

Universidade Federal de Minas Gerais
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Curso de Especialização em Automação Industrial

Renato da Silva Dutra

**IEC 61850 – COMUNICAÇÃO E AUTOMAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Belo Horizonte
Março de 2012

Universidade Federal de Minas Gerais
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Curso de Especialização em Automação Industrial

Renato da Silva Dutra

IEC 61850 – COMUNICAÇÃO E AUTOMAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA.

Monografia apresentada ao curso de Especialização em Automação Industrial da Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Automação Industrial.

Orientador: Professor Luciano de Errico

Belo Horizonte
Março de 2012

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha querida e amada esposa, Juliana, à minha tão esperada filha, Rebekah, que a cada dia são fonte maior de motivação.

Dedico aos meus pais, pois com seus exemplos pude escolher o caminho a seguir.

Dedico à Conceição e Domingos, que me adotaram como filho e com muito amor me aceitaram em sua família.

E dedico este trabalho a todos os amigos de Gerdau Açominas, que sempre confiaram no meu potencial e trabalho.

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar a Deus, pois mais que ter proporcionado esta oportunidade me deu o dom maior da vida.

Agradeço ao Dr. Manoel Eustáquio dos Santos, que me apresentou a IEC 61850.

Agradeço ao Sr. Paulo Rogério Nazareth, que ofereceu com grande alegria seus conhecimentos em subestações de energia elétrica.

Agradeço ao Alexandre Polezzi, que como gestor me incentivou a realizar este curso.

Agradeço ao corpo docente do CEAI, em especial meu ao professor Luciano de Errico, que com grande competência ofereceu a base para desenvolver este trabalho.

Resumo

Neste trabalho é desenvolvido um estudo a respeito da norma IEC 61850 para automação de subestações de energia elétrica, onde serão mostradas as características do protocolo de comunicação, funcionalidades propostas, modelo de dados, aplicações, ferramentas, soluções, vantagens sobre protocolos convencionais e possíveis desvantagens. Serão descritas algumas das variáveis, tecnologias, procedimentos inerentes ao processo de automação de subestações e apresentado o Dispositivo Eletrônico Inteligente (IED - Intelligent Electronic Device).

Palavras chave: IED, automação, proteção, controle, subestação, protocolo de comunicação, IEC 61850.

Abstract

In this work we developed a study on the IEC 61850 standard for substation automation of electric power system, where it will be shown the characteristics of the communication protocol, proposed features, data model, applications, tools, solutions, advantages over conventional protocols and possible disadvantage. It will be described some of the variables, technologies, procedures inherent in the process of substation automation and presented the Intelligent Electronic Device - IED.

Keywords: IED, automation, protection, control, substation, communication protocol, IEC 61850.

Lista de figuras

Figura 1 – Componentes da automação uma subestação de energia elétrica	14
Figura 2 – Integração dos dados nas subestações.....	14
Figura 3 - Automação de um sistema elétrico implementando a IEC 61850	19
Figura 4 – Estrutura do SAS e seu ambiente	28
Figura 5 – Processo de parametrização	30
Figura 6 – Níveis e interfaces lógicas na SAS	32
Figura 7 – LNs e conceito de conexões	33
Figura 8 – Modelo de Objeto SCL	38
Figura 9 – Diagrama UML, vista geral SCL	39
Figura 10 – Amostra de topologia para automação de subestação.....	40
Figura 11 – Abordagem conceitual para modelagem.....	41
Figura 12 – Comunicação ACSI.....	42
Figura 13 – Funcionalidades e protocolos	45
Figura 14 – Modelo de referência OSI e Perfis	46
Figura 15 – Tempo de transmissão para eventos.....	52
Figura 16 – Frame mensagem GOOSE	53
Figura 17 – Aplicação de conexão serial unidirecional ponto a ponto.....	54
Figura 18 – Pilha de comunicação.....	55
Figura 19 – Processo conceitual de avaliação de conformidade	57

Lista de tabelas

Tabela 1 – Dados brutos e classes de performance	35
Tabela 2 – Classes ACSI	43
Tabela 3 – Protocolos para perfil de aplicação Cliente/Servidor	47
Tabela 4 – Protocolos para perfil de transporte Cliente/Servidor – TCP/IP	47
Tabela 5 – Protocolos para perfil de transporte Cliente/Servidor – OSI.....	48
Tabela 6 – Protocolos para perfil de aplicação GSE e GOOSE	48
Tabela 7 – Protocolos para perfil de transporte GSE e GOOSE	49
Tabela 8 – Protocolos para perfil de aplicação GSSE.....	49
Tabela 9 – Protocolos para perfil de transporte GSSE	50
Tabela 10 – Protocolos para perfil de aplicação para sincronização.....	51
Tabela 11 – Protocolos para perfil de transporte para sincronização	51

Sumário

1- Introdução	11
2- Automação, Supervisão e Controle em Subestações	13
2.1 Automação de subestações	13
2.2 Supervisão e controle nas subestações	16
3- IEC 61850 Rede de Comunicação e sistemas em subestações	19
3.1 61850-1 Introdução e Visão Geral.....	19
3.1.1 Documentos de referência.....	20
3.1.2 Termos e definições	20
3.1.3 Objetivos.....	21
3.1.4 Aspectos Gerais	22
3.1.4.1 Parâmetros	22
3.1.4.2 Ferramentas de engenharia	22
3.1.4.3 Linguagem para configuração do SAS.....	23
3.2 61850-2 Glossário	24
3.3 61850-3 Requisitos Gerais	26
3.3.1 Requisitos de qualidade	26
3.3.2 Requisitos de rede	27
3.3.3 Condições ambientais	27
3.3.4 Serviços auxiliares	27
3.4 61850-4 Gestão do sistema e de projeto.....	28
3.4.1 Requisitos de engenharia	28
3.4.2 Parâmetros em um sistema automatizado de uma subestação (SAS).....	29
3.4.3 Ferramentas de engenharia	30
3.4.4 Ciclos de vida.....	30

3.4.5	Garantia de qualidade	31
3.5	61850-5 Requisitos de Comunicação	32
3.5.1	Funções em um SAS.....	32
3.5.2	Regras para definição de funções	33
3.5.3	O conceito de Nós Lógicos (LN).....	33
3.5.4	Requisitos de tempo para mensagens	34
3.6	61850-6 Linguagem para Descrição e Comunicação	37
3.6.1	Modelo de Objeto de Dados da SCL	37
3.6.2	Modelo de redundância.....	38
3.6.3	A linguagem SCL	38
3.7	61850-7-1 Estrutura Básica de Comunicação – Princípios e Modelos	40
3.7.1	Topologia e funções de comunicação do SAS.....	40
3.7.2	Modelo de Informação.....	41
3.7.3	Modelo de comunicação	41
3.8	61850-7-2 Estrutura Básica de Comunicação – Interface Abstrata para Serviço de Comunicação (ACSI)	43
3.9	61850-8 Mapeamento Específico para o Serviço de Comunicação	45
3.9.1	Serviços de comunicação.....	46
3.9.2	Serviço GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event).....	52
3.10	61850-9-1 Mapeamento de serviço específico de comunicação (SCMS) – Valores amostrados sobre conexão serial unidirecional ponto a ponto.....	54
3.11	61850-10 – Testes de conformidade.....	56
4-	Conclusões.....	58
	Referências Bibliográficas.....	60

1- Introdução

A necessidade da atualização e modernização de subestações de energia elétrica, a melhoria no processo de controle do consumo e da demanda de energia elétrica e a necessidade de aperfeiçoamento da proteção dos sistemas elétricos hoje em funcionamento em todo mundo vem exigindo das empresas de energia elétrica a investirem em projetos de automação destas plantas.

