncias e fibras ópticas para distâncias maiores, com a finalidade de evitar interferências eletromagnéticas devido aos barramentos de energia presentes na subestação.

Os dispositivos que compõem a estrutura de comunicação das redes nas subestações podem ser divididos em três níveis topológicos de acordo com a sua funcionalidade: subestação, *bay* e processo.

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 IED's, equipamentos que recebem sinais elétricos de corrente e tensão através de sensores em pontos específicos do circuito de distribuição e são responsáveis pela localização de falhas e anormalidades desse

circuito, bem como a atuação abrindo ou fechando os disjuntores e a transmissão desses dados para o nível de subestação.

Por fim tem-se o nível de processo, onde estão localizados os sensores (medidores de tensão e corrente) e atuadores (disjuntores e chaves seccionadores 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. A figura 4 abaixo ilustra essa divisão:



Fonte: IGARASHI, 2007.

Com o surgimento de dispositivos microprocessados capazes de se comunicar em rede os diversos fabricantes desenvolveram seus protocolos de comunicação particulares, o que criou dificuldades de integração entre dispositivos de fabricantes diferentes. Foi então que na década de 90 a IEC (*International Electrotechnical Commission*), uma organização internacional de padronização de tecnologias das áreas de elétrica e eletrônica fundada em 1906 e com sede em Genebra na Suíça, criou a norma IEC61850 para comunicação entre IED's em subestações com o objetivo de garantir liberdade de configuração, estabilidade em longo prazo e, principalmente, interoperabilidade.

A interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes permite o uso e a troca irrestrita de dados sem a necessidade do uso de conversores, uma vez que os dispositivos se comunicam sob um mesmo padrão. O padrão também permite facilidade na divisão de tarefas dentro da subestação, podendo os dispositivos operarem de forma centralizada (cada dispositivo realiza diversas funções) ou descentralizada (cada dispositivo executa uma função específica). Ademais, o padrão deve ser flexível para suportar novas tecnologias de comunicação, bem como a evolução das exigências do sistema (IGARASHI, 2007)

Para atender os requisitos de interoperabilidade, liberdade de configuração e evolução a longo prazo, a IEC61850 faz uso de quatro conceitos base: nós lógicos, modelos de dados estruturados, linguagem SCL e mapeamento de serviços abstratos para protocolos. A seguir são explanados cada um desses pontos.

1.8.1. Nós Lógicos

A norma IEC61850 trabalha com linguagem orientada a objetos onde as funções base, sejam de automação, proteção ou medição, podem ser implementadas em um ou mais dispositivos. No SAS as informações trocadas entre os dispositivos são transmitidas e recebidas pelas funções base em cada dispositivo e a menor parte destas funções que troca dados é chamada de nó lógico. A figura 5 abaixo ilustra essa troca de informações.

Figura 5. Troca de dados entre nós lógicos.



Fonte: IGARASHI, 2007.

A IEC61850 define um total de 92 nós lógicos que são representados por um acrônimo de quatro letras. Por exemplo:

- **PDIF:** Proteção diferencial
- **XCBR:** Disjuntor
- **YPTR:** Transformador de potência

A subitem IEC61850-7-4 dividiu os nós lógicos em 13 grupos definidos pela primeira letra do acrônimo de cada nó lógico. A tabela 1 abaixo apresenta esses grupos:

Tabela 1. Grupos lógicos.

Inicial	Grupo	Qtd. de nós lógicos
L	Nós lógicos do sistema	3
P	Proteção	28
R	Nós lógicos relacionados a proteção	10
C	Controle	5
G	Genéricos	3
I	Interfaceamento e arquivamento	4
A	Controle automático	4
M	Medição	8
S	Sensoreamento e monitoramento	4
X	Chaveamento	2

T	Transformadores de instrumentação	2
Y	Transformadores de potência	4
Z	Equipamentos adicionais do sistema de potência	15
	Total de nós lógicos	92

Fonte: KIRRMANN, 2004.

Além dos dados referentes à implementação das funções, 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.

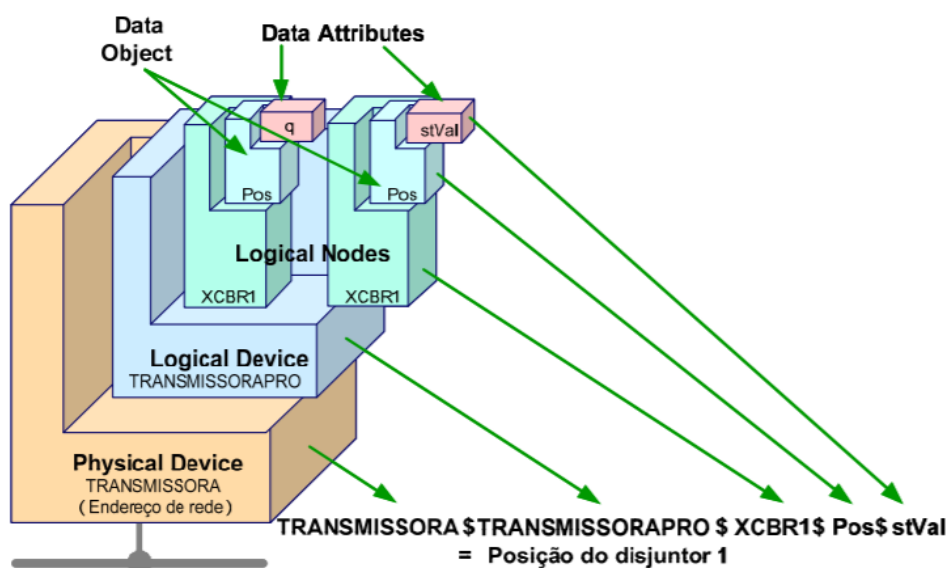
1.8.2. Dados Estruturados

A norma IEC 61850 determina que as informações fornecidas pelos nós lógicos sigam um modelo de dados estruturados dividido em níveis hierárquicos apresentados a seguir (TOMASULO, 2011):

- a) Dispositivo físico ou *Physical Device*;
- b) Dispositivo lógico ou *Logical Device*;
- c) Objeto de dados ou *Data Object*;
- d) Atributo de dados ou *Data Attribute*;

O conjunto de nós lógicos são agrupados em Dispositivos Lógicos (LDs) que usualmente se referem a uma funcionalidade de o dispositivo pode desempenhar no circuito, como Medição, Proteção e Controle, dentre outros. A figura 6 a seguir é possível perceber como a arquitetura é representada, utilizando o caractere “\$” como separador de camadas.

Figura 6. Dados estruturados de disjuntor.



Fonte: TOMASULO, 2011.

Nota-se uma estrutura de árvore no modelo da IEC61850 onde dentro dos nós lógicos tem-se os dados em si, também chamados de Objetos de Dados (DO's), que no caso do disjuntor do exemplo se trata da DO "Pos" referente a posição do disjuntor (aberto, fechado ou em estado inválido). Dentro da estrutura do Objeto de dados existem ainda os Atributos de dados (DA's) referentes ao sinal que representa aquela informação, sendo que esses atributos geralmente englobam: variáveis de controle para alterar o sinal em questão, variável de status que informa o valor atual do sinal, variáveis que medem a qualidade do sinal que está sendo lido, dentre outros. Existem modelos padronizados de atributos de dados que se repetem em diversos DO's do protocolo, tais modelos são chamados pela norma de Classe de Dados Comum, ou CDC (IGARASHI, 2007).

O conjunto de atributos de dados utilizados em um DO específico é chamado pela norma de classe de dados e para o exemplo ilustrado na figura 5 a classe de dados utilizada é a DPC (*Controllable Double Point*). A tabela 2 a seguir ilustra as características dos atributos (DA's) que compõem a classe de dados DPC.

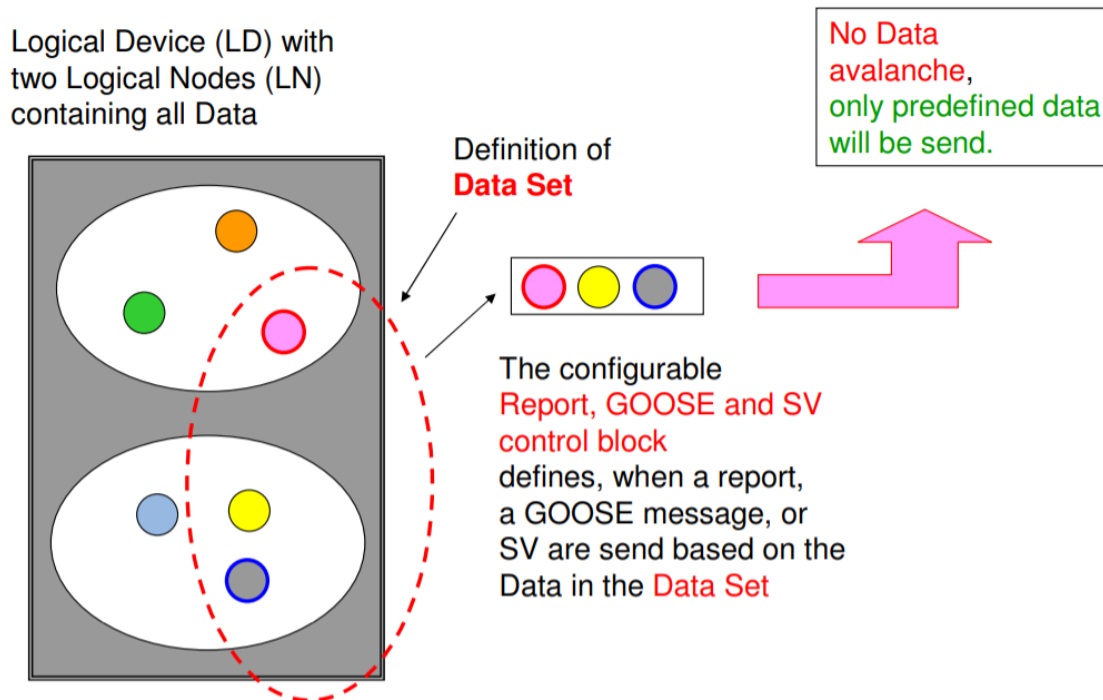
Tabela 2. DA's da classe DPC.

DPC class					
Attribute Name	Attribute Type	FC	TrgOp	Value/Value Range	M/O/C
DataName	Inherited from Data Class (see IEC 61850-7-2)				
DataAttribute					
<i>control and status</i>					
ctlVal	BOOLEAN	CO		off (FALSE) on (TRUE)	AC_CO_M
operTm	TimeStamp	CO			AC_CO_O
origin	Originator	CO, ST			AC_CO_O
ctlNum	INT8U	CO, ST		0..255	AC_CO_O
stVal	CODED ENUM	ST	dchg	intermediate-state off on bad-state	M
q	Quality	ST	qchg		M
t	TimeStamp	ST			M
stSeld	BOOLEAN	ST	dchg		AC_CO_O
<i>substitution</i>					
subEna	BOOLEAN	SV			PICS_SUBST
subVal	CODED ENUM	SV		intermediate-state off on bad-state	PICS_SUBST
subQ	Quality	SV			PICS_SUBST
subID	VISIBLE STRING64	SV			PICS_SUBST
<i>configuration, description and extension</i>					
pulseConfig	PulseConfig	CF			AC_CO_O
ctlModel	CtlModels	CF			M
sboTimeout	INT32U	CF			AC_CO_O
sboClass	SboClasses	CF			AC_CO_O
d	VISIBLE STRING255	DC		Text	O
dU	UNICODE STRING255	DC			O
cdcNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLND_M
cdcName	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLND_M
dataNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLN_M
Services					
As defined in Table 31					

Fonte: IGARASHI, 2007.

Com a finalidade de possibilitar a comunicação de maneira rápida e eficiente os a norma IEC 61850 estabelece os *data sets*, que são grupos organizados de referências a *Data Objects* e/ou *Data Attributes* do modelo de dados (WHAT are datasets? 2021). Tal procedimento também visa impedir que a rede seja sobrecarregada com o envio de dados que não foram solicitados. A Figura 7 abaixo apresenta a funcionalidade por trás dos *data sets*.

Figura 7. Definição dos *Data Sets*.



Fonte: KLAUS, 2006.

1.8.3. Linguagem SCL

Para garantir que os dispositivos que compõem a SAS nos três níveis topológicos (subestação, *bay* e processo) consigam trocar informações entre si tornou-se necessário um mapeamento da subestação contendo todos os equipamentos bem como todos os links de comunicação existentes. Com essa finalidade foi desenvolvida uma linguagem padronizada de configuração de subestações ou linguagem SCL (*Substation Configuration Language*). Essa linguagem é baseada na linguagem XML (versão 1.0) e na linguagem UML e é definida pela norma IEC61850-6.

A linguagem SCL tem como principal contribuição o fato de padronizar a nomenclatura utilizada através de um modelo único de dados, criando assim um vocabulário comum. Além disso, a linguagem SCL desempenha as seguintes funções dentro da subestação:

- 1) Descrição das configurações dos IED's
- 2) Descrição do diagrama unifilar da subestação
- 3) Descrição funcional dos IED's com alocação dos nós lógicos nos dispositivos

Para isso foi definido:

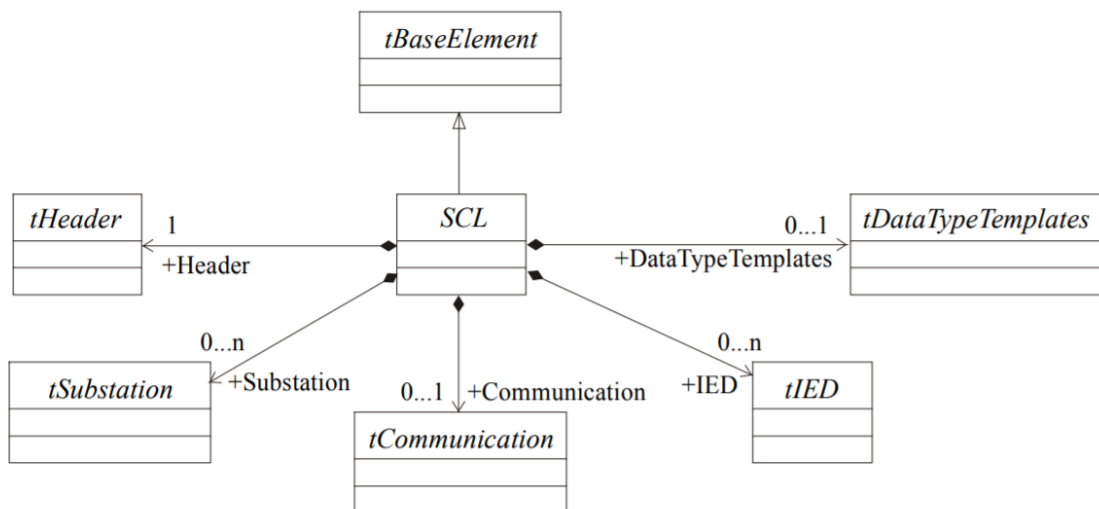
- Um modelo de objetos que descreva os IED's, suas conexões de comunicação e sua distribuição no diagrama unifilar da subestação

- Um formato padronizado onde descreve-se como o modelo de objetos deve ser representado em arquivos a serem trocados entre as ferramentas de engenharia.

Para estabelecer o dito modelo de objetos que compõem a subestação utilizou-se a linguagem de modelagem UML (*Unified Modeling Language*). As linguagens de modelagem surgiram no final da década de 70 com os primeiros sistemas orientados, sendo que a linguagem UML surgiu em meados da década de 90 como uma linguagem de padronização das diversas linguagens de modelagem existentes. A principal finalidade da linguagem UML dentro de um sistema orientado a objetos é a criação de modelos abstratos de processos através de uma linguagem visual que faz uso de diagramas para representar os elementos estruturais que fazem parte do processo e os comportamentos desses elementos. (GUDWIN, 2010)

Desta forma, utilizou-se a linguagem UML na modelagem dos componentes que descrevem a subestação (níveis de tensão, nós lógicos, transformadores, IEDs, nós lógicos etc.). A Figura 8 abaixo ilustra uma parte de um esquema UML que traz informações de objetos que compõem um arquivo SCL, como por exemplo o *tSubstation* que contém informações como os níveis de tensão existentes e a descrição do diagrama unifilar da subestação.

Figura 8. Parte da descrição UML de uma subestação.



Fonte: IGARASHI, 2007.

Uma vez definido o modelo de objetos, a próxima etapa foi a descrição desse do modelo em um formato que pudesse ser representado nos arquivos trocados entre as ferramentas de engenharia (IGARASHI, 2007). Para tanto foi utilizada a linguagem XML.

A linguagem XML (*Extensible Markup Language*) é uma metalinguagem, ou seja, 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

definem marcadores semânticos, que dividem o documento em partes identificáveis onde serão feitas essas descrições de maneira hierárquica e estruturada(LIMA, 2005)

Foi utilizada a linguagem XML para descrição dos objetos da SCL em um arquivo de texto, compartilhável entre as ferramentas de engenharia da subestação. A Figura 9 abaixo ilustra um texto de código XML utilizado para definir o objeto *tSubstation*.

Figura 9. 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/SCL.coordinates">
    <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/BB1/1" 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, 2013.

Na Figura 9 pode-se observar o objeto *VoltageLevel* onde são definidos os níveis de tensão presentes na subestação e os objetos que trabalham em cada nível.

