



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**NORMA IEC 61850 – NOVO PADRÃO EM AUTOMAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES**

Ezequiel Mendes de Almeida

Fortaleza
Maio de 2011

EZEQUIEL MENDES DE ALMEIDA

NORMA IEC 61850 – NOVO PADRÃO EM AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Monografia submetida à Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para obtenção da Graduação em Engenharia Elétrica.

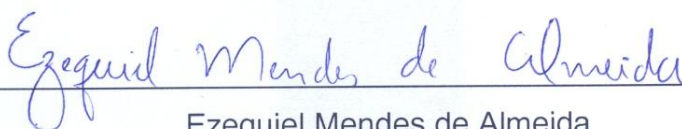
Orientador: Prof. José Almeida do Nascimento

Fortaleza
Maio de 2011

EZEQUIEL MENDES DE ALMEIDA

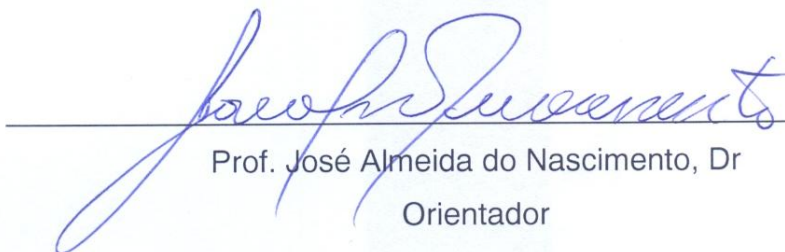
NORMA IEC 61850 – NOVO PADRÃO EM AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Esta monografia foi julgada adequada para obtenção da graduação em Engenharia Elétrica, aprovada em sua forma final pelo programa de Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Ceará.

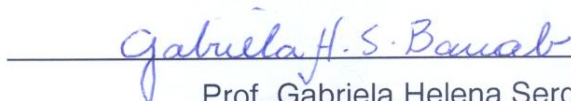


Ezequiel Mendes de Almeida

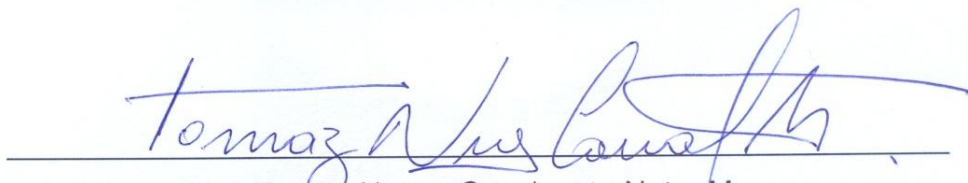
Banca Examinadora:



Prof. José Almeida do Nascimento, Dr
Orientador



Prof. Gabriela Helena Sergio Bauab, Dr



Prof. Tomaz Nunes Cavalcante Neto, Msc.

Fortaleza, Junho de 2011

“E não somente isto, mas também nos gloriamos nas tribulações; sabendo que a tribulação produz à paciência, e a paciência a experiência, e a experiência a esperança.”
(Romanos 5.3,4)

*A Deus, sempre,
Aos meus pais, Messias e Estela,
A minha noiva Natália
Ao meu fiel irmão e sua esposa,
A minha igreja e amigos.*

ALMEIDA, E. M.. “NORMA IEC 61850 – NOVO PADRÃO EM AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES”, Universidade Federal do Ceará – UFC, 2011, 58p.

Este trabalho visa esclarecer as características, requisitos e vantagens da norma IEC 61850. A norma é apresentada de uma forma geral com descrição de suas partes. O sistema de comunicação será tratado em tópico dedicado com tipos e detalhes das possíveis topologias. Um capítulo especial abordará a principal característica da norma que é a interoperabilidade. Os testes de conformidades, testes do sistema de comunicação e testes funcionais são também descritos e analisados com alguns exemplos. Por fim, uma análise do processo de automatização de Nova Olinda é apresentado observando as melhorias realizadas do ponto de vista da norma.

Palavras-Chave: IEC 61850, Automação de Subestação, Interoperabilidade, Comunicação entre IEDs.

ALMEIDA, E. M.. “STANDARD IEC 61850 - NEW STANDARD IN SUBSTATION AUTOMATION”, Universidade Federal do Ceará – UFC, 2011, 68p.

This paper aims to clarify the characteristics, advantages and requirements of IEC 61850. IEC 61850 is presented with a general description of su-parties. The communication system will be treated in dedicated topic with details and types of possible topologies. A special chapter will address the main feature of which is the standard interoperability. Conformance tests, testing the communication system and functional tests are also described and analyzed with some examples. Finally, an analysis of the process automation of Nova Olinda is presented, noting the improvements made in terms of the standard.

Keywords: IEC 61850 Substation Automation, interoperability, communication between IEDs.

Sumário

SUMÁRIO	VIII
LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE TABELAS	XII
LISTA DE ABREVIATURAS.....	XIII
1.....	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 POR QUE APLICAR A TECNOLOGIA NUMA SUBESTAÇÃO?	1
1.2 INTEROPERABILIDADE.....	2
1.3 POR QUE A NORMA É TÃO COMPLETA?	2
2.....	4
NORMA IEC 61850	4
2.1 VISÃO GERAL SOBRE A NORMA IEC 61850	4
2.2 AS VANTAGENS DE EVOLUIR PARA A IEC 61850: INTEGRAÇÃO DO SISTEMA.....	6
2.3 IEC 61850: A NORMA	6
2.4 SISTEMA DE COMUNICAÇÃO.....	9
2.5 A LINGUAGEM SCL	11
2.6 TOPOLOGIA DE COMUNICAÇÃO	12
2.7 A NORMA IEC 61850 APLICADA A UMA SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO	13
2.8 TENDÊNCIAS	16
3.....	18
INTEROPERABILIDADE	18
3.1 A NECESSIDADE DE TESTES DE CONFORMIDADE	18
3.2 DEFINIÇÕES DE TESTE DE SISTEMA.....	20
3.3 TIPOS DE SISTEMA BASEADOS NA IEC 61850.....	23
3.4 COMPONENTES DO SISTEMA DE TESTE	25
3.5 TESTES DE CONFORMIDADE	27
3.5.2 Testes Funcionais em Aplicações Baseadas na IEC 61850.....	29
3.5.3 Especificação de Sistema Teste Baseado na IEC 61850.....	32
3.6 TESTES FUNCIONAIS E DE INTEROPERABILIDADE	33
3.6.1 Históricos e Primeiros Testes	33
3.6.2 Requisitos, Configurações e Estrutura dos Testes de Interoperabilidade.....	35
3.7 TESTES DE DESEMPENHO DO SISTEMA DE COMUNICAÇÃO.....	37

4.....	39
APLICAÇÃO:.....	39
SUBESTAÇÃO NOVA OLINDA - COELCE	39
4.1 MOTIVAÇÃO	39
4.2 A SUBESTAÇÃO DE NOVA OLINDA ANTIGA	44
4.3 EQUIPAMENTOS UTILIZADOS.....	44
4.4 TOPOLOGIA DA REDE DE COMUNICAÇÕES.....	45
4.5 TESTES E COMISSIONAMENTO	47
4.5.1 <i>Equipe</i>	47
4.5.2 <i>Testes de Interoperabilidade e Comunicação</i>	48
4.5.3 <i>Execução</i>	48
4.6 VANTAGENS E MELHORIAS	48
5.....	51
CONCLUSÃO	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	53
ANEXO A	55
ANEXO B	57

Lista de Figuras

FIGURA 1 – DIAGRAMA: EXEMPLOS DE PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO	5
FIGURA 2: SAS CONFORME A IEC 61850	7
FIGURA 3: PARTES DA NORMA IEC 61850.....	9
FIGURA 4: INTERVALOS ENTRE MENSAGENS GOOSE	10
FIGURA 5: ESQUEMA DE COMPOSIÇÃO DO ARQUIVO SCD	12
FIGURA 6: POSSÍVEIS REDES UTILIZADAS EM COMUNICAÇÕES.....	13
FIGURA 7: DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO DE MÉDIO PORTE	14
FIGURA 8: CONFIGURAÇÃO DA REDE DE COMUNICAÇÃO.....	14
FIGURA 9: CONFIGURAÇÃO EM ANEL UTILIZANDO IEDS	15
FIGURA 10: TOPOLOGIA DE UM SISTEMA (UML)	21
FIGURA 11: REPRESENTAÇÃO DE UM SISTEMA E SUAS PARTES	23
FIGURA 12: SISTEMA COM IMPLEMENTAÇÃO TOTAL	24
FIGURA 13: DIAGRAMA DE BLOCO SIMPLIFICADO – SISTEMA DE TESTE.....	25
FIGURA 14: INTERFACE – SIMULADOR DE REDE.....	26
FIGURA 15: FUNÇÕES DISTRIBUÍDAS.....	26
FIGURA 16: TESTE FUNCIONAL DE IED	28
FIGURA 17: (A) ESQUEMA DE ENSAIO DE UM RELÉ CONVENCIONAL. (B) TESTE FUNCIONAL DE IED SEGUNDO A IEC 61850 COM MENSAGENS GSSE	30
FIGURA 18: (A) CONEXÕES PARA TESTE DE UM RELÉ CONVENCIONAL. (B) CONEXÕES PARA IED SEGUNDO A IEC 61850	30
FIGURA 19: RESULTADOS DE TESTE FUNCIONAL EM IED BASEADO NA IEC 61850 COM MENSAGEM GSSE	31
FIGURA 20: TESTE COM IED MULTIFUNCIONAL E I/O.....	31
FIGURA 21: ARRANJO PARA O TESTE DE MENSAGENS GOOSE – ABB, AREVA E SIEMENS	34
FIGURA 22: RESULTADOS DOS TESTES	35
FIGURA 23: SISTEMA PARA TESTE DE INTEROPERABILIDADE ENTRE VÁRIOS IEDS .	37
FIGURA 24: ELOS PARA EFICIÊNCIA DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	41
FIGURA 25: SISTEMA DE PROTEÇÃO E SUAS ZONAS DE PROTEÇÃO	41
FIGURA 26: ESQUEMA DE PROTEÇÃO	42

FIGURA 27: EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DE UM IED	43
FIGURA 28: SUBESTAÇÃO – NÍVEIS HIERÁRQUICOS	44
FIGURA 29: LIGAÇÃO DOS RELÉS AREVA AO SWITCH DEDICADO	45
FIGURA 30: LIGAÇÃO DA REDE DE COMUNICAÇÃO EM ANEL	46
FIGURA 31: SISTEMA DE LIGAÇÃO - SE NOVA OLINDA	47
FIGURA 32: ANTIGOS PAINÉIS DE CONTROLE DA SUBESTAÇÃO	49
FIGURA 33: EXEMPLO DE TRANSFERÊNCIA DE CARGA – SE NÃO AUTOMATIZADA...	50
FIGURA 34: EXEMPLO DE TRANSFERÊNCIA DE CARGA – SE AUTOMATIZADA.....	50

LISTA DE TABELAS

<u>TABELA 1: MOTIVOS DE DISTÚRBIO DO SISTEMA ELÉTRICO</u>	40
--	-----------

Lista de Abreviaturas

ANSI	American National Standards Institute
ARP	Address Resolution Protocol
BRK IED	Breaker
CAN	Controller Area Network
CIM	Computer Integrated Manufacturing
CO	Connection Oriented
CPU	Central Process Unit
CSMA/CD	Carrier Sense Multiple Access / Collision Detection
DARPA	Defense Advanced Research Protection Agency
DCS	Distributed Control System
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol
DNP	Distributed Network Protocol
EIA	Electronic Industries Alliance
EMI	Electromagnetic Interference
EPRI	Electrical Power Research Institute
ETE	End-to-end
FTP	File Transfer Protocol
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
GPS	Global Positioning System
GSSE	Generic Substation Status Event
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
IEDs	Intelligent Electronic Devices
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	Interface Homem Máquina
IRIG-B	Inter-Range Instrumentation Group
ISO	International Organization for Standardization
LAN	Local Area Network
LLC	Logical Link Control
LN	Logical Node
LON	Local Operating Networking
LPROT	Laboratório de Pesquisa em Proteção de Sistemas Elétricos
MAC	Media Access Control
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MMS	Manufacturing Message Specification
MU IED	Merging Unit
MVB	Multifunction Vehicle Bus
OPC	Ole for Process Control
OPNET	OPTimized Network Engineering Tools
OSI	Open Systems Interconnection

P&C IED	Protection and Control IED
PLCs	Programmable Logic Controllers
PN	Painel
Profibus	Process Field Bus
QoS	Quality of Service
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão
RTU	Remote Terminal Unit
SAS	Substation Automation System
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCL	Substation Configuration Language
SDCD	Sistema Digital de Controle Distribuído
SE	Subestação
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SIMPASE	Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos
SNTP	Simple Network Time Protocol
SV	Sampled Values
TC	Transformador de Corrente
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol
TF	Trafo
TP	Transformador de Potencial
tpal	Transport Protocol Adaptation Layer
UCA	Utility Communication Architecture
UDP	User Datagram Protocol
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UML	Unified Modeling Language
USP	Universidade de São Paulo
UTE	Usina Térmica
UTRs	Unidades Terminais Remotas
VIDVLAN	Identifier
VLAN	Virtual Local Area Network
XML	eXtensible Markup Language
MVA	mega volt-ampère
kV	kilovolt

1

Introdução

A tecnologia tem construído coisas que antes eram inimagináveis. Para o contexto de distribuição de energia elétrica isso é absolutamente uma verdade. Várias tecnologias são agregadas às subestações de concessionárias de energia elétrica. Cada avanço tecnológico empregado, contudo, apresentam características e necessidades peculiares à sua aplicação. Chame cada componente de ilha de dados. Cada ilha de dados tem seu formato próprio, cujo desenvolvedor lhe empregou. Nesse cenário, um sistema que possa universalizar a comunicação de cada dispositivo é quase algo imaginário. A norma IEC 61850 torna isso real.

1.1 Por que aplicar a tecnologia numa subestação?

Com a crescente demanda, tem-se a necessidade de sistemas mais confiáveis, rápidos e precisos. A construção de subestações é algo que tem se desenvolvido desde meados do século XIX. Em todo esse período, uma das questões chaves para uma subestação é o monitoramento de suas funções. Controle de grandezas elétricas, processos de proteções, esquemas de alívio de carga, contingências, tudo isso vem somar a complexidade da operação. Considere a quantidade crescente de clientes demandando energia constantemente. É impossível haver uma monitoria de forma manual. Daí a importância de se ter um sistema automatizado. Mais necessário ainda é um sistema que se comunique.

Os dispositivos com tecnologia avançada que desenvolveram nas últimas décadas trouxeram muitas vantagens para esse processo de automação. Contudo, todos tinham o mesmo objetivo, mas “caminhavam” de formas diferentes e independentes. Cada fabricante tinha a autonomia de criar sua própria forma de comunicação, seu próprio protocolo. A comunicação entre os objetos tecnológicos usados era cada vez mais difícil, mesmo entre dispositivos de mesmo fabricante.

A norma IEC 61850 mudou completamente esse quadro. Além de possibilitar a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes, a norma tornou os sistemas nela baseados “a prova de futuro”. Dessa forma, não importa o que os equipamentos do futuro irão incorporar, mas certamente irão se comunicar corretamente com os dispositivos atualmente instalados.

1.2 Interoperabilidade

Ao longo desse trabalho, falaremos demasiadamente dessa palavra que é o coração da norma. Interoperabilidade corresponde à fantástica capacidade dos dispositivos de diferentes formas e fabricantes de se reconhecerem e operarem em um mesmo padrão.

Por causa da mudança de tecnologia de operação, nós temos a mudança de cabos de controle para a fibra ótica, sistema interligado via Ethernet, remoção das grandes canaletas que abrigavam a grande quantidade de cabos, automatização dos painéis de controle e a troca de chaveamentos por circuitos lógicos como grandes vantagens da norma. Além disso, a inegável redução de custos vem consagrar a supremacia da norma IEC 61850 nos modernos sistemas de automação de subestações.

1.3 Por que a norma é tão completa?

A padronização no sistema de comunicação foi feita baseada em um sistema consagrado que é o TCP/IP. Dessa forma, todos os conceitos oriundos de uma rede de computador comum, tais como endereços IP, datagramas, roteamento, frames entre outros, foram incorporados no da automação e proteção de subestações. A comunicação é parte integrada do sistema nesse novo contexto.

A grande mudança que a norma proporciona, de fato, reside na modelagem dos dispositivos. A padronização de uma linguagem de programação orientada a ob-

jetos proporciona uma grande possibilidade de operação com o mesma linguagem de funcionamento.

Por fim, não basta apenas que os equipamentos obedeçam ao padrão novo estabelecido. A norma também contempla os tipos e modelos de teste necessários à interoperabilidade dos equipamentos e dispositivos da subestação. Os testes são divididos em níveis que variam desde um único equipamento até todo o funcionamento do sistema.