Os avanços tecnológicos dos microprocessadores e das tecnologias de comunicação impulsionaram o desenvolvimento dos equipamentos de medição, monitoração, diagnóstico, sensoriamento e atuação para sistemas elétricos de geração, distribuição e recebimento de energia. Muitos desses equipamentos passaram a agregar funções antes executadas em sistemas clássicos de automação como SDCD (Sistema Digital de Controle Distribuído), e CLPs (Controladores Lógicos Programáveis), sistemas esses que se comunicam em rede com o SCADA (Sistema para Supervisão, Controle e Aquisição de Dados).

Uma das classes desses novos equipamentos é conhecida como Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs - Intelligent Electronic Device), dentro destas classes de dispositivos encontram-se relés de proteção, chaves seccionadoras, disjuntores, entre outros.

Esse avanço tecnológico trouxe além de vantagens inumeráveis para a automação destas plantas, alguns inconvenientes. Um deles foi a falta de padronização; cada fabricante desenvolvia seus projetos de equipamentos, investindo no desenvolvimento de seus hardwares, softwares e protocolos de comunicação. Esse fato implicou em um sério problema para as gerenciadoras dos sistemas elétricos de energia. Um sistema automatizado com tecnologia de um fabricante para poder receber tecnologia de outro fabricante exigiria o investimento de grandes quantias de recursos no desenvolvimento de conversores de protocolos de comunicação, prejudicando assim uma funcionalidade inerente a esses sistemas, que é a interoperabilidade entre os IEDs.

A interoperabilidade em sistemas elétricos consiste na habilidade de dois ou mais IEDs trocarem informações e utilizarem estas informações para uma correta cooperação (IEC, 2003a).

Diante desse problema, identificou-se a necessidade de criar um protocolo de comunicação que atendesse às necessidades de clientes e fornecedores de energia no que tange à comunicação em rede entre os IEDs.

Nesse cenário de inúmeras adversidades, este trabalho vem apresentar e difundir conhecimento a respeito do protocolo de comunicação para redes Ethernet IEC 61850, na automação de sistemas elétricos de energia.

A IEC 61850 é uma norma de abrangência mundial desenvolvida pela Comissão Internacional de Eletrotécnica (IEC - International Electrotechnical Commission) e que vem a cada

dia tornando-se mais presente nos projetos de automação de sistemas elétricos pelo mundo todo. Esse é um protocolo que visa garantir a interoperabilidade entre IEDs de fabricantes distintos, reduzindo os custos com engenharia e implantação. A IEC 61850 é uma norma para redes de comunicação sobre a plataforma Ethernet de alta velocidade, tornando os projetos de automação mais eficazes e seguros.

A automação em subestações de energia elétrica é um processo diferenciado, ele prima pela necessidade de monitoração e análise do comportamento dos equipamentos e linhas de transmissão. As falhas devem ser respondidas com grande velocidade, isto visando a segurança e proteção do sistema. As tecnologias aplicadas além de obrigatoriamente responderem com velocidade devem responder com confiabilidade a todas as funções de processo a serem controladas. O controle remoto dessas funções é de suma importância no gerenciamento desses sistemas.

Assim o aperfeiçoamento nas aplicações da IEC 61850 no processo de automação das subestações de energia elétrica é o grande desafio para os projetistas e o que foi buscado elucidar neste trabalho é a importância desta tecnologia e o vasto campo de atuação que é a automação de sistemas elétricos.

2- Automação, Supervisão e Controle em Subestações

2.1 Automação de subestações

Uma subestação de energia elétrica é um tipo de instalação complexa, principalmente para desenvolver a sua automação. Existe um ambiente eletromagnético agressivo, há necessidade de velocidade de processamento elevada e os processos não podem aceitar comandos involuntários e/ou medições incorretas. As subestações, em conjunto com as usinas de geração, representam um ponto chave no sistema elétrico, não permitindo a interrupção no processo de fornecimento (GRANDI, 2000).

Os sistemas modernos de automação para subestações de energia elétrica são baseados em processamento distribuído, possibilitando um crescimento modular do sistema.

A interface gráfica, os protocolos de comunicação e o gerenciamento da base de dados devem seguir padrões de domínio público. O gerenciamento eficiente da rede de nós independentes de um sistema aberto é de vital importância para a interoperabilidade do sistema, logo, os protocolos de comunicação utilizados em cada um dos níveis de comunicação devem ser padronizados.

A monitoração é o caminho para a automação de subestações. As coletas de dados (monitoração) a partir dos IEDs podem ser usadas para realizar diagnósticos sobre os estados dos equipamentos e comportamento do sistema.

Como vemos na figura 1 os componentes de um sistema automatizado em subestações têm cada um sua função bem definida no processo e complementares entre si ao se juntarem. No Controle temos o papel de integração dos demais componentes, dele vêm os parâmetros de operação e manutenção. A monitoração é incumbida da leitura constante dos parâmetros de entrada e saída do sistema, como voltagem, corrente, potência, interrupções, religamentos, etc. A automação tem o papel de executar as lógicas de proteção, controle e operação do sistema. A Integração dos IEDs é o meio pela qual eles possam se comunicar indistintamente. No Gerenciamento da Informação temos as funções de armazenamento, análise e elaboração de relatórios a partir de uma base de dados consistente e alimentados pelos demais componentes. E fechando temos o SCADA que fica com a função de interface de controle, operação entre a planta e o homem.

