

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE DE CAMPOS KREUTZ

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES ATRAVÉS DA NORMA IEC 61850

Porto Alegre

2014

FELIPE DE CAMPOS KREUTZ

AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES ATRAVÉS DA NORMA IEC 61850

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre
2014

FELIPE DE CAMPOS KREUTZ

AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES ATRAVÉS DA NORMA IEC 61850

Este projeto de diplomação foi analisado e julgado adequado para fazer jus aos créditos da disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Aprovado em: ____/ ____/ ____

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr^a. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) – Campinas, Brasil

Dedico este trabalho a minha esposa Rosana Camargo dos Santos e a minha filha Alice Camargo Kreutz pelo apoio e motivação em sempre seguir em frente, e aos meus pais Valmir José Kreutz e Jeanne de Campos Kreutz por terem me deixado a melhor herança que se pode deixar a um filho, que é a educação.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço à Rosana, minha fiel companheira de todos os momentos, que me proveu todo o apoio necessário para vencer essa longa jornada que é o curso de Engenharia Elétrica e me presenteou com nossa linda filha, Alice.

Aos meus pais, Valmir e Jeanne, pelo amor incondicional e pela educação de qualidade que puderam me proporcionar para que eu chegasse até aqui.

Ao amigo e professor orientador, Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro pela orientação e conselhos que foram fundamentais para a realização deste trabalho.

Ao Eng. Raul Santos Rossi por ter me proporcionado grandes oportunidades de crescimento profissional agregado a vivências e experiências na área da engenharia elétrica.

À direção e aos queridos colegas da empresa Enerfin do Brasil que, além de proporcionar crescimento profissional, também me incentivaram muito durante a parte final do curso, flexibilizando os horários de trabalho devido às horas de estudo.

À UFRGS e aos colegas de curso pela parceria, troca de informações e conhecimentos compartilhados.

RESUMO

Os sistemas de automação de subestações – SAS – vêm evoluindo de forma significativa à medida que os dispositivos que o constituem se modernizam e evoluem tecnologicamente, desempenhando cada vez mais funções. Com o uso dos IEDs (dispositivos eletrônicos inteligentes) é possível a utilização de lógicas de proteção e controle mais eficientes, reduzindo custos com manutenção do sistema e agregando mais confiabilidade. Porém, o uso dos IEDs interligados via redes *ethernet* devem contar com a interoperabilidade entre eles para ser vantajoso, o que pode ser garantido pelo uso da norma IEC 61850, que padroniza a semântica e sintática das mensagens para que IEDs de fabricantes distintos possam ser conectados no mesmo barramento *ethernet* e trocar informações. A IEC 61850 utiliza modelo de dados orientados a objeto, abstraindo os dispositivos e funções da subestação em objetos lógicos, o que proporciona facilidades na configuração dos IEDs e na integração entre eles e o sistema SCADA. Essa configuração é realizada através de arquivos de configuração que utilizam uma linguagem padrão, independente do fabricante, conhecida como SCL (*Substation Configuration Language*). Para a comunicação entre os IEDs são utilizadas mensagens de alta velocidade chamadas GOOSE e para a comunicação entre os IEDs e o sistema SCADA utiliza-se o protocolo MMS. Através das mensagens GOOSE é possível a implementação de mecanismos de seletividade lógica que agregam mais eficiência e seletividade ao sistema de proteção, sendo demonstrados exemplos práticos. Através de um estudo de caso, utilizando-se a subestação de um parque eólico, são demonstrados alguns benefícios do uso da norma sugerindo-se a correção de deficiências encontradas no sistema através dos conceitos da IEC 61850. Pode-se concluir que a adoção da norma em subestações que estejam em operação é possível e viável do ponto de vista econômico, reduzindo custos de manutenção e aumentando a confiabilidade do sistema.

Palavras-chave: Automação de Subestações, IEC 61850, GOOSE, IEDs

ABSTRACT

Substation automation systems - SAS - have evolved significantly as the devices that constitute modernize and evolve technologically, playing more and more functions. With using of IEDs (intelligent electronic devices) is possible to configure more efficient protection and control logics, reducing maintenance costs of the system and adding more reliability. However, the use of IEDs connected by ethernet networks must rely on interoperability between them to be advantageous, which can be ensured by the use of IEC 61850, which standardizes the syntax and semantics of the messages sent from IEDs. Thus, IEDs of different manufacturers can be connected to the same ethernet bus and exchange information. IEC 61850 uses object-oriented data models, abstracting the substation devices and functions into logical objects, which provides facilities at IED configuration and integration between them and the SCADA system. This configuration is done through configuration files using a standard language, regardless of manufacturer, known as SCL (Substation Configuration Language). For communication between IEDs, high speed messages called GOOSE are used. For communication between IEDs and SCADA system MMS protocol is used. By the use of GOOSE messages is possible to implement mechanisms that add more efficiency and selectivity to the protection system, as demonstrated with practical examples. By a case study, using the substation of a wind farm, are shown some benefits of using this standard, suggesting the correction of deficiencies found in the system through the concepts of IEC 61850. It's concluded that the adoption of this standard in substations that are in operation is possible and feasible from an economic standpoint, reducing maintenance costs and increasing system reliability.

Keywords: Substation Automation, IEC 61850, GOOSE, IEDs

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplos de protocolos de comunicação.....	16
Figura 2 - Topologia de rede em estrela.....	22
Figura 3 - Topologia de rede em anel	23
Figura 4 - Topologia de rede mista	24
Figura 5 - Camadas do Modelo OSI.....	25
Figura 6 - Caminho dos dados no modelo OSI	26
Figura 7 - Comparação da arquitetura do protocolo TCP/IP e o modelo OSI	28
Figura 8 - Diagrama esquemático de um Dispositivo Eletrônico Inteligente	30
Figura 9 - Evolução da tecnologia empregada na produção de dispositivos de proteção	31
Figura 10 - Princípios de eficácia de um sistema de proteção	32
Figura 11 - Divisões da Norma IEC 61850.....	35
Figura 12 - Representação dos barramentos de estação, vão e processo na subestação.....	36
Figura 13 - Barramento de rede único da subestação.....	37
Figura 14 - Exemplo de função distribuída	38
Figura 15 - Estrutura de dados definida pela norma	39
Figura 16 - Quadro de grupos de nós lógicos.....	40
Figura 17 - Exemplo de topologia de rede com redundância.....	41
Figura 18 - Arquitetura de rede de comunicação	43
Figura 19 - Comunicação entre IEDs utilizando cabeamento rígido vs. mensagens GOOSE	44
Figura 20 - Característica de transmissão das mensagens GOOSE	44
Figura 21 - Mensagem GOOSE publicada em <i>data sets</i>	45
Figura 22 - Exemplo de coordenação da proteção utilizando curvas de tempo inverso	48
Figura 23 - Exemplo da função de bloqueio reverso.....	49
Figura 24 - Função de bloqueio reverso utilizando IEC 61850	50
Figura 25 - Exemplo de proteção de falha de disjuntor	51
Figura 26 - Implementação de falha de disjuntor via rede através da IEC 61850.....	51
Figura 27 - Exemplo de proteção por transferência de disparo.....	52
Figura 28 - Diagrama unifilar - SE Parque Eólico	55
Figura 29 - Diagrama Unifilar de Proteção (TR-1).....	57
Figura 30 - Topologia de Comunicação Proposta	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Endereçamento <i>multicast</i> recomendado pela norma.....	46
---	----

LISTA DE SIGLAS

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CID	<i>Configured IED Description</i>
DA	<i>Data Attribute</i>
DNP	<i>Distributed Network Protocol</i>
DO	<i>Data Object</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FTP	<i>File Transfer Protocol</i>
GOMSFE	<i>Generic Object Models for Substation and Feeder Equipments</i>
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GSSE	<i>Generic Substation State Events</i>
HTTP	<i>HyperText Transfer Protocol</i>
ICD	<i>IED Capability Description</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IHM	Interface Homem-Máquina
IP	<i>Internet Protocol</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LD	<i>Logical Device</i>
LN	<i>Logical Node</i>
LT	Linha de Transmissão
MAC	<i>Media Access Control</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MTBF	<i>Mean Time Between Failures</i>
ONAF	<i>Oil Natural Air Forced</i>
ONAN	<i>Oil Natural Air Natural</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>

PD	<i>Physical Device</i>
PIB	Produto Interno Bruto
RSTP	<i>Rapid Spanning Tree Protocol</i>
RTAC	<i>Real-Time Automation Controller</i>
SAS	Sistema de Automação de Subestações
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SE	Subestação
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNTP	<i>Simple Network Time Protocol</i>
SSD	<i>System Specification Description</i>
TC	Transformador de Corrente
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TP	Transformador de Potencial
TR	Transformador de Potência
UCA	<i>Utility Communications Architecture</i>
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UTR	Unidade Terminal Remota
VLAN	<i>Virtual LAN</i>
WAN	<i>Wide Area Network</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Motivação.....	15
1.2 Colocação do Problema.....	16
1.3 Objetivos	17
1.4 Organização do Trabalho	17
2. SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES	19
2.1 Sistemas de Comunicação	19
2.2 Protocolos de Comunicação	20
2.3 Redes LAN.....	21
2.3.1 Topologia em Estrela	21
2.3.2 Topologia em Anel.....	22
2.3.3 Topologia Mista	23
2.4 Modelo OSI.....	24
2.5 Redes TCP/IP	28
2.6 Dispositivos Eletrônicos Inteligentes - IEDs.....	29
2.7 Proteção e Seletividade	32
3. A NORMA IEC 61850.....	34
3.1 Nós Lógicos (LN).....	37
3.2 Redes de comunicação conforme a IEC 61850.....	41
3.3 Mensagens GOOSE.....	42
3.4 Mensagens MMS.....	46
3.5 Linguagem de Configuração de Subestações	47
3.6 Implementação de Funções Lógicas Utilizando a IEC 61850.....	48
3.6.1 Bloqueio Reverso	48
3.6.2 Falha de Disjuntor	50
3.6.3 Transferência de disparo	52
4. ESTUDO DE CASO	54
4.1 Dados da Instalação Considerada.....	54
4.2 Sistema SCADA.....	55
4.3 Sistema de Proteção	56

4.4	Automação e Controle da Subestação	58
4.5	Análise da Eficiência do Sistema de Proteção e Controle.....	59
4.6	Solução das Deficiências do Sistema utilizando a IEC 61850.....	60
5.	CONCLUSÕES.....	63
	REFERÊNCIAS	64

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos grandes pilares necessários para sustentar o crescimento e desenvolvimento das nações, que demandam ano a ano quantidades de energia elétrica que crescem exponencialmente. Para comprovar essa necessidade basta analisar-se a correlação existente entre o crescimento da demanda de energia elétrica e o PIB dos países, sendo inclusive, o PIB, um dos fatores de entrada mais importantes em diversos métodos para projeção de demanda de energia elétrica. Outra constatação é que se utilizam cada vez mais equipamentos elétricos, que anteriormente não eram elétricos, como sistemas para aquecimento de água, fornos, e até mesmo automóveis, que num futuro próximo devem migrar para sistemas de tração elétrica.

Com o intuito de garantir um fornecimento de energia confiável, seguro e ininterrupto, são necessárias ações desde o processo da geração da energia até chegar aos consumidores. A energia elétrica muitas vezes percorre um longo caminho desde a geração até o consumo, passando por diversas subestações, linhas de transmissão e sistemas de distribuição. Cada um desses elementos pode ser um ponto de falha caso o sistema como um todo não seja bem planejado e dimensionado. De nada adianta haver linhas de transmissão bem projetadas se as subestações que as interligam não forem também dimensionadas corretamente e com sistemas de proteção, supervisão e controle robustos e confiáveis.

Visando uma operação cada vez mais eficiente dos sistemas elétricos as agências reguladoras têm, ano após ano, exigido melhores resultados, refletidos nos indicadores de fornecimento e qualidade de energia elétrica. Isso afeta diretamente os setores de geração, transmissão e distribuição, que têm que investir em novas tecnologias e realizar melhorias nas infraestruturas existentes para se adequar aos níveis de exigências cada vez mais rigorosos. Felizmente a tecnologia empregada no sistema elétrico vem se desenvolvendo em um ritmo acelerado, possibilitando atingir as melhorias exigidas no sistema através do uso de equipamentos inteligentes.

Para garantir o fornecimento de energia a tantos consumidores é preciso ter um sistema elétrico robusto, confiável e eficiente. Essas características só são conseguidas quando se utilizam sistemas adequados para a proteção, supervisão e controle dos sistemas elétricos. Tais sistemas tem se desenvolvido muito nas últimas décadas, como por exemplo, os relés de proteção, que deixaram de realizar apenas funções de abertura de disjuntores (*trip*) como também agregaram funções de automação e aquisição de dados. Os antigos relés eletromecânicos, apesar de ainda serem muito utilizados por serem equipamentos robustos,

têm, cada vez mais, aberto espaço aos relés eletrônicos inteligentes, integrantes da família dos IEDs (*intelligent electronic devices*) – dispositivo eletrônico inteligente. Em muitos casos um único IED consegue controlar um módulo inteiro de uma subestação, pois, além das funções de proteção, os IEDs são compostos por entradas analógicas e digitais, para aquisição de dados de campo como tensões, correntes e estados de equipamentos, e saídas digitais, para o comando de disjuntores, chaves seccionadoras, etc. Além disso, os IEDs possibilitam a configuração de lógicas de controle para automatizar processos.

Além dos equipamentos de proteção e controle mencionados, outro sistema que tem importantíssima relevância são os sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados, conhecidos pela sigla SCADA (*supervisory control and data acquisition*). Os sistemas SCADA são responsáveis por monitorar todos os processos envolvidos no sistema elétrico e apresentar ao operador, via uma interface homem-máquina (IHM), a situação atual do sistema, para que o operador faça as intervenções necessárias para uma operação eficiente e segura do sistema. Se nas subestações de distribuição e transmissão os sistemas SCADA são imprescindíveis, em plantas industriais e de geração de energia elétrica tais sistemas são ainda mais importantes. Pode-se citar, como exemplo, uma usina hidrelétrica onde se tem que monitorar, além de todas as grandezas elétricas dos geradores e da subestação, outras grandezas inerentes ao processo como nível de barragens, vazão de água, percentual de abertura de comportas e outras mais, cujo monitoramento é vital para a operação do sistema dentro de limites de segurança e com eficiência.

Para que todos os sistemas citados funcionem em harmonia fica claro que são necessárias trocas de informações entre eles. Essas trocas de informações devem obedecer a regras, que definem como deve ser a organização da informação transmitida, e qual o método de envio da informação através do meio físico. Esse conjunto de regras que torna possível a troca de informações entre os dispositivos se denominam de protocolo de comunicação. Atualmente existem diversos protocolos de comunicação no mercado focados na área de energia elétrica. Existem protocolos abertos, que podem ser utilizados livremente sem o pagamento de *royalties*, contanto que seja suportado pelos equipamentos que irão se comunicar, e existem protocolos proprietários, isto é, são desenvolvidos pelo próprio fabricante do equipamento e só funcionam entre equipamentos da mesma marca ou, até mesmo, do mesmo modelo. A partir da evolução dos sistemas já mencionados, como os IEDs e os sistemas SCADA, torna-se interessante o uso de protocolos de comunicação que garantam a interoperabilidade e compatibilidade entre IEDs de fabricantes distintos, e que facilitem a configuração e integração desses equipamentos com o restante do sistema, já que,

habitualmente, cada fabricante tem a sua forma de organizar as informações dentro dos seus produtos. Dada essa característica, sem que haja uma padronização, para que o engenheiro de sistemas elétricos possa integrar equipamentos de diferentes fabricantes, este teria que conhecer profundamente os equipamentos de todos os fabricantes envolvidos, com todas as suas peculiaridades. É dessa necessidade que surge a norma IEC 61850, que pode ser definida não apenas como um protocolo de comunicação, mas como um conjunto de protocolos e um conjunto de padronizações na organização das informações nos IEDs, facilitando a integração de equipamentos de diversos fabricantes. A norma IEC 61850 será o foco de estudo desse trabalho.

1.1 Motivação

A partir das dificuldades encontradas nos processos de integração de informações durante as diferentes etapas de implementação de sistemas de automação de subestações, principalmente quando equipamentos distintos, frequentemente de diferentes fornecedores, devem ser integrados, surge a necessidade de se definir um novo modelo de comunicação e configuração dos dispositivos. Assim, surge a norma IEC 61850 como um requisito de mercado, baseada em fortes argumentos de funcionalidades comprovadas, evoluções tecnológicas, especificações de clientes e de métodos de engenharia disponibilizados pelos fabricantes. Pode-se dizer que a norma IEC 61850 é o estado da arte para a implementação dos sistemas de automação de subestações (SANTOS e PEREIRA, 2007).

Com a popularização dos IEDs integrando as rotinas de proteção nas subestações muito se tem discutido a respeito das possibilidades, ganhos, riscos, dificuldades e técnicas sob a ótica da norma IEC 61850 e dos modelos de comunicação previstos nela.

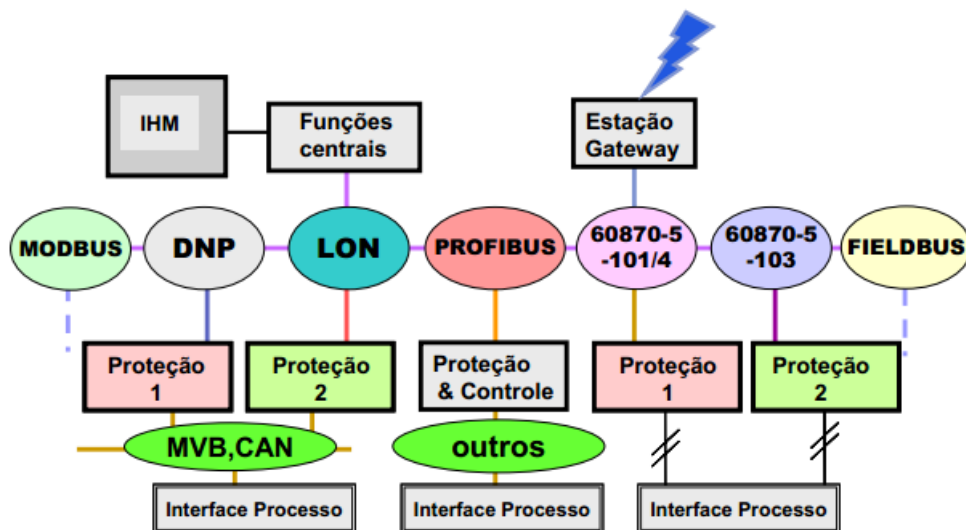
Um crescente desafio para os profissionais de proteção, envolvendo os especialistas em estudos, passando pelo comissionamento até os profissionais de manutenção, é a avaliação da troca de informações entre os IEDs visando uma estrutura de proteção confiável, seletiva, eficiente e rápida e a absorção dos novos conhecimentos necessários para adequar-se ao uso das novas tecnologias. Com a utilização de IEDs modernos, agregando inúmeros recursos em uma única unidade, as possibilidades de troca de informações via rede para implementar novas funções tornaram-se muito atrativas, reduzindo custos e simplificando os esquemas de proteção. Essa característica vem de encontro aos objetivos esperados do sistema de proteção e automação de subestações (PEREIRA JUNIOR *et al*, 2008).

