



**FACULDADE DE TECNOLOGIA SENAI CIMATEC  
ESPECIALIZAÇÃO EM AUTOMAÇÃO, CONTROLE E ROBÓTICA.**

**ADENILSON LIMA ROCHA**

**PROPOSTA DE UM MODELO DE AUTOMAÇÃO PARA PROTEÇÃO DE UMA  
SUBESTAÇÃO ELÉTRICA EM 69kV/13.8Kv UTILIZANDO O PROTOCOLO DE  
COMUNICAÇÃO IEC 61850 COMO PADRÃO PARA GERENCIAMENTO DE  
MENSAGENS E DIAGNOSE DE FALHAS DO SISTEMA ELÉTRICO.**

**Salvador  
2017**

**ADENILSON LIMA ROCHA**

**PROPOSTA DE UM MODELO DE AUTOMAÇÃO PARA PROTEÇÃO DE UMA  
SUBESTAÇÃO ELÉTRICA EM 69kV/13.8Kv UTILIZANDO O PROTOCOLO DE  
COMUNICAÇÃO IEC 61850 COMO PADRÃO PARA GERENCIAMENTO DE  
MENSAGENS E DIAGNOSE DE FALHAS DO SISTEMA ELÉTRICO.**

Monografia apresentada à Faculdade de  
Tecnologia SENAI CIMATE como requisito  
parcial para a obtenção do Título de  
Especialista em Automação Controle e  
Robótica Industrial

Professor Orientador: Nome completo do  
Professor, titulação.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Centro Universitário SENAI CIMATEC

R372p Rocha, Adenilson Lima

Proposta de um modelo de um projeto de automação para proteção de uma subestação elétrica em 69Kv/13.8Kv utilizando o protocolo de comunicação IEC 61850 como padrão para gerenciamento de mensagens e diagnose de falhas do sistema elétrico / Adenilson Lima Rocha. – Salvador, 2017.

92 f. : il. color.

Orientador: Prof. Dr. Oberdan Rocha Pinheiro..

Monografia (Especialização em Automação, Controle e Robótica) – Programa de Pós-Graduação, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Salvador, 2017.

Inclui referências.

1. Sistema elétrico de potência 2. Automação de SEP. 3. Diagnose de falha. 4. Padrão IEC 61850. I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Pinheiro, Oberdan Rocha. III. Título.

CDD: 629.8

Dedico esse trabalho a minha querida mãe que tanto fez pelos seus filhos tornando-os homens digno e pessoas capazes de viver em uma sociedade corrupta e permanecer homens honestos de boa conduta.

## **AGRADECIMENTOS**

Deus que mesmo sem conhecê-lo, acredito está nos protegendo e fazendo acreditar que cada dia será diferente e que o problema de hoje, pode ser resolvido no dia seguinte.

A minha mãe toda poderosa por toda sua dedicação, apoio e paciência diante de tantas dificuldades.

.

“Duas coisas são infinitas, o universo e a estupidez dos homens. Mas em relação ao universo ainda não tenho certeza absoluta”.

Albert Einstein

## RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo propor um projeto de modernização de uma subestação elétrica com fornecimento em 69Kv e distribuição para sete ramais em 13.8 kV. Isso porque as instalações atuais encontram-se descontinuado em relação à rede de automação, referentes aos relés digitais, protocolo de comunicação e meio físicos. Essas dificuldades e instabilidades da rede de automação do sistema elétrico motivou essa nova plataforma de comunicação para automação da nova subestação, serão usados dispositivos inteligentes (Relés digitais) com o protocolo de comunicação padrão IEC 61850, garantido interoperabilidade entre todos os dispositivos instalados, possibilitando comando remoto, oscilógrafia, histórico, diagnose das falhas e eventos em tempo real que será monitorado pela interface de supervisão usado Elipse Power e extração desses dados pela interface de engenharia através da ferramenta Ascleration Quick Set da SEL.

O protocolo IEC 61850 possui grandes melhoria quando aplicado a automação para proteção de sistemas elétricos, isso porque além ser escalonável permitindo ampliações futuras, permite segmentação para trafego de mensagens entre MMS e GOOSE devido a alta velocidade das mensagens GOOSE trocada entre os IEDs, por esse motivo será utilizado na arquitetura de automação GPS para sincronização de toda rede, para captação dos status, oscilografia e historiamto sejam em tempo real para que não haja um delay nos eventos da rede.

Palavra-chave: Sistemas elétricos de potência, Automação de SEP, diagnose de falha e padrão IEC 61850.

## **ABSTRACT**

This work aims to propose the modernization project of an electric substation with 69Kv supply and distribution to seven branches in 13.8 kV. This is because the gift installations are discontinued in relation to the automation network, referring to digital relays, communication protocol and physical medium. These difficulties and instabilities of the electrical system automation network motivated this new communication platform for automation of the new substation, intelligent devices (Digital relays) will be used with the IEC 61850 standard communication protocol, ensuring interoperability between all the installed devices, enabling command Remote, oscillograph, history, fault diagnosis and real-time events that will be monitored by the supervisory interface used Elipse Power and extraction of this data through the interface of engineering through the tool Asceleration Quick Set of SEL. The IEC 61850 protocol has great improvement when it is applied to the automation to protect electrical systems, because in addition to being scalable allowing future extensions, it allows segmentation for message traffic between MMS and GOOSE due to the high speed of the messages GOOSE exchanged among the IEDs, Reason will be used in the GPS automation architecture to synchronize the entire network, to capture status, oscillography and historicity be in real time so there is no delay in the network events.

Key words: Electric System Power, Automation from SEP, fault diagnosis and standard IEC 61850.



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CID	Configured IED Description
CLP	Controlador Logico Programável
DNP	Distributed Network Protocol
DNS	Domain Name System
GE	General Eléctric
GNSS	Global Navigation Satellite System
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
GPS	Global Positioning System
GSSE	Generic Substation State Events
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
ICD	IED Capability Description.
ID	Device Identification
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Eletronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	Interface Homem Maquina
IRIG-B	Time Code Generators
ISA	Appliance Security Industrial
ISO	International Stardard Organization
kMh	Kilo Watt Hora
kV	Kilo Volts
LAN	Local Area Network
LN	Local Area Network
MAC	Media Access Control
MDB	Banco de Dados das Memorias
MIB	Base de gerenciamento de informações
MMS	Distribuição Secundária
MVA	Mega Watt Amperes

MW	Mega Watt
NBR	Norma Brasileira
NTP	Network Time Protocol
OLE	Object Linking and Embedding
OPC	Object Linking and Embedding
OSI	Open Systems Interconnect
PRODIST	Procedimento de Distribuição
PTP	Precision Time Protocol
RIP	Routing Information Protocol
RTC	Relação de transformação de corrente
SAS	System Automation Substation
SCD	Substation Configuration Description.
SCL	Substation Configuration Languagem
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SEP	Sistema Elétricos de Potência
SNTP	Simple Network Time Protocol
SSD	System Specification Description.
SV	Sampled Values
TC	Transformador de Corrente
TCP	Transmission Control Protocol
TI	Technologic Information
TP	Transformador de Potência
UCP	Unidade Central de Processamento
UDP	User Datagrama Protocol
UDP	User Datagrama Protocolo
UP	Unidade de Processamento
UTR	Unidade de Terminal Remota
UTR	Unidade de Terminal Remoto
VB	Visual Basic
VLAN	Virtual Local Area Network
WAN	Wide Area Network
WWW	World Wide Web
XML	eXtensible Markup Language
XSD	XML Schema Definition

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Subestação elétrica de (69/13.8)kV: .....	20
Figura 2: Régua de borne dos instrumentos e comando do transformador .....	22
Figura 3: Transformador de força.....	22
Figura 4: Malha de controle de proteção do transformador.....	23
Figura 5: Diagrama funcional do bloco de entradas digitais do rele SEL 787 .....	24
Figura 6: Diagrama funcional do bloco de entradas digitais do rele SEL 787 .....	24
Figura 7: Transformadores de corrente Fonte: Subestação.....	25
Figura 8: Chaves seccionadoras trifásicas .....	26
Figura 9: Disjuntor a vácuo com classe de tensão em 69kV .....	27
Figura 10: Diagrama do rele para proteção do disjuntor .....	28
Figura 11: Relé de Gás .....	28
Figura 12: Chave religadora micro processada.....	30
Figura 13: Cabos interligados os I/O dos IEDs.....	32
Figura 14: Cabos vindos do campo para o painel de reles .....	32
Figura 15: Processador SEL 2440 unidade remota.....	33
Figura 16: Arquitetura atual da rede de automação da subestação .....	35
Figura 17: Arquitetura de automação para SAS padrão IEC 61850.....	39
Figura 18: Painel de relé PN-001 .....	40
Figura 19: Painel de relé PN-002 .....	40
Figura 20: Dispositivos de comunicação .....	41
Figura 21: Arquitetura da rede para o sistema de proteção .....	42
Figura 22: Protocolo de comunicação em SAS antes da IEC 61850 .....	43
Figura 23: Representação da estrutura dos nós lógicos nos IEDs.....	46
Figura 24: Modelo de dados para um IED.....	47
Figura 25: Modelo de um IED visto de dentro das UTR .....	45
Figura 26: IEDs de proteção SEL 311C .....	49
Figura 27: Diagrama funcional e comunicação .....	50
Figura 28: Aranjo geral da subestação de 69 kV.....	52
Figura 29: VLAN básica. Fonte .....	54
Figura 30: Configurando uma VLAN através do Switch .....	55
Figura 31: GPS para sincronismo da rede de automação e controle da SAS.....	56
Figura 32: Painel de integração dos IEDs a rede de automação e proteção .....	57

Figura 33: Arquitetura de comunicação para trafego de mensagens da rede SAS...	58
Figura 34: Drive de comunicação QuickSEt Setup para configuração dos reles .....	58
Figura 35: Teste de IEDs para integração a rede SAS .....	60
Figura 36: Comparação entre a camada OSI e TPC/IP .....	63
Figura 37: Nível de bay com IEDs de fabricante diferentes com IEC 61850 .....	64
Figura 38: Criação de arquivo do tipo AcSELerator Quickset Settings (rdb) .....	64
Figura 39: Modelo de registro em XML para configuração XSD .....	65
Figura 40: Estrutura da linguagem de configuração de subestação.....	66
Figura 41: Estrutura da linguagem de configuração de subestação.....	69
Figura 42: Teste de mensagem GOOSE entre dois IEDs (Fonte: Testing of Goose Protocol of IEC61850 Standard in Protection IED).....	69
Figura 43: Tipo de mensagem GOOSE em um sistema real .....	70
Figura 44: Telegrama GOOSE .....	71
Figura 45: MMS clien/server model.....	72
Figura 46: Encapsulando dispositivo real em um virtual .....	73
Figura 47: MMS Objetcts and Services .....	73
Figura 48: Proteção de TPs e TCs usando protocolo SV .....	74
Figura 49: Referência de um mdelo para gerador de trafico SV .....	75
Figura 50: Diagrama unifilar de proteção da subestação elétrica.....	77
Figura 51: Proteção na entrada da linha de transmissão .....	78
Figura 52: Proteção do transformador de força TF001 .....	79
Figura 53: Proteção do transformador TF 002 .....	79
Figura 54: Rele de transferência de cargas dos bays .....	80
Figura 55: Criando um novo IED com o Asceleration Quickset.....	81
Figura 56: Configuração de comunicaçãoIED 751 SEL .....	82
Figura 57: Tela de acesso ao IED na unidade de engenharia .....	82
Figura 58: Tela de supervisorio com o Elipse E3 .....	84
Figura 59: Tela de supervisão status e comando.....	85
Figura 60: Tela de eventos e alarmes .....	86
Figura 61: Supervisorio proposto para implnantação .....	86

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Grupos de Nós Lógicos e Quantidade de Nós Relacionados.....	48
Tabela 2: Comparativa dos LNs entre a ANSI e IEC 61850.....	50

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Dimensionamento de um device electronic inteligente (IED) .....	51
---	----

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>17</b>
<b>1 ESTRUTURA DA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA</b> .....	<b>19</b>
1.1 TIPOS DE SUBESTAÇÕES .....	19
1.2 COMPONENTES QUE COMPÕE A ESTRUTURA DA SUBESTAÇÃO .....	21
1.2.1 Transformadores de força com ventilação forçada .....	21
1.2.1.1 Malha de automação para proteção do transformador de força .....	23
1.2.2 Transformador de corrente - TC .....	25
1.2.3 Chave seccionadora .....	25
1.2.4 Disjuntor de potência para proteção do transformador .....	26
1.2.4.1 Controle de monitoramento e ação dos relés através dos blocos de entradas e saídas .....	28
1.2.5 Relé de buchos .....	28
1.2.6 Chave religadora automática .....	29
1.2.6.1 Perfis de proteção .....	29
1.2.6.2 Protocolo de comunicação .....	30
1.3 CONDIÇÕES ATUAIS DA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA .....	31
1.4 MODELAGEM DA ARQUITETURA DA REDE DE AUTOMAÇÃO E COMUNICAÇÃO EXISTENTE .....	31
1.4.1 Arquitetura da rede de comunicação .....	33
1.4.2 Problema na interoperabilidade .....	36
1.5 OBJETIVO DA PROPOSTA .....	37
1.6 ARQUITETURA DA REDE DE AUTOMAÇÃO .....	38
1.6.1 Dispositivos de comunicação e proteção da subestação .....	39
1.6.2 Arquitetura da rede para o sistema de proteção .....	41
<b>2 IEC 61850 PADRÃO DE COMUNICAÇÃO PARA REDES DE AUTOMAÇÃO EM SUBESTAÇÕES ELÉTRICA</b> .....	<b>42</b>
2.1 IMPORTÂNCIA DO PADRÃO IEC 61850 E COMO É APLICADO NOS SISTEMAS ELÉTRICOS CONTEXTO TEÓRICO .....	44
2.2 MODELAGEM VIRTUAL DOS IEDS .....	45
2.3 RELAÇÃO ENTRE O PADRÃO ANSI E IEC 61850 .....	49
<b>3. INTEGRAÇÃO FÍSICA DA REDE E COMUNICAÇÃO</b> .....	<b>51</b>
3.1 INTEGRAÇÃO DOS IEDs A REDES FÍSICA EM NÍVEL DE PROCESSO E CONTROLE .....	57

3.1.1 Configuração e parametrização dos IEDs .....	58
<b>4. MODELAGEM DE COMUNICAÇÃO DA SUBESTAÇÃO USADO O PADRÃO IEC 61850 PARA TROCA DE MENSAGENS ENTRE OS IEDs .....</b>	<b>61</b>
4.1 CONFIGURAÇÃO DOS IEDS E MENSAGENS TROCADAS ENTRE OS MESMOS NA REDE DE AUTOMAÇÃO .....	62
4.1.1 Exemplo de configuração de um arquivo com linguagem SCD. (Using the code with a new SCD file) .....	67
4.2 GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event).....	68
4.3 MMS (Manufacturing Message Specification) .....	71
4.4 IEC 61850 Sampled Values .....	74
4.5 SNTP Protocolo Simples de gerência de rede .....	76
<b>5. APLICAÇÃO DOS IEDs NA MALHA DE PROTEÇÃO DA SAS PROPOSTA.....</b>	<b>77</b>
<b>6. SALA DE CONTROLE E MONITORAMENTO COM SUPERVISÓRIO ELIPSE POWER.....</b>	<b>81</b>
6.1 Interface de engenharia com o Asceleration QuickSet.....	83
<b>7. CONCLUSÃO .....</b>	<b>84</b>
<b>8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>86</b>



## INTRODUÇÃO

Nesse trabalho será abordado os conceitos de uma subestação elétrica de potência com entrada em 69 kV e saída em média tensão 13,8 kV conforme NBR 14039, que alimenta as estações de processo industriais, e um projeto de modernização da automação para proteção do sistema elétrico. Suas instalações estão expostas ao tempo, por isso seus dispositivos sofrem muitas intervenções para manutenção corretiva, tendo que parar determinado ramal de saída e todas as instalações que está sendo alimentado por esse ramal. Essa ação não programada tem impacto direto na produção da empresa, e no ganho operacional. Também as instalações são precária, os dispositivos de proteção atuam indevidamente ocasionando muitas das vezes parada de algum ramal de alimentação por conta das faltas de tensão gerada por sobre corrente nos cabos que encontram-se subdimensionados. Isso ocorre devido o aumento de cargas sem um redimensionamento da infraestrutura para suportar os transitórios na rede elétrica. Por esse motivo ocorre perda de produção e atuação indevida das proteções que estão parametrizadas para condições iniciais do projeto. Para solucionar esses problemas no modelo atual um profissional ou equipe tem que ir ate o local reconhecer as falhas na interface dos relés, manobrar chaves ou religar um dispositivo atuado para reestabelecer a operação.

Diante dos problemas ocorridos e devido à falta de controle e proteção mais eficaz, a subestação será modernizada, contemplando uma demanda maior de potência, automação para proteção, e diagnostico de falha, bem como aumento da autonomia no tempo de operação que já contempla um controle das ações dos dispositivos de proteção, monitoramento dos eventos, manutenção preditiva remota. Nesse novo modelo de subestação automatizada, duas mudanças será de suma importância na melhoria das respostas na rede de comunicação e nos barramento de campo, ou seja, deixará de ter comunicação via interface RS 232/485 exceto para acesso local, bem como troca de mensagem prioritária pelo protocolo DNP 3.0 passando a ter como principal protocolo de comunicação o padrão internacional IEC 61850.

Esse novo modelo de subestação será modernizada com dispositivos eletrônicos inteligentes IEDs para troca rápida de informações via GOOSE, diagnose de falha por sobre corrente e manutenção preditiva remota, terá aquisição de dados via interface de supervisão Elipse Power e interface de engenharia para configuração e

parametrização do IEDs Asceleration QuickSet Setup da SEL.

Nesse trabalho será apresentada a importância de um sistema de automação para subestação e as vantagens do uso do protocolo IEC 61850 como padrão de comunicação.

No capítulo 1, será abordado conceito sobre subestação elétrica de potência, trazendo informações breves de como são classificadas quanto aos tipos e seus componentes e aproveito para apresentar o cenário da subestação que está sendo construída em comparação com a existente.

O capítulo 2 é apresentado o padrão IEC 61850 desde a sua formação até as atualizações, protocolos e forma de comunicação, bem como as necessidades de aplicações em proteção de sistemas elétricos.

Para o capítulo 3 visa apresentar a rede de dispositivos eletrônicos inteligentes e como os mesmos serão integrados tanto da camada física quanto na camada de controle e engenharia

Capítulo 4 será apresentando a modelagem de comunicação entre os dispositivos usando o padrão IEC 61850.

Para o capítulo 5 descreve uma abordagem sobre os diagramas de proteção e a lógica de seletividade da subestação em estudo uma abordagem prática

Para o capítulo 6, os conceitos de sistemas de supervisão e monitoramento da subestação e simulação dessas interfaces com a rede

O Capítulo 7 finalmente a conclusão do trabalho com complementações futuras para melhoria desse conteúdo.

.

## 1. ESTRUTURA DA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA

A definição de subestação segundo João Mamede Filho, 2012, é conjunto de todos os equipamentos destinados à proteção, cabeamento, conversão de potência, manobras, controle e transmissão. Sua existência constitui um papel fundamental para os sistemas elétricos de potência (SEPs), que são interligados nos pontos de geração na entrada de alta com os barramentos de linha e transformadores, e o ponto de saída em média e baixa tensão para retransmissão ou distribuição e consumo de energia através dos ramais alimentadores (FILHO, 2012).

### 1.1. TIPOS DE SUBESTAÇÕES

Existem diversos tipos e configurações de subestações instaladas, desde a saída da geração (Usinas Elétricas) até a entrega ao consumidor. Podendo ser de tratamento, compensação de reativo, abaixadora e elevadora de tensão. A subestação em estudo trata-se de uma abaixadora de tensão para distribuição e consumo em (69/13.8) kV

Os equipamentos de transformação e proteção já estão sendo instalados. Os cabos de potência lançados, barramento de linha pronto, equipamentos como transformadores de força, transformadores de potência, transformadores de correntes, disjuntores religadores, chaves seccionadora, painéis de reles, disjuntores de potência em 69kV lado do primário e 13.8kV lado do secundário também instalados.

As instalações já montadas encontram-se sem o fornecimento de alimentação na entrada por parte da Coelba. Para que seja feito o fornecimento de energia através da concessionária, todas as instalações devem estar em conformidades com a resolução do PRODIST Modulo 8,e SM04.08-01.005 resolução da Coelba juntamente com a resolução 414 de 9 de setembro de 2010 da ANEEL. Após adequação aos padrões e normas, a concessionária permite o fornecimento de energia.

A figura 1 ilustra a subestação ainda na fase de construção dos barramentos de entrada, interligações dos ramais, rede aérea, cabos de comando, cabos de proteção e rede de comunicação.



Figura 1 - Subestação elétrica de (69/13.8)kV (Fonte: Retirada no campo de construção da subestação em fevereiro de 2017).

## 1.2. COMPONENTES QUE COMPÕE A ESTRUTURA DA SUBESTAÇÃO

Os componentes que compõe uma subestação elétrica são diversos e com variadas importâncias de aplicações, sendo desde controle, transformação e proteção, conforme listado abaixo:

- Transformador de força com ventiladores e exaustores;
- Transformador de corrente;
- Chave seccionadora motorizada;
- Disjuntor de potência para proteção dos transformadores;
- Relé de buchholz;
- Chaves religadora automática.

### 1.2.1. Transformador de força com ventilação forçada

É o equipamento principal de uma subestação, responsável por transformar a entrada de alta tensão no primário em media tensão na saída do transformador secundário, que liga os ramais de distribuição e consumo (FILHO, 2012).

A subestação possuirá dois transformadores a óleo com radiadores e dissipadores de calor, motor para ventilação forçada para ajudar na refrigeração da carcaça do equipamento e óleo interno do transformador, essa técnica além de manter o óleo refrigerado evita aumenta a pressão nas paredes do recipiente do transformador.

Os transformadores conterà chave de nível, sensor te temperatura tipo PT-100 RTD, Rele de gás buchholz, motores para ajudar na refrigeração. Todos esses sinais digitais e analógicos são interligado no painel de comando do transformador, e enviado para os relés, que por sua vez tem os valores de range calibrados e parametrizados para controle e proteção do equipamento. Qualquer condição do processo fora da faixa de proteção, um alarme configurado na logica de proteção será enviado para tela de supervisorio seguindo de um trip e intertravamento desligando o disjuntor geral e tirando a carga do transformador, em caso mais extremo como corrente de Pick Up, pode ocorrer transferência de carga realizando uma seletividade logica e entre os reles digitais via mensagem GOOSE.

Esses registros são registrados no histórico e enviado para tela de supervisão na camada de aplicação via mensagem MMS e armazenado nos reles para controle de eventos e oscilografia.

Alguns cuidados devem ser tomados para garantir que esse equipamento funcione com segurança, e evite danos ou falta de alimentação para os ramais de distribuição:

- Monitoramento do nível de óleo no reservatório e tanque;
- Monitoramento da pressão interna do tanque;
- Corrente de pick up;
- Corrente diferencial do transformador;
- Temperatura do óleo do tanque.

A figura 2 ilustra a régua de borne dos instrumentos de monitoramento do transformador, cada saída dessa vai para entrada do relé.



Figura 2- Régua de borne do transformador ( Fonte Retirada do transformador)

A temperatura será controlada pelo de temperatura tipo PT-100 que envia o sinal de saída para uma entrada analógica 4~20mA do rele digital e monitora a temperatura do transformador, para tomar ação como liga/desliga carga, liga ventilador e desligar disjuntor geral para tirar carga.

A figura 3 ilustra o transformador usado na subestação em estudo e pode ser melhor representando sua estrutura e seus componentes.



Figura 3 - Transformador de força (Fonte: Retirada da área da subestação).

As variações de corrente nos transformadores tornam susceptível a sensibilidade termina o que pode provocar desligamento indesejável e falha-falta, para evitar essas ações esse equipamento é monitorado com frequência, são configurado os sets desejado para alarmes e para controle (DONADUZZI, 2014). A figura 4 ilustra um controle automático de um transformador. Esse controle é apenas uma representação do que será aplicado no projeto da subestação em estudo.

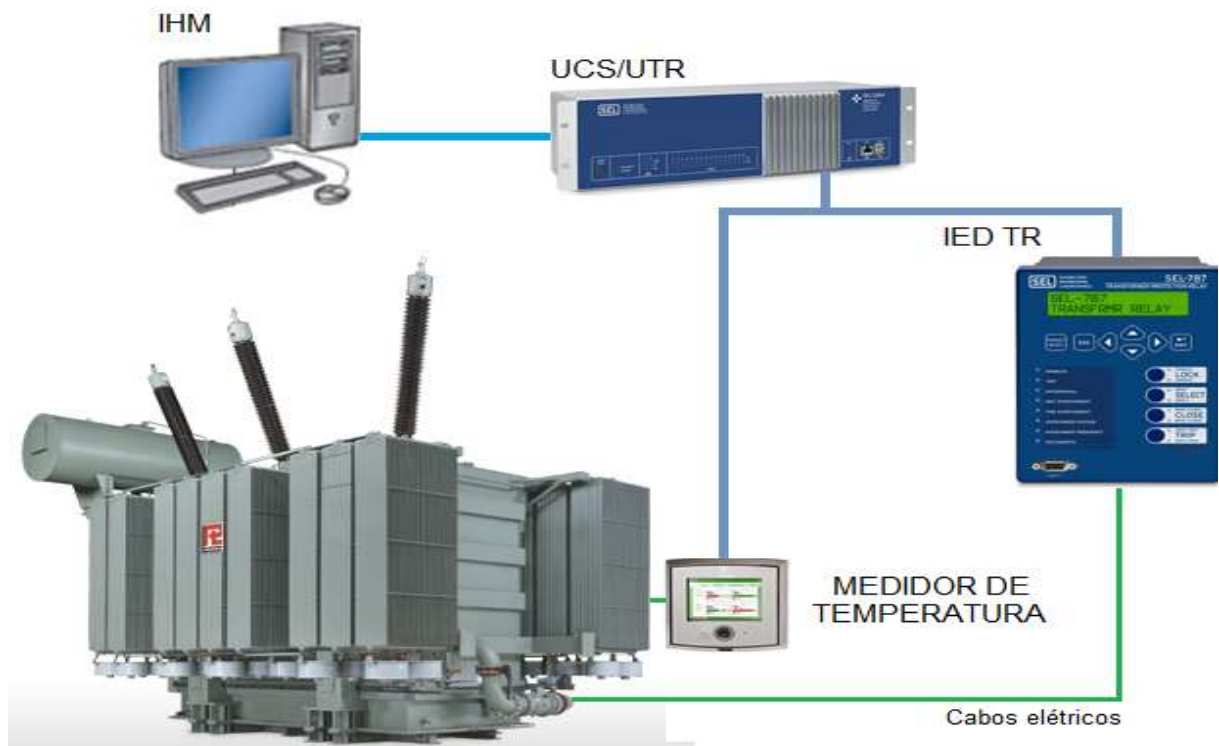


Figura 4 - Controle de proteção do transformador ( Fonte DONADUZZI, 2014)

#### 1.2.1.1. Malha de automação para proteção do transformador de força.

O processo de proteção do transformador como pode ser ilustrado na figura 4, possui uma malha de controle fechado de forma que todas as entradas do relé tenha uma correspondente na saída. O sistema é do tipo MIMO, ou seja, se quaisquer das correspondentes de entrada estiverem fora do range definido na parametrização ou calibração e ajuste do relé de proteção SEL 787, uma saída de alarme pode ser gerada para o supervisor na sala do operador (isso é definido na logica de automação e configuração do supervisor), e posterior um trip para desligar e retirar a carga do transformador, desligado o disjuntor e manobrar outros equipamentos de proteção caso seja necessário a depender do motivo que levou a habilitar a proteção (DONADUZZI, 2014).

A figura 5 ilustra o diagrama funcional dos blocos de entradas digitais do relé UP 12T1 para monitoramento das condições de funcionamento do transformador de força (69/13.8)kV em potência 8.5MVA.