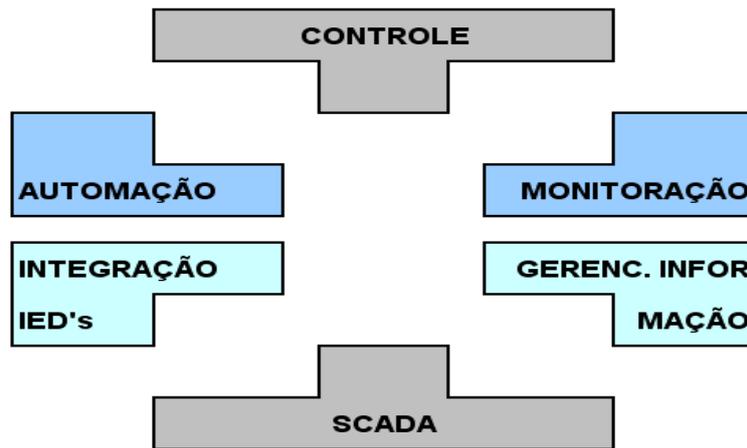


Figura 1 – Componentes da automação de uma subestação de energia elétrica (GRANDI, 2000)

Para automatizar uma subestação é necessário coletar uma série de dados dos equipamentos. Nos sistemas atuais, que contemplam as subestações mais antigas, os dados são coletados por relés e transdutores e enviados às UTRs (Unidades Terminais Remotas). Alguns desses dados são processados e enviados ao sistema SCADA.

Já nas subestações mais modernas os IEDs entregam os dados já tratados ao sistema SCADA. Com estas informações pode-se configurar, recuperar dados e efetuar diagnósticos, as equipes de manutenção podem examinar logs contendo uma seqüência de eventos, extraindo informações para diagnosticar a ocorrência de falhas.

Na figura 2 vemos um esquema gráfico do fluxo de informações em sistemas de automação de subestações de energia elétrica.

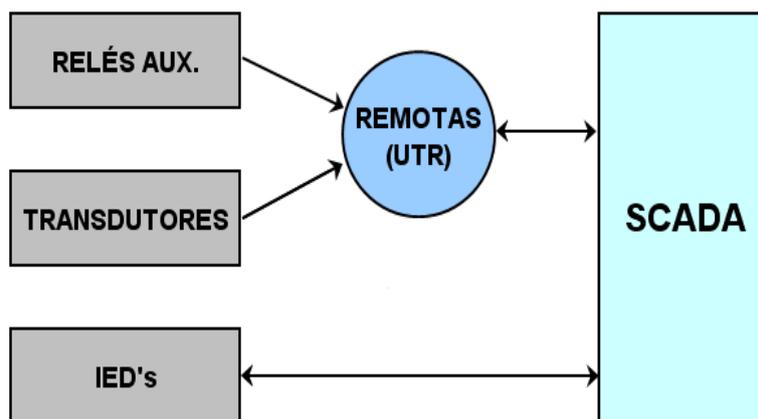


Figura 2 – Integração dos dados nas subestações

A rápida evolução dos microprocessadores e das tecnologias de telecomunicação impulsiona a automação de subestações no mundo inteiro. Produtos padronizados (IEC, IEEE) são utilizados na construção de funções de automação. Mesmo funções eletromecânicas simples têm sido implementadas com IEDs, reduzindo custos e espaço físico necessário.

A automação de subestações de energia resulta nos seguintes ganhos:

- ✓ Redução dos custos de instalação, operação e manutenção;
- ✓ Maior quantidade e confiabilidade das informações obtidas;
- ✓ Agilidade na disseminação de informações do sistema elétrico;
- ✓ Melhor controle da tensão;
- ✓ Melhoria na satisfação do cliente interno e externo.

2.2 Supervisão e controle nas subestações

A automação de subestações é obtida pela utilização criteriosa de módulos de hardware, software, transdutores e sensores. A integração desses módulos é comumente executada por um Sistema para Supervisão, Controle e Aquisição de Dados – SCADA (GRANDI, 2000).

As principais funções de um sistema SCADA na automação de subestações são a monitoração e o controle dos equipamentos em vários níveis, à qual é montada através do levantamento dos requisitos das funções a serem automatizadas, seguidas pela definição da arquitetura de hardware e software a serem utilizadas.

As funções básicas do sistema de supervisão em subestações de energia elétrica são descritas a seguir.

a) Comando remoto: a manobra dos equipamentos deverá ser conduzida pelo operador a partir da sala de comando, através da interface gráfica onde é apresentado o diagrama unifilar da subestação.

b) Monitoração: apresenta ao operador, sob forma gráfica ou através de desenhos esquemáticos, os valores provenientes das medições realizadas, além das indicações de estado dos disjuntores, chaves seccionadoras e demais equipamentos de interesse. As medições podem ser obtidas por meio de transdutores (TC – Transformador de Corrente e TP – Transformador de Potência) conectados às entradas analógicas das UTRs ou controladores programáveis, ou ainda através de equipamentos dedicados que promovam a transferência entre analógico/digital.

c) Alarmes: são notificações para o operador sobre a ocorrência de alterações espontâneas da configuração da malha elétrica, ou uma irregularidade funcional de algum equipamento, ou ocorrências no sistema digital, ou ainda, a ocorrência de violações de limites operativos de medições.

d) Registro seqüencial de eventos: deverá registrar a atuação de relés de proteção, abertura e fechamento de disjuntores e chaves seccionadoras e outras indicações de estado de interesse, possibilitando o seqüenciamento das ocorrências. Devido à elevada precisão, a aquisição desses dados é efetuada normalmente por equipamentos autônomos, que se comunicam com o centro de controle e demanda. Ambos são sincronizados através de dispositivo de sincronização de tempo, normalmente equipamentos GPS (Global Position System).

e) Função de proteção: é uma função realizada por equipamentos autônomos e redundantes, diante da velocidade com que devem atuar. É composta por relés de proteção que podem ser digitais ou convencionais, sendo que esses últimos podem ser eletromecânicos ou de estado sólido. O sistema de automação é responsável apenas pela monitoração da atuação dos relés, que, no caso de relés convencionais, é efetuada por meio de contatos auxiliares. Já os relés eletrônicos apresentam a possibilidade de transferência dessa informação via um canal de comunicação de dados, além de transferir o estado operativo do relé, por meio de rotinas de auto-diagnóstico.

f) Armazenamento de dados históricos: todas as medições, indicações de estado, alarmes e ações executados pelo operador devem ser armazenados, a fim de permitir a análise ou auditoria posterior.

g) Gráficos de tendências: devem possibilitar ao operador observar a evolução das grandezas analógicas no tempo em que durar a monitoração. Também deve ser possível observar tendências analógicas extraídas a partir de dados históricos.

h) Intertravamentos: devem efetuar o bloqueio ou liberação de ações de comando nos disjuntores e/ou seccionadoras em função da topologia da subestação, visando à segurança operacional dos equipamentos e da planta.