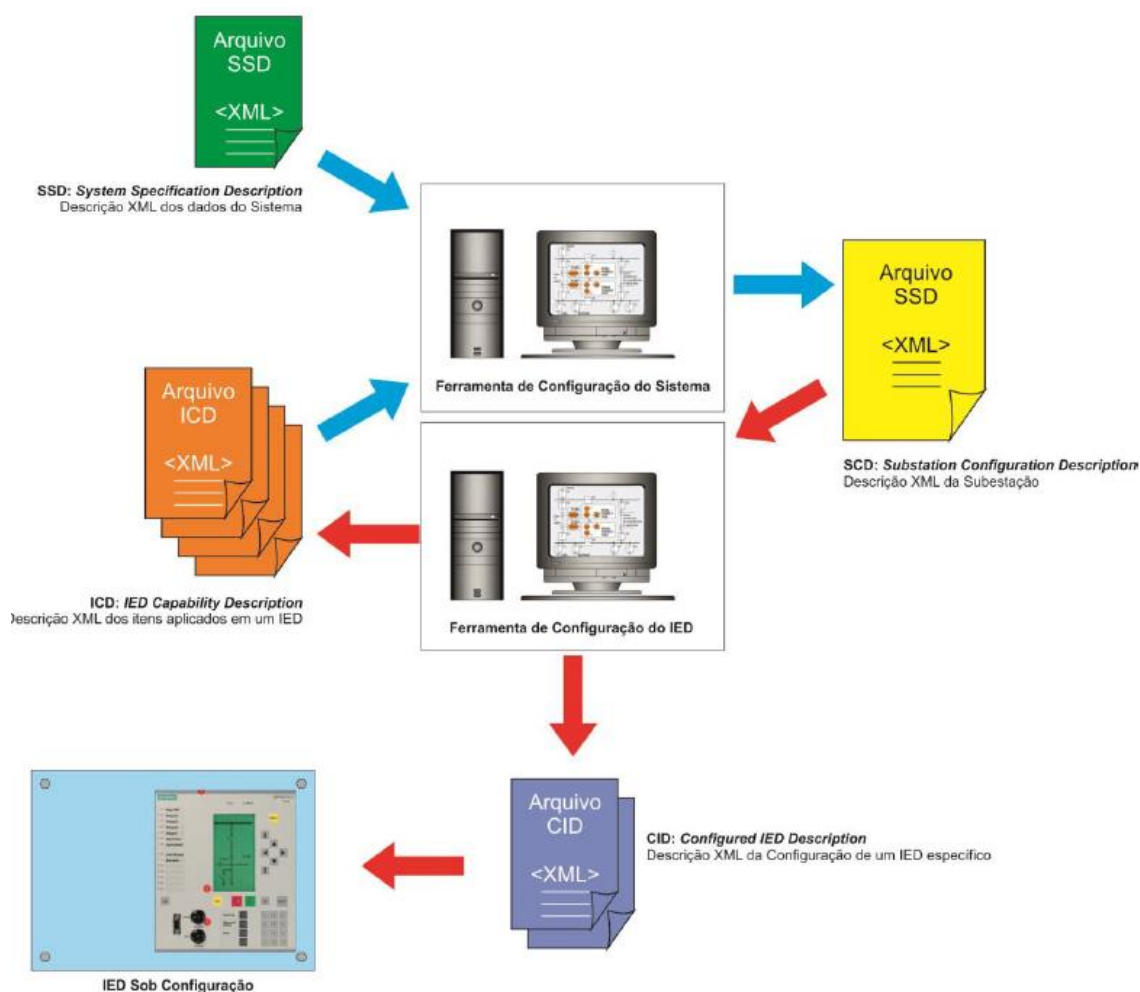
Com base no modelo UML e nos arquivos XML que descrevem cada um dos elementos desse modelo, são gerados os chamados Arquivos de Descrição SCL em linguagem SCL que são utilizados pelos equipamentos e ferramentas de engenharia para configuração, controle e monitoramento dos processos da subestação. A parte 6 da norma IEC 61850 define os arquivos SCL utilizados no projeto, são 4 tipos (DE SOUZA, 2013):

- *SSD (System Specification Description)*: Descreve as funções de energização do sistema, contendo o diagrama unifilar e os nós lógicos exigidos. Permite a troca de dados entre a ferramenta de especificação com a ferramenta de configuração do sistema.
- *SCD (Substation Configuration Description)*: Determina onde os dados se encontram e para onde devem ir. O SCD descreve a configuração da rede de comunicação e informações sobre o fluxo de dados de comunicação, ou seja, a configuração da subestação.

- ICD (*IED Capability Description*): Determina quais os dados disponíveis em cada IED. É a configuração XML dos itens aplicados em um IED, suas capacidades e pré-configurações.
- CID (*Configured IED Description*): Determina as informações que o IED configurado irá disponibilizar na rede, a depender do que foi estabelecido no projeto. É a descrição XML que determina a configuração de um IED específico.

Os arquivos descritos são trocados entre os IEDs e as ferramentas de configuração dentro da subestação. A Figura 10 abaixo ilustra o fluxo de arquivos realizado na configuração dos dispositivos.

Figura 10. Troca de arquivos SCL na configuração da subestação.



Fonte: DE SOUZA, 2013.

As ferramentas de configuração desempenham um papel crucial na configuração de um projeto de automação de uma subestação, sendo responsáveis pela criação dos arquivos de configuração da subestação (SCD) e dos dispositivos (ICD) que contém todos os sinais monitorados na subestação.

1.9. Serviços de mensagens da norma IEC61850

A norma IEC 61850 possui diferentes serviços de mensagem a depender da aplicação, levando em conta as exigências em relação a velocidade e confiabilidade da comunicação.

Os serviços de comunicação utilizam um modelo orientado a objetos flexível, de forma a acompanhar as evoluções nas tecnologias de comunicação sem muita dificuldade. Tais serviços têm modelagem abstrata, onde as definições são concentradas nas funcionalidades que os serviços oferecem. Essa modelagem define a interface de dados que irá gerenciar a comunicação entre os dispositivos, sendo capaz de reconhecer na mensagem enviada pela fonte quais as características do dado que está sendo enviado.

A norma define em sua parte 7-2 a Interface Abstrata dos Serviços de comunicação, ou *Abstract Communication Service Interface* (ACSI) que compõe a camada de aplicação da mensagem. Trata-se de uma modelagem hierárquica que estabelece a maneira correta com que os dados contidos na mensagem devem ser referenciados.

As referências aos dados são feitas utilizando uma metodologia orientada a objetos através da linguagem XML, chegando aos endereços estruturados apresentados no item 2.7.2.

Após a modelagem do protocolo pela ACSI na camada de Aplicação da norma IEC 61850 a mensagem precisa de um serviço de mapeamento que relacione o modelo criado (criado de forma genérica, por se tratar de uma modelagem abstrata) à tecnologia específica da pilha de protocolos de comunicação utilizado. Nesse sentido, existem os SCSM (*Specific Communication Service Mappings*) que são procedimentos padronizados responsáveis por concretizar o modelo abstrato estabelecido e tornar possível o seu funcionamento. Em termos práticos, os *Specific Communication Service Mappings* (SCSMs) ou Mapeamentos de Serviços de Comunicação Específicos 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*.

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*) através da seção IEC 61850-8 da norma.

Já 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. Tais 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 Substation Event*) ou GSSE (*Generic Substation Status Event*).

A norma IEC 61850 estabelece uma classificação das mensagens quanto a sua aplicação, de forma a possibilitar uma associação com a ordem de prioridade no envio e recebimento dessas mensagens, onde as mensagens prioritárias são enviadas mais rapidamente em comparação com as de menor prioridade. A Tabela 3 a seguir apresenta a classificação das mensagens por aplicação, relacionando com o tempo de envio e recebimento.

Tabela 3. Classificação das mensagens IEC 61850 quanto a 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: HOU D, 2010.

A pilha de protocolos TCP/IP utilizada pela norma IEC 61850 é composta por 4 camadas de serviços que possibilitam o envio e recebimento de mensagens, sendo elas as camadas de geração de dados, transporte, rede e enlace. Dentre todos os tipos de mensagem da norma IEC 61850 a camada de enlace é comum a todos eles, pois 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 possível os erros entre a transmissão e o recebimento dos dados. Porém, para que seja possível o envio e recebimento de dados em requisitos de tempo similares aos apresentados na Tabela 3 outras camadas são suprimidas da pilha TCP/IP que não a camada de enlace.

As mensagens dos tipos 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 demais comandos ou mensagens simples que necessitem ser transmitidos rapidamente para o caso 1B.

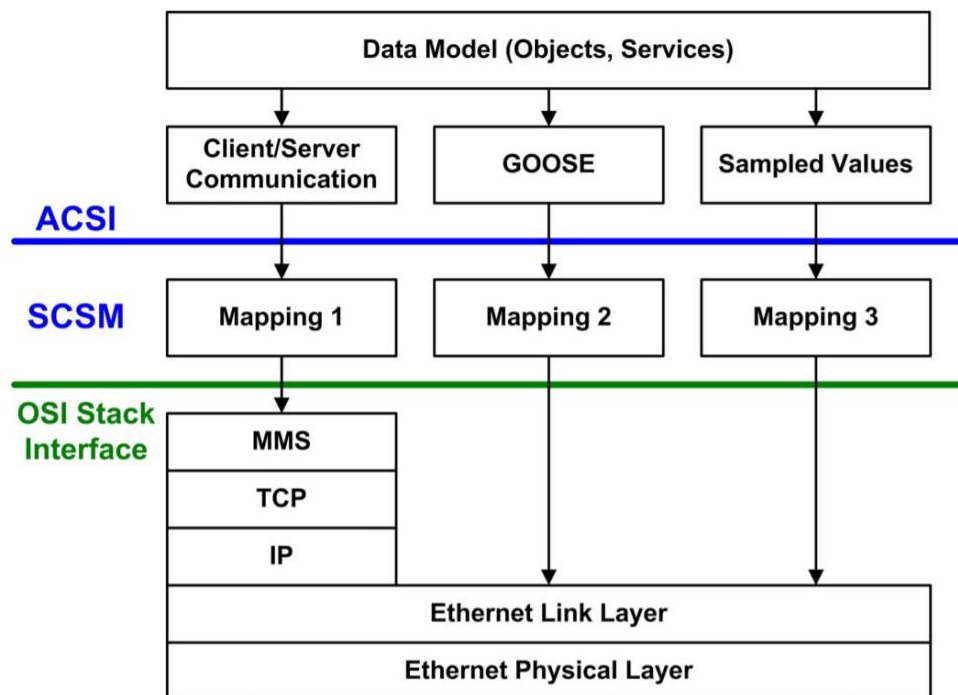
A classificação de número 6 engloba as mensagens que contêm informações de sincronismo de tempo para os relógios internos de cada IED. Tais mensagens tem sua performance medida por meio da acurácia em relação ao tempo real que foi transmitido e usualmente trabalham com uma acurácia de 10ms (ZIMATH, 2011).

As mensagens do 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 alcançarem um tempo de envio mínimo de até 3ms. Tal velocidade de transmissão se torna necessária para o caso em que os alimentadores recebem as

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 serem transmitidas com prioridade pois estão relacionadas a 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. A Figura 11 abaixo relaciona os tipos de mensagem com as camadas TCP/IP pelas quais cada tipo é submetido.

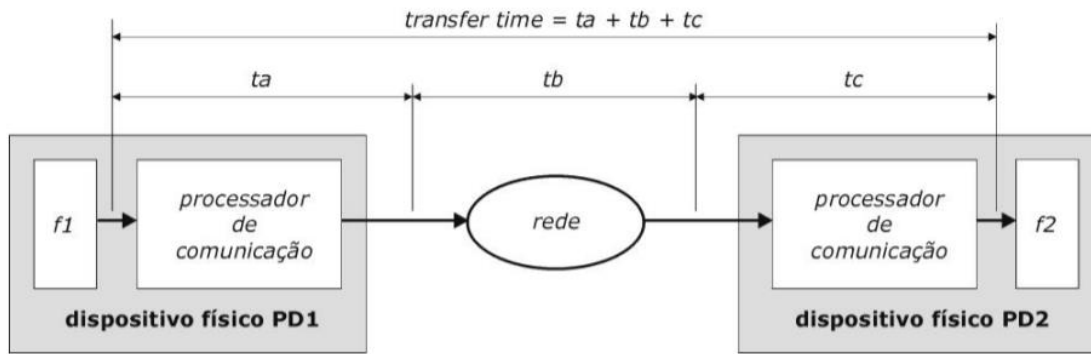
Figura 11. Serviços de comunicação e suas camadas TCP/IP.



Fonte: MOHAGHEGHI, 2009.

A IEC61850-5 caracteriza a performance da comunicação estabelecida entre os equipamentos através de uma variável denominada tempo de transferência (*transfer timer*) que leva em conta o tempo total de tratamento, envio e recebimento da mensagem entre o emissor e o receptor. A Figura 12 abaixo ilustra esse parâmetro:

Figura 12. Tempo de transferência definido pela IEC61850-5.



Fonte: IGARASHI, 2007.

Portanto devem ser contabilizados o tempo para adequação da mensagem na pilha TCP/IP (t_a) de forma a possibilitar sua 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 da mesma 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 soma dos tempos t_a , t_b e t_c resulta no tempo de transferência definido pela norma.

1.9.1. Mensagens GSE (Mensagens GSSE e Goose)

As mensagens de alta prioridade, 1 e 1A exigem o menor tempo possível de transmissão, como o caso da transmissão de um sinal de falha de sobrecorrente ocasionada pela queda de um raio ou por um curto-circuito na linha de transmissão. Tal tipo de sinal deve ser transmitido o mais brevemente possível para que os dispositivos (IEDs) que compõem a subestação possam atuar de forma a evitar ou minimizar os danos.

Nesse contexto a norma estabelece uma classe de mensagens com envio em alta velocidade, são as mensagens do tipo GSE (*Generic Substation Events*) que podem ainda ser divididas em dois tipos: GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Events*) e GSSE (*Generic Substation Status Events*).

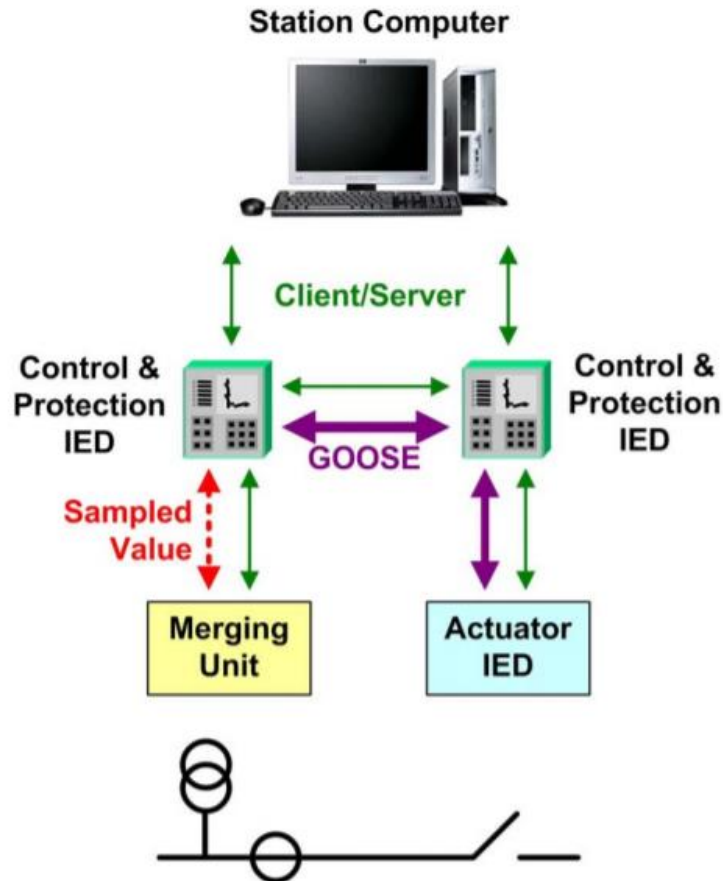
As mensagens GSE transmitem eventos, sinais de controle e sinais analógicos entre os dispositivos IED, sendo que suas subdivisões: GOOSE e GSSE podem coexistir, mas não são compatíveis. As GSSE são mais antigas e puramente digitais com estrutura fixa, já as GOOSE transmitem tanto informações digitais 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. (HOU, 2010)

1.9.2. Mensagens GOOSE

Por serem mais modernas e mais difundidas nos sistemas de automação de subestações, iremos nos atentar ao princípio de funcionamento das mensagens GOOSE, que se assemelham aos das mensagens GSSE. A Figura 13 abaixo ilustra uma representação topológica simples de uma

subestação, onde nota-se que o mecanismo de envio e recebimento de mensagens via GOOSE se dá de forma “horizontal” por ocorrer em um mesmo nível topológico: o nível de *bay*.

Figura 13. Exemplo de comunicação horizontal via GOOSE.



Fonte: MOHAGHEGHI, 2009.

Nota-se que a comunicação horizontal não utiliza o mecanismo de Cliente/Servidor utilizado para comunicação dos IEDs com os equipamentos dos demais níveis topológicos. Sendo assim, para a comunicação horizontal é utilizado o método *Publisher/Subscriber* para o envio e recebimento dessas mensagens entre dois ou mais dispositivos, onde o equipamento responsável por transmitir a mensagem é classificado como *Publisher* o dispositivo que irá recebê-la é classificado como *subscriber*, podendo haver mais de um *subscriber* para o mesmo *publisher*.

As mensagens colocadas na rede são *multicast*, ou seja, são transmitidas para múltiplos destinos simultaneamente, atingindo diversos *subscribers* ao mesmo tempo. Tal transmissão é feita de forma assíncrona no barramento de processos da subestação e obedece a padrões definidos pela seção 1 da norma IEC61850.