A introdução da norma IEC 61850 no setor elétrico tem possibilitado o desenvolvimento de novos conceitos e filosofias de aplicação no ambiente de sistemas de automação de subestações. Os recursos de comunicação atualmente disponíveis oferecem novas soluções na integração de sistemas de proteção, controle, medição, monitoramento e supervisão de sistemas elétricos (SANTOS e PEREIRA, 2007).

1.2 Colocação do Problema

Os sistemas de automação de subestações com IEDs e comunicação serial têm sido muito bem aceitos no mercado, tendo em vista o grande número de sistemas já implantados ao redor do mundo e de seus benefícios comprovadamente verificados. No entanto, dispositivos numéricos com comunicação serial, de diferentes fabricantes, enfrentam dificuldades em ser integrados em um sistema único, devido à falta de um padrão. Por isso, muitas vezes essa integração só é possível através de esforços, não econômicos, como o uso de conversores de protocolos, por exemplo. A Figura 1 ilustra diversos tipos de protocolos de comunicação existentes no mercado, utilizados em sistemas elétricos, e suas complicações inerentes.

Figura 1 - Exemplos de protocolos de comunicação



Fonte: SANTOS e PEREIRA, 2007

A utilização dos novos conceitos introduzidos pela norma IEC 61850 ainda enfrenta diversos paradigmas, que impedem muitas vezes um avanço mais aprofundado dos resultados. A norma IEC61850 traz vantagens frente aos outros sistemas. Para a adoção da referida

norma é de fundamental importância o entendimento e o domínio de todos os conceitos da mesma, capacitação de pessoal e a realização de experimentos práticos que comprovem a eficiência das novas soluções trazidas. Devem ser ressaltadas também as dificuldades que serão encontradas e como essas dificuldades são superadas, gerando segurança à tomada de decisão e quebrando os paradigmas que impedem a adoção da norma (SANTOS e PEREIRA, 2007).

1.3 Objetivos

Os principais objetivos deste trabalho são apresentar um estudo da norma IEC 61850 para que seja possível compreender os conceitos introduzidos pela mesma e apontar as vantagens e dificuldades na sua utilização. Através do estudo procura-se abranger os principais pontos da IEC 61850 como a comunicação horizontal, através de mensagens GOOSE, a integração ao sistema SCADA utilizando a comunicação vertical por mensagens MMS, e a abstração de dispositivos físicos em dispositivos lógicos.

Com base nos conceitos da norma, será analisado o caso de uma subestação de um parque eólico com o objetivo de identificar deficiências funcionais do seu sistema de proteção e controle e propor uma solução melhor utilizando a norma IEC 61850, de forma a agregar mais confiabilidade ao sistema.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, sendo considerado este introdutório, onde é colocado o assunto e os motivos que levaram o autor a pesquisar sobre o tema.

No Capítulo 2 aborda-se sobre os sistemas de automação de subestações – SAS – introduzindo um breve histórico sobre o assunto e abordando conceitos de fundamental importância como os protocolos de comunicação, modelos de redes de computadores, topologias, e dispositivos que constituem o SAS. É analisada a pilha de protocolos de redes TCP/IP abordando todos os níveis e fazendo uma analogia com o modelo OSI. A seguir é introduzido o conceito de IED e são mencionadas suas principais funcionalidades e capacidades. Por fim fala-se sobre aspectos de proteção e seletividade em sistemas elétricos, que são fundamentais para a operação segura e eficiente do SAS.

No Capítulo 3 é introduzida a norma IEC 61850, abordando o seu surgimento, os objetivos da sua criação, características e divisões da mesma. São abordados, também, os

aspectos de comunicações, engenharia e modelo de dados, que é orientado a objetos e utiliza abstração do hardware através de modelos lógicos. A seguir são analisadas as trocas de mensagens entre os IEDs utilizando a comunicação horizontal, via GOOSE, e com o sistema SCADA utilizando a comunicação vertical, via MMS. Dando continuidade aos conceitos da norma, introduz-se a linguagem de configuração de subestações. Por fim, é realizada a implementação de funções lógicas como, bloqueio reverso, falha de disjuntor e transferência de disparo, a fim de exemplificar os conceitos e funcionalidades proporcionados pela IEC 61850.

O Capítulo 4 descreve um estudo de caso da aplicação da norma à subestação de um parque eólico. Ao serem analisadas as características da mesma são encontradas deficiências que podem trazer prejuízos ao sistema. Essas deficiências podem ser contornadas através da norma IEC 61850. Assim, é proposta uma solução para as deficiências encontradas através da implantação da norma nessa subestação.

Finalizando o trabalho, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do autor quanto aos benefícios da utilização da norma e as dificuldades encontradas. São apontados alguns motivos que ainda impedem a plena aceitação da norma por parte das empresas de energia e são discutidos alguns impactos da migração à IEC 61850 em subestações que já estejam em operação.

2. SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Com a evolução tecnológica dos equipamentos instalados nas subestações surge a possibilidade de automatizar estes equipamentos utilizando-se protocolos de comunicação que possibilitam a comunicação entre eles (OMORI *et al*, 2011).

Os sistemas de automação de subestações (SAS), são compostos por relés de proteção, controladores, redes de comunicação, gateways para facilitar a integração com o sistema SCADA, registradores de perturbações, medidores, unidades de medição sincronizada de fasores, estações de engenharia local e remota e uma IHM local.

A especificação de um SAS abrange o fornecimento de informações sobre o diagrama unifilar da subestação, a lista de pontos de monitoramento do sistema SCADA, as funcionalidades requeridas com os requisitos de desempenho, as interfaces com o processo e com outros IEDs, incluindo informações sobre seus protocolos, as condições do ambiente, entre outras (LACERDA e CARNEIRO, 2010).

As principais funções de automação utilizadas são: controle automático de tensão, controle automático de potência reativa, imagem térmica de transformadores, funções de seletividade lógica de proteção, corte automático de cargas, função de racionamento de energia, sistema de transferência automática de cargas além de alarmes e de telemedição (OMORI *et al*, 2011).

2.1 Sistemas de Comunicação

Os sistemas de comunicação sempre desempenharam um papel fundamental na operação em tempo real dos sistemas elétricos. Nos primórdios, as informações relevantes para realizar manobras de seccionamento, por exemplo, como as cargas de linhas de transmissão, eram informadas ao centro de controle por telefone. No início dos anos 1930 já existiam sistemas de controle que proporcionavam ao centro de controle do sistema alguns pontos de medição e *status* de equipamentos, baseados em comutações em linhas telefônicas. A partir dos anos 1960 quando os sistemas de comunicações digitais começaram a se tornar viáveis, foram instalados sistemas de aquisição de dados que automaticamente coletavam e enviavam os dados provenientes de subestações para o centro de controle. Como a largura de banda dos *links* era limitada os protocolos para envio dos dados eram otimizados para operar em canais de comunicações de baixa largura de banda. Essa otimização tinha um alto custo no

que diz respeito ao tempo que se levava para configurar, mapear e documentar a localização dos vários *data bits* recebidos pelo protocolo (MACKIEWICZ, 2006).

Para caracterizar um sistema de comunicação é necessário um meio físico por onde a informação é transportada. Basicamente, para as comunicações digitais se utilizam meios físicos como cabos elétricos, cabos ópticos e ondas de rádio. O mesmo tipo de meio físico pode proporcionar diferentes formas de comunicação, conforme a tecnologia empregada, proporcionando diferentes características como velocidade e confiabilidade nas trocas de dados.

2.2 Protocolos de Comunicação

Os Protocolos de comunicação são regras que regem a comunicação de dados entre dois ou mais equipamentos, possibilitando que a comunicação seja entendida por todas as partes.

Nas últimas décadas, muitos protocolos de comunicação foram utilizados em subestações, como exemplificado e ilustrado através da Figura 1. De acordo com Crispino *et al* [2004?], até meados de 2003 existiam 152 diferentes protocolos de comunicação para a transmissão de dados utilizadas nas concessionárias de energia elétrica e 28 diferentes protocolos de comunicação em equipamentos específicos como sensores de temperatura, nível de óleo e pressão de gás, fornecidos por diferentes fabricantes.

Alguns protocolos são concebidos para aplicações específicas ou configurações de instalações únicas, já outros, são estruturados utilizando-se padrões ou normas internacionais, mas também são ajustados às necessidades de instalações locais. Isso implica um alto custo de engenharia, pois cada protocolo tem sua própria estrutura de representação de dados e implementação com diferentes níveis de funcionalidade (PAULINO, 2008).

A tendência atual de conectividade entre sistemas abertos somente pode ser alcançada pela adoção de protocolos abertos especificados por organizações internacionais independentes e que contem com a adesão dos usuários (COVRE, 2011).

Um sistema no qual são utilizados dispositivos com diferentes protocolos de comunicação necessita de *gateways*, que são conversores de protocolos, para fazer com que esses dispositivos se comuniquem. O uso desses *gateways* insere atrasos da ordem de milissegundos na troca de informações entre os dispositivos e agregam custos extras aos sistemas, além de diminuir a confiabilidade. Para que os equipamentos, mesmo sendo de fabricantes diferentes ou fazendo uso de tecnologias distintas, possam se comunicar de forma

direta, isto é, sem o uso de *gateways*, é necessário que façam uso do mesmo protocolo de comunicação (LACERDA e CARNEIRO, 2010).

Os protocolos clássicos tipicamente definem como os *bytes* devem ser transmitidos no meio físico, porém, muitos deles não especificam como os dados devem ser organizados nos dispositivos em termos da sua aplicação. Essa abordagem obriga aos engenheiros de sistemas elétricos a configurar manualmente os objetos de dados e mapear as variáveis elétricas de interesse aos respectivos números de registradores nos módulos de I/O e IEDs utilizando uma linguagem de baixo nível (MACKIEWICZ, 2006). Dentre os protocolos de comunicação mais utilizados em subestações, destacam-se o Modbus, DNP3.0, IEC 60870-5-104 e o IEC 61850 (COVRE, 2011).

2.3 Redes LAN

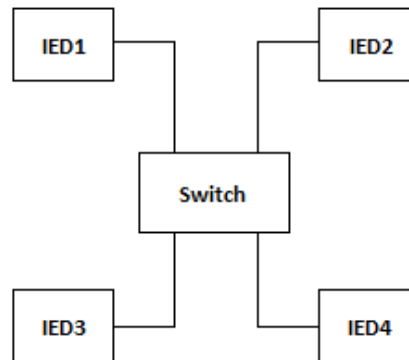
As redes locais, LANs, são redes privadas cujos equipamentos são instalados em uma área restrita, como a sala de uma subestação ou o prédio de uma usina de geração, permitindo o compartilhamento de recursos e a troca de informações.

Através do uso das redes *Ethernet*, padronizadas pela norma IEEE 802.3, é possível conectar um grande número de dispositivos em rede, garantindo-se confiabilidade e velocidades elevadas. A grande maioria das redes locais – LAN – utiliza o padrão *ethernet* para se comunicar. O meio físico utilizado pode ser o cabo elétrico do tipo par trançado ou fibras ópticas e as velocidades podem variar desde 10 Mbits/s até 1 Gbits/s dependendo da tecnologia utilizada. Os dispositivos da rede podem ser conectados de diversas maneiras, ou topologias, de acordo com a necessidade, utilizando-se concentradores de dados, mais conhecidos como *switches*.

2.3.1 Topologia em Estrela

Uma rede com topologia em estrela é ilustrada na Figura 2. Cada dispositivo da rede é interligado a um *switch*, através do qual as mensagens devem ser enviadas. Dessa forma, o *switch* age como o centro de controle da rede, interligando os demais nós. É possível que haja comunicações simultâneas entre vários IEDs através do *switch* (MIRANDA, 2009).

Figura 2 - Topologia de rede em estrela



Fonte: O Autor

As principais vantagens do uso da topologia em estrela são:

- Uma falha no cabo ou dispositivo não paralisa toda a rede, somente aquele segmento onde existe a falha será afetado.
- Facilidade de expansão, pois para acrescentar um dispositivo, basta conectá-lo em uma entrada do *switch*.
- Quando se atinge a capacidade máxima de conexões do *switch*, basta substituí-lo por outro com maior número de portas.

As principais desvantagens do uso da topologia em estrela são:

- A rede poderá ser paralisada se houver uma falha no *switch*.
- Apresenta um custo alto de instalação, pois, cada IED deve ser conectado diretamente ao *switch* demandando maior quantidade de cabos.

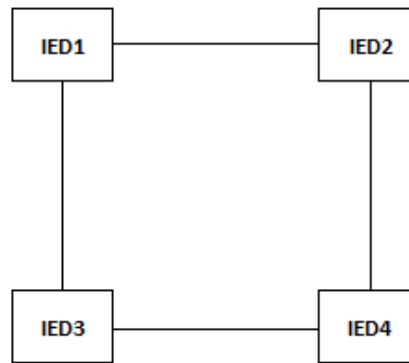
2.3.2 Topologia em Anel

Essa topologia forma um anel de comunicação no qual todos os dispositivos serão conectados. Um sinal é transmitido ao longo do anel, de um dispositivo ao outro, até alcançar o destino, conforme ilustra a Figura 3 (MIRANDA, 2009).

As principais vantagens do uso da topologia em anel são:

- Um anel é relativamente fácil de instalar e reconfigurar, pois, cada dispositivo é interligado somente com os vizinhos imediatos.
- Um alerta é gerado se qualquer dispositivo não receber um sinal dentro de um período de tempo predeterminado, técnica que facilita o isolamento de uma falha.

Figura 3 - Topologia de rede em anel



Fonte: O Autor

As principais desvantagens do uso da topologia em anel são:

- A falha de dois ou mais dispositivos pode afetar o restante da rede.
- Para ampliar a rede pode ser necessária sua paralização.

2.3.3 Topologia Mista

É comum se utilizar a conexão entre os *switches* através da topologia em anel e a interligação dos IEDs aos *switches* utilizando topologia em estrela. Isso agrega confiabilidade ao sistema sem aumentar muito o custo. Essa topologia é apresentada na Figura 4.

As principais vantagens do uso da topologia mista são:

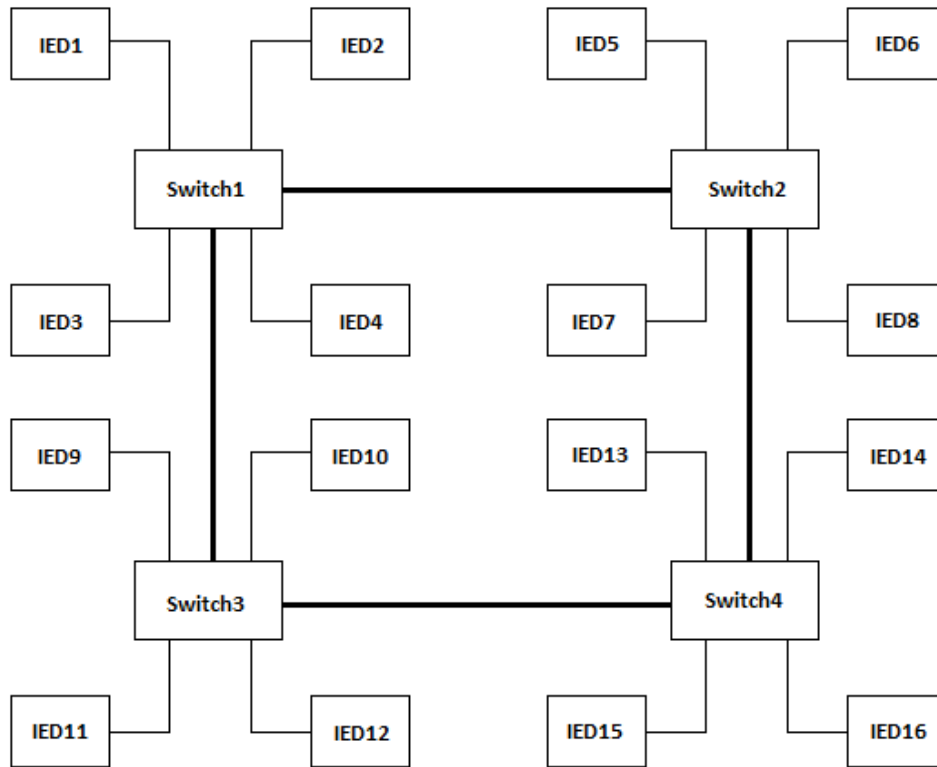
- A interligação em anel entre os *switches* agrega confiabilidade ao sistema, uma vez que, caso um cabo se rompa, a conectividade lógica não é perdida.
- A falha de um IED não afeta a comunicação de outros IEDs.
- Facilidade de expansão, pois para acrescentar um dispositivo, basta conectá-lo em uma entrada de um dos *switches*.

As principais desvantagens no uso da topologia mista são:

- A falha de um *switch* pode afetar uma parte da rede.
- Para ampliar a rede pode ser necessária sua paralização.

Uma outra forma de conectar os IEDs ao *switches* é a topologia de dupla estrela, ou seja, cada IED é conectado a dois *switches* concomitantemente, de forma que, no caso de um *switch* falhar, a comunicação não é perdida em nenhum IED.

Figura 4 - Topologia de rede mista



Fonte: O Autor

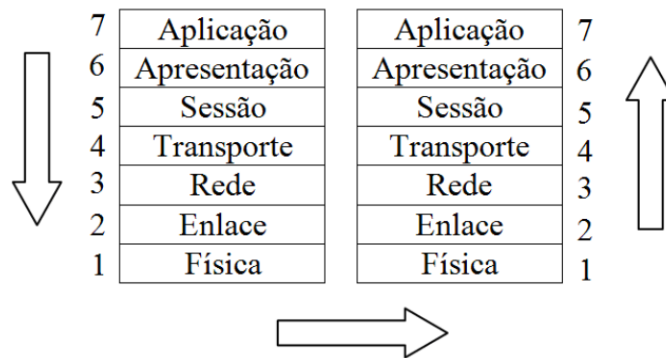
2.4 Modelo OSI

Quando surgiram as redes de computadores as soluções eram, na maioria das vezes, proprietárias, ou seja, uma determinada tecnologia só era suportada pelo seu fabricante, não sendo possível integrar soluções de fabricantes diferentes.