A norma IEC 61850 foi lançada em 2004 e constantemente vem sendo aperfeiçoada. Mais do que saber suas vantagens, precisamos nos impressionar com suas características e modo de funcionamento. Esse é o objetivo dos capítulos posteriores.

2

Norma IEC 61850

Imagine-se numa festa onde os convidados falam em línguas diferentes, cada um conforme seu próprio idioma. Ninguém compreende o que o outro diz, contudo foram disponibilizados intérpretes para atenuar esse impasse, de forma que, a comunicação entre os convidados se dá somente por intermédio do intérprete. A comunicação geral poderá causar grandes esforços para a compreensão, comprometendo a diversão do evento. De forma semelhante, este “constrangimento” fez parte de concessionárias e fabricantes de equipamentos de automação de subestações antes da padronização da norma IEC61850.

2.1 Visão Geral sobre a Norma IEC 61850

As muitas vantagens da tecnologia moderna têm incentivado as empresas a modernizarem seus sistemas de proteção e automação de suas instalações elétricas, principalmente as concessionárias de energia elétrica responsáveis pela distribuição. Por esta razão, anseiam por capacitar suas instalações com funções de automação que facilitem suas manobras, operação e manutenção.

Contudo, à medida que esses sistemas se tornam mais complexos, a intuição e experiência humana tornam-se ineficazes para consolidar de forma rápida e precisa a modelagem e atuação dos mesmos. Portanto, deve-se juntar a autonomia de decisões e controle humano ao poder de processamento de equipamentos tecnológicos.

Há algum tempo, os sistemas tradicionais SCADA tem tentado configurar esse cenário. Contudo, esses sistemas possuem limitações e dificuldades extremas quando nos referimos à expansão. Grandes quantidades de cabos, relés auxiliares, relés de bloqueio, necessidade de conversores são alguns dos problemas desse sistema. Além de tirar a confiabilidade do sistema, essas condições aumentavam consideravelmente os custos de expansão destas instalações.

De uma forma bem direta, dizer que a norma IEC 61850 resolve esse problema é inadequado. Ela é muito mais do que uma solução. É uma nova proposta tecnológica que revolucionou os Sistemas de Automatização de Subestações. Através do uso de redes LAN Ethernet, velozes e confiáveis, a norma permite uma integração global entre os diversos equipamentos digitais, possibilitando, nessa nova condição, o compartilhamento de informações e tornando mais simples a implantação de novas funções de automação. Os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (*IEDs - Intelligent Electronic Devices*) podem agora se comunicarem entre si e compartilhar informações de monitoramento. Não há necessidade mais de conversores para a comunicação entre IEDs de diferentes fabricantes, pois o protocolo de comunicação é o padrão *Ethernet*. Essas e outras inúmeras vantagens são conseguidas com uma redução drástica de cabos, interfaces e equipamentos intermediários. A figura 1 mostra como era a utilização dos protocolos antes da norma IEC 61850. Observa-se a necessidade de conversores e o uso de uma estação Gateway para compatibilizar os diversos protocolos utilizados.

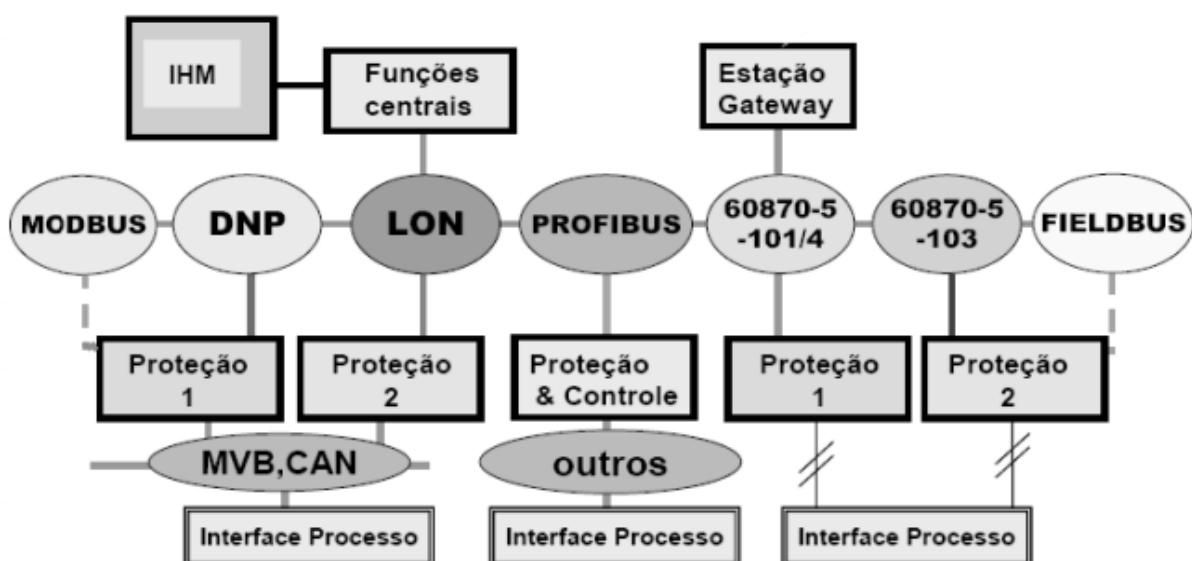


Figura 1 – Diagrama: Exemplos de protocolos de comunicação

2.2 As vantagens de evoluir para a IEC 61850: Integração do Sistema

Considere como primeira grande vantagem a universalização do protocolo de comunicação entre os IEDs. Como consequência direta, a redução considerável da quantidade de cabos e pontos de entradas e saídas dos equipamentos digitais. As múltiplas informações sobre o processo e sistema estão agora compartilhadas entre os diversos equipamentos e subsistemas.

Como as informações são compartilhadas, os relés de proteção primária, secundária e compartilhadas podem ficar responsáveis por medir e enviar as informações analógicas do sistema. Analogamente, tem-se a transmissão em tempo real do estado de chaves seccionadoras e disjuntores para o sistema de controle e supervisão. Já não há necessidade de termos vários multimedidores para a transdução dos dados do sistema. A norma torna esses instrumentos obsoletos, uma vez que os próprios IEDs de proteção fazem transdução digital da corrente e tensão de cada fase, desde que as informações de tensão e corrente adquiridas pelo relé possam ser utilizadas com medição identificada. Para isso, é claro, será necessário que os Transformadores de Corrente (TC's) possuam precisão tolerável.

2.3 IEC 61850: A norma

Sem dúvidas, pode-se assegurar que a palavra chave da norma é a Interoperabilidade. Dispositivos diversos, mesmos de diferentes fabricantes, podem se comunicar claramente de forma rápida e precisa, sem a necessidade de intervenção de um gateway.

A norma IEC 61850 é a prova de futuro, no seu sentido mais literal possível. Uma vez observados os padrões estabelecidos, um sistema baseado na norma em questão possui a capacidade de expansão e inclusão de novas tecnologias sem necessidade de mudanças importantes no sistema já constituído. Além disso, há a capacidade de comunicação direta entre IEDs de qualquer fabricante, em qualquer tempo, de forma rápida e precisa para executar as funções de monitoramento, proteção, medição, controle e automação do sistema.

O novo padrão baseia-se num modelo de dados de objetos, ou seja, subdivide as funções mais comuns no sistema. Esse agrupamento é chamado de nós lógicos ou LNs (Do inglês *Logical Nodes*). Estes LNs nada mais são do que pequenos agrupamentos de funções (não necessariamente apenas um IED) comuns de uma

subestação, tais como disjuntores, controladores e proteção. É também a menor parte de funções que pode trocar dados com outros objetos. Essa troca de dados é padronizada para cada nó lógico e são chamadas de serviços. Isso garante a estabilidade dos serviços a longo prazo, a adequação para a evolução das tecnologias de comunicação assim como satisfaz as necessidades do próprio sistema.

Para preservar a interoperabilidade do sistema é extremamente importante que o sistema de comunicação possa suportar desenvolvimento futuro. Para isso, cada função no sistema de automação baseado na IEC 61850 é cuidadosamente estudada e independente. Dessa forma, caso haja modernização nos sistemas de comunicação, não deverá haver mudança significativa no *hardware* e *software* do SAS.

A norma estabelece os modelos de objetos, testes e protocolos de forma a assegurar a interoperabilidade entre os IEDs. Além disso, a norma inclui relatórios e serviços abstratos (ACSI), mapeamento para TCP/IP, testes de conformidades além da linguagem SCL o que permite a flexibilidade das configurações e suas futuras reutilizações.

A utilização de uma linguagem específica e orientada a objetos que é a SCL para o processo de automação abre o leque de possibilidades de configurações e reutilizações do sistema. Desta forma, pode-se garantir que a SAS seja uma plataforma aberta de proteção e automação de subestações, independente do dispositivo e fabricante.

Observe na figura 2 a arquitetura simplificada de uma SAS, conforme a norma IEC 61850.

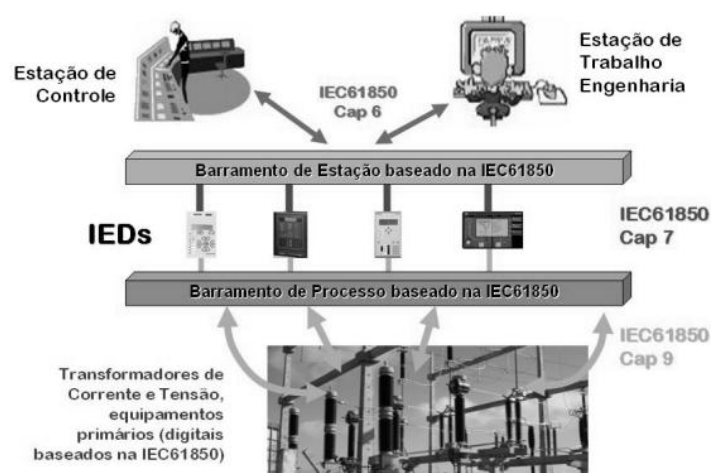


Figura 2: SAS conforme a IEC 61850

Três níveis são considerados, sendo eles: Nível Estação, Nível Vão e Nível Processo. As comunicações podem ser tanto horizontais (mesmo nível) como verticais (níveis diferentes).

Nas comunicações verticais, as informações são transferidas no modo Cliente-Servidor, contrastando com o modo Mestre-Escravo comum em outros protocolos. Este último método, apesar de ter a vantagem do desempenho determinístico, é relativamente lento, chegando a demorar entre 1 e 2 segundos. No modo Cliente-Servidor o servidor, normalmente um IED, está no nível vão ou processo e fornece os dados ao cliente que está no nível estação ou outro ponto qualquer que solicite dados. Os dados são fornecidos pelo servidor, conforme solicitação do cliente, ou, a partir de eventos pré-definidos, são gerados automaticamente. O cliente, como já é de se esperar, é o computador da subestação ou outro ponto de controle remoto, ou ainda um gateway. Nas comunicações verticais o cliente possui o controle do processo. É possível haver vários clientes.

Comunicações horizontais são caracterizadas pelo modo Editor-Assinante. As informações na rede são distribuídas de forma *unicast* ou *multicast*. Isso significa que as mensagens podem ser recebidas por um único ou vários IEDs e eles, por sua vez, podem utilizá-la ou não, conforme sua necessidade. O IED assinante recebe a mensagem e a utiliza conforme lhe for útil. As mensagens não necessitam de sinais de confirmação de recebimento, sendo repetida várias vezes para aumentar a redundância e a segurança de entrega das mensagens. O tempo de comunicação, em geral, fica em torno de 4ms. Detalhes adicionais sobre os sistemas de comunicação serão discutidas um pouco mais a frente. A referência [1] também traz importantes informações a esse respeito.

A norma IEC 61850 é muito extensa, pois, na realidade, é um manual de montagem e instalação de todos os padrões e protocolos necessários para o seu correto funcionamento. Tópicos de requisitos gerais, requisitos de comunicação, linguagem de configuração, modelo de comunicação dentre outros compõem suas dez partes. A referência [7] mostra a estrutura dessas divisões que pode ser vista na figura 3.

PARTE 1: INTRODUÇÃO E VISÃO GERAL	INFORMAÇÕES E COMPREENSÃO
PARTE 2: GLOSSÁRIO	
PARTE 3: REQUISITOS GERAIS	
PARTE 4: ADMINISTRAÇÃO DO PROJETO E SISTEMAS	IMPACTO EM OFERTAS E CONDUÇÃO DE PROJETO
PARTE 5: REQUISITOS DE COMUNICAÇÃO	REQUISITOS BÁSICOS PARA O PADRÃO
PARTE 6: LINGUAGEM DE CONFIGURAÇÃO DE SUBESTAÇÕES (SCL)	IMPACTO NA ENGENHARIA
PARTE 7: MODELO DE COMUNICAÇÃO (FORMATO DE DADOS E SERVIÇOS)	A PARTE PRINCIPAL
PARTE 8-1: MAPEAMENTO PARA MMS-TCP/IP - ETHERNET	MAPEAMENTO DO BARRAMENTO DA SUBESTAÇÃO
PARTE 8-x: PARA MAPEAMENTOS FUTUROS	RESERVADO PARA FUTURO
PARTE 9-1: MAPEAMENTO PARA CONEXÕES PONTO A PONTO	EXECUÇÃO DOS MODELOS PARA ETHERNET
PARTE 9-2: MAPEAMENTO PARA CONEXÕES DO BARRAMENTO	MAPEAMENTO DO BARRAMENTO DO PROCESSO

Figura 3: Partes da norma IEC 61850

2.4 Sistema de Comunicação

A norma indica sete níveis de mensagens, sendo divididas segundo sua ordem de importância para o sistema. Desta forma, mensagens urgentes (como o sinal de trip de abertura de um disjuntor) tem maior banda disponível para a transdução do sinal. Por outro lado, informações menos urgentes (como transferência de arquivos) necessitam de menor velocidade e urgência. Esses sete níveis são agrupados em três velocidades, a saber:

- Alta Velocidade: *Trip e controles*
- Média Velocidade: *Informações de medidas, estados e comandos*
- Baixa Velocidade: *Parâmetros, eventos e transferência de arquivos.*

As mensagens de alta velocidade são chamadas GSE (*Generic Substation Events*), que por sua vez é classificada em GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) ou GSSE (*Generic Substation Status Event*). Nas mensagens GOOSE é utilizado um data set (Grupo de dados) e sua informação é configurável, enquanto em mensagens GSSE somente é suportado uma estrutura fixa de informações de estado publicada e disponibilizada na rede. As mensagens de alta velocidade, ou ainda as mensagens GSE, podem ser enviadas a um, múltiplos ou todos (*unicast, multicast e broadcast, respectivamente*) os IEDs que podem utilizar tais informações ou não, segundo sua necessidade (modo Editor-Assinante). Uma grande vantagem de mensagens GSE é que utilizam a própria rede para a troca de mensagens, dispensando cabeamento para ligações físicas.

Se o objetivo é ter um sistema a prova de futuro e com interoperabilidade, nada mais viável do que utilizar serviços de mensagens já consagrados e difundidos no mercado. Para isso, a norma estabelece a utilização de protocolos comuns como MMS (*Manufacturing Message Specifications*), o TCP/IP (*Transmission Control Protocol/Internet Protocol*), UDP/IP (*User datagram Protocol/Internet Protocol*) e a rede Ethernet.

As mensagens GOOSE utilizam o sistema SCSM (*Specific Communication Service Mapping*), utilizando um sistema de retransmissão particular que consiste em repetir a mensagem por diversas vezes com o objetivo de se alcançar um nível de confiabilidade adequado. A cada tentativa o tempo de espera dobra, objetivando minimizar colisões na rede. O tempo cresce até um valor máximo chamado de *timeAllowedToLive*, que após atingido o receptor assume o encerramento da conexão. A representação desse mecanismo pode ser visto na figura 4.

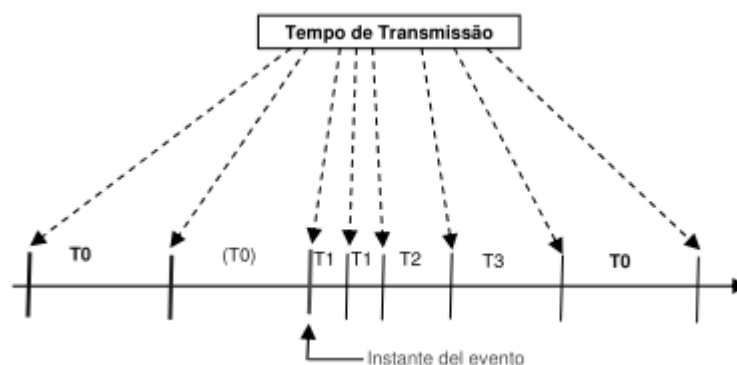


Figura 4: Intervalos entre mensagens GOOSE

A comunicação entre IEDs e Computadores (vertical) e entre os mesmos (horizontal) é feita através de uma LAN Ethernet de 100Mb/s a 1Gb/s e a topologia varia conforme a disponibilidade desejada. As topologias mais utilizadas são anel simples, anel duplo e mista.