i) Seletividade lógica: a seletividade lógica é um esquema de comunicação entre relés instalados em cascata em diferentes pontos de um mesmo circuito com o intuito de possibilitar a utilização de suas unidades instantâneas de proteção sem perda da seletividade, diminuindo assim os tempos dos “steps” de proteção e o tempo de eliminação de faltas.

j) Religamentos automáticos: é composto de um algoritmo de controle que tenta restabelecer automaticamente a topologia da subestação no caso de abertura espontânea de um disjuntor. Esta é uma função que introduz automatismos no sistema. Esses automatismos são elaborados com técnicas de inteligência artificial.

k) Controle de tensão e reativos: é uma lógica de controle que visa manter o nível de tensão e o fluxo de reativos nos barramentos, dentro de limites preestabelecidos, através da alteração automática de "tapes" de transformadores e a inserção ou retirada parcial ou total de banco de capacitores. Esta função também introduz automatismos no sistema.

l) Recomposição: entende-se por recomposição o restabelecimento de uma subestação em caso de pane ou perturbação. Após uma perturbação em uma subestação, pode ser necessário restabelecer o processo de carga, fazendo-o de forma rápida e segura. Para o restabelecimento do sistema existem duas fases: fluente e coordenada.

Fluente é a primeira fase da recomposição que inicia com a sincronização de unidades geradoras ou recebimento de tensão em circuitos, a partir dos quais se sucederão a energização de transformadores e outras linhas de transmissão, conforme a sua prioridade. Após o término da fase fluente inicia-se a fase coordenada. Nesta fase, se dará a energização dos demais equipamentos, as liberações de tomada de carga adicionais e, conforme o caso, o fechamento paralelo e/ou em anel das áreas que não foram interligadas durante a fase fluente.

m) Sincronização: o sincronismo é usado para sincronizar duas fontes. Quando os valores da fonte A estiverem próximos da fonte B, o operador efetua o sincronismo.

n) Interface homem-máquina: a IHM deverá oferecer recursos gráficos de animação que permitam ao operador reconhecer de imediato os estados dos equipamentos, as medições realizadas e as sinalizações de alarmes.

o) Diversidade de equipamentos: o sistema deve ser flexível para permitir a integração com equipamentos de aquisição de dados e controle, como Unidades de Terminais Remotas (UTRs), Controladores Programáveis (CP), equipamentos de medição digital e relés digitais, provenientes de diferentes fornecedores.

p) Interligação em rede: o sistema deverá apresentar facilidades de utilização de rede de forma a permitir a integração futura com outros módulos.

3- IEC 61850 Rede de Comunicação e sistemas em subestações

3.1 61850-1 Introdução e Visão Geral

A IEC 61850 é um relatório técnico aplicável nos sistemas de automação de subestações (SAS). Ele define a comunicação entre os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) na subestação (IEC, 2003a).

Na figura 3 vemos uma ilustração do que seria a possibilidade interoperacional entre IEDs de vários fabricantes aplicados na automação de uma subestação.

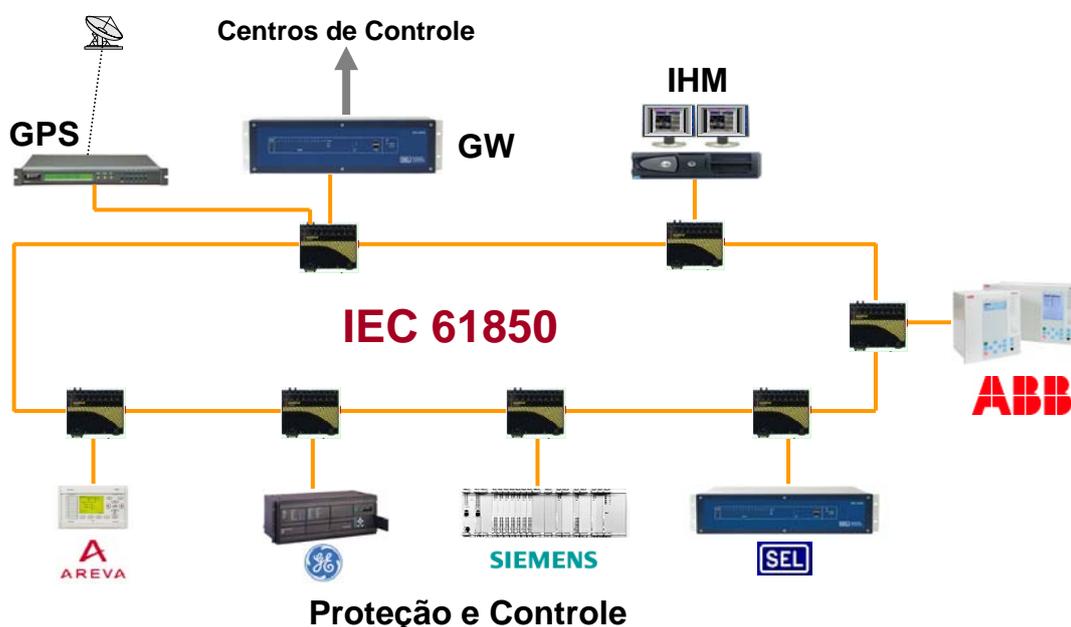


Figura 3 - Automação de um sistema elétrico implementando a IEC 61850

A norma IEC 61850 está estruturada em dez partes que são as seguintes:

IEC 61850-1 – Introdução e visão geral

IEC 61850-2 – Glossário

IEC 61850-3 – Requisitos gerais

IEC 61850-4 – Sistema e gerenciamento do projeto

IEC 61850-5 – Requisitos de comunicação para funções e modelos de dispositivos

IEC 61850-6 – Linguagem de descrição e configuração de subestações elétricas baseadas em IEDs.

IEC 61850-7-1 – Estrutura básica de comunicação para subestações e alimentadores – Princípios e modelos

IEC 61850-7-2 – Estrutura básica de comunicação para subestações e alimentadores – Interface de serviços de comunicação abstrata

IEC 61850-7-3 – Estrutura básica de comunicação para subestações e alimentadores – Classe de dados comuns

IEC 61850-7-4 – Estrutura básica de comunicação para subestações e alimentadores – Classes de nós lógicos e classes de dados compatíveis

IEC 61850-8-1 – Mapeamento de serviços específicos de comunicação – Comunicação dentro da subestação como um todo

IEC 61850-9 – Mapeamento de serviços específicos de comunicação – Transmissão de valores analógicos amostrados

IEC 61850-10 – Testes de conformidade

3.1.1 Documentos de referência

IEC 60870-5-103, Sistemas e equipamentos de telecontrole – Parte 5-103: Protocolo de transmissão – Padrão associado com a interface informativa de equipamentos de proteção (IEC, 2003a)

ISO 9001, 2001: Sistemas de gerenciamento de qualidade – Requisitos (IEC, 2003a)

IEEE C37.2, 1996: Padrão IEEE para sistemas elétricos de potência – dispositivos, funções numéricas e designação de conexão (IEC, 2003a)

IEEE 100, 1996: Dicionário padrão IEEE de termos elétricos e eletrônicos (IEC, 2003a)

IEEE-AS TR 1550, 1999: Arquitetura de serviços de comunicação (UCA) Versão 2.0 – Parte 4: UCA Modelos de Objetos Genéricos para subestações e equipamentos de alimentação (GOMSFE) (IEC, 2003a)

3.1.2 Termos e definições

Abstract Communication Service Interface – ACSI: Interface virtual para um IED prover serviços de comunicação abstrata, por exemplo, conexão, acesso variável, transferência de dados não solicitados, dispositivo de controle e serviços de transferência de arquivos, independente da atual pilha de comunicação e perfil usado (IEC, 2003a).