A ISO (*International Organization for Standardization*) foi uma das primeiras organizações a definir formalmente uma maneira comum para conectar dispositivos em rede. Sua arquitetura é chamada OSI (*Open Systems Interconnection*), um modelo que define sete níveis, ou camadas de abstração, onde são executadas diferentes funções dos protocolos de comunicação. O modelo OSI não é um protocolo e sim um padrão que serve como base para a criação de protocolos de comunicação de rede.

O modelo OSI é dividido em camadas hierárquicas, onde cada camada se comunica apenas com a camada imediatamente acima ou abaixo dela. A vantagem de se utilizar uma pilha de protocolos, de forma modular, como o modelo propõe, é a grande facilidade em modificar apenas uma parte do sistema de comunicação sem afetar o restante. A Figura 5 ilustra as camadas do modelo OSI e o fluxo de dados, do emissor para o receptor.

Figura 5 - Camadas do Modelo OSI

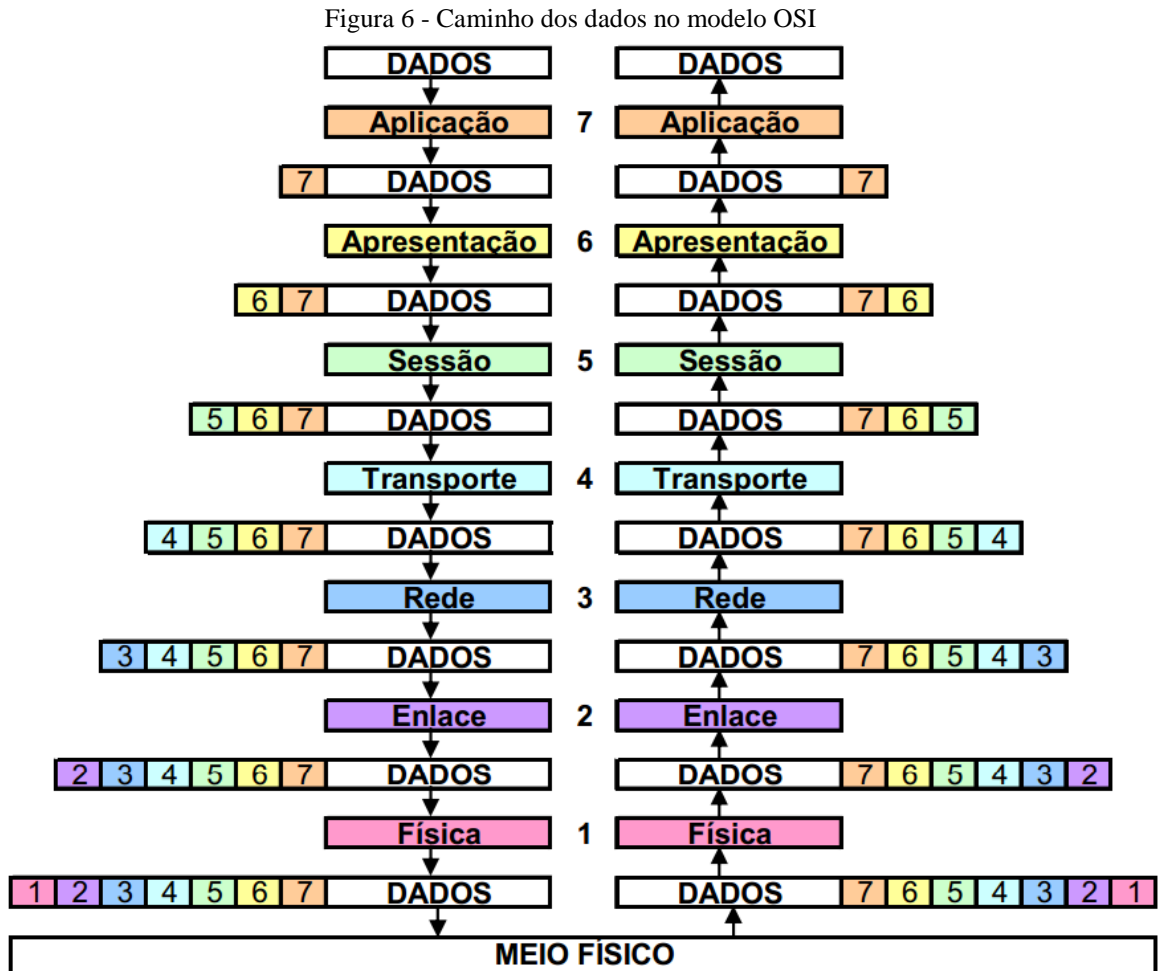


Fonte: COVRE, 2011

Quando um dispositivo está transmitindo dados, o fluxo de informação ocorre no sentido do *software* utilizado para a rede de comunicação. Portanto, os *softwares* se comunicam com a sétima camada, que por sua vez se comunica com a sexta camada e assim por diante. Quando se está recebendo dados, o fluxo de informação ocorre no sentido da rede de comunicação para o *software*. Ou seja, a rede se comunica com a primeira camada, que por sua vez se comunica com a segunda camada e assim sucessivamente.

Na transmissão de dados, cada camada recebe as informações oriundas da camada superior, acrescenta informações de controle chamadas de cabeçalhos e envia os dados para a camada imediatamente inferior. Na recepção dos dados ocorre o processo inverso, onde cada camada processa e remove os cabeçalhos e envia os dados para a camada imediatamente acima.

Cada camada é responsável apenas pelos dados de controle (cabeçalho) do seu próprio nível, assim, quando uma camada recebe dados da camada superior ela ignora o processamento do cabeçalho adicionado, tratando tanto os dados quanto os cabeçalhos das camadas superiores como um único pacote de dados, e a este, adicionando o seu próprio cabeçalho, como ilustrado na Figura 6.



Fonte: COVRE, 2011

Os itens a seguir resumem as funções de cada camada do modelo OSI.

- Camada de Aplicação (Nível 7):

A camada de aplicação faz a interface entre o *software* que está enviando ou recebendo dados e as demais camadas do modelo. Ao enviar ou receber dados, o *software* se comunica apenas com essa camada, definido o protocolo a ser utilizado na comunicação.

- Camada de Apresentação (Nível 6):

Essa camada converte o formato dos dados recebidos pela camada de aplicação em um formato comum a ser utilizado pelas outras camadas. Também podem ser implementados na camada de apresentação algoritmos de compressão e/ou criptografia de dados, aumentando o desempenho da rede e a segurança dos dados.

- Camada de Sessão (Nível 5):

Essa camada permite que os dispositivos que estão se comunicando via rede estabeleçam uma sessão de comunicação, definindo como será feita a transmissão dos dados e colocando marcações nos dados que estão sendo transmitidos. Se porventura a rede falhar, os dispositivos reiniciam a transmissão dos dados a partir da última marcação recebida ao invés de retransmitir todos os dados novamente.
- Camada de Transporte (Nível 4):

A camada de transporte é responsável por segmentar os dados recebidos da camada de sessão em pacotes de dados menores que serão transmitidos pela rede. No receptor esta camada recebe os dados da camada de rede e remonta o dado original para ser entregue à camada de sessão. Nessa camada também é implementado o controle de fluxo e correção de erros dos dados, colocando os pacotes recebidos em ordem, caso tenham chegado fora de ordem, e enviando para o dispositivo transmissor, informações de reconhecimento, informado que determinado pacote foi recebido com êxito. Caso o dispositivo transmissor não receba uma confirmação de entrega de determinado pacote, este pacote deve ser reenviado, o que garante alta confiabilidade de entrega dos dados.
- Camada de Rede (Nível 3):

Essa camada é responsável pelo endereçamento dos pacotes, convertendo endereços lógicos em endereços físicos, de forma que os pacotes consigam chegar corretamente ao destino. Essa camada também determina a rota que os pacotes devem seguir para atingir o destino, levando em consideração fatores como condições de tráfego da rede e prioridades.
- Camada de Enlace (Nível 2):

A camada de enlace transforma os dados recebidos da camada de rede em quadros de *bits* que irão trafegar pela rede, adicionando informações como o endereço da placa de rede de origem e de destino, dados de controle e uma soma de verificação de erros. O quadro gerado é então enviado à camada física para ser transmitido pelo meio físico utilizado pela rede. Quando o receptor recebe um quadro, a sua camada de enlace verifica se o dado chegou íntegro, refazendo a soma de verificação de erro que, se for válida, repassa o quadro para a camada de rede. Caso contrário, dependendo dos protocolos utilizados, o quadro pode ser destruído ou o quadro pode ser reenviado pelo transmissor devido ao não recebimento de uma mensagem de confirmação do receptor.

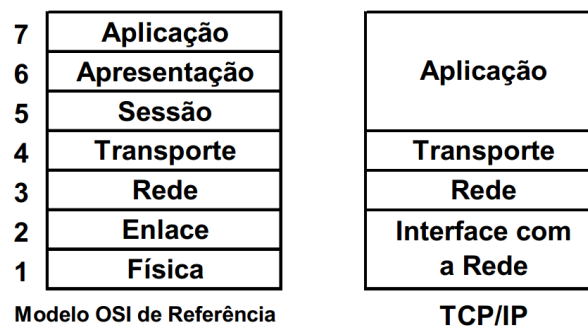
- Camada Física (Nível 1):

A camada física recebe os quadros da camada de enlace e os transforma em sinais compatíveis com o meio por onde os dados devem ser transmitidos. Se o meio for elétrico, a camada física converterá os *bits* 0's e 1's dos quadros em sinais elétricos para serem transmitidos pelo cabo de rede, já se o meio for óptico ou eletromagnético, essa camada deve converter os *bits* em sinais luminosos ou eletromagnéticos, respectivamente (COVRE, 2011).

2.5 Redes TCP/IP

O conjunto de protocolos TCP/IP foi projetado especialmente para ser o protocolo utilizado na Internet e é baseado no modelo OSI proposto pela ISO. Sua característica principal é o suporte direto a comunicação entre redes de diversos tipos. A arquitetura TCP/IP, conforme o modelo OSI, realiza a divisão de funções do sistema de comunicação em estruturas de camadas (SANTOS e PEREIRA, 2007). A Figura 7 mostra a relação entre as camadas utilizadas no protocolo TCP/IP e no modelo OSI.

Figura 7 - Comparação da arquitetura do protocolo TCP/IP e o modelo OSI



Fonte: COVRE, 2011

Como se pode notar, o protocolo TCP/IP utiliza apenas quatro camadas. A comunicação dos *softwares* ocorre com a camada de aplicação, utilizando para essa comunicação um protocolo de alto nível. Como exemplo de protocolos utilizados na camada de aplicação pode-se mencionar HTTP, FTP, Telnet, etc. Após processar a requisição do *software*, o protocolo na camada de aplicação se comunica com outro protocolo na camada de transporte, normalmente o TCP (*Transmission Control Protocol*). Essa camada é responsável por receber os dados enviados pela camada superior, dividi-los em pacotes de dados e enviá-los para a camada imediatamente inferior, a camada de rede. Além disso, durante a recepção

dos dados, essa camada é responsável por colocar os pacotes recebidos da rede em ordem e também verificar se o conteúdo está íntegro.

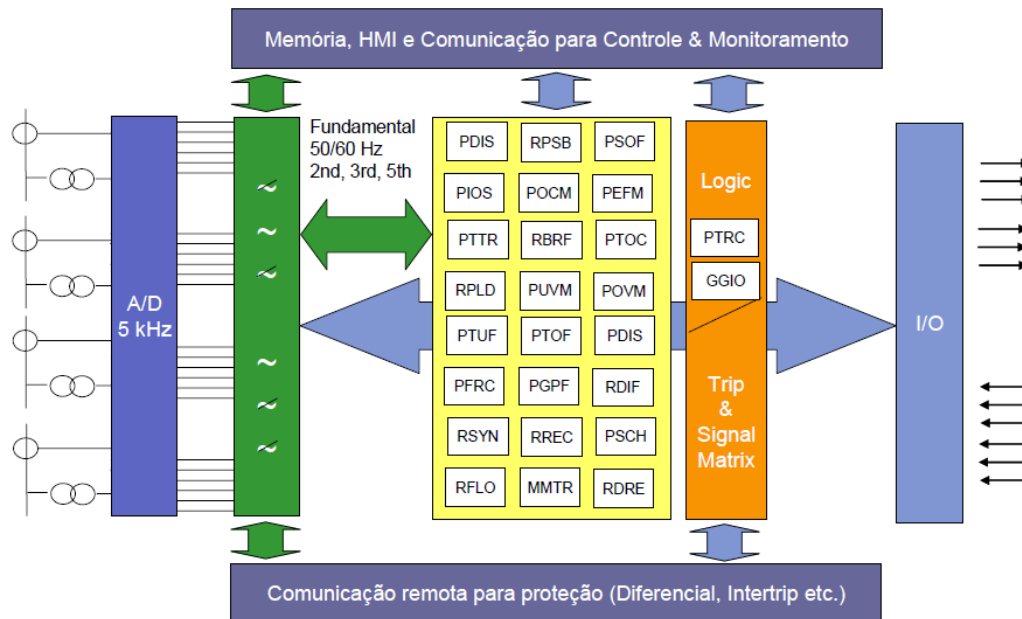
Na camada de rede se utiliza o protocolo IP (*Internet Protocol*), que recebe os dados da camada de transporte e adiciona informações de endereçamento virtual, isto é, adiciona o endereço do equipamento que está enviando os dados e o endereço do equipamento que deve receber os dados. Em seguida os pacotes são enviados para a camada imediatamente inferior, a camada de interface com a rede, que recebe os pacotes enviados pela camada de rede e os envia para o meio de transmissão (COVRE, 2011).

2.6 Dispositivos Eletrônicos Inteligentes - IEDs

Os IEDs – Dispositivos Eletrônicos Inteligentes – são evoluções dos tradicionais relés de proteção, sendo unidades multifuncionais, microprocessadas, para a proteção, controle, medição e monitoramento de sistemas elétricos, permitindo ainda a concepção de lógicas de bloqueio e de intertravamentos, tanto de maneira integrada, ou seja, todas as funcionalidades em um mesmo equipamento, quanto distribuída, ou seja, diferentes funcionalidades realizadas em diferentes IEDs (SANTOS e PEREIRA, 2007). O uso dos IEDs tem sido cada vez maior nas subestações à medida que agregam cada vez mais funções, permitindo uma redução nos custos de implantação e manutenção e no número de cabos e equipamentos necessários à sua utilização. Os IEDs proporcionam a troca de informações mais rápidas e em maior quantidade, agregando maior confiabilidade ao sistema, além de simplificar o projeto e permitir a sincronização de tempo dos dispositivos (LACERDA e CARNEIRO, 2010). A Figura 8 apresenta uma representação esquemática de um dispositivo eletrônico inteligente e suas interfaces.

Os IEDs possuem diferentes tipos de interface com o usuário, sendo a comunicação remota a mais importante delas. Normalmente os dados processados pelos IEDs são lidos por um sistema SCADA e apresentados ao usuário via uma IHM. Em um ambiente de rede *ethernet* TCP/IP, um IED pode ser pensado como um servidor, possuindo uma interface de comunicação que possui um endereço IP, acessível através de uma rede por um cliente externo. O servidor pode então aceitar uma conexão de um ou mais clientes externos, autenticar esta conexão, sincronizar seu relógio com o cliente, e transferir informações entre ele o cliente.

Figura 8 - Diagrama esquemático de um Dispositivo Eletrônico Inteligente



Fonte: SANTOS e PEREIRA, 2007

A possibilidade de comunicação dos IEDs vem do próprio advento da tecnologia microprocessada, que permite que os dados sejam convertidos e tratados de maneira digital. Uma vez que os dados estejam na forma digital eles podem ser trocados entre diferentes dispositivos através de comunicação serial, tipicamente fibra óptica, que reduz substancialmente a quantidade de cabos no ambiente das subestações. Ainda, com o aumento da capacidade de processamento e memória, os IEDs podem cada vez mais realizar funções mais inteligentes, melhorar sua *auto-diagnose*, e aumentar o processamento múltiplo, ou seja, um mesmo conjunto de dados pode ser processado por diferentes funções de maneira simultânea, aumentando a segurança e disponibilidade do sistema (SANTOS e PEREIRA, 2007).

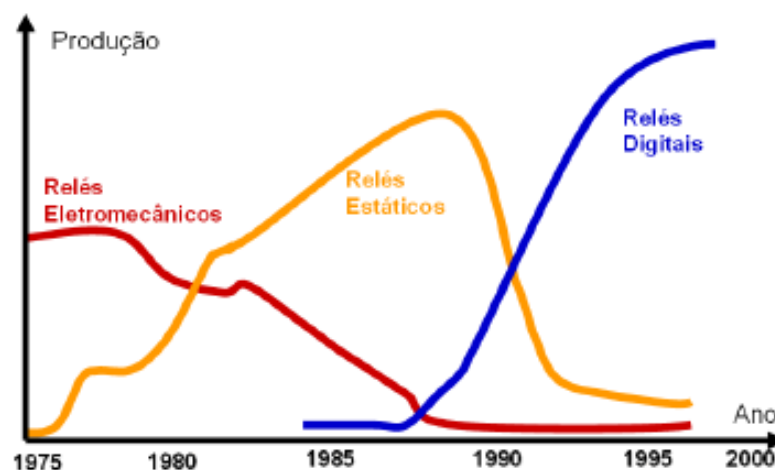
A troca de informações entre os IEDs pode se dar de várias formas: de forma horizontal utilizando entradas e saídas binárias, de forma vertical utilizando os sistemas SCADA e similares, entre outras. Com a utilização da norma IEC 61850 é possível implementar a troca de informações horizontal através da própria comunicação digital via rede ao invés de entradas e saídas binárias. Também é possível vislumbrar uma desverticalização da troca de informações, pela rede, entre os dispositivos de proteção, diminuindo a quantidade de informações que circulam nos diferentes níveis da rede, de informações que compõem o sistema da subestação, e, com isso, retirar do SCADA algumas

tarefas de gerenciamento de trocas de informações e rotinas de intertravamentos e bloqueios (PEREIRA JUNIOR *et al*, 2008).