As entradas digitais monitoram os status da condição de pressão, nível do óleo, condição do motor dos radiadores, e as saídas digitais geram os alarmes, para cada condição fora do range de parametrização podendo enviar trip e intertravamento para desligar ou desligar um ou mais equipamentos e ate desligar o dispositivo de proteção geral para tirar carga do transformador.

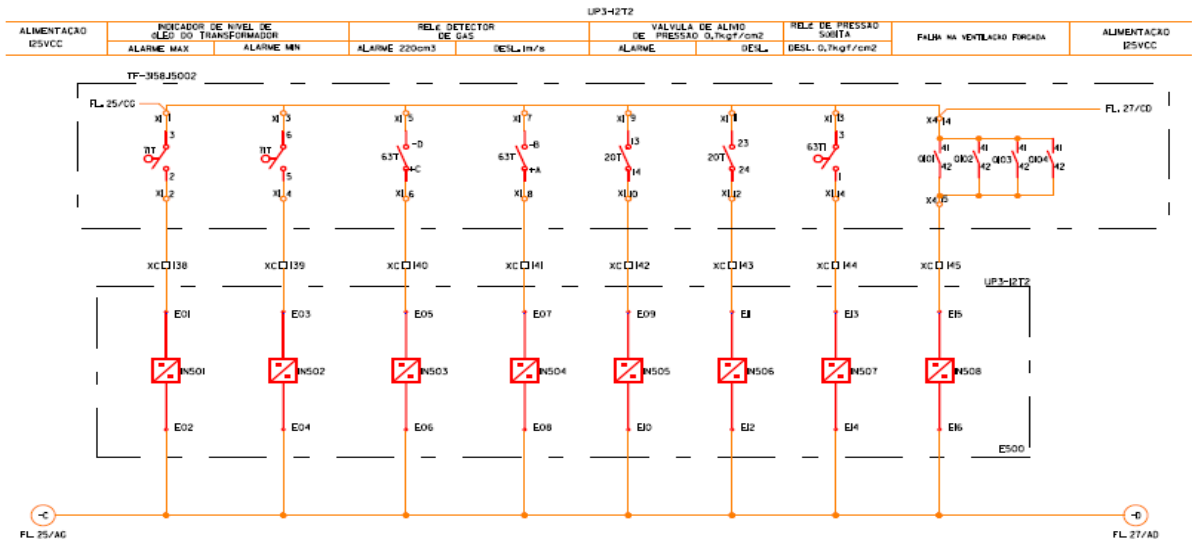


Figura 5 - Entradas digitais do relé SEL 787 ( Fonte: Diagrama de contato)

A figura 6 ilustra o diagrama funcional dos blocos de entrada e saída digitais do relé UP 12T1 para monitoramento e ação para proteção do transformador de força (69/13.8)kV em potência 8.5MVA.

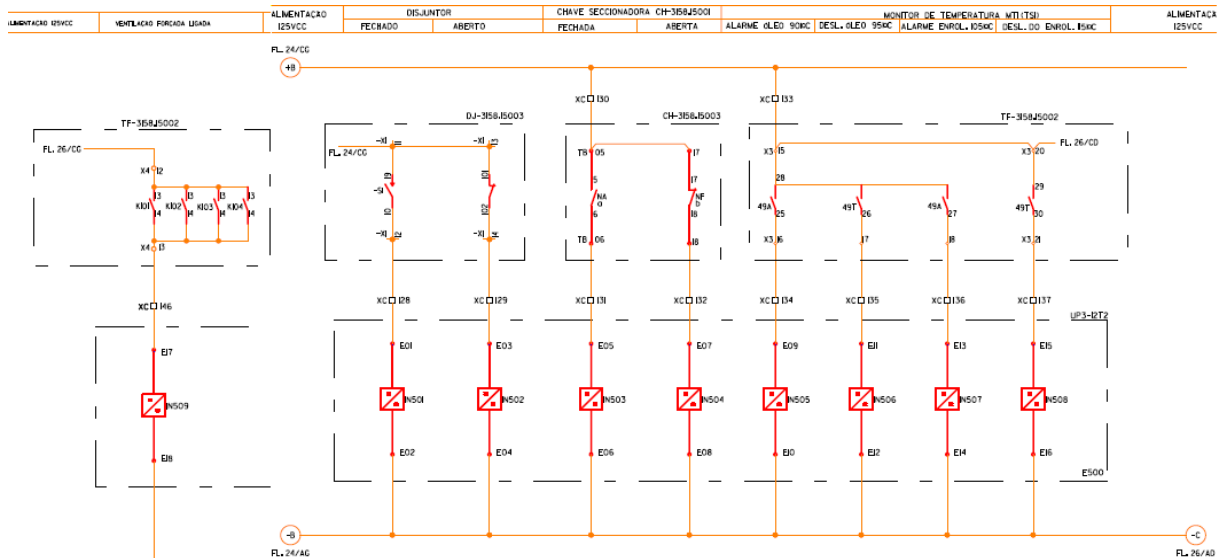


Figura 6- Entradas digitais do relé SEL 787 ( Fonte: Diagrama de contato).



### 1.2.2. Transformador de corrente TC

Os transformadores de corrente em uma subestação são utilizados com dois objetivos em questão, podendo ser de medição, quando instalados nas barras ou nas fases de entrada da linha principal sendo enviado para o relé que pode realizar a compensação de corrente para mais ou para menos caso necessário ou de proteção quando usado para ser ligada a saída com o relé de sobre corrente para monitoramento da corrente de Pick Up ou sobre corrente (FILHO,2012).

Também tem capacidade de reduzir a corrente obedecendo a relação de transformação (RTC), definida pelo projeto que na subestação em questão segue o RTC com relação de (630/5)A conforme padronização que será usada para alimentação e aferição dos instrumento de medição e proteção. Os instrumentos de medição como Relés de proteção, nos casos mais específicos a corrente será de 1A que é usada para aferição dos relés.

A figura 7 ilustra um transformador de corrente TC que é usado para medição com RTC em (630/5)A sendo a corrente de projeto 630A , a saída em 5A é usada para alimentar os instrumentos de medição e proteção.



Figura 7– Transformadores de corrente Fonte: Subestação (Fonte: Subestação).

### 1.2.3. Chave seccionadora motorizada

A chave seccionadora é um equipamento de interrupção do circuito evitando a continuidade metálica e retirada de carga quando necessário, devido ao seu poder de interrupção ser praticamente nulo, essa chave deve ser cuidadosamente operada em vaio evitando arco e mitigação dos riscos com sobre carga nos contatos (FILHO, 2012).

No modelo do projeto que está sendo construído, são usadas cinco chaves seccionadoras, sendo que quatro delas possui acionamento manual, e apenas uma possui acionamento motorizado para receber comando automático no processo de seletividade simultânea todas as vezes que ocorrer uma sobre corrente acima da corrente máxima na entrada da rede, ou em condição de transferência de carga. A manobra deve ser automática realizada por alguma ação de saída digital para acionar o motor caso alguma condição operacional esteja fora da zona de proteção para garantir que a seletividade seja totalmente feita e que a chave seja operada em vazio, também uma chave logica configurada no supervisório HS, poderá ser utilizada para atuar remotamente em caso de emergência, direto da sala de operação.

A chave possui comando local e remoto e estará configurada na condição de remoto para que dentro da zona de proteção não seja habilitada dada condição de operar.

A chave seccionadora usada no projeto tem capacidade para 630A e classe de tensão em 75kV. A figura 8 ilustra muito bem a chave que será utilizada no projeto.



Figura 8– Chaves seccionadoras trifásicas (Fonte: Retirada da subestação).

#### 1.2.4. Disjuntor de potência para proteção do transformador

No projeto que está sendo construídos, os disjuntores são a gás SF<sub>6</sub> (Hexafluoreto de enxofre), possui acionamento por mola que é carregada através de um motor de carregamento devido a sua rigidez ser muito alta, o que não permite carregar manual, em alguns casos pode carregar através de manoplas ou alavancas (PCOB, 2010).

Esse gás é responsável por fazer a extinção do arco voltaico no momento da manobra do disjuntor, tornando um dielétrico no meio, isolado entre os contatos por ser um gás com carga eletronegativo devido a baixa temperatura, por esse motivo a temperatura dentro do cubículo ou caixa molde, também é monitorada e enviada para o rele de proteção quando há alguma anormalidade.

A condição da mola de carregamento da manopla do disjuntor é monitorada, com status na condição carregado (D) ou descarregado (L). Essas informações permitem saber se o disjuntor está ligado (L) ou desligado(D) na tela do supervisor.

No disjuntor algumas funções serão habilitadas para controle automático, para isso uma chave de comutação de dois sentidos permite defini-lo como controle local ou remoto (L/R), esses status são enviado para o supervisor que por sua vez possui uma chave logica configurada como HS (AU/MA) para ação remota do operador, caso queira colocar em condição de manutenção. A configuração da chave remota podem ter operações automáticas como:

- Fechamento remoto;
- Abertura remota;
- Desligamento do motor remoto;
- Ligar motor remoto;
- Carregamento da mola remoto;
- Descarregamento da mola remoto.
- Chave comutadora local / remoto
- Pressão do gás
- Temperatura de operação
- Quantidade de operação para manutenção preventiva.

Quando configurado para operar local, pode escrever pela sala de controle mais não pode ler pelo campo.

A figura 9, ilustra um dos disjuntores instalado para proteção da entrada de 69kV e proteção de reta guarda do transformador TF-001.



Figura 9 – Chaves seccionadoras trifásicas. Fonte: Retirada da subestação.

#### 1.2.4.1. Controle automático através dos blocos de entradas e saídas digitais dos relés digitais.

Como já foram mencionadas todas as condições em que deve manter uma operação segura do disjuntor, todos os contatos devem ser testados bit a bit no comissionamento a frio e depois serem direcionados a cada entrada ou saída do relé para proteção individual ou coordenada.

A figura 10 ilustra o diagrama funcional de monitoramento e proteção do disjuntor que é feito pelo relé de proteção digital SEL 751.

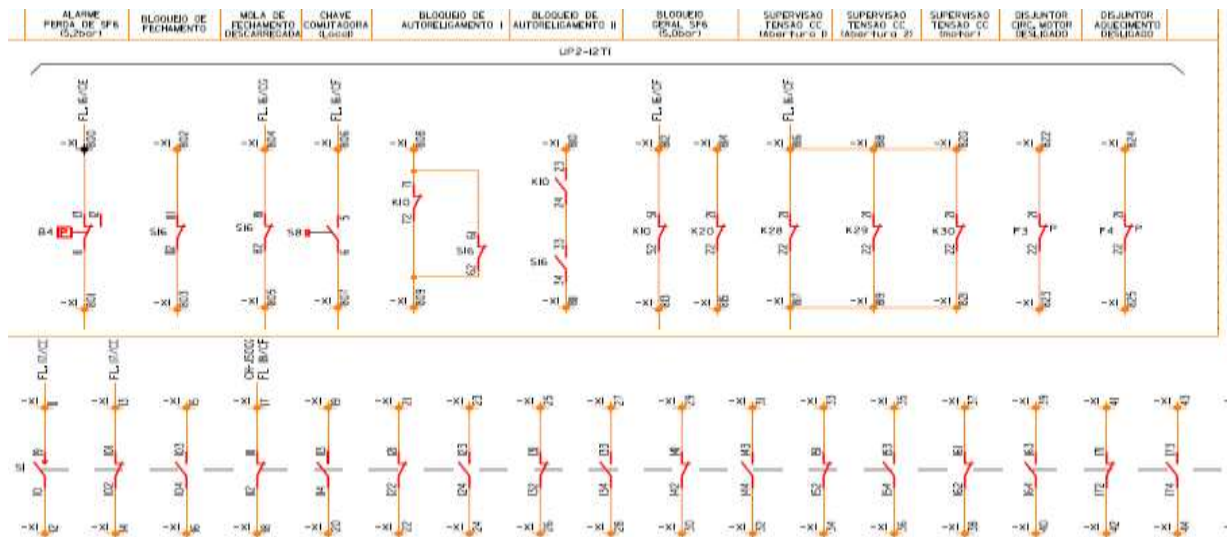


Figura 10 – Diagrama do relé para proteção do disjuntor (Fonte: Diagrama de logico).

#### 1.2.5. Relé de buchholz

Relé de buchholz monitora a pressão no tanque provocado pelo aumento de temperatura do óleo. Esse relé possui dois contatos, sendo um aberto e um fechado para alarme de pressão e outro conjunto de contatos sendo aberto e fechado para liga e desliga o disjuntor em função da condição de pressão interna do transformador. A figura 11 que ilustra bem o relé de buchholz.



Figura 11 - Relé de Gás. Fonte: (Imagem retirada de um transformador usado).

### 1.2.6. Chaves religadora automática

A chave religadora utilizada no projeto é de fabricação da Cooper Power Systems form 6 microprocessado, inclui a função de religamento automática extensivo para o sistema de proteção (COOPER, 2010). Essa chave pode ser considerada um IED de maior importância para proteção do sistema elétrico devido as suas diversas funções, podendo ir desde os perfis de proteção a sistema de reconhecimento dos eventos de outros religadores existente na rede via telegrama GOOSE.

#### 1.2.6.1. Perfis de Proteção

Quatro perfis de proteção estão disponíveis, cada um com capacidade para armazenar todos os parâmetros de proteção do relé. Os perfis podem ser selecionados pelo painel frontal ou via porta de comunicação através de protocolo ou através do software. Cada perfil de proteção inclui pelo menos os seguintes parâmetros:

- Proteção de Sobrecorrente;
- Proteção de Sobre/Sub Tensão;
- Proteção de Sobre/Sub Freqüência;
- Proteção Direcional;
- Verificação de Sincronismo;
- Proteção de Falta Sensitiva a Terra;
- Parâmetros de Operação e ajuste de curva para tomada de ação programada;
- Desligamento e Religamento automatico programado;

Segundo João Mamede, 2012, o religador automático tem função de coordenação de sequencia que quando habilitado pode reconhecer todas as ações de todos relé que estiver configurado para proteção naquela mesma linha ou sistema, podendo também trocar mensagens entre eles para condição do sistema (FILHO, 2012).

Uma função desse IED é a monitoração da corrente de Pickup no momento da energização da linha do ramal de entrada evitando que nesse momento haja falta inesperada pela curva programada para atuação nessa faixa de corrente. Nesse momento o relé religador, faz o ajuste de corrente compensando para mais ou para menos os valores de corrente, tomando como base os parâmetros da curva definida.

A corrente de curto-circuito passa a ser prioritária na ação tomada pelo religador, que pode bay passar todas as operações e ir direto a abertura da chave seccionadora interrompendo a rede.

O relé religador também possui registradores de eventos e oscilografia para geração de historiamto dos eventos e período da ocorrência sincronizada, que são enviados via mensagem MMS para a camada de aplicação.

#### 1.2.6.2. Protocolo de comunicação disponível no religador

Alguns protocolos de comunicação já vêm pré - configurados como Modbus, DNP 3.0 com interface de comunicação serial. Uma grande vantagem é a escalabilidade do equipamento que devido a essa facilidade é possível implementar outros protocolo como IEC 61850, nesse caso a interface de comunicação será Ethernet via cabo metálico ou entrada ótica para meio físico fibra.

A arquitetura de comunicação deste IED para o SAS será feito por meio físico para trafego do protocolo via fibra óticas. Esse IED possui duas entradas óticas para encaminha ate a sala de painéis e interligar ao switch, não necessitando passar por entrada de nenhum relé devido à função desse relé ser micro processado com capacidade de registro e armazenamento de eventos. A fibra chega direto em um switch e sobe para a camada de supervião e engenharia para ser monitorado.

A figura 12 ilustra o relé que será aplicado para religamento automático e transferência de carga das barras de 13.8kV entre o TF1 e o TF2 fazendo a seletividade logica entre as barras e manobras automáticas.

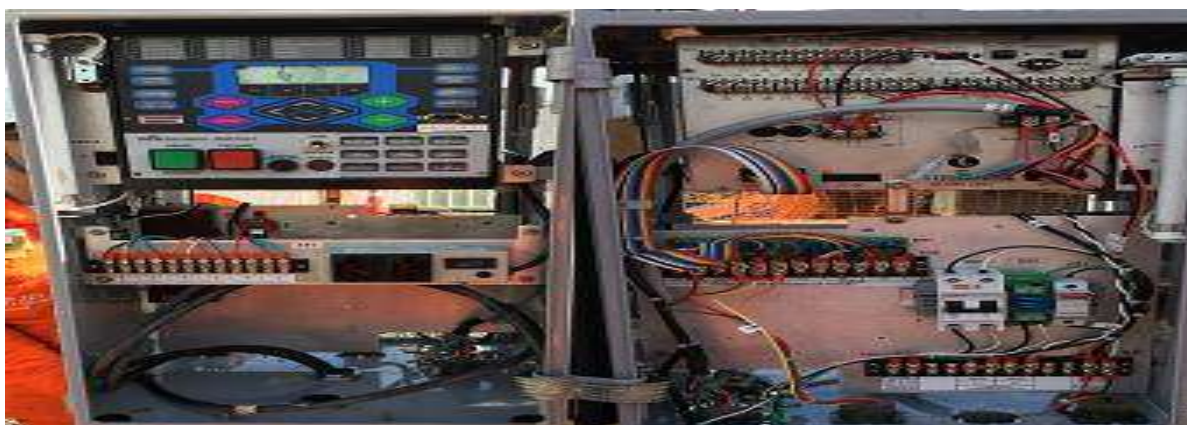


Figura 12- - Chave religadora micro processada (Fonte Religador da subestação).

Os relé religadores estão pré-definido com a curva de 4 ms, atuação rápida e desligamento por sobre corrente fora do limiar de configuração. Esse tempo é por motivo de ser uma rede corporativa que requer altíssima segurança e proteções bem como evitar risco e acidente para pessoas e meio ambiente. Também está configurada para apenas um religamento, caso não seja interrompido a falta, todo o circuito do local da falha será desligado ate que se normalize as condições operacionais, evitando acidente as pessoas no local da falta.

### 1.3. CONDIÇÕES ATUAIS DA SUBESTAÇÃO ELÉTRICA.

A subestação é responsável pela alimentação de seis estações de processo com transformadores em (13.8/0.48,0.22,0.127)kV que alimenta cargas como motores na sua grande maioria, e cargas auxiliares como os painéis para iluminação. Os motores são considerados cargas indutivas e existe uma preocupação na sua partida mesmo parte deles com partida suavizada em rampa, existem outros de partida direta por quadro de comando com corrente de partida elevadíssima podendo interferir nos acionamento indevido dos dispositivos de proteção caso a corrente de pico seja levemente maior ou igual a corrente de pick-up. Como ainda não existem religadores em todos os ramais, as chaves corta circuito sofre abertura frequentemente interrompendo o fluxo de potência ocasionando falta nos ramais pontual devido aos picos de correntes idesejáveis.

### 1.4. MODELAGEM DA ARQUITETURA DA REDE DE AUTOMAÇÃO E COMUNICAÇÃO EXISTENTE

A arquitetura da rede existente é composta de switches não gerenciáveis e com apenas duas entradas óticas. Os relés existentes possuem interface de comunicação serial, isso implica que para cada interligação com o switch é preciso conversor RS-845/ Ethernet, aumentando conseqüentemente os gargalos e o tempo de transmissão das informações e troca de mensagens dos relés com a rede de comunicação.

Também as quantidades de cabo nessa arquitetura são muitos, bem como conversores físicos de protocolos. A figura 13 ilustra a quantidade de cabos necessários para essas interligações, já a figura 14 ilustra a entrada dos cabos do campo ate chegar aos bornes do painel.



Figura 13 – Cabos interligados os I/O dos IEDs (Fonte: Retirada do Painel de relé)



Figura 14 – Cabos chegando do campo ( Fonte: Retirada Painel de relé).



Para os níveis superiores como a camada de processo e camada de supervisão a integração ocorre com a interligação dos relés chegando ao processador SEL - 2440 (UTR) conforme ilustra figura 15, que estabelece uma comunicação direta via **protocolo proprietário SEL** com interface de comunicação serial e conexão DB-9. Isso ocorre porque os relés existentes são antigos e não possuem interface para o protocolo ethernet a não ser com uso de conversores serial / ethernet, nem protocolo de comunicação IEC-61850. Essas condições impossibilita a comunicação direta das demais camadas superior com os IEDs, ocasionando uma perda de desempenho e atraso dos status das condições dos dispositivos de campo na camada física N0 ate as camadas de supervisão e engenharia.



Figura 15 – SEL 2440 unidade remota ( Fonte: SELINC).

Para aquisição de dados entre os IEDs e o processador é configurado para um segundo o ciclo de varredura na rede, o baud rate configurado deve ser compatível com a velocidade determinada pelo fabricante dos IEDs que depende muito do comprimento do cabo e da taxa de atenuação (Selinc. 2017)

#### 1.4.1. Arquitetura da rede de comunicação

Para acesso as camadas de supervisão e engenharia, responsável pelo monitoramento, configuração e parametrização remota dos IEDs, a interface de comunicação ocorre do processador para um gateway, que sobe com protocolo de comunicação DNP.3.0 e interface de comunicação ainda serial, a gateway possui um drive de comunicação para o processador , essa gateway é de fabricação do Elipse Power E3, que através do OPC server (Object Linking and Embedding (OLE) for process control) é possível ter acesso a interface do Elipse E3 e possibilita chegar ao Gateway e a todos os sistemas com outros protocolo que não seja o DNP 3.0. Através do OPC que possui drive de comunicação, é possível chegar ao processador (UTR 2440) via Elipse E3 para conseguir entrar nas configurações dos dispositivos de campo.

O Elipse E3 é configurado via OPC Server, e um Client OPC é instalado em um desktop autorizado realiza a interface entre o supervisório e os dispositivos de campo para receber as informações. É feita uma configuração para integração e visualização dos IEDs, pelo servidor Elipse E3 dando condição de acesso a todas as informações como oscilografia e hostiamento, e eventos ocorridos. Para isso são feitas as configurações de permissão através de um endereço IP configurado dentro do ambiente OPC. A comunicação é estabelecida quando criar um novo driver de comunicação e realizar todas as configurações da rede industrial que deseja acessar como ID da rede, IP do servidor e Host Name do equipamento, DNS, domínio da rede as portas necessária para acesso a rede e as permissões necessárias.

O Host que será feita as configurações do OPC server, deve pertencer a mesma classe de IP e o mesmo caminho (Routeador), após ser criado esse driver e feita as devidas configurações.

Na arquitetura existente não possui um GPS por isso o sistema tem uma instabilidade de tempo gerando baixa confiabilidade no que se trata de tempo real dos relatórios e dos eventos ocorridos, as leituras da oscilografia não se pode ter certeza quanto ao hora ocorria já que não possui sincronismo e comunicação via satélite nem atualização de horas pelo protocolo IRIG B.

A camada de gestão e monitoramento possui supervisório com os diagramas elétricos dos arranjos da subestação que é possível através do supervisório IFIX realizar monitoramento e aquisição dos dados, e ate comando remoto, a versão do IFIX supervisório é a 3.0, já considerada descontinuada. No capítulo de supervisório será abordado melhor esse conteúdo.

Uma topologia em anel ajudaria muito para evitar perda de comunicação com a rede de proteção, porem não existe topologia em anel entre os relés devido o protocolo existente não suportar esse tipo de configuração entre os IEDs e não dispor de interface de comunicação ethernet, isso torna as interligação dos relés ate o processador de forma individual, e com conversores de protocolo físicos, que com certa frequência ocorre perda de comunicação por um conector defeituoso, conversor com problema e os eventos também são perdidos ate que restabeleça a comunicação.

Para extração de informação e acesso a um dispositivos via interface de engenharia, é necessário antes da um ping ate a primeira interface de comunicação

que é o processador, caso a comunicação esteja normal conecta na rede através do software Acceleration Quick Set da SEL e habilita cada porta desejada onde o relé está conectado fisicamente. Esse procedimento ocorre na camada de engenharia.

Um grande problema existente é que o acesso da sala de operação via Programa Acceleration Quick Set ate a gateway é feito por protocolo TPC/IP e devido à instabilidade da rede e de muitas interfaces de comunicação, algumas vezes essa comunicação é comprometida e o ping gerado indica perda de pacote na transmissão não estabelecendo a comunicação, para tratar o problema é solicitado o suporte técnico da área de TI para normalizar e reestabelecer os serviços. Quando a conexão da rede ethernet entra em falha todas as informações dos IEDs são comprometidas porque não é possível se comunicar nem monitorar as condições da rede.

Ainda existem algumas comunicações através do protocolo Modbus, o que exigem a configuração dos I/O e criação do mapa de memoria para referenciar cada entrada e saída na logica de automação, o que demanda tempo de reparo caso ocorra uma falha na lógica de proteção. A exemplo de usado protocolo modbus é a inexistência de relé de proteção diferencial, usando rele de proteção para cada lado do transformador de força com set de correte configurado e blocos subtrator dentro de um controlador trata a corrente diferencial. A figura 16 ilustra uma aproximação da modelagem da rede de automação e comunicação existente, é possível notar que na subida do processador SEL ate o supervisor a comunicação é feita via Modbus e o meio físico possui conversores para comunicação RS-485 para Ethernet.

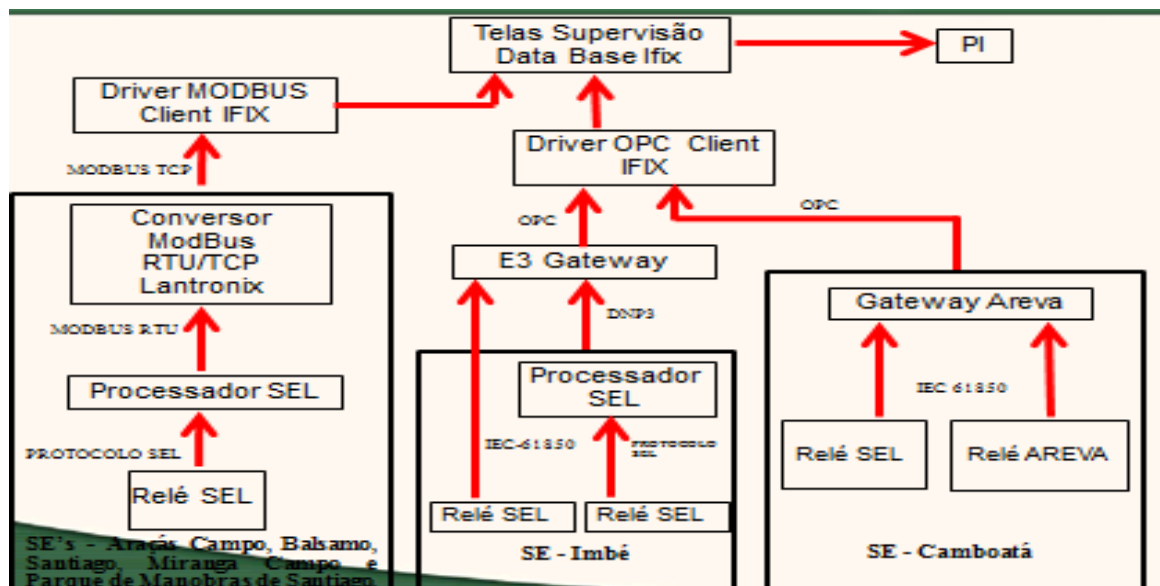


Figura 16 – Arquitetura de automação atual (Fonte: Apresentação de melhoria).

O protocolo modbus com barramento serial RS-485, é responsável pelo fluxo de informações como:

- Status;
- Comando;
- Intretravamento;
- Sinal de trip;
- Alarames
- Monitoramento das grandezas elétricas;
- Monitoramento das grandezas de processos do transformador.

Para aquisição de dados, monitoramento, comando digital e supervisão, utiliza-se o protocolo Modbus e conversores Modbus/ethernet, gerando uma quantidade muita grade de cabos para interligações. O uso do protocolo Modbus que exige a criação de mapa de memoria dos endereços I/O MDB.

Nas camadas de processo sobe desde a rede de relé conectado a um gateway e a UTR ate a camada de engenharia através do protocolo de comunicação DNP.3.0 que por ser o mais utilizados é responsável pelas condições de:

- Parametrização;
- Configurações dos relés;
- Calibração dos reles;
- E acesso direto a os relés da camada N4 para a camada N1.