Após todas essas informações, conclui-se que, além dos IEDs e outros dispositivos, o sistema de comunicação é parte do sistema agora, com a chegada da norma IEC 61850. Portanto, a escolha dos equipamentos que irão compor o sistema de comunicação do SAS deve ser cuidadosa, adquirindo equipamentos que satisfaçam as condições escolhidas, possuam um baixo MTBF (Tempo Médio Entre Falhas), aptos a trabalhar com sinais de alta velocidade (roteadores, switches, e cabos de comunicação compatíveis) e equipamentos resistentes à interferência eletromagnética alta. Tudo isso está previsto na norma.

2.5 A Linguagem SCL

A linguagem SCL é usada para a comunicação dos diversos dispositivos de um SAS e incorpora conceitos de herança e polimorfismo (referências abstratas) de linguagens orientadas a objetos. Juntamente com essa linguagem, as informações sobre configuração e características da rede de comunicação formam o arquivo que representa todo o sistema, que se chama SSD (*System Specification Description*). Esse último juntamente com outros compõem de uma série de arquivos que contém os dados sobre as diversas funções do SAS.

Com a linguagem SCL, tem-se a padronização da linguagem entre programas, ou seja, a nomenclatura utilizada foi uniformizada. O problema de comunicação descrito na introdução desse capítulo foi resolvido. Além disso, com uma linguagem acessível e reconhecida por todos, fica muito mais fácil readaptar o sistema para pequenas e grandes correções para o trabalho de engenharia.

O fabricante de cada IED fornece, juntamente com cada dispositivo, um arquivo que contém suas características e funcionalidades chamado ICD (*IED Capability Description*). Depois de configurados, o arquivo ICD de cada IED torna-se o arquivo CID (*Configured IED Description*).

Os arquivos ICD de todos os IEDs devidamente configurados para o trabalho de engenharia designado, ou simplesmente os arquivos CID, juntamente com o arquivo SSD das redes de configuração irão compor o arquivo SCD (*Substation Confi-*

guration Description). Este último deve ser arquivado para consulta dos responsáveis pela manutenção de futuras expansões, pois esse arquivo é o correspondente digital de diagramas esquemáticos e lógicos de uma subestação. A figura 5 exemplifica esse processo.

A possibilidade de comunicação entre todos os nós lógicos com alta velocidade e precisão elimina de vez a necessidade vários cabos para funções distribuídas, como intertravamentos, proteções de barra ou falhas no disjuntor.

A transmissão de dados é independente da aplicação, o que torna o sistema altamente maleável. Caso haja mudança, no futuro, para uma tecnologia de comunicação mais avançada, não será necessário alterar a base de dados e parte significativa de equipamentos para acompanhar tal evolução. Alterações no projeto podem ser facilmente implementadas com simples modificações no *software*.

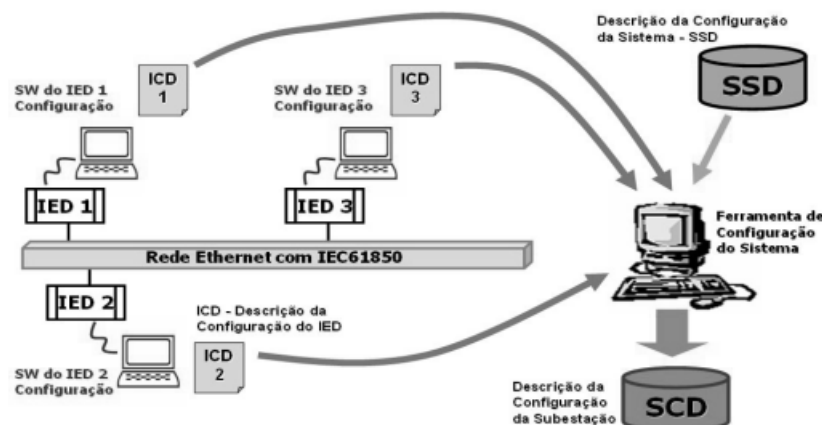


Figura 5: Esquema de composição do arquivo SCD

2.6 Topologia de Comunicação

A Topologia de Comunicação é um critério tão importante quanto as escolhas dos IEDs pois uma escolha inadequada gerará erros de comunicação. Nesse caso, não importa o quão eficiente seja um IED, pois ele se comunicará de forma ineficiente. Dessa forma, a topologia deve ser escolhida de acordo com o grau de fidelidade desejado, funcionalidades requeridas, taxas de falhas e custo de equipamentos. Aplicação e Comunicação são funções separadas, mas completamente dependentes para o sucesso do funcionamento do sistema de automação.

As principais topologias utilizadas são barramento simples, barramento duplo, anel simples e anel duplo, todos mostrados na figura 6.

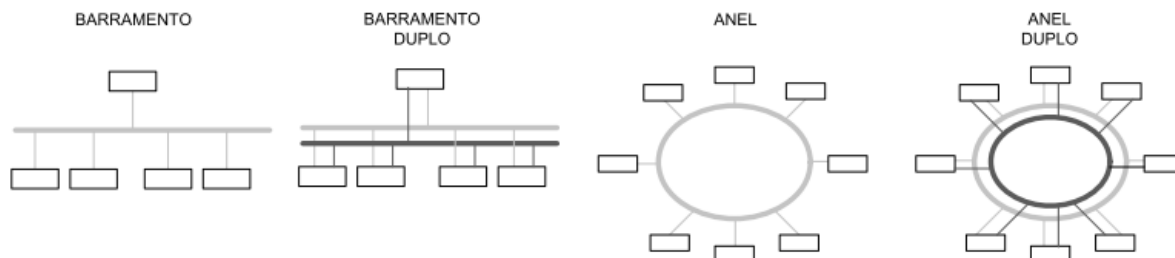


Figura 6: Possíveis redes utilizadas em comunicações

É possível ainda a configuração para anel misto, que consiste em anel simples com IEDs interligados em estrelas e nós. As configurações em anel requerem que algum ponto seja mantido aberto afim de evitar que as mensagens permaneçam em circulação indefinidamente, sobrecarregando o meio físico desnecessariamente. Em caso de interrupção do anel em outro ponto, a rede LAN é reconfigurada rapidamente por meio de um protocolo específico RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*). Essa reconfiguração dura em torno de 5 ms.

Os *switches* podem ser configurados para comporem redes virtuais denominadas VLANs. As VLANs possibilitam a interligação e o fluxo de dados apenas entre conjuntos de IEDs, o que rende maior velocidade de comunicação.

2.7 A norma IEC 61850 aplicada a uma Subestação de Distribuição

A análise feita refere-se a uma Subestação de distribuição de porte médio, com dois transformadores de 25 MVA e dez alimentadores. A mesma análise é feita na referência [2].

Os IEDs possuem alta capacidade de operar diretamente as bobinas de abertura e fechamento dos disjuntores, tornando desnecessários relés de bloqueio e auxiliares. Os IEDs podem realizar todas as funções de supervisão e controle.

A figura 7 mostra o esquema de ligação para a subestação considerada. Em cada vão existe um IED de proteção associado e a arquitetura é modular e distribuída. Cada IED é conectado a dois *switches* utilizando suas portas de comunicação independentes, conforme visto na figura 8. Essa redundância reduz a possibilidade de uma falha interromper o fluxo de informações entre cliente e servidor ou editor e assinante.

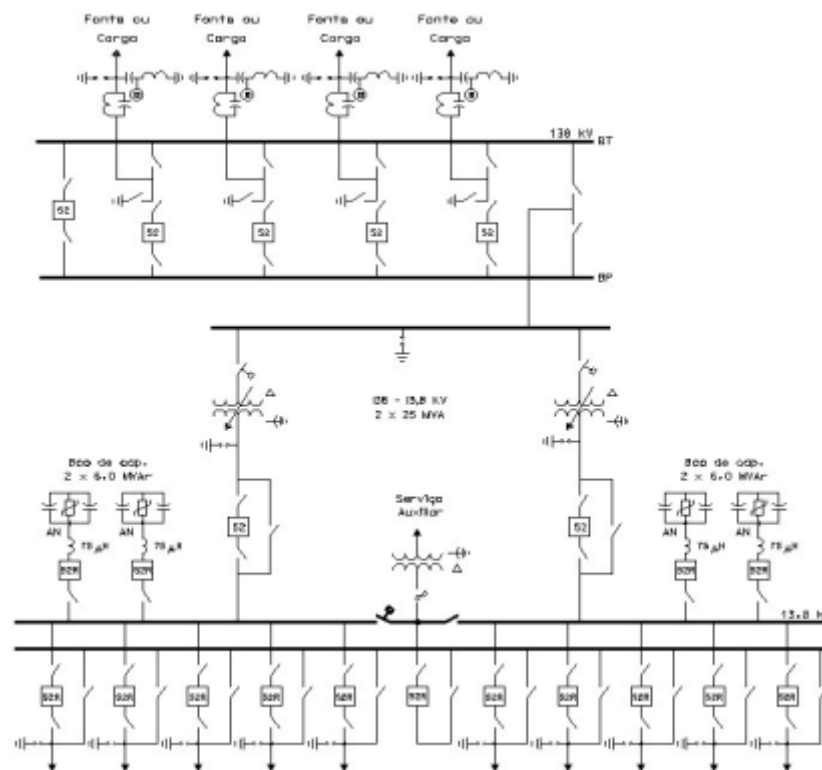


Figura 7: Diagrama Unifilar da Subestação de Médio Porte

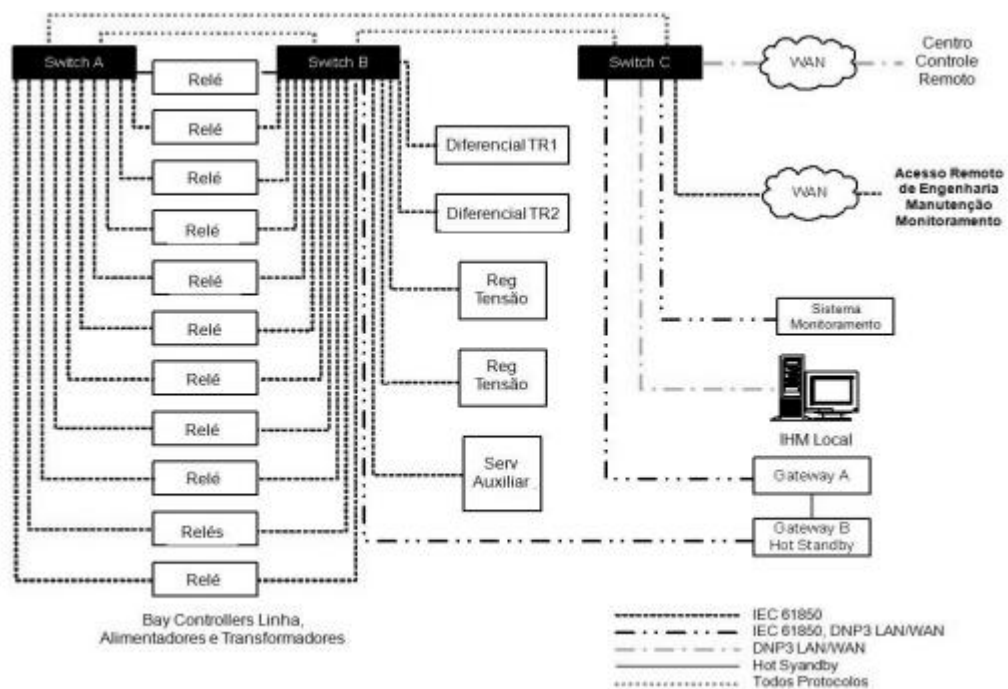


Figura 8: Configuração da rede de comunicação

É possível ainda utilizar outra configuração para rede. Nesse caso seriam utilizados *switches* com menos entradas (e, portanto, mais baratos) e a arquitetura em anel seria feita pelos próprios IEDs, utilizando para isso as a ligação em série dos dispositivos por meio de suas entradas de comunicação independentes. Essa arquitetura pode ser vista na figura 9.

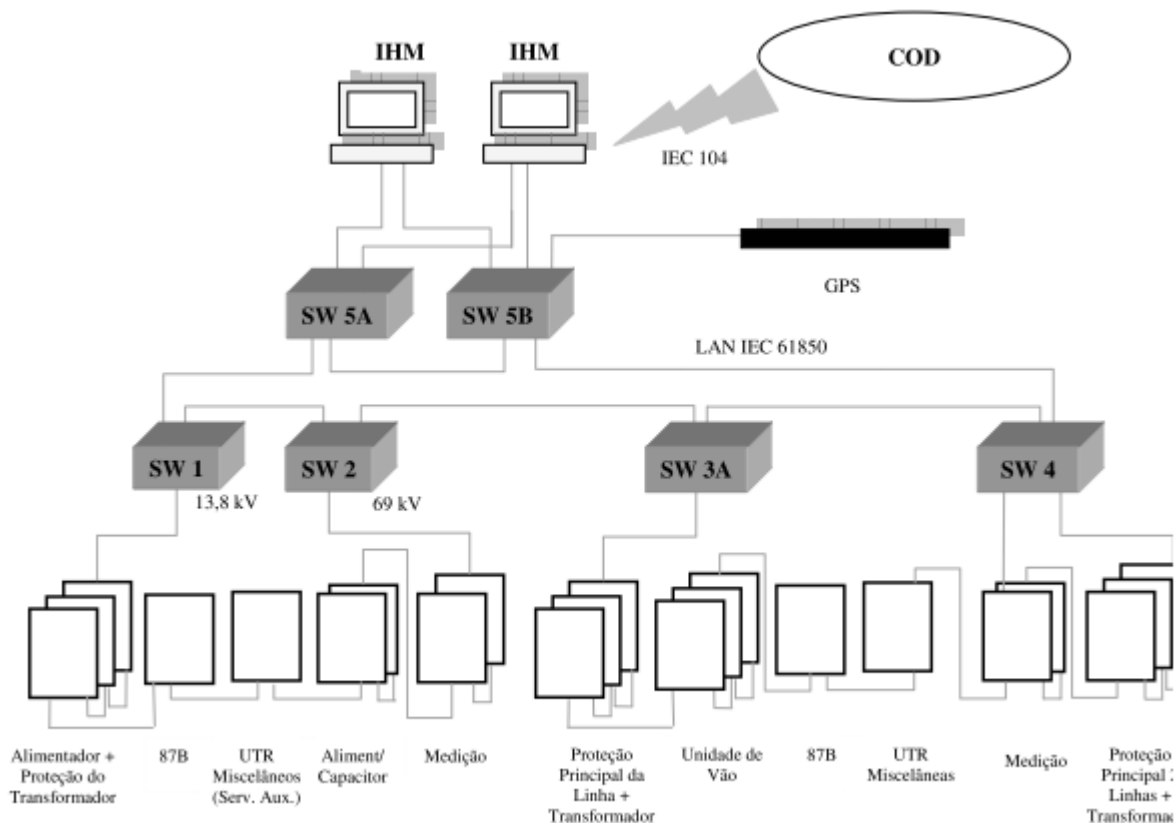


Figura 9: Configuração em anel utilizando IEDs

Em qualquer que seja a topologia adotada, observa-se que o sistema está ligado de forma redundante. Em qualquer falha que houver, o fluxo de informações continua assegurado pelo outro “lado” das ligações.

Nesse ponto é importante salientar que a norma IEC 61850 não estabelece qualquer tipo de redundância para as topologias. Ou seja, não há topologia de redundância que a norma possa assegurar a interoperabilidade.

Os equipamentos utilizados devem apresentar baixíssimo MTBF e deve ser utilizado equipamentos com partes móveis e com ventilação forçada.

A topologia mostrada na figura 9 é bem simples e funcional. Os grupos de IEDs estão ligados a dois *switches* (redundância) dedicados e estes estão conectados a outros dois *switches* de entrada para a Interface Homem Máquina (IHM). Es-

ses dois últimos podem ser ainda *gateways*. A parte final da topologia mostrada na figura 8 mostra que os *gateways* estão ligados de forma redundante, sendo um deles de *Hot Standby*. Dessa forma, os dois recebem as mensagens e informações, mas apenas um as repassam à IHM. Nesse caso, caso haja falha no dispositivo, o *gateway* de retaguarda ou backup irá assumir todas as funções. Essa troca é imperceptível.

Um grande benefício contemplado pela norma IEC 61850 é a troca de mensagens horizontais GOOSE entre os muitos IEDs. Dessa forma, temos a facilidade de comissionamento e operação dos IEDs que podendo estabelecer comunicação entre si resultam num sistema de proteção e supervisão altamente eficaz.