Considerando que os IEDs possuem cada vez mais funcionalidades, sua engenharia de configuração exige distintos passos até que o equipamento esteja pronto para entrar em operação integrada ao restante do sistema. Assim, o engenheiro de proteção agora enfrenta o desafio de trabalhar com outros parâmetros e ferramentas antes não dedicadas às suas funções. Além da parametrização das funções de proteção é necessário configurar o IED para as suas outras finalidades. Nesse aspecto a norma IEC 61850 introduz a linguagem de configuração de subestações, facilitando a configuração integrada do sistema, e padronizando as informações relativas aos IEDs, como visto em detalhes na seção 3.5 (SANTOS e PEREIRA, 2007).

Mesmo apresentando muitas vantagens e estando a algum tempo no mercado, somente durante os últimos anos cresceu de forma significativa a aplicação desses dispositivos e acredita-se que essa demora no crescimento da sua aplicação foi devida à espera pela normatização do uso de tais equipamentos. Um problema que existia antes da normatização era a individualização dos protocolos de comunicação, o que impossibilitava a utilização direta de dispositivos de diferentes fabricantes em uma única rede. A necessidade de tradução de diferentes protocolos acarreta gastos extras e atrasos na comunicação, ambas as características indesejadas. A norma IEC 61850 veio suprir essa necessidade de normatização esperada pelo mercado. A Figura 9 apresenta o crescimento no uso dos relés digitais (IEDs) ao longo dos anos, comparando-se com a utilização de outras tecnologias (LACERDA e CARNEIRO, 2010).

Figura 9 - Evolução da tecnologia empregada na produção de dispositivos de proteção



Fonte: PAULINO, 2008

2.7 Proteção e Seletividade

O sistema de proteção em um SAS pode ser considerado o sistema mais importante, pois é responsável pela segurança das instalações e das pessoas envolvidas. Pode-se definir o sistema de proteção como o conjunto ao qual estão associados todos os mecanismos essenciais para detectar, localizar e comandar a eliminação de um curto-circuito ou uma condição anormal de operação de um sistema elétrico, minimizando os efeitos da deterioração aos equipamentos defeituosos, conseqüente redução de tempo de indisponibilidade e menor custo de reparo.

A eficiência da proteção está diretamente ligada a sua capacidade de atuação num tempo pré-estabelecido (velocidade), restrição da área de interrupção ao mínimo necessário para isolamento do defeito (seletividade), a segurança de pronta atuação, a sensibilidade de atuação em condições anormais do sistema e a confiabilidade de operação correta e exata, exclusivamente nas circunstâncias para as quais foi projetada. A Figura 10 mostra um diagrama contendo os princípios de eficácia de um sistema de proteção (MIRANDA, 2009).

Figura 10 - Princípios de eficácia de um sistema de proteção



Fonte: MIRANDA, 2009

O conceito de seletividade pode ser entendido como a operação coordenada dos dispositivos de proteção evitando-se que partes não afetadas do sistema, durante uma falta, sejam desligadas indevidamente. Durante uma situação de falta deve-se isolá-la do sistema, desligando-se o menor número de cargas possíveis, visando minimizar o impacto gerado.

Para atingir os objetivos de seletividade no sistema de proteção é necessária a correta coordenação de dispositivos de proteção contra sobrecorrente e a correta implementação de

outras funções de proteção, conforme o caso. Essa coordenação é feita mantendo intervalos de tempo de atuação entre os dispositivos de proteção aplicados no sistema. O processo de aplicar e coordenar os dispositivos de proteção é feito com a ajuda de gráficos de “tempo *versus* corrente”, em que é possível identificar para que valores de tempo e corrente um determinado dispositivo de proteção deve atuar (MATTOS, 2010).

Na abordagem tradicional da proteção de sistemas elétricos de potência, a seletividade corrente x tempo tem utilizado degraus de tempo da ordem de 300 ms a 400 ms por várias décadas. Devido à evolução dos sistemas de proteção, em especial a grande evolução dos relés digitais, a utilização de mecanismos mais eficientes de intertravamento e seletividade tornaram o uso da seletividade lógica bastante comum, buscando sempre a redução do tempo total em que a falta permanece no sistema, no caso de falha da proteção principal. Nos dias de hoje, a utilização de degraus de tempo de 100 ms já é constantemente aplicada aos casos de seletividade lógica utilizando entradas e saídas binárias.

Para implementar a seletividade lógica é necessário que os relés (IEDs) troquem constantemente informações sobre o sistema a ser protegido e é neste ponto que a utilização das redes de comunicações simplificam bastante a estrutura física necessária para a realização desta tarefa. Através da utilização de uma rede padrão *ethernet* utilizando a norma IEC 61850 é possível realizar a troca de informações utilizando o mesmo caminho físico: um único cabo ou conexão de rede (PEREIRA JUNIOR *et al*, 2008).

3. A NORMA IEC 61850

Na tentativa de balizar a evolução dos sistemas de automação de tempo real utilizados em linhas de transmissão, usinas e subestações, o EPRI (*Electric Power Research Institute*) publicou em 1999 um conjunto de padrões internacionais, que ficou conhecido como UCA 2.0. Esses padrões tiveram como objetivo uma melhoria expressiva na integração das informações de tempo real proporcionadas pelo uso da tecnologia de orientação a objetos, que diferencia o padrão UCA da grande maioria dos outros protocolos, contribuindo com a redução dos custos de engenharia, comissionamento, operação e manutenção de sistemas de automação elétrica. Assim, esse padrão estabelece modelos de objetos que são utilizados para representar logicamente os equipamentos digitais e seus componentes, e que são conhecidos pela denominação GOMSFE (*Generic Object Models for Substation and Feeder Equipments*). À medida que este novo padrão foi sendo aceito pelo mercado, a IEC em conjunto com o EPRI trabalharam na generalização dos protocolos, modelos e serviços do UCA 2.0 para subestações, criando a norma IEC 61850 (CRISPINO *et al*, [2004?]). Essa normatização foi baseada em modelos de aplicação comum de funcionalidades de um sistema de automação, definindo o padrão de interface. Ela adotou os princípios estabelecidos pelo UCA 2.0, tais como orientação a objetos, protocolos de rede TCP/IP e interface *ethernet* (PAULINO, 2008).

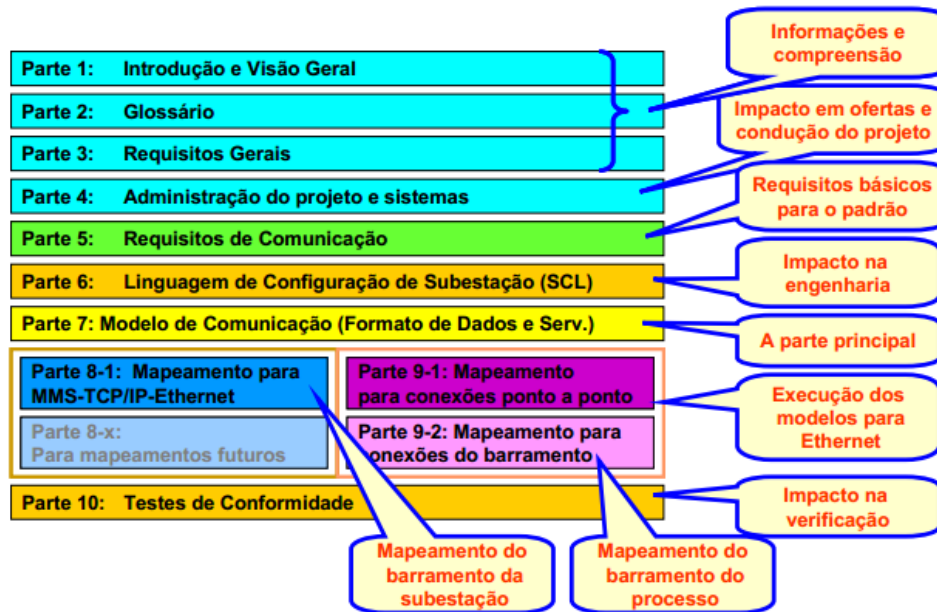
Um dos grandes objetivos da norma IEC 61850 é o de garantir a interoperabilidade entre IEDs de diferentes fabricantes, permitindo o uso e a troca irrestrita de informações com a finalidade de que sejam realizadas suas funcionalidades individuais, em conjunto, formando um sistema completo de automação, supervisão e controle. Entende-se por interoperabilidade, a capacidade de dois ou mais IEDs, sejam do mesmo fabricante ou não, de trocarem informações e utilizá-las para uma correta cooperação entre eles.

A norma IEC 61850 estabelece um padrão aberto, dito à prova de futuro, permitindo assegurar o retorno dos investimentos realizados e o acompanhamento da tecnologia para futuras expansões dos sistemas e funções. Além da norma estabelecer um padrão avançado e universal para as comunicações entre os dispositivos, também estabelece um padrão orientado a sistemas para automação de subestações e seus aspectos.

Para um melhor entendimento, a norma está estruturada em diversas partes, onde cada uma trata de um tópico específico e que permite abordar de forma praticamente completa os sistemas de automação de subestações (SAS). Assim, os principais aspectos do SAS são analisados tais como os aspectos de comunicações, de modelo e de engenharia. A Figura 11

ilustra as divisões da norma e os comentários sobre cada parte da mesma (SANTOS e PEREIRA, 2007).

Figura 11 - Divisões da Norma IEC 61850



Fonte: SANTOS e PEREIRA, 2007

Na abordagem dos aspectos de comunicações o principal aspecto está relacionado com o fato de que a norma não se prende às rápidas mudanças da tecnologia das comunicações, mas sim no modelo de dados de objetos, ou seja, em partes de funções que são comuns em subestações tais como disjuntores, controladores, seccionadores, funções de proteção, e que podem trocar dados entre si. Estes dados, por sua vez, possuem atributos como estampas de tempo ou validade, que devem ser conhecidos ou ajustados para a correta operação do sistema de automação. O acesso, ou, troca de informações, é então definido pela padronização dos serviços. Isto garante a não obsolescência da norma no longo prazo, ou ainda, garante à norma ser à prova de futuro, pois, esta fica apta a seguir as evoluções na tecnologia das comunicações, assim como as evoluções das exigências do sistema.

Na abordagem de modelo o fator fundamental é a identificação das necessidades de comunicação e da modelagem de dados. Para isso, todas as funções da subestação são divididas em objetos menores denominados “nós lógicos”, que se comunicam entre si e possuem todas as informações a serem transmitidas. Os nós lógicos podem estar alocados em múltiplos dispositivos e níveis de controle, permitindo por parte do usuário a utilização de qualquer filosofia de sistema. Essa característica é conhecida como “livre alocação de funções” ou “funções distribuídas”, ou seja, a norma deve suportar diferentes filosofias de

concepção de sistemas, isto é, deve trabalhar igualmente para o conceito centralizado ou descentralizado das funções.

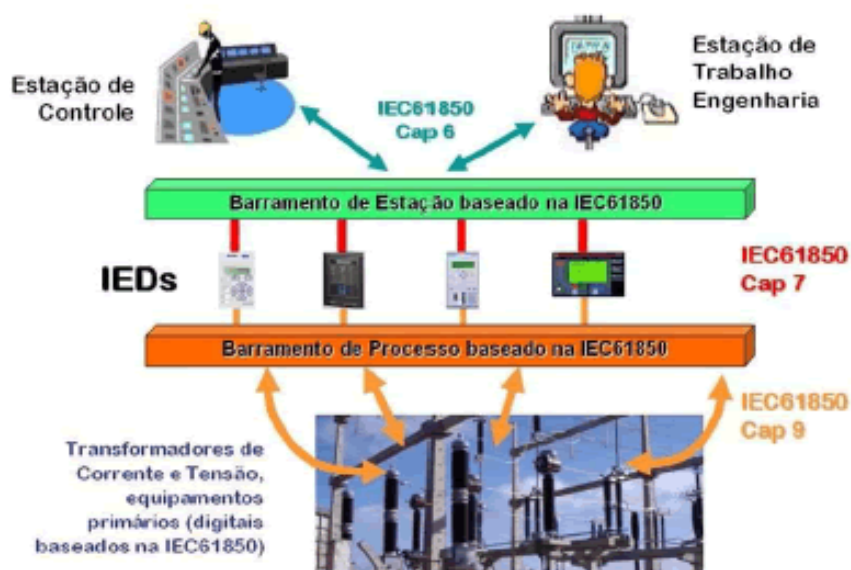
Finalmente, a abordagem de engenharia estabelece a linguagem de configuração da subestação, ou SCL (*Substation Configuration Language*), que descreve o modelo de dados com todas as suas opções, a alocação dos nós lógicos aos diferentes dispositivos, todos os canais de comunicação, e a alocação de funções aos equipamentos de manobras de acordo com o diagrama unifilar. Esta linguagem é usada para garantir a troca de dados entre as ferramentas de configuração de sistemas de diferentes fabricantes durante o processo de engenharia, garantindo a interoperabilidade (SANTOS e PEREIRA, 2007).

Com o novo modelo de dados e a utilização da comunicação via rede, a IEC 61850 realiza a separação das aplicações em três níveis hierárquicos:

- **Nível de estação:** definido pela parte 8-1 da norma, com o mapeamento das camadas de comunicação (TCP/IP), mensagens GOOSE/GSSE (*link*) e sincronização de tempo (SNTP).
- **Nível de vão (*bay*):** definido pelo modelo de dados e aplicação das funções do sistema (parte 7 da norma).
- **Nível de processo:** definido pela parte 9 da norma, com os valores analógicos de tensão e corrente amostrados trafegando pela rede (9-2) e mensagens GOOSE/GSSE (9-1), também com a realização de sincronização de tempo (SNTP).

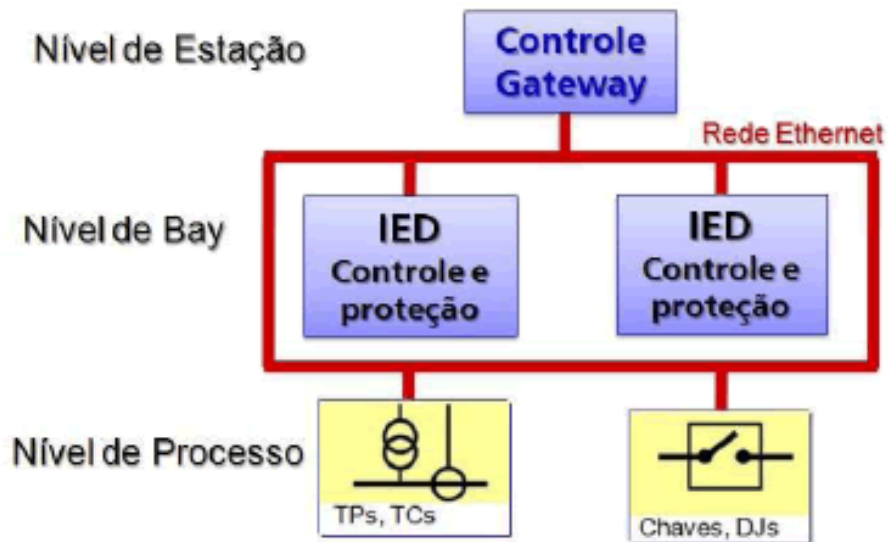
A Figura 12 ilustra a divisão em níveis hierárquicos descrita acima.

Figura 12 - Representação dos barramentos de estação, vão e processo na subestação



Vale ressaltar que essa divisão ocorre somente para os níveis hierárquicos. Na instalação tem-se apenas um *link* físico de dados por onde trafegarão as informações dos barramentos de estação, vão (*bay*) e processo para uma implementação completa da IEC 61850, conforme mostra a Figura 13.

Figura 13 - Barramento de rede único da subestação



Fonte: PAULINO, 2008

As mensagens que trafegam pela rede são classificadas como mensagens de comunicação vertical, isto é, aquelas realizadas entre diferentes níveis hierárquicos, ou mensagens de comunicação horizontais, que ocorrem dentro do mesmo nível (PAULINO, 2008).

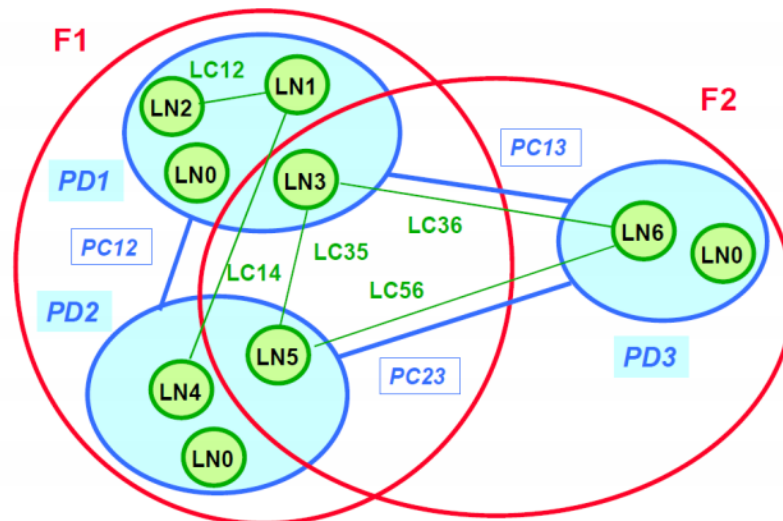
3.1 Nós Lógicos (LN)

A norma IEC 61850 estabelece que a aplicação seja representada pelo modelo de dados orientado a objeto através de funções padronizadas, denominadas “nós lógicos”, ou LNs (*Logical Nodes*), que por sua vez possuem dados também padronizados que podem ser lidos ou escritos individualmente ou em grupos (*Data Sets*), responder a entradas de controle, fornecer relatórios, etc. Estas funções básicas (LNs) podem estar agrupadas nos denominados “dispositivos lógicos”, ou LDs (*Logic Devices*), que por sua vez podem estar abrigados nos “dispositivos físicos”, ou PDs (*Physical Devices*) (SANTOS e PEREIRA, 2008). Os nós lógicos podem representar qualquer dispositivo físico real que tenha uma interface de comunicação e seja compatível com a IEC 61850.

Os nós lógicos são subfunções, que se dividem em novas subfunções. Os dispositivos lógicos são funções agrupadas que compõem o IED (LACERDA e CARNEIRO, 2010). A norma estabelece ainda os serviços de comunicação, baseados em TCP/IP, que permitem o acesso a estes dados de maneira aberta. Este modelo abstrato e flexível permite que estas pequenas partes funcionais (LNs) possam ser alocadas convenientemente, de acordo com cada necessidade, filosofia, ou possibilidade permitida pela tecnologia (SANTOS e PEREIRA, 2008).