Conforme ilustrado na Figura 11, as mensagens GOOSE trafegam na segunda camada da pilha TCP/IC: a cama de transporte, que é responsável pela troca de informações entre dispositivos

na mesma rede local. Nesse contexto, define-se como *frame* a menor a menor estrutura de informação transmitida através de uma rede local. (JAMHOUR, 2021).

O frame de uma mensagem GOOSE segue a padronização de dados definida na Figura 14 abaixo.

Figura 14. Frame GOOSE.

Preamble	Start Frame	Destination MAC	Source MAC	802.1q Tag	Ethertype	APPID	Length	Reserved 1	Reserved 2	APDU	Frame Check
----------	-------------	-----------------	------------	------------	-----------	-------	--------	------------	------------	------	-------------

Fonte: GADELHA, 2019.

O *frame* GOOSE é subdividido em 12 campos, a dizer:

- **Preâmbulo (*Preamble*):** É composto por 7 bytes idênticos e é similar ao mesmo campo do frame Ethernet. Tem a função de informar aos receptores para se prepararem para receber um novo *frame*. Cada byte que compõe o preâmbulo segue o padrão 10101010 (O QUE, 2021).
- **Frame inicial (*Start frame*):** Trata-se do último byte após o preâmbulo e antes do início do frame. Tal byte é caracterizado por ter o último bit diferente do padrão observado nos bytes do preâmbulo e sempre apresenta a seguinte combinação: 10101011 (O QUE, 2021).
- ***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 IEC61850 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 (GADELHA, 2019).
- ***Source MAC*:** Consiste no endereço físico do dispositivo que publica a mensagem na rede
- **IEEE 802.1Q Tag Field:** Trata-se de uma tag VLAN de prioridade que subdivide as mensagens GOOSE em categorias de maior ou menor prioridade coma a finalidade de não sobrecarregar a largura de banda da rede ethernet (HOU, 2010)
- **GOOSE Ethertype:** Este campo identifica a mensagem como sendo do tipo GOOSE dentro do padrão de *frame* ethernet e é definido como 88 B8.

- APPID: Identificação do *frame* na rede
- *Length*: Indica o número total de bytes da mensagem.
- *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 a 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).
- *Reserved 2*: Bit disponível para futuras padronizações.
- *Application Protocol Data Unit (APDU)*: Contém informações de parametrização e endereçamento da mensagem a ser enviada, como a informação do *data set* em que a mensagem está sendo publicada. A Figura 15 abaixo apresenta esses parâmetros:

Figura 15. APDU GOOSE.

```

GOOSE
  APPID: 0x100a (4106)
  Length: 113
  Reserved 1: 0x0000 (0)
  Reserved 2: 0x0000 (0)
  goosePdu
    gocbRef: SZA_02T1CFG/LLN0$GO$GPub01
    timeAllowedtoLive: 2000
    dataSet: SZA_02T1CFG/LLN0$GPDSet01
    goID: BVT_02T1
    t: May 11, 2015 17:13:20.825996398 UTC
    sNum: 1
    sqNum: 617
    test: False
    confRev: 1
    ndsCom: False
    numDataSetEntries: 1
  allData: 1 item
    Data: boolean (3)
      boolean: False

```

0000	01 0c cd 01 00 0a 00 30	a7 09 b7 be 88 b8 10 0a0
0010	00 71 00 00 00 00 61 67	80 1a 53 5a 41 5f 30 32	.q....ag ..SZA_02
0020	54 31 43 46 47 2f 4c 4c	4e 30 24 47 4f 24 47 50	T1CFG/LL N0\$GO\$GP
0030	75 62 30 31 81 02 07 d0	82 19 53 5a 41 5f 30 32	ub01.... ..SZA_02
0040	54 31 43 46 47 2f 4c 4c	4e 30 24 47 50 44 53 65	T1CFG/LL N0\$GPDSe
0050	74 30 31 83 08 42 56 54	5f 30 32 54 31 84 08 55	t01..BVT _02T1..U
0060	50 e3 30 d3 74 80 87 85	01 01 86 02 02 69 87 01	P.O.t...
0070	00 88 01 01 89 01 00 8a	01 01 ab 03 83 01 00

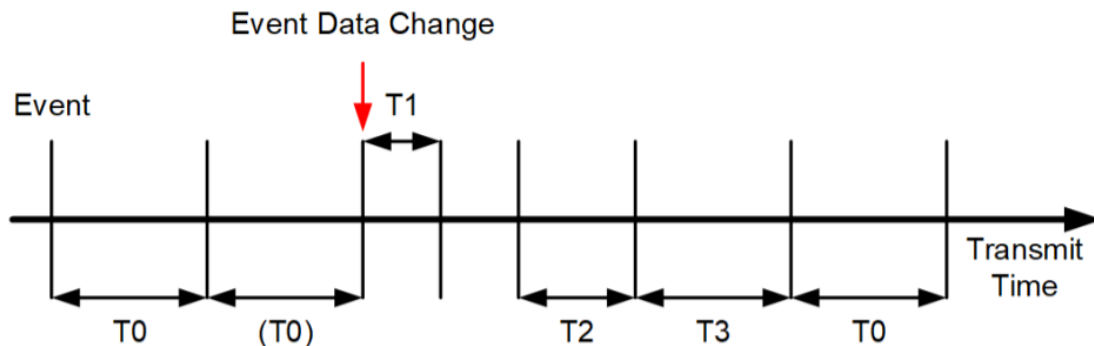
Fonte: GADELHA, 2019.

- *Frame check*: Identificação do final do frame transmitido

A transmissão assíncrona da mensagem através de uma conexão *multicast* é definida no item IEC 61850-1 da norma e segue um padrão de retransmissão na rede de forma a garantir o

máximo de confiabilidade no dado transmitido. A Figura 16 abaixo apresenta essa dinâmica de transmissão de informações via GOOSE.

Figura 16. Transmissão assíncrona via GOOSE.



Fonte: GADELHA, 2019.

O parâmetro de tempo T_0 indica o período de transmissão da mensagem quando não há a ocorrência de eventos de disparo de mensagens. Quando ocorrem eventos de mudança de dados que disparam o envio da mensagem GOOSE pode-se dizer que esse mecanismo entra em fase de “retransmissão rápida” onde os parâmetros T_1 , T_2 , T_3 e T_0 são os períodos em que o dispositivo *Publisher* retransmite a mensagem GOOSE na rede a partir de um evento de mudança de dados que cause esse disparo.

Quando um evento ocorre ele é transmitido o mais rápido possível e o parâmetro T_1 é o tempo entre a transmissão e a primeira retransmissão do evento. A curva de retransmissão da mensagem varia de dispositivo para dispositivo e a cada nova transmissão o parâmetro $sqNum$ do APDU apresentado na Figura 15 é incrementado em uma unidade até que seja transmitido um novo evento e o parâmetro *timeAllowToLive* informa aos *subscribers* o intervalo máximo de tempo para esperar a próxima retransmissão. A cada ocorrência de novo evento que causa transmissão o parâmetro $stNum$ é incrementado em uma unidade.

Conforme apresentado na Tabela 3, a 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)

1.9.3. 2.8.3. Mensagens SV (Sampled Values)

A mensagens SV tem 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 tem seu modo de transmissão *multicast* através do mecanismo *publiser-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.

- **Transformadores de corrente (TCs):** São transdutores utilizados na aquisição de medidas analógicas de corrente e são comumente encontrados em circuitos de alta potência. Devido aos altos valores de corrente, os circuitos de proteção fazem uso desse transdutor para obter a mesma forma de onda CA do circuito de alta potência com um fator de escala aplicado de forma a se obter uma faixa de valores analógicos com que os IEDs possam trabalhar. A Figura 17 apresenta um transformador de corrente para sistemas de 138kV.

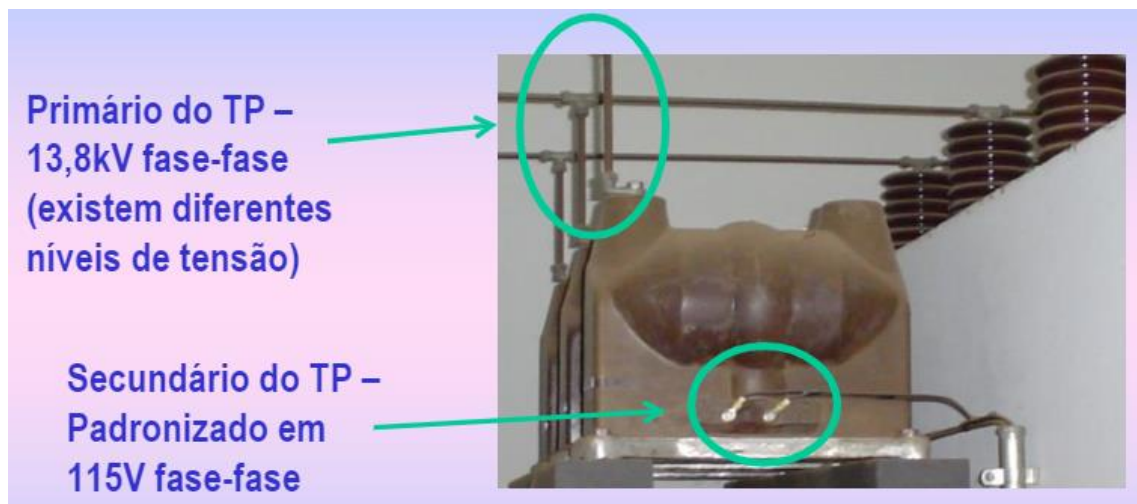
Figura 17. Transformador de 138kV em operação.



Fonte: Site sobre TRANSFORMADOR de corrente, 2019.

- **Transformadores de potencial (TPs):** Os transformadores de potencial, ou TPs, têm a função de reduzir a tensão do circuito primário para níveis suportáveis pelos IEDs que necessitem monitorar essa medida no secundário. Tal transdutor opera em circuitos de corrente alternada e um exemplo de ligação do mesmo é apresentado na Figura 18 abaixo, para uma tensão no primário de 13,8kV.

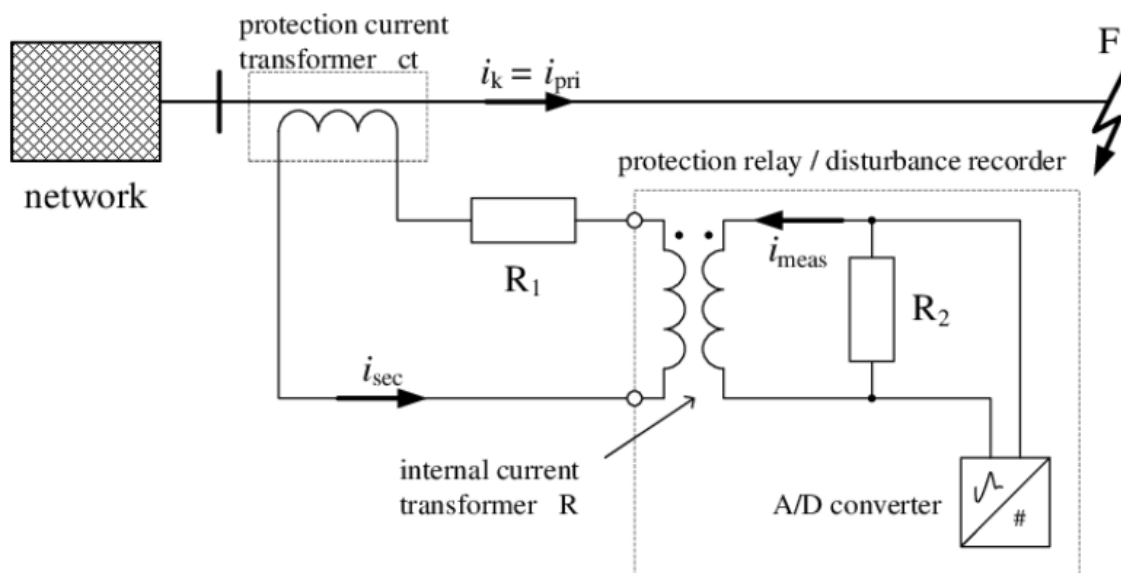
Figura 18. Exemplo de utilização de TP.



Fonte: BELCHIOR, 2014.

Os 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. A Figura 19 abaixo apresenta o diagrama esquemático de um circuito de proteção com essa filosofia considerando um transformador de corrente.

Figura 19. Aquisição de valores de corrente utilizando TC.

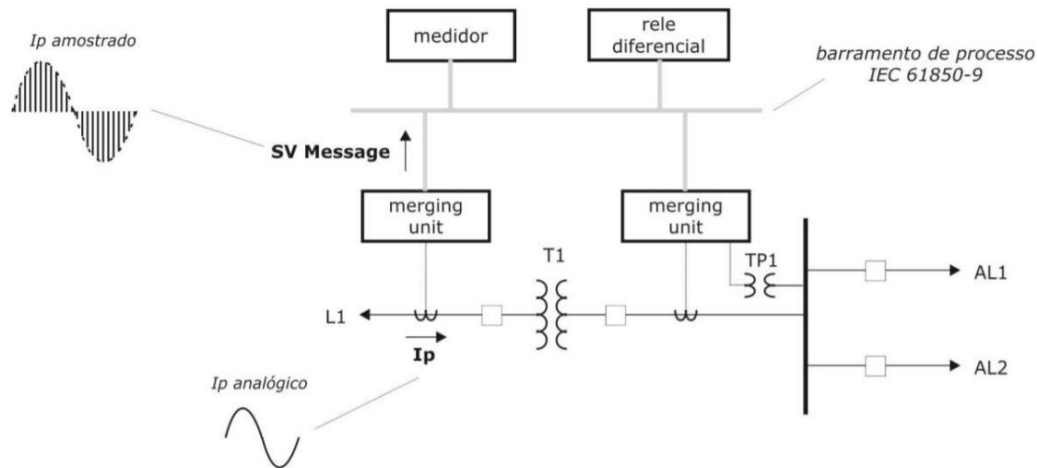


Fonte: STACHEL, 2010.

Além da configuração acima, os relés de proteção podem ainda obter as medidas analógicas de forma indireta através das *Merging Units (MU)*. Dentro do nível topológico de processo as MUs representam a interface entre as medidas analógicas obtidas pelos transformadores de instrumento

e as informações digitais que são transmitidas por elas na rede. A Figura 20 abaixo ilustra essa função de conversão analógico/digital das Mus.

Figura 20. Conversão analógico/digital feita pelas MUs.



Fonte: IGARASHI, 2007.

Assim como as mensagens GSE, as mensagens SV transmitem a informação nas classes de performance 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 tabela 4 abaixo apresenta as classes definidas pela IEC 61850-5 para as mensagens SV.

Tabela 4. Classes de mensagem SV.

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	

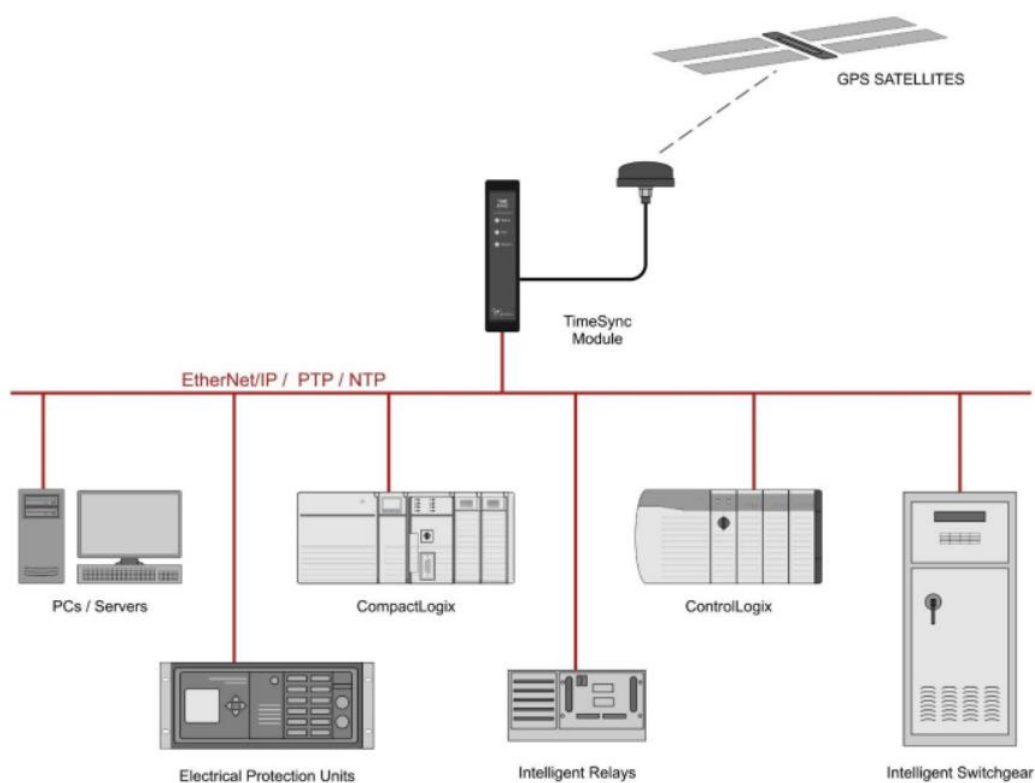
Fonte: ALVES, 2009.

1.9.4. Mensagens de sincronismo de tempo

Quando se trata da transmissão de valores amostrados pelas *merging units* ou ainda do envio de eventos pelos relés no nível topológico de bay ou qualquer dado que necessite ter uma informação de tempo atrelada a ele é necessário que os equipamentos da subestação estejam com seus relógios sincronizados entre si.

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*) onde 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. A Figura 21 abaixo ilustra esse mecanismo.

Figura 21. Sincronismo de tempo via GPS.



Fonte: TIME, 2021.