Objeto de dados: Objeto que representa uma informação específica de parte de um nó lógico, por exemplo, status de medição. Do ponto de vista de orientação a objeto, um objeto de dados é uma instância de uma classe de objetos de dados (IEC, 2003a).

Intelligent Electronic Device – IED: Qualquer dispositivo que incorpora um ou mais processadores com a capacidade de receber e enviar dados/comandos de ou para um recurso externo. Por exemplo, relé digital, multi-medidores eletrônicos, controladores (IEC, 2003a).

Logical Node – LN: Menor parte de troca de dados de uma função. Um LN é definido por seus dados e métodos (IEC, 2003a).

Physical Device – PD: Equivale ao IED como usado no contexto deste padrão (IEC, 2003a).

Piece of Information for COMMunication – PICOM: Descrição de uma transferência de informação em uma conexão lógica conhecida com atributos de comunicação conhecidos entre dois nós lógicos. (IEC, 2003a)

Specific Communication Service Mapping – SCSM: Serviço de mapeamento de comunicação específica é um procedimento padronizado que provê um mapeamento concreto dos serviços da ACSI e dos objetos em uma pilha de protocolos/perfil de comunicação particular.

Uma SCSM deve detalhar a instância do serviço abstrato no protocolo específico, serviço simples ou seqüência de serviços que realizam os serviços especificados na ACSI. Adicionalmente uma ACSI deve detalhar o mapeamento dos objetos da ACSI no objeto suportado pela aplicação do protocolo (IEC, 2003a).

3.1.3 Objetivos

Com o avanço tecnológico dos equipamentos eletro-mecânicos utilizados nas subestações para dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) surgiu a possibilidade de implementar um Sistema de Automação da Subestação (SAS) para as funções de proteção, monitoramento e controle local e remoto, etc. Neste ambiente a comunicação entre os IEDs tornou-se necessária para que a interoperabilidade entre eles fosse possível. Mas o desenvolvimento de protocolos proprietários por distintos fabricantes impôs limitações à implementação de um SAS. Neste cenário o objetivo principal da IEC 61850 é o de garantir a interoperabilidade entre IEDs, permitindo o uso e a troca irrestrita de dados a fim de atender às suas funcionalidades. A Norma IEC 61850 surge como um

requisito de mercado, baseada em fortes argumentos: funcionalidades comprovadas; evolução tecnológica; especificações de clientes e de métodos de engenharia disponibilizados pelos fabricantes.

3.1.4 Aspectos Gerais

A norma IEC 61850 não tem apenas a preocupação em promover a interoperabilidade entre IEDs de fabricantes distintos, por este motivo não oferece apenas direcionamentos para comunicação, mas também propriedades qualitativas para ferramentas de engenharia, medidas para gerenciamento de qualidade e gerenciamento de configuração.

3.1.4.1 Parâmetros

A IEC 61850 define uma série de parâmetros para implementar uma SAS, sejam eles de operação e de configuração. Os parâmetros de operação normalmente podem ser configurados e trocados com o sistema on-line. Já os parâmetros de configuração são normalmente modificados e configurados com o sistema off-line. Para ambos a ação de configurar ou modificar um parâmetro requer o uso de uma aplicação, no caso dos parâmetros de configuração a aplicação normalmente reinicia o sistema.

Dentro destas duas categorias temos:

Os parâmetros de sistema – que determinam a co-operação dos IEDs, com suas estruturas internas e procedimentos do SAS.

Os parâmetros de processo – que descrevem as informações trocadas entre a SAS e o ambiente de processo.

Os parâmetros funcionais – que descrevem os aspectos qualitativos e quantitativos das funcionalidades usadas pelos clientes do SAS.

3.1.4.2 Ferramentas de engenharia

São ferramentas de software para definir e documentar a funcionalidade específica da aplicação e a integração dos dispositivos no SAS (IEC, 2003a).

Podem ser classificadas como: desenho de projeto, parametrização e configuração e documentação.

A IEC 61850 define requisitos especialmente para as ferramentas de parametrização e configuração.

3.1.4.3 Linguagem para configuração do SAS

Para permitir a troca de descrições e parâmetros entre ferramentas de fabricantes diferentes foi necessário estabelecer uma linguagem que permitisse a compatibilidade entre elas. Na IEC 61850-6 é definida a Linguagem de Configuração da Subestação (SCL), baseada em XML. Através desta linguagem é possível descrever as funções e características de um IED e importá-las para as ferramentas de engenharia.

Através da SCL, com base no diagrama unifilar da subestação, descrevemos todos os dados necessários para definir os parâmetros do sistema, especialmente a ligação do IED e suas funções dentro da subestação. A SCL também define o lugar do IED no sistema de comunicação.

3.2 61850-2 Glossário

Nesta parte do trabalho são apresentados os principais e mais recorrentes conceitos necessários para entendimento do conteúdo exposto.