Os switches utilizados nessa arquitetura é de camada 2 físicas, não possuindo condição de configurar como redes virtuais VLANs isoladas. Não existem caminhos físicos para segregar as mensagens que trafega na rede por não condicionar a virtualização. Nessa arquitetura o sistema dispõe de domínio de colisão devido ao uso de switches porem não dispõem de domínio de broadcast, logo as informações trafegam de forma que todos os endereços recebem as informações e cada um processe aquela que lhe foi destinada, todas essas condições geram um gargalo na rede e um delay além do já existente na configuração ate que a mensagem seja entregue e processada (CISCO, 2007).

#### 1.4.2. Problema na interoperabilidade

Interoperabilidade é a capacidade com que os dispositivos tende a se comunicar com uma linguagem comum a todos, tornando um padrão para troca de informações independente de fabricante ou modelo, evitando assim o uso de conversores e muitos cabos nas interligações, essa dificuldade encontra-se nas instalações existentes.

Os dispositivos de automação existentes são de diferentes fabricantes como ABB, SEL 311C, Schneider, Finder, GE Multilin onde cada dispositivo possui seus próprios protocolos de comunicação não interoperando entre eles. Existem conversores de protocolos instalados com interface RS-485 / RJ-45 convertendo o sinal dos IEDs com protocolo Modbus e alguns proprietário, e convertendo para ethernet até os switches. Os switches são de modelo Cisco, porém antigos que também é necessário o uso de conversores eletro-óptico para o distribuidor de fibra que sobe para sala de operação. O grande problema nessa conversão de sinal eletro-óptico está nas interferências eletromagnética que apesar de ser muito pouca, mas a sensibilidade do distribuidor que tem função de gerenciamento e controle apresenta ruídos na sua transmissão, que muitas das vezes perde comunicação momentânea. Essas interferências serão demonstradas no trabalho futuro através de oscilografia, bus-health que diagnostica a saúde do barramento RJ-45 e Ótico.

Todas essas condições existentes prejudicam tanto a saúde dos barramentos quanto o transporte das informações fazendo-se necessário sempre ter reenvio devido ao delay existente que chega até três segundos quando deveria ser um segundo conforme pré-configurado.

#### 1.5. OBJETIVO DA PROPOSTA

A proteção de um sistema elétrico requer muita segurança e confiabilidade tanto dos equipamentos de processo N0 quanto os dispositivos de proteção, quando as ocorrências das falhas e faltas desnecessárias iniciam, caracterizam além de uma instabilidade no sistema elétrico, comprometendo a estrutura da rede, aumenta os custos com manutenção corretiva e perda de produção, podendo ainda causar impactos irreparáveis como acidentes com pessoas. Diante dessas ocorrências que vem sendo evidenciado frequentemente, foi necessário realizar um estudo de viabilidade tecnológica e segurança para projetar uma nova subestação elétrica com maior capacidade, equipamentos mais modernos e dispositivos IEDs mais inteligentes (Intelligent Electronic Devices) capazes de interoperar entre eles, melhorando o desempenho da rede, aumento da proteção de forma que torne mais prático as manutenções, evitando as frequentes interrupções dos dispositivos de proteção de forma desnecessárias.

Essa nova subestação conterà com transformadores novos e redundantes, relés modernos e inteligentes, com maior disponibilidade de entradas e saída e melhor acessibilidade para configuração e integração à rede, biblioteca mais amigável e interface de configuração favorável. A rede de automação conterà uma arquitetura mais moderna e estruturada com rede Ethernet e interligação por fibra ótica entre os relés, uma topologia e anel via fibra ótica para troca de mensagem GOOSE que não existe atualmente, e dois link de fibra que será interligada desde a UTR (Processador da SEL) ate a sala de operação, sistema de monitoramento, gerenciamento e engenharia para facilitar o acesso aos IEDs , e segmentação da rede por virtualização para separar o fluxo de mensagens por tipo e tempo de trafego.

Será construída uma rede de comunicação segredada da rede corporativa, para trafego de mensagens do sistema de automação da SAS. Essa nova rede substituirá a (SAS) existente contendo as seguintes funções:

- Proteção do sistema com uso de relés mais modernos;
- Aquisição de dados pelos relés e acessível remotamente;
- Alarmes, Status, Intertravamento; comando remoto;
- Trip para os dispositivos de manobras;
- Religamento automático temporizados;
- Monitoramento das grandezas elétricas;
- Tempo critico e prioridade das proteções desejada;
- Historiamento dos eventos e oscilógrafia;
- GPS para sincronização de tempo e atualização de toda rede em tempo real.

As condições dos dispositivos de proteção e manobra serão monitoradas remotamente, isso irá garantir manutenção preditiva remota e evitar inspeção local, essa aumenta a confiabilidade no sistema de proteção (FILHO, 2012).

## 1.6. ARQUITETURA DA REDE DE AUTOMAÇÃO

O projeto que será implementado, terá uma arquitetura com equipamentos de controle, sincronismo, gateway, UTR mais moderna, switches mordemos porta de comunicação ótica 1Gb/s.

A figura 17 ilustra um arranjo hierárquico mais próximo da arquitetura que será construída, contendo em níveis de processo N0 (TPs, TCs, SHs,), bay N1 (IEDs), nível de supervisão ou estação N2 (Sala de controle) e nível de engenharia N3 (Acesso aos IEDs para configuração e ajustes remoto). Essa arquitetura já é um requerimento para atender a IEC 61850 (ZANGHI,2011).

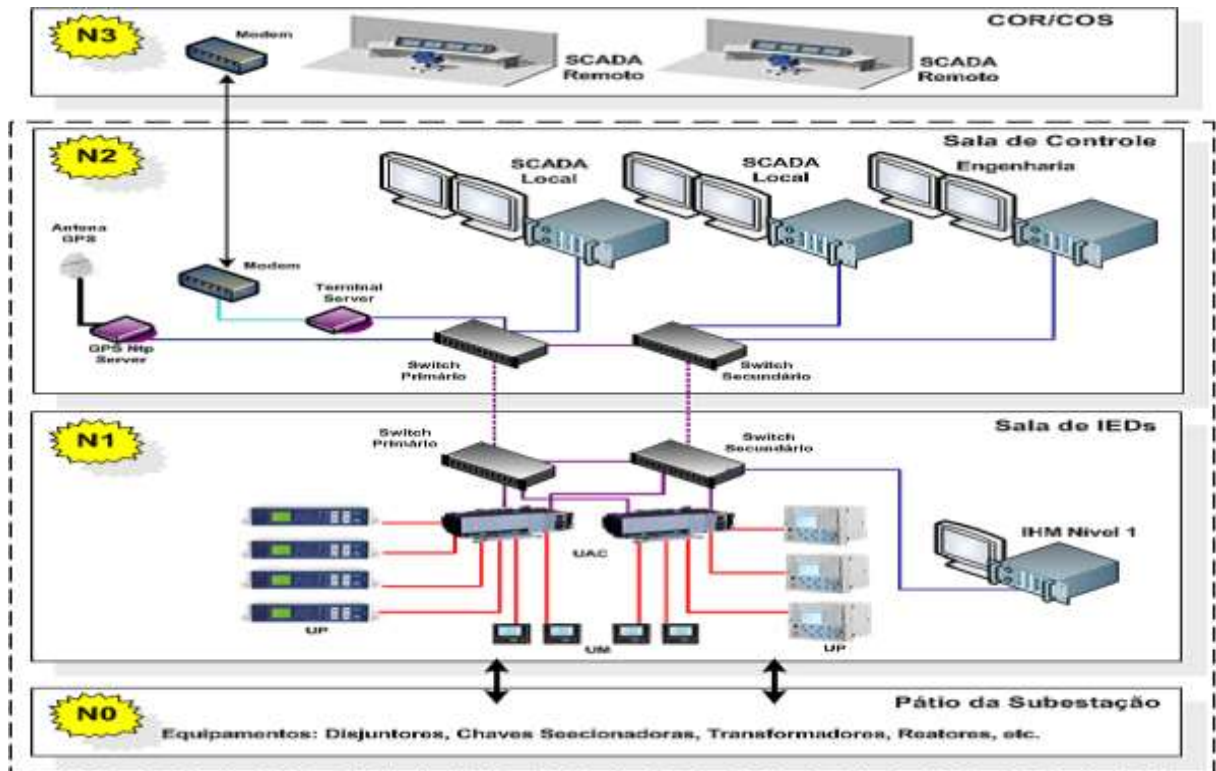


Figura 17 – Arquitetura de automação no padrão IEC 61850 (Fonte: ZANGHI,2011).

#### 1.6.1. Dispositivos de comunicação e proteção da subestação

O projeto terá um custo muito alto para adquirir cada equipamento que fará parte do sistema de automação da SAS, desde a parte de cabeamento específico para interligar os painéis de relés de proteção, chaves religador, painéis de corrente contínua para alimentação do painel de relé e fonte de corrente para entrada de aferição e calibração dos IEDs. Também será adquirido um sistema de estabilização com filtros e supressores de correntes para garantir que a qualidade da energia não seja comprometida com surtos de tensão, pico de corrente e componentes harmônicas tanto de tensão quanto de correntes. Suas instalações estão dispostas em uma sala de painéis ou sala de relés que já é considerado como sendo o nível N1 da arquitetura.

As figuras 18 e 19 ilustram os painéis de relé SEL. Nesse painel tem rele SEL-751 para proteção de linha, proteção direcional, sobre corrente, sobtensão, proteção falta de fase-terra dentre outras funções que será representada no item IEDs, também fará parte do painel o rele SEL-787 para proteção de corrente diferencial do transformador. O painel já vem com switch inteligente gerenciáveis de camada de rede, processador (UTR), distribuidor de fibra, gerenciador de I/O digitais para modular melhor o sinal e evitar ruídos, as régua de interligação.



Figura 18 - Painel de relés (Fonte: Casa de painel da subestação PN-002).



Figura 19 – Painel de relé (Fonte: Casa Painéis da subestação PN-001).



A rede dispõe nos painéis dispositivos de processamento, comunicação e sincronismo em tempo real robusto de altíssima precisão, que irá garantir maior segurança e confiabilidade no tráfego de mensagens. Também já vem incluso sistema de proteção contra acesso indevido e ataque cibernéticos. Esses softwares já vêm integrados nos gateware e contempla senhas complexas e criptografia em até 32bits. A figura 20 ilustra melhor os dispositivos de gerenciamento da rede.



Figura 20- Dispositivos de comunicação (Fonte: Painel de relés PN-002).

#### 1.6.2. Configuração da topologia da rede de comunicação

A topologia que será utilizada é uma topologia em ring, um modelo moderno, com redundância que garante a regeneração no caso de alguma falha de comunicação no enlace, isso garante que não haja perda de comunicação da rede nas camadas superiores para troca e aquisição de dados (KUROSE, et al, 2005). No modelo real, a figura 21 ilustra arquitetura de informática industrial e automação para rede de proteção da subestação, uso de switches de camada de rede gerenciável com portas ótica 1Gb/s, podendo ser configurado como sendo cada porta um roteador, isso permite criar redes virtuais VLANs, para segregação das mensagens trocadas por tipo, prioridade e criticidade e melhor gestão dos ativos da rede, evita gargalo no fluxo de mensagens e melhora o controle de fluxo.

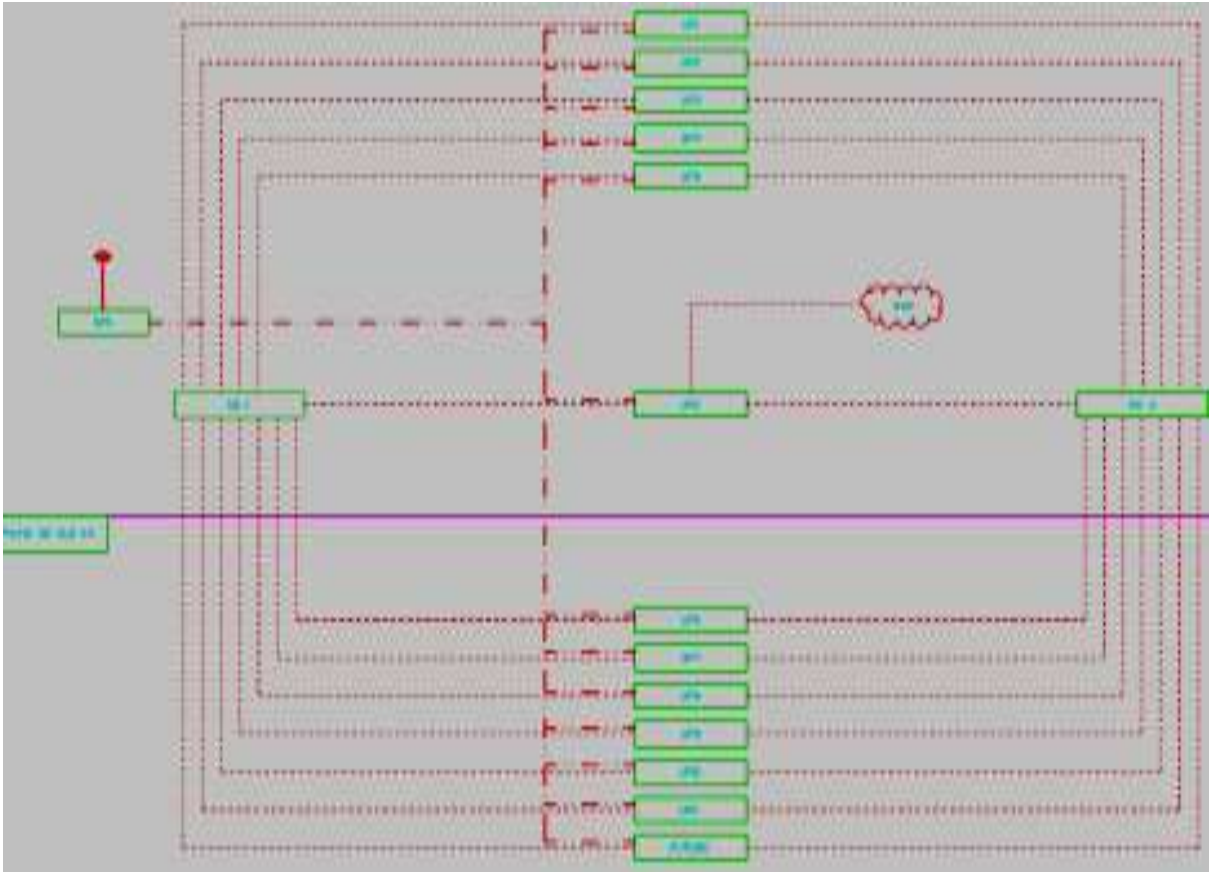


Figura 21- Arquitetura de automação da rede (Fonte: Diagrama de automação).

Também nesse novo modelo não será mais utilizado o protocolo Modbus nas interfaces de comunicação, esse protocolo será substituído definitivamente pelo padrão IEC 61850.

## 2. IEC 61850 PADRÃO DE COMUNICAÇÃO PARA REDES DE AUTOMAÇÃO EM SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS

A IEC (International Electrotechnical Commission) é a organização líder no desenvolvimento de padrões para o setor elétrico e afim. (ARAUJO,2011)

Antes de 1990 os sistemas SEP, tinham na sua arquitetura de automação, dispositivos de vários fabricantes, operando com protocolos proprietários tornando para as redes de automação um gargalo no trafegam de mensagens, além da falta de interoperabilidade, alto tempo para parametrização, já que só podiam fazer a quente. O mais crítico é que não se conversavam e necessita de muitos cabos de comunicação e conversores de protocolos que convertesse em uma linguagem que as UTR ou UCP pudessem interpretar e transmitir para toda a rede(ELETRICIDADE MODERNA, 2012). A figura 22 ilustra o modelo de arquitetura para os IEDs, existente antes da IEC 61850 (MULTICE,2015).

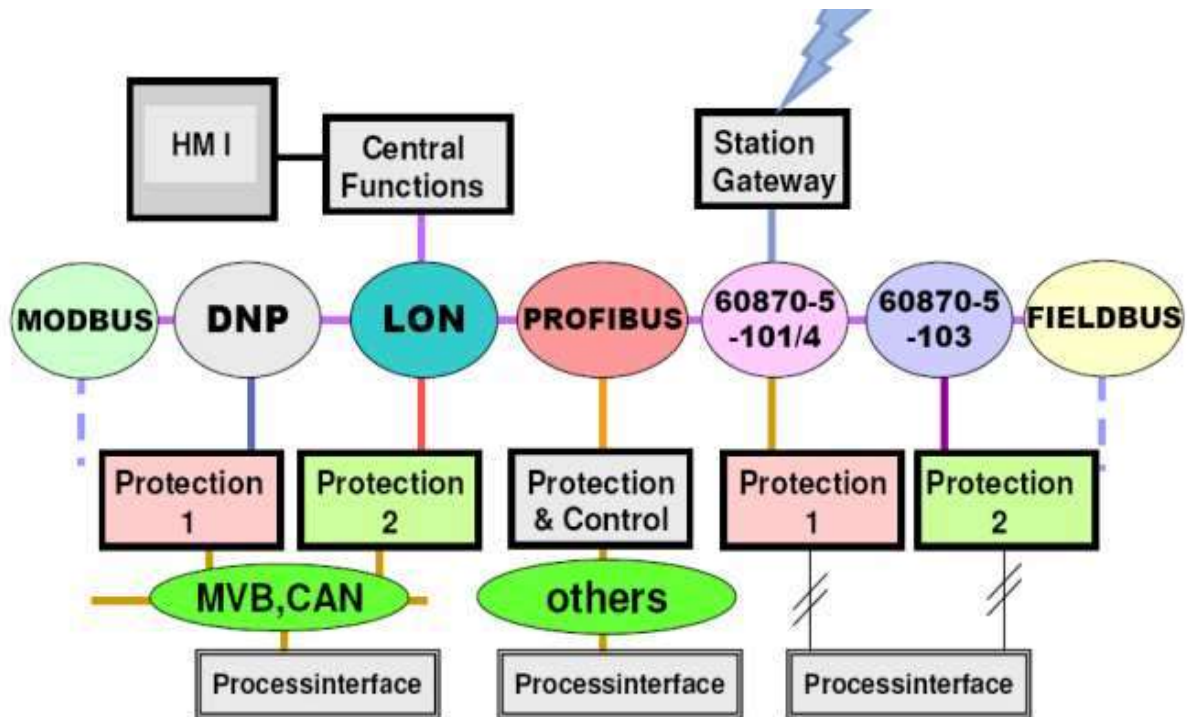


Figura 22 - Protocolo de comunicação antes da IEC 61850 (Fonte: MULTICES)

O cenário existente é exatamente como ilustra a figura 22 sendo que o protocolo predominância de comunicação é o DNP 3.0 que é utilizado tanto para configuração dos IEDs em nível de engenharia quanto para acesso aos relés, e Modbus para troca de mensagens, comandos e gerenciamento da rede e supervisão, necessitando de conversores RS-485/ Ethernet.

O DNP 3.0 antes de 2004 era considerado o melhor protocolo em termo de comunicação, configuração e flexibilidade, por ser aberto e específico para dispositivo de proteção elétricas com interface RS-485 e RS-232 para acesso local. Em 2004 quando o protocolo IEC 61850 foi considerado internacionalmente pelo grupo de estudo TC-57 como o padrão de comunicação para automação de subestações elétricas, devido às melhorias que vinha sendo feitas para aumentar a confiabilidade e segurança nas trocas de mensagens entre os IEDs.

Em 2011 o mesmo grupo TC-57 com mais integrantes criou novo modelo com melhorias, em gestão de tempo críticos e prioritários, falhas de interoperabilidade, bem como gestão do fluxo de dados ausente nas versões anteriores.

A segunda edição da norma foi muito importante para SAS, foram criando mais nós lógicos (LNs), também foi feito uma co-relação com a tabela de proteção ANSI.

## 2.1. IMPORTÂNCIA DO PADRÃO IEC 61850 E COMO É APLICADO NOS SISTEMAS ELÉTRICOS UM CONTEXTO TEÓRICO.

O padrão IEC 61850 além de ser um protocolo aberto para comunicação de dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) em redes elétricas tem grande importância por ser um protocolo que oferece recursos de escalabilidade maiores que os protocolos anteriores aumentando os recursos das redes elétricas, também torna mais flexíveis aos projetos recentes por garantir a interoperabilidade dos dispositivos de proteção e controle, isso ajuda para que na compra dos equipamentos de proteção não seja necessariamente de um modelo ou fabricante, visto que todos os IEDs interagem comunicando independente de fabricante.

Quando se projeta um SAS existe uma preocupação dos engenheiros com relação à configuração dos dispositivos, e integração dos mesmos a rede de automação, isso porque a integração leva muito tempo, devido às falhas de comunicação e ajuste dos parâmetros na configuração dos IEDs de acordo com a necessidade de cada variável de processo ou grandezas elétricas.

Um dos benefícios que a IEC 61850 oferece é a possibilidade de configuração em ambiente de simulação sem que os dispositivos estejam interligados a rede, nesse ambiente, além de pré-configuração dos relés pode desenvolver também as interfaces de engenharia e supervisão para mitigação do tempo na integração a rede de automação da subestação elétrica, com todas essas vantagens em relação aos demais protocolos, possibilitou que as configurações e parametrizações, pudessem ser feitas em bancadas, já implementando as configurações de rastreabilidade e acesso dos IEDs na rede de informática industrial pelo seu ID (Identificação do dispositivo), de forma que ao ser integrado a rede, fizessem os ajustes automáticos para reconhecimentos dos LN (nós lógico) e parâmetros desejados, isso não dispensa alguns ajustes de parâmetros necessário para condição real do sistema elétrico.

Esses benefícios otimizou o tempo de integração e comissionamento do sistema elétrico para operação, o que em condições convencional, teria um tempo muito maior e ainda teria sua confiabilidade comprometida pelas inúmeras falhas ocorrida após a operação.

Tendo em vista que a arquitetura e o modelo que será implementado seja comparado com o modelo da figura 17, que é o design atendendo a IEC 61850 para uma estrutura bem distribuída das camadas para troca de informação (MULTICES , 2015). Percebe-se sem muitas dificuldades que para:

- Os níveis N1,N2,N3: troca de dados entre os IEDs de proteção, estação e nível de engenharia, também dentro desses níveis podem ser trocados dados de controle para tomada de decisão da operação.
- O nível N1 troca de dados de proteção remota entre os IEDs, e condição da rede, enviando status dos dispositivos do nível N0 e I/O das grandezas monitoradas para N2, esses dados são de leitura e escrita e são armazenadas para historiamiento de eventos discretos e analógicos. Para esse tipo de comunicação, a mensagem trocada é vertical de baixo para cima e vice-versa e é do tipo mensagem GOOSE.
- N2 ocorre troca de dados entre os IEDs, intercambiando apenas em nível de bay. São mensagens horizontais do tipo MMS. Nesse nível também ocorre às mensagens de intertravamento, trips e **intertrips**.
- N0,N1, troca de dados instantânea dos transformadores de corrente e tensão (TC e TP) entre os níveis de processo e de bay são mensagens do tipo crítica GOOSE UDP. Também nesses níveis existem a troca de mensagens de controle, principalmente para entradas e saídas analógicas.
- N0,N2,N3 são níveis onde ocorre a troca de dados entre subestação, nível de estação e de engenharia para acesso remoto as configuração, ajuste remotos dos IEDs, extração de relatório e oscilografia. Nesse caso o acesso é direto da interface do fabricante via Asclerarion QuickSet Setup, para a UTR que endereçará o IED que deseja acessar, conhecendo o seu ID na rede ou host name.

## 2.2. MODELAGEM VIRTUAL DOS IEDS

A IEC 61850 além da interoperabilidade entre os IEDs, a redução de cabo garante um projeto de SAS (Sistema de Automação de Subestação), melhor custo com a infraestrutura enxuta ajudando na manutenção, isso porque a estrutura de dados modelados na IEC 61850 aborda um conceito de virtualização, cada dispositivo físico de proteção é modelado em um dispositivo virtual denominado de

nó lógico (LN-logical node), fisicamente pode ser ilustrado nas figuras 18,19 e 20 ilustração dos painéis de relés. Onde cada LN contém um ou mais elementos de dados. Cada elemento de dado tem um nome único. Os nomes de dados são definidos pela norma e estão relacionados ao propósito funcional destes no sistema de potência.

Por exemplo, um disjuntor é modelado por um nó lógico XCBR (Proteção para disjuntor inteligente ilustrado na figura 9). Ele contém uma variedade de atributos, incluindo Loc para determinar se a operação é remota ou local (Fisicamente é uma chave comutadora de três posições, sendo local, comum, remoto), OpCnt para contagem de operações(Existe um contador de operação que registra quantas operações foram realizadas e sem a necessidade de manutenção preventiva) , Pos para posição (fisicamente tem uma chave comutadora de liga desliga e local remoto as posições desses status devem ser enviado para serem monitorado pela rede, esse status de configuração deve ser habilitada nos IEDs) , BlkOpn para comando de abertura de bloco disjuntor ( Essa função quando habilitada gera um comando remoto via uma saída digital para atuar o motor que desliga o a chave geral do disjuntor) BlkCls para comando de fechamento de bloco disjuntor( Essa função habilitada gera um comando remoto via uma saída digital para atuar o motor que liga a chave geral do disjuntor) (IEC 61850 COMMUNICATION NETWORKS NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATION, 2017). Todas essas funções estão representadas na logica e diagrama de bloco dos circuitos de proteção da logica dos relés.

O Elemento CBOpCap representa a capacidade de operação do disjuntor, para identificação (Essa função é interna no IED e so pode ser acessada via interface que contenha o driver de comunicação com o dispositivos que é de fornecimento do fabricante) conforme representado no padrão IEC 61850 como segue a figura 23 abaixo:

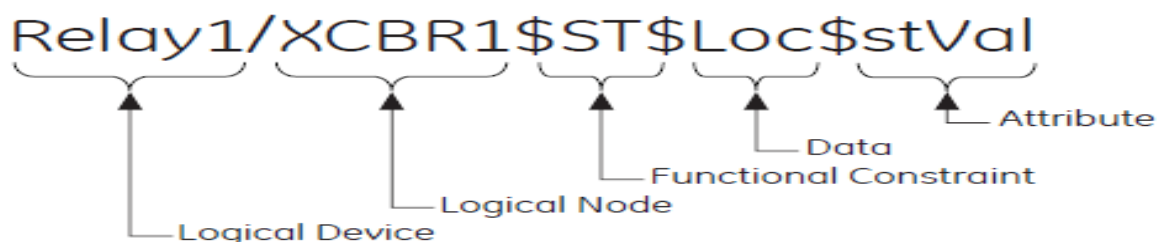


Figura 23 – Estrutura dos nós lógicos no IED (Fonte: IEC 61850 COMMUNICATION NETWORKS NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATION, 2017).

A forma representada na figura 23, é como se deve configurar os nós lógicos e função dentro dos IEDs para atender a necessidade de proteção do sistema elétrico.

Para o nó lógico XCBR é considerado um IEDs de proteção mais preciso um disjuntor inteligente na rede, o loc possibilita habilitar o comando local ou remoto para operação, stVal é status inicial boleano (binário 0 e 1 para as condições de status) para I/O digital, já que se trata de disjuntor.

O agrupamento de vários nós lógicos, forma um dispositivo logico (LD–Device logical), um ou mais dispositivos lógicos agrupados determina um dispositivos físico que é um IED–device electronic inteligente. O IED está ligado fisicamente à rede física para proteção no nível de estação ou precisamente sala dos relés e possui um endereço definido para sua identificação (ID), para possibilidade de acesso remoto nas unidades de engenharia e controle conforme ilustração na figura 24.