Projetos utilizando a norma IEC 61850 requerem maior detalhamento lógico e tabelas de mensagens para a comunicação dos IEDs que além de especificarem o conteúdo, devem conter o destinatário único ou múltiplo, a fim de se conservar a seletividade lógica e um melhor desempenho do sistema de proteção.

Essas características reduzem o tempo necessário para a operação se fosse feita por operadores, além de resultar num aumento de confiabilidade, segurança e disponibilidade do sistema. Essa característica diminui os tempos de interrupção a que os consumidores estão submetidos.

Portanto, a automatização de subestações de distribuição, no ângulo de visão das concessionárias, é algo muito precioso, visto que com redução de tempos de operação, aumento da confiabilidade e otimização dos tempos de resposta à faltas, poderão reduzir seus indicadores de continuidade. Uma avaliação dessa melhoria para Europa e América é mostrada na referência [3].

2.8 Tendências

Os mais diversos equipamentos de diferentes fabricantes estão disponíveis no mercado hoje. O caos é estabelecido se esses dispositivos não possuírem a capacidade de comunicação e uma linguagem padronizada. Há alguns anos isso era difícil de ser implementado até mesmo entre equipamentos do mesmo fabricante. Com o advento da norma, esse impasse é resolvido.

Numa mesma instalação é esperado ter equipamentos de diferentes tecnologias e gerações atuando em conjunto. Com a norma IEC 61850, independente da

geração desses equipamentos, eles possuirão a capacidade de comunicação, integração e reconhecimento.

A complexidade dos dispositivos só tende a aumentar com o avanço da tecnologia. E por que não dizer a complexidade de todo o sistema? Para isso a norma estabelece testes de conformidade para aferição dos sistemas desenvolvidos. Tais testes são efetuadas por organizações independentes e especializadas, podendo inclusive, em alguns casos mais complexos, envolver uma terceira parte.

Numa visão negativa, pode-se erroneamente pensar que a norma IEC 61850 fornece todos esses benefícios a custo de redução da mão de obra humana e tornar os operadores obsoletos. Na realidade, a norma torna todo o trabalho manual obsoleto, sendo necessário ao operador que especialize sua mão de obra para supervisionar o que os IEDs estão aptos a fazerem conforme a norma IEC 61850 de automação de subestações. Sem dúvida, a norma foi e continua sendo uma revolução nas automatizações dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

3

Interoperabilidade

Segundo o dicionário Aurélio, a definição de teste é:

“s.m. Prova que permite conhecer e avaliar as aptidões de um indivíduo, ou explorar-lhe a personalidade. / Prova, verificação da eficiência ou do bom funcionamento (de máquinas, materiais etc.).”

No mundo da automação o significado é mais amplo. Não se restringe a apenas um equipamento, mas a todo o sistema de automação. Em um sentido figurado, os testes segundo a norma IEC 61850 se comparam a um cerimonialista que irá checar se os convidados da festa mencionada no capítulo anterior estão na sua melhor forma e interagindo devidamente com os outros convidados.

3.1 A necessidade de testes de conformidade

A evolução dos sistemas e dispositivos de proteção tem desafiado as equipes de testes de conformidade e manutenção. Não mais se avalia apenas a função principal de um IED dentro de uma aplicação, mas suas inúmeras funções auxiliares e principalmente a sua capacidade de comunicação com o restante dos equipamentos.

A integração desses dispositivos nesse novo ambiente de sistema automatizado implica em testes mais complexos e ferramentas mais rebuscadas. Os testes de Sistemas de Automação baseados na norma IEC 61850 devem assegurar a ope-

ração correta das funções de proteção, controle, monitoramento, armazenamento e medição. Some a isto que apenas um IED pode possuir todas essas funções e que há necessidade de perfeito entendimento entre os vários IEDs em vários pontos do sistema que podem ainda estar desenvolvendo mais de uma função simultânea. Além disso, a rede de comunicação deve ser compatível com os equipamentos inteligentes.

Existem três níveis de testes que correspondem à hierarquia de funcionalidade dos equipamentos, a saber:

- Teste de Conformidade ou de elementos funcionais
- Teste de integração ou interoperabilidade
- Teste de Desempenho do Sistema de Comunicação

Como se pode ver são três níveis distintos que podem ser feitas em etapas diferentes com distintos métodos de avaliação. Os níveis de teste serão explanados mais a frente.

Sem dúvidas, a principal vantagem que a padronização que a norma IEC 61850 traz é a facilidade de expansão dos Sistemas de Automação de Subestações, conhecidas por SAS. A possibilidade de interligar vários IEDs de diferentes modelos e fabricantes em qualquer espaço de tempo faz com que a norma seja “à prova de futuro”. Essa grande característica da norma é chamada de interoperabilidade.

Contudo, é evidente que apenas especificar o sistema de acordo com a IEC 61850 é insuficiente para ter a certeza da expansão futura compatível. Existem outros fatores que devem estar aliados a essa compatibilidade.

Equipes especializadas devem tratar da elaboração de um software interno de determinado equipamento de proteção, controle e automação. O algoritmo deve atender às exigências e expectativas do sistema. Contudo, uma equipe pode programar alguns detalhes que podem ser ignorados ou definidos de forma diferente por outras equipes, o que geraria conflito de interoperabilidade. Há, ainda, a possibilidade de certas aplicações não serem contempladas pela norma.

Além de um SAS ser compatível com a norma IEC 61850, devem ser fornecidas informações técnicas importantes para assegurar a compatibilidade de uma expansão futura. Entre essas informações, podemos destacar:

- Identificação precisa dos equipamentos primários indicadas no diagrama unifilar
- Grau de redundância desejado para a proteção
- Índice de confiabilidade da Rede LAN
- Lista de funcionalidades utilizadas, descrição sucinta e desempenho das funções dos IEDs.

Por outro lado, uma outra importante característica dos IEDs é a execução de suas funções sobre uma rede local na subestação, a qual pode ser definida com SLAN, que é de alta velocidade.

Esse sistema de rede própria da subestação permite a redução drástica de fios da instalação, melhoria do controle lógico e aumento da confiabilidade do sistema em função da instalação de comandos digitais. Isso permite grande melhoria sem aumento nos custos, já que estamos reduzindo cabos e equipamentos de conversão do sistema. Entretanto, se não estiver devidamente configurada, a rede não possibilita a comunicação dos equipamentos, o que deixa o sistema inoperante, daí a necessidade de testes para o sistema de comunicação.

Mesmo com todas essas considerações, a possibilidade dos IEDs não conseguirem interoperar em algumas aplicações não deve ser descartada, sobretudo nos primeiros anos de aplicação da norma ou em novas aplicações. Os testes são de importância fundamental nesse sentido.

Finalmente, em função do aumento da complexidade dos equipamentos de um SAS, os testes tiveram um aumento proporcional de considerações e levantamentos a serem feitos em IEDs e no sistema. O desenvolvimento e a implantação dos dispositivos baseados na norma dependem do desenvolvimento de testes e métodos capazes de ensaiarem devidamente as funcionalidades dos diferentes componentes do sistema.

3.2 Definições de Teste de Sistema

Segundo a norma IEC 61850 [10], sistema é definido como:

“O sistema lógico é a união de todas as aplicações-funções de comunicação executando alguma tarefa completa como “gerenciamento da subestação”, via nós lógicos. O sistema físico é composto por todos dispositivos que hospedam estas funções e a rede de interconexão física de comunicação. O limite do sistema é dado pelas interfaces lógicas ou físicas. Dentro do escopo da série IEC

61850, 'sistema' sempre se refere ao Sistema de Automação de Subestação (SAS), a menos que anotado de outra maneira"

Em outras palavras, o sistema lógico é a união de todos os nós lógicos, sejam eles unidades tecnológicas ou um grupo de dispositivos, desde que operem uma função irreduzível dentro do contexto do sistema. Dessa forma, um sistema compõe-se de um grupo de elementos de interação. Portanto, cada componente interage com um ou mais elementos formando o todo complexo e, caso um elemento não interaja com nenhum elemento, é trivial afirmar que esse não pertence ao sistema.

Cada parte do sistema pode ser formada por apenas um elemento como também pode ser composto por vários equipamentos que operam uma função específica. Surge então uma nova definição: subsistema. Um subsistema nada mais é do que um conjunto de elementos com uma função própria dentro do sistema. Portanto dependendo da complexidade do sistema ele pode ser constituído de elementos funcionais simples, subsistemas ou, ainda, os dois juntos.

Um subsistema pode desenvolver diferentes funções. Uma topologia desse complexo pode ser vista na figura 10. A hierarquia dos blocos mostrados abaixo está formando um diagrama UML, no qual é apenas para visualização, orientação e mostrar como os objetos se comunicam, não necessariamente na ordem em que essas operações devem ser realizadas.



Figura 10: Topologia de um sistema (UML)

Analisando a figura 10, nota-se que um sistema é constituído de uma ou mais funções, que por sua vez é formada de várias subfunções. Cada subfunção pode conter um ou mais elementos funcionais, que são os nós lógicos definidos na norma IEC 61850.

Iniciando um teste de cima para baixo, iremos analisar todo o complexo num primeiro momento. Em seguida, refinaremos os testes para alcançar as subfunções. Note que neste tipo de abordagem os testes abrangem o comportamento do sistema como todo e de suas subfunções, não interessando o comportamento dos componentes do sistema. A referência [6] chama essa abordagem de “Caixa Preta”. Dessa forma, estamos atraídos na perspectiva externa do objeto sobre teste, sua funcionalidade no subsistema e seus resultados. Não nos interessa, necessariamente, a forma como opera e suas respostas aos testes de conformidade, desde que apresentem respostas aceitáveis aos testes de sistema.

Na abordagem de baixo para cima, os elementos funcionais são primeiramente testados. Na seqüência, os mesmos são agrupados em suas respectivas subfunções, que por sua vez estão ligados em funções maiores. Segue-se dessa forma até que todo o sistema seja testado. Esse tipo é indicado para testar a aceitação de um sistema de automação numa fábrica.

O sistema de teste deverá ter registrado as entradas e as saídas desejadas. O programado do teste deverá ser capaz de introduzir entradas válidas e inválidas e avaliar a resposta do sistema para ambos. A partir da comparação das respostas com a matriz de valores inicial deverá ser considerada a aprovação do equipamento ou sistema.

Existem três níveis de teste que caracterizam essa abordagem tanto de baixo para cima como também o seu inverso. Definindo cada um deles, temos:

- Teste de Conformidade ou de elementos funcionais: utilizado para as menores unidades do sistema. Verifica se o elemento testado possui as respostas esperadas em diferentes condições de operação.
- Teste de integração ou interoperabilidade: detecta possíveis problemas de interoperabilidade entre elementos funcionais ou subfunções integradas em funções ou sistemas. Faz uma verificação no fluxo de informações entre os diferentes IEDs integrados ao sistema.

- Teste de Desempenho do Sistema de Comunicação: sob uma ótica externa, verifica o desempenho do sistema e sua funcionalidade.

Entendido essas definições, podemos melhor analisar o teste de cima para baixo. O teste começa por observar o desempenho do sistema, sem se interessar pelos detalhes de qualquer parte dele. Esse processo ocorre por níveis, sendo processadas avaliações sobre funções, subfunções e por fim os elementos funcionais, onde executamos o teste de elementos funcionais. A figura 11 mostra um sistema com suas Funções (F), Sub-Funções (SF) e Elementos Funcionais (FE).

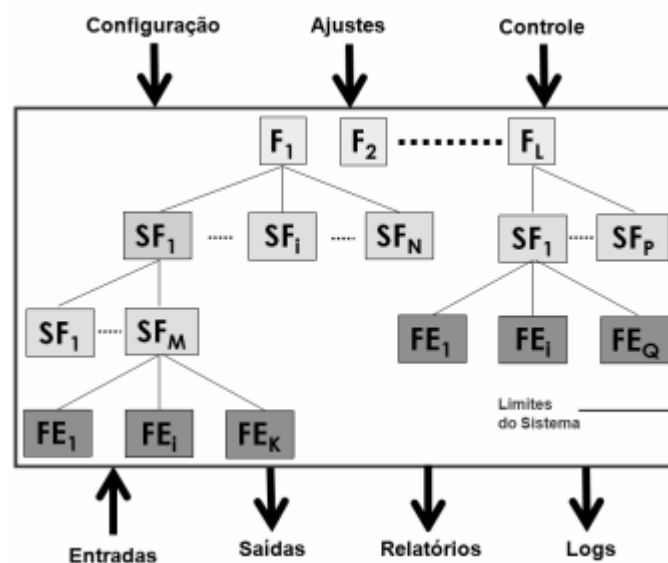


Figura 11: Representação de um Sistema e suas partes

É importante ressaltar a importância das fronteiras nessas condições. Essas definições são importantes para se definir os métodos de teste para cada nível hierárquico do sistema e, desta forma, obtermos otimização na avaliação realizada. Os elementos funcionais são os menores componentes do sistema e, portanto, os menores elementos que podem ser testados. Todos esses princípios são aceitáveis nos testes de sistema de proteção e automação de subestações segundo a norma IEC 61850.

3.3 Tipos de Sistema baseados na IEC 61850

Distinguisse dois modelos de sistema segundo a interface com equipamentos primários da subestação: Sistema com Implementação Parcial e Sistema com Implementação Total da IEC 61850.

Para a implementação parcial da norma é requerido apenas o Barramento da Estação. A proximidade da IEC 61850 em relação a comunicação rápida ponto a ponto por mensagens GOOSE torna isso possível. Vale ressaltar que as interações Cliente-Servidor entre aplicações no nível de estação e IEDs são usados. A interface entre os equipamentos é fundamentada na troca de mensagens de comunicação sobre a rede local. Dessa forma, as conexões com cabeamento rígido é utilizado nos seguintes equipamentos:

- Secundário de TCs e TP's e, ainda, em entradas analógicas de dispositivos inteligentes.
- Contatos auxiliares dos disjuntores e das entradas ópticas dos IEDs
- Saídas binárias dos IEDs e controle

Na implementação total da IEC 61850, além do Barramento de Estação, há o uso do Barramento de Processo.

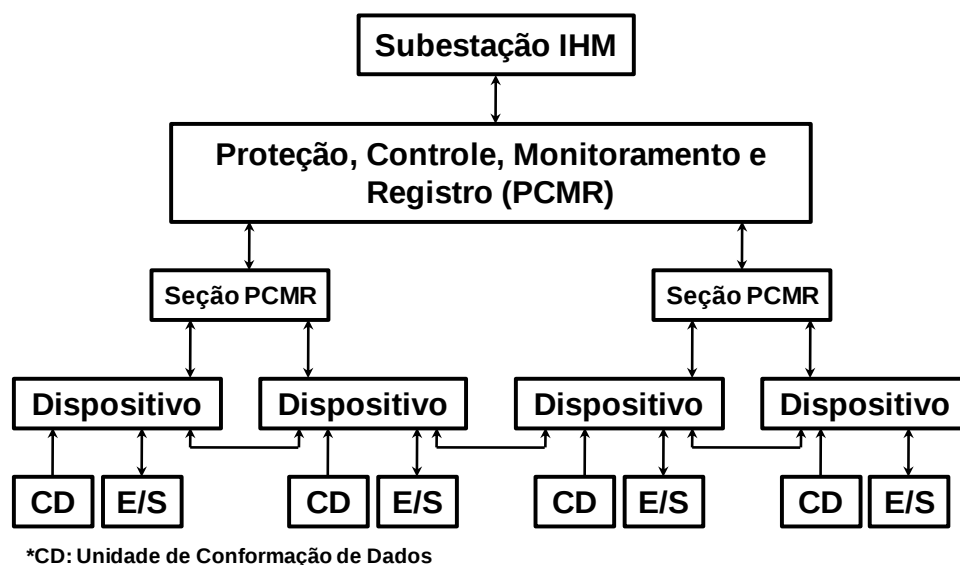


Figura 12: Sistema com Implementação Total

A figura 12 mostra que a abrangência dos testes de conformidade mudará significativamente conforme se altere as fronteiras do mesmo.

Nesse tipo de implementação, toda a interface entre os dispositivos baseia-se na comunicação. Deste modo, o uso de cabos de cobre restringe-se a alimentação DC ou AC, Transformadores de instrumentos secundários, contatos auxiliares de disjuntores, bobinas de trip e equipamentos secundários.

3.4 Componentes do Sistema de Teste

Para tantos requisitos dos testes de conformidade é necessário vários componentes no sistema de teste devem ser considerados para que se avalie tanto funções individuais como de uma aplicação completa. A figura 13 mostra um diagrama de blocos representativo desse sistema. Seis componentes do sistema de teste merecem destaque e podem ser identificados no diagrama abaixo.