Abstract Communication Service Interface (ACSI): interface virtual que fornece métodos de modelagem abstrata das informações do sistema, para dispositivos lógicos, nós lógicos, dados e atributos de dados, e serviços de comunicação. Por exemplo; serviço de conexão, acesso variável, transferência de dados não solicitados, controle de dispositivos e serviços de transferência de arquivos, independente da pilha de comunicação real e perfis utilizados. (IEC, 2003b)

Teste de conformidade: verificação do fluxo de dados em canais de comunicação de acordo com as condições normais em matéria de organização de acesso, formatos e seqüências de bits, sincronização de tempo, tempo, forma e nível de sinal e reação a erros. O teste de conformidade pode ser realizado e certificado com a norma ou a partes especificamente descritas da norma. O teste de conformidade deve ser realizado por uma organização certificada ISO 9001 ou integrador de sistemas. (IEC, 2003b)

Dados: significativo, estruturado, informações de aplicações, localizado em um IED, que pode ser lido ou escrito. (IEC, 2003b)

Atributos de dados: define o nome (semântica), formato, alcance de valores possíveis, e representação de valores a ser comunicada. (IEC, 2003b)

Classe de Dados: é a classe que agrega classes de dados ou atributos. Classes específicas de dados levam a semântica para dentro de um nó lógico. (IEC, 2003b)

Objeto de dados: parte de um objeto em um nó lógico que representa informações específicas, por exemplo, status ou de medição. A partir do ponto de vista de orientação a objeto, um objeto de dados é uma instância de uma classe de dados. (IEC, 2003b)

Factory Acceptance Test (FAT): Aceite dos testes funcionais da instalação de um SAS ou suas partes, usando o parâmetro estabelecido para a aplicação planejada. Este teste deve ser

realizado na fábrica do integrador de sistemas através da utilização de equipamentos de teste que simulem o processo. (IEC, 2003b)

Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE): na ocorrência de qualquer mudança de estado, um IED irá enviar uma mensagem multicast de alta velocidade. Retorno por exceção, tipicamente contendo o estado de duplo comando de cada um de seus status de entradas, saída de elementos e relés, real e virtual. (IEC, 2003b)

Electronic Device inteligente (IED): qualquer dispositivo que incorpora um ou mais processadores, com capacidade para receber ou enviar, os dados/controles de, ou para, uma fonte externa, por exemplo, medidores eletrônicos multi-função, relés digitais, os controladores. Dispositivo capaz de executar o procedimento de um ou mais, nós lógicos especificados em um contexto particular e delimitado por suas interfaces. (IEC, 2003b)

Interoperabilidade: capacidade de dois ou mais IEDs do mesmo fornecedor, ou de diferentes fornecedores, de trocarem informações e usar essas informações para a correta execução de funções especificadas. (IEC, 2003b)

Logical Node (LN): menor parte de uma função que toca dados. Um nó lógico é um objeto definido por seus dados e métodos. (IEC, 2003b)

Site Acceptance Test (SAT): verificação de cada dado e ponto de controle e a correta funcionalidade dentro da SAS e entre a SAS e seu ambiente operacional em toda a planta instalada usando o conjunto de parâmetros final. O teste de aceitação do site é a pré-condição para o SAS ser aceito e posto em operação. (IEC, 2003b)

Specific Communication Service Mapping (SCSM): procedimento padronizado que fornece o mapeamento concreto dos serviços da ACSI e objetos em um determinado protocolo pilha/perfil de comunicação. (IEC, 2003b)

Substation Automation System (SAS): fornece automação dentro de uma subestação e inclui os IEDs e infra-estrutura de rede de comunicação. (IEC, 2003b)

3.3 61850-3 Requisitos Gerais

Nesta parte da norma IEC 61850 é definido a comunicação entre os IEDs e requisitos associados do sistema. Sua ênfase é dada nos requisitos de qualidade de comunicação em rede, nas condições do ambiente da SAS e nos serviços auxiliares.

3.3.1 Requisitos de qualidade

Os requisitos de qualidade detalhados são confiabilidade, disponibilidade, manentabilidade, segurança, integridade de dados, todos aplicados aos sistemas de comunicação de um SAS. Estes requisitos são detalhados na norma IEC 60870-4 (Sistemas e equipamentos de telecontrole – Requisitos de desempenho).

Confiabilidade: Um SAS deve ser projetado de forma que uma falha em um ponto específico da rede não permita que todo sistema fique inoperante, comprometendo a segurança da planta. Logo, cuidados como redundância nos objetos centrais da rede devem ser considerada, seja ela de meio de comunicação, alimentação e operação. Um requisito a ser exigido dos fabricantes que favorece na confiabilidade do sistema é o MTTF (Tempo Médio Entre Falhas) dos equipamentos especificados.

Funções críticas na subestação como proteção, funções de controle primário e medição não podem ficar condicionadas ao SAS. Assim funções de proteção devem operar de forma autônoma. O SAS pode ser usado para ações de controle lógico que não tenham criticidade de tempo para resposta.

Disponibilidade: Disponibilidade significa a porção de tempo disponível do SAS em relação ao tempo total de operação da subestação, ou seja, o tempo disponível para executar suas funções. (IEC, 2002a)

O SAS deve possuir funções de recuperação automática do sistema e retorno/recuperação após erros de forma segura e confiável.

Manentabilidade: Os requisitos de manentabilidade são definidos pela classe de severidade a que o sistema está exposto.

Segurança: O SAS deve ser projetado de forma a atender os requisitos de segurança da planta, ou seja, as soluções de segurança a serem implementadas estarão condicionadas ao nível de segurança a ser adotado na subestação, a fim de garantir sua operação.

Integridade de dados: A integridade dos dados transmitidos deve ser garantida com a implementação de métodos de detecção de erros de transmissão, recuperação por problemas de congestionamento, links de conexão ótica, meio e hardware redundantes.

3.3.2 Requisitos de rede

Os principais requisitos de rede a serem observados no projeto de um SAS são o de garantir que a rede seja capaz de atingir até 2 km de distância entre dispositivos e que a rede seja capaz de atender todas as configurações típicas de bays.

3.3.3 Condições ambientais

As condições ambientais a que um SAS pode estar exposto em uma subestação influenciam diretamente nos requisitos de qualidade do sistema. Então as condições climáticas, mecânicas, elétricas, dentre outras devem ser consideradas em projeto e especificação de equipamentos para garantir que o SAS esteja protegido do ambiente externo a ele, resultando em aumento da confiabilidade e segurança do sistema.

Os principais pontos a serem observados são temperatura, umidade, pressão atmosférica, influências sísmicas, poluição, corrosão, imunidade eletromagnética, distúrbios de frequência de energia, interferência de rádio frequência e ondas oscilatórias.

3.3.4 Serviços auxiliares

A alimentação dos equipamentos do SAS é o principal serviço auxiliar ao sistema. Esta alimentação pode ser feita por corrente alternada ou corrente contínua. A energia de alimentação dos equipamentos da SAS pode ser feita diretamente à fonte de energia da planta, em um dispositivo de alimentação de energia intermediário entre a fonte de energia da fonte e o equipamento e também pode ser feita por equipamento de alimentação auxiliar em stand by ou back-up que forneça energia para os equipamentos no caso de manutenção ou falha na alimentação principal.

3.4 61850-4 Gestão do sistema e de projeto

Nesta parte da norma IEC 61850 é descrito o processo de gerenciamento do sistema e de projeto, tendo como abrangência o processo de engenharia e suas ferramentas de suporte, o ciclo de vida de todo sistema e IEDs e a garantia de qualidade nestes processos.

3.4.1 Requisitos de engenharia

O processo de engenharia consiste na definição da configuração dos IEDs com suas interfaces, as funcionalidades e sinais de requisito operacional, toda documentação para setagem de parâmetros e conexões terminais.