A utilização dos nós lógicos permite a livre alocação de funções, ou seja, o emprego de funções distribuídas visto que se pode dividir em partes uma função de proteção em dispositivos físicos diferentes trocando informações entre eles. A Figura 14 apresenta um exemplo, presente no documento da norma: A função F2 é implementada através dos nós lógicos LN5, localizado no Dispositivo Físico PD2, trocando informações com o nó lógico LN3, localizado no dispositivo físico PD1, que por sua vez troca informações com o nó lógico LN6 que está situado no dispositivo físico PD3 (PEREIRA JUNIOR *et al*, 2013).

Figura 14 - Exemplo de função distribuída



Fonte: PEREIRA JUNIOR *et al*, 2013

Esta livre alocação de funções, em termos de LNs e LDs aos PDs, permite que diferentes filosofias de concepção de sistemas de automação de subestações possam ser adotadas. Como consequência, isto pode resultar em elevados impactos nas soluções de proteção e controle, arquitetura de comunicação, confiabilidade e disponibilidade, e custos

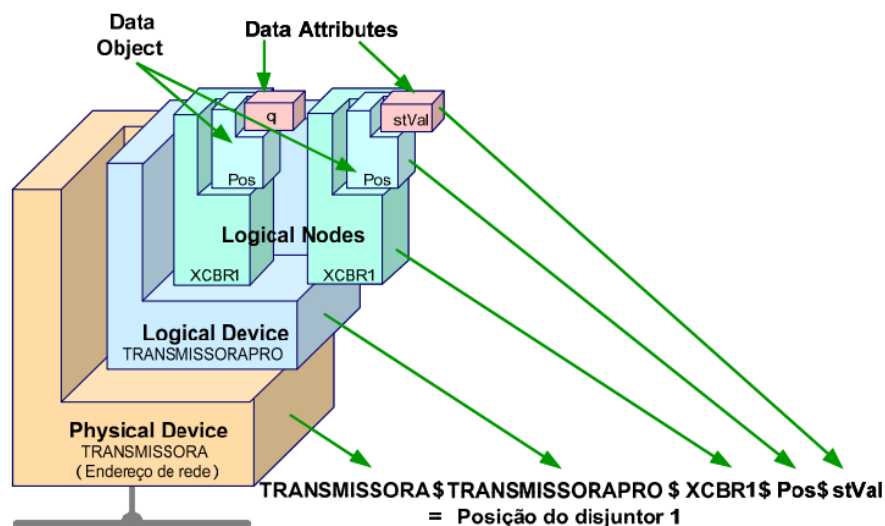
relacionados tanto ao investimento, quanto na operação e manutenção do sistema (SANTOS e PEREIRA, 2008).

A representação de equipamentos e dispositivos do SAS em objetos lógicos resulta na produção de modelos que necessitam da identificação de todas as suas funções e atributos. Cada atributo deve ter um nome e uma classe – simples ou complexa – representando os dados nos dispositivos que podem ser lidos ou atualizados. Graças a esse modelo orientado a objetos é possível a padronização dos nomes das LNs nos IEDs independentemente do fabricante, ao contrário dos outros sistemas que utilizam listas de pontos numerados, lineares, de memória mapeada. Essa nova concepção facilita muito a configuração do sistema, a integração com sistemas SCADA e a troca de informações entre os dispositivos (LACERDA e CARNEIRO, 2010).

Supondo-se uma função de proteção básica do SAS, esta é projetada e implementada pelo seu fabricante, porém, com algumas ressalvas, pois a norma padroniza os dados de entrada e saída dessa função. A cada LN são designados dados e atributos específicos.

Nota-se, portanto, que, diferentemente de outros protocolos cujos nomes dos objetos não são padronizados devido a se referenciar a pontos genéricos dos tipos, digital, analógico, discreto ou de controle, a IEC 61850 define um dicionário de nomes e uma estrutura hierárquica de objetos que não se referenciam a pontos, mas a equipamentos do sistema elétrico como chaves, seccionadores, disjuntores, proteção de sobrecorrente, proteção diferencial dentre outros. Como no exemplo da Figura 15, que representa o estado de um disjuntor.

Figura 15 - Estrutura de dados definida pela norma



Os pontos são classificados hierarquicamente em (VICENTE, 2011):

- Dispositivo Físico (*Physical Device*)
- Dispositivo Lógico (*Logic Device*)
- Nós Lógicos (*Logical Nodes*)
- Objeto de Dados (*Data Objects*)
- Atributos dos Dados (*Data Attributes*)

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

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

Os nós lógicos foram agrupados em categorias, conforme mostra o quadro da Figura 16. O grupo ao qual um nó lógico pertence é facilmente identificado observando-se a letra inicial do seu acrônimo. A lista completa dos nós lógicos, bem como seu acrônimo correspondente IEEE C37.2-1996 (número ANSI) e sua descrição são encontrados na IEC 61850-5 (IGARASHI, 2007).

Figura 16 - Quadro de grupos de nós lógicos

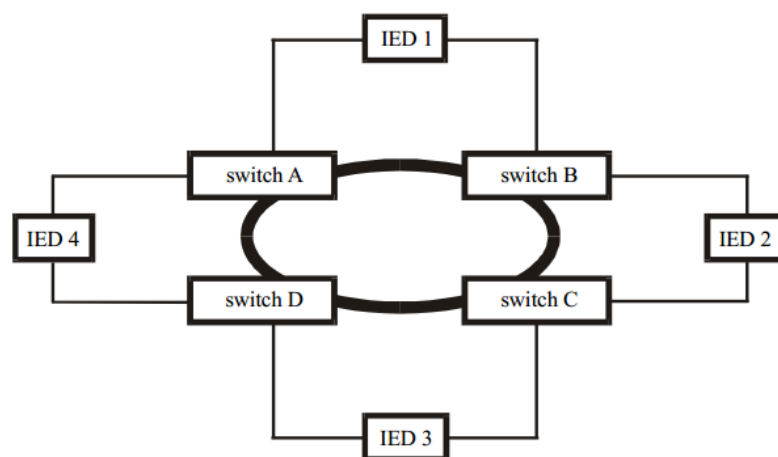
Inicial	Grupo	Número de nós lógicos
L	Nós lógicos do sistema	3
P	Proteção	28
R	Nós lógicos relacionados à proteção	10
C	Controle	5
G	Genéricos	3
I	Interfaceamento e arquivamento	4
A	Controle automático	4
M	Medição	8
S	Sensoreamento e monitoração	8
X	Chaveamento	2
T	Transformadores de instrumentação	2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

3.2 Redes de comunicação conforme a IEC 61850

Basicamente, com a utilização da IEC 61850 para a implementação de funções no SAS, os comandos que anteriormente eram enviados por condutores elétricos passam a ser comandos enviados através da rede. Uma das questões que vem sendo levantadas a respeito dessa arquitetura, proposta pela norma, é o desempenho dessas funções frente a problemas de comunicação, mais especificamente, no barramento da rede que interliga os IEDs: caso ocorra, por exemplo, o rompimento de um dos cabos de fibra óptica, ou um defeito no *switch*, como os IEDs irão se comportar?

Embora a norma não defina a topologia que deve ser utilizada para a rede de comunicação entre os IEDs, diversas soluções vem sendo propostas pelo mercado como a utilização de topologia em anel, para a interligação entre os *switches*, em conjunto com um canal duplo de comunicação com os IEDs, conforme ilustra a Figura 17. Essa topologia conta com um alto nível de confiabilidade, pois existe redundância para todos os equipamentos da rede, incluindo cabeamento. Nessa configuração pode haver falha em qualquer um dos cabos, ou, em qualquer um dos *switches*, sem causar falha de comunicação a qualquer IED (IGARASHI, 2007).

Figura 17 - Exemplo de topologia de rede com redundância



Fonte: IGARASHI, 2007

A escolha dos componentes como *switches*, roteadores, *bridges* e meios físicos da rede devem priorizar o uso de equipamentos com alto MTBF (*mean time between failures*) para ambientes com elevados níveis de interferência eletromagnética. Esses dispositivos devem ainda ser aptos a operar com sinais de alta velocidade, normalmente *fast ethernet*, previstos

pela IEC 61850. Outro ponto desejável em uma rede, com relação aos *switches*, é a possibilidade de trabalhar com topologia em anel ou *mesh* (vários caminhos redundantes), com tempo mínimo de recomposição para o caso de alguma das rotas vir a falhar. Isso normalmente é possível quando o *switch* é compatível com o protocolo RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*) (LACERDA e CARNEIRO, 2010).

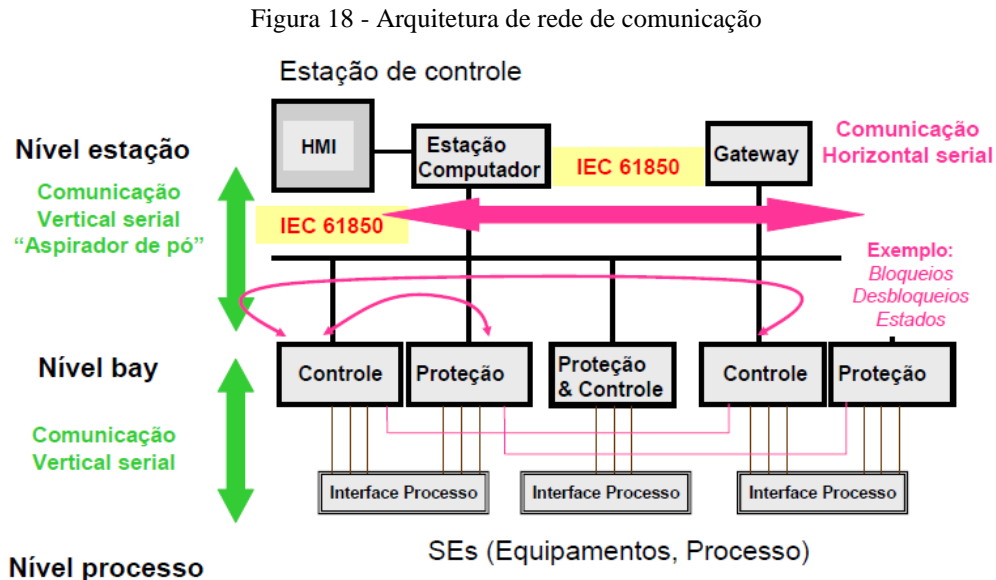
3.3 Mensagens GOOSE

Como parte integrante de um sistema de automação de subestações é prevista pela norma IEC 61850 a comunicação horizontal. Neste tipo de comunicação é possível que os IEDs troquem informações entre si, garantindo suas funcionalidades específicas, que podem depender de informações provenientes de outros IEDs. Assim, é possível realizar esquemas mais inteligentes para garantir a operacionalidade de determinadas lógicas de proteção e controle. Neste contexto, a comunicação horizontal prevista na norma IEC 61850 é realizada através das denominadas mensagens GOOSE (*generic object oriented substation event*) (SANTOS e PEREIRA, 2007). As mensagens GOOSE são baseadas no envio assíncrono de variáveis binárias, orientadas a eventos e direcionadas às aplicações de proteção em subestações. Para uma maior confiabilidade as mensagens são repetidas durante um período de tempo até atingirem um tempo limite (CRISPINO *et al*, [2004?]).

Para a comunicação dos equipamentos utilizando as mensagens GOOSE é necessário que estes estejam conectados em uma rede padrão *ethernet*, seja por cabo elétrico ou por fibra óptica. As mensagens GOOSE são enviadas através de tráfego de informações do tipo *multicast*, ou seja, neste tipo de mensagem as informações são lançadas na camada OSI mais inferior e atingem de maneira rápida todos os equipamentos conectados à rede. Apenas os dispositivos interessados na mensagem que trafega irão absorver a informação relevante que lhes é necessária. Dessa forma, as informações trafegam de maneira eficiente, garantindo intertravamento e lógicas especiais em intervalos curtos de tempo.

A Figura 18 apresenta uma representação simplificada de arquitetura de comunicação. Nesta representação podem ser identificados, principalmente, os IEDs de proteção e controle, a estação de controle incluindo a IHM e um gateway para acesso de outras redes. Na rede IEC 61850 podem então trafegar as mensagens GOOSE (comunicação horizontal) entre os diferentes IEDs, que podem ser de diferentes fabricantes. Nesta mesma rede, podem trafegar as mensagens verticais, ou seja, as mensagens que partem dos IEDs e seguem em direção à estação de controle. Neste caso, a principal finalidade é a supervisão e controle da subestação

através do IHM do sistema SCADA disponibilizado ao operador (SANTOS e PEREIRA, 2007).

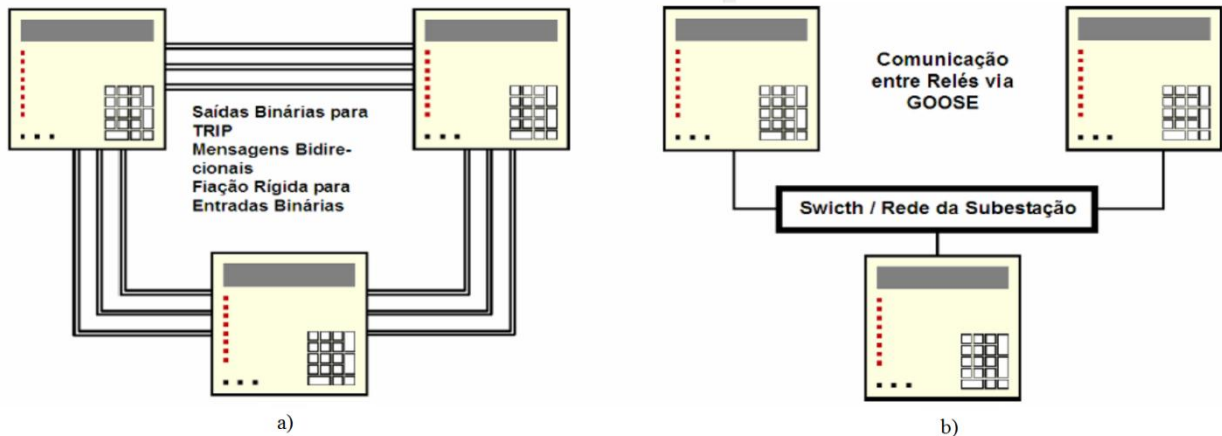


Fonte: SANTOS e PEREIRA, 2007

Essa forma de comunicação horizontal via rede, substitui toda a fiação auxiliar de lógica de contatos, sendo necessário apenas conectar a fiação de alimentação do IED, as conexões dos TCs e TPs e o cabeamento dos equipamentos do nível de processo, caso esses equipamentos já não tenham uma interface de rede comunicando-se através dos protocolos previstos pela IEC 61850, reduzindo custos. Por exemplo, para a instalação de um projeto de uma nova SE, tem-se considerável economia, haja vista que se substitui toda a necessidade de cabeamento rígido por cabo de rede *ethernet* ou fibras ópticas (PEREIRA JUNIOR *et al*, 2008). A Figura 19 ilustra um comparativo entre a utilização de cabeamento rígido (item a) e a utilização de comunicação via rede (item b) para a comunicação horizontal entre os IEDs. É possível notar a grande economia em cabeamento proporcionado pelo uso da comunicação horizontal via mensagens GOOSE.

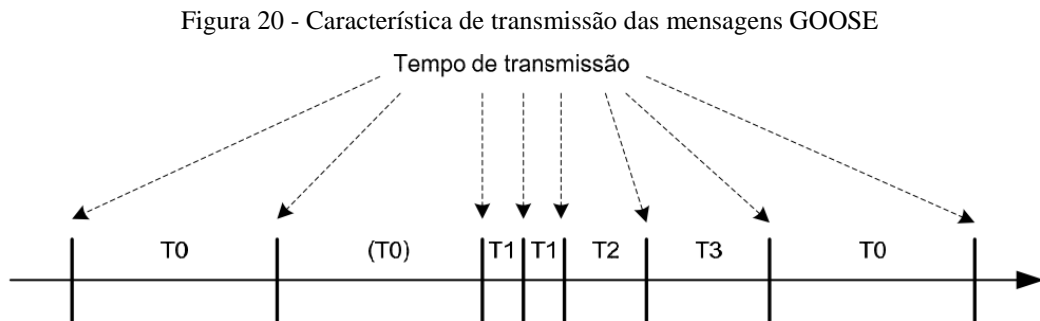
Uma das características das mensagens GOOSE são a sua altíssima velocidade de transmissão pela rede, mesmo em situações onde a largura de banda disponível estiver comprometida por outras comunicações. As informações típicas de serem transmitidas pelas mensagens GOOSE são estados de equipamentos, sinais de controle e medidas analógicas.

Figura 19 - Comunicação entre IEDs utilizando cabeamento rígido vs. mensagens GOOSE



Fonte: LACERDA e CARNEIRO, 2010

Como o GOOSE não opera na camada de transporte do modelo OSI, a confirmação do recebimento das mensagens não é realizada. Dessa forma, para aumentar a probabilidade de que os dispositivos recebam os dados, os IEDs retransmitem as mensagens em curtos intervalos de tempo logo que ela é gerada e vão aumentando o tempo até que as retransmissões cessem. A Figura 20 ilustra a forma como as mensagens GOOSE são transmitidas.



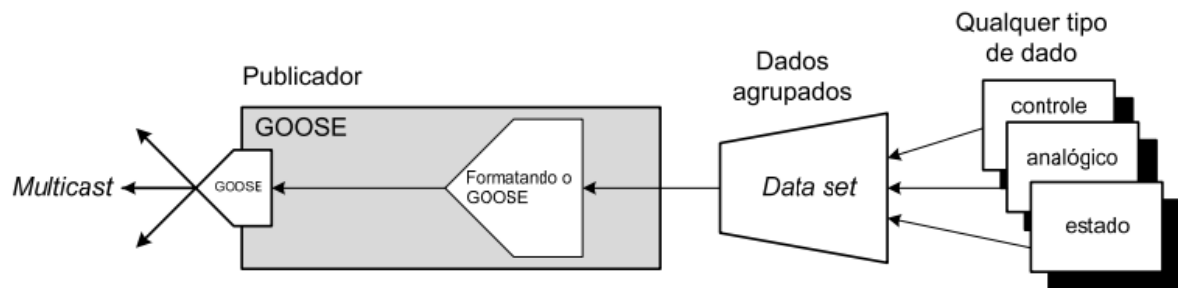
Fonte: VICENTE, 2011

Os tempos mostrados na Figura 20 são identificados a seguir:

- **T0**: retransmissão do GOOSE em condições estáveis;
- **(T0)**: retransmissão do GOOSE interrompida por um evento;
- **T1**: retransmissão do evento em períodos curtos;
- **T2 e T3**: retransmissão do evento em períodos curtos até atingir a estabilidade.