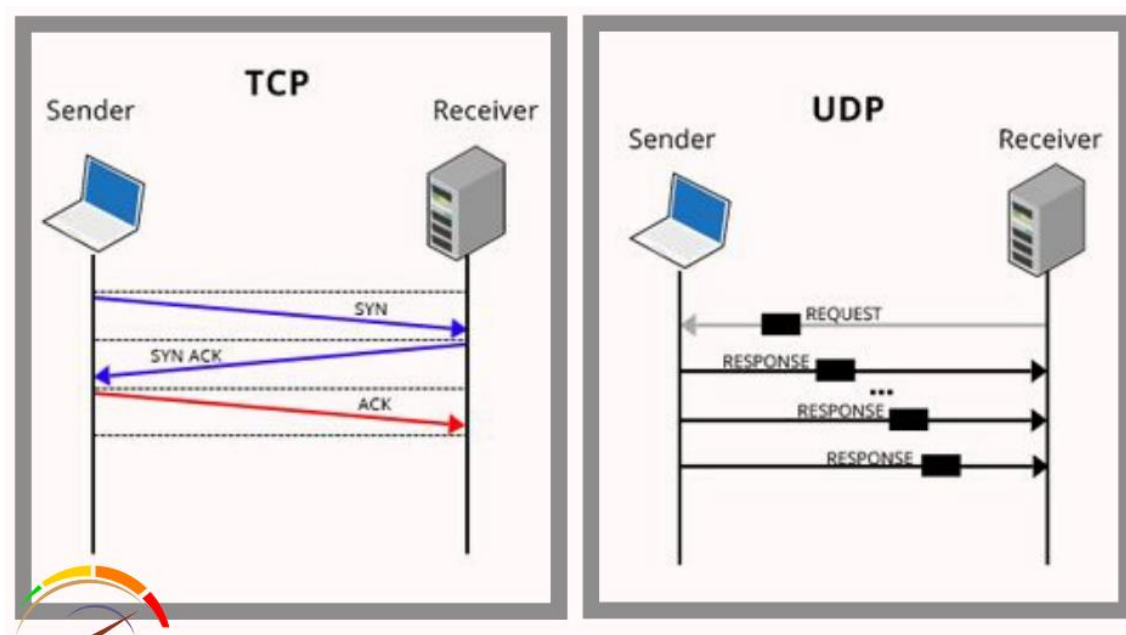
A primeira edição da norma IEC 61850 em 2004 propôs que o sincronismo de tempo dos IEDs fosse feito via SNTP (*Simple Network Time Protocol*) que é uma simplificação do protocolo NTP (*Network time protocol*) para aplicações onde a implementação total do protocolo NTP não é necessária, como no caso do sincronismo entre IEDs em subestações de energia. Assim como o

protocolo NTP, o SNTP utiliza o UDP (*User Datagram Protocol*) para enviar e receber as mensagens de estampa de tempo. O protocolo UDP tem função similar ao protocolo TCP na pilha TCP/IP (SHINTON, 2020).

Dentro da pilha de protocolos TCP/IP o protocolo TCP (*Transmission Control Protocol*) atua na camada de transporte do modelo OSI (4ª camada) de forma a gerenciar a maneira com que a mensagem é transmitida em uma rede local. O protocolo TCP tem como prioridade garantir que a mensagem saia do emissor e chegue ao receptor de forma que ao término da transmissão a mensagem no receptor esteja completa e na ordem certa. Para isso tal 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”, onde 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 (THREE WAY, 2020).

Assim como o protocolo TCP, o protocolo UDP atua na camada de transporte do modelo OSI (4ª camada) e gerencia a transmissão da mensagem na rede sem o método *Three-way Handshake* ou qualquer outro serviço de averiguação da conexão entre emissor e receptor, ou seja, 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. Contudo, apesar de ter menor acurácia, o protocolo UDP é mais rápido que o TCP por suprimir serviços de averiguação e acaba sobrecarregando menos a rede por ter menos bytes envolvidos na transmissão da mensagem, já que *flags* utilizadas na checagem de dados e da conexão no protocolo TCP não estão presentes no protocolo UDP. A Figura 22 abaixo ilustra uma comparação entre os mecanismos de transporte proporcionados pelos protocolos TCP e UDP.

Figura 22. Protocolo UDP versus TCP.



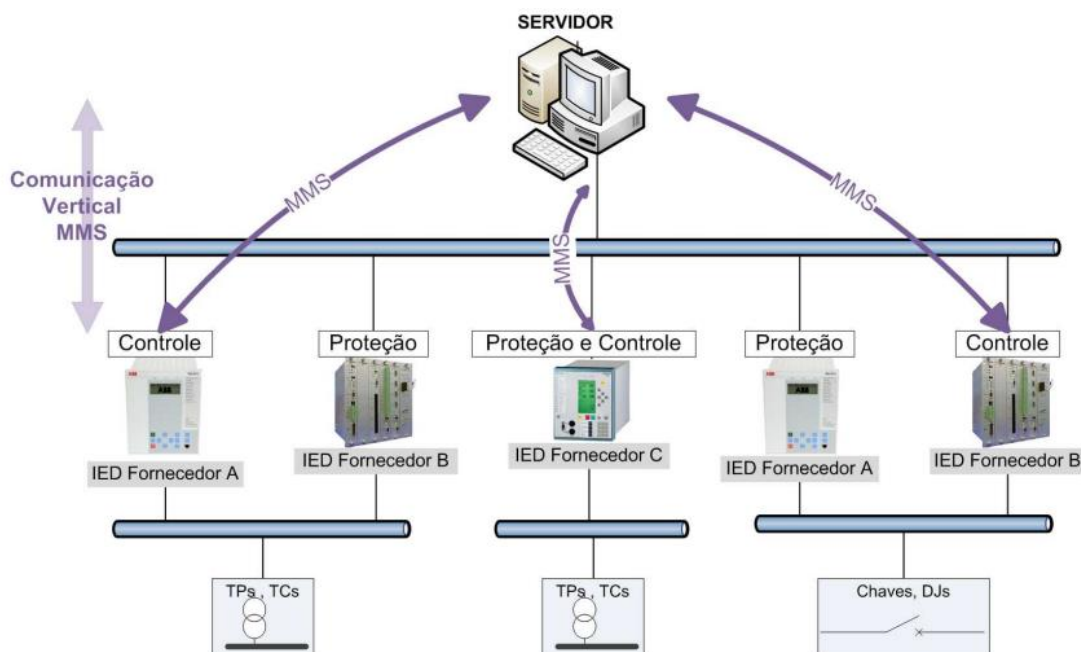
Fonte: PANHALKAR, 2021.

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.

1.9.5. Manufacturing Message Specification (MMS)

Trata-se de um padrão internacional definido pela ISO 9506 que define mensagens para transferência de dados de supervisão sem restrição de tempo de transmissão cujo envio é baseado no modelo cliente/servidor. A IEC61850-8 traz esse padrão para aplicações de automação de subestações, onde tal tipo de serviço de mensagem é utilizado para troca de informações no barramento de estação entre os níveis topológicos de *bay* e de estação, em uma comunicação vertical. A Figura 23 ilustra essa hierarquia.

Figura 23. Comunicação vertical via MMS.



Fonte: LOPES, 2012.

As mensagens dos tipos 2, 3 e 5 apresentadas na Tabela 3 são do tipo MMS e não são mensagens de tempo crítico. A norma IEC 61850 estabelece um método eficiente de transmissão dessas mensagens chamado *reporting* onde o cliente, ao invés de solicitar dados para o servidor periodicamente, define que o servidor deverá enviar os dados quando houver alterações nos atributos que são intrínsecos a esses dados conforme explicitado anteriormente na Tabela 2, como qualidade do sinal ou mesmo o próprio valor (módulo) desse sinal.

Os parâmetros definidos como condição para iniciar uma transmissão do sinal são comumente chamados de *trigger* pelos *softwares* de desenvolvimento de projetos de automação em subestações. Os dados a serem enviados nos *reports* são previamente agrupados em *datasets* de acordo com a aplicação e são atribuídos múltiplos *datasets* para cada *report* através da

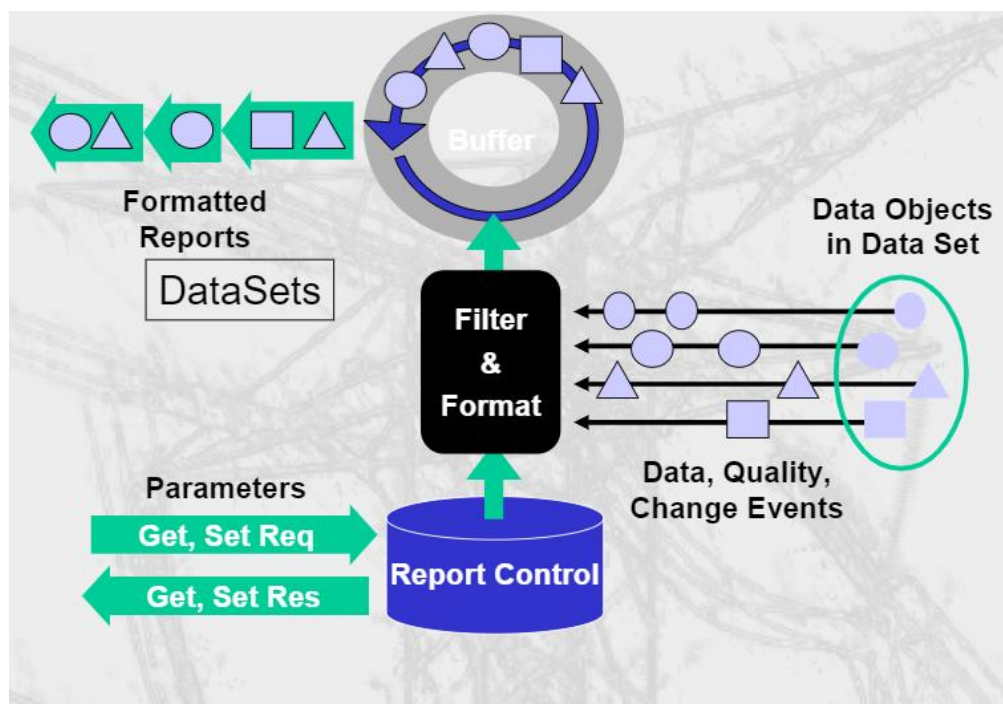
ferramenta de configuração do IED específico. Nessa etapa de configuração são especificados os *triggers* dos *datasets* que irão dar início a um novo *report* quando houver alteração em nos parâmetros que monitoram, onde os *triggers* poder ser: mudança no valor do sinal de dado, mudança na qualidade do sinal de dado, atualização do dado, *integrity* e *general interrogation* (GI) (FEUERHAHN, 2021).

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*.

2.8.5.1 Buffered Reports

Nos *buffered reports* todas as alterações nos *datasets* que ocorreram durante um momento em que a conexão foi perdida serão armazenadas em memórias (ou *buffers*) e serão transmitidas para o cliente assim que a conexão for reestabelecida. A Figura 24 abaixo ilustra o mecanismo de funcionamento desse tipo de reporte.

Figura 24. Troca de mensagens MMS via *buffered report*.



Fonte: Site sobre MECANISMOS de comunicação GOOSE MMS, 2015.

Nota-se na Figura 24 que além das funções convencionais de leitura e escrita implementadas pelo bloco de *report control* há ainda o mecanismo de *trigger* que monitora os *data attributes* dos dados armazenados nos *data sets*. Convencionou-se pela norma a adoção de três atributos de *trigger* que operam sobre os *data attributes* da tabela CDC apresentada na Tabela 2: 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 ainda existem

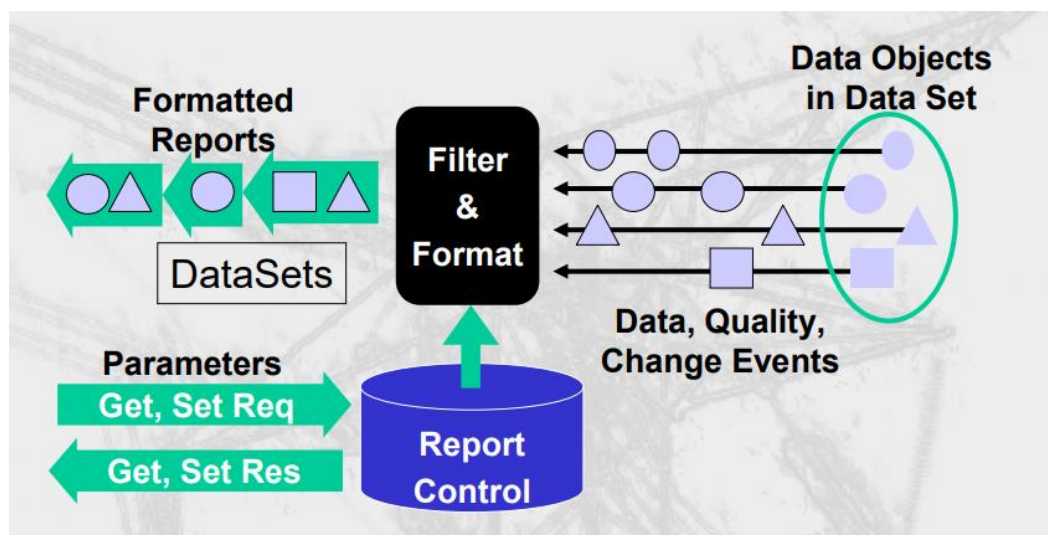
duas opções adicionais de *trigger* que atuam sobre os *control blocks*: *integrity* e *general interrogation* (GI) (ABB, 2012).

- *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 onde 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 onde o servidor responde com uma série de sinais individualmente classificados como habilitados a responder as solicitações de GI do cliente. A norma IEC 61850 estabelece que no momento do recebimento de um GI o servidor deve dar prioridade a 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).

2.8.5.2 Unbuffered Reports

Os dados são 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. A Figura 25 abaixo ilustra o processo de transmissão de dados via *unbuffered report*

Figura 25. Transmissão de mensagens MMS via *unbuffered report*.



Fonte: Site sobre MECANISMOS de comunicação GOOSE MMS, 2015.

Nesse contexto, os dados são transmitidos em *reports* sem *buffer* quando o respectivo bloco de controle (*report control*) recebe solicitações de leitura/escrita ou quando há atuação nos *data attributes* de mudança de dados (*data change*) dchg, mudança na qualidade do sinal (*quality change*) qchg ou atualização de dados (*data update*) dupd dos sinais em que estão ativos como *trigger*.

1.10.Redundância

Com a evolução dos sistemas de automação de subestações o tráfego de sinais de informação e sinais de comando tem se dado cada vez mais através de redes ethernet ou de fibra óptica, fazendo com que o bom desempenho desse meio de comunicação se tornasse cada vez mais crítico. Após a publicação em 2005 da primeira edição da norma IEC61850 com seus 10 capítulos surgiram discussões sobre redundância nas redes de comunicação para serviços de tempo crítico, já que esse tema não havia sido abordado pela norma até então.

Em 2008 foi publicada a IEC 62439 que tratava de protocolos de comunicação em redes industriais e áreas onde a confiabilidade da comunicação na rede é um fator crítico. Na cláusula 3 a norma tratava de dois protocolos de redundância de rede com tempo de recuperação da mesma igual a 0ms em caso de falha: o PRP (Parallel Redundancy Protocol) e o HSR (High Availability Seamless Protocol).

Nesse contexto, a segunda edição da norma IEC 61850 em seu capítulo 8-1 traz referência a três protocolos de redundância conforme apresentado na tabela 5 abaixo:

Tabela 5. Protocolos de redundância da IEC 61850.

OSI Model Layer	Specification		m/o
	Name	Service specification	
Communication	Requirement for internet host	RFC 1122	m
Transport	ISO Transport on top of TCP	RFC 1006	m
	Internet Control Message Protocol (ICMP)	RFC 792	m
	Transmission Control Protocol (TCP)	RFC 793	m
Network	Internet Protocol	RFC 791	m
	An Ethernet Address Resolution Protocol (ARP)	RFC 826	m
Link Redundancy	Parallel Redundancy Protocol and High Availability Seamless Ring	IEC 62439-3 – PRP1 or HSR	o
	Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP)	IEEE 802.1D	o

Fonte: OLIVEIRA, 2021.

A referência ao protocolo RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*) remete a uma “redundância de conexão” chamada de “*link redundancy*” pela norma, onde uma nova rota de conexão entre cliente e servidor é buscada caso a conexão entre eles seja perdida. Nesse sentido o

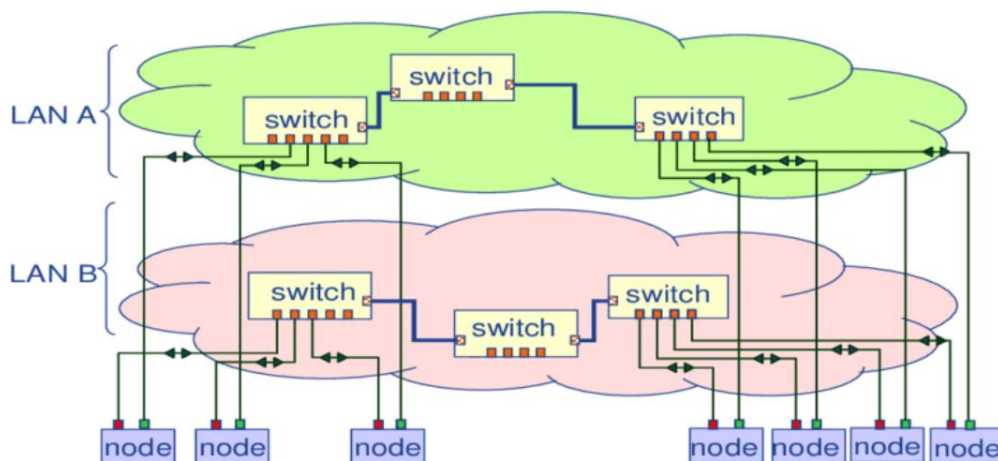
protocolo RSTP busca evitar loops em uma rede ethernet com uma topologia em anel, não se tratando propriamente de um protocolo de redundância (OLIVEIRA, 2021).