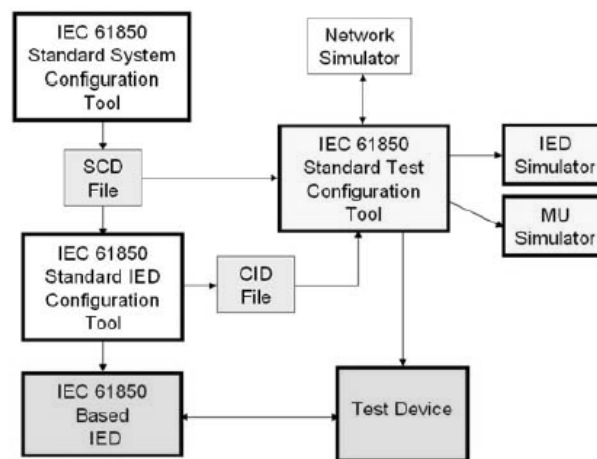


Figura 13: Diagrama de Bloco Simplificado – Sistema de Teste

Inicialmente, o primeiro componente analisado será a Ferramenta de Configuração de teste. Como o próprio nome sugere, ela é a peça fundamental para a configuração dos testes a serem realizados. Para isso, utiliza a linguagem SCL, já comentada anteriormente. Portanto, a Ferramenta de Configuração de teste importa a informação descritiva de cada IED, a configuração de comunicação e a descrição de suas funções no contexto da subestação. Essas características encontram-se no arquivo .SCD e é através dele que se configuram os ajustes para o teste. Do capítulo 2, nós temos que o arquivo .ICD contém todas as informações sobre as funcionalidades de um IED.

A Ferramenta de Simulação, segundo elemento do sistema, gera formas de onda de corrente e tensões. Vários cenários podem ser simulados de forma que a configuração do dispositivo em teste (*Device Under Test*) seja completamente testada. As configurações dessa ferramenta variam conforme a necessidade do sistema. Por exemplo, os valores de teste podem ser baseados em valores RMS ou fasores com sua amplitude e ângulo de fase. Os sinais aplicados podem ser tanto analógicos como digitais, conforme as características do dispositivo. Para regimes com

transitórios uma simulação eletromagnética destes pode ser útil. Um modelo de interface de configuração da Ferramenta de Simulação pode ser vista na figura 14 [6].

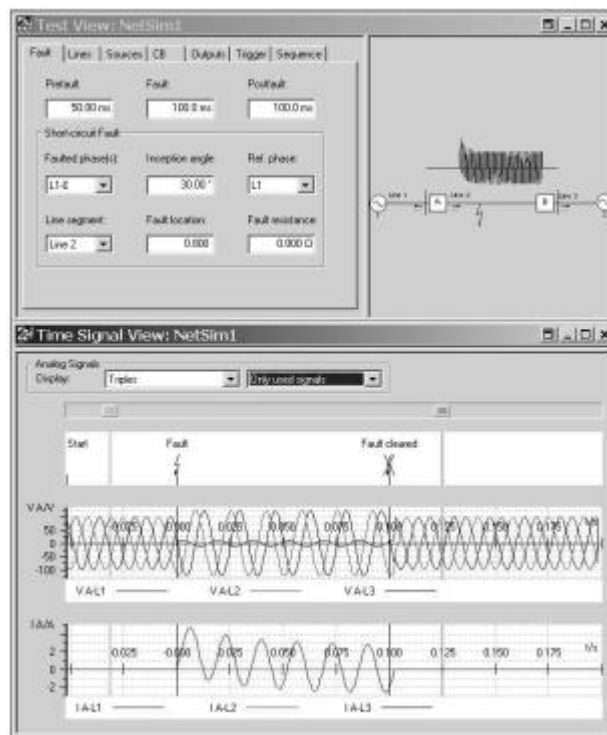


Figura 14: Interface – Simulador de Rede

O Simulador de da Unidade Virtual de Conformação de Dados executa a combinação dos dados de corrente e tensão oriunda de conversores secundários. Esse simulador lança na rede Ethernet os valores amostrados medidos conforme a norma. Essa ferramenta é comumente chamada de MU (Do inglês, *Mergin Unit*)

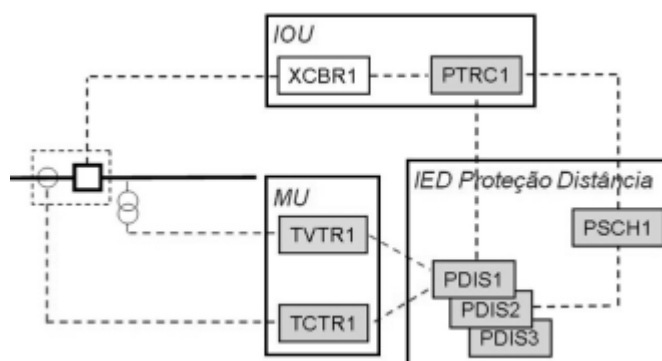


Figura 15: Funções Distribuídas

A figura 15 mostra a MU como parte separada do painel. Dessa forma, ela faz a conformação dos dados medidos.

O simulador virtual de IED tem a capacidade de representar o dispositivo faltante na ocasião de teste. Ele emite mensagens GOOSE equivalente para os dispositivos sob teste que as utilizariam com entrada para determinar o seu comportamento.

A Ferramenta de Avaliação de Teste avalia o desempenho dos elementos testados baseada nos valores analógicos amostrados. Para isso, é preciso que essa ferramenta tenha vários módulos espalhados sobre o sistema em teste. Para a monitoração, o dispositivo utiliza os valores medidos pela MU testada, mensagens GOOSE de um IED testado ou relatórios de forma de onda.

Encerrando os componentes do sistema de teste, temos, por fim, a Ferramenta de Registro ou Relatório. Tem por função gerar o relatório de teste baseado no formato escolhido pelo usuário e nas saídas das ferramentas de avaliação.

3.5 Testes de Conformidade

3.5.1 Sobre o Teste

O objetivo deste tipo de teste é verificar se o dispositivo sob teste (*Device Under Test* – DUT) é compatível com os requisitos estabelecidos pela norma IEC 61850. Esses testes são de responsabilidade do fabricante e devem ser realizados por uma organização independente. O certificado de homologação é fornecido juntamente com o IED. Os requisitos para os testes de conformidade a serem realizados num IED encontram-se na parte 10 da IEC 61850.

Na figura 16 vemos um esquema simples de implementação parcial das soluções com as comunicações baseadas na norma. O conjunto de teste mostrado é constituído de um equipamento de teste baseado na IEC 61850, rede Ethernet e um computador com as ferramentas necessárias.



Figura 16: Teste funcional de IED

Tanto comunicações verticais como horizontais devem ser testadas. No caso de informações operacionais e de configuração (SCADA) as mensagens são transferidas no modo cliente-servidor. Em mensagens horizontais (GOOSE ou GSSE) as mensagens são feitas no modo editor-assinante. Os modos de verticais e horizontais foram estudados no capítulo 2 deste trabalho.

O sistema de teste deve ser bem estruturado de forma a garantir a avaliação correta de diferentes características dos IEDs. Os processos da subestação devem ser simulados através de fontes de corrente e tensão bem como a emissão de sinais virtuais de processo de trip, estados de disjuntores e chaves. Não devemos esquecer que a rede LAN faz parte do sistema nesse contexto de automatização. Logo, o equipamento de teste deve interagir com a rede. As ferramentas de teste para análise e simulação devem estar em linguagem SCL.

Mesmo com todos os estudos e casos comuns, é impossível realizar todos os testes baseados em todos as condições de erro possíveis. Segundo a referência [4], o número de possibilidades é muito grande e cresce exponencialmente a cada IED instalado. Os erros de operação e interoperabilidade mais comuns são vistos na prática principalmente no início de uma aplicação de automação de subestação. Portanto, cenários com os problemas mais corriqueiros devem ser utilizados a fim de teste dos dispositivos.

Algumas características sobre a ferramenta computacional de teste devem ser observadas. Algumas delas são descritas:

- Todos os serviços e protocolos da IEC 61850 devem ser implementados. Além disso, situações especiais devem ser consideradas, como,

por exemplo, mensagens corrompidas intencionais para testar o comportamento do dispositivo em situações inesperadas.

- Capacidade de registro de todas as respostas dos dispositivos sob teste.
- Cenários com execução de mensagens automáticas para situações positivas, com comportamento esperado das mensagens, e negativo, com mensagens erradas e/ou corrompidas.
- Análise e diagnóstico de resultados esperados e erros.

O Teste de Conformidade deve ser realizado antes da implementação dos dispositivos em uma determinada aplicação. Dessa forma, problemas internos de software e diferenças de interpretações podem ser detectados sem necessidade de parar uma implementação do cliente, causando transtornos e prejuízos.

3.5.2 Testes Funcionais em Aplicações Baseadas na IEC 61850

Os ensaios de relés sempre foram um grande desafio para as equipes de proteção. Os testes em relés microprocessados convencionais utilizam simulação de contatos auxiliares, mudanças dinâmicas nas grandezas analógicas de tensão e corrente e reprodução de eventos reais gerados por softwares de simulação. As saídas do relé devem ser monitoradas com o objetivo de registrar mudanças de estado e assim ser possível a avaliação de atuação do dispositivo.

No ensaio em relés baseados na norma IEC 61850 as mensagens no protocolo substituem os cabos utilizados. Numa mesma instalação, é concebível ter-se um sistema misto, onde ao mesmo tempo exista uma combinação de cabeamento usual juntamente com mensagens GOOSE com sinalizações de estado do sistema. A figura 16 mostrou um esquema parcial para um IED baseado na IEC 61850. A figura 17 abaixo mostra o esquema de ensaio convencional comparado ao de um relé baseado na norma.

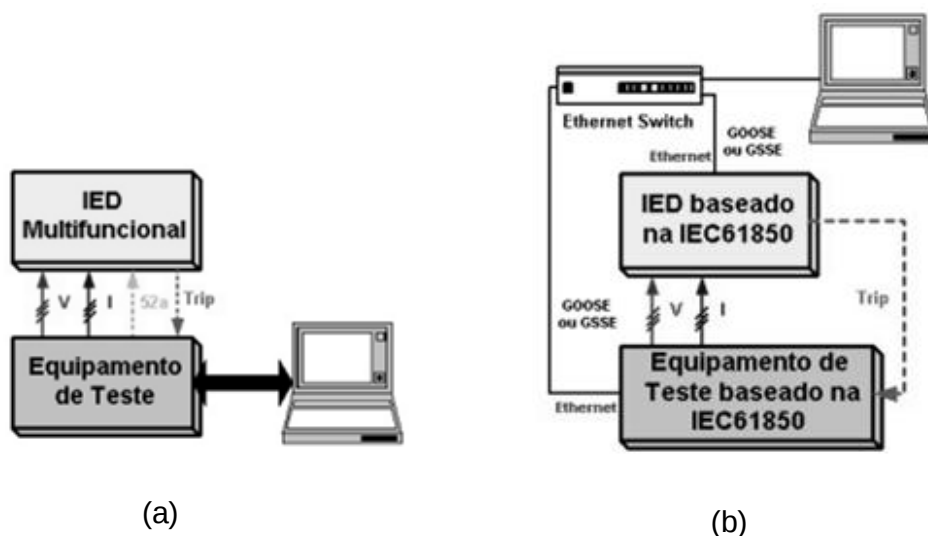


Figura 17: (a) Esquema de ensaio de um relé convencional. (b) Teste funcional de IED segundo a IEC 61850 com mensagens GSSE

Todos os equipamentos devem ser conectados à rede. Os mesmos utilizam mensagens GOOSE ou GSSE. O equipamento de teste deve ser capaz de enviar e receber mensagens GSSE, interagindo com o DUT. Pode-se citar como exemplo a indicação dos contatos auxiliares dos disjuntores. O número de conexões é outra diferença considerável e é mostrada na figura 18.

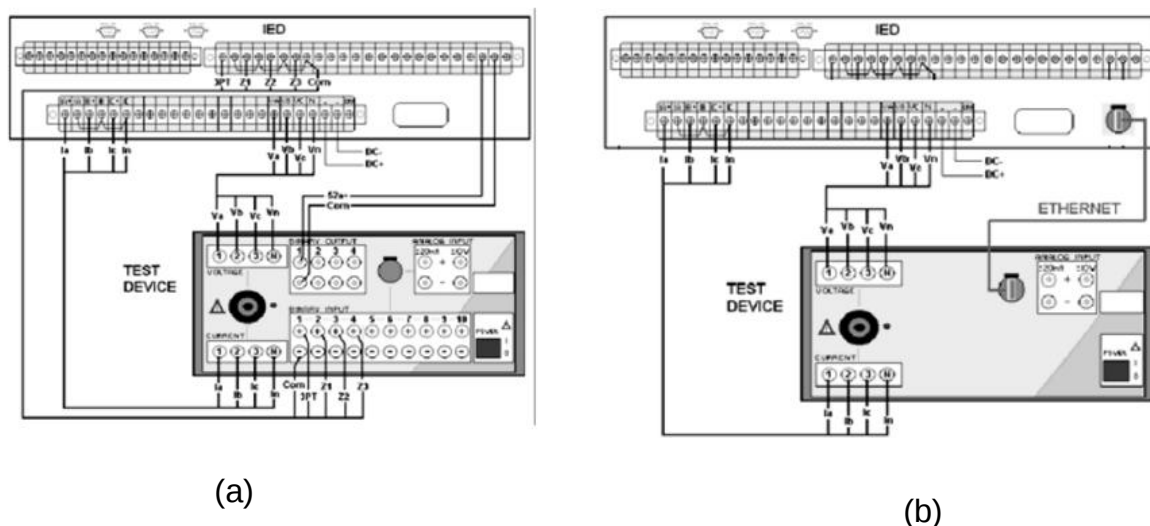


Figura 18: (a) Conexões para teste de um relé convencional. (b) Conexões para IED segundo a IEC 61850

A referência [5] mostra um comparativo de formas de onda simuladas em um teste funcional com o registro da operação das saídas de um relé e as mensagens de comunicação que pode ser visto na figura 19. Através do registro da saída de trip

em HWT do relé, vemos que a saída de trip baseada em mensagem GSSE de forma idêntica possui faixa de tempo inferior a 100µs.

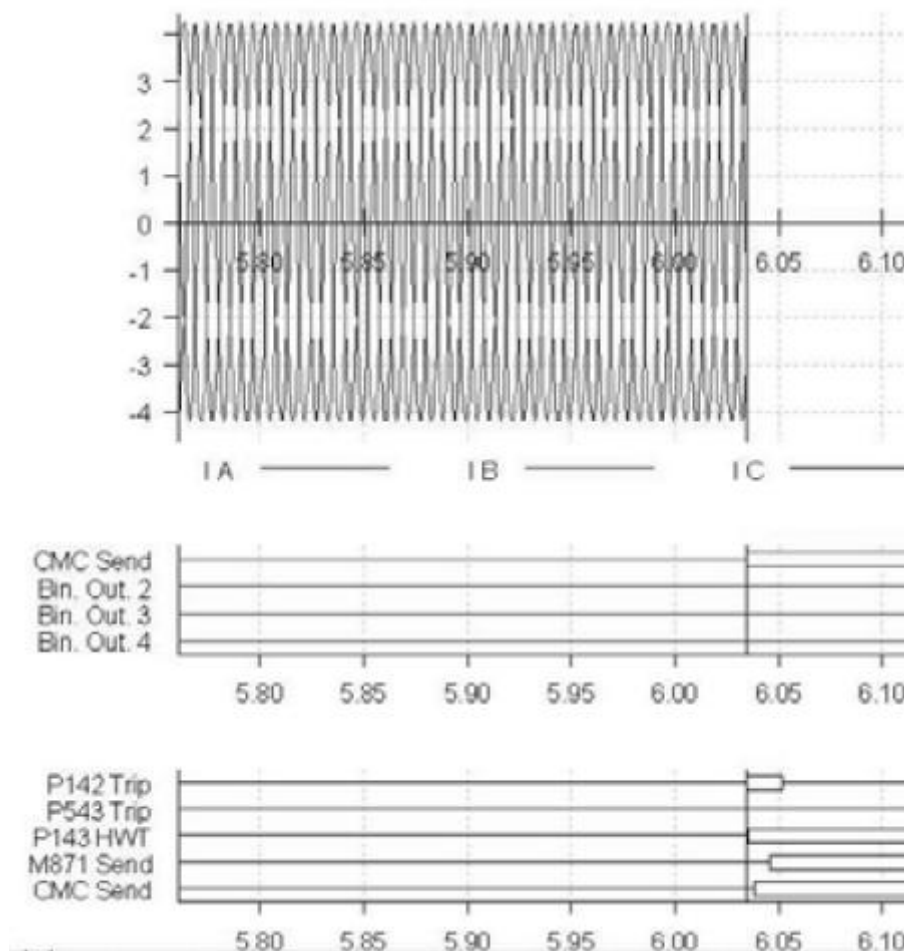


Figura 19: Resultados de teste funcional em IED baseado na IEC 61850 com mensagem GSSE

Para testes funcionais em IED multifuncional com unidades de medida e I/O, as conexões de teste são feitas conformes indicados na figura 20.