Os dados que compõem as mensagens GOOSE são transmitidos de forma agrupada em conjuntos de dados conhecidos por *data sets*, conforme é demonstrado na Figura 21. Dados analógicos, binários ou valores inteiros, e seus atributos de qualidade, podem ser utilizados para compor os *data sets* (VICENTE, 2011).

Figura 21 - Mensagem GOOSE publicada em *data sets*



Fonte: VICENTE, 2011

Cada mensagem GOOSE carrega consigo um parâmetro denominado TTL (*time allowed to live*), informando ao receptor o tempo máximo de espera para a próxima transmissão. Caso uma nova mensagem não seja recebida nesse intervalo de tempo, o receptor entenderá que a conexão foi encerrada, podendo disparar uma mensagem de erro de comunicação ao sistema supervisor ou, até mesmo, a outros IEDs (LACERDA e CARNEIRO, 2010). Além disso, as mensagens GOOSE também possuem parâmetros de comunicação como VLAN ID, prioridade definida pela norma IEEE 802.1Q, e um endereço MAC *multicast*. Este endereço hexadecimal de seis octetos denominado de *multicast* tem pela norma a seguinte recomendação (VICENTE, 2011):

- Os três primeiros octetos são definidos pela IEEE como 01-0C-CD.
- O quarto octeto deve ser 01 para GOOSE, 02 para GSSE (*Generic Substation Status Event*) e 04 para SV (*Sampled Values*).
- Os dois últimos octetos devem ser utilizados individualmente pelo intervalo definido na Tabela 1.

A diferença entre mensagens GOOSE e mensagens GSSE é que a primeira é configurável e utiliza um *data set*. Já as GSSE suportam apenas uma estrutura fixa de informações de estados, que é publicada e disponibilizada na rede.

Tabela 1 - Endereçamento *multicast* recomendado pela norma

Serviço	Início	Fim
GOOSE	01-0C-CD-01-00-00	01-0C-CD-01-01-FF
GSSE	01-0C-CD-02-00-00	01-0C-CD-02-01-FF
<i>Sampled Values</i>	01-0C-CD-04-00-00	01-0C-CD-04-01-FF

Fonte: VICENTE, 2011

Resultados práticos de testes de comparação de performance entre o tempo de resposta dos sistemas baseados em cabeamento rígidos e contatos comparados com sistemas baseados em comunicação via mensagens GOOSE demonstram que o tempo de resposta do GOOSE é de aproximadamente 4 ms menor do que o tempo de resposta através da utilização de contatos. Além de se obterem tempos menores com o GOOSE, também é possível trocar uma quantidade muito maior de dados entre os equipamentos do sistema, uma vez que não se torna necessária a utilização de entradas e saídas binárias dos IEDs, proporcionando uma melhor confiabilidade de todo o sistema de proteção e automação, já que, utilizando GOOSE, a comunicação é testada em tempo integral (LACERDA e CARNEIRO, 2010).

3.4 Mensagens MMS

Além do serviço de comunicação horizontal, cumprido pelas mensagens GOOSE, a norma IEC 61850 também prevê um serviço de comunicação vertical, do tipo cliente/servidor, denominado MMS, que provê serviços em tempo real de transferência de dados na camada de aplicação dentro da LAN da subestação. Os serviços e o protocolo MMS são especificados para operar sobre as camadas do modelo OSI e são compatíveis com os perfis de comunicação TCP/IP.

O MMS foi desenvolvido como um protocolo de troca de dados independente para redes industriais na década de 1980 e foi padronizado pela norma ISO 9506. Seguem as principais características do protocolo MMS (VICENTE, 2011):

- Comunicação do tipo cliente/servidor.
- Um específico *host* requer endereço MAC *unicast*.
- Utiliza IP, portanto, provê camada de transporte e camada de rede do modelo OSI.
- É um protocolo roteável para *hosts* da LAN ou da WAN.

A utilização do MMS permite o uso de arquiteturas centralizadas e distribuídas, e inclui a troca de dados seja de estado, operações de controle ou notificações em tempo real. A utilização das mensagens MMS em um SAS ocorre principalmente entre os IEDs e o sistema SCADA.

3.5 Linguagem de Configuração de Subestações

A norma IEC 61850 traz a definição da linguagem de configuração da subestação, estabelecendo para isso um arquivo padrão de configuração denominado arquivo SCL (*Substation Configuration Language*), que possibilita a configuração da subestação e a especificação da relação da comunicação entre as unidades que compõem o SAS. Este arquivo também descreve a relação entre os equipamentos e o diagrama unifilar, estabelecendo a alocação dos diferentes nós lógicos nos respectivos IEDs. Porém, sua finalidade maior consiste em uniformizar a nomenclatura utilizada através de um modelo único de dados, criando, assim, um vocabulário comum.

Agregando-se à SCL informações contendo as características e configuração da rede de comunicação, cria-se um arquivo que representa todo o sistema: o SSD (*System Specification Description*). Tal arquivo possui a descrição dos dados deste sistema e contém o diagrama unifilar com as funções alocadas. Adicionando-se ao arquivo SSD o arquivo ICD (*IED Capability Description*), que contém as possibilidades e funcionalidades disponíveis nos IEDs, obtém-se o arquivo SCD (*Substation Configuration Description*), que faz a descrição da configuração da subestação. Este arquivo corresponde aos diagramas esquemáticos e lógicos de uma subestação em formato digital. O arquivo ICD de um IED, após configurado para um fim específico, torna-se o CID (*Configured IED Description*), que descreve a configuração do IED (LACERDA e CARNEIRO, 2010).

As ferramentas de configuração passam então a representar papel significativo nos atuais desenvolvimentos de sistemas de automação de subestações, uma vez que devem tratar corretamente a formatação prevista pela linguagem de configuração da subestação através do arquivo SCL. A definição da linguagem SCL pode ser vista com uma das grandes vantagens da norma IEC 61850, pois permite a concepção de ferramentas de geração automática de bases de dados em todos os níveis de trabalho. A estruturação dos dados em nós lógicos, objetos de dados e atributos com semântica bem definida permite que a maioria das informações a serem configuradas nos IEDs possa ser importada diretamente, sem a

necessidade de tabelas de conversão e endereçamentos especiais. Necessidade essa, bastante comum em outros protocolos (SANTOS e PEREIRA, 2007).

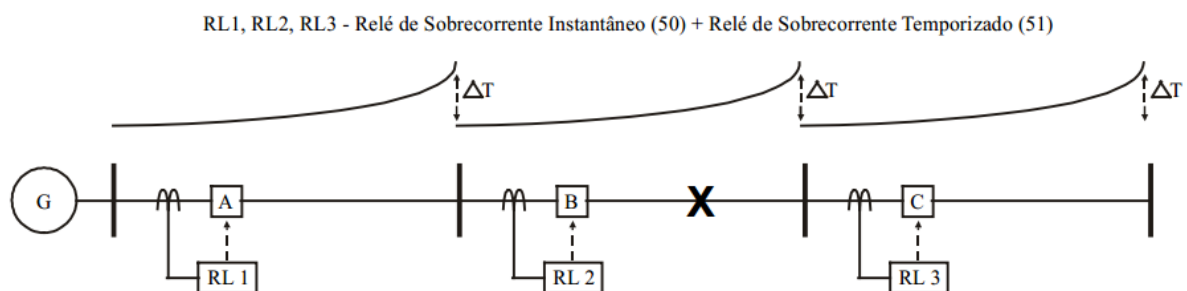
3.6 Implementação de Funções Lógicas Utilizando a IEC 61850

A implementação de funções lógicas coordenadas entre os IEDs utilizando a norma IEC 61850 é bastante interessante devido à facilidade na implementação e a redução de custos quando comparado com outros sistemas. Devido ao uso das mensagens GOOSE via rede, a necessidade de cabeamentos interligando os IEDs fica praticamente reduzida a zero. A seguir são apresentadas algumas implementações de lógicas de controle e seletividade comparando-se os benefícios da utilização da comunicação horizontal via GOOSE aos sistemas que fazem uso de cabeamento rígido para o envio dos sinais entre os IEDs.

3.6.1 Bloqueio Reverso

A seletividade é um dos principais objetivos da proteção, conforme já discutido na seção 2.7. Na ocorrência de uma falta no sistema, deve-se procurar isolá-la desligando o menor número possível de cargas. Uma das técnicas utilizadas para se conseguir a seletividade da proteção é a utilização de esquemas de curvas de tempo inverso, por exemplo, em uma linha radial, conforme ilustra a Figura 22.

Figura 22 - Exemplo de coordenação da proteção utilizando curvas de tempo inverso



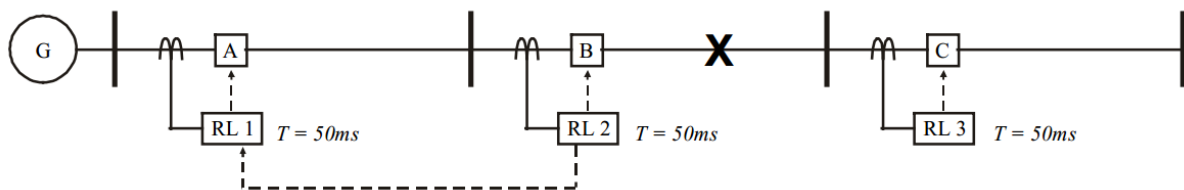
Fonte: IGARASHI, 2007

Neste esquema caso a falta ocorra no ponto indicado, as proteções à montante serão sensibilizadas (RL1 e RL2) e as proteções à jusante não serão sensibilizadas (RL3). Devido à coordenação entre as curvas de tempo inverso somente a proteção à montante mais próxima deverá atuar (RL2).

Outra técnica também utilizada, e mais eficaz, é o bloqueio reverso. Um exemplo de aplicação é fazer uma seletividade lógica das unidades de proteção em uma linha radial, visando uma redução nos tempos de atuação e melhor seletividade na isolamento do trecho com falha. A seletividade destas unidades, utilizando dispositivos convencionais, pode ser feita conforme a Figura 23.

Figura 23 - Exemplo da função de bloqueio reverso

RL1, RL2, RL3 - Relé de Sobrecorrente Instantâneo (50)



Fonte: IGARASHI, 2007

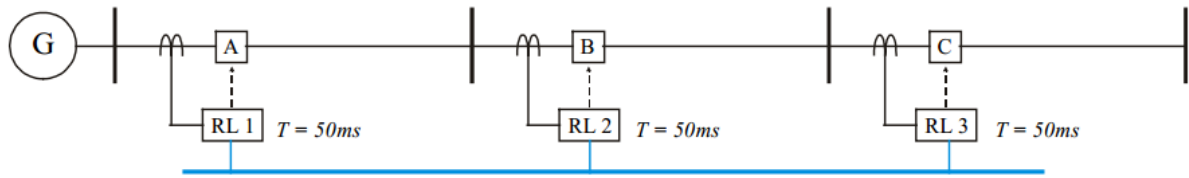
RL1, RL2 e RL3 são relés de sobrecorrente (função ANSI 50) programados com um *delay* de 50 ms. Quando uma falta ocorre numa linha radial, a corrente de falta fluirá entre a fonte e o ponto onde se localiza a falta. Caso ela ocorra no ponto indicado, RL1 e RL2 terão suas unidades de proteção 50 sensibilizadas. RL2 está programado para que, assim que sua unidade de proteção 50 for sensibilizada, feche um dos seus contatos de saída que envia, através de condutores elétricos, um sinal de bloqueio para a unidade 50 de RL1. Após o tempo programado de 50 ms somente RL2 irá atuar. Lógica semelhante também pode ser implementada em RL3 para bloquear as unidades 50 de RL1 e RL2 (IGARASHI, 2007).

A complexidade envolvida em se implementar este esquema de bloqueio de *trip* através de cabeamento rígido é grande, uma vez que para cada informação necessária de ser enviada de um IED para outro é necessário criar um “caminho” através de uma nova conexão entre os IEDs, ficando assim limitado pelo número de entradas e saídas por contato que os IEDs possuem.

Utilizando-se IEDs com a IEC 61850 pode-se implementar a função de bloqueio reverso como ilustrado na Figura 24 por meio das mensagens GOOSE enviadas via rede.

Figura 24 - Função de bloqueio reverso utilizando IEC 61850

RL1, RL2, RL3 - Relé de Sobrecorrente Instantâneo (50)



Fonte: IGARASHI, 2007

Outro fator importante quando se utiliza cabeamento rígido é que as informações só trafegam no caso de um evento, ou seja, até que aconteça um evento que gere uma lógica de bloqueio, um IED simplesmente desconhece a existência dos outros. No caso de uma falha dos cabos que fazem a interligação entre os IEDs, a lógica de bloqueio reverso entre os IEDs não funcionará, causando a abertura indevida de disjuntores. Essa possibilidade de falha diminui a garantia de seletividade do sistema abrindo margem para a utilização de novos métodos de bloqueio. Com a norma IEC 61850 há a possibilidade de sempre checar a conexão entre os dispositivos, trocando mensagens permanentemente para verificar se a conexão entre eles está funcionando (PEREIRA JUNIOR *et al*, 2008).

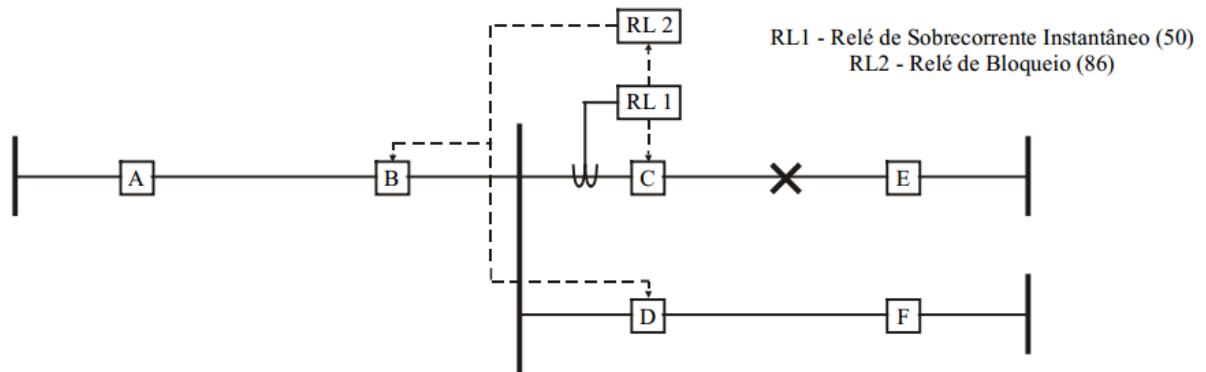
3.6.2 Falha de Disjuntor

Na função falha de disjuntor, se um disjuntor receber um sinal de *trip* de algum dispositivo de proteção e não realizar a abertura do circuito, por exemplo, em razão de um defeito interno, a falta que gerou o *trip* deve ser eliminada pelos disjuntores adjacentes após um tempo pré-definido. Para isso a proteção de falha de disjuntor é iniciada no momento do *trip* e supervisiona se a corrente de falta é eliminada. Se ela não for eliminada um sinal de *trip* é enviado a todos os disjuntores adjacentes.

A Figura 25 ilustra a função de falha de disjuntor em uma linha de transmissão. No caso de uma falta ocorrer entre os disjuntores C e E, ambos deverão abrir. Neste instante RL1, tendo sua unidade de sobrecorrente sensibilizada, enviará o comando de abertura para o disjuntor C. A função de falha de disjuntor configurada em RL1 também será sensibilizada e aguardará o tempo programado (tipicamente na ordem de 7 a 10 ciclos) monitorando se a corrente após este período será zero. No caso de o disjuntor C, por alguma razão, apresentar problema e não abrir, após o tempo programado a corrente de falta ainda estará presente,

fazendo com que RL1 envie um sinal de *trip* para o relé RL2 que desligará os disjuntores adjacentes a C, no caso, B e D.

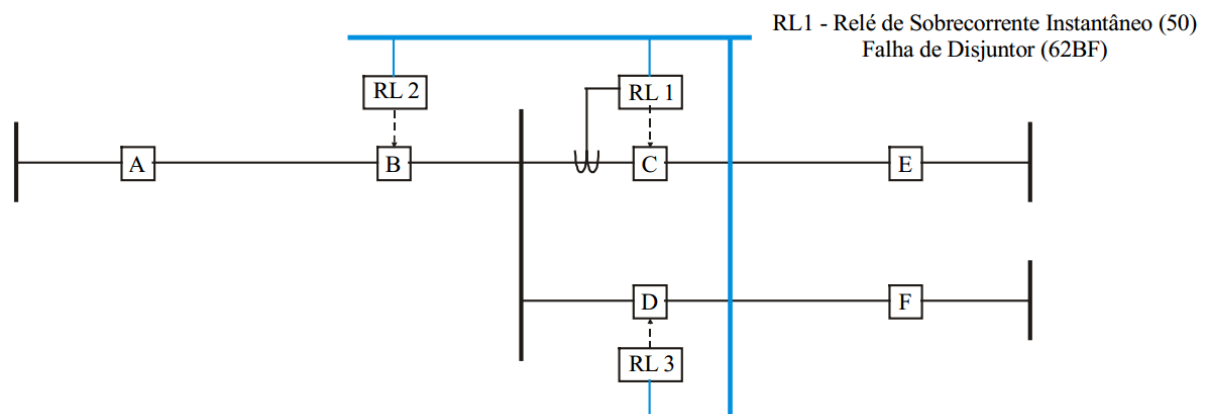
Figura 25 - Exemplo de proteção de falha de disjuntor



Fonte: IGARASHI, 2007

Percebe-se que, no caso de implementar a proteção de falha de disjuntor em todos os disjuntores, serão necessárias as respectivas ligações com os disjuntores adjacentes, implicando novamente em limitação do número de entradas e saídas por contato que os IEDs possuem. No caso de utilizar IEDs com a IEC 61850, os comandos de *trip* para desligar os disjuntores adjacentes são enviados via rede, sem necessitar da instalação de cabeamento rígido, através de mensagens GOOSE, conforme ilustra a Figura 26 (IGARASHI, 2007).