1.10.1. PRP

O *Parallel Redundancy Protocol* (PRP) é definido no capítulo 3, cláusula 4 da norma IEC 62439 e parte do princípio de que cada nó de conexão da arquitetura da subestação é conectado a duas redes locais (LAN) independentes e paralelas. Durante o funcionamento do PRP o emissor envia dois pacotes de dados idênticos um em cada rede, sendo que o receptor admite o primeiro pacote de dados recebido e descarta o segundo, eliminando a duplicata (HSR/PRP, 2021). Esse comportamento garante que não haja perda de pacote de dados e que o tempo de reestabelecimento da conexão seja de 0ms em caso de falha.

Tal protocolo pode ser aplicado a diferentes arquiteturas de rede, seja anel, *mesh* ou estrela, desde que se tenha duas redes independentes contendo todos nós de conexão da subestação. A Figura 26 a seguir ilustra um exemplo de aplicação do PRP para duas redes com arquitetura em estrela:

Figura 26. Protocolo PRP utilizando arquitetura em estrela.

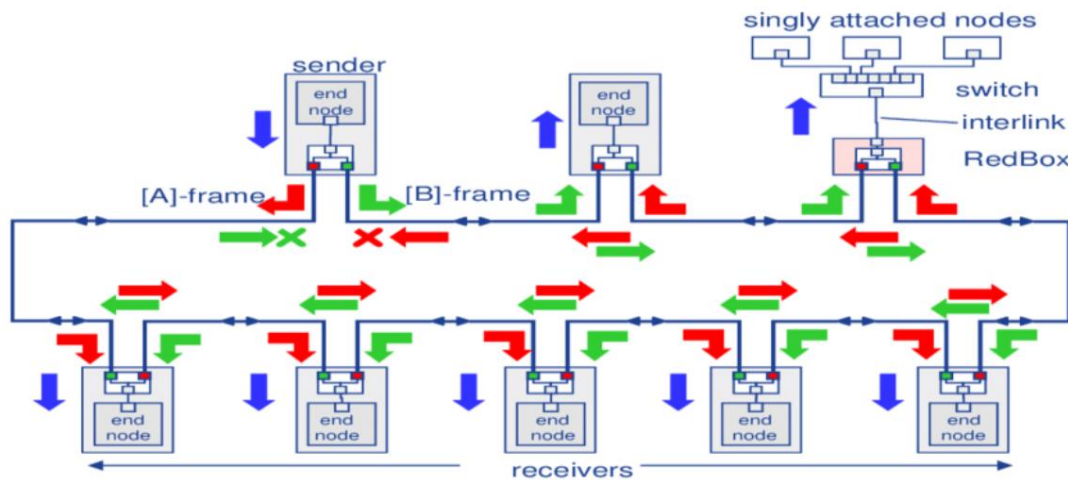


Fonte: CIORACA, 2015.

1.10.2. HSR

High-Availability Seamless Redundancy (HSR) é um protocolo definido pela IEC 62439 capítulo 3, cláusula 5. A arquitetura de rede para o funcionamento do HSR é do tipo anel com apenas uma rede local (LAN) contendo todos os nós da rede. A Figura 27 a seguir ilustra o mecanismo de operação desse protocolo.

Figura 27. Funcionamento do protocolo HSR.



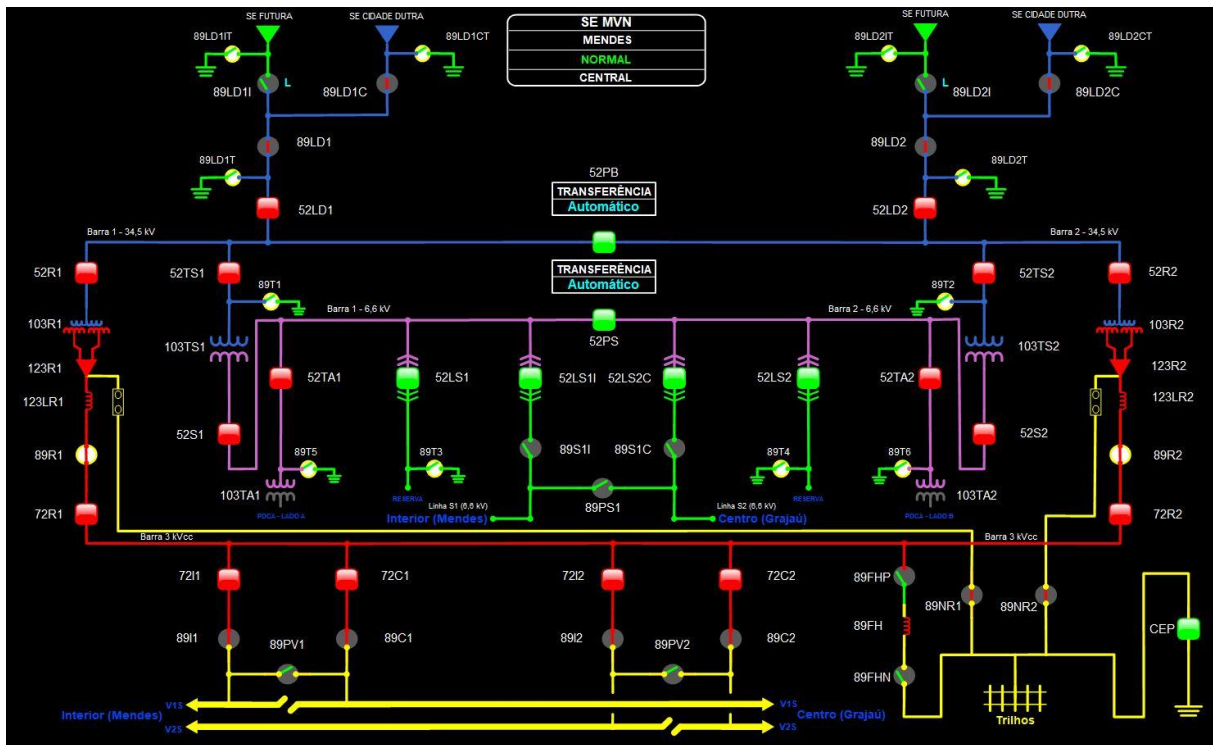
Fonte: CIORACA, 2015.

O princípio de funcionamento do protocolo se baseia no envio do mesmo *frame* de dados em ambas as portas do mensageiro conectadas na rede em anel, fazendo com que o destinatário ainda receba o *frame* enviado caso um deles se perca no caminho devido a uma falha de conexão (HSR/PRP, 2021).

2. ESTUDO DE CASO

O presente trabalho tem como base empírica o projeto da subestação abaixadora e retificadora SE Mendes Vila Natal em São Paulo-SP, desenvolvido pela Siemens, tendo como cliente final a Companhia Paulista de Trens Metropolitanos (CPTM). A função dessa subestação é converter duas entradas de energia trifásica de corrente alternada com tensão de 34,5kV em duas saídas de corrente contínua com tensão de 3kVcc para alimentar a rede aérea de energia responsável pelo tracionamento de trens da linha 9 Esmeralda da CPTM, uma vez que os trens são tracionados por motores elétricos de corrente contínua. Realizou-se uma visita na subestação SE Mendes onde foi capturada a tela da IHM (Interface Homem Máquina) do programa que realiza o monitoramento dos dados, sendo que a Figura 28 a seguir ilustra o diagrama elétrico unifilar da subestação SE Mendes Vila Natal que é monitorado nesse programa.

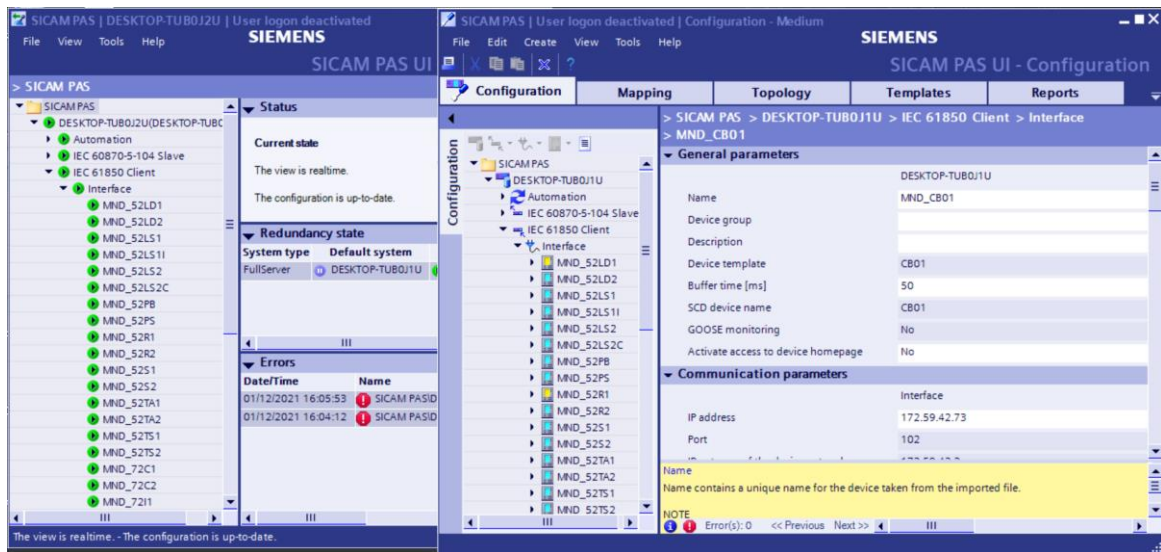
Figura 28. Diagrama unifilar SE Mendes Vila Natal.



Fonte: Próprio autor.

Os equipamentos elétricos são monitorados por IEDs que enviam dados para um supervisor local e outro supervisor remoto de forma indireta, passando por uma Unidade Terminal Remota (UTR) antes de mandar os dados para os supervisórios. A Unidade Terminal Remota da subestação é um IED que nesse projeto desempenha a função de converter dados recebidos em IEC 61850 para dados em IEC 60870-5-104, sendo que este último é o padrão de comunicação dos supervisórios em questão. Na visita realizada na subestação também foi capturada a tela do programa de configuração do equipamento SICAM PAS 1, responsável pelo recebimento dos dados vindos de todos os equipamentos da subestação, processamento e envio para a IHM local. A Figura 29 abaixo ilustra a interface desse *software* (versão 8.15) da Siemens.

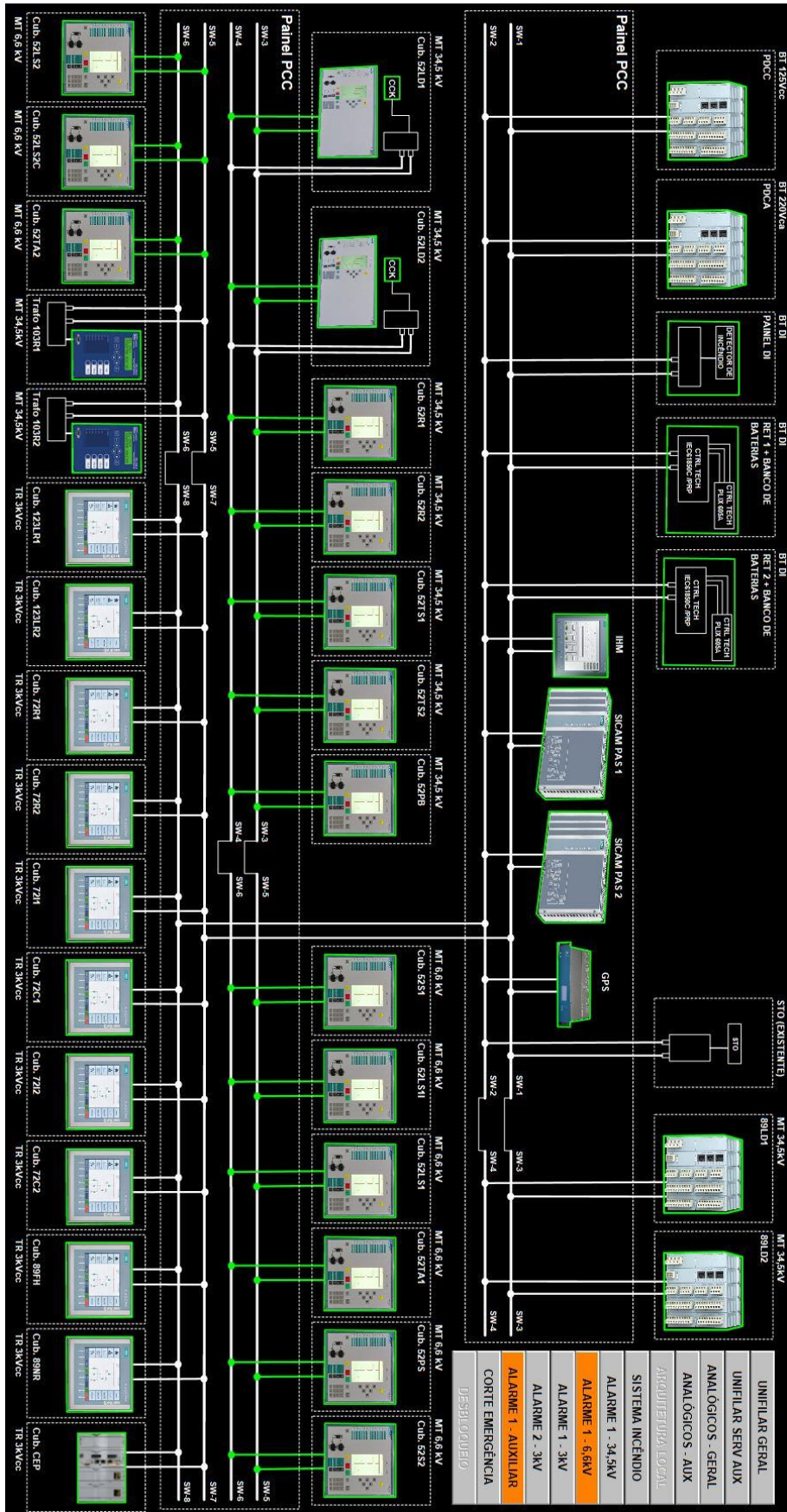
Figura 29. Módulo de configuração de projetos do software SICAM PAS v8.15.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 30 apresenta a arquitetura local de rede de comunicação da subestação, retirada também a partir de uma captura de tela do *software* de supervisão local presente na IHM do Painel de Comando e Controle (PCC) da subestação. A arquitetura local mostra todos os equipamentos da subestação e como eles estão dispostos na rede, sendo que em uma eventual falha de comunicação o equipamento com falha será sinalizado em vermelho na arquitetura.

Figura 30. Arquitetura local de rede SE Mendes Vila Natal.



Fonte: Próprio autor.

2.1. Materiais e métodos

Durante os meses de março a setembro de 2021 o autor participou da implantação do projeto de automação da subestação Mendes Vila Natal em São Paulo-SP. Nesse contexto, em visitas locais foram tiradas fotografias para ilustrar a subestação bem como a disposição dos equipamentos envolvidos na situação problema que será abordada no estudo de caso.

- PCC (Painel de Comando e Controle): É o painel onde estão localizados os concentradores de dados, *switches*, IHM (interface homem-máquina) local e módulo GPS. O painel é projetado pela empresa Siemens.

Figura 31. Painel PCC SE Mendes Vila Natal.



Fonte: Próprio autor.

- IPC 427E: É um computador industrial onde está hospedado o software SICAM PAS versão 8.15 da fabricante Siemens

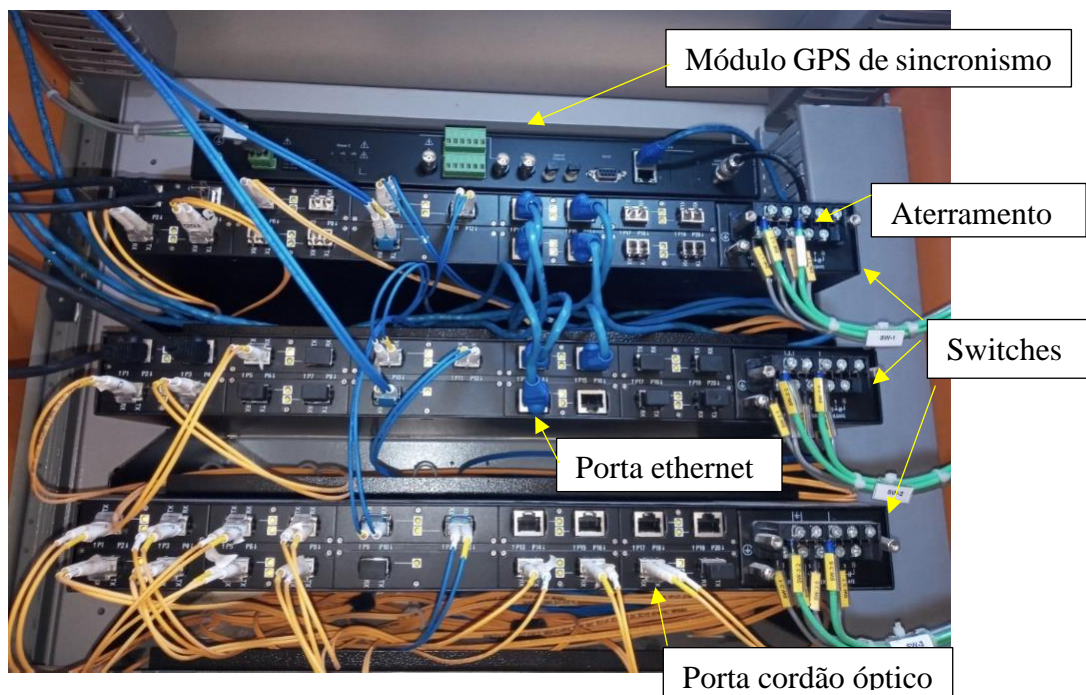
Figura 32. SICAM PAS 1 SE Mendes Vila Natal.