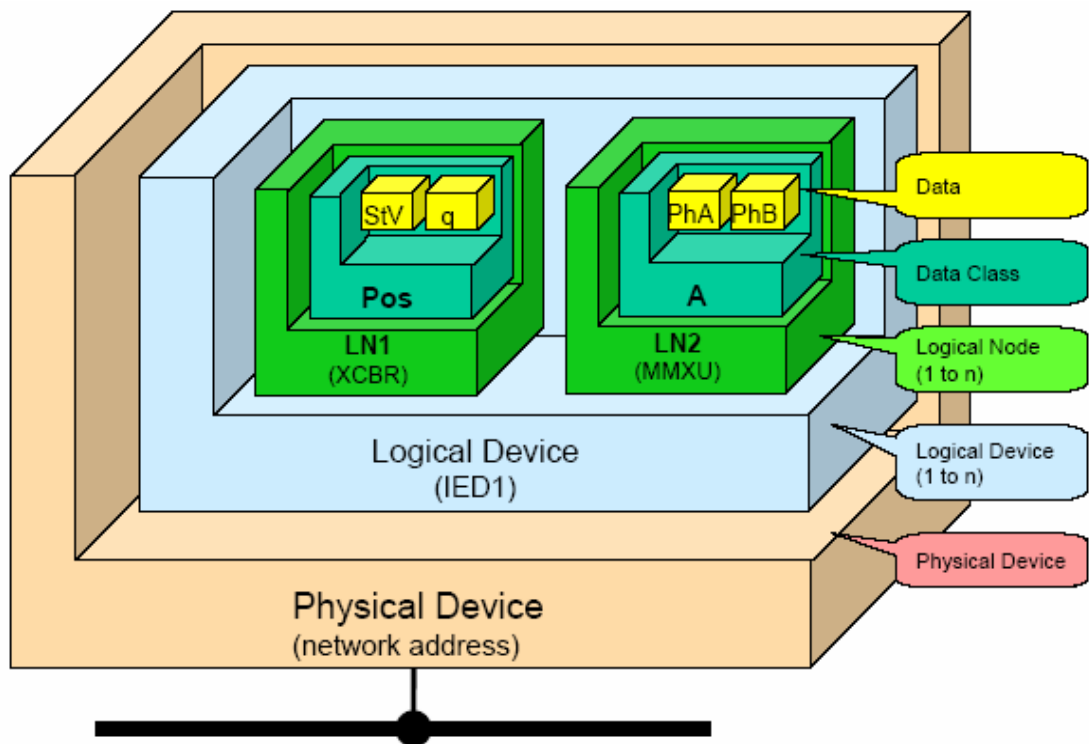


Figura 24 – Modelo de dados para um IED (Fonte: NORMA IEC 61850-70).

Existe um grupo de nós lógicos, e sua identificação é dada através de um grupo de combinação de letras que determina a função de cada nó no sistema elétrico, a tabela 1 representa os grupos de letras que combinado forma um nó logico e essa combinação é de grande importância para associar ao dispositivo físico e referenciar a tabela ANSI.

Tabela 1: Grupos de Nós Lógicos (Fonte: IEC 61850-7).

Grupos de Nós Lógicos	Designador do Grupo	Quantidade de Nós
Nós Lógicos de Sistema	L	2
Funções de Proteção	P	27
Funções Relacionadas à Proteção	R	10
Controle Supervisor	C	4
Referências Genéricas	G	3
Interface e Arquivamento	I	4
Controle Automático	A	4
Metragem e Medida	M	7
Equipamento de chaveamento ( <i>Switchgear</i> )	X	2
Transformador de Instrumento	T	2
Transformador de potência	Y	4
Equipamentos adicionais do sistema de potência	Z	14
Sensores	S	3
<b>TOTAL</b>		<b>86</b>

Será dado um exemplo de como reconhecer as combinações dessas letras. Para o agrupamento de quatro letras do grupo pode-se obter:

- XCBR- Nó lógico que pertence a Equipamentos de Manobra (X), do tipo disjuntor.
- PDIF- Nó lógico que pertence a Função de Proteção (P), do tipo proteção diferencial.

Para entender a estrutura interna de um IED modelado virtualmente com seus nós lógicos, a figura 25 ilustra um modelo real para uma UTR conforme IEC 61850.



Figura 25 – Modelo de Devices Lógicos (Fonte: ARANDA, 20120).



Em um IED tomando como referência a tabela 1, é fácil saber a quantidade de LNs que pertence a cada classe ou grupo, com essa informação pode implementar o SAS, e habilitando na parametrização os LNs desejado para proteção, controle e medição do sistema.

Note que para o LD 1 os LNs pertence ao grupo de medição e dentro da tabela 1 pode ter a quantidade de LNs que um IED de medição possui, assim segue para o LD2 proteção, LD3 potência que são os TPs e TCs.

### 2.3. RELAÇÃO ENTRE O PADRÃO ANSI E IEC 61850

Trazendo para o mundo real, a figura 26 abaixo representa um relé digital SEL modelo 311C, um dos que é usado na rede de proteção contendo todos os nós lógicos e suas funções.

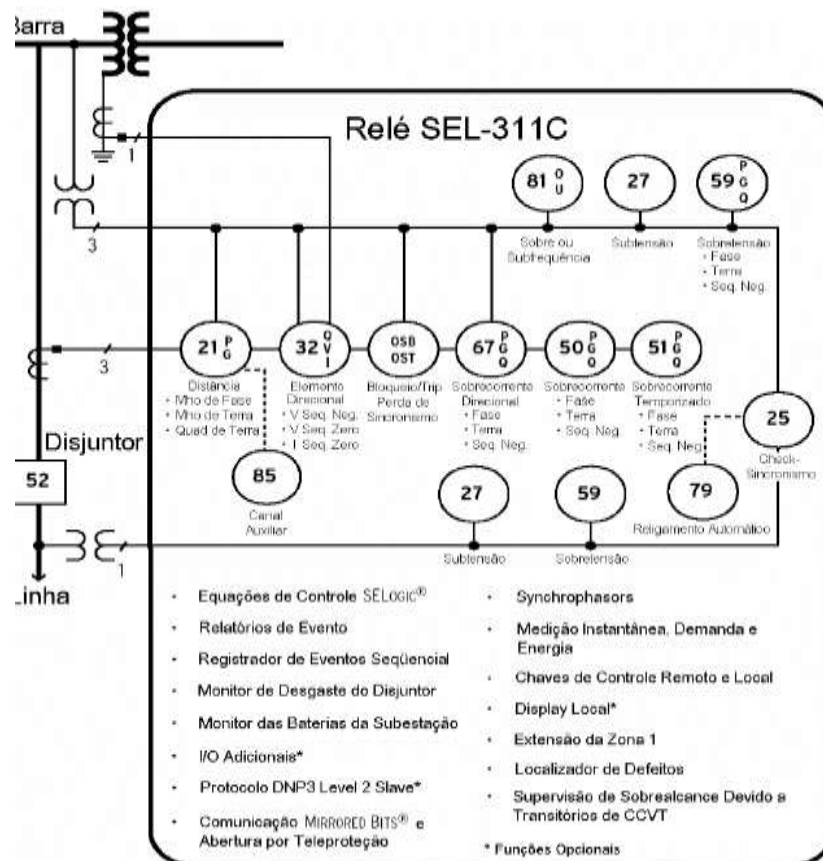


Figura 26 – IEDs de proteção SEL 311C (Fonte: FOLHA DE DADOS SEL 311C).

Para entender esses condigos representados por números para parametrização dos IEDs de proteção, é necessário conhecer a tabela ANSI que tem a função de cada simbologia. Para os nós lógicos da IEC 61850, existe uma hierarquia de evolução que representa para cada conjunto de 4 letras as funções dos LNs para

parametrização e configuração dos IEDs em uma rede elétrica, pode ser criado um quadro comparativo que relaciona cada simbologia da IEC com a ANSI. A tabela 2 abaixo representa a interface de configuração dos IEDs, para referência de e para entre as siglas IEC 61850 a ANSI, essa relação está na versão da IEC 61850-7-4 atualizada em maio de 2003.

Tabela 2- Comparativa dos LNs entre a ANSI e IEC 61850 (Fonte: IEC 61850-7-4)

Funcionalidade	Referência IEEE C37.2	Modelado no IEC 61850-7-4	Comentários
Sobrecorrente ou taxa de elevação	50	PIOC	
Tempo sobrecorrente AC	51/51V	PTOC/ PVOC	
Fator de potência	55	POPF/ PUPF	Sob/subrepotênci
Tempo sobrevoltagem	59	PTOV	
Sobrecorrente direcional AC	67	PTOC	Tempo
Frequência	81	PTOF PTUF	Sobrecorrente
Proteção de corrente diferencial	87	PDIF	
Tempo Subtensão	27	PTUV	
Subcorrente / Subpotência	37	PTUC PDUP	Subcorrente
Distância	21	PDIS PSCH	

O modelo de relé utilizado na automação é um SEL – 751 que suportem a IEC 61850, 2003. A figura 27 ilustra bem as proteções que o modelo 751 suporta.

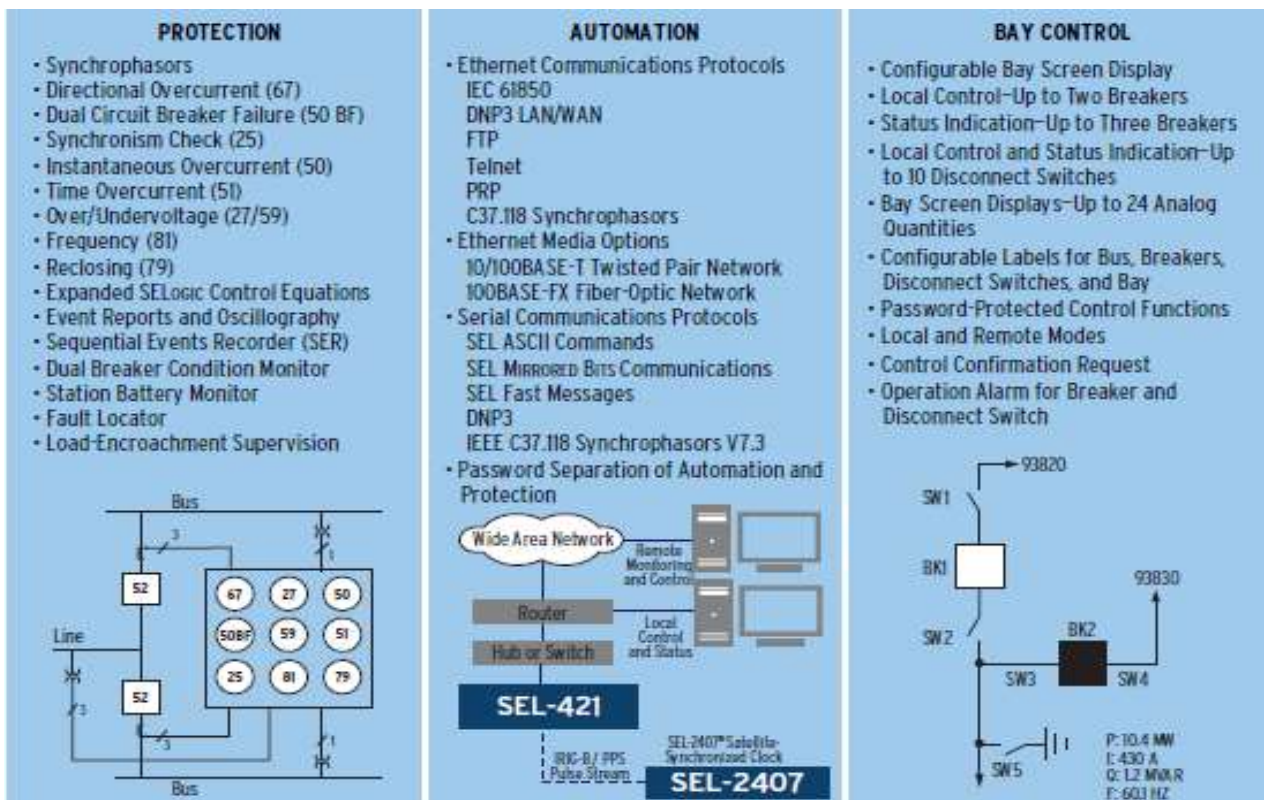


Figura 27 – Diagrama funcional e comunicação (Fonte: SITE SELINC).

Para capacidade de interligação das grandezas medidas, controlada, manipuladas, essa configuração depende muito da necessidade do projeto o do que se quer proteger, o preço para aquisição de um IED, depende da sua configuração e da quantidade de nó lógico. A SEL cobra por quantidade de entrada e nó lógico que aumenta a robustez e escalabilidade do equipamento e da rede tornando o projeto muito caro porem considera-se um investimento e não gastos. Para melhor entendimento, o quadro 1 representa os recursos de um IED utilizado no projeto, modelo SEL 787 (Fonte: FOLHA DE DADOS SEL 787).

I/O <sup>d</sup> Digitais	8 DI (PN 9760), 8 DO (PN 9761), 4 DI/4 DO (PN 9764), 4 DI/3 DO com 2 Tipo C e 1 Tipo B (PN 9773)
I/O Analógicas	8 AI (PN 9762), 4 AI/4 AO (PN 9763)
Temperaturas	10 RTDs (PN 9772)
TCs e TPs	3 AVI (PN 9769), 4 ACI (PN 9770), 3 ACI/3 AVI (PN 9771)
Porta 1	Portas Ethernet 100BASE-FX ou 10/100BASE-T Simples ou Dual
Porta 2	Porta Serial de Fibra Óptica (núcleo da fibra óptica de 62,5 µm, conectores ST, compatível com SEL-2812)
Porta 4	EIA-232 ou EIA-485 (PN 9751)
Protocolos	Serial: DNP3; Ethernet: Modbus TCP, DNP3 LAN/WAN, FTP, Telnet, IEC 61850
Ambiente	Revestimento conformal para ambientes quimicamente perigosos e de alta umidade

Quadro1- Recursos disponíveis em um IED (Fonte: FOLHA DE DADOS SEL 787).

### 3. INTEGRAÇÃO FÍSICA DA REDE E COMUNICAÇÃO.

Para entender como será feita a integração do sistema de automação e proteção da rede e dos equipamentos da subestação em questão, é necessário saber quais e quantos equipamentos, linhas e ramais fazem parte do projeto, já contemplando as ampliações futuras.

Na figura 28 é possível ter informações reais desse levantamento que possibilita saber que existem:

- 01 Medidor inteligente Coelba que não será integrado a rede;
- 03 chaves seccionadoras, sendo uma motorizada, e duas manuais;
- 02 Transformadores de forças (69/13.8) kV e 8MVA cada;
- 05 Disjuntores de potência entre 400A a 650A;
- 12 Ramais de linha com proteção montante e a distancia;
- 12 Relés inteligentes de fabricação SEL 751 e 787.
- 3 Switches inteligente de camada de rede e um roteador.
- 01 UTR processador
- 01 Concentrador de I/O geenciavel

Obs: Todos os relés utilizados tem a função ANSI 79 Auto religamento, que monitora as condições dos religadores e comanda as chaves religador.

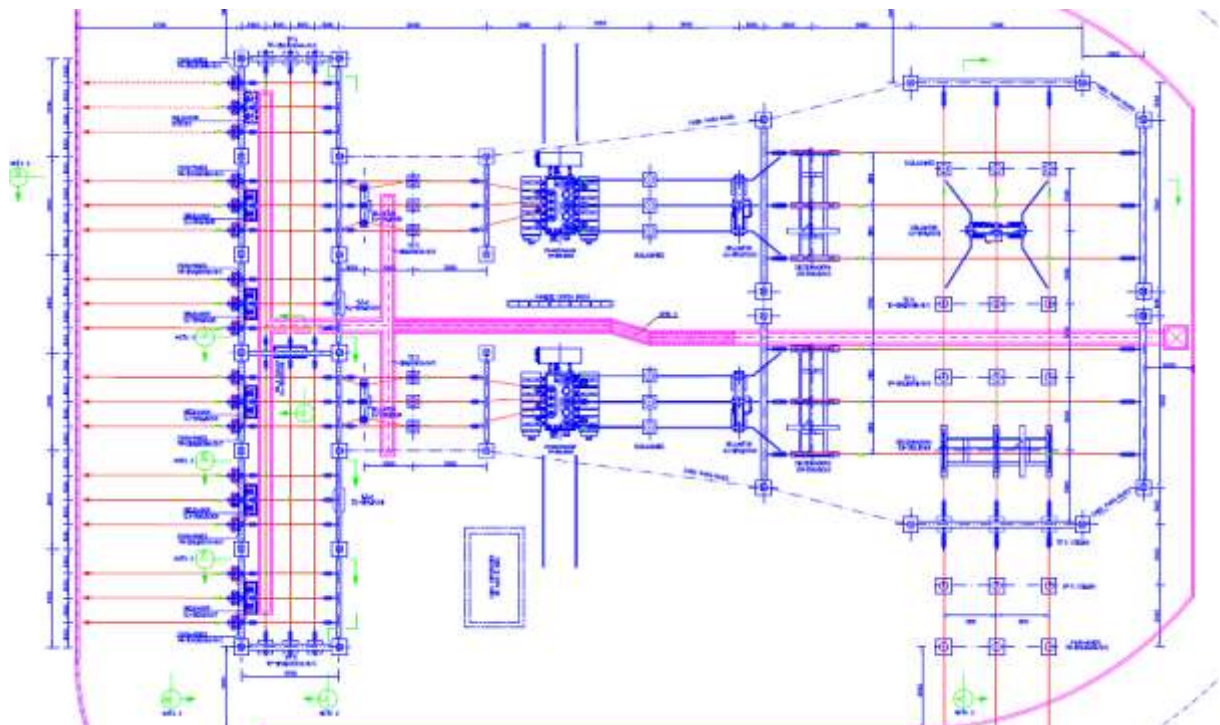


Figura 28- Arranjo geral da subestação de 69 kV (Fonte: Planta de arranjo da SE).

Arquitetura de integração será organizada conforme a figura 17. A interligação será feita exatamente conforme a rede de proteção da figura 17, portanto cada equipamento e dispositivos serão distribuído no padrão IEC 61850.

A integração física se dá através de cabos metálicos que vem do campo nível de processo N0 para o nível de relé N1, e dentro sala de relé já ocorre o fechamento das fibras com os switches para topologia anel interligando ao processador (UTR), para gerenciamento dos relés, subindo via fibra ótica para sala de controle engenharia. No campo inicia essa integração considerando todos os sensores, transmissores e contatos disponíveis para proteção do sistema.

Para cada dispositivo inteligente, seja relé, processador, GPS, roteador, switches, que encontra-se da camada física a camada de enlace e rede dentro das pilhas do modelo OSI, e o meio físico para transferência de dados. Todos esses recursos tem protocolo disponível para tratar os dados e entregar aos destinatários na rede de automação, sendo que cada um deles tem suas funções dentro da rede. Os protocolos utilizados serão dentro de cada camada o que melhor compete em tempo, velocidade de comunicação, tipo de mensagens trocadas e acesso aos dispositivos, seja Ethernet, DNP. 3.0, serial RS-485, IEC 61580, SNTP. IEEE 37.118. Mais adiante será explicado cada um desses protocolos, onde e porque serão utilizados.

Será criada uma rede local (LAN – Local Area Network) usando switch gerenciáveis de camada de rede e como nessa rede vai conter rede de automação, proteção e monitoramento por câmeras, o tráfego dessas informações serão isoladas por redes virtuais (VLAN – LAN virtual), e para acesso remoto fora do ambiente da rede via HTTP (Hypertext Transfer Protocol), esse protocolo pertence a camada de aplicação do modelo OSI para acesso via WWW (World Wide Web), essa rede será interligada a um rede WAN (Wide Area Network) para acesso a redes externa e link com os provedores de internet ou disponibilidade de acesso remoto externo (CISCO,2003).

A figura 29 ilustra uma VLAN básica criada a partir da configuração de um switch gerenciável de camada de rede com as permissões básicas para acesso as portas definida para cada rede virtual.

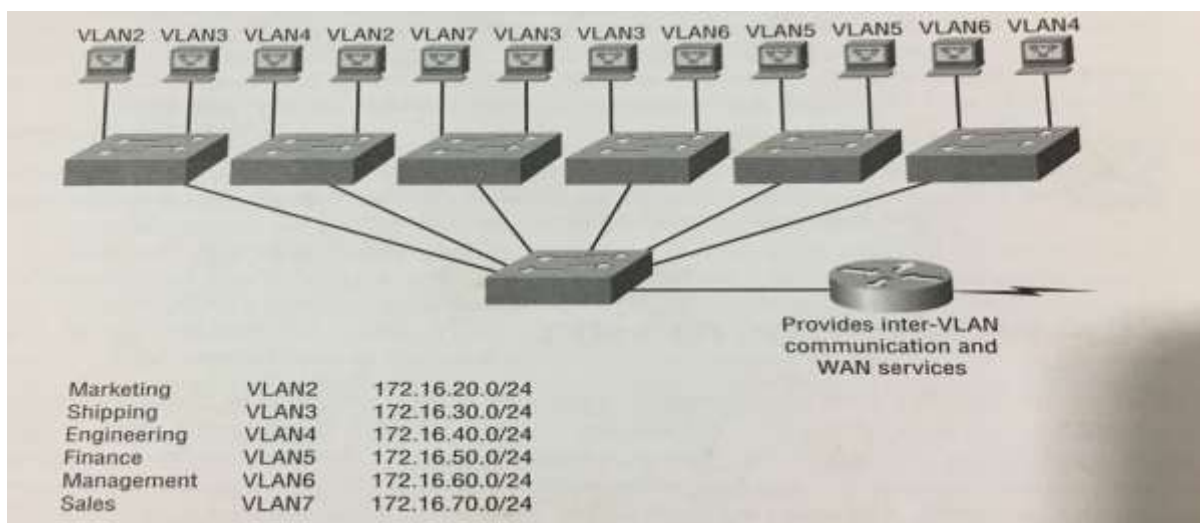


Figura 29 – VLAN básica(Fonte: CISCO, 2003).

O objetivo de se criar uma VLAN como já é boas pratica em sistemas corporativos, e passa a ser também em redes industriais, primeiro a segregação de mensagens transmitida na rede e melhor gerenciamento dos fluxos de mensagens, broadcast, domínio de colisão, entrega rápida das mensagens remetente-destinatário e redução dos gargalos bem como redução de custo com dispositivos físicos apesar de necessitar de profissionais mais qualificados para implementação, essa técnica também fará o isolamento das mensagens entre os IEDs, melhorando o tempo de recebimento nas trocas das informações referente aos dispositivos de campo no nível N0 para N1. Permite também separação das mensagens GOOSE/GSSE, que será vista adiante a níveis horizontais que troca informações entre os IEDs alertando a condições da rede de proteção.

As portas dos switches gerenciáveis são capazes de criar um isolamento de altíssima impedância como se fosse uma barreira entre as porta dos switches isolando um VLANs das outras, esse dispositivo de rede é considerado um equipamento de camada três dentro do modelo OSI – Open System international da ISO - International Organization for Standardization, considerado camada de rede onde são definidos os nomes da rede o endereçamento e melhor caminho por roteamento dos dados trafegado na rede via protocolo IP, IPV6, IRIG B, portanto cada porta configurada como VLAN no switch é considerado como um roteador virtual dentro do mesmo, isso aumenta o domínio de colisão e controle de broadcast e controle do overflow para controle de transmissão de dados evitando perda na transferência via técnica de espelhamento. Essas são as grandes vantagens de se ter VLANs dentro do meio físico das redes industriais.

A figura 30 ilustra a configuração de uma VLAN acessando as continuações do switch e habilitando as informações e programando as portas desejadas.

```

S1# show vlan name student
-----
VLAN Name                Status    Ports
-----
20 student                active    Fa0/11, Fa0/18

VLAN Type  BVID  MTU  Parent  Ringb  Ringpa  Stp  Stpgto  Trans1  Trans2
-----
20 enet  100020 1500  -      -      -      -      -      0      0

Remote SPAN VLAN
-----
Disabled

Primary Secondary Type      Ports
-----
-----

S1# show vlan summary
Number of existing VLANs          : 1
Number of existing VTF VLANs     : 1
Number of existing extended VLANs : 0
S1#

S1(config)# int fa0/18
S1(config-if)# no switchport access vlan
S1(config-if)# end
S1# show vlan brief
-----
VLAN Name                Status    Ports
-----
1 default                active    Fa0/1, Fa0/2, Fa0/3, Fa0/4
Fa0/5, Fa0/6, Fa0/7, Fa0/8
Fa0/9, Fa0/10, Fa0/11, Fa0/12
Fa0/13, Fa0/14, Fa0/15, Fa0/16
Fa0/17, Fa0/18, Fa0/19, Fa0/20
Fa0/21, Fa0/22, Fa0/23, Fa0/24
G10/1, G10/2
20 student                active
1002 fddi-default          act/unsup
1003 token-ring-default   act/unsup
1004 fddinet-default      act/unsup
1005 trnet-default        act/unsup
S1#

```

Figura 30 – Configurando uma VLAN através do Switch (Fonte: CISCO,2003).

Como a IEC 61850 utiliza o protocolo Ethernet para tráfego das informações, as mensagens GOOSE em uma rede virtual trocada entre os IEDs possuem endereço reconhecido pela porta do switch configurada como VLAN e envia apenas para o grupo que pertence àquela porta, isso garante o isolamento, integridade das mensagens e filtro de mensagens e telegrama GOOSE aumentando a velocidade desse tipo de mensagem e reduzindo a quantidade de camada que as mensagens trafegam em duas camadas a camada física e enlace, por isso esse tipo de mensagem é considerado com de altíssima velocidade de transmissão na rede.

Será utilizando um GPS com o objetivo de manter o sincronismo da rede atualizado e o horário atual entre todos os dispositivos interligando na rede. O GPS terá comunicação com satélite e enviando a mensagem de sincronismo via protocolo SNTP, já que o IEDs com padrão IEC 61850 suporta o protocolo de sincronismo SNTP integrado com função de sincronização ANSI 25, evitando equipamento individual para sincronismo na rede e troca de mensagem em tempo real.

O abrigo dos painéis dos relés estará próximo aos equipamentos no nível de bay N1 conforme figura 17, dentro do abrigo conterá as UTR – Unidade de terminal remoto ou UCAs - unidades de aquisição de dados, dentro terá um equipamento terminal interfaceando com os IEDs.

A interface de controle e supervisão conterá o IHM – Interface Homem Máquina com sistema SCADA para aquisição de dados, historiamento, monitoramento dos sinais dos IEDs, operação e comando remoto.

A interface de engenharia conterá com um terminal remoto com link separado da rede de controle, evitando congestionamento nas codificações das mensagens de controle com as mensagens de engenharia. O objetivo dessa interface é a configuração dos IEDs e ajuste e parametrização das grandezas elétricas e variáveis de processo.

A figura 31 ilustra o modelo de um GPS integrado a rede com protocolos SNTP, PTP, NTP, IRIG-B. Para utilização de sincronismo da rede será utilizado o SNTP que tem como funcionamento o envio de um conjunto de dados para validação temporal e status de referência externa de sincronismo.



Figura 31 – GPS sincronismo da rede de automação da SAS. Fonte: PN-002

Um dos recursos utilizados nesse GPS é a capacidade de integrar a 4 redes diferentes devido a existência de 4 porta LAN Ethernet , comunicando ate 4 satélites, e capacidade para integração por via cabo óticos usado para redes externa como WAN comunicando com a rede remota corporativa.

Será também utilizados sistema de proteção contra acesso indevido de pessoas não autorizado, essa proteção conterá com firewall e senha de acesso restrito habilitado pela equipe segurança da informação, a rede será controlada por portas logicas de acesso dinâmica.



### 3.1. INTEGRAÇÃO DOS IEDs A REDES FISICA EM NÍVEL DE PROCESSO E CONTROLE.

Os IEDs, serão instalados no painel de relés com uma UTR ou UAC, serão alimentados em (98~265)Vac convertido da rede principal através de transformadores de potência TPs e tensão em corrente contínua em 152Vcc com 5A corrente do cartucho de aferição. Nesse painel, serão organizadas as régulas de borne para I/O analógicos (corrente elétrica, tensão elétrica, fator de potência ativa e reativa, temperatura, compensação de corrente e voltagem para regulação do sistema), I/O digitais (Status das condições dos dispositivos, alarmes, comandos para os dispositivos de proteção, etc), a figura 32 ilustra um painel apenas para representação, não é o painel que será aplicado, e ao seu lado o diagrama de interligação dos IEDs que serão utilizados na proteção do sistema.