Figura 26 - Implementação de falha de disjuntor via rede através da IEC 61850

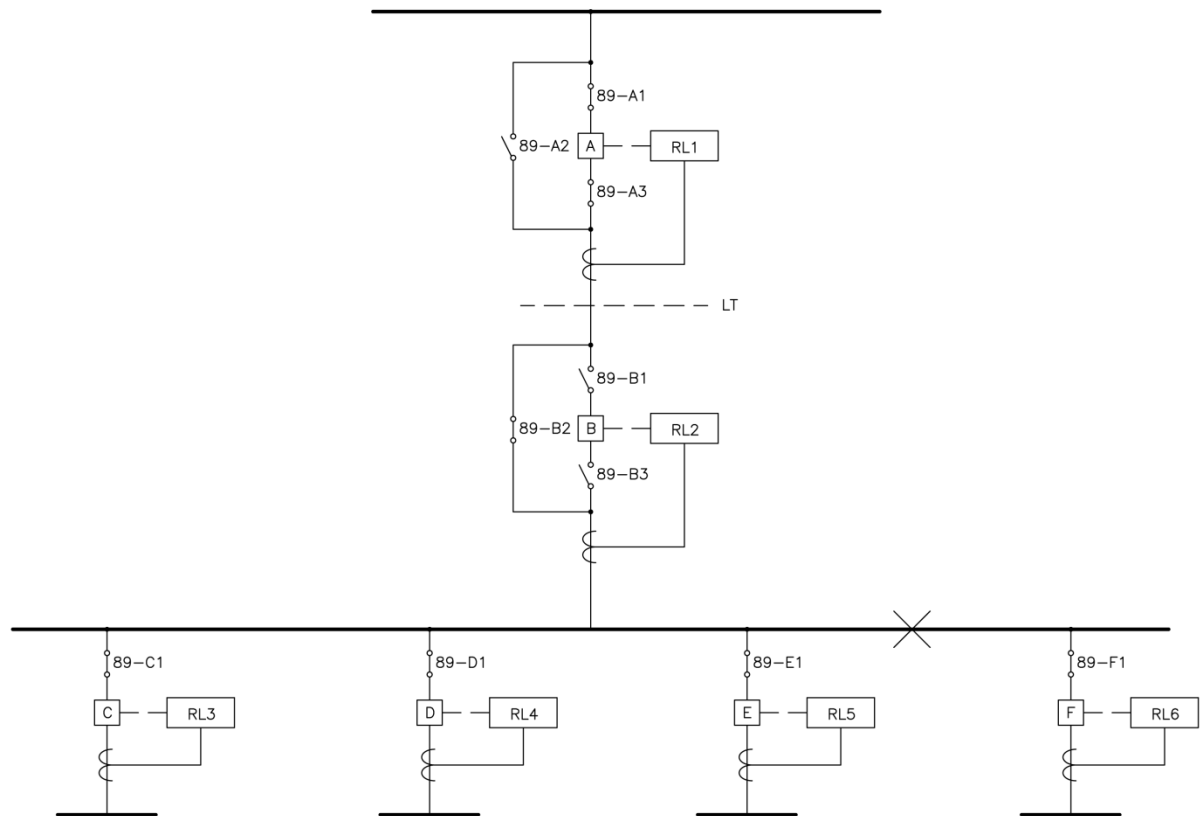


Fonte: IGARASHI, 2007

3.6.3 Transferência de disparo

A função de transferência de disparo faz com que quando ocorra um *trip* em um disjuntor, também seja enviado um sinal de *trip* aos respectivos disjuntores à montante e à jusante, conforme o caso. Essa função pode parecer contraditória às boas práticas de seletividade, porém tem uma aplicação importante quando um disjuntor é “bypassado” para manutenção, por exemplo. A Figura 27 mostra uma situação onde o disjuntor B está “bypassado” pela chave seccionadora 89-B2.

Figura 27 - Exemplo de proteção por transferência de disparo



Fonte: O Autor

Esse tipo de situação pode ocorrer, por exemplo, em um caso onde o disjuntor B tenha que ter sido retirado e enviado para manutenção. Como este disjuntor é integrante do sistema de proteção, justamente do módulo de entrada de linha, a falta do mesmo implicaria em um desligamento total da subestação, caso não fosse feito o *by-pass*. O problema disso é que, caso venha a ocorrer um falta na barra da subestação (ponto indicado na figura), deveria abrir o disjuntor B, mas, pelo fato do mesmo estar “bypassado” pela chave seccionadora 89-B2, não

haveria o isolamento da falta até que o relé RL1 comandasse a abertura do disjuntor A por proteção de sobrecorrente. Caso essa subestação fosse de uma planta de geração, no caso de uma falta no ponto indicado, além da abertura do disjuntor B, seriam necessárias as aberturas dos disjuntores C até F. Essa operação é conhecida, no jargão da área de sistemas elétricos, como “limpa barra”, por desconectar todos os módulos da barra da subestação.

Com a implementação da lógica de transferência de *trip*, ao ser sensibilizada a proteção de sobrecorrente do relé RL2, este pode enviar um sinal aos outros relés, RL1 e RL3 a RL6 para que estes abram os disjuntores A, C, D, E e F, eliminando a falta. Da mesma forma como já mencionado no caso da implementação das outras lógicas, a complexidade envolvida em se implementar este esquema de transferência de *trip* através de cabeamento rígido é grande, ou até mesmo impossível, quando se tem que alcançar IEDs que estão no outro extremo de uma linha de transmissão, como neste exemplo. A solução é, novamente, utilizar IEDs e a IEC 61850 para se realizar esta lógica através de mensagens GOOSE enviadas aos IEDs via rede.

4. ESTUDO DE CASO

Para se estudar, na prática, os conceitos na norma IEC 61850 é analisado o caso de uma subestação de um parque eólico. A empresa responsável pelo parque eólico, devido às suas políticas internas, não permite que sejam divulgados dados técnicos de suas instalações, dessa forma, os dados aqui mostrados, que são objeto do estudo, sofreram modificações, não correspondendo exatamente aos dados reais. Tais modificações, porém, não trazem nenhum prejuízo à análise efetuada. Pelos mesmos motivos explicados acima, optou-se também por não divulgar o nome da empresa e do respectivo parque eólico.

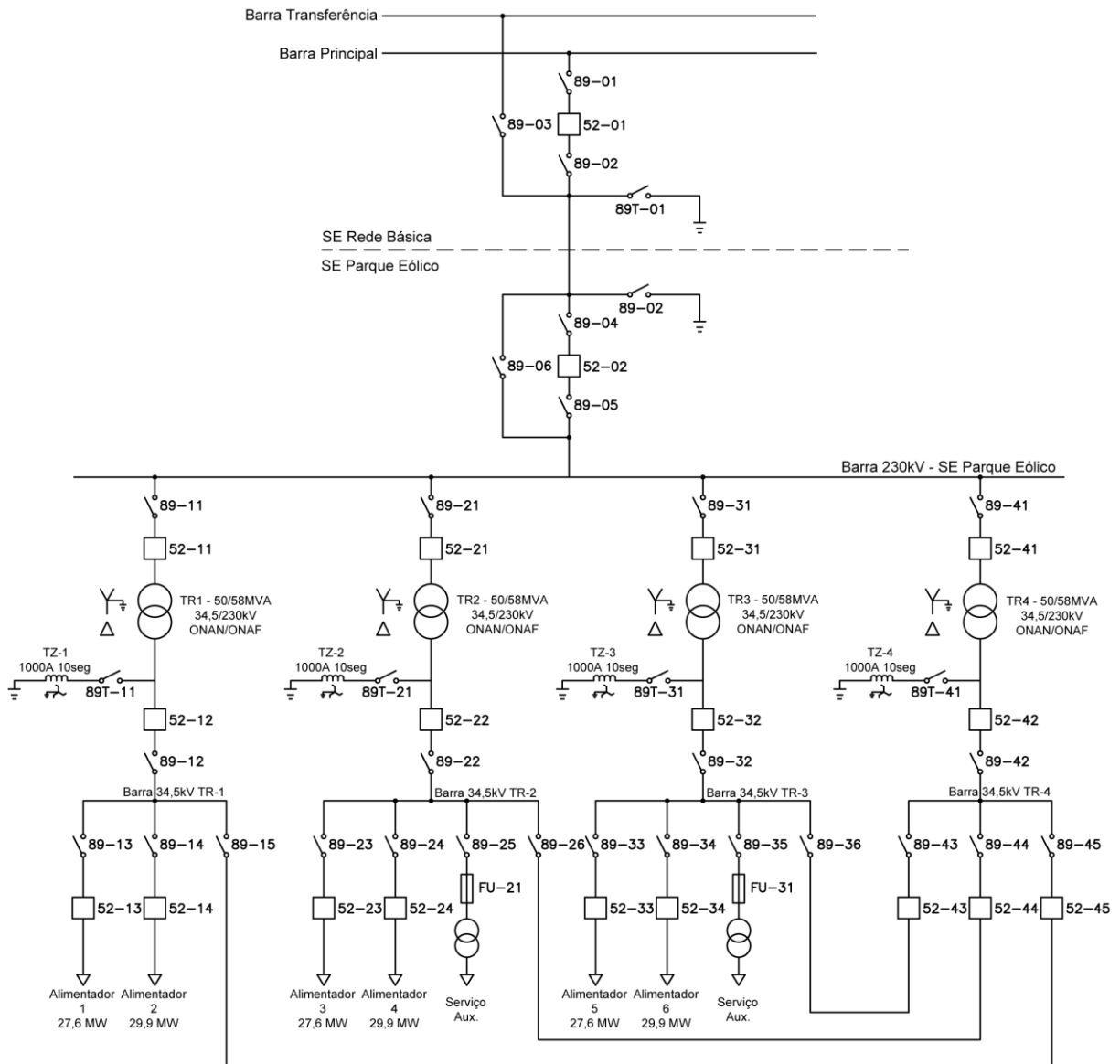
4.1 Dados da Instalação Considerada

O parque eólico estudado tem potência instalada de 172,5 MW e é composto por 75 aerogeradores com potência nominal de 2,3 MW cada. A subestação elevadora é composta por seis módulos de alimentadores 34,5 kV, quatro módulos de transformador 34,5/230 kV com 50/58 MW (ONAN/ONAF) de potência cada, e um módulo de LT 230 kV. Os seis alimentadores de 34,5 kV são provenientes dos circuitos dos aerogeradores e são interligados, dois a dois, a cada um dos transformadores. Um dos quatro transformadores pertence a um módulo de transferência de carga, ou seja, não trabalha sob carga em situações normais de operação, sendo apenas necessário em situações de contingência ou manutenção dos módulos dos outros transformadores. Por fim, o módulo de LT 230 kV é responsável por transmitir a energia total gerada pelo parque eólico até o ponto de conexão com o sistema interligado nacional (SIN) para que possa ser distribuída até os consumidores. Na Figura 28 é mostrado o diagrama unifilar da subestação e da linha de transmissão.

A carga de cada alimentador é dada de acordo com a quantidade de aerogeradores ligados em cada um deles, conforme lista abaixo:

- Alimentador 1: 12 aerogeradores = 27,6 MW.
- Alimentador 2: 13 aerogeradores = 29,9 MW.
- Alimentador 3: 12 aerogeradores = 27,6 MW.
- Alimentador 4: 13 aerogeradores = 29,9 MW.
- Alimentador 5: 12 aerogeradores = 27,6 MW.
- Alimentador 6: 13 aerogeradores = 29,9 MW.

Figura 28 - Diagrama unifilar - SE Parque Eólico



Fonte: O Autor

4.2 Sistema SCADA

O sistema SCADA utilizado é composto por dois *softwares*, onde um deles é responsável pelo controle da subestação e o outro pelo controle específico dos aerogeradores. No caso do *software* de controle da subestação, se utiliza o ActionView® produzido pela empresa nacional Spin Engenharia, já o *software* para controle dos aerogeradores, chamado Enercon Scada®, é produzido pelo próprio fabricante dos mesmos, a empresa alemã Enercon.

O sistema de comunicação entre os IEDs e o sistema SCADA ActionView® funciona através do protocolo DNP3.0. Porém, este não é o único protocolo utilizado na subestação.

Existem alguns IEDs que trocam informações via protocolo SEL, que é proprietário do fabricante dos IEDs, e também existem alguns IEDs que se comunicam via protocolo Modbus.

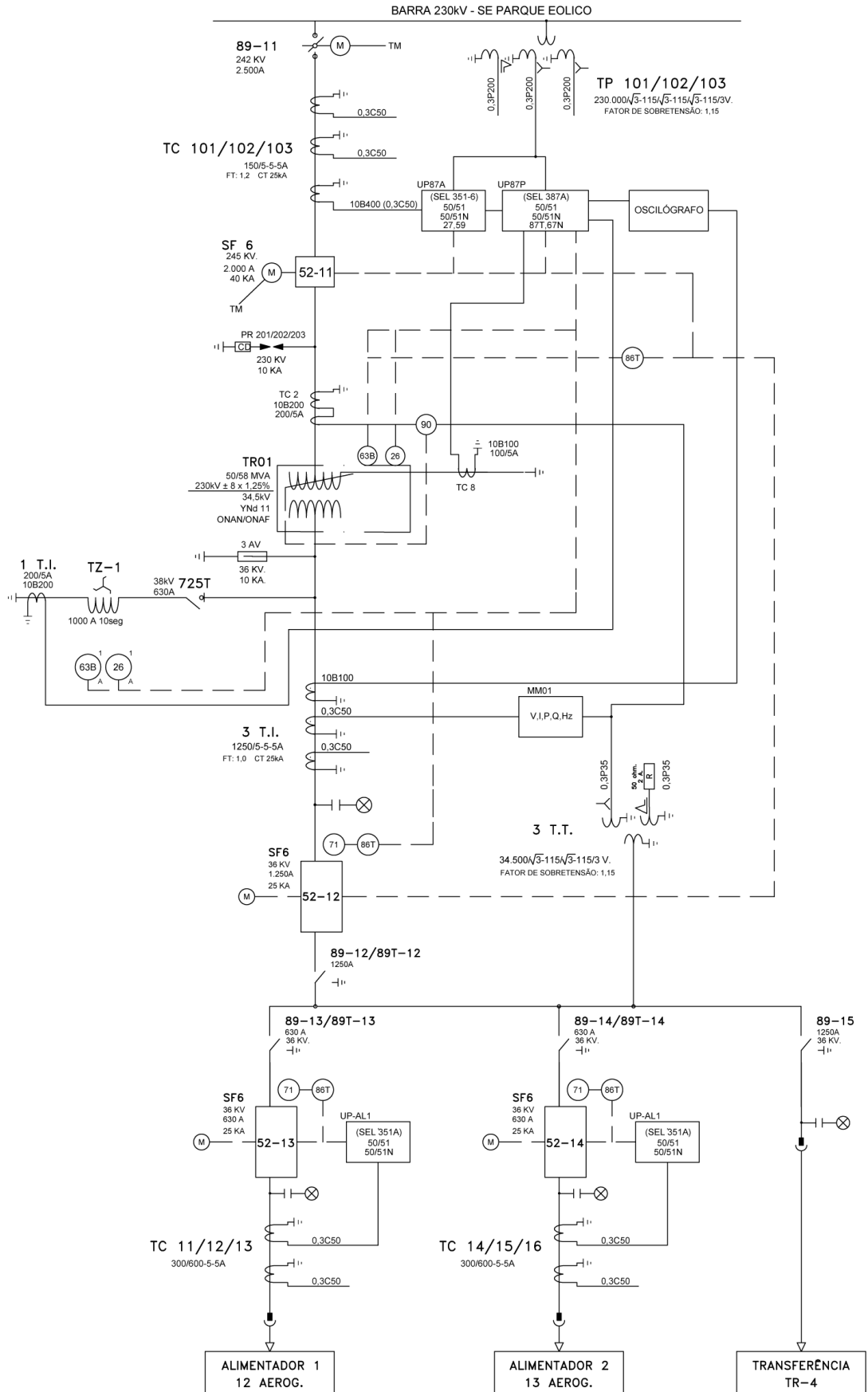
4.3 Sistema de Proteção

O sistema de proteção é formado por relés eletrônicos (IEDs) da marca *Schweitzer Engineering Laboratories – SEL*. A Figura 29 mostra o diagrama unifilar de proteção detalhado do módulo do TR-1, possibilitando um entendimento da filosofia de proteção utilizada. Os demais módulos de transformador com seus respectivos circuitos alimentadores utilizam a mesma filosofia. Observa-se que os módulos de transformador utilizam proteção na topologia primária e alternada, utilizando as funções ANSI: 87T (proteção diferencial de transformador), 67N (proteção direcional de sobrecorrente de neutro), 50/50N (proteção de sobrecorrente instantânea) e 51/51N (proteção de sobrecorrente temporizada). Os circuitos alimentadores utilizam somente as funções de proteção ANSI 50/50N e 51/51N.

Os IEDs SEL utilizados para o sistema de proteção têm diferentes características, de acordo a sua função. A seguir são listados os IEDs e suas funcionalidades.

- Relé SEL-387A. Utilizados para realizar a proteção primária dos transformadores de potência da subestação. Implementam proteção diferencial e proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase, neutro e pela terra. Estes modelos não possuem porta *ethernet*, se comunicando através de protocolo SEL sobre interface serial RS-232. Estes IEDs também suportam outros protocolos como o DNP3.0 serial.
- Relé SEL-351-6. Utilizados para realizar a proteção alternada dos transformadores de potência da subestação. Implementam proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase, neutro e pela terra. Estes modelos não possuem porta *ethernet*, se comunicando através de protocolo SEL sobre interface serial RS-232. Estes IEDs também suportam outros protocolos como o DNP3.0 serial.
- Relé SEL-351A. Utilizados para realizar a proteção dos circuitos alimentadores. Implementam proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase e neutro. Estes modelos possuem portas seriais e duas portas ópticas *ethernet*, sendo compatíveis com os protocolos SEL, DNP3.0, Modbus e IEC 61850.

Figura 29 - Diagrama Unifilar de Proteção (TR-1)



Fonte: O Autor

4.4 Automação e Controle da Subestação

É utilizada uma unidade terminal remota (UTR) do tipo RTAC (*real-time automation controller*) SEL-3530. Essa UTR tem como função, concentrar a leitura de pontos de supervisão de diversos IEDs e também executar lógicas de intertravamentos e automação da subestação. Para a leitura de IEDs são utilizados diversos protocolos de comunicação, como relacionado abaixo:

- **Protocolo SEL.** Utilizado para ler os relés de proteção dos módulos de transformador e do módulo LT 230kV.
- **Protocolo DNP3.0.** Utilizado para ler os relés de proteção dos circuitos alimentadores.
- **Protocolo Modbus.** Utilizado para ler os multimedidores de grandezas elétricas de todos os módulos, *data loggers* das torres anemométricas de monitoramento atmosférico e equipamentos de supervisão dos transformadores como supervisão de paralelismo, reguladores automáticos de tensão (AVR) e monitores de temperatura do óleo e dos enrolamentos.