Fonte: Próprio autor.

- Switches RUGGEDCOM: Da fabricante Siemens

Figura 33. Switches no PCC.



Fonte: Próprio autor.

- Retificador 123LR1: Retificador 3kV da fabricante Secheron

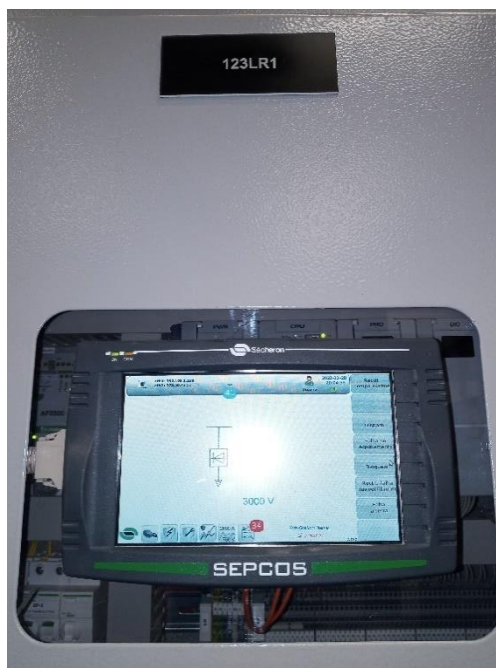
Figura 34. Retificador 123LR1.



Fonte: Próprio autor.

- IED Sepcos de monitoramento do 123LR1: Relé da fabricante Secheron

Figura 35. IHM IED 123LR1.



Fonte: Próprio autor.

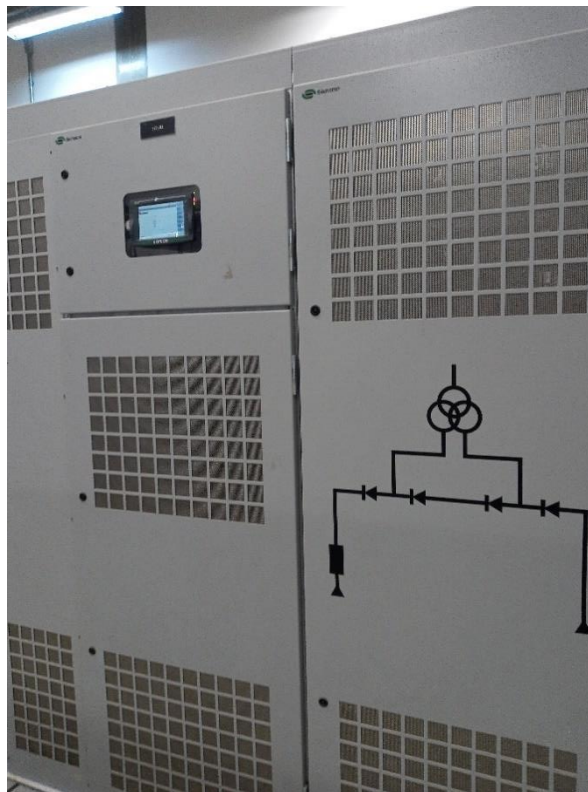
Figura 36. IED 123LR1.



Fonte: Próprio autor.

- Retificador 123LR2: Retificador 3kV da fabricante Secheron

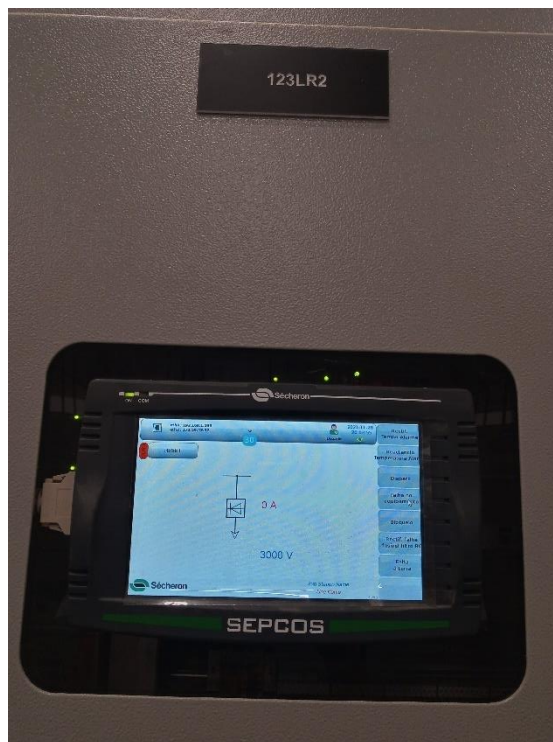
Figura 37. Retificador 123LR2.



Fonte: Próprio autor.

- IED Sepcos de monitoramento do 123LR2: Relé da fabricante Secheron

Figura 38. IHM IED 123LR2.



Fonte: Próprio autor.

Figura 39. IED 123LR2.



Fonte: Próprio autor.

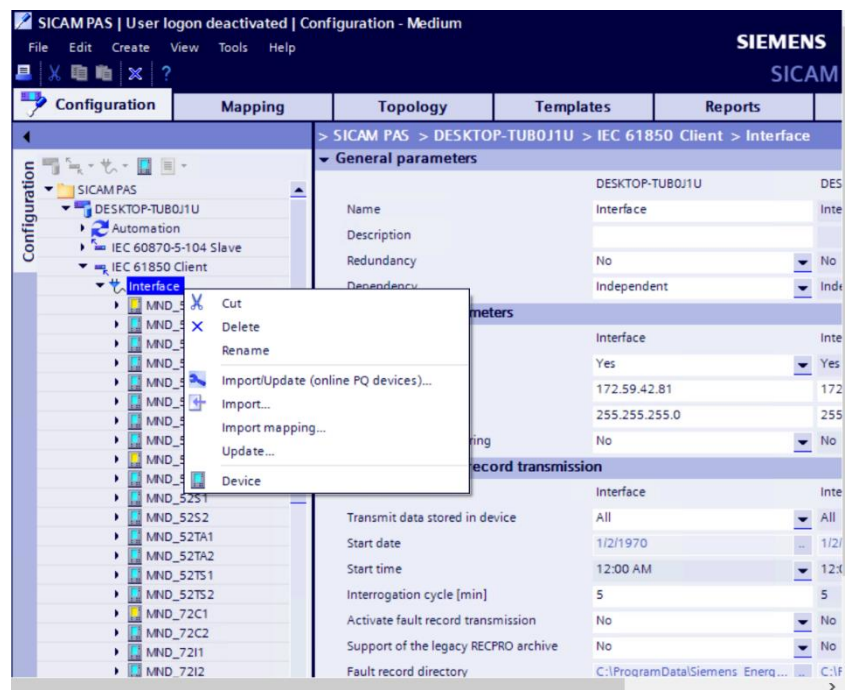
2.2. Apresentação do problema

Na arquitetura de rede apresentada pela Figura 30 os equipamentos estão conectados em rede com redundância PRP. Dentre os equipamentos conectados, cabe destacar os IEDs:

- SICAM PAS 1: RTU principal responsável pela comunicação em IEC 61850 com os IEDs do nível de processo da subestação e conversão desses dados para IEC 60870-5-104 para comunicação com os supervisórios.
- SICAM PAS 2: RTU redundante que assume automaticamente a tarefa de conversão de protocolos caso haja falha no SICAM PAS 1.
- 123LR1: IED que monitora o retificador 123LR1 conectado na saída do transformador 103R1.
- 123LR2: IED que monitora o retificador 123LR2 conectado na saída do transformador 103R2.

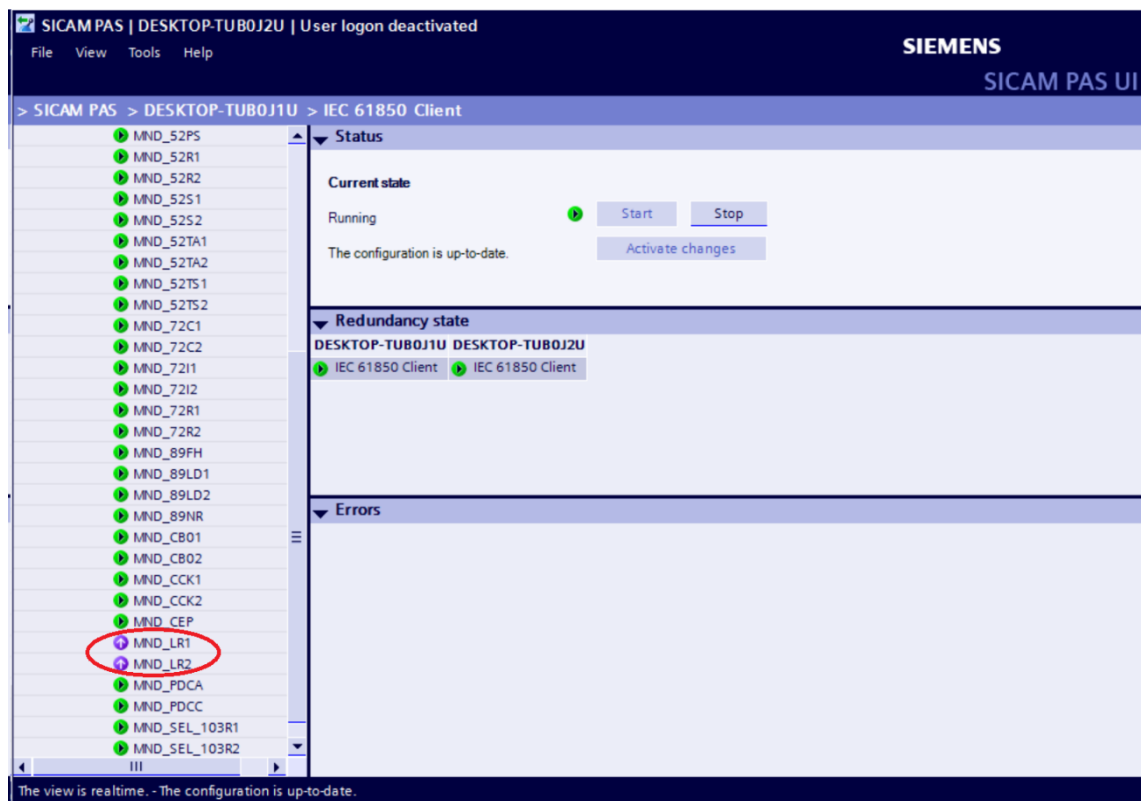
Durante a implementação da comunicação em IEC 61850 dos IEDs no SICAM PAS 1 a configuração dos parâmetros foi feita de forma individualizada para cada IED através da troca de arquivos no formato “.cid” ou no formato “.iid” (sendo arquivos que contêm todos os parâmetros IEC 61850 e de comunicação do IED), que são extraídos dos IEDs e inseridos no software versão 8.15 do SICAM PAS 1 na opção “import”, dentro do módulo IEC 61850, conforme ilustra a Figura 40. Porém a comunicação via IEC 61850 não foi estabelecida com os IED 123LR1 e 123LR2, conforme indica a Figura 41 do monitor de conexões do SICAM PAS v8.15, onde a cor verde indica que a conexão foi estabelecida e a cor roxa indica que não foi estabelecida conexão.

Figura 40. Inserindo arquivo de configuração “.iid” no SICAM PAS v8.15.



Fonte: Próprio autor.

Figura 41. Monitor de conexões do SICAM PAS v8.15.



Fonte: Próprio autor.

Nesse contexto, trata-se de um erro grave pois impossibilita a supervisão dos dados provenientes dos retificadores e impede a realização de lógicas de bloqueio destes na UTR, comprometendo o projeto de automação da subestação.

Os IEDs do 123LR1 e 123LR2 são do mesmo modelo e apresentam os arquivos de configuração “.iid” com modelo de dados IEC 61850 semelhantes, mudando apenas os parâmetros de identificação (endereço de IP e nome do dispositivo). Nesse contexto, inicialmente optou-se por analisar o IED do 123LR1 com a finalidade de identificar o problema e replicar a solução para o IED do 123LR2.

Primeiramente utilizou-se o analisador de rede Wireshark versão 3.2 para verificar o que ocorre quando o IED do 123LR1 é colocado em rede com o SICAM PAS 1.

Os endereços de IP na rede dos equipamentos envolvidos no caso são:

- SICAM PAS 1: 172.59.42.83
- IED 123LR1: 172.59.42.51
- IED 123LR2: 172.59.42.52

A figura 42 abaixo apresenta o programa de análise *ethernet* Wireshark filtrando as informações que vêm da rede para mostrar somente o *port* 102, que é o *port* estabelecido como

padrão para comunicação em IEC 61850. Assim, registrou-se a comunicação em IEC61850 entre os equipamentos 123LR1 (servidor) e o SICAM PAS1 (cliente)

Figura 42. Análise do port 102 com a inserção do IED do 123LR1 na rede.

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
1351811	885.464758	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	121	confirmed-RequestPDU
1351822	885.470078	172.59.42.51	172.59.42.83	TCP	66	iso-tsap > 54409 [ACK] Seq=37031 Ack=11999 win=15672 Len=0
1351823	885.470316	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	173	confirmed-ResponsePDU
1351824	885.470538	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	132	confirmed-ResponsePDU
1351825	885.470719	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54409 > iso-tsap [ACK] Seq=11999 Ack=37216 win=65024 Len=0
1351826	885.470981	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	155	confirmed-ResponsePDU
1351827	885.472332	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	102	confirmed-RequestPDU
1351828	885.473538	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	109	confirmed-RequestPDU
1351829	885.474402	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	91	confirmed-RequestPDU
1351831	885.476984	172.59.42.51	172.59.42.83	TCP	66	iso-tsap > 54409 [ACK] Seq=37311 Ack=12139 win=15672 Len=0
1351832	885.477318	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	132	confirmed-ResponsePDU
1351833	885.478772	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	109	confirmed-RequestPDU
1351834	885.480407	172.59.42.51	172.59.42.83	COTP	1088	DT TPDU (0) [COTP fragment, 1021 bytes]
1351835	885.481266	172.59.42.51	172.59.42.83	COTP	1088	DT TPDU (0) [COTP fragment, 1021 bytes]
1351837	885.481387	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54409 > iso-tsap [ACK] Seq=12194 Ack=39439 win=65536 Len=0
1351841	885.481779	172.59.42.51	172.59.42.83	COTP	1088	DT TPDU (0) [COTP fragment, 1021 bytes]
1351844	885.482419	172.59.42.51	172.59.42.83	COTP	1088	DT TPDU (0) [COTP fragment, 1021 bytes]
1351845	885.482524	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54409 > iso-tsap [ACK] Seq=12194 Ack=41495 win=65536 Len=0
1351851	885.483254	172.59.42.51	172.59.42.83	COTP	1088	DT TPDU (0) [COTP fragment, 1021 bytes]
1351853	885.483437	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	535	confirmed-ResponsePDU
1351858	885.483719	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54409 > iso-tsap [ACK] Seq=12194 Ack=42998 win=65536 Len=0
1351859	885.483886	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	93	confirmed-ResponsePDU
1351862	885.484375	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	290	confirmed-ResponsePDU
1351864	885.484475	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54409 > iso-tsap [ACK] Seq=12194 Ack=43261 win=65280 Len=0
1351868	885.485695	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	139	confirmed-RequestPDU
1351870	885.486323	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	353	confirmed-RequestPDU
1351872	885.486955	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	131	confirmed-RequestPDU
1351873	885.490993	172.59.42.51	172.59.42.83	TCP	66	iso-tsap > 54409 [ACK] Seq=43261 Ack=12655 win=16744 Len=0
1351874	885.491250	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	90	confirmed-ResponsePDU
1351875	885.491817	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	131	confirmed-RequestPDU
1351876	885.491995	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	93	confirmed-ErrorPDU
1351877	885.492309	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	90	confirmed-ResponsePDU
1351878	885.492484	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54409 > iso-tsap [ACK] Seq=12732 Ack=43354 win=65280 Len=0
1351880	885.495478	172.59.42.83	172.59.42.51	ACSE	95	Abort (acse-service-user)
1351881	885.499036	172.59.42.51	172.59.42.83	TCP	66	iso-tsap > 54409 [ACK] Seq=43354 Ack=12773 win=16744 Len=0
1351882	885.499377	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	90	confirmed-ResponsePDU
1351883	885.499573	172.59.42.51	172.59.42.83	SES	78	ABORT (AB) SPDU
1351884	885.499574	172.59.42.51	172.59.42.83	TCP	66	iso-tsap > 54409 [RST, ACK] Seq=43402 Ack=12773 win=16744 Len=0
1351885	885.499574	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54409 > iso-tsap [ACK] Seq=12773 Ack=43402 win=65280 Len=0
1351890	885.500800	172.59.42.51	172.59.42.83	TCP	66	iso-tsap > 54409 [RST] Seq=43402 win=0 Len=0

Fonte: Próprio autor.