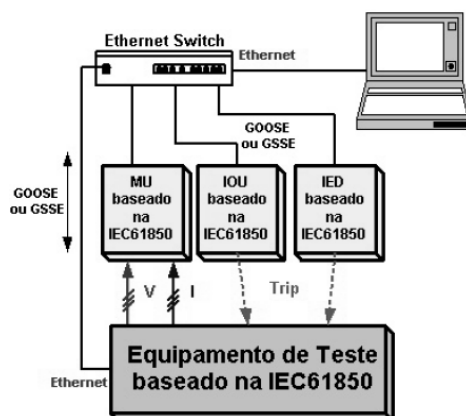


Figura 20: Teste com IED Multifuncional e I/O

De uma forma geral, podemos sintetizar a operação desse sistema. Os sinais analógicos das unidades de medida do dispositivo (TCs e TPs) são conectados ao equipamento de conformação de dados (MU). O IED testado enviará uma mensagem GSSE para a Unidade I/O, que por sua vez irá operar um relé de saída. O equipamento de teste avalia então os sinais emitidos assim como a atuação do dispositivo.

O IED envia uma mensagem GSSE para o dispositivo de Entrada e Saída quando opera. O dispositivo de entrada e saída é quem controla a interface entre o IED e o processo para o relé de saída que, por exemplo, pode operar o sinal de trip de um disjuntor. O equipamento de teste avalia tanto a mensagem GSSE enviado pelo equipamento testado, como a saída binária do dispositivo I/O. A diferença de tempo entre esses pontos é usada para calcular o tempo necessário para o envio de uma mensagem GSSE sobre a rede, processada na unidade de interface e operar a saída binária. A saída binária do IED, caso esse a possua, também deverá ser avaliada para melhor avaliação do desempenho do processo.

3.5.3 Especificação de Sistema Teste Baseado na IEC 61850.

Alguns pontos relevantes devem ser considerados no sistema de teste para que se tenha um ensaio apropriado e adequado às configurações desejadas numa SAS. As funções a seguir descrevem essas características básicas:

- Sinais analógicos virtuais de tensão e corrente aos IEDs testados. Essa função é característica da Ferramenta de Simulação.
- Simuladores de sinal digital para simular as mudanças de status de um disjuntor ou controle remoto tal como saídas comuns dos IEDs.
- Simulação de mensagens GSSE/GOOSE para simular um ambiente de comunicação com os IEDs conectados à rede de uma subestação. Juntamente, também deve ser incluído um analisador de mensagens para avaliar o desempenho de comunicação e resposta do relé.
- Ferramentas de configuração que permitam ao usuário configurar o dispositivo teste aos requisitos dos IEDs testados.
- Software de teste com configuração flexível das seqüências de teste e simulações que atendam as funções anteriormente descritas.

Esses requisitos básicos são conseguidos com a implementação dos componentes de sistema descritos na seção 2.4.

3.6 Testes Funcionais e de Interoperabilidade

Falando em Interoperabilidade, nos referimos a elementos que se comunicam entre si. Obviamente, só temos interoperabilidade se tivermos dois ou mais dispositivos. No tópico anterior nos referimos a testes de um IED apenas. Nos testes Funcionais e de Interoperabilidade os testes são feitos para avaliar o desempenho dos dispositivos ao mesmo tempo numa mesma rede. Para isso, considera-se que cada IED foi previamente testado (conformidade) segundo o padrão da norma IEC 61850. Leva-se em conta que os requisitos funcionais e as operações de funções não distribuídas tenham sido também verificados, sendo observadas mensagens verticais e horizontais, sinais de status, comandos, alarmes e informações para a Interface Homem Máquina (IHM).

3.6.1 Históricos e Primeiros Testes

Nas últimas décadas, muitos protocolos eram usados nas subestações. Um grande problema com isso acarretado era que alguns protocolos eram de aplicação específica ou de necessidades de instalações locais. Isso dificultava em muito a possibilidade de abrangência de um protocolo que atendesse a todos os requisitos de um SAS.

Outro grande problema era a coordenação entre IEDs de fabricantes diferentes. Para um mesmo fabricante, a coordenação, por motivos óbvios, seria bem fácil. Contudo, ainda assim, existia possibilidades dos dispositivos não interoperarem. Além disso, um sistema com dispositivos de apenas um fabricante é muito difícil de ser encontrado. O sistema ficaria completamente dependente de um fabricante, o que é muito desvantajoso para a manutenção e expansão do sistema.

Com a IEC 61850, novos caminhos foram definidos e esses possibilitam a comunicação entre diversos dispositivos de diferentes fabricantes. Além disso, as características atuais dos IEDs configuram uma situação de sobreposição na funcionalidade desses. Diversas funções foram incorporadas num único dispositivo, entre elas:

- Relés de Proteção

- Medidores
- Equipamentos de Controle
- Equipamentos de Monitoração
- Registradores de Eventos
- Monitores de Qualidade de Energia
- Unidade Terminal Remota (UTR)

Muitos desses componentes precisariam de um adicional de backup, além dos testes individuais que cada um estaria submetido, o que aumentaria em muito os custos de uma instalação.

Em 2002, as empresas ABB, AREVA, e SIEMENS começaram os testes de interoperabilidade. O progresso obtido com os testes ajudaram no desenvolvimento da norma, de forma que a aplicabilidade da IEC 61850 tornou-se inquestionável. A figura 21 mostra a topologia da ligação dos relés em anel.

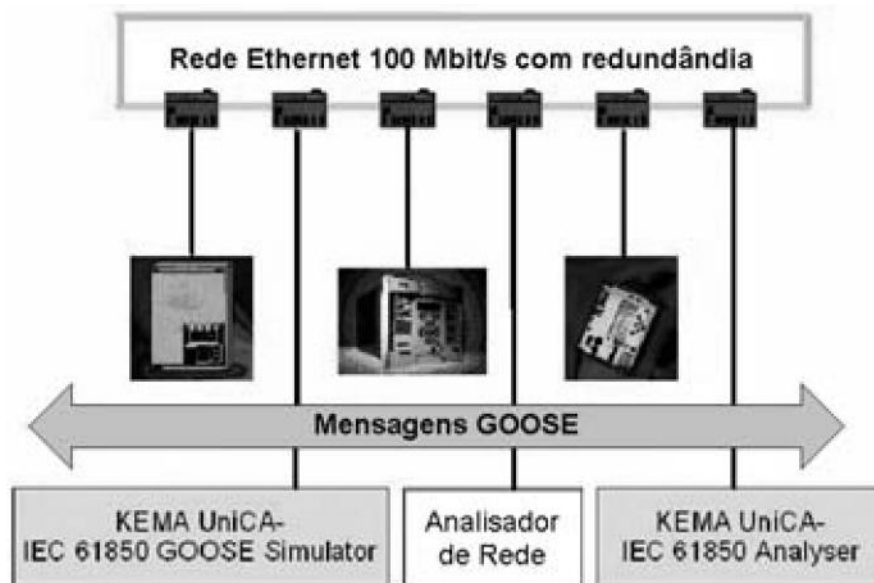


Figura 21: Arranjo para o teste de mensagens GOOSE – ABB, AREVA e SIEMENS

No ensaio, o equipamento de teste (OMICRON) muda o sinal de entrada de certa unidade. A unidade envia mensagens GOOSE para outras unidades simultaneamente. Nesse tipo de comunicação, a informação é trocada diretamente com os IEDs através da rede da subestação.

Os resultados do teste são exibidos no gráfico da figura 22. Dos 39 casos simulados, 35 obtiveram sucesso. Apenas dois casos foram rejeitados, mas por ocor-

rência de erros na implementação. Outros dois testes foram rejeitados pela ambigüidade nos documentos padrões.

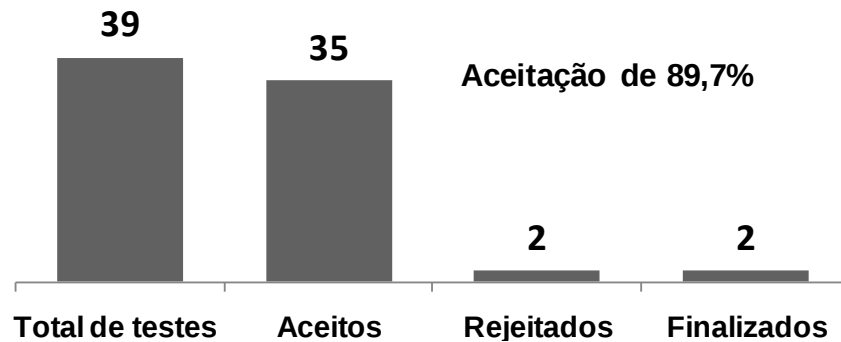


Figura 22: Resultados dos Testes

Mesmo sob uma avalanche de mensagens, mais de 100 para um período de 50ms, os equipamentos continuavam a se comunicar de maneira estável. Vale a pena ressaltar que para dispositivos não configurados através da linguagem SCL não reagiram como os equipamentos configurados.

3.6.2 Requisitos, Configurações e Estrutura dos Testes de Interoperabilidade

O equipamento de teste deve ser capaz de simular as mensagens transmitidas no padrão IEC 61850. Para uma solução mais realista, seria interessante a utilização dos próprios equipamentos que serão usados num SAS para gerar as mensagens, necessitando apenas de um analisador de mensagens compatível com a norma, capaz de checar mensagens GOOSE e outras mensagens enviadas pelos IEDs. Nesse tipo de teste, a referência [4] mostra uma abordagem típica que engloba os seguintes pontos:

- Teste de interoperabilidade da LAN Ethernet: verificação da distribuição das mensagens GOOSE restritas a uma VLAN e assim verificar a configuração dos switches Ethernet.
- Teste de interoperabilidade do controlador da subestação (HMI), incluindo *datasets* configurados, envio de mensagens GOOSE, controle dos equipamentos da manobra da subestação e transferência dos arquivos de distúrbios.

- Teste de interoperabilidade dispositivo a dispositivo: verificação da recepção das mensagens GOOSE enviadas durante o teste anterior de interoperabilidade.
- Teste de interoperabilidade de *gateway*: verificação de alguma variação entre os pontos de dados e de controle expostos via IEC 61850 e a interface de comunicação IEC 60670-5-104 ou 101 (ou outro protocolo utilizado para comunicação com o Centro de Controle).
- Teste de interoperabilidade das funções de vão: Checagem das funções de proteção de cada tipo de vão.
- Teste de interoperabilidade de funções entre vãos: verificação das funções distribuídas de proteção e automação.
- Teste de interoperabilidade das funções entre os níveis vão e subestação: verificação das funções de supervisão e controle.

Para o início das atividades do teste deve-se começar pela montagem e configuração da rede, incluindo todos os equipamentos necessários para a plena atividade da LAN tais como switches, roteadores e *gateways*.

Um SAS com funções distribuídas e vários IEDs instalados apresentam uma grande complexidade no seu funcionamento. Desse modo, deve-se começar o teste aos poucos, no modo mais simples e aumentando gradativamente seu grau de complexidade. Em outras palavras, pode-se simular inicialmente uma falta entre apenas dois dispositivos e analisar as mensagens trocadas entre eles, tanto verticais como horizontais. Cada uma das funções distribuídas deve ser testada em vários cenários com os erros mais prováveis de acontecerem em campo. A função de oscilografia dos IEDs é uma ferramenta muito valiosa e deve ser ativada logo no início dos ensaios para o auxílio na análise de tempo de operação de cada um dos relés. Vale ressaltar que equipamentos não presentes na ocasião do teste devem ser simulados por uma ferramenta computacional equivalente. O sistema completo para o teste de interoperabilidade entre vários IEDs pode ser visto na figura 23. O equipamento de GPS, embora não seja mostrada na figura, também é parte do conjunto.

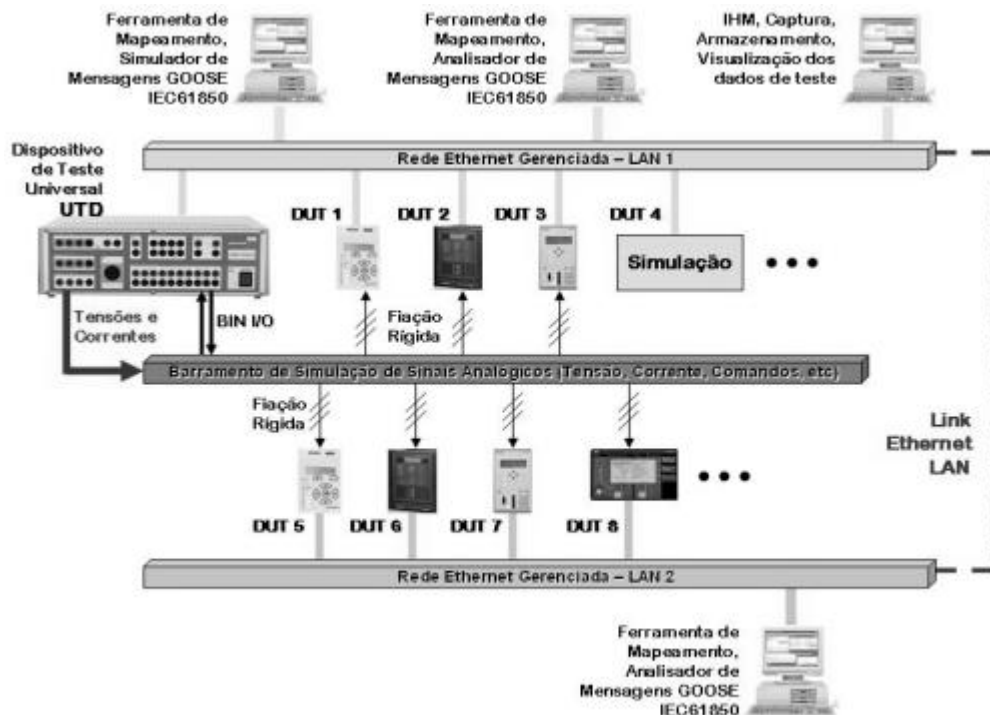


Figura 23: Sistema para teste de Interoperabilidade entre vários IEDs

Apesar de todos os testes e padrões definidos, não deve ser descartado a possibilidade de diferenças entre IEDs que apresentarão erros nos testes. Os testes de interoperabilidade são feitos em laboratório e o diagnóstico do erro é muito superior quando comparado a uma situação prática em campo. A superposição de defeitos em campo pode dificultar em muito a localização e reparo do defeito.

3.7 Testes de Desempenho do Sistema de Comunicação

Uma das consequências da padronização IEC 61850 para sistemas de automação de subestações foi a integração do sistema de comunicação como parte chave do complexo de um SAS. É essencial que o sistema de comunicação esteja em perfeito funcionamento para a comunicação dos dispositivos. Portanto, o sistema de comunicação também deve ser testado em diversos cenários de funcionamento com o objetivo de definir suas condições de operação.

Durante os testes de desempenho, os tempos máximos de operações de funções são observados. O tempo em que as mensagens GOOSE também são testadas e são muito importantes no desempenho do sistema.

Assim como outros métodos de ensaio, as situações mais desfavoráveis devem ser ensaiadas, o que alguns especialistas chamam de “avalanche” de informa-

ções, que na verdade são situações de maior *stress* para o sistema. Nesse tipo de situação são simuladas falhas que evoluem para múltiplas zonas de proteção na subestação, adicionadas ainda de falhas no disjuntor. O teste deve indicar se o sistema de comunicação opera corretamente nessa situação com todas as funções e interações dos IEDs.

4

Aplicação:

Subestação Nova Olinda - Coelce

Para uma concessionária de energia elétrica, as interrupções de fornecimento representam o maior problema que as mesmas devem resolver. E da forma mais rápida possível. Como se não bastasse a insatisfação do cliente, os indicadores de qualidade de energia coletiva e individual devem estar abaixo da meta estabelecida pelo órgão regulador. O não cumprimento dessas exigências ou a incapacidade de controle das quantidades de situações de falta significam multas, processos, descrédito da concessionária e, em casos extremos, perda de concessão de energia a determinadas localidades. Mais do que automatizar tarefas rotineiras, o processo de automatização de uma subestação visa garantir um melhor desempenho com a menor possibilidade de erros, a fim de garantir a continuidade do fornecimento de energia.

4.1 Motivação

A energia elétrica é indiscutivelmente necessária à sobrevivência humana. Não necessariamente no sentido de sobrevivência, mas quase todas as atividades comerciais e que proporcione bens econômicos ao ser humano são dependentes da energia elétrica.