A figura 4 apresenta como a comunicação em um sistema automatizado de uma subestação (SAS) acontece. O SAS abrange os IEDs com suas respectivas funções e posições no sistema e a comunicação entre eles. Fora deste ambiente temos outros canais de comunicação, dos e para os IEDs que estabelecem trocas de informações entre o SAS e equipamentos primários e auxiliares do processo elétrico, as redes do centro de controle do sistema elétrico, subníveis de comunicação do SAS, com os sistemas de proteção remota e com sistemas de interface com o homem.

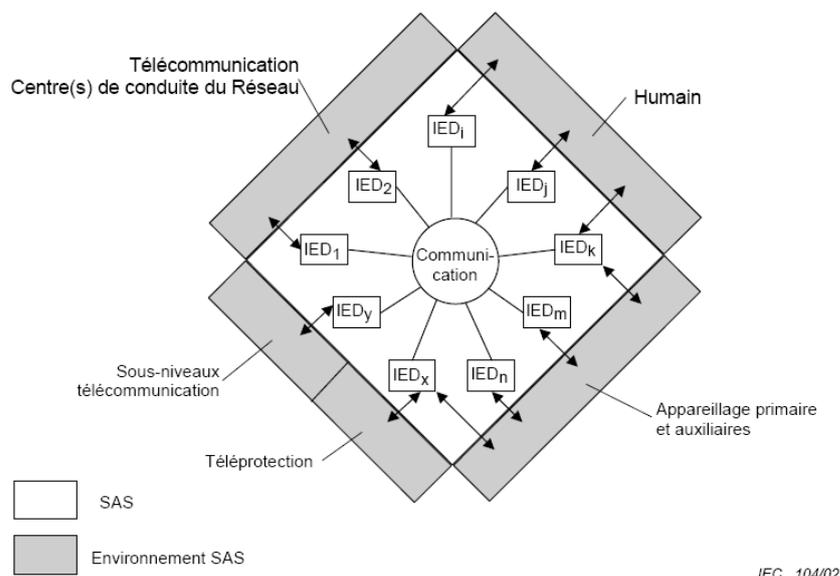


Figura 4 – Estrutura do SAS e seu ambiente (IEC, 2002b)

Os IEDs típicos para um SAS podem ser de diversos tipos e funções e estabelecem comunicação com os ambientes externos conforme descrito abaixo.

- Comunicação interna: gateways; conversores; unidades terminais remotas (RTU); relés de proteção.

- Comunicação com o homem – Interface Homem Máquina (IHM): gateways; computadores pessoais; estações de trabalho; IEDs com IHMs integradas.

- Comunicação com processo elétrico: unidades de controle de bays; relés de proteção; unidades terminais remotas (RTU); medidores; controladores de voltagem; transdutores; transdutores digitais (transformadores de tensão e corrente).

O projeto de um sistema automatizado de uma subestação deve levar em consideração requisitos que são a essência da IEC 61850, como flexibilidade, expansibilidade e escalabilidade. Logo suas ferramentas devem ser flexíveis para permitir a expansão da SAS e poderem ter escala de desenvolvimento par toda a família de um produto.

3.4.2 Parâmetros em um sistema automatizado de uma subestação (SAS)

Parâmetros são dados que suportam o controle e a operação de um sistema. Assim podemos tomar os parâmetros de um SAS como o conjunto de dados que suportam seu funcionamento e que definem as condições operacionais da planta.

Podemos classificar os parâmetros em um SAS em suas categorias. A primeira é definida pelos métodos e procedimentos de entrada manual de dados, que se divide em parâmetros de configuração e parâmetros operacionais. A segunda categoria é definida pela origem e função dos parâmetros, que é dividida em parâmetros de sistema, parâmetros de processo e parâmetros funcionais.

- Parâmetros de configuração: definem como todo SAS e seus IEDs devem proceder em operação. Estes parâmetros são definidos durante a parametrização inicial do sistema, mas podem atualizados quando mudanças são necessárias. Normalmente é composto por parâmetros de sistema e de processo.

- Parâmetros operacionais: são parâmetros que apresentam faixa de operação e que podem ser modificados com o processo em funcionamento. Eles normalmente são parâmetros de processo e funcionais como, valores limites, set points, comandos de tempo de saída, atrasos de tempo, etc. São alterados via interfaces de comunicação, IHM e por interface de serviços integrados dos relés.

- Parâmetros de sistema: definem a forma de operação dos IEDs, a estrutura interna e procedimentos de um SAS relacionando seus limites tecnológicos e componentes. Assim determinam a configuração de hardware, os procedimentos de comunicação entre IED, as funções a serem executadas pelo software dos IEDs, descrevem as relação entre dados dos IEDs, tais como; intertravamentos e definem o fluxo de dados em toda SAS.

- Parâmetros de processo: São todas as informações trocadas entre a SAS e o processo.

- Parâmetros funcionais: descrevem os aspectos qualitativos e quantitativos das funcionalidades do SAS. Com eles são definidas as condições de proteção dos relés. São

responsáveis pelas funções de intertravamento no nível dos IEDs e desenvolvimento dos algoritmos de controle automático, proteção e ajustes.

3.4.3 Ferramentas de engenharia

- Ferramenta para plano de projeto: oferece as Ferramentas para escolha dos componentes com as definições funcionais na fase de planejamento do projeto do sistema automatizado de uma subestação (SAS).

- Ferramenta de parametrização: as ferramentas de parametrização têm como objetivo suportar a criação consistente dos parâmetros configuráveis de toda SAS. Uma ferramenta de parametrização pode ter duas funcionalidades, a ferramenta de parametrização geral, que é responsável pelo gerenciamento dos parâmetros de sistema no nível da SAS e a ferramenta de parametrização dos IEDs para gerenciamento dos parâmetros autônomos configuráveis do IED. Os componentes de uma ferramenta de parametrização são apresentados na figura 5, abaixo.

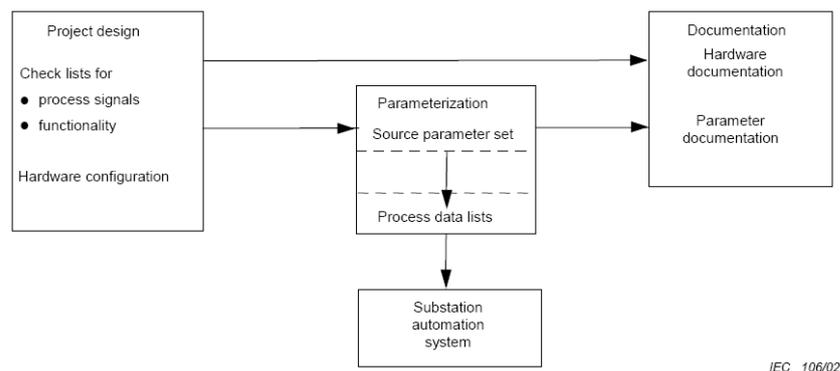


Figura 5 – Processo de parametrização (IEC, 2002b)

- Ferramenta de documentação: esta ferramenta tem como objetivo guardar todos os documentos gerados no âmbito do projeto de um sistema automatizado de uma subestação (SAS), seja de hardware, software, dados, todas as conexões internas e externas, seja lógica ou física, etc. Deve ser capaz de gerar uma lista de todas as modificações conhecidas.