Onde observou-se na linha 1351876 que o servidor (IED do 123LR1) retornou uma mensagem de erro para a requisição feita pelo cliente (SICAM PAS 1) na linha 1341875. Em consequência disso o cliente encerrou a conexão na linha 1351880. A Figura 43 abaixo apresenta detalhadamente a resposta enviada pelo servidor na linha 1351876.

Figura 43. Resposta do IED do 123LR1 para a requisição do SICAM PAS 1.

```

Wireshark · Packet 1351876 · ret_103lr1_error.pcap
> Frame 1351876: 93 bytes on wire (744 bits), 93 bytes captured (744 bits)
> Ethernet II, Src: CellonFr_ce:28:3e (00:16:65:ce:28:3e), Dst: Vmware_68:d0:6a (00:0c:29:68:d0:6a)
> Internet Protocol Version 4, Src: 172.59.42.51, Dst: 172.59.42.83
> Transmission Control Protocol, Src Port: 102, Dst Port: 54409, Seq: 43291, Ack: 12655, Len: 33
> TPKT, Version: 3, Length: 33
> ISO 8073/X.224 COTP Connection-Oriented Transport Protocol
> ISO 8327-1 OSI Session Protocol
> ISO 8327-1 OSI Session Protocol
> ISO 8823 OSI Presentation Protocol
▼ MMS
  ▼ confirmed-ErrorPDU
    invokeID: 4799
    ▼ serviceError
      ▼ errorClass: access (7)
        access: object-access-unsupported (1)
  ▼ VSS Monitoring Ethernet trailer, Source Port: 38673
    Src Port: 38673
0000 00 0c 29 68 d0 6a 00 16 65 ce 28 3e 08 00 45 00  ..h.j...e.(...E
0010 00 49 f3 6e 40 00 00 06 9a 43 ac 3b 2a 33 ac 3b  ..I.n@.@.C;*3;
0020 2a 53 00 66 4d 89 00 3f fc d0 f3 c9 11 62 50 18  *S-f...?....bP
0030 08 2d d6 c6 00 00 03 00 00 21 02 f0 80 01 00 01  .....|.....
0040 00 61 14 30 12 02 01 03 a0 0d a2 0b 00 02 12 bf  ..a-0.....
0050 a2 05 a0 03 87 01 01 97 11 a0 4f 88 fb  .......|..0..
  
```

Fonte: Próprio autor.

Nota-se a divisão estruturada em acordo com o modelo OSI seguido pela pilha TCP/IP. Na camada de aplicação onde está o serviço MMS tem-se como resposta a mensagem “o acesso ao objeto não é suportado”.

Uma vez que os parâmetros TCP/IP de comunicação estavam corretos a ponto de estabelecer uma conexão inicial com o cliente e, a partir da mensagem de erro envolvendo acesso a um endereço específico IEC 61850, concluiu-se que uma provável causa para o problema seria um erro envolvendo o modelo de dados IEC 61850 que descreve o IED 123LR1 e compõe os *datasets* que são acessados por seus *reports*.

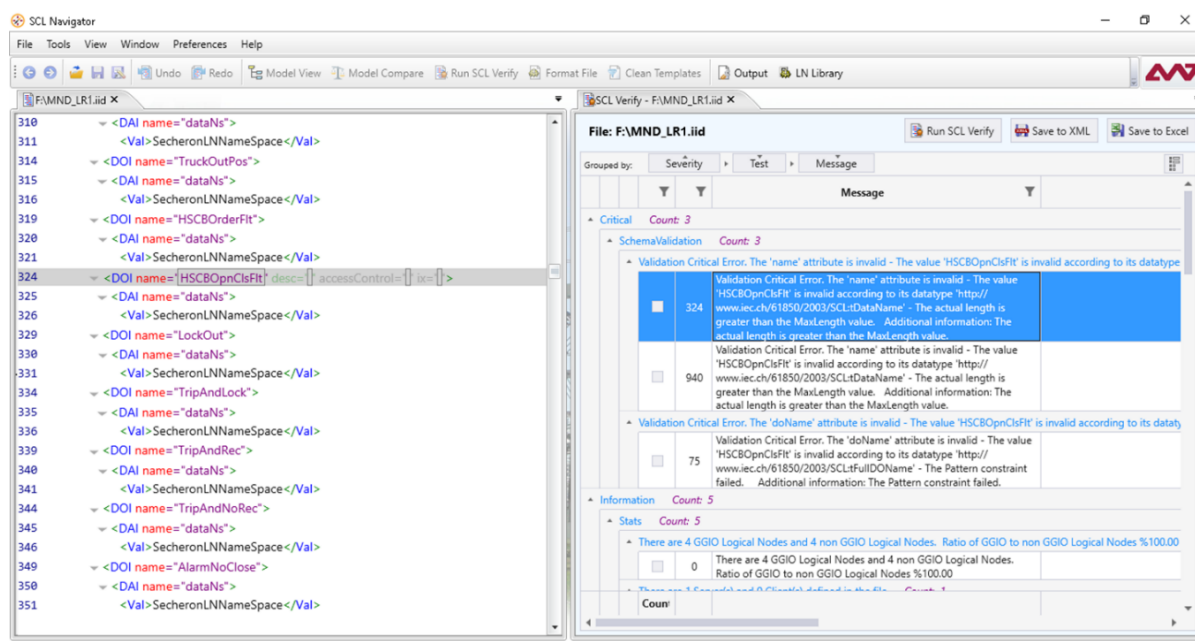
2.3. Solução e resultados

Por se tratar do mesmo erro nos arquivos “.iid” do 123LR1 e 123LR2 adotou-se como padrão a análise do arquivo “.iid” do 123LR1, replicando a mesma solução para o 123LR2.

Após análises chegou-se a uma ferramenta que realiza a verificação de arquivos em linguagem SCL, lembrando que o arquivo formato “.iid” se trata de um código estruturado em linguagem SCL, definida pela norma IEC 61850, que descreve completamente um IED com base na norma. Trata-se da ferramenta SCL Navigator da empresa Triangle MicroWorks.

A ferramenta SCL Navigator verifica toda a estrutura do código, apontando eventuais erros e não conformidades com a norma IEC 61850. Inicialmente inseriu-se o arquivo “.iid” do 123LR1 na ferramenta e em seguida realizou-se a verificação do código através do botão de “Run SCL Verify” resultando nas mensagens da Figura 44:

Figura 44. Verificação do código SCL 123LR1.



Fonte: Próprio autor.

A ferramenta retornou o erro “HSCBOPnClsFlt is invalid according to its datatype – The actual length is greater than the MaxLength value” envolvendo o *Data Object* HSCBOPnClsFlt do IED.

Assim, concluiu-se que se tratava de um problema de incompatibilidade entre o arquivo formato “.iid” e os padrões na norma IEC 61850 verificados pela UTR. A Figura 45 abaixo ilustra o código contido no arquivo de configuração formato “.iid” extraído diretamente do IED 123LR1 que tem esse *Data Object*.

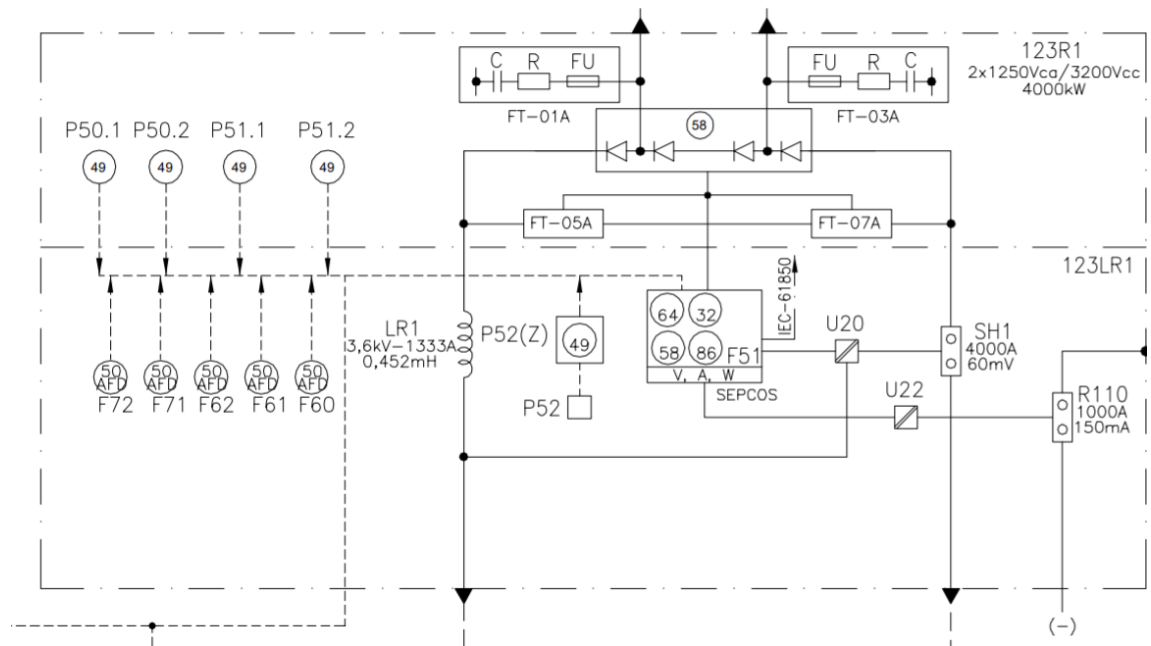
Figura 45. Arquivo “.iid” extraído do 123LR1.

```
<DataSet name="DS_MX">
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="AnIn0" fc="MX" prefix="PRO"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="AnIn1" fc="MX" prefix="PRO"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="AnIn2" fc="MX" prefix="PRO"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="AnIn3" fc="MX" prefix="PRO"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="AnOut0" fc="MX" prefix="PRO"/>
</DataSet>
<DataSet name="DS_ST">
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="LLN0" doName="Health" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="Loc" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="Auto" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="SepcosOff" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckSrvPos" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckTestPos" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckUndPos" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckFltPos" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckMntPos" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckOutPos" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="HSCBOrderFlt" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="HSCBOPnClsFlt" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="LockOut" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TripAndLock" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TripAndRec" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TripAndNoRec" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="AlarmNoClose" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="ProtTrip" fc="ST"/>
<FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="MatFault" fc="ST"/>
```

Fonte: Próprio autor.

O “HSCBOPnClsFlt” é um objeto de dados definido pelo fabricante. Em contato com o suporte da Secheron (fabricante do Sepcos) descobriu-se que se trata de uma abreviação para “*High Speed Circuit Breaker Open/Close Fault*”, sendo responsável por guardar a informação de falha na operação (de abertura ou fechamento) de um disjuntor extrarrápido (disjuntor de alimentação 3kV CC). Em nosso projeto os relés Sepcos são destinados apenas ao monitoramento dos retificadores, não existindo qualquer monitoramento de disjuntores alimentadores por parte deles, conforme indica o trecho do diagrama unifilar elétrico para o retificador 123LR1 da subestação SE Mendes Vila Natal abaixo:

Figura 46. Trecho do diagrama unifilar SE Mendes Vila Natal.



Fonte: Próprio autor.

Em outras palavras, trata-se de um recurso dos relés Sepcos que não é utilizado na subestação SE Mendes Vila Natal.

A Siemens disponibiliza a norma IEC 61850 parte 7-2 que trata da regulamentação do modelo de dados que os arquivos SCL devem seguir.

Após um estudo da norma IEC 61850-7-2 edição 2.1 de janeiro de 2020 encontrou-se uma regulamentação a respeito dos objetos de dados na página 173 conforme apresentado na Figura 47:

Figura 47: Página 173 IEC 61850-7-2 edição 2.1.

IEC 61850-7-2:2010+AMD1:2020 CSV – 173 –
 © IEC 2020

22.2 Referencing an instance of a class

The following naming conventions (structure, lengths and character set) for object names and object references shall apply. See IEC 61850-7-1 on how to use the Data-Instance-ID for modelling:

LDName	≤	64 characters, application-specific. It shall start with an alpha character
LNName	=	[LN-Prefix] LN class name [LN-Instance-ID]
LN-Prefix	=	m characters (application specific); it shall start with an alpha character
		LN-Prefix is not allowed for instances of LLNO
		LN-Prefix should not be used for instances of LPHD
LN class name	=	4 alpha characters, upper case (for example, compatible logical node name as defined in IEC 61850-7-4)
LN-Instance-ID	=	n numeric characters (application specific)
		LN-Instance-ID is not allowed for instances of LLNO
		m + n ≤ 12 characters
DataObjectClassName	=	x characters, such that x + l ≤ 12 (as, for example, used in IEC 61850-7-4); starts with upper case alpha character
DataObjectName	≤	12 characters: DataObjectClassName, followed by [Data-Instance-ID] if the presence condition allows multi-instantiation (one of "multi")
Data-Instance-ID	=	i numeric characters, optional (note: instance IDs "1" and "01", and similar, are not allowed at the same time because they correspond to the same ID)
FC	≤	61 characters including all separators "." (without the value of the FC and without LDName)
FCDA	≤	61 characters including all separators "." (without the value of the FC and without LDName)
DataSetName	≤	32 characters, start with an alpha character
CBName	≤	32 characters, start with an alpha character
LogName	≤	32 characters, start with an alpha character

Fonte: IEC, 2020.

Assim, a norma estabelece que os nomes atribuídos aos *Data Objects* devem ter no máximo 12 letras. Porém, o nome “HSCBOPnClsFlt” contém 13 letras, infringindo essa regra. Portanto, foi retirado esse *Data Object* do arquivo “.iid” conforme apresentado abaixo:

Figura 48. Arquivo “.iid” do 123LR1 modificado.

```

MND_LR1.iid
58      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="AnIn3" fc="MX" prefix="PRO"
59      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="AnOut0" fc="MX" prefix="PRC
60      </DataSet>
61      <DataSet name="DS_ST">
62      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="LLN0" doName="Health" fc="ST"/>
63
64      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="Loc" fc="ST"/>
65      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="Auto" fc="ST"/>
66      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="SepcosOff" fc="ST"/>
67      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckSrvPos" fc="ST"/>
68      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckTestPos" fc="ST"/>
69      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckUndPos" fc="ST"/>
70      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckFltPos" fc="ST"/>
71      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TruckMntPos" fc="ST"/>
72      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="HSCBorderFlt" fc="ST"/>
73      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="LockOut" fc="ST"/>
74      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TripAndLock" fc="ST"/>
75      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TripAndRec" fc="ST"/>
76      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="TripAndNoRec" fc="ST"/>
77      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="AlarmNoClose" fc="ST"/>
78      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="ProtTrip" fc="ST"/>
79      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="MatFault" fc="ST"/>
80      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="Watchdog" fc="ST"/>
81      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="LTDWorking" fc="ST"/>
82      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="LTDNOK" fc="ST"/>
83      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="AntiPumpF" fc="ST"/>
84      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="GSIG" lnInst="1" doName="OrderCBReset" fc="ST"/>
85      <FCDA ldInst="CTRL" lnClass="LPHD" lnInst="1" doName="PhyHealth" fc="ST"/>
86

```

Fonte: Próprio autor.

O arquivo “.iid” modificado foi inserido novamente no SICAM PAS v8.15 e o comportamento da rede foi novamente analisado com o Wireshark v3.2.

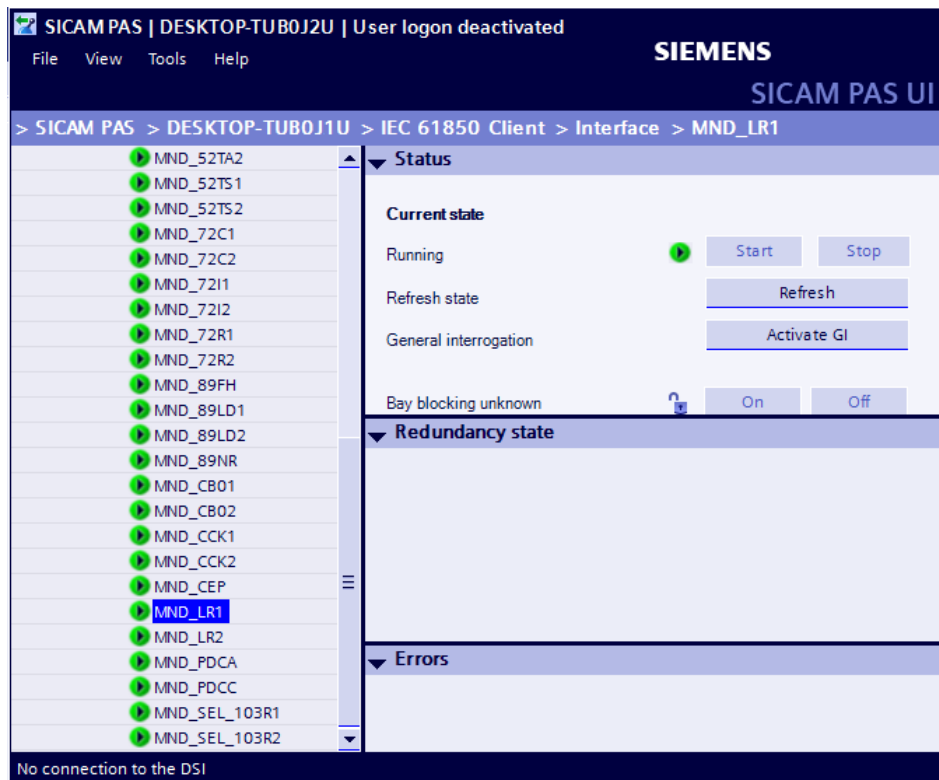
Figura 49. Rede com o SICAM PAS 1 utilizando arquivo “.iid” modificado.