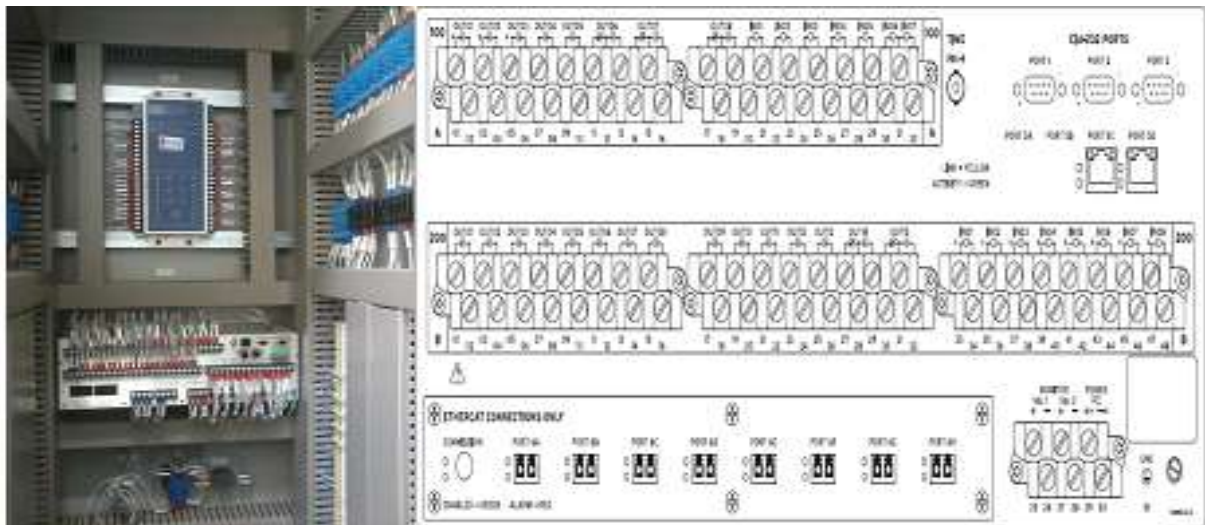


Figura 32 - Painel de integração dos IED (Fonte: FOLHA DE DADOS SEL 451).

As saídas dos bornes vão para o campo para cada LN que deseja proteger e/ou controlar e monitorar. Seja linha, TPs, TCs, disjuntores, seccionadora motorizada, religadores, quadro de comando dos transformadores de força e status.

Esses IEDs possuem interface RJ-45 que trafega informação IEC 61850 com protocolo Ethernet por switch via fibra ótica usada para troca trafego de mensagens GOOSE entre os IEDs.

Quando todas as interligações forem feitas seguindo os padrões, será criado o modelo de arquitetura de comunicação baseado no padrão IEC 61850, que estabelece o protocolo de troca, envia e recebimento das mensagens que trafega na rede de comunicação, a figura 33 ilustra o melhor e o mais próximo da arquitetura desejada.

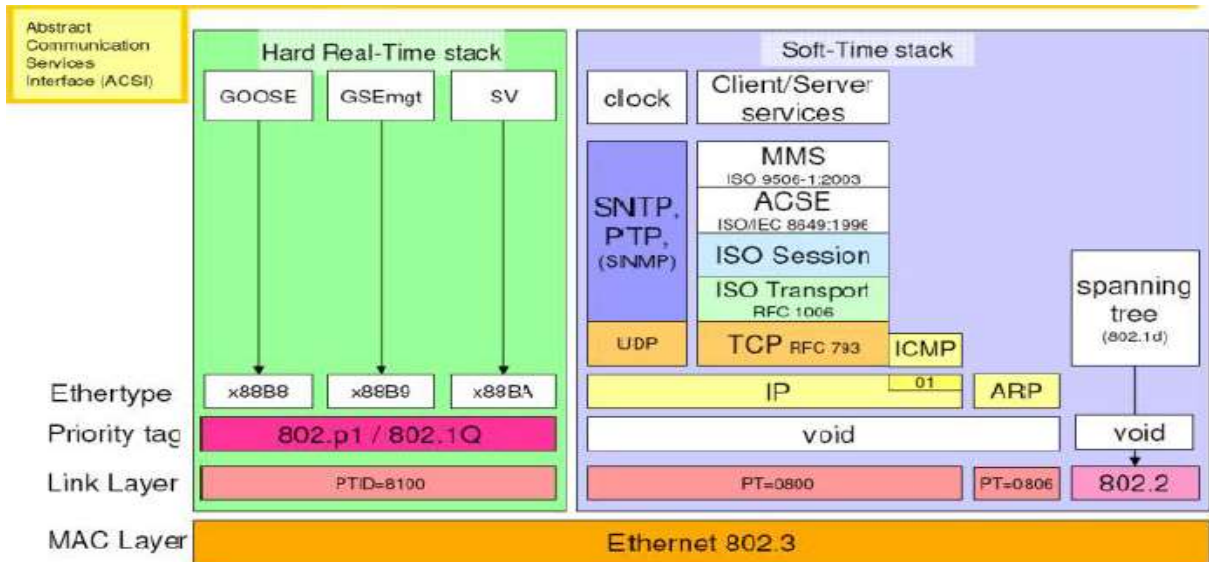


Figura 33 – Arquitetura de comunicação IEC 61850 para SAS ( Fonte: IEC 61850).

### 3.1.1 Configuração e parametrização dos IEDs

Os IEDs com IEC 61850 suportam todos os protocolos e pode ser pré-configurados em ambiente de teste para o pré-comissionamento, garantindo maior confiabilidade e tempo de integração, isso evita testes com os dispositivos ligados a rede e correção de falha com a rede operando. Essa é uma das vantagens do padrão IEC 61850.

Os IEDs utilizados, possuem porta de console ligado a um PÇ com programa QuickSEt Setup , e exibe uma tela de interface conforme visto da figura 34.

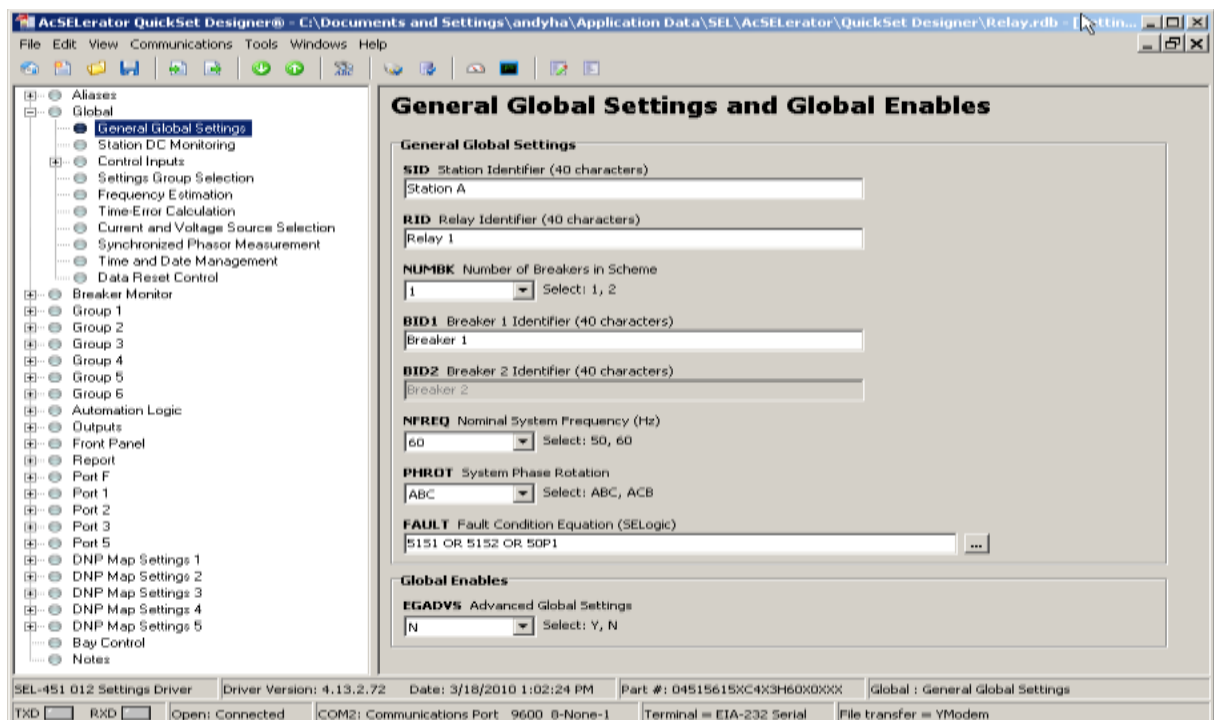


Figura 34 – Asceleration QuickSEt Setup . Fonte: selinc.com/products

O programa permite que todas as configurações de comunicação, protocolo, porta de comunicação serial ou outras, configuração das velocidades das portas, tipo de mensagens e protocolo de entrega das mensagens.

O programa de comunicação Asceleration QuickSer Setup, possuem drives de comunicação direto com os IEDs da SEL, isso facilita muito na comunicação com velocidade devido ao trafego em camada reduzida. Na figura 33 ilustra uma interface de configuração de um relé para proteção do sistema elétrico, com mensagens tipo GOSSE e MMS para troca rápida de informação e telegrama, esses tipo de mensagens não pode ter delay no envio tendo seus telegramas em tempo real, como checagem de status dos dispositivos da rede para recebimento, historiamto, oscilografia. Dentro da pilha de protocolo TCP/IP a mensagem MMS utiliza o protocolo UDP - User Datagrama Protocolo, que determina o envio das mensagens, contendo um data grama e não possui confirmação de recebimento, portanto essas mensagens não possui um bit de confirmação isso comprova ainda mas a sua velocidade e o uso para troca de informação em tempo real.

Mensagens do tipo GOOSE que troca informações em todos os níveis da rede e é responsável pelas informações de gerenciamento, logs, eventos, manutenções, tempo de ação dos relés, que são mensagens não operacionais, utilizam o protocolo TCP que tem um tempo maior devido ao bit de confirmação das mensagens, todas essas informações são configuradas nos IEDs assim como sincronismo, IP para acesso as configurações, ID para identificação. Após essas configurações dos IEDs, serão realizados testes em bancada, para garanti que todas as informações embarcadas sejam confiáveis e isentas de falhas.

A figura 35 ilustra uma bancada de teste após configuração dos IEDs e antes de ser integrada a rede de automação para proteção da subestação. Nesse ambiente é possível verificar os leds que tem sua representação para os tipo de funcionamento e sincronismo, um check up eletrônico dos estados dos I/O, verificar o tempo de trafego das mensagens GOOSE, GSSE (verificação dos Trips), MMS. Após esse teste os IEDs estão prontos para serem integrado à rede e realizar o comissionamento.

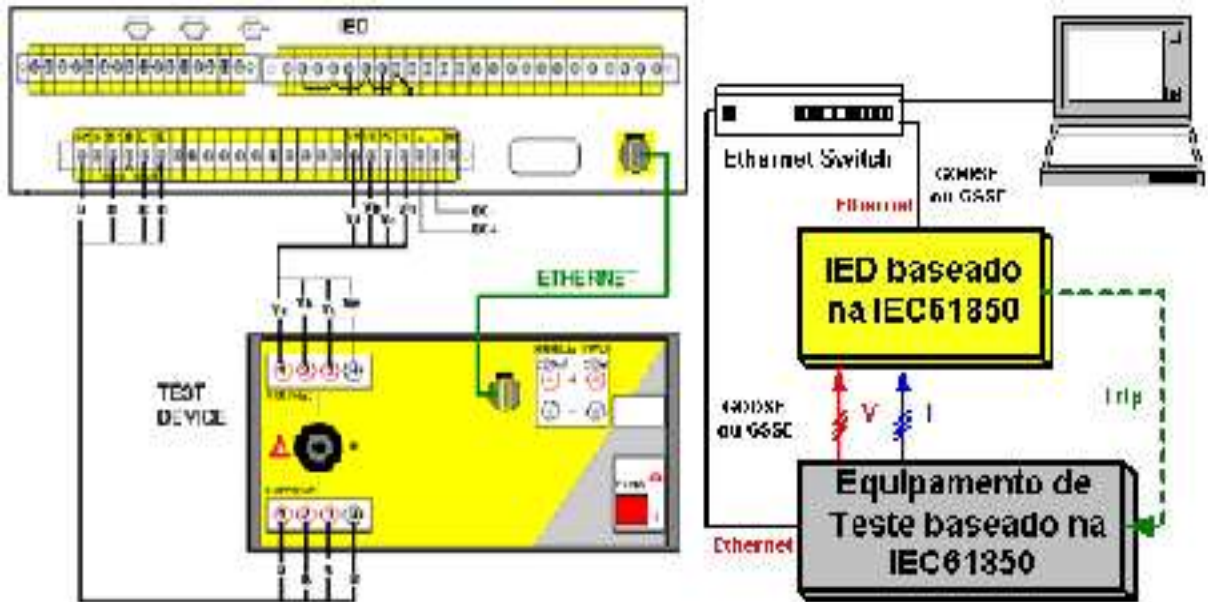


Figura 35 – Teste de IEDs para integração a rede SAS (Fonte: TESTE DE IEDs BASEADO NA IEC 61850).

#### **4. MODELAGEM DE COMUNICAÇÃO DA SUBESTAÇÃO USADO O PADRÃO IEC 61850 PARA TROCA DE MENSAGENS ENTRE OS IEDs.**

A modelagem de protocolo de comunicação do padrão IEC 61850 depende muito do tipo de mensagens trocada entre os IEDs, tempo de transmissão, prioridades das mensagens, tempo de entrega e velocidade de transmissão. O meio físico pode ser cabo metálico ou ótico a depender da topologia adotada e da velocidade de transmissão.

Os protocolos de comunicação que será portador das mensagens trocada nas redes serão conforme o tipo de mensagens e a prioridades como mensagens operacionais mensagens criticas e mensagens não operacionais, será explicado, mas adiante.

Cada IEDs receberá um endereço IP estáticos por garantia que seja fixo e de fácil identificação associado ao host name, para aceso remoto e troca de informação entres as camadas na rede. Na camada de enlace os dispositivos conterà com placa de rede 1000 base-t ou GbE (GibaBit Ethernet), contendo um endereço IPV4 e classe da rede C para um máximo de 255 dispositivos por rede. O IP será considerado o endereço logico e trafega na camada de rede no modelo OSI. A estrutura será composta de roteadores com protocolo RIP que atualizará a tabela de roteamento com os endereços IP de cada IED e gestão de rota, um endereço MAC que será o endereço físico da placa de rede dos dispositivos que pertence a camada de enlaces será usado para e amara esse IED através das porta dos switches gerenciáveis, isso garanti que aquela porta contem somente aquele endereço e aquele IED, ate que seja reendereçado.

Um servidor DNS que é um servidor de resolução de nomes será configurado, isso será uma maneira de identificar um hospedeiro quando este além de possuir um endereço IP também possuir um host name, isso facilitará no momento em que as informações trafeguem das camadas inferiores para as superiores os bits sejam convertidos em nomes e identificados pelos operadores nas telas e nos relatórios. A rede ethernet tem muita importância e possibilita que os IEDs sejam identificados por nomes para padronizar a arquitetura e identificação dos nós da rede.

#### 4.1 CONFIGURAÇÃO DOS IEDS E MENSAGENS TROCADAS ENTRE OS MESMOS NA REDE DE AUTOMAÇÃO

As mensagens serão classificadas como críticas, não críticas, prioritária, não prioritárias, operacionais e não operacionais conforme o padrão IEC 61850. Para mensagens não prioritária serão utilizados os protocolos TCP, isso porque as mensagens operacionais necessitam de um menor tempo de fluxo e UDP para prioritária isso garante um controle maior do fluxo e menor ocupação da largura de banda disponível por pacotes de dados trafegados na rede.

Podemos também estabelecer prioridades para cada tipo de mensagem baseando na importância e no tempo desejado que as mensagens cliente, servidor, mestres, escravos ou cliente –cliente, isso depende do tempo de requisição entre eles e da resposta da solicitação a cada IEDs ou servidor na rede, essa configuração pode ser feitas nos próprios IEDs.

Será utilizada a porta 53 para acesso ao servidor DNS e consultar ou até incrementar um hostname via comando por IP address. Só para conhecimento caso porta 53 DNS não sejam configuradas devidamente, pode permitir acesso indevido e informações de mensagens não permitidas tanto para fora quando para dentro da rede por ataque de hacker, por isso essa como padrão vem bloqueada no protocolo TCP e no Firewall. Para tanto para essa configuração que é muito importante para determinação dos hosts names e resolução de nomes deve-se ter cuidados com as permissões (KUROSE,2005).

A rede será composta de um roteador CISCO da serie 3800 com vários serviços integrados inclusive SDM que ajuda no gerenciamento da segurança dos dispositivos, uma ISA (Appliance Security Industrial) que aumenta a segurança dos aparelhos e da rede, contendo um firewall para aplicação industrial será utilizada para isolar a WAN das LAN ou VLANs.

Todas as mensagens trocadas na rede utilizando o IEC 61850 utiliza a interface Ethernet com conector RJ-45 com cabo UTP e fibra ótica, será utilizado o modelo OSI que forma a pilha de protocolo como ilustra a figura 36 (SWARTZ. 2013)

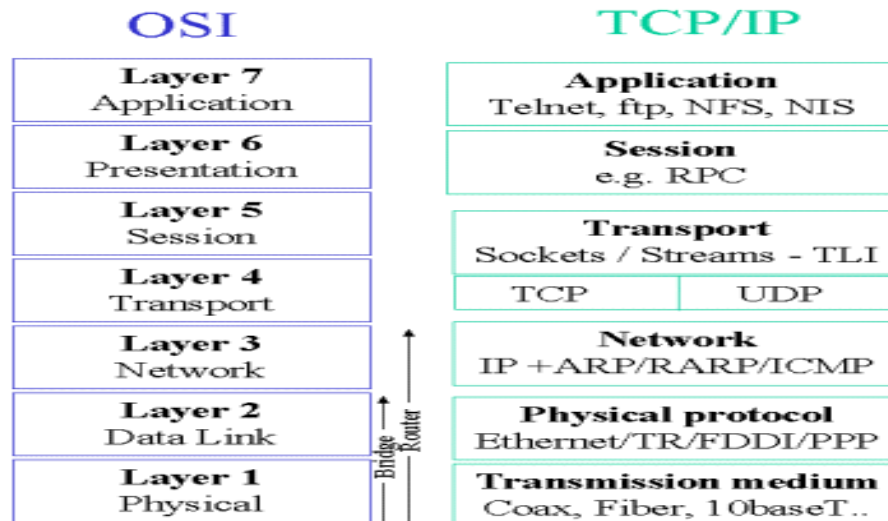


Figura 36 – Comparação entre a camada OSI e TPC/IP (Fonte: SWARTZ, 2013).

O padrão das camadas utilizada nos modelos de redes industrial é o modelo TPC/IP e é exatamente o que será utilizado para tráfego das mensagens trocada entre os IEDs, dessa forma o fluxo de mensagens serão em menor tempo, e o acesso aos dispositivos serão mais rápidos bem como a troca de mensagens entres os IEDs poderão ocorrer na camada de rede. Com relação ao acesso aos dispositivos para configuração, ajustes e parametrização, o mais importante é que poderá ser direto da camada de aplicação para a camada de enlace, aumentando o controle do fluxo (SWARTZ, 2013).

Na integração dos IEDs na rede Ethernet, temos que configurar os IEDs para os tipos de protocolo, tipos de mensagens que tráfegará na rede e mensagens que será armazenada local para ser colhetada no próprio IED. Serão habilitados os nós lógicos desejados conforme área de proteção e dispositivos lógicos que serão interligados aos dispositivos físicos.

Diante de todas as informações já supracitadas e após a integração dos dispositivos na rede e a escolha das interfaces de comunicação, sabe-se que o modelo do relé utilizado possui recurso para vários protocolo e interface de comunicação, pode-se utilizar dispositivos de qualquer fabricante para integração na rede sem problema de comunicação mesmo com diferentes profiles, contanto que todos estejam no padrão IEC 61850, isso porque esse protocolo além de ser flexível, é um protocolo padrão e interoperável e intercambiável. A figura 37 ilustra uma rede com IEDs de fabricante diferentes.

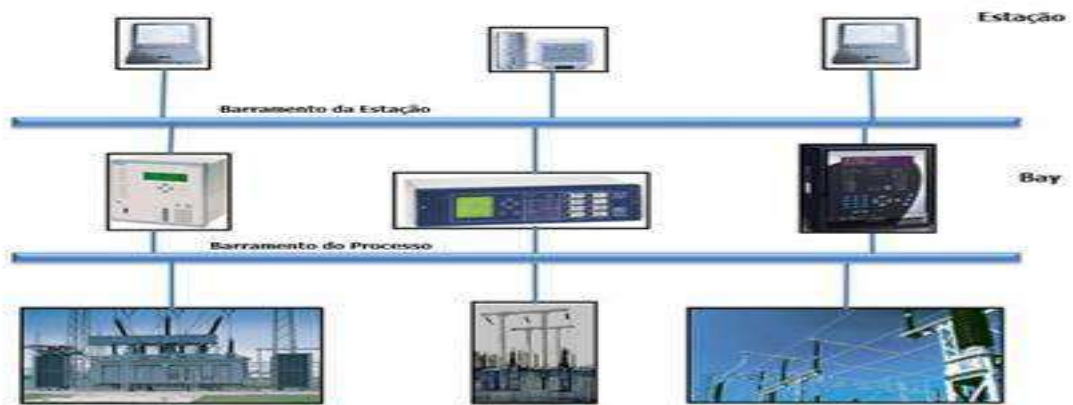


Figura 37 – Nível de bay com IEDs de fabricante diferentes com IEC 61850.

Primeiramente todos os IEDs serão configurados através de um driver de comunicação fornecido pelo fabricante dos relés junto com o data book, o programa usado será o Acceleration QuickSet da SEL que vem junto com o manual do IED já com as credenciais de acesso, modelo, serie do equipamento e part number de fabricação. Para configuração e acesso, basta navegar no programa e procurar o modelo desejado e entrar com o part number que vem no IED comprado.

Ao iniciar o software AcSElerator QuickSet, deve ser criado um arquivo do tipo AcSElerator Quickset Settings que possui a extensão “rdb”. Para isso, no menu “File” deve ser selecionado a opção “New” como ilustra a figura 38. Surge uma nova janela “Settings Editor Selection” que permite selecionar o modelo do relé a ser utilizado. A coluna “Device Family” possui uma lista de famílias de relés digitais da Schweitzer Engineering Laboratories, sendo que tal lista é pré-definida no momento da instalação do software AcSElerator QuickSet. Cada família de relés possui diferentes modelos e versões.

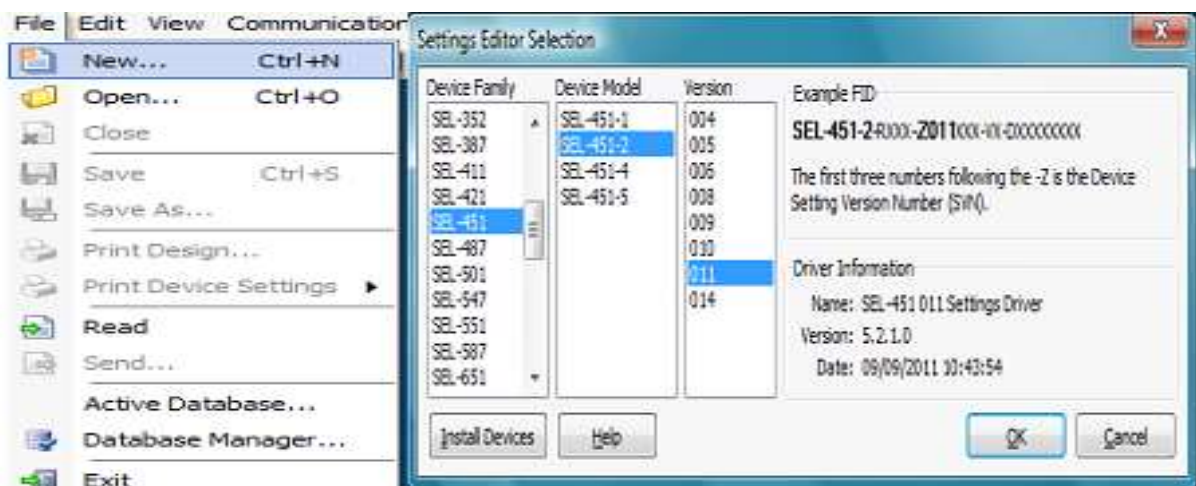


Figura 38 - Criação de arquivo do tipo AcSElerator Quickset Settings (rdb) (Fonte: Software AcSElerator QuickSet).



Ao confirmar, clicando em “OK” na janela “Settings Editor Selection”, uma nova janela de título “Device Part Number” aparecerá. Com isso deve ser configurado corretamente o “Part Number” (P/N) do equipamento que se encontra no painel traseiro (045126151A2B431XXXX2X, para este equipamento), ou pode-se visualizá-lo no menu “Relay Configuration” do display.

Essa configuração é completamente intuitiva mesmo usando uma linguagem padrão definido pela IEC 61850 SCL (Substation Configuration Language), essa linguagem é usado para implementar as configurações, ajustes, parametrização, importação e exportação das configurações dentro de um IED.

Após a configuração ser concluída e realizada os testes de inicialização, poderão ser extraídos as configurações e relatório localmente via interface RS-485, ou pela unidade de engenharia e controle a partir da sala de operação. Quando integrado a rede e estando em operação essas informações será separada do fluxo de mensagens GOOSE e MMS para evitar congestionamento e atraso das trocas de mensagens entre os IEDs.

Existe uma ferramenta que facilita muito na aquisição dessas mensagens e relatórios no Acceleration QuickSet Setup, que gera um arquivo na extensão XML ou XSD lido via linguagem Visual Basic (VB)Studio, já que a linguagem é escrita em VB conforme figura 39.

```

1. ?xml version="1.0" encoding="UTF-8" standalone="no" ?>
2. <xs:schema xmlns="http://www.iec.ch/61850/2006/SCL" xmlns:scl="
3. attributeFormDefault="unqualified" elementFormDefault="
4. qualified" finalDefault="extension" targetNamespace="
5. http://www.iec.ch/61850/2006/SCL" version="1.4">
6. <xs:annotation>
   i. <xs:documentation xml:lang="en">COPYRIGHT IEC,
7. 2005. Version 1.4. Release 2005/09/11.</xs:documentation>
8. </xs:annotation>
9. <xs:include schemaLocation="SCL_Substation.xsd"/>
10. <xs:include schemaLocation="SCL_IED.xsd"/>
11. <xs:include schemaLocation="SCL_Communication.xsd"/>
12. <xs:include schemaLocation="SCL_DataTypeTemplates.xsd"/>
13. <xs:element name="SCL">
14. <xs:unique name="uniqueSubstation">
   1. <xs:selector xpath="/scl:Substation"/>
   2. <xs:field xpath="@name"/>
   ii. </xs:unique>
   iii. <xs:key name="IEDKey">
     1. <xs:selector xpath="/scl:IED"/>
     2. <xs:field xpath="@name"/>
   iv. </xs:key>
   v. <xs:key name="LNodeTypeKey">
     1. <xs:selector xpath="/scl:DataTypeTemplates/
15. scl:LNodeType"/>
     1. <xs:field xpath="@id"/>
16. <xs:field xpath="@lnClass"/>

```

Figura 39 – Modelo de registro em XML para configuração XSD (Fonte: ARQUIVO SCD, 2017).

A figura 39 ilustra o padrão de configuração IEC 61850 usando a linguagem SCL para iniciar a configuração de comunicação e tempo de um IED.