Após ser gerada, seja por fonte hidráulica, eólica, combustível fóssil ou outra forma primária, a energia elétrica deve ser transmitida até chegar aos centros de consumo. Logo após o processo de transmissão temos o processo de distribuição, em que, finalmente, a energia é entregue ao consumidor final. Dizemos Consumidor Final porque a concessionária é um consumidor intermediário que compra e adequa a energia às condições próprias para o uso do consumidor final.

Os processos de geração, transmissão e distribuição estão sujeitos a distúrbios que podem perturbar o sistema elétrico, assim como interromper o fornecimento de energia.

Vários são os possíveis motivos desses distúrbios. As condições, modos e intensidade desses eventos indesejados são oriundos de eventos naturais, localização geográfica, eventos aleatórios, erros de operação e requerimento de carga. Para melhor entendimento, a tabela 1 mostra mais claramente como se dividem os motivos de distúrbio do sistema.

Tabela 1: Motivos de Distúrbio do Sistema Elétrico

Ação da Natureza	Causas Aleatórias	Operações Normais
Relâmpagos, Ventos Fortes	Atividades de Construção	Surtos de Chaveamento
Contato de Galhos de árvores	Acidentes envolvendo Veículos	Bancos de Capacitores
Contato de Animais	Falhas de equipamentos	Atividades de Manutenção

Os danos causados por interrupções e distúrbios são tão diversos quanto às causas que os originam. Perdas de instruções de programação, travamento de processos, acionamento incorreto de dispositivos, prejuízos materiais, temporais, financeiros e clientes muito insatisfeitos são alguns dos problemas que as falhas ocasionam. Esse esquema deve garantir o fornecimento e continuidade, atuando da melhor e mais rápida maneira possível.

4.1.1 Sistema de Proteção

O sistema de proteção numa subestação tem a função de identificar e eliminar as faltas e distúrbios no menor tempo possível. A eficiência de uma proteção baseia-se na sua velocidade de atuação, capacidade de seleção da menor área afetada para atuar, pronta atuação, sensibilidade de identificar situações anormais e precisão na operação. Esse elo pode ser visto na figura 24.



Figura 24: Elos para Eficiência do Sistema de Proteção

4.1.2 Zonas de Proteção

As zonas de proteção devem isolar a menor parte possível do sistema elétrico numa situação anormal ou de falta. Dessa forma, sua estrutura e lógica devem garantir que o esquema de proteção está pronto para atuar, prevenir e interpretar as informações do sistema. A Figura 25 mostra o esquema de um sistema elétrico que ilustra bem estas definições.

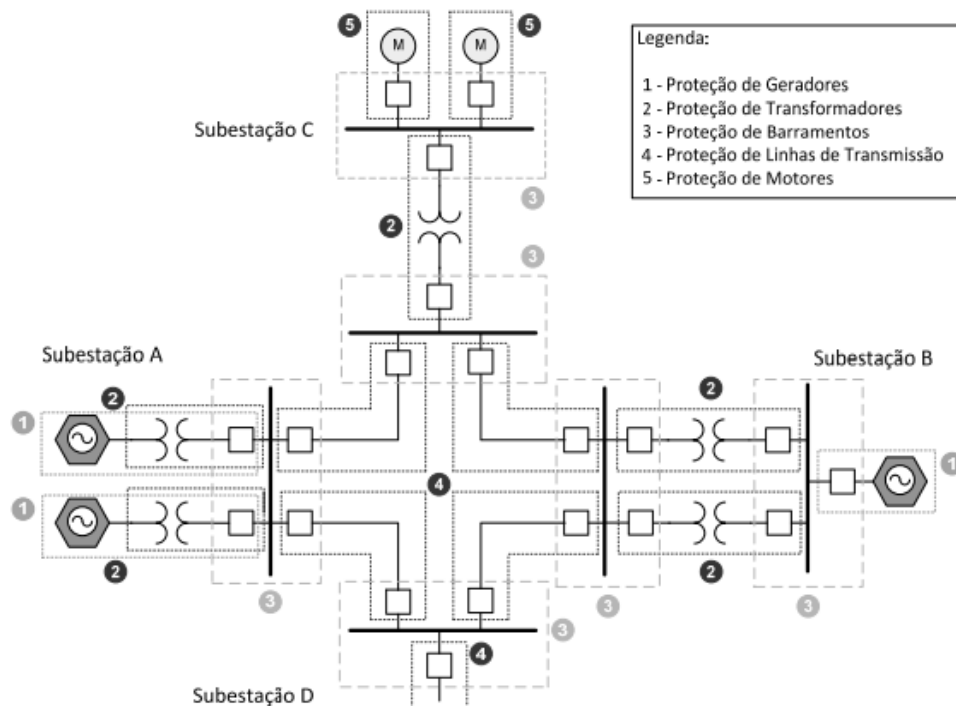


Figura 25: Sistema de Proteção e suas Zonas de Proteção

4.1.3 Proteção Primária e Proteção Secundária

A proteção primária é a proteção destinada a uma determinada seção que está hábil para interpretar e seccionar do sistema rapidamente em uma situação de distúrbio. A figura 26 mostra um sistema com diversas proteções. Observe que cada trecho possui sua proteção principal.

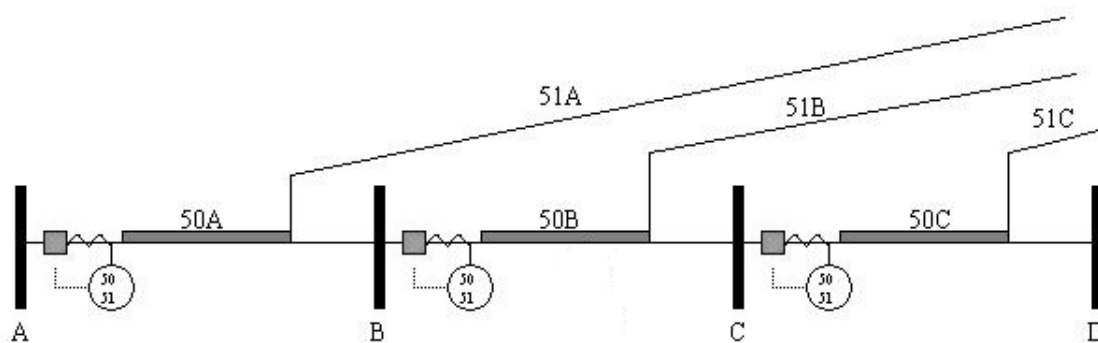


Figura 26: Esquema de Proteção

Caso a proteção primária falhe, a proteção secundária, que está num nível hierárquico superior, deverá atuar em seu lugar, daí seu nome: secundária. Na realidade, esse tipo de proteção é uma proteção primária de outro trecho que, pela topologia do sistema, cobre o trecho da respectiva proteção primária. Por exemplo, observe o trecho CD na figura 26. Caso ocorra uma falta nesse trecho e o disjuntor em C falhe, o disjuntor em B irá atuar, contudo, o trecho BC é o trecho destinado à proteção desse disjuntor. Por isso, afirmamos que o disjuntor B é a proteção secundária para o trecho CD. Na configuração dos dispositivos de proteção é fundamental coordená-los de forma que possam operar na condição do outro não operar, com tempos de operação diferentes.

4.1.4 Relés

Não entraremos nesse ponto em um estudo profundo sobre esses dispositivos. Contudo a proteção de uma Subestação é basicamente controlada por relés. Vimos no capítulo 2 que devido aos avanços proporcionados pela norma IEC 61850 esses dispositivos tiveram um grande ganho de funcionalidades e se tornaram os

Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED). Dessa forma, um relé pode substituir muitos dos antigos elementos que era utilizados numa subestação devido à essa superposição de funções. A figura 27 ilustra bem essa evolução.

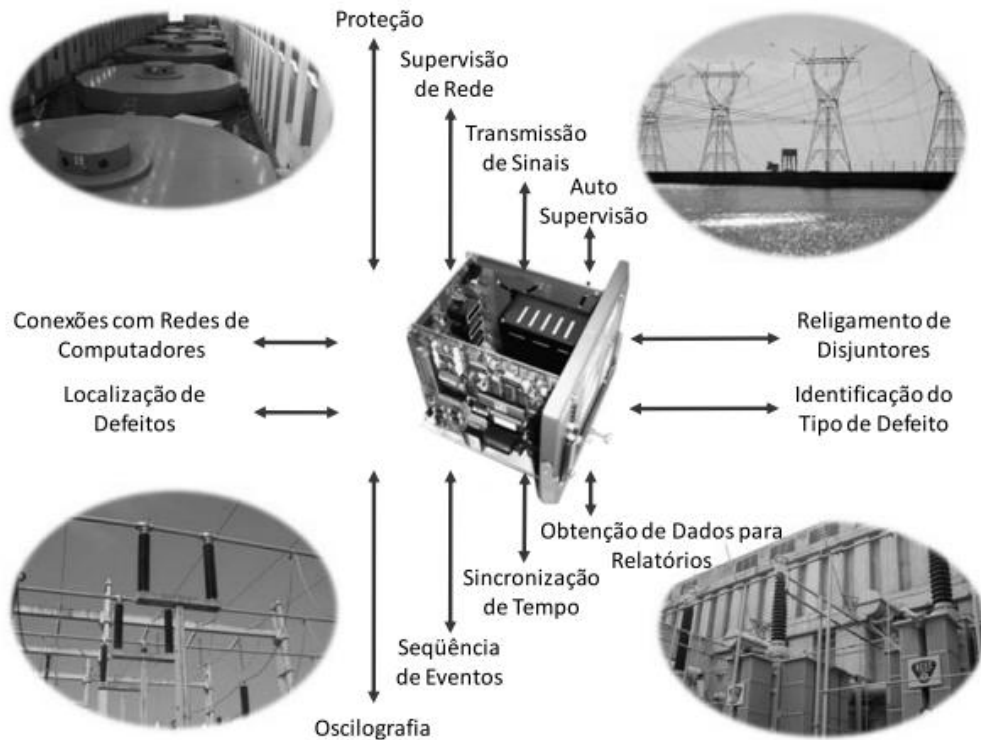


Figura 27: Exemplos de Aplicação de um IED

4.1.5 Estrutura Básica de uma Subestação

Três níveis básicos regem o funcionamento de uma subestação automatizada: Nível de Processo, Nível de Bay e Nível Estação. Como já vimos, no nível processo encontram-se os equipamentos de “trabalho pesado”, tais como chaves, TCs, TP's e disjuntores. No nível Bay encontram-se o sistema lógico de proteção que englobam os relés, UCP (Unidade de Controle e Proteção), Unidade de Controle e Unidade de Proteção. No nível estação, mais alto nível num SAS, temos a IHM (Interface Homem Máquina), UTR (Unidade Terminal Remota), UTS (Unidade de Controle da Subestação). Essa estrutura básica é melhor visualizada na figura 28.

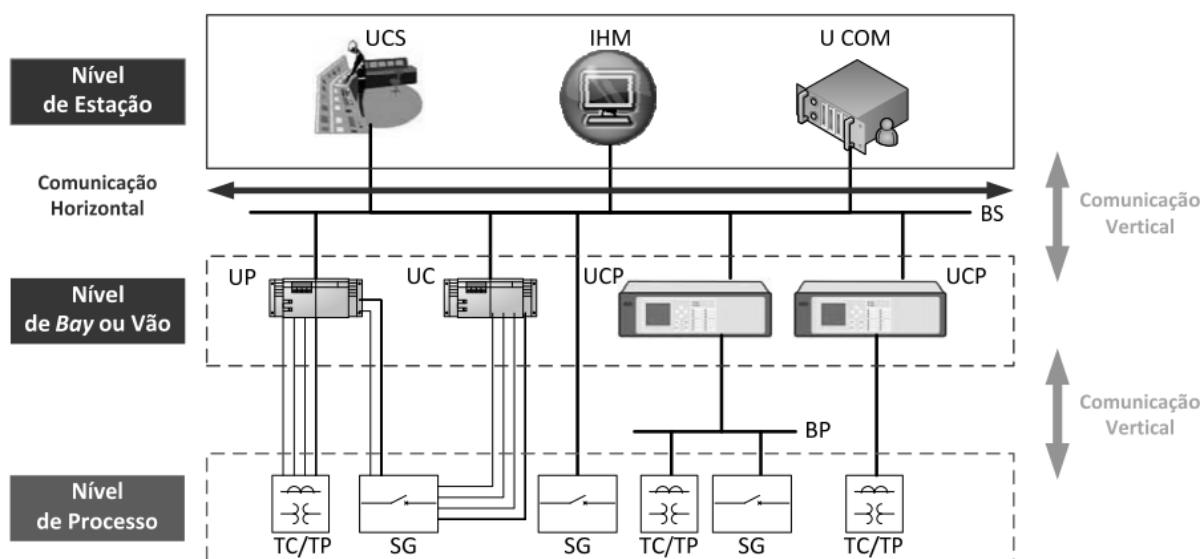


Figura 28: Subestação – Níveis Hierárquicos

Uma vez percebido toda essa complexidade na estrutura de uma subestação, podemos ver que a necessidade de automação é grande. Os dispositivos devem interoperar de forma a garantir a melhor operação possível. Esses conhecimentos formam a base da lógica construtiva de uma subestação. Dessa forma, entremos de fato no processo de automação da Subestação de Nova Olinda, Coelce.

4.2 A Subestação de Nova Olinda antiga

A antiga subestação de Nova Olinda apresentava vários pontos a serem melhorados tanto na sua organização estrutural quanto na sua divisão de níveis. A grande quantidade de cabos para as operações dos relés dificultavam em muito a organização da subestação. Além disso, algumas funções não estavam habilitadas ou o próprio hardware da subestação não suportava. No Anexo A podem ser visualizadas algumas fotos da antiga subestação fornecidas por um engenheiro da área de execução de obras. Dessa forma, uma melhor visão pode ser obtida do estado antigo da Subestação.

4.3 Equipamentos Utilizados

Vários equipamentos foram adquiridos para o processo de automação da Subestação de Nova Olinda. Os painéis ou armários foram montados pela empresa Schneider. As fotos externas e internas dos painéis podem ser vistos no Anexo B.

Os relés incorporados nos armários são da Areva. Os disjuntores modulares, medidores e Computador de IHM são da própria Schneider. Os switches utilizados são da Rugged, modelo RS900. A rede de comunicação é feita em fibra ótica.

4.4 Topologia da Rede de Comunicações

Adotou-se uma topologia de ligação em anel para o novo sistema da subestação de Nova Olinda. Os relés de cada armário são ligados a um switch dedicado, conforme pode ser visto na figura 29.

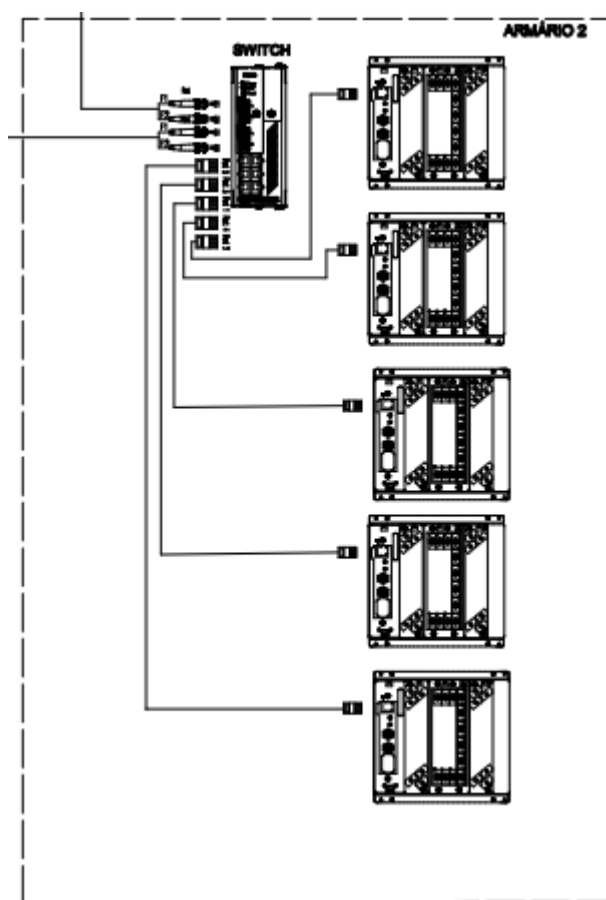


Figura 29: Ligação dos Relés Areva ao Switch dedicado

Os armários 2 e 4 possuem cinco relés cada, sendo que no armário 3 está instalado um medidor Schneider e quatro relés. Os switches dos armários 2,3 e 4 são ligados em série formando um anel. Assim, caso haja falha em um dos relés, o fluxo de informações está assegurado pelo outro lado ainda conectado (figura 30).