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
138938	83.697216	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11674 Ack=79289 Win=64512 Len=0
140114	84.489384	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	194	unconfirmed-PDU
140398	84.688405	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11674 Ack=79423 Win=64256 Len=0
141361	85.300732	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	91	4846 confirmed-RequestPDU
141370	85.315376	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	106	4846 confirmed-ResponsePDU
141660	85.489542	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	194	unconfirmed-PDU
141662	85.489697	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11711 Ack=79603 Win=64256 Len=0
143080	86.491117	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	194	unconfirmed-PDU
143407	86.688830	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11711 Ack=79737 Win=65536 Len=0
144644	87.491237	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	194	unconfirmed-PDU
144955	87.689050	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11711 Ack=79871 Win=65536 Len=0
145611	88.157775	172.59.42.51	172.59.42.83	COTP	1088	DT TPDU (0) [COTP fragment, 1021 bytes]
145613	88.158358	172.59.42.51	172.59.42.83	COTP	1088	DT TPDU (0) [COTP fragment, 1021 bytes]
145615	88.158570	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11711 Ack=81927 Win=65536 Len=0
145617	88.159037	172.59.42.51	172.59.42.83	COTP	1088	DT TPDU (0) [COTP fragment, 1021 bytes]
145620	88.159288	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	613	unconfirmed-PDU
145621	88.159494	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11711 Ack=83508 Win=65536 Len=0
146098	88.495158	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	194	unconfirmed-PDU
146410	88.688616	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11711 Ack=83642 Win=65536 Len=0
147585	89.496182	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	194	unconfirmed-PDU
147894	89.689137	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11711 Ack=83776 Win=65280 Len=0
148275	89.961304	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	303	unconfirmed-PDU 0,000000
148626	90.189384	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11711 Ack=84019 Win=65024 Len=0
148790	90.304640	172.59.42.83	172.59.42.51	MMS	91	4871 confirmed-RequestPDU
148800	90.307539	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	106	4871 confirmed-ResponsePDU
149079	90.508811	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	194	unconfirmed-PDU
149080	90.508890	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11748 Ack=84199 Win=64768 Len=0
150550	91.508352	172.59.42.51	172.59.42.83	MMS	194	unconfirmed-PDU
150978	91.789013	172.59.42.83	172.59.42.51	TCP	60	54108 → 102 [ACK] Seq=11748 Ack=84333 Win=64768 Len=0

Fonte: Próprio autor.

Nota-se que a conexão não foi interrompida, estabelecendo-se comunicação com trocas de mensagens MMS de forma contínua. O mesmo procedimento foi realizado para o IED do 123LR2 e verificou-se que ambos estabeleceram comunicação com o SICAM PAS 1 conforme indicado na ferramenta de monitoramento das conexões da UTR.

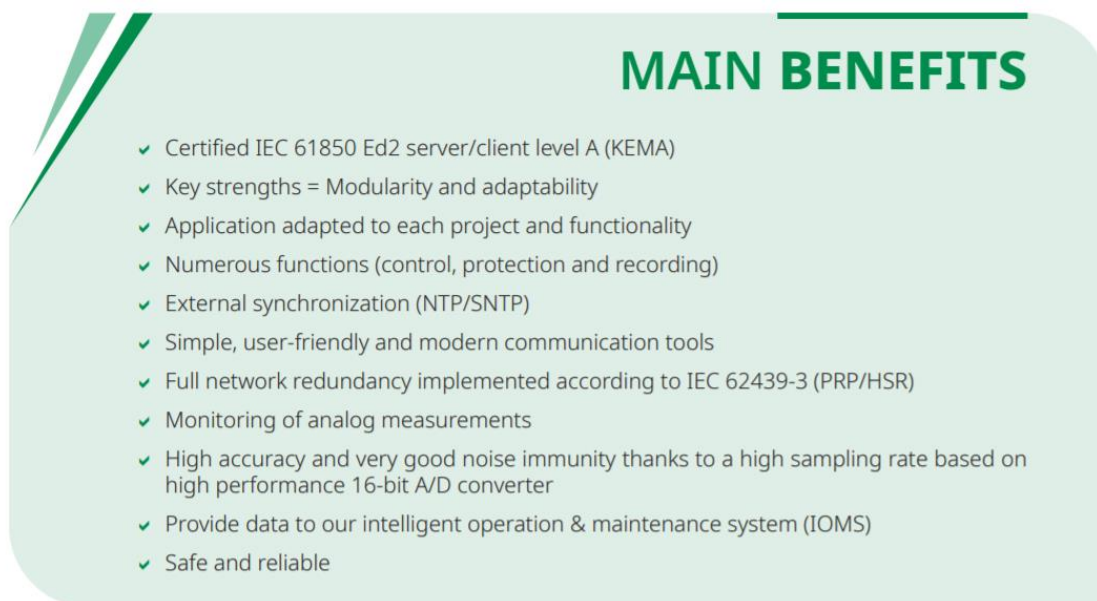
Figura 50. Monitor de conexões do SICAM PAS 1 indicando comunicação com os IEDs 123LR1 e 123LR2.



Fonte: Próprio autor.

A incompatibilidade do IED Sepcos da Secheron utilizado no monitoramento dos retificadores 123LR1 e 123LR2 se deve ao fato desse equipamento não ter a homologação concedida pela IEC para soluções que estejam em conformidade com a norma IEC 61850. Tal homologação só foi concedida em outubro de 2021 conforme apresentado no novo catálogo do Sepcos da Figura 51 abaixo:

Figura 51. Novo catálogo Sepcos IEC 61850.



Fonte: SECHERON, 2021.

Porém, o projeto de automação da subestação SE Mendes Vila Natal foi desenvolvido em implementado ao longo de 2020, ano em que tal equipamento ainda não atendia totalmente aos requisitos da norma.

3. CONCLUSÕES

A Norma IEC 61850 tem a função de regulamentar a comunicação entre os equipamentos eletrônicos inteligentes que compõem sistemas de automação de subestações. Nesse contexto, ela estabelece padrões quanto aos serviços de mensagens e protocolos de comunicação que podem ser utilizados, bem como o modelo de dados que os equipamentos devem seguir quando são descritos em termos de suas funcionalidades, utilizando a linguagem SCL (*Structured Control Language*) proposta pela norma. Tal norma tornou-se necessária frente ao surgimento de diversas soluções envolvendo automação de subestações de fabricantes distintos que não seguiam a mesma padronização, dificultando projetos de integração entre essas ferramentas.

Nos dias atuais a norma é largamente difundida e é exigida por clientes privados e públicos através de contratos ou editais de licitação, sendo que a IEC (*International Electrotechnical Commission*) é responsável por homologar equipamentos e soluções que estejam em acordo com a regulamentação proposta pela norma IEC 61850. No âmbito do projeto de automação da subestação SE Mendes Vila Natal da CPTM apresentado neste trabalho, verificou-se uma não conformidade no arquivo de descrição SCL dos IEDs responsáveis pelo monitoramento dos retificadores 3kV que impossibilitou a comunicação via IEC 61850 com esses dispositivos, inviabilizando uma parte do projeto de automação caso tal problema não fosse resolvido. Nesse contexto, através da análise da rede ethernet da subestação e do arquivo de descrição SCL dos equipamentos envolvidos, bem como um estudo aprofundado da norma IEC 61850-7-2 que regulamenta o modelo de dados que o arquivo SCL deve descrever, chegou-se à causa do problema de comunicação.

A correção implementada através da remoção do objeto de dados “HSCBOPnCIsFlt” se mostrou satisfatória, fazendo com que a Unidade Terminal Remota (SICAM PAS 1) responsável pela comunicação com os IEDs dos retificadores 123LR1 e 123LR2 conseguisse estabelecer conexão de forma estável e receber os dados de monitoramento enviados por esses dispositivos. Assim, o projeto de automação da subestação Mendes Vila Natal pode dar continuidade até a sua conclusão, beneficiando usuários de trens da linha 9 da CPTM através da expansão desse trecho.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABB AB. IEC 61850 communication protocol manual. ABB, 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 25 de novembro de 2021.
- [2] ALMEIDA, E. Norma IEC 61850 – Novo padrão em automação de subestações. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.
- [3] ALVES, Ubiratan. Avaliação de desempenho de segurança cibernética do protocolo IEC-61850 através de análise de fluxo utilizando o conceito de PICOM. XX SNPTEE, Recife, 22 de Novembro de 2009. Disponível em: <<https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/AVALIA%20C3%87%20C3%83O-DE-DESEMPENHO-DE-SEGURAN%20C3%87A-CIBERN%20C3%89TICA-NO-PROTOCOLO-IEC-61850-ATRAV%20C3%89S-DE-ANALISE-DE-FLUXO-UTILIZANDO-O-CONCEITO-DE-PICOM-PIECE-OF-COMMUNICATION.pdf>>. Acesso em 15 de novembro de 2021.
- [4] BELCHIOR, F. Cap. 6 – Transformadores para instrumentos. UNIFEI, Itajubá, março de 2014. 61 slides. Disponível em: <<https://docplayer.com.br/7226089-Cap-6-transformadores-para-instrumentos-tp-transformador-de-potencial-tc-transformador-de-corrente.html>>. Acesso em 19 de novembro de 2021.
- [5] CIORACA, A. *et al.* What protection engineers need to know about networking. IEEE, 30 de março de 2015. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7102197>>. Acesso em 25 de novembro de 2021.
- [6] COMO é composta a tarifa. ANEEL, 2016. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false#:~:text=Este%20setor%20C3%A9%20dividido%20em,%20sim%20institui%20por%20leis.>. Acesso em: 11 de Agosto de 2020.
- [7] COVRE, H. Integração de dados dos sistemas de proteção de subestações distribuidoras. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 111. 2011.
- [8] DE SOUZA, B. Aplicação da norma IEC 61850 em automação de subestações de energia elétrica. TCC (Graduação) – Universidade Federal do Pará. Tucuruí, p. 62. 2013.
- [9] FEUERHAHN, S. IEC 61850 Tutorial. Beanit, Berlim, 2021. Disponível em: <<https://www.beanit.com/privacy/>>. Acesso em 24 de novembro de 2021.

- [10] GADELHA, M; FRANCO, P. IEC 61850 Network Cybersecurity: Mitigating GOOSE Message Vulnerabilities. PAC World America Conference. Raleigh, 20 de agosto de 2019. Disponível em: <https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6921_IEC61850Network_MS_20190712_Web.pdf?v=20190821-201111>. Acesso em 12 de novembro de 2021.
- [11] GUDWIN, R. Introdução à linguagem UML. UNICAMP, 2010. Disponível em: <<http://www.dca.fee.unicamp.br/~gudwin/ftp/ea976/Estruturais2010.pdf>>. Acesso em 2 de Dezembro de 2020.
- [12] HOU, D. IEC 61850 – What it can and cannot offer to traditional protection schemes. SEL Journal of Reliable Power. Outubro de 2010. Disponível em: <https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6335_IEC61850_DH-DD_20080912_Web.pdf>. Acesso em: 28 de Outubro de 2021.
- [13] HSR/PRP redundancy protocols for high-availability smart grid networks. TTTECH, 2021. Disponível Em: <<https://www.tttech-industrial.com/technologies/hsr-prp>>. Acesso em 25 de novembro de 2021.
- [14] IEC. Communication networks and systems for power utility automation. Genebra: IEC, 2020. 230 p.
- [15] IGARASHI, G. Estudo da IEC61850 e o seu impacto no sistema de automação de subestações. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 67. 2007.
- [16] JAMHOUR, E. Arquitetura TCP/IP/ETHERNET. PUCPR, 2021 26 slides. Disponível em: <<https://www.ppgia.pucpr.br/~jamhour/Pessoal/Graduacao/Ciencia/Teoria/ArquiteturaTCP/IP.pdf>>. Acesso em 01 de novembro de 2021.
- [17] KIRRMANN, H. Introduction to IEC61850 substation communication standard. ABB, 2004. Disponível em: <https://web.fe.up.pt/~asousa/sind/acetat/AI_EPFL/AI_421_IEC61850.pdf>. Acesso em 20 de Novembro de 2020.
- [18] KLAUS, P. Data Model of the Standard IEC 61850. ABB, April de 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 24 de novembro de 2021.
- [19] KREUTZ, Felipe Campos. Automação de subestações através da norma IEC 61850. 2014. 65 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.
- [20] LIMA, J; CARVALHO C. Extensible Markup Language (XML). UFG, 2005. Disponível em: <http://ww2.inf.ufg.br/sites/default/files/uploads/relatorios-tecnicos/RT-INF_002-05.pdf>. Acesso em 10 de Dezembro de 2020.

- [21] LOPES, Y. *et al.* *Smart Grid e IEC 61850: Novos Desafios em Redes e Telecomunicações para o Sistema Elétrico*. SBRT, Brasília, 13 de setembro de 2012. Disponível em: < <https://biblioteca.sbrrt.org.br/articles/1108> >. Acesso em: 25 de novembro de 2021.
- [22] MECANISMOS de comunicação GOOSE MMS, 2015. Disponível em: <<https://docplayer.com.br/1927199-Iec61850-mecanismos-de-comunicacao-goose-mms.html>>. Acesso em 24 de novembro de 2021
- [23] MENEGATTI, Carlos Renato. O Sistema Elétrico. EEL USP, Lorena, 2020. Disponível em: <<https://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/5840834/59/SistemaEletrico1.pdf>>. Acesso em: 15 de Agosto de 2020.
- [24] MOHAGHEGHI, S *et al.* Modeling Distribution Automation System Components Using IEC 61850. IEEE. Julho de 2009. Disponível em < https://www.academia.edu/6109274/Modeling_distribution_automation_system_components_using_IEC_61850>. Acesso em 08 de Novembro de 2021
- [25] O QUE é um preâmbulo ethernet. Criarfazer, 2021. Disponível em:< <https://www.criarfazer.net/o-que-e-um-preambulo-ethernet/>>. Acesso em 13 de novembro de 2021.
- [26] OLIVEIRA, J. REDUNDÂNCIA DE REDES DE ALTA DISPONIBILIDADE CONFORME A NORMA IEC 62439-3. PROTCOM, Guarulhos, 2021. Disponível em: < <https://www.protcom.net/redundancia-de-redes-de-alta-disponibilidade-conforme-a-norma-iec-62439-3/>>. Acesso em 25 de novembro de 2021.
- [27] PANHALKAR, T. Introduction do TCP and UDP. Infosavvy, 2021. Disponível em: < <https://info-savvy.com/introduction-to-tcp-and-udp/>>. Acesso em 24 de novembro de 2021.
- [28] PICOLO, H. Aplicação da norma IEC 61850 na Proteção, Especificação dos Equipamentos, Supervisão e Controle de Subestações. 2013. 125f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, novembro de 2013.
- [29] REGULÇÃO dos Serviços de Sistribuição. ANEEL, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>>. Acesso em: 10 de Agosto de 2020.
- [30] RICCARDO, A. IEC 61850 testing and commissioning Advantages using GOOSE messaging. National Grid, Syracuse, 25 de março 2019. Disponível em: <http://prorelay.tamu.edu/wp-content/uploads/sites/3/2019/03/IEC61850_Testing_and_Commissioning_advantages_Using_GOOSE.pdf>. Acesso em 19 de novembro de 2021.
- [31] SECHERON. Control & Protection relays: STELLA-SEPCOS. Secheron SA, Suíça, Genebra, outubro de 2021. Disponível em: < https://www.secheron.com/wp-content/uploads/2021/10/SG825866BEN_E00_Brochure_STELLA_SEPCOS_10-2021.pdf >. Acesso em 1 de dezembro de 2021.

- [32] SHINTON, A. A Guide To GPS NTP Servers For Network Time Synchronization. TimeTools, 2 de maio de 2018. Disponível em:< <https://timetoolsltd.com/gps/gps-ntp-server/>>. Acesso em 22 de novembro de 2021.
- [33] SHINTON, A. All You Need To Know About Simple Network Time Protocol. TimeTools, 7 de janeiro de 2020. Disponível em:< <https://timetoolsltd.com/ntp/sntp-overview/>>. Acesso em 23 de novembro de 2021.
- [34] STACHEL, P; SCHEGNER, P. Estimation of DC time constants in fault currents and their relation to Thévenin's impedance. Modern Electric Power Systems, Wroclaw, 20 de setembro de 2010. Disponível em:<<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6007198/similar#similar>>. Acesso em 21 de novembro de 2021.
- [35] THREE WAY handshake. GitBook, 2020. Disponível em: < <https://gitbook.ganeshicmc.com/redes/three-way-handshake> >. Acesso em 24 de novembro de 2021.
- [36] TIME sync module. Prosoft, 2021. Disponível em: < <https://www.prosoft-technology.com/Products/Gateways/Aparian/Time-Sync-Module> >. Acesso em 22 de novembro de 2021.
- [37] TOMASULO, D. Aplicação dos padrões da norma IEC61850 a subestações compartilhadas de Transmissão/Distribuição de energia elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p.117. 2011.
- [38] TRANSFORMADOR de corrente. Wikipedia, 2019. Disponível em: < https://pt.wikipedia.org/wiki/Transformador_de_corrente >. Acesso em 19 de novembro de 2021.
- [39] WHAT Are Datasets? Triangle Microworks, 2021. Disponível em: < <https://www.trianglemicroworks.com/help/6tsp/Content/Testing%20IEDs/What%20Are%20DataSets.htm> >. Acesso em 21 de novembro de 2021.
- [40] ZIMATH, L. *et al.* Sincronização temporal de equipamentos usando rede ethernet – Análise do estado da arte. SNPTEE, Florianópolis, 26 de outubro de 2011. Disponível em: < <http://anaissnp tee.cigre.com.br/arquivos/arquivos/GTL%20%209.pdf> >. Acesso em 10 de novembro de 2021.