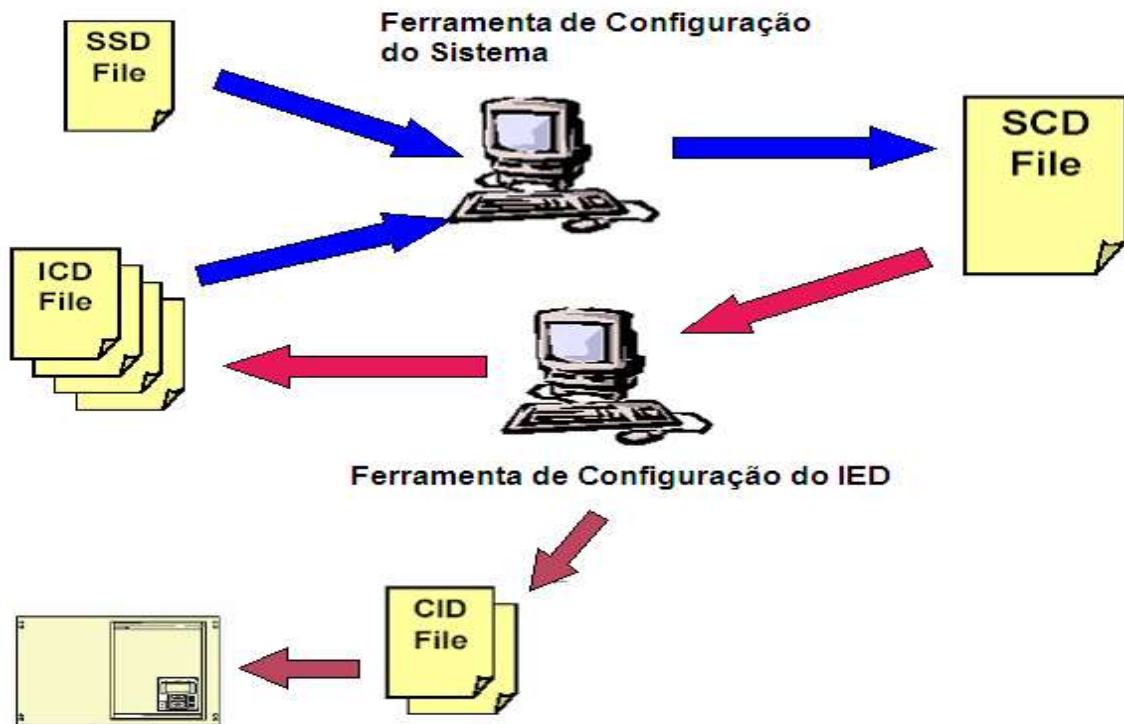


Figura 40- Linguagem de configuração de subestação.( Fonte: TESTE DE IEDs BASEADO NA IEC 61850, 2017).

Ao configurar o IED com a linguagem padronizada pela IEC 61850 (SCL), gera as extensões para exportação de relatórios com as extensões abaixo descritas. Para cada extensão existe um tipo de informação das condições do rele ou das parametrizações configuradas (TESTE DE IEDs BASEADO NA IEC 61850, 2017).

- SSD: System Specification Description.
- Descrição XML dos dados do Sistema.
- SCD: Substation Configuration Description.
- Descrição XML de uma subestação.
- ICD: IED Capability Description.
- Descrição XML dos itens aplicados em um IED.
- CID: Configured IED Description.
- Descrição XML da configuração de um IED específico.

#### 4.1.1 Exemplo de configuração de um arquivo com linguagem SCD. (Using the code with a new SCD file)

First, open the file `Main.java`. In the `Main` class, set the value of `SCD_FILENAME` to the filename of the SCD file. The SCD file should be in the same directory as the `Main.java` file. Run the Java project to generate the C implementation. **If the SCD parser complains, ensure that the first two lines of the SCD file exactly match those from the example `scd.xml` in the repository.** It's usually best to refresh the C project in Eclipse, to ensure that Eclipse knows about the new or modified files.

```

1. A basic C main() function will look something like:
2.     #include "iec61850.h"
3.     int length = 0;
4.     unsigned char buffer[2048] = {0};
5.
6.     int main() {
7.         initialise_iec61850();
8.         // initialise all data structures
9.
10.        // send GOOSE packet
11.        E1Q1SB1.S1.C1.TVTRa_1.Vol.instMag.f = 1.024;
12.        // set a value that appears in the dataset used by the "ItlPositions"
13.        // GOOSE Control
14.        length = E1Q1SB1.S1.C1.LN0.ItlPositions.send(buffer, 1, 512);
15.        // generate a goose packet, and store the bytes in "buffer"
16.        send_ethernet_packet(buffer, length);
17.        // platform-specific call to send an Ethernet packet
18.
19.        // in another IED...
20.
21.        // receive GOOSE or SV packet
22.        length = recv_ethernet_packet(buffer);
23.        // platform-specific call to receive an Ethernet packet
24.        gse_sv_packet_filter(buffer, length);
25.        // deals with any GOOSE or SV dataset that is able to be processed
26.
27.        // read value that was updated by the packet (it will equal
28.        // 1.024)
29.        float inputValue =
30.            D1Q1SB4.S1.C1.RSYNa_1.gse_inputs_ItlPositions.E1Q1SB1_C1_Positions.C1_TV
31.            TR_1_Vol_instMag.f;
32.
33.        return 0;
34.    }

```

Deve se ter muito cuidado com os relatórios e a extensão de leitura do arquivo gerado, para que seja feita a leitura correta das informações extraídas isso porque para cada extensão gerada corresponde a um modelo de mensagem diferente.

## 4.2 GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)

A subestação existente que está em operação, não existe troca de mensagens entre os IEDs, isso por vários fatores seja por ser de diferentes fabricante que não interoperam seja pelo tipo de protocolo que não permite a comunicação direta entre esses dispositivos, mesmo sendo inteligentes isso gera uma perda no desempenho e tempo das mensagens como trip e intertravamentos e religamento dos ramais em falta que estejam fora da zona proteção individual dos reles.

No modelo proposto para a construção da nova subestação com uma nova modelagem de proteção automática, será usando dentro do protocolo IEC 61850, para troca de informação direta entre os IEDs, mensagens ou telegrama GOOSE, essa comunicação é realizada ponto a ponto, e horizontalmente, o mecanismo de troca de mensagens é conhecido por publisher-subscriber (editor-assinante) onde o IED emissor (editor) insere (publica) mensagens na rede” devido ao seu critério de tempo crítico e tempos de transmissão em torno de 5ms, elas trabalham somente nas duas camadas inferiores(Física, enlace) do modelo de referência ISO/OSI, não possuem confirmação de recebimento e são do tipo multicast, ou seja, todos os subscriber conectados a rede recebem a mensagem, porém somente um subscriber filtra e processa a informação descentralizada e distribuída entre os IEDs (TESTE DE IEDs BASEADO NA IEC 61850, 2017).

Como isso é possível, essa configuração é feita no IED1 que envia o output signal em forma de bit de saída (BO) encapsulada em uma dataset para entrada input signal (BI) de um determinado IED2. Nessa configuração deve-se informar o ID do subscriber que irá receber essa bit, e o GGIO1 que é um device logical mapeia as mensagens destinada a ele na condição de subscriber em forma de telegrama GOOSE e trata esse evento na rede.

A figura 41 ilustra o modelo dessa mensagem trocada entre um IED1 e um IED2, a rede. Lembrando que essa mensagem é do tipo broadcast porém apenas o destinatário que tem seu MAC ou IP (melhor se for MAC), será o assinante que recebe e trata esse BI (TESTING OF GOOSE PROTOCOL OF IEC61850 STANDARD IN PROTECTION IED)

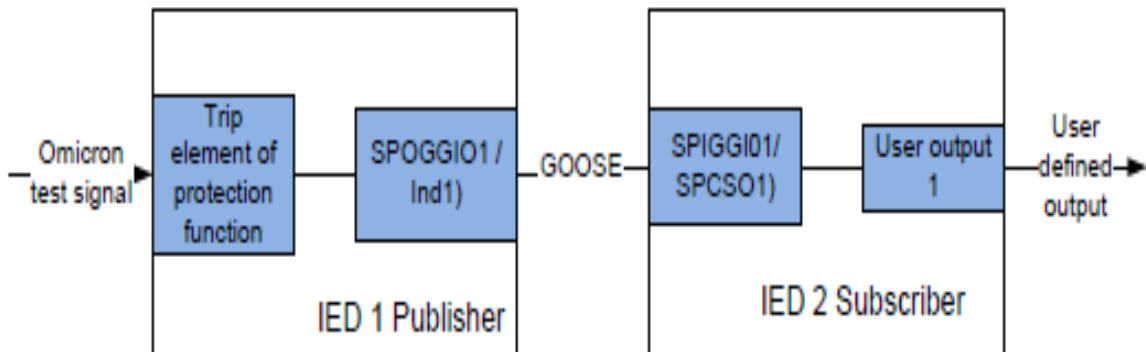


Figura 41 – Teste de mensagem GOOSE entre dois IEDs (Fonte: Testing of Goose Protocol of IEC61850 Standard in Protection IED).

As mensagens que trafegam na rede podem ser capturadas com a ferramenta Wireshark IEC 61850, veja a ilustração do Wireshark na figura 42 capturando mensagens GOOSE em uma rede de automação industrial para subestação elétrica EC 61850.

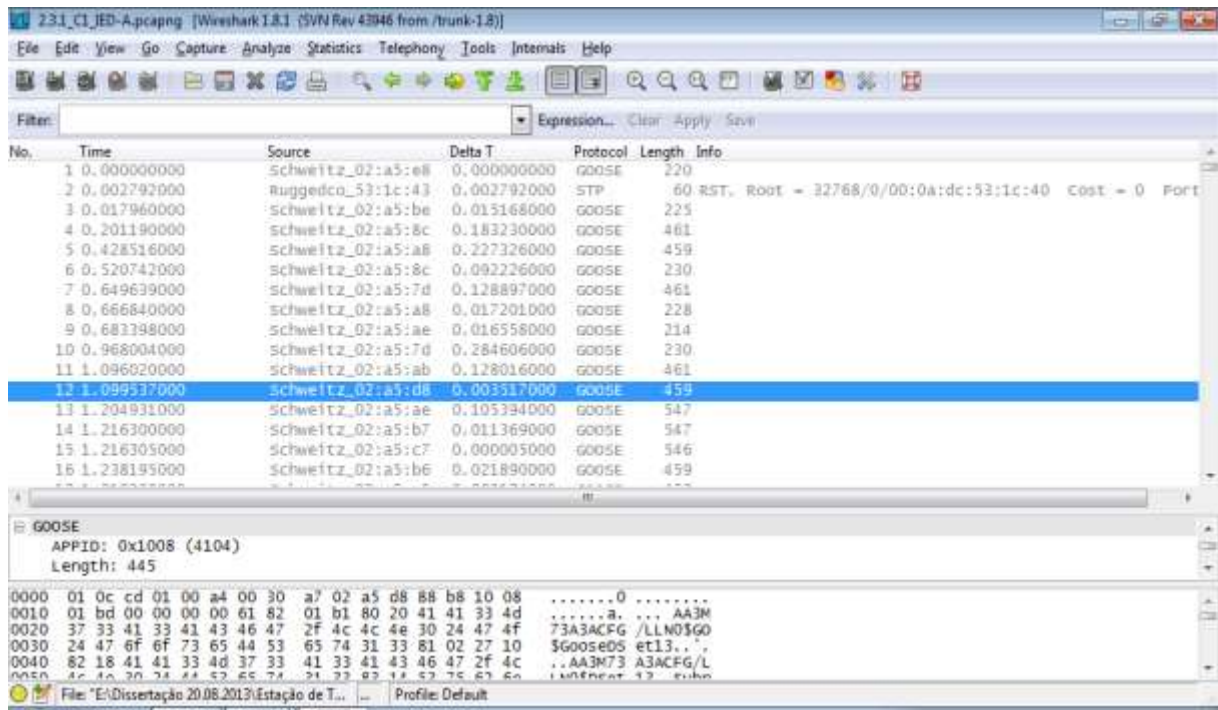


Figura 42- Tela do Wireshark para captura de mensagens GOOSE. (Fonte: WIRESHARKE).

As mensagens serão trocadas na rede em nível de bay, mensagens do tipo horizontais que tramitam apenas entre os IEDs e são mensagens consideradas como mensagens operacionais tipo trip, status, intertravamento, condições dos dispositivos de campos como disjuntores, motores das seccionadoras, falhas dos disjuntores, e religamento.

Para que as mensagens tenha um tempo muito curto é usado além de uma camada da pilha do modelo OSI para reduzir o tempo de varredura entre o cliente-cliente num modelo em rajadas, ou seja, as mensagens são repetidas por varias vezes ate certificar a entrega ao destinatário e não possui o bit de confirmação do recebimento. Esse método é realizado com o uso do protocolo UDP (Protocol User Data Grama), o problema é o consumo de banda e o congestionamento que ocorrem porem como no projeto proposto será usando a técnica de virtualização para segregação dos tipos de mensagens na rede, o impacto será mitigado.

As mensagens utiliza-se o protocolo CSMA/C.D/AC, que garante além do controle de colisão ainda trata das colisões ativas fazendo gestão do tempo de cada mensagem por um gráfico de tempo das mensagens tramitadas (CISCO, 2002) entre os IEDs

Na figura 43 ilustra uma situação real em que uma mensagem GOOSE é transmitida como TRIP para comandar a abertura do disjuntor de alta 69kV lado primário da subestação. Ocorreu falha conforme ANSI 62BF, nesse caso ocorre a troca mutua de por mensagens GOOSE entre o Rele 12 e os demais, para transferência de carga em nível de bay. Situação que ocorre na condição real da logica de coordenação seletiva da rede de proteção da SAS. Esse detalhe será representando mais adiante.

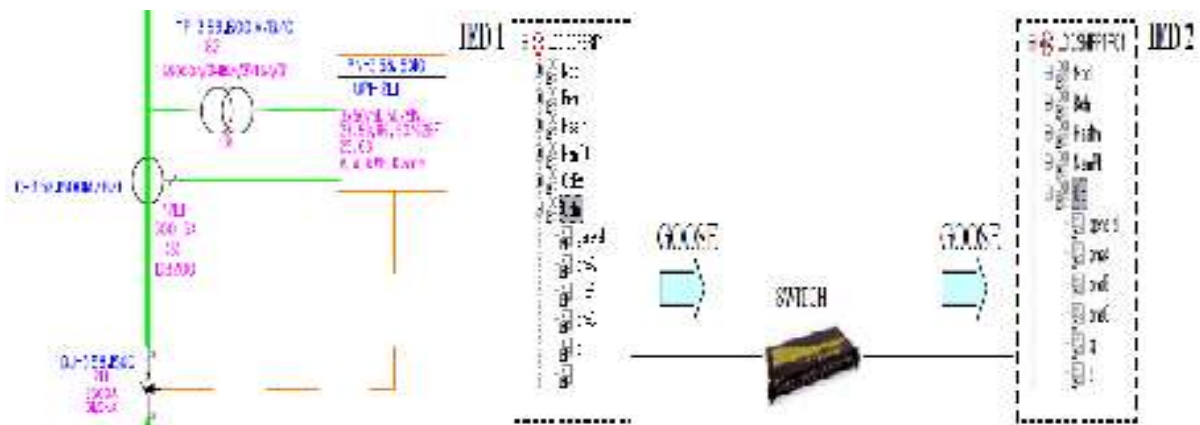


Figura 43 – Tipo de mensaMensagem GOOSE em um sistema real. (Fonte: PPGE).

Uma mensagem GOOSE é transmitida pela rede, sempre de forma horizontal, exceto quando requisitado um relatório. Na figura 44 representa um telegrama de estado de um dispositivo de proteção da rede, esse telegrama pode ser extraído com um leitor de XML extensão XSD, pode ser o VB stúdio.

```

IEC GOOSE
{
  Control Block Reference*: F1CTRL/LLN0$GO$Control_Dataset1
  Time Allowed to Live (msec): 500
  DataSetReference*: F1CTRL/LLN0$Dataset1
  GOOSEID*: 4
  Event Timestamp: 2008-04-17 17:51.43,041992 Timequality: 0a
  StateNumber*: 2
  SequenceNumber*: Sequence Number: 23
  Test*: FALSE
  Config Revision*: 1
  Needs Commissioning*: FALSE
  Number Dataset Entries: 2
  Data
  {
    BITSTRING:
      BITS 0000 - 0015: 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
    BOOLEAN: TRUE
  }
}

```

Figura 44 – Telegrama GOOSE. (Fonte: PPGE).

### 4.3 MMS (Manufacturing Message Specification)

Para acesso os dispositivos, retirada de relatório, oscilografia, eventos, historiamento, está sendo usado o protocolo DNP 3.0 que é muito utilizado em automação de sistema elétrico pela sua facilitada, flexibilidade e por ser um protocolo aberto, porem devido a dificuldade de configuração de tempo por tipo de mensagens, interoperabilidade entres os IEDs na rede e escalabilidade além de ser um protocolo que necessita acessar todas as camadas da pilha do protocolo OSI, as mensagens e protocolo de acesso vertical será substituído pelo protocolo MMS que é um padrão internacional do padrão IEC 61850 para subir na rede da camada de bay (enlace) para camada de supervisão (Aplicação). Nesse modelo usando o protocolo MMS, é possível determinar tempo diferenciado para os tipos de mensagens desejada assim como GOOSE ,esse recurso é do padrão IEC 61850, o MMS encontra-se na camada de aplicação e seção do modelo OSI ,esse protocolo é responsável por tratar das informações verticais, foi projetado para realizar controle remoto, monitoramento dos devices inteligentes através do terminal remoto RTU, controladores lógicos programáveis CLP, sendo aplicado também em serviços simples e complexos (ISSO 9506, 2008).

Se em todas as camadas da rede for utilizado o padrão IEC 61580, o protocolo MMS é trafegado entre as camadas de aplicação e seção para a camada de controle ou IEDs via UTR ou UCA, podendo quando necessário ser trafegado direto entre as camadas de aplicação para os IEDs, otimizando tempo e aumentando a velocidade de requisição.

O protocolo MMS pode ser utilizado para estabelecer comunicação entre dois dispositivos num modelo cliente-servidor, onde o cliente é sempre o requisitante como um operador, uma unidade de engenharia, unidade de controle, um sistema de monitoramento ou um dispositivo inteligente. Já o servidor, representa o device real ou todos os sistemas. A figura 45 ilustra um modelo cliente –servidor e requisição de dados na rede.

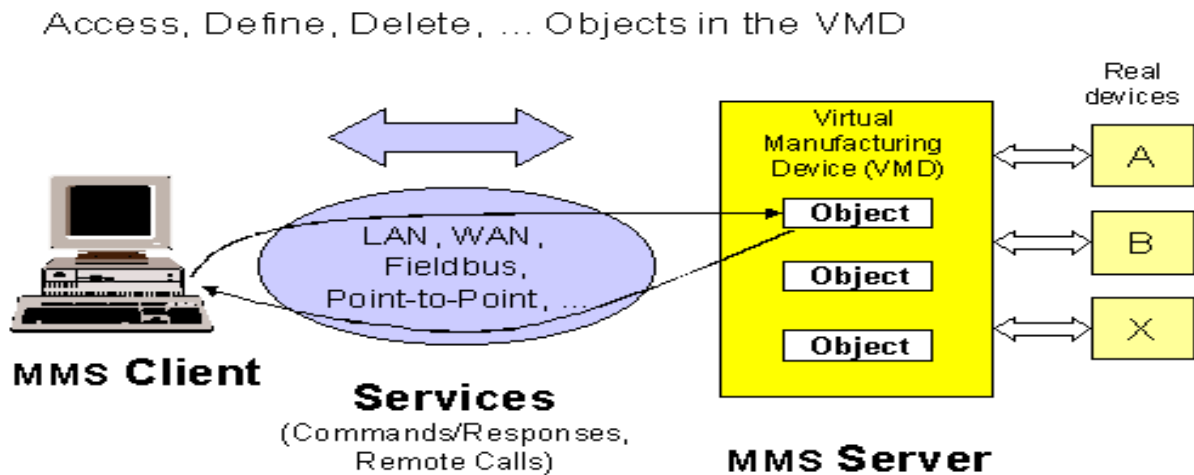


Figura 45 - MMS clien/server model. Fonte: Nettedautomation, 2007 (Fonte:ISO 9506, 2008).

Para mensagens MMS, já que não necessita de um tempo muito pequeno, por esse motivo não é considerado um protocolo real-time, é utilizado o protocolo TCP do modelo OSI para tramitar as mensagens e garantir um bit de start bit dando condição de confirmação do recebimento da mensagens do tipo unicast e mensagens trocada entre clientes/servidor por isso na configuração dessa comunicação é necessário selecionar o tipo 8n1.

Usando o protocolo MMS através da rede para uma chamada enviada do cliente para o servidor com uma descrição da necessidade conforme a ISO 9506-1 que trata do protocolo MMS, essa mensagem é processada e respondida pelo servidor. Esse serviço pode ser utilizado pelo cliente através da rede na camada de aplicação utilizando o browser IE para avaliar objetos, visualizar, e outras definições das configurações, a linguagem utiliza modelo XML para implementar a programação.

Um exemplo de informações que pode ser avaliada na rede de proteção de uma subestação elétrica utilizando o protocolo MMS é a do tipo “Atlanta26/XCBR3.Pos.stVal”. Caracteriza a proteção da terceira posição do circuito de bloqueio na subestação.



O servidor MMS produz um dispositivo de fabricação virtual (VMD Virtual Manufacturing Device) que representa exatamente um mapa do mundo real para o mundo virtual, ou seja, todas as informações e de um IED pode ser acessado através do VMD que funciona como um driver instalado no servidor MMS criando uma interface direto com o IED (ISSO 9506-1, 2008).

A figura 46 ilustra a interligação virtual de um VMD e um IED acessado através de um servidor MMS direto da camada de aplicação pelo browser IE.

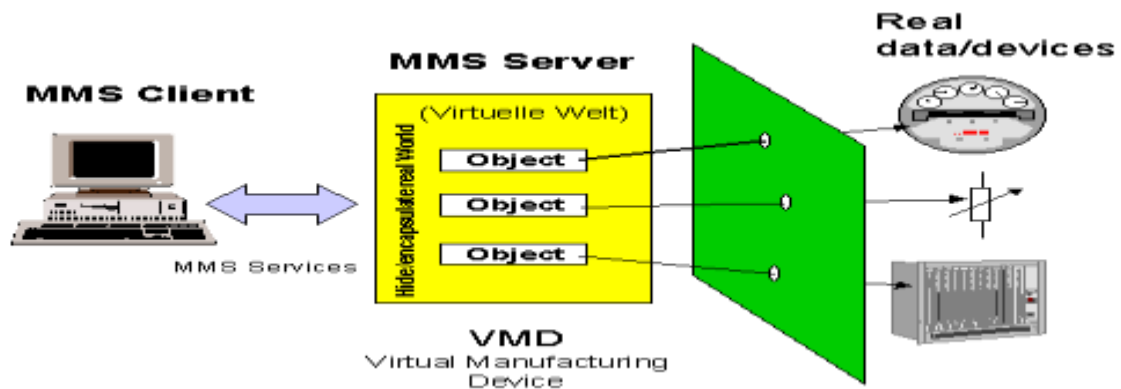


Figura 46 – Encapsulando dispositivo real em um virtual (Fonte:ISO 9506-1, 2008).

A figura 47 ilustra os vários tipos de objetos e serviços que são possíveis acessarem através servidor MMS usando o driver VMD, essa é uma implementação direta que facilita e muito o tempo de acesso aos dispositivos e requisição de informações da rede.

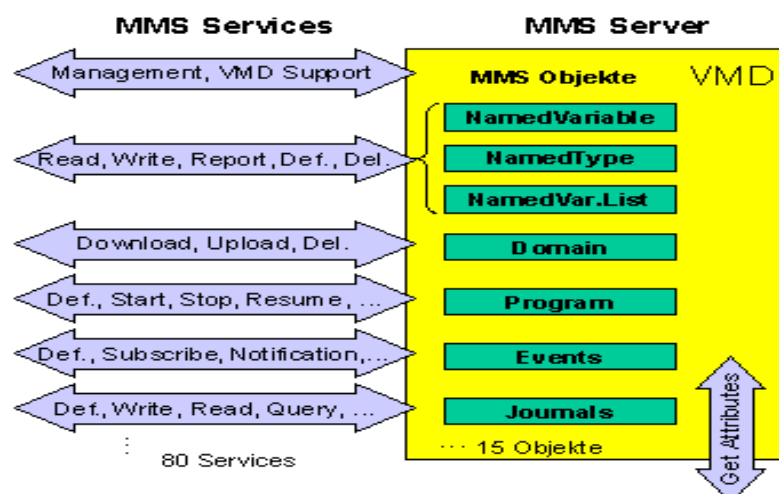


Figura 47 – MMS Objects and Services ( Fonte: Nettedautomation,2007).

Existem muito mais informações das mensagens, serviços, objetos e disposição para comunicação MMS, que pode ser pesquisada na norma ISO/IEC 9506 revisão 2008.

#### 4.4 IEC 61850 Sampled Values

Dentro do protocolo IEC 61850 será usado o SV ( Simplified Values) quer dizer valores amostrado, configurado no IED para trata dos valores de corrente, tensão e medição das grandezas elétricas na subestação , atuando encapsulado nos protocolos GSSE (Generic Substation States Events) que são os status do eventos genéricos da subestação e do protocolo GOOSE ( Genetric Object Oriered Substation Events) que são os Objetos orientado dos eventos genérico da subestação, para monitorar esses eventos e tomar decisões rápidas. O SV também determina os eventos de tempo críticos e prioritário podendo enviar status, trip e intertravamento para bloqueio de um disjuntor, desligamento de uma chave, religamento de um ramal, isso depende muito das grandezas monitorada e medidas e da necessidade dos eventos em real time já que o SNTP protocolo de sincronismo também faz parte dessa interatividade (IEC 61850-9 Sampled Values, 2003).

Para entender melhor esses serviços veja a ilustração na figura 48 onde existe uma mensagem única ou fusão única, percebe-se que a rede monitora as grandezas como corrente e tensão da linha de transmissão primário do transformador e encapsula essa informação criando um pacote de mensagem SV enviando para todos os switches na rede, os dispositivos de proteção IEDs, comparam essas informações com os valores de referência e verifica se está dentro da zona de proteção, caso esteja fora da zona de proteção é enviado uma mensagem para o circuito de bloqueio com os trips apropriados para isolar a falha.(IEC 61850-9 Sampled Values, 2003)

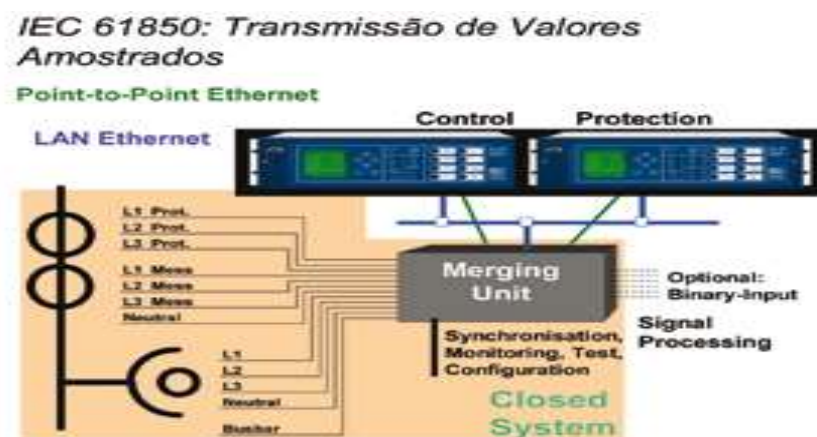


Figura 48 – Proteção de TPs e TCs usando protocolo SV (Fonte: TRAFFIC GENERIC OF IEC 61850 SAMPLED VALUES).

Nos relé de proteção em dispositivo de processo como proteção de transformadores TP e TCs como ANSI 87, 5/51N, 27 dentre outras proteções, será configurada o protocolo padrão conforme IEC 61850 que estabelece que seja o SV (Sampled Values), são amostras dos valores de grandezas como tensão, corrente, potência. Essas grandezas são tratadas com conversor de medição analógica, tempo de transmissão e necessita de um tempo muito pequeno, para digitalização dos sinais de frequência 60Hz (frequência padrão do Brasil), tratamento de harmônicas superior a frequência fundamental 60Hz, para representar a oscilógrafa. O SV utiliza a rede ethernet Publisher/Subscriber (publicador/assinante), proteção, amostra/ciclo em 80 mensagens/ciclos (TRAFFIC GENERIC OF IEC 61850 SAMPLED VALUES). Na figura 49 ilustra o modelo de referência de um gerador de trafico para uma mensagem SV encapsulada e enviada pela rede.