Dessa forma, todos os dados relevantes, como estados de equipamentos e pontos analógicos de medição, estão disponíveis na UTR. Por isso, o sistema SCADA ActionView® lê as informações da subestação diretamente da UTR, via protocolo DNP3.0. Além do sistema SCADA, também o operador nacional do sistema – ONS – lê os pontos de supervisão do agente através da UTR, utilizando protocolo DNP3.0.

Como já mencionado, a UTR também executa funções de intertravamento e automatismo. As lógicas de intertravamento servem basicamente para evitar a abertura de chaves seccionadoras sob carga e evitar alguma sequência de manobras incorretas que poderiam causar curto-circuitos. Por fim, as lógicas de automatismo são relacionadas com o serviço auxiliar da subestação, chaveando automaticamente as fontes de alimentação da subestação caso haja o desligamento de alguma delas. Como pode-se observar, na Figura 28, existem dois transformadores auxiliares, ligados aos barramentos dos transformadores TR-2 e TR-3, capazes de suprir a demanda do prédio da subestação. Além desses transformadores auxiliares, também há um grupo motor-gerador a diesel. Essas fontes são comutadas automaticamente pelo sistema de automatismo quando há necessidade.

4.5 Análise da Eficiência do Sistema de Proteção e Controle

Analisando-se a filosofia de proteção adotada, observa-se que não existem mecanismos que auxiliem na seletividade do sistema baseados em eventos de falha que possam ocorrer com algum equipamento. Por exemplo, pode-se citar o caso de uma falha de disjuntor: Tomando-se como exemplo a ocorrência de uma falta no alimentador 1, demonstrado na Figura 28, deve haver o disparo da proteção de sobrecorrente atuando sobre o disjuntor 52-13 causando a abertura do mesmo. Porém, caso a abertura do disjuntor falhe por algum motivo, por seletividade devem abrir os disjuntores 52-12 e 52-14 (assumindo que a carga não está transferida para o TR-4). Como não existe lógica implementada de falha de disjuntor, os disjuntores 52-12 e 52-14 só irão abrir após as suas proteções serem sensibilizadas pela falta causada no alimentador 1. O problema disso é que a falta irá se manter ativa no sistema por um período de tempo maior do que se existisse implementada uma lógica auxiliar de falha de disjuntor, estressando e diminuindo a vida útil dos componentes do sistema. No sistema de proteção mostrado não é possível implementar tal lógica de disparo por falha de disjuntor uma vez que os IEDs SEL-351A não possuem entradas disponíveis para receber a informação de que algum disjuntor próximo falhou. Esse é um caso típico de sistema baseado em cabeamento rígido para a comunicação entre IEDs. O número de entradas é limitado impossibilitando a criação de lógicas de controle que poderia auxiliar na operação eficiente do sistema de proteção.

Outro ponto crítico do sistema que merece atenção no caso de falhas é a UTR. Conforme já exposto, este equipamento faz a comunicação com todos os equipamentos da subestação e envia os dados para o sistema SCADA, além de desempenhar papel importante implementando lógicas de intertravamento. Caso esse equipamento falhe, de imediato se ficará sem nenhum ponto de supervisão do sistema. O sistema SCADA até poderia ser configurado para ler diretamente alguns IEDs, mas não a totalidade, devido a problemas de protocolos envolvidos e das próprias interfaces utilizadas para a comunicação. Os IEDs que se comunicam via rede através de protocolo DNP3.0 ou Modbus poderiam ser acessados diretamente, mas no caso dos relés dos transformadores, que se comunicam via RS-232 utilizando protocolo SEL teriam grandes dificuldades.

Os dois exemplos citados, dentre outros possíveis, exemplificam situações cotidianas vividas em ambientes onde não existe um único padrão, impondo várias dificuldades na integração eficiente dos dispositivos do sistema. No exemplo citado, o fato dos relés dos transformadores não possuírem interface de comunicação via rede torna o problema de

comunicação mais difícil de ser contornado caso se resolva não utilizar uma UTR. Quando esses IEDs foram adquiridos era muito comum se utilizar UTRs para concentrar os dados da subestação, não sendo praxe utilizar IEDs ligados em rede se comunicando de forma direta. O fato desses IEDs não suportarem comunicação via rede, praticamente, descarta a possibilidade de integração dos mesmos com novos dispositivos que venham a ser instalados em uma futura ampliação da subestação, impossibilitando também a configuração de rotinas de controle e seletividade lógica com equipamentos mais novos.

4.6 Solução das Deficiências do Sistema utilizando a IEC 61850

Após a análise de um sistema de proteção e controle onde não existe um padrão único logo se identificam vários pontos onde existem carências, sejam de confiabilidade, de eficiência na operação ou mesmo tecnológicas devido a limitações de equipamentos. Muitos dos problemas mencionados na sessão 4.5 podem ser facilmente solucionados utilizando-se os conceitos da norma IEC 61850. Quando o sistema é planejado desde o início para utilizar a norma, praticamente todas as implementações de funções e lógicas de controle se limitam a configurações nos IEDs, facilitando futuras expansões do sistema ou simplesmente a criação de novas funcionalidades.

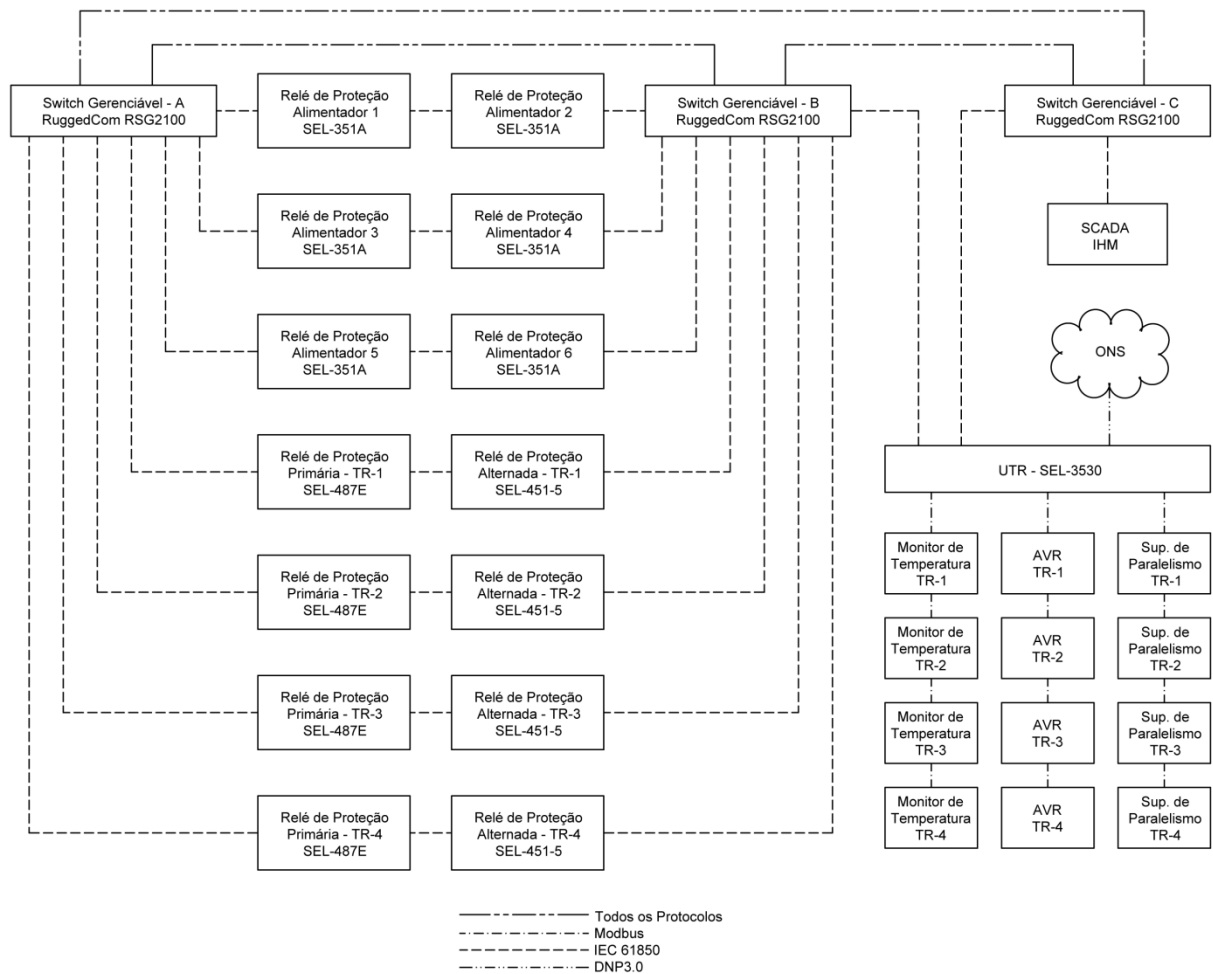
Através das mensagens GOOSE torna-se simples implementar as lógicas de seletividade no caso de falha em disjuntores, uma vez que, como as mensagens se espalham pela rede, essas atingem facilmente, e de forma rápida, todos os IEDs que estão interligados. Nesse caso, porém, precisariam ser substituídos os IEDs que fazem a proteção dos módulos de transformador por IEDs que possuam interface de rede e sejam compatíveis com a norma IEC 61850. Isso traria um custo relevante na implantação, mas que se refletiria em menores custos de manutenção no futuro. Essa afirmação pode ser fundamentada, por exemplo, considerando-se que com estes IEDs se comunicando via rede, os tempos de eliminação de faltas se tornam menores, causando desgastes menores aos componentes que são submetidos a estresses devido à faltas, como disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores.

A comunicação entre os IEDs e o sistema SCADA também ocorreria de forma mais simples com a IEC 61850, utilizando-se as mensagens MMS, eliminando-se a necessidade do uso de UTR. Nesse caso, as funções de automatismo e intertravamento poderiam ser realizadas por algum IED específico, ou mesmo, poderia ser mantida a UTR para realizar essas funções bem como servir de gateway para a comunicação com o ONS.

A distribuição das funções de proteção conforme apresentado no diagrama unifilar da Figura 29 está adequada aos conceitos da norma IEC 61850, não sendo necessárias modificações nesse aspecto. Como a instalação já utiliza IEDs, isso facilita a adequação à norma.

A topologia de comunicação dos IEDs de proteção dos circuitos alimentadores também já está adequada, restando apenas a conexão via rede dos IEDs de proteção dos transformadores, que devem ser substituídos por IEDs com interface de rede. Nesse caso é proposta a substituição dos IEDs SEL-387A e SEL-351-6 por IEDs SEL-487E e SEL-451-5, respectivamente, pois estes tem opção de interface de rede e compatibilidade com a IEC 61850, além de fazer parte de uma família mais moderna de IEDs, garantindo futuras ampliações do sistema. A topologia de comunicação entre os equipamentos sugerida é mostrada na Figura 30.

Figura 30 - Topologia de Comunicação Proposta



Fonte: O Autor

A forma de interligação dos IEDs aos *switches* e entre os *switches* provê redundância a falhas em qualquer ponto do sistema. A interligação entre os *switches* forma um anel, por onde os dados trafegam. Caso alguma das interligações entre os *switches* falhe, as informações irão trafegar pelo outro sentido, chegando ao destino de qualquer forma. A ligação dos IEDs aos *switches* formam um estrela dupla, de forma que caso um dos *switches* falhe as informações poderão circular pelo outro *switch*. Todos os IEDs utilizados têm duas portas de comunicação, o que permite a ligação em série dos IEDs como foi proposto. Esse tipo de ligação não é o mais habitual, mas com isso utiliza-se aproximadamente a metade das portas que seriam necessárias nos *switches* sem causar significativa perda de confiabilidade.

Um ponto importante a considerar é que a subestação em questão está em operação, ou seja, uma parada longa para implementar a IEC 61850 não seria interessante. Porém, a grande maioria dos IEDs utilizados são multiprotocolos, assim como o sistema SCADA ActionView®. Dessa forma, a implementação da norma IEC 61850 poderia ser feita de forma gradual, sem causar grandes impactos na operação do sistema. O impacto maior seria na adequação dos IEDs dos módulos de transformador, que precisariam ser substituídos. A cada IED adequado à norma, deve ser feita sua integração com o sistema SCADA que então deixa de ler as informação via DNP3.0 da UTR e passa a ler via MMS diretamente do IED. Assim sucessivamente até que todos os IEDs estejam adequados e integrados ao sistema SCADA. Durante a implantação, porém, serão necessários desligamentos pontuais para comissionar os módulos em adequação.

O maior benefício da adoção da norma IEC 61850 na subestação objeto do estudo seria o ganho de confiabilidade do sistema e o menor desgaste dos componentes, principalmente transformadores e disjuntores. Os disjuntores dos circuitos alimentadores são instalados em cubículos isolados por gás SF-6, por isso, são equipamentos bastante onerosos e com alto custo de manutenção e logística. Sabe-se que a vida útil de um disjuntor é inversamente proporcional ao número de desligamentos sob carga, e que, quanto maior for a corrente de interrupção, maior será o desgaste do mesmo. Como a IEC 61850 permite o uso de lógicas de seletividade mais eficientes, permitindo atuações da proteção em tempos menores, devido ao menor desgaste causado aos equipamentos do sistema os custos envolvidos na adoção da norma já estariam justificados. Além disso, a adoção da norma garante a não obsolescência da instalação, possibilitando expansões futuras de forma mais rápida e com menores custos.

5. CONCLUSÕES

A introdução da norma IEC 61850 possibilitou o desenvolvimento de novas soluções em automação de subestações, trazendo vantagens como a interoperabilidade entre dispositivos e a simplificação dos projetos baseados em comunicação via redes *ethernet*. Também os princípios de estabilidade de longo prazo e livre alocação de funções trouxeram novas perspectivas e paradigmas no que se refere à concepção de sistemas de automação que utilizem os recursos mais modernos disponíveis.

A utilização das funcionalidades oferecidas pela norma IEC 61850 simplifica bastante a estrutura de intertravamentos, falha de disjuntor, transferência da proteção e bloqueio reverso entre os IEDs de uma subestação. A utilização das mensagens GOOSE, em relação ao método tradicional por contatos, são mais rápidas nas condições de *trip* e favorecem bastante a utilização de lógicas entre dispositivos além de oferecerem segurança uma vez que a comunicação está sendo monitorada em tempo integral.

Apesar dos benefícios, a norma IEC 61850 ainda não tem uma aceitação plena do mercado devido a muitos profissionais atuantes no setor de energia elétrica ainda não terem os conhecimentos nem treinamentos suficientes para a operação e supervisão das novas tecnologias previstas pela norma com segurança.

Os impactos causados pela implantação da norma IEC 61850 em uma instalação que esteja em operação variam em cada caso. No caso do parque eólico considerado no estudo de caso, como o sistema SCADA e boa parte dos IEDs são compatíveis com a norma, e também já é utilizada uma rede de comunicação entre o SCADA e os IEDs, a migração ocorre de forma menos impactante na operação do sistema. Porém, quando for analisado um sistema mais antigo, contendo relés eletromecânicos ou mesmo IEDs que não possuem porta de comunicação via rede, provavelmente a migração à IEC 61850 se tornará mais complicada, envolvendo tempos de parada maiores.

Por fim, conclui-se que a migração para a norma IEC 61850 é possível e viável em subestações que estejam em operação. Essa decisão gera custos de instalação e adequação à norma, porém, estes se justificam pelo ganho de confiabilidade global do sistema, reduzindo os custos de manutenção.

REFERÊNCIAS

COVRE, Helber P. **Integração de Dados dos Sistemas de Proteção de Subestações Distribuidoras**. 111 f. (Dissertação de mestrado) – Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

CRISPINO, F. *et al.* **Uma Experiência Aplicando um Padrão Orientado a Objetos: IEC 61850 na integração de IEDs na Automação de Subestações**. 6 f. Artigo - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, [2004?].

IGARASHI, Gilberto. **Estudo da IEC 61850 e o seu Impacto no Sistema de Automação de Subestações**. 67 f. (Dissertação de mestrado) – Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

LACERDA, Sérgio L. M.; CARNEIRO, Greyce H. R. **Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's) e a Norma IEC 61850: União Que Está Dando Certo**. João Pessoa-PB: Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia da Paraíba, 2010.

MACKIEWICZ, Ralph E. **Overview of IEC 61850 and Benefits**. In: Power Systems Conference and Exposition, 2006, Atlanta (USA), Proceedings... Washington, IEEE, 2006, p. 623-630. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4075831>. Acesso em 03/04/2014.

MATTOS, Felipe Molinari de. **Estudo de Caso de Coordenação e Seletividade da Proteção Contra Sobrecorrente em um Sistema Elétrico Industrial**. 77 f. (Trabalho de Conclusão de Curso) – Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

MIRANDA, Juliano Coêlho. **IEC-61850: Interoperabilidade e Intercambialidade entre Equipamentos de Supervisão, Controle e Proteção Através das Redes de Comunicação de Dados**. 314 f. (Dissertação de mestrado) – Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

OMORI, Julio Shigeaki *et al.* Automação de Subestações de 34/13 kV e a Integração com a Rede de Distribuição, **Anais do IX SIMPASE – IX Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos** – Curitiba-PR, Agosto 2011.

PAULINO, Marcelo E. C. Aspectos da Implementação e Validação de Sistemas Baseados na IEC 61850, **Anais do SBSE 2008 – Simpósio Brasileiro de sistemas Elétricos 2008** – Belo Horizonte-MG, Abril 2008.

PEREIRA JUNIOR, Paulo Sérgio *et al.* Testes de Performance em IED's através de ensaios utilizando mensagens GOOSE (IEC 61850), **Anais do IX STPC – IX Seminário Técnico de Proteção e Controle** – Belo Horizonte-MG, Junho 2008.

PEREIRA JUNIOR, Paulo Sérgio *et al.* Ensaio Envolvendo a Implementação Integral da Norma IEC 61850, **Anais do XV ERIAC – XV Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ** – Foz do Iguaçu-PR, Maio 2013.

SANTOS, Luis Fabiano dos; PEREIRA, Maurício. Uma Abordagem Prática do IEC 61850 para Automação, Proteção e Controle de Subestações, **Anais do VII SIMPASE – Sétimo Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos** – Salvador-BA, Agosto 2007.

SANTOS, Luis Fabiano dos; PEREIRA, Maurício. Integração de Funções de Proteção e Controle Utilizando Recursos da Norma IEC61850 – Possibilidades e Desafios, **Anais do IX STPC – IX Seminário Técnico de Proteção e Controle** – Belo Horizonte-MG, Junho 2008.

VICENTE, Décio Tomasulo de. **Aplicação dos padrões da norma IEC 61850 a subestações compartilhadas de transmissão/distribuição de energia elétrica**. 117 f. (Dissertação de mestrado) – Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.