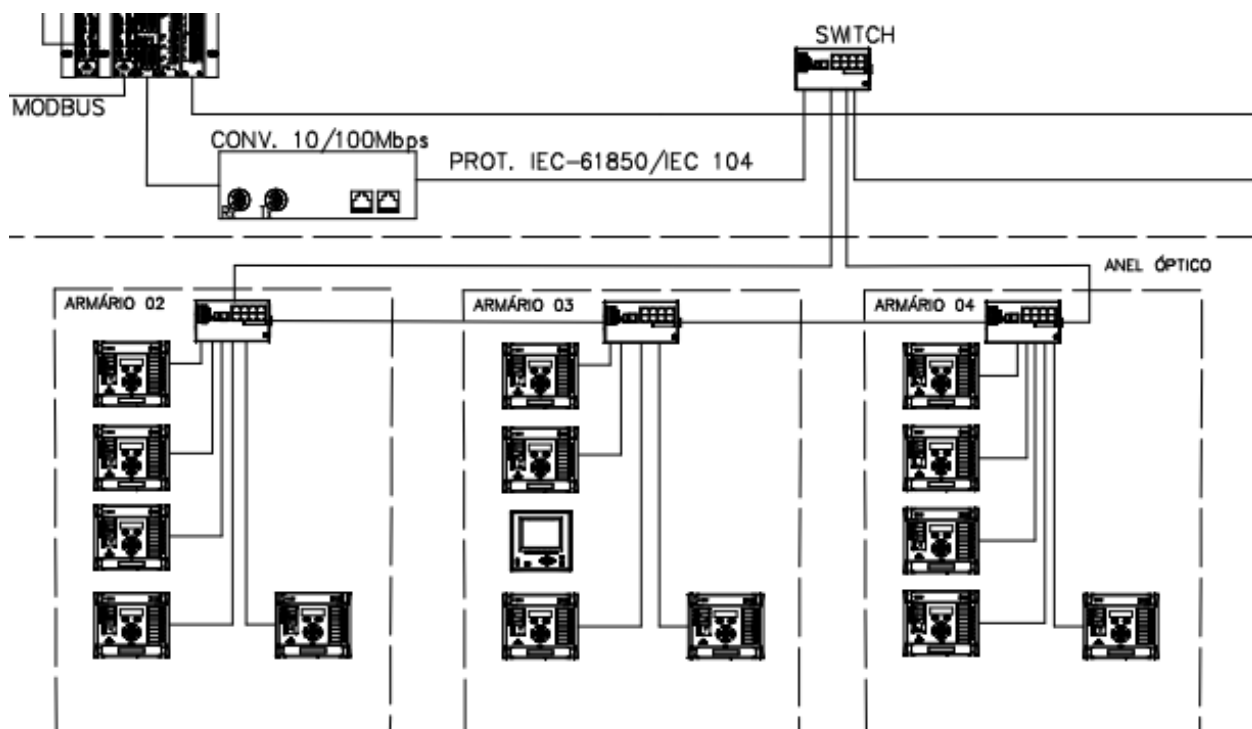


Figura 30: Ligação da rede de comunicação em anel

A rede da subestação é independente da rede corporativa da Coelce. Desse modo, um switch central da empresa controla o fluxo de informações para o switch de ligação com o sistema de comunicação da Coelce até as informações chegarem ao centro de controle. Após o switch central temos um conversor RJ45 (rede convencional) para fibra ótica. O switch Coelce pertence a Synapsis, empresa que cuida do sistema de comunicação do grupo, e a partir desse as informações chegam ao Centro de Controle. O Centro de Controle tem acesso remoto aos dispositivos e a oscilografia do sistema. No armário 1 encontra-se a IHM Local onde o operador pode fazer processos no próprio painel, na subestação. O esquema de ligação da rede completa é mostrado na figura 31.

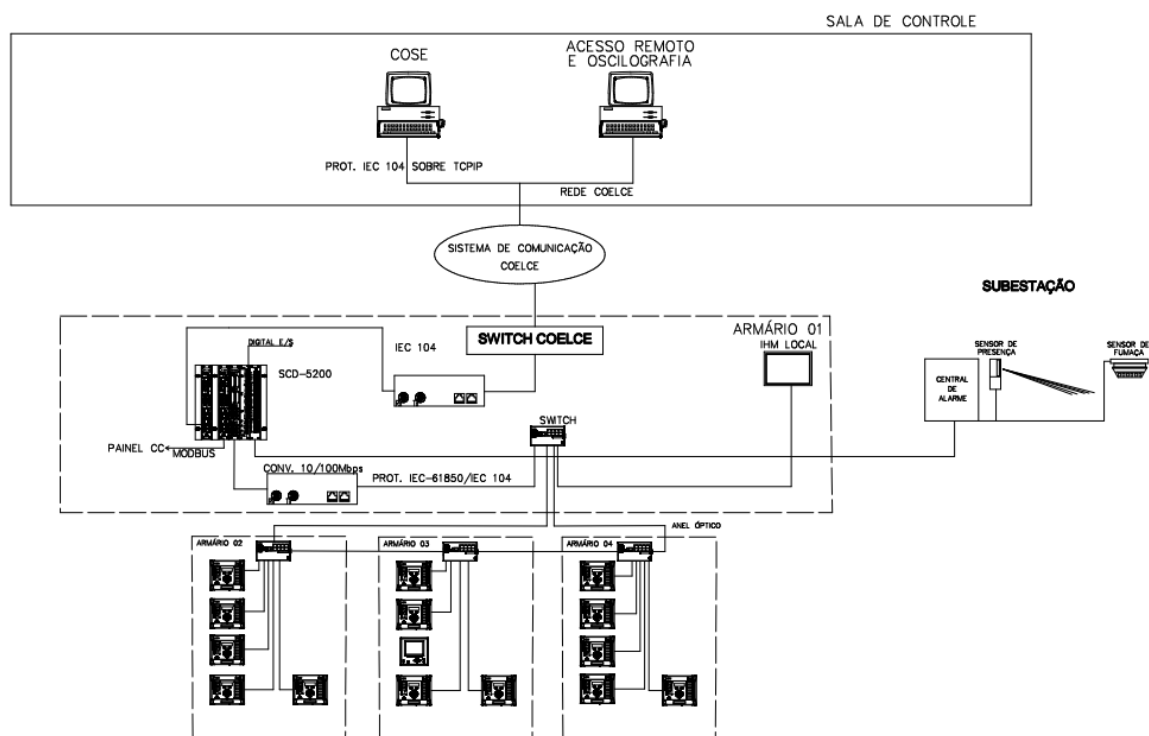


Figura 31: Sistema de Ligação - SE Nova Olinda

4.5 Testes e Comissionamento

Antes de ser implementado, o sistema deve ser submetido a uma seqüência de testes de conformidade para garantir o bom funcionamento do sistema e identificar possíveis erros de implementação que possam ocorrer.

4.5.1 Equipe

Os testes são feitos por uma equipe especializada da própria Schneider para a implementação em campo do sistema de automação. Os painéis são montados em Curitiba e os testes de conformidade são feitos pela própria empresa fornecedora.

Ao chegar na subestação de Nova Olinda a equipe prepara seus equipamentos para os testes dos painéis em campo. O Departamento de Manutenção das Proteções da Coelce (DMAP) juntamente à Synapsis comissionam os testes à Schneider que por sua vez cumprirá um padrão de avaliação do desempenho do novo equipamento em campo.

4.5.2 Testes de Interoperabilidade e Comunicação

Os testes nesse contexto diferem um pouco dos apresentados no capítulo 3. Um equipamento de teste deveria avaliar o comportamento dos IEDs, as mensagens GOOSE enviadas e recebidas e as operações do dispositivo. Nesse cenário de testes em campo o modo é diferente.

Os relés já se encontram dispostos nos armários e todo o sistema está pronto e previamente testado para ser colocado em campo pela Schneider. Desse modo o teste será verificando o funcionamento do sistema na prática. Portanto, utilizando uma mala de teste, que pode enviar corrente e tensão para os relés, faz-se os vários cenários de testes. As mensagens e respostas dos relés serão verificadas diretamente na Interface Homem Máquina. O sistema já está montado e deve ser confiável. Dessa forma, não há necessidade de testes individuais de conformidade. Numa simulação apenas, são verificados a interoperabilidade dos dispositivos, a eficiência do sistema de comunicação e a sua adaptação ao sistema já existente Coelce.

4.5.3 Execução

Obviamente, no caso de modernização de uma subestação em pleno funcionamento, é impossível desligar todo o sistema para a substituição dos equipamentos. Na realidade o processo é feito por disjuntor e a carga a ele associada é transferida a outros disjuntores.

Em cada etapa, ou seja, a cada disjuntor, a equipe liga os novos equipamentos e realiza os testes necessários para a avaliação de operação. O tempo para isso é variável, sendo normalmente acima de três dias para cada disjuntor.

No caso de Nova Olinda, como se trata de uma subestação de pequeno porte, o processo de automação deverá durar em torno de quarenta e cinco dias. Em outras subestações de maior porte, como a de Iguatu, o processo demora mais de sessenta dias.

4.6 Vantagens e Melhorias

Com um sistema automatizado, teremos respostas mais rápidas e confiáveis em casos de distúrbios na rede elétrica. A atuação correta dos dispositivos de proteção do sistema elétrico é fundamental para assegurar a continuidade de energia, isolar trechos com falta e aumentar a confiabilidade de operação num tempo bem

menor. Com a automação da subestação de Nova Olinda, grandes ganhos foram observados nesse sentido, pois o sistema automatizado opera para o melhor desempenho da subestação, melhorando, conseqüentemente, os indicadores de continuidade de energia elétrica, assunto principal quando se fala de concessionárias de energia.

A quantidade de cabos foi drasticamente reduzida. Os relés se “enxergam” podendo agora interoperar e comissionar atividades caso haja alguma falha na abertura de disjuntor. Não existem mais cabos de ligação ponto a ponto entre os dispositivos, pois todos estão ligados na rede e apenas esse cabo é necessário para a comunicação dos dispositivos. Um cabo de cobre deve ser usado para ligar o relé ao disjuntor respectivo.

A figura 32 mostra os painéis da antiga subestação de Nova Olinda.



Figura 32: Antigos Painéis de Controle da Subestação

Os painéis eram bem primitivos quando comparados ao sistema atual. O painel a esquerda possui indicadores no cubo preto que sinalizavam quando um disjuntor disparava. Contudo esse era a única função desse cubo, a indicação luminosa.

Outra grande vantagem do novo sistema está no comissionamento de carga. Quando um disjuntor precisa ser desligado, seja para manutenção ou por problemas técnicos, a carga pode ser ligada à energia por bypass ou ser ligada a um disjuntor auxiliar ou secundário para que a linha não fique sem proteção. No caso da figura 33, o relé é diretamente ligado à unidade de transferência. Se o disjuntor principal precisar ser desligado a unidade de transferência aciona o disjuntor auxiliar como ativo. Existe o cabeamento rígido de cobre entre o relé e a Chave de Transferência e da mesma aos disjuntores. Essa configuração era usada na subestação não automatizada.

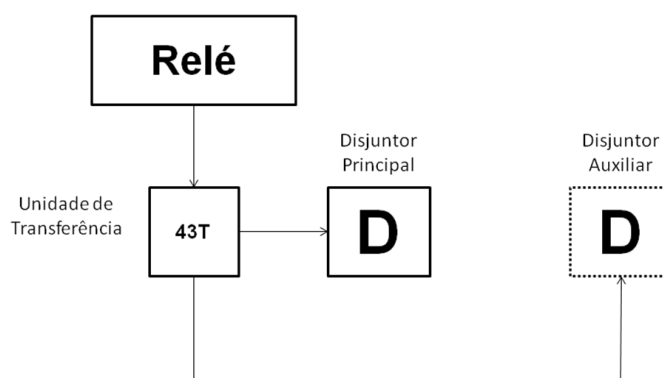


Figura 33: Exemplo de Transferência de carga – SE Não automatizada

Em caso de transferência, o relé pode mandar uma mensagem GOOSE através da rede à UAC e esta se encarrega do disjuntor. A quantidade e tamanho dos cabos diminuem bastante. Esse esquema é visto na figura 34.

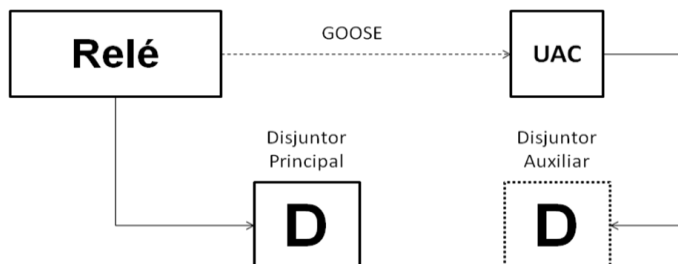


Figura 34: Exemplo de Transferência de carga – SE automatizada

5

Conclusão

A norma IEC 61850 por si só traduz o seu principal atributo: a interoperabilidade. Essa é a idéia chave que possibilita toda essa evolução no âmbito da automação relacionada a sistemas de distribuição. A capacidade de cada dispositivo em comunicar-se com cada elemento do sistema permite uma confiabilidade elevada, com maior velocidade e menor custo de implantação devido à redução drástica de equipamentos necessários para o sincronismo.

Os relés evoluíram para outro estágio, no qual são chamados de dispositivos inteligentes, os IEDs. Os IEDs possuem uma verdadeira superposição de funcionalidades, que além de executarem suas funções básicas podem exercer as funções de monitoramento e controle das grandezas elétricas.

Contudo, grandes privilégios trazem consigo grandes responsabilidades. Com o avanço dos equipamentos, os testes de conformidade tiveram que aumentar sua complexidade de forma exponencial. Os experimentos em laboratório são usados com base em vários cenários diferentes que qualificam o IED.

Portanto, diante desse quadro de evolução, a qualidade dos serviços é diretamente proporcional à qualificação dos profissionais que estão a programar esse novo padrão. O desenvolvimento pleno e assimilação da IEC 61850 dependem de engenheiros e técnicos familiarizados com a norma. Nessas condições, cabem às faculdades e empresas a elaboração de treinamentos e planos de ensino desse novo padrão.

As expansões dos sistemas de automação de subestações estão mais viáveis nesse momento. A modernização pode se dar por etapas devido à interoperabilidade.

de. Não há mais necessidade de vários conversores de comunicação. O cabeamento rígido antes existente foi substituído por uma rede Ethernet. E todas essas vantagens convergem num sistema mais confiável e estável, mesmo que no futuro porventura possam ser necessários modificações de projeto, afinal, a norma IEC 61850 é a “prova de futuro”.

Referências Bibliográficas

- [1] Pereira, A. C., “*Automação De Subestações E Usinas – Estado Da Arte E Tendências Utilizando A Norma IEC 61850*”. In: VII SIMPASE, 2007, Salvador - Bahia.
- [2] Pereira, A. C., “*Sistemas de Proteção e Automação de Subestações de Distribuição e industriais usando a norma IEC61850*”. In: XIII Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, 2009, Puerto Iguazú - Argentina.
- [3] Oliveira, L. P. O, Dawidczak, H., “*A Experiência De Projetos Utilizando A Norma IEC 61850 Na Europa E América*”. In: VII SIMPASE, 2007, Salvador - Bahia.
- [4] Pereira, A. C., “*A Importância dos Testes Funcionais e de Interoperabilidade para a Integração de Sistemas de Proteção e Automação Utilizando a Norma IEC61850*”. In: IX Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2008, Belo Horizonte – Minas Gerais.
- [5] Paulino, M. E. C., “*Testes De Conformidade Em Relés Multicuncionais Baseados Na IEC 61850*”. VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2005, Rio de Janeiro – RJ.
- [6] Paulino, M. E. C., Apostolov, A., “*Testes de Sistema de Automação de Subestação Complexos Baseados na IEC 61850*”. In: VII SIMPASE, 2007, Salvador - Bahia.
- [7] Moreira, V. M., “*Avaliação Do Desempenho Da Comunicação De Dados Baseada Na IEC 61850 Aplicada A Refinarias De Petróleo*”. Recife, Fevereiro de 2009. Monografia, Universidade Federal de Pernambuco.
- [8] Pereira, A. C., “*A Importância dos Testes Funcionais e de Interoperabilidade para a Integração de Sistemas de Proteção e Automação Utilizando a Norma*

IEC61850". In: IX Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2008, Belo Horizonte – Minas Gerais.

[9] Paulino, M. E. C., *"Liberdade De Configuração Com Funções Distribuídas Através Da Decomposição Funcional Estabelecida Pela Norma IEC 61850"*. In: XIII Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, 2009, Puerto Iguazú - Argentina.

[10] IEC, "IEC 61850 – Communication Network and Systems in Substations", www.iec.ch.

ANEXO A
(FOTOS ANTIGA SUBESTAÇÃO DE NOVA OLINDA – COELCE - NÃO
AUTOMATIZADA)



ANEXO B
(FOTOS NOVOS EQUIPAMENTOS PARA AUTOMATIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO
DE NOVA OLINDA – COELCE)