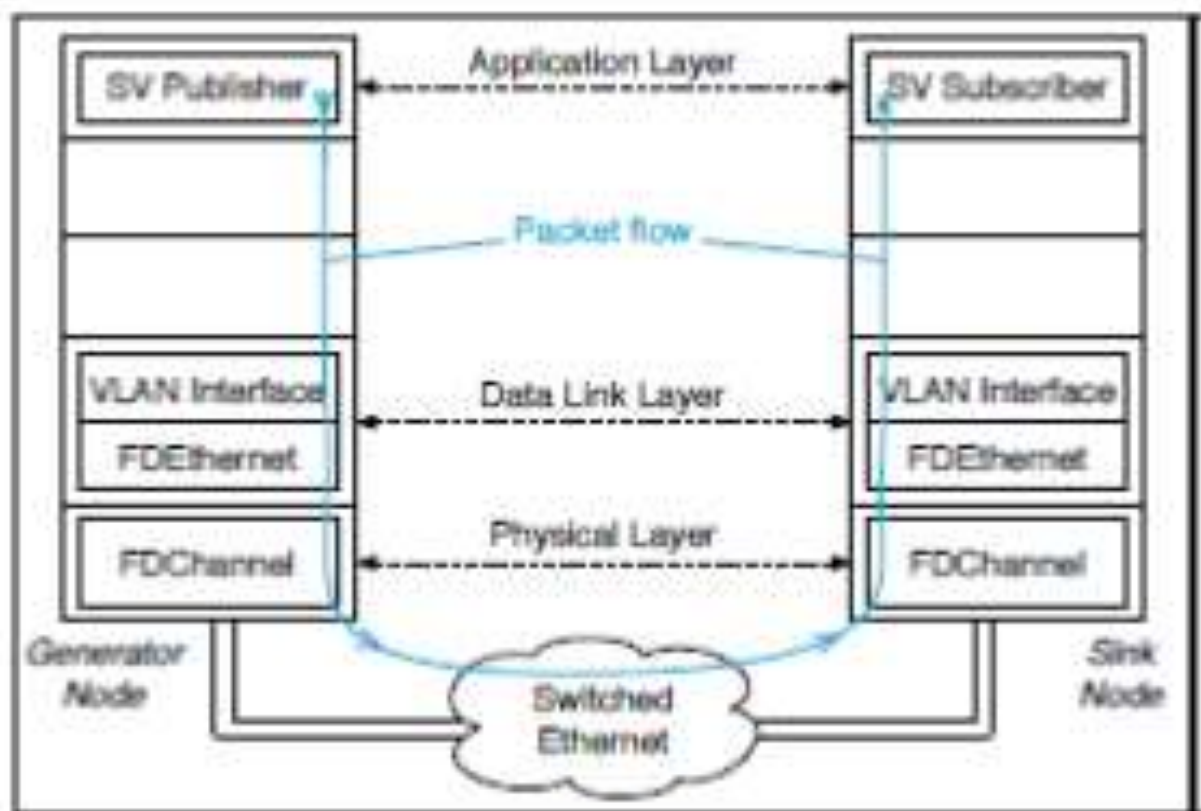


Figura 49 – Referência de um modelo para gerador de trafico SV (Fonte: TRAFFIC GENERIC OF IEC 61850 SAMPLED VALUES).

#### 4.5 SNTP Protocolo Simples de gerência de rede

O protocolo SNTP (Simple Network Time Protocol) em redes de informática é muito usado o protocolo NTP (Network Time Protocol), o SNTP é uma versão simplificada do NTP. Protocolo muito utilizado nas redes de computadores para garantir a sincronização das informações, atualização e envio de mensagens real-time, esse protocolo funciona através do sinal de tempo dos satélites GNSS (Global Navigation Satellite System) que distribui o horário de forma precisa utilizando outros protocolo de saída para garantir o sinal de tempo na rede, um dos protocolo usado é o IRIG-B. Na rede de automação o GPS utilizado tem capacidade para configurar ate quatro satélite. (CISCO, 2002)

Também será utilizado o protocolo SNMP que integrado à rede, trabalha em comunicação com o MIB (Base de gerenciamento de informações) que são os servidores e banco de dados na estrutura da rede.

Exemplo de configuração de sincronismo usando protocolo SNTP.

- Clock timezone PST -8
- Clock summer-time PDT recurring
- Sntp update-calendar
- Sntp server 192.168.13.57
- Sntp server 192.168.11.58
- Interface Ethernet 0/0
- Sntp broadcast

## 5. APLICAÇÃO DOS IEDs NA MALHA DE PROTEÇÃO DA SAS PROPOSTA.

Nesse capítulo será demonstrado os relés inteligente para proteção do sistema elétrico da subestação. Como a subestação ainda encontra-se em fase de comissionamento, não será possível demonstrar nenhuma aplicação prática nem os parâmetros reais configurado nos relés. As estruturas que serão apresentadas nesse capítulo são retirados do digrama unificar da logica de proteção do sistema de automação em conjunto, e memorial da logica de proteção, mais o memorial de calculo para coordenação, proteção simultânea, seletividade e logica. Com esses parâmetros e documentos de projeto é possível configurar, calibrar, aferir e parametrizar todos os relés para proteção das zonas que será protegida.

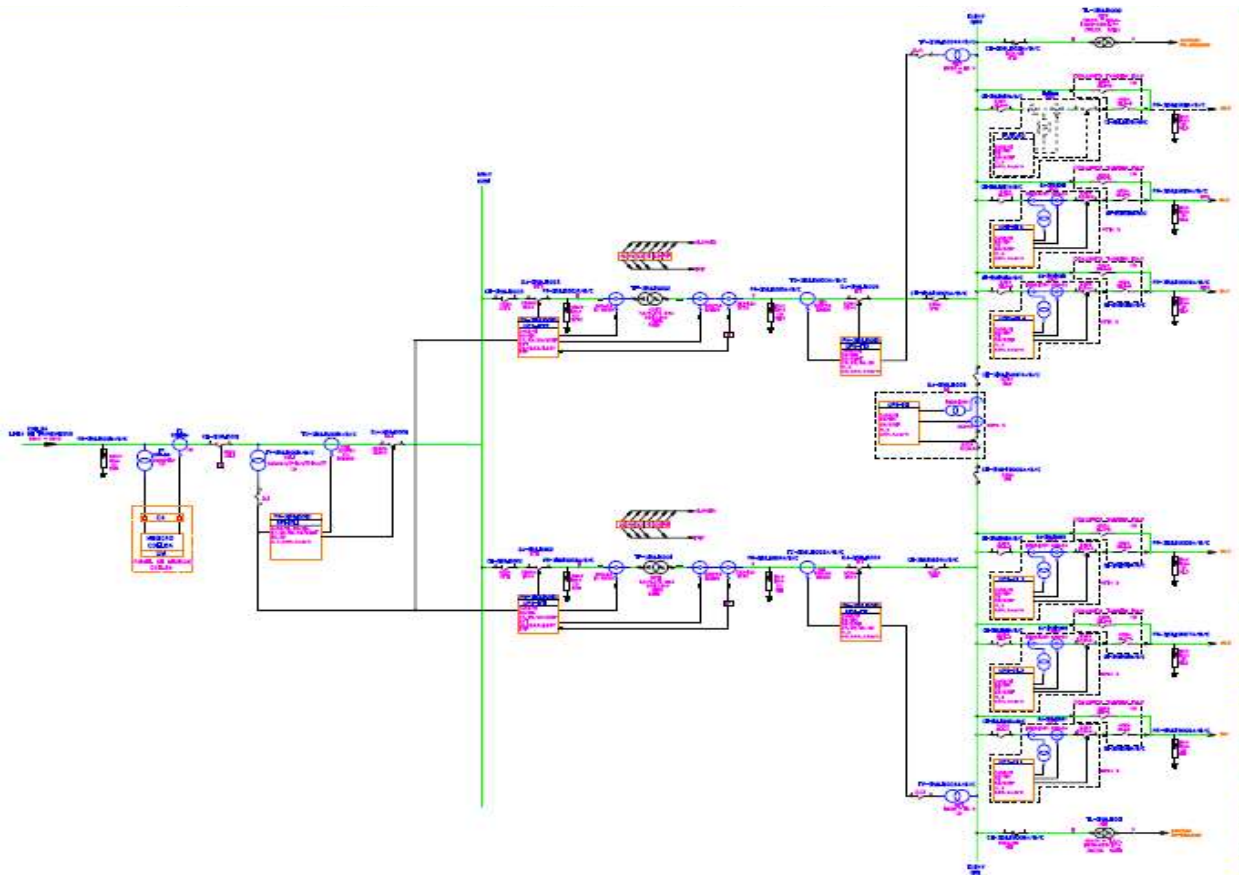


Figura 50- Diagrama unifilar de proteção (Fonte: Diagrama Logico do projeto).

A figura 50 ilustra o diagrama unifilar do sistema elétrico da subestação em questão, no diagrama está representando a linha principal de entrada de alimentação que vem da concessionária, com entrada em 69 kV, e os níveis intermediário com os transformadores (TPs, TCs), e dispositivos de proteção. Também é representando os tipos de mensagens, sinais, status, Intertravamentos, trips, intertrip, alarmes e monitoramento.

A figura 51 ilustra o ramo de entrada com o sistema de medição da Coelba e os transformadores de potência com os transformadores de corrente para as fases R,S,T. Também nessa mesma ilustração é possível verificar o relé de proteção com função 67BF para XCBF-1 conforme IEC 61850 para bloqueio do disjuntor DJ-001 que é responsável pela proteção geral da rede.

Esse relé troca mensagem GOOSE/GSSE/MMS e encapsula mensagens SV dentro de um dataset para ser mapeado pelo assinante e traduzido por ele.

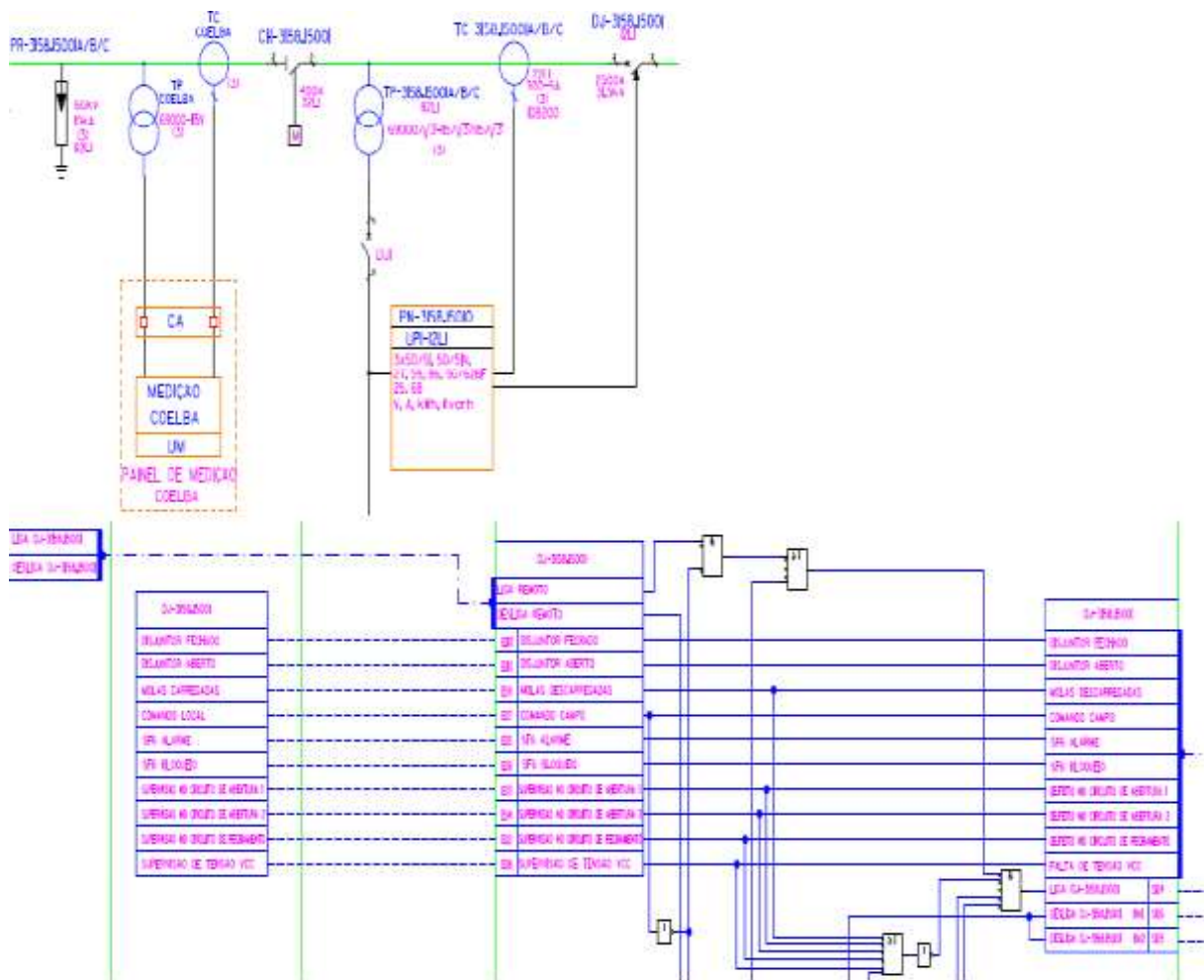


Figura 51 – Proteção na entrada da rede primária (Fonte : Diagrama de comando).

A figura 52 ilustra a proteção do disjuntor de força DJ002 pelo IDE UP 2 com função 87TB proteção diferencial e bloqueio do disjuntor de entrada além de outras proteções configurada nesse relé.

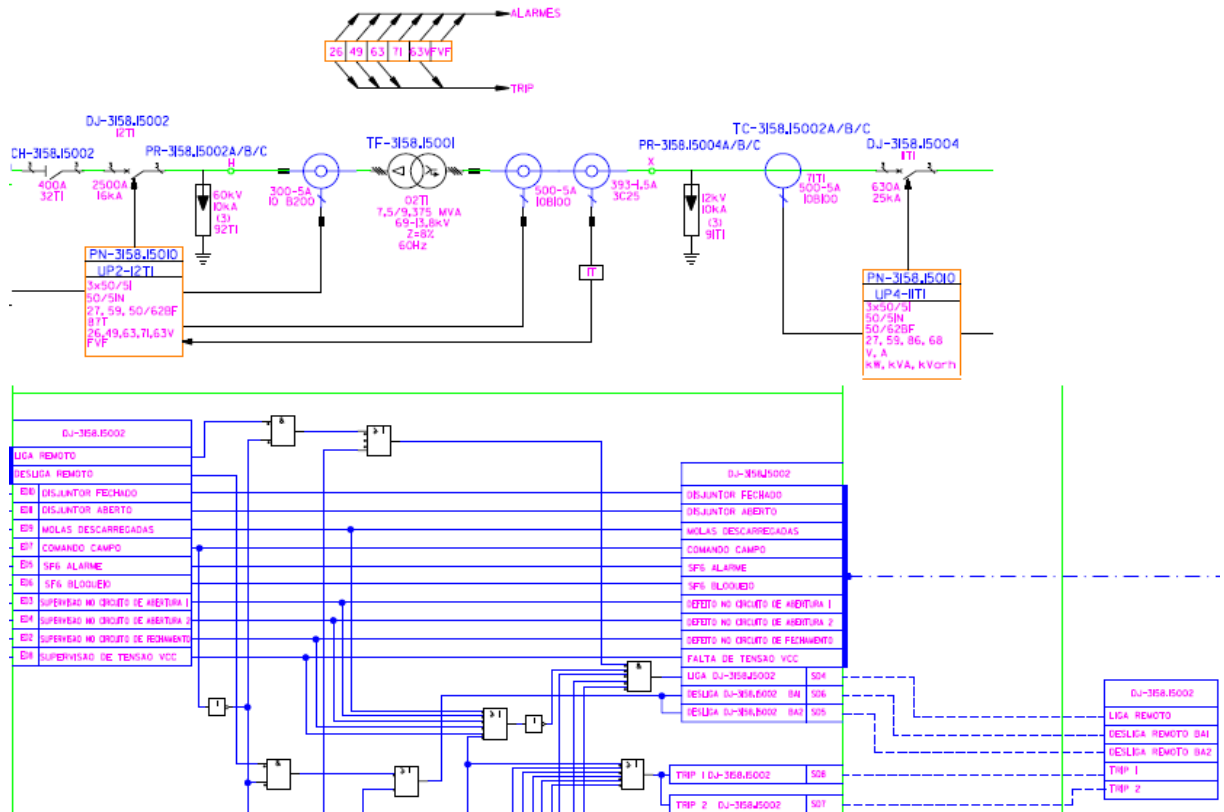


Figura 52 – Proteção do transformador TF001 (Fonte: Diagrama de comando).

Para a figura 53 é possível perceber que existem mensagens trocadas do tipo MMS como monitoramento dos status da rede, condição dos dispositivos, condições das chaves dentre outros serviços.

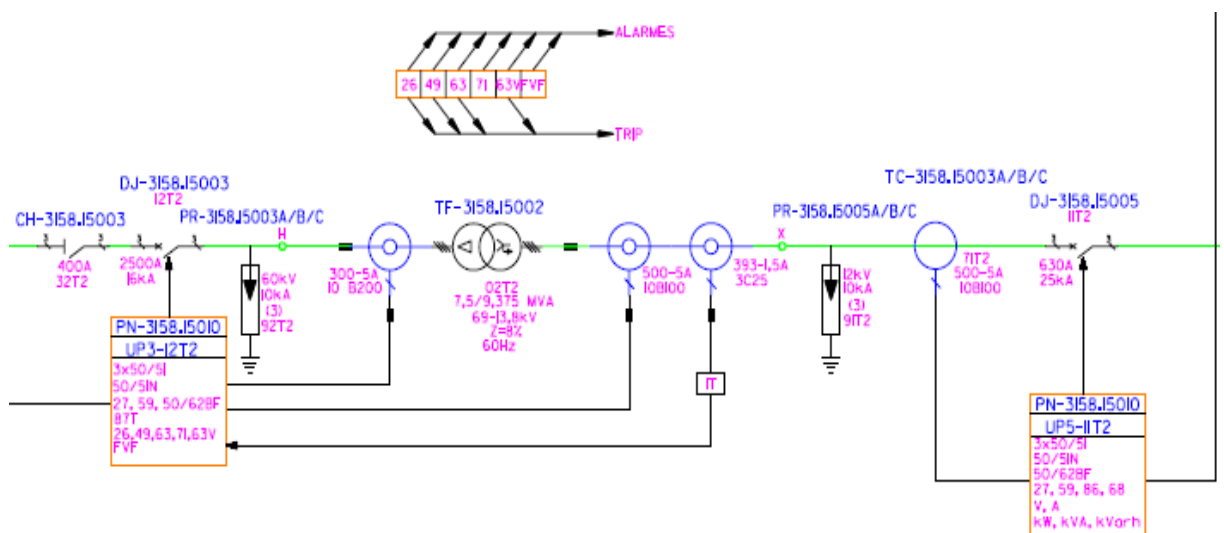


Figura 53 – Proteção do transformador TF 002. Fonte: Diagrama logico.

A figura 53 possui as mesmas proteções da figura 52 mudando apenas a zona de proteção e identidade do IED na rede.

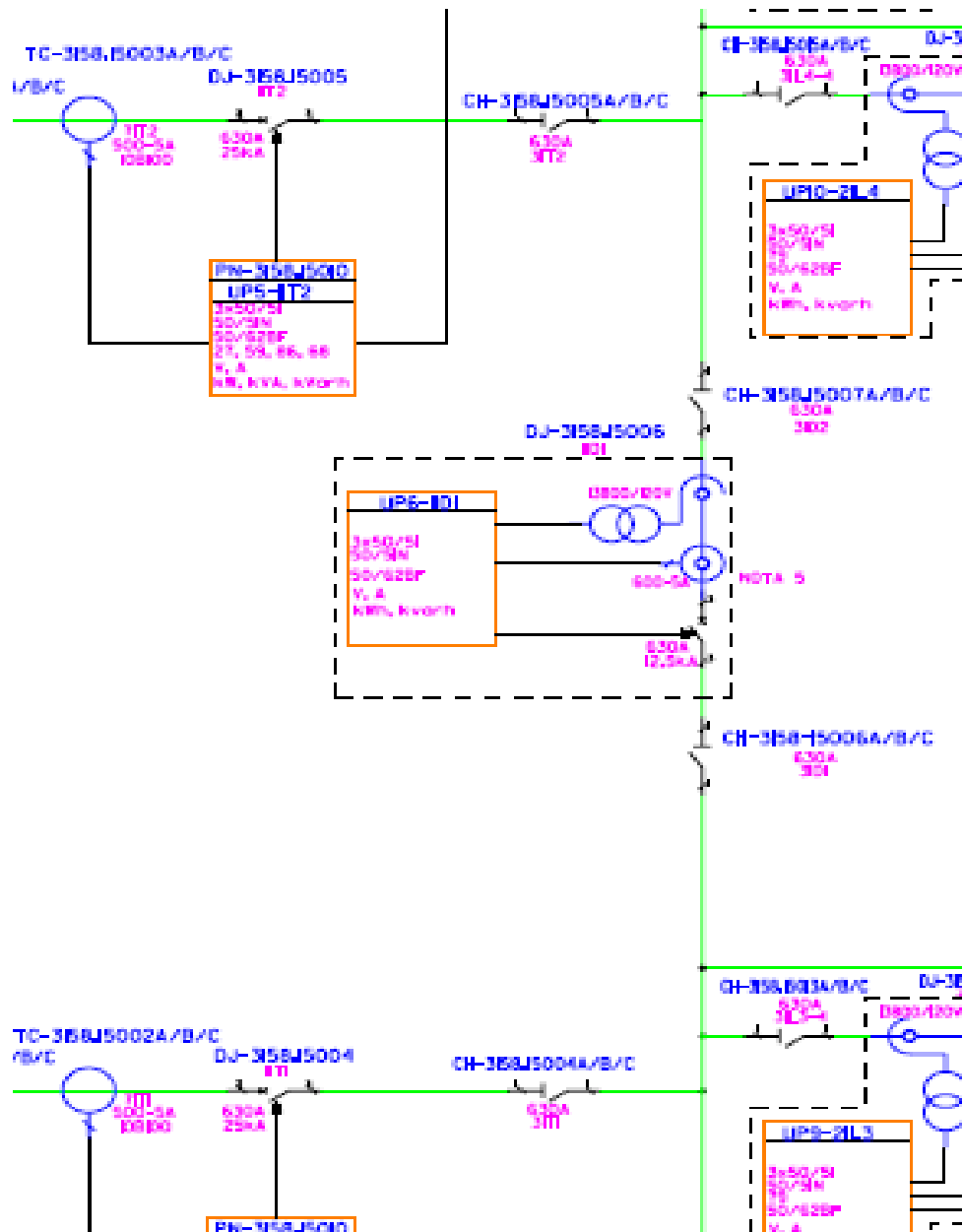


Figura 54 – Relé de transferência de cargas dos bays (Fonte: Diagrama logico).

A Figura 54 corresponde ao UP6 responsável pela transferência de cargas e coordenação simultânea entre chaves seccionadora e disjuntores de potência.



## 6. SALA DE CONTROLE E MONITORAMENTO COM SUPERVISÓRIO ELIPSE POWER.

No modelo atual da automação da subestação elétrica, unidade e controle e engenharia será realizada através do software de comunicação Ascleration QuickSet Setup da SEL, com interface de comunicação proprietário assim como o protocolo que se comunicará para tráfego da informação. Nessa tela será possível realizar download e upload das versões atuais de firmware, também será possível monitorar a condição da rede e dos dispositivos e equipamento da rede, parametrização, configuração, extração de relatório, e integração de novo dispositivos na rede, já que a rede é escalonável capaz de sofrer ampliação futuras que permitindo novas instalações.

### 6.1 Interface de engenharia com o Ascleration QuickSet

Algumas configurações devem ser realizadas antes de disponibilizar o acesso ao relés por essas interface. Esses procedimentos vêm no databook do IED no momento da aquisição tais como:

- Modelo do equipamento;
- Versão do equipamento;
- Part number do equipamento;
- Tipo de protocolo de comunicação do equipamento;
- Baud Rate compatível com o relé e configuração do IED.

Para essa configuração, serão demonstrados alguns passos ilustrativos nas imagens abaixo, a figura 55 ilustra o passo inicial para criar um novo dispositivo a ser configurado.

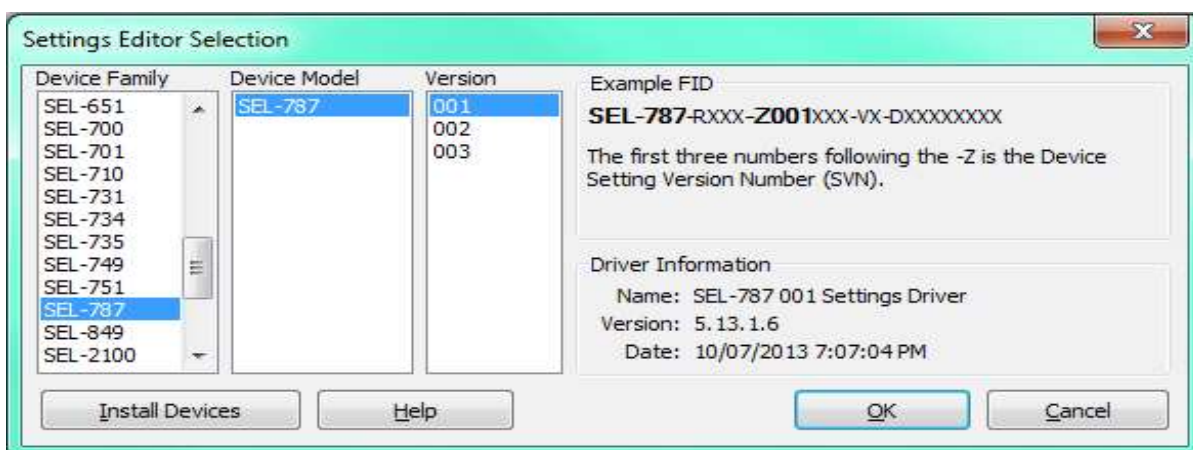


Figura 55 – Criando um novo IED com o Ascleration Quickset (Fonte: Ascleration QuickSet).

No momento da definição do novo dispositivo, deve-se escolher o que está instalando e sua versão exata, após isso, segue as configurações de parâmetros e comunicação conforme ilustra figura 56.

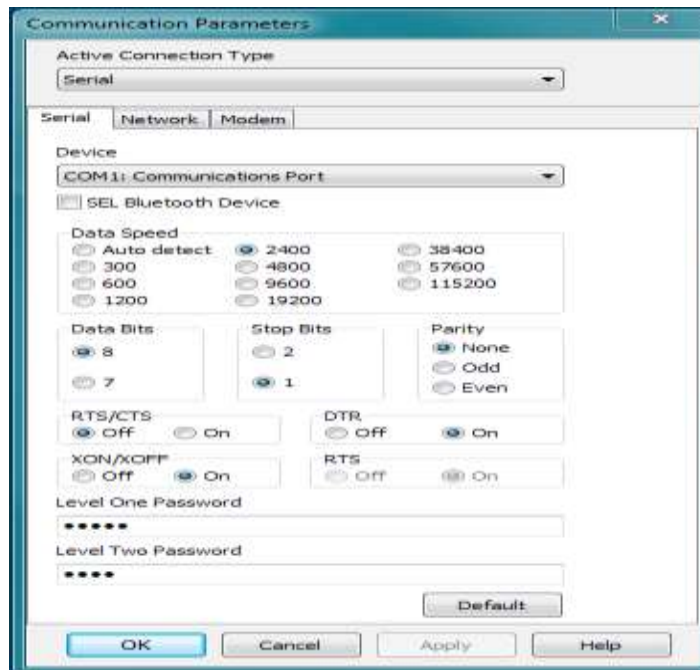


Figura 56 – Configuração de comunicação do IED 751 SEL. (Fonte: Ascleration QuickSet)

Após essas configurações, uma tela é estabelecida para teste de comunicação com o dispositivo. A figura 57 ilustra essa tela.

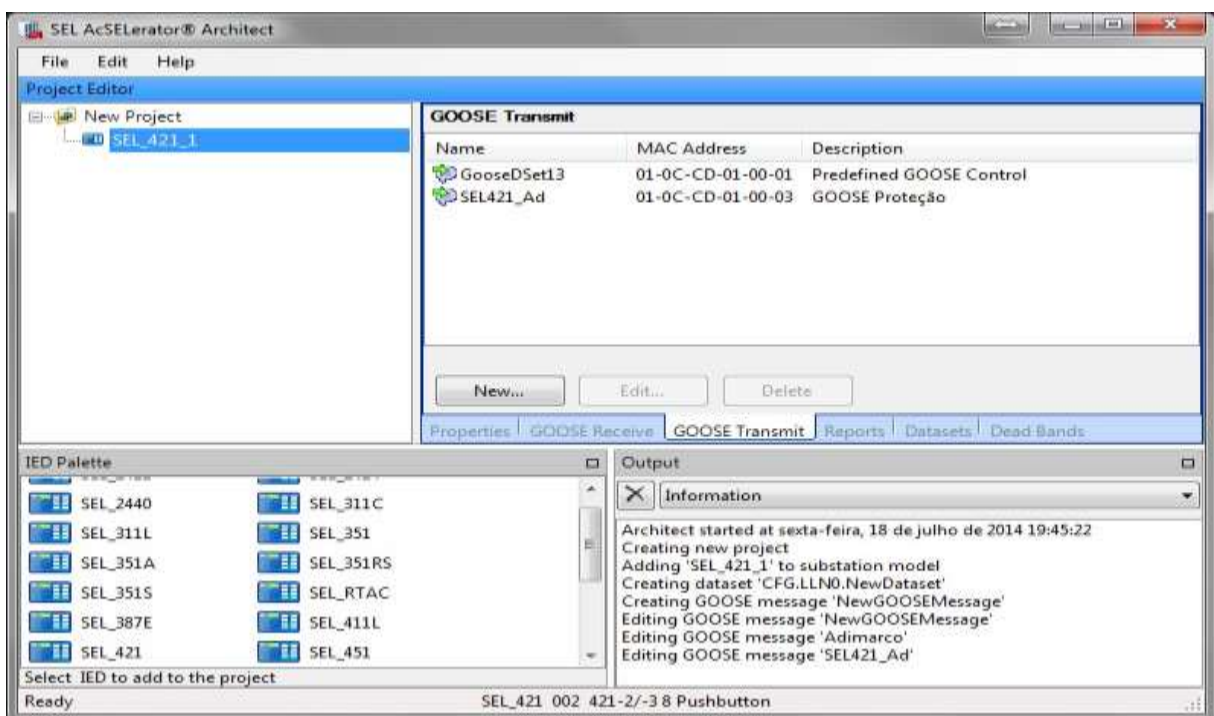


Figura 57 – Tela de acesso ao IED na unidade de engenharia (Fonte: Ascleration QuickSet).

Quando o dispositivo estiver completamente configurado para condições de acesso a rede, esse acesso é direto da unidade de engenharia para a camada de bay, na rede de automação via ethernet sem necessidade de conversores, com isso é possível estabelecer a comunicação e condição de acessar remotamente todos os dispositivos de proteção da rede.

## 6.2 Supervisão e monitoramento da situação da rede elétrica

O software para supervisão e monitoramento utilizado será o Elipse power E3 instalado no PÇ na sala de controle fisicamente localizado na mesma sala de engenharia, porém em computadores diferentes. O Elipse Power possui driver de comunicação como Modbus, DNP 3.0, OPC e IEC 61850, logo para esse supervisor, não seria problema comunicar com qualquer dispositivo na rede de qualquer fabricante.

Para o supervisor o protocolo utilizado será o IEC 61850 que além de todas as vantagens já mencionada nesse trabalho, possui uma capacidade de escalabilidade com possibilidade de maior número de tags e nós lógicos de proteção, garantindo maior confiabilidade, menor tempo de comunicação, menor tempo de varredura das variáveis de processo e acessibilidade com interface mais amigável.

Através da sala de comando, os operadores têm acesso a todas as telas do Elipse E3, supervisor que lhes permite controlar os diferentes vãos e níveis para monitoração dos alarmes e variáveis de campo, de modo centralizado e em tempo real, dispensando qualquer necessidade de deslocamento até a unidade de processo. O estado dos equipamentos de proteção e controle da subestação também pode ser monitorado pelo software isso garante não só a confiabilidade, mas também manutenção preditiva remota e status dos dispositivos de proteção.

Com o supervisor, os operadores podem não só visualizar o atual status das chaves-seccionadoras, disjuntores, relés de bloqueio e religamento, assim como efetuar comandos sobre os mesmos. O Elipse E3 também controla as chaves de transferência, equipamentos que auxiliam a transferência das proteções de um disjuntor específico para transferência de carga pelos transformadores redundante. Desse modo é possível realizar ações de manutenção sobre o disjuntor transferido sem perder a funcionalidade daquele ramal.

Essa condição permite que a transferência de carga das barras B1 para B2 pelo T1 e T2 realizando a coordenação simultânea entres os dispositivos de bloqueio e chaves seccionadoras através de telegrama GOOSE via comunicação horizontal.

Os eventos (linhas de transmissão e transformadores) e serviços auxiliares (corrente contínua e alternada) da subestação, relatório pode ser transmitido pela rede em fração de milissegundos, isso é possível devido a alta taxa de velocidade de transmissão via mensagens MMS e meio de transmissão por fibra ótica.

A figura 58 ilustra uma tela de um supervisor de uma subestação que não representa a subestação em estudo, portanto essa tela é apenas ilustrativa para se ter uma ideia de uma tela do Elipse Power e o layout utilizado já com as configurações de referência para cada bit monitorados para alarmes, comandos, evento, grandezas elétricas e variáveis de processo.

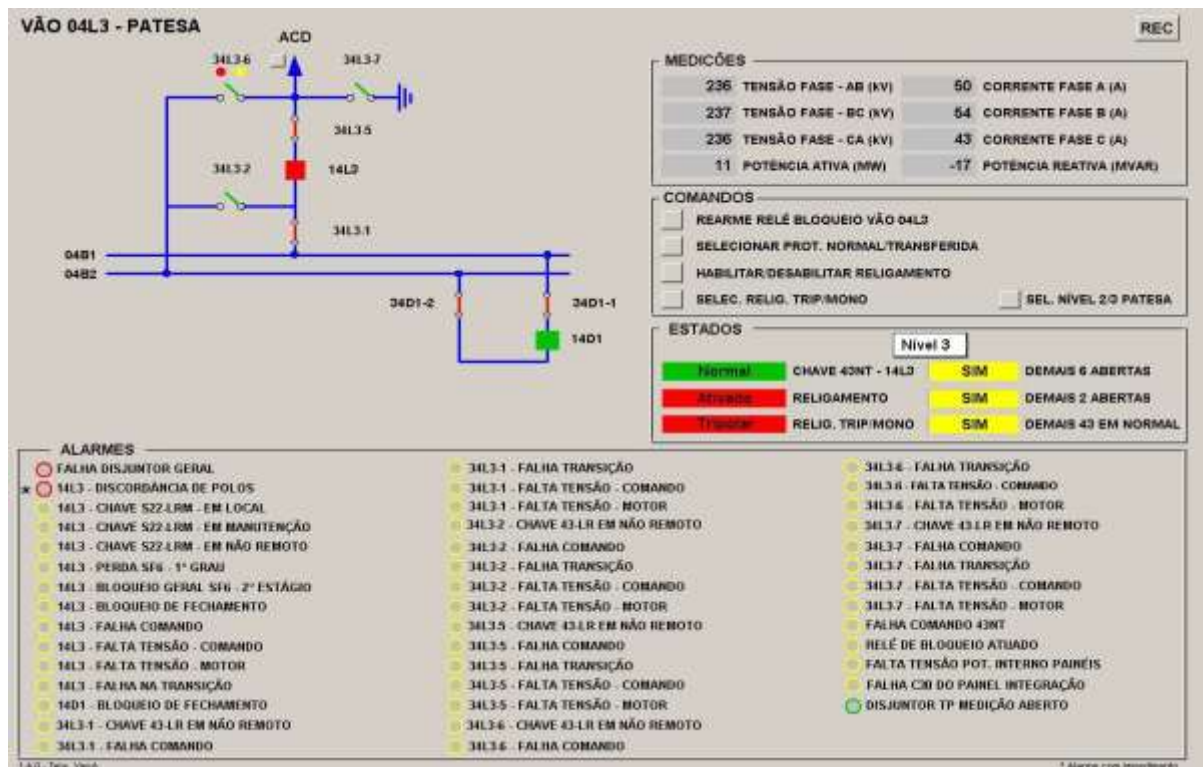


Figura 58 – Tela de supervisor com o Elipse E3 (Fonte: Apresentação de melhoria da rede COSE).

Na figura acima é possível visualizar que a tela é muito organizada o template está dividido para as condições do desenho do diagrama unifilar da subestação com as zonas de proteção, mas preciso seria o diagrama logico de proteção, outra região encontra-se a tela de status vindo da camada de processo, área de comandos para qualquer emergência, outra região para os alarmes separados da demais para ser monitorado pelo operador .

Como a rede nova ainda não está pronta a arquitetura de automação bem como a estrutura de comunicação e meio físico ainda está sendo finalizada, estando ainda em fase de comissionamento a frio, por isso não é possível representar as camada de engenharia nem de supervisão real.

Na subestação ainda ativa a unidade de engenharia é realizada pelo programa Asclereton QuickSet para acesso aos IEDs, configuração, parametrização e extração de relatório como já supracitado.

Para supervisão é utilizado o IFIX versão 3.0 e protocolo de comunicação Modbus. A licença já se encontra sem ponto para colocar nenhum tag a mais, as telas não tem uma organização boa e não possui condição de seletividade de visualização por tipo de variáveis, status, a tela é dividida com todas as partes inclusive alarme para serem monitorados.

A figura 59 ilustra uma tela de supervisão e monitoramento da rede de automação da subestação que está funcionando.

**Disjuntor 5201 LT - SMC**

**5201**

**Comandos**

Estado do disjuntor: **Aberto**

Abrir | Fechar

Religamento disjuntor: **Bloqueado**

Habilitar | Desabilitar

Bloqueio/Desbloqueio 50BF: **Bloqueado**

Habilitar | Desabilitar

Reset LED's

**Medições**

Corrente fase A: 0.00 A

Corrente fase B: 0.00 A

Corrente fase C: 0.00 A

Corrente neutro: 0.00 A

Tensão barra fases AB: 1.02 KV

Tensão barra fases BC: 1.29 KV

Tensão barra fases CA: 1.34 KV

Tensão linha fase B: 140.92 KV

Potência ativa trifásica: 0.00 MW

Potência reativa trifásica: 0.00 MVar

Potência aparente trifásica: 0.00 MVA

Frequência de rede: 60.00 Hz

Energia ativa entrada: 0.44 Wh

Energia ativa saída: 7.08 Wh

**Supervisão Geral**

Localizador de falta: 00000000000000

Fator de potência: 0.72

Local/Remoto: **Remoto**

Mola carregada: **Normal**

Sincronismo OK: **Bloqueado**

**Proteções**

Transferência de proteção normal: **Atuada**

Transferência de proteção pré-transferida: **Desatuada**

Transferência de proteção transferida: **Desatuada**

Religamento com sucesso: **Normal**

Relé religamento ciclo sem sucesso ou bloqueado: **Atuada**

Religamento em andamento: **Normal**

Falha disjuntor 50BF: **Normal**

**Alarmes**

Reconhecer

DataHora	Mensagem
19/12/2011 11:08:55.164	Estado do disjuntor - Aberto
19/12/2011 10:09:36.163	Religamento disjuntor - Bloqueado
19/12/2011 10:09:36.163	Bloqueio/Desbloqueio 50BF - Bloqueado
19/12/2011 10:09:36.163	Relé religamento ciclo sem sucesso ou bloqueado - Atuada
19/12/2011 10:09:36.163	Sincronismo OK - Bloqueado

Figura 59 – Tela de supervisão status e comando (Fonte: Apresentação de melhoria da rede COSE).

A figura 60 ilustra a tela de alarmes e eventos das ocorrências dos dispositivos da subestação elétrica.

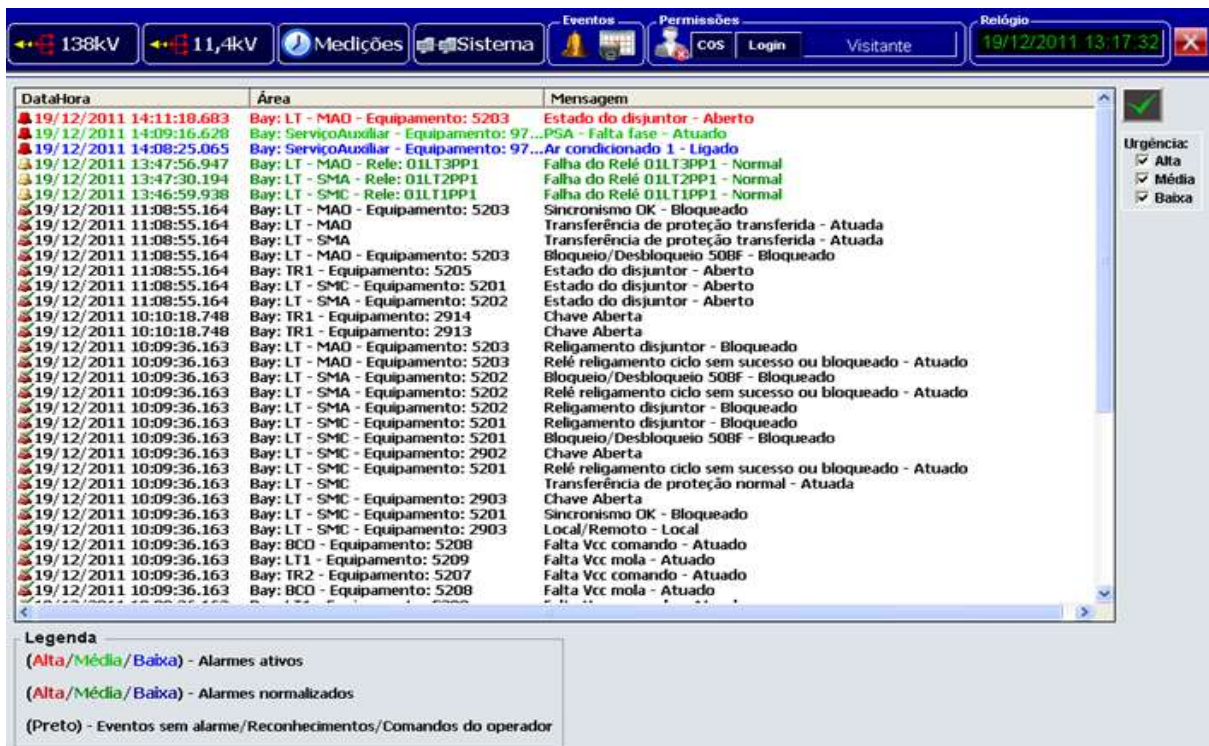


Figura 60- Tela de eventos e alarmes (Fonte: Apresentação de melhoria da rede COSE).

A tela 61 ilustra a proposta do modelo da nova subestação para controle, monitoramento e supervisão dos dispositivos e condição da rede de automação atual já usando o Elipse Power E3.

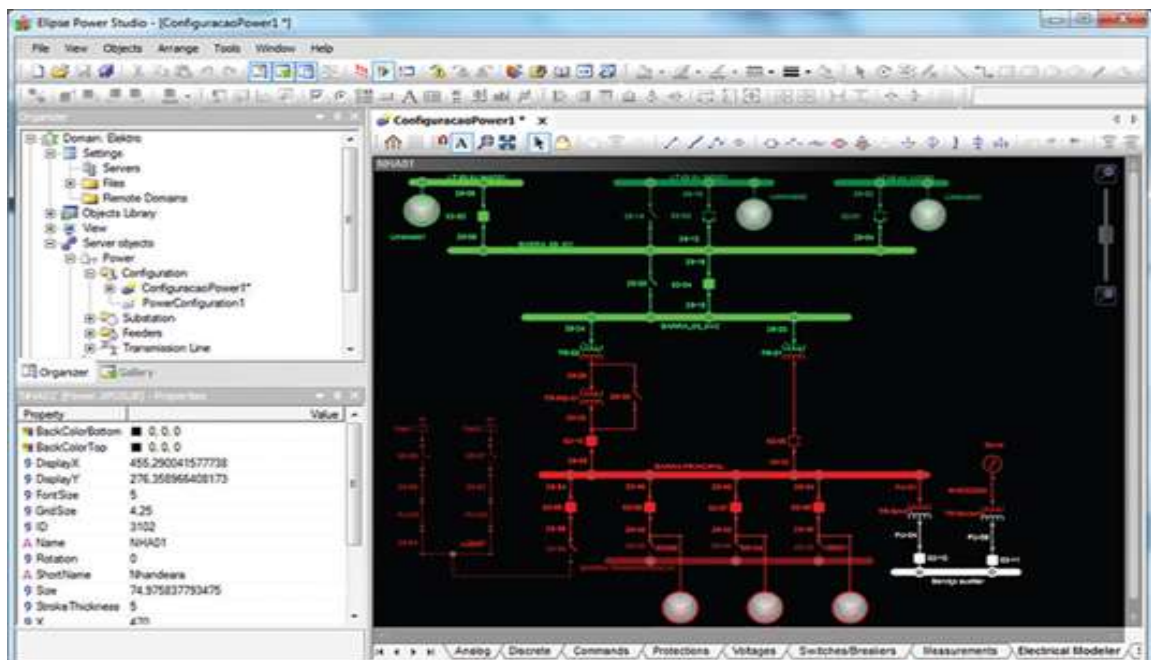


Figura 61 – Supervisório proposto para implantação (Fonte: Apresentação de melhoria da rede COSE)

## 7. CONCLUSÃO

Nesse trabalho pode-se concluir a importância de um projeto de modernização para automação da subestação que opera de formas precárias devido a seus equipamentos estarem descontinuados e sobrecarregados, causando frequentes falhas e faltas nos ramais de alimentação das estações de processo e campo de produção.

Para propor esse modelo da nova subestação, foi necessário tempo de análise e diagnóstico dos problemas ocorridos no sistema elétrico, um dos mais críticos esta na camada física de enlace, onde encontramos muitos conversores para interface de comunicação desde a camada física, subindo até a camada de engenharia e supervisão. No modelo proposto não serão mais utilizados esses conversores, tornando a rede mais veloz devido à otimização dos gargalos principalmente pelos conversores eletro-ópticos da camada de rede até a camada de aplicação. Essa solução além de evitar muitas colisões e perda de mensagens transmitidas, melhora a velocidade de comunicação entre os dispositivos e a rede de aquisição de dados nas camadas superiores.

Nesse modelo também foi implementado o protocolo SNTP para sincronização do tempo via GPS e os dispositivos da rede, tendo um relógio de referência para toda a arquitetura de automação, garantido que todas as mensagens possam ser trocadas em tempo real entre os IEDs, com possibilidade de oscilógrafa dos eventos sem erro cronológico. No modelo que está operando não existe GPS e os eventos e oscilógrafia são coletados com tempo retardado, prejudicando a leitura e possíveis correções, tornando uma situação muito crítica para o sistema devido a instabilidade e manutenções preditivas que ocasionam as manutenções corretivas.

A técnica de redes virtuais VLANs também foi implementada com o objetivo de segmentar os diversos tipos de mensagens trocadas entre os IEDs e a rede, separando essas mensagens por mensagens críticas e não críticas operacionais e não operacionais. As mensagens GOOSE horizontais foram separadas por virtualização das mensagens MMS vertical, evitando colisões, melhorando o fluxo e tempo de troca dessas mensagens na rede.

O que mais motivou a proposta desse projeto foram os inúmeros tipos de protocolos e equipamentos de diversos fabricantes instalados sem interoperar entre eles, sendo necessário subirem individualmente da camada física até a camada de

aplicação com protocolos proprietários, sendo necessário o uso de vários conversores serial RS-485 para ethernet até os switches, que também se faz necessário conversor ethernet para óptico subindo até a camada de engenharia e supervisão pela rede corporativa, que usa OPC para conversar com a unidade de supervisão IFIX. Diante desse cenário foi possível implantar um modelo de projeto para a SAS utilizando o padrão IEC 61850 e subindo até a camada de aplicação sem necessidade de nenhum conversor físico. Esse investimento torna o modelo proposto, uma rede de automação de sistemas elétricos moderno de altíssima velocidade e altamente confiável.

Será possível nessa arquitetura projetada realizar oscilografia remota em tempo real dos eventos discretos e analógico bem como medição realizada na rede de automação, troca rápida via mensagem GOOSE entre os IEDs interligados com topologia em anel redundante, configuração e extração de relatório a partir da unidade de engenharia e comando para situações de emergência via interface de supervisão.

Para continuação desse trabalho será feito um estudo de monitoramento da rede de automação da subestação nova já operando, para verificar o comportamento da rede em relação às mensagens trocadas entre os IEDs (GOOSE) e entre a rede (MMS) e os eventos, status advindo dos sinais digitais, medição e controle dos sinais analógicos. Monitoramento da velocidade de transmissão dos pacotes das mensagens GOOSE enviado pela rede para verificação da gestão de tempo de envio. Será também feito estudos de como se comporta as redes segmentadas por virtualização para segregação das mensagens e protocolos (Tempo, congestionamento, controle de colisão). Será feito também monitoramento das mensagens multicast entre transmissor e assinantes. Como ficou a Parametrização dos reles, testes das seletividades lógica e coordenação simultânea pelos reles e religadores, configuração da interface de engenharia e supervisor e uso do Wireshark para captura das mensagens na SAS.



## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANALISE E ENSAIOS DAS FUNÇÕES DO RELÉ SEL 451. Disponível em <[http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/315/1/CT\\_COELE\\_2011\\_2\\_26.pdf](http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/315/1/CT_COELE_2011_2_26.pdf)>. Acesso em 22 de julho de 2017.

APLICAÇÃO DA NORMA IEC 61850 NAS REDES DE PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em:<[http://tcc.ecomp.poli.br/20111/TCC\\_Oficial\\_Alana\\_FINAL.pdf](http://tcc.ecomp.poli.br/20111/TCC_Oficial_Alana_FINAL.pdf)>. Acesso em 25 de fev 2017.

ARAUJO, Alana Ramos de. Aplicação da norma IEC 61850. Recife, maio de 2011.

ARQUIVO SCD. Disponível em <<https://github.com/stevenblair/rapid61850#using-the-code-with-a-new-scd-file>>. Acesso em 20 de jul de 2017.

CCNA. Cisco Certified Network Associate. Sixth Edition. Ed..SYBEX. Canada, 2007.

CHAVE RELIGADORA. Disponível em:<[http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280\\_ReclosersControls/S280703below10000.pdf](http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReclosersControls/S280703below10000.pdf)>. Acesso em 5 de jun.de 2017.

COOPER. Cooper Power Systems form 6 microprocessado. Ed. KYLE, 2010.

DONADUZZI, Vitor. Controle de Temperatura de Transformador. Rio Grande do Sul 2014.

ELETRICIDADE MODERNA, A evolução da norma IEC 61850. São Paulo: Ed. ARANDA, ano 40 N° 460. jul de 2012.

ELETRICIDADE MODERNA, Automação da distribuição com a IEC 61850. São Paulo: Ed. ARANDA, ano 40 N° 459. jun de 2012.

ELETRICIDADE MODERNA, Redes de relé de proteção com a IEC 61850. São Paulo: Ed. ARANDA, ano 41 N° 466. jan de 2013.

ELIPSE POWER E3. Disponível em: <[https://www.elipse.com.br/wp-content/uploads/2012/08/case\\_chesf\\_ptb.pdf](https://www.elipse.com.br/wp-content/uploads/2012/08/case_chesf_ptb.pdf)>. Acesso em 17 de jul de 2017.

ENTREGA DE ENERGIA EM MEDIA E ALTA TENSÃO. Disponível em: <<http://servicos.coelba.com.br/residencial>>. Acesso em 5 de março 2017.

FILHO, João Mamede. Instalações elétricas industriais. 8 ed. Ed. LTC. Rio de Janeiro, 2012.

FOLHA DE DADOS SEL 311. Disponível em: <[https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/311\\_C\\_DS\\_20160715.pdf?v=20160815-104154](https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/311_C_DS_20160715.pdf?v=20160815-104154)>. Acesso em 20 de abr de 2017.

IEC 61850 COMMUNICATION NETWORKS NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATION. Disponível em <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.698.1497&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em junho de 2017.

ISSO 9506. Manufacturing Message Specification MMS. Ed. DRAFT, p 44, 2008.

KUROSE, James F. ; ROSS, Keith W. Redes de computadores e a Internet. . 3ª ed. Ed. PEARSON. São Paulo, 2005.

MANUFACTURING MESSAGE SPECIFICATION- MMS. Disponível em: <[http://www.nettedautomation.com/download/mms-r1-2\\_2008-02-26.pdf](http://www.nettedautomation.com/download/mms-r1-2_2008-02-26.pdf)> Acesso em 06 de jun de 2017.

MAUAL SIMIENS “Efficient Energy Automation with the IEC 61850 Standard Application. Disponível em: <[https://w3.siemens.com.br/home/br/automacao-energia/artigo-tec/Documents/ARTIGO\\_IEC61850.pdf](https://w3.siemens.com.br/home/br/automacao-energia/artigo-tec/Documents/ARTIGO_IEC61850.pdf)>. Acesso em 03 de abril de 2017.

MULTICES, Proteção, Controle e Automação de Subestação com uso da norma IEC 61850. São Paulo: Ed. ARANDA, ano 3 Nº 3. junho de 2015.

NORMA BRASILEIRA ABNT NBR 14039. Instalações elétricas em média tensão 2003.

NORMA IEC 61850. Disponível em <<http://lyceumonline.usf.edu.br/salavirtual/documentos/1389.pdf>>. Acesso em 5 de abril de 2017.

NORMAS BRASILEIRAS ABNT NBR 14724 TRABALHOS ACADÊMICOS. Disponível em <<http://www.fee.ufpa.br/argsecret/ABNT%20NBR%2014724.pdf>>. Acesso em 30 de jul de 2017.

NORMAS BRASILEIRAS ABNT NBR 6023 TRABALHOS ACADÊMICOS. Disponível em <<http://www.usjt.br/arq.urb/arquivos/abntnabr6023.pdf>>. Acesso em 30 de jul de 2017.

PCOB. Outdoor vacuum circuit breaker. Ed. AREVA, 2010.

PROCESSADOR SEL 2440. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/2440/UTR2440>>. Acessado em 12 de jul. de 017.

PRODIST MODULO 8. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>. Acesso em 20 de Jan. 2017.

RELIGADOR. Disponível em: <[http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280\\_ReclosersControls/02011.pdf](http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReclosersControls/02011.pdf)>. Acesso em 8 de jul. de 2017.

SIMPLES NETWORK TIME PROTOCOL. Disponível em: <<http://www.cisco.com/c/en/us/td/docs/ios-xml/ios/bsm/configuration/xr-3s/bsm-xr-3s-book/bsm-sntp4.pdf>>. Acesso em 25 de jul de 2017.

SWARTZ, John. CISCO Data Center com redes CISCO protocolo TCP/I`P. ed. 8, Ed. SYBEX ano 2013.

TESTE DE IEDs BASEADO NA IEC 61850. Disponível em: <[http://www.ceb5.cepel.br/arquivos/grupos\\_trabalho/WgB5.11/ReferenciasSobre61850/103\\_SBSE\\_2006.pdf](http://www.ceb5.cepel.br/arquivos/grupos_trabalho/WgB5.11/ReferenciasSobre61850/103_SBSE_2006.pdf)>. Acesso em 21 de jul de 2017.

TESTING OF GOOSE PROTOCOL OF IEC61850 STANDARD IN PROTECTION IED. Disponível em: <<http://research.ijcaonline.org/volume93/number16/pxc3896112.pdf>>. Acesso em 04 de jul de 2017.

TRAFFIC GENERIC OF IEC 61850 SAMPLED VALUES. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.221.1084&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em 20 de jul de 2017.

WIRESHARKE. Disponível em: <http://www.ppgee.eng.ufba.br/teses/d0468a19050ee666d7e5874406e5a983.pdf>. Acesso em 03 de maio de 2017.

ZANGHI, Eric. Simulado computacional para validação de dados em subestação de redes elétricas Apresentado originalmente para obtenção de Grau de Mestrado. Universidade Federal Fluminense. 2011.