3.4.4 Ciclos de vida

Para o ciclo de vida de um sistema automatizado de uma subestação (SAS) temos duas perspectivas, a do fabricante, que deve considerar o período entre início de produção da SAS e a descontinuação da família dos produtos da SAS. Já para o cliente sua perspectiva deve considerar o período que compreende o comissionamento da SAS na planta, baseada em uma família de produtos, e o de-comissionamento do último SAS instalado da mesma família.

3.4.5 Garantia de qualidade

Para assegurar a qualidade de um sistema automatizado de uma subestação, as responsabilidades devem ser compartilhadas entre o fabricante do sistema, o integrador do sistema e o cliente.

O fabricante e o integrador do sistema devem garantir e estabelecer a qualidade do através de práticas em acordo com a ISO 9001. O fabricante é responsável pelos testes e sistema de testes de seus produtos.

O integrador do sistema é obrigado a atender completamente os requisitos técnicos do sistema, incluindo os critérios de desempenho.

O cliente é responsável em garantir as condições ambientais e operacionais da SAS que satisfaçam as condições descritas na documentação técnica.

3.5 61850-5 Requisitos de Comunicação

O escopo da parte 5 desta norma apresenta a padronização da comunicação entre os IEDs e os requisitos de sistema relacionados. Nela identificam-se as funções conhecidas e seus requisitos de comunicação.

Não é objetivo da norma padronizar as funções e suas implementações, mas identificar os requisitos necessários para que se estabeleça uma comunicação eficiente entre serviços técnicos e a subestação, além da comunicação entre os IEDs.

3.5.1 Funções em um SAS

As tarefas a serem executadas em uma subestação são representadas por funções bem definidas no sistema, são funções de controle, monitoração, proteção e manutenção da subestação e do sistema. As funções de manutenção abrangem funções de configuração do sistema e gerenciamento da comunicação e dos softwares.

As funções em um SAS são logicamente alocadas em diferentes níveis, que são.

Processo: as funções do nível de processo são todas aquelas que fazem a interface com o processo.

Bay: as funções do nível de bay realizam as tarefas relacionadas diretamente aos equipamentos primários do bay. Estas funções realizam a comunicação através de dispositivos remotos (I/Os, sensores e atuadores).

Estação: O nível de estação é dividido em dois grupos, os das funções relacionadas ao processo e relacionadas às interfaces de controle externo, ou seja com a IHM e com a interface com o telecontrole.

As funções de comunicação e seus níveis lógicos são apresentados na figura 6 abaixo.

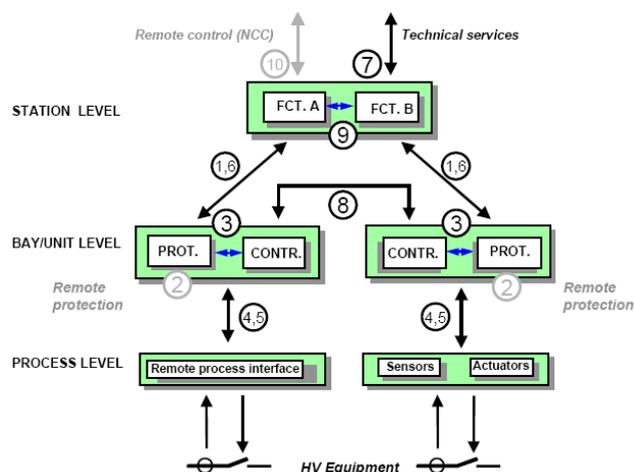


Figura 6 – Níveis e interfaces lógicas na SAS (IEC, 2003c)

3.5.2 Regras para definição de funções

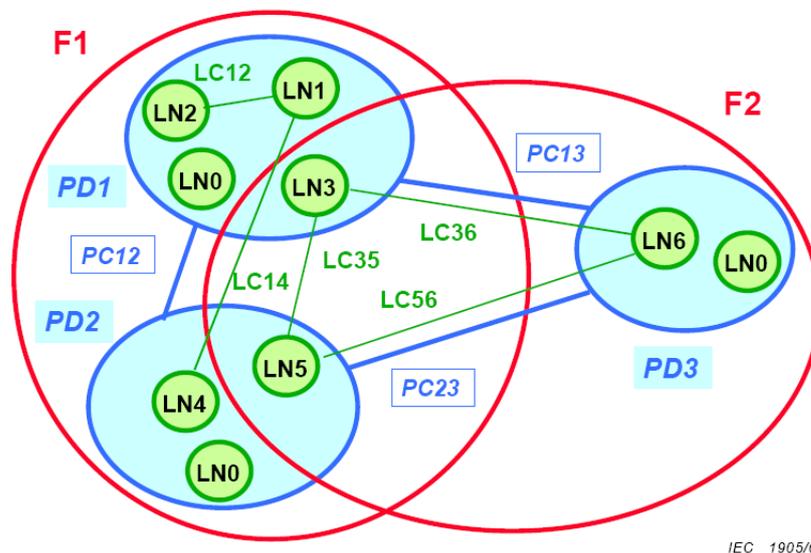
A definição das funções a serem executadas pelo sistema de comunicação do SAS deve obedecer a uma abordagem que considere nos conceitos de nós lógicos (LN) e PICOMs (parte da informação que descreve os atributos de comunicação e a conexão lógica para troca de informações entre dois LNs). Assim seguindo três passos:

- Descrição das funções, com a decomposição em LNs;
- Descrição dos LNs, com a decomposição dos PICOMs trocados;
- Descrição dos PICOMs, com a descrição dos seus atributos.

3.5.3 O conceito de Nós Lógicos (LN)

A execução de uma função em um SAS pode ser feita por um conjunto de LNs, que não necessitam estar fisicamente no mesmo dispositivo físico. Para que estes LNs possam desempenhar seu papel é estabelecida uma conexão lógica entre eles, da mesma forma para os dispositivos envolvidos na execução desta função é estabelecida uma conexão física.

Na figura 7 o diagrama de duas funções, F1 e F2. F1 é executada pelos LNs 3, 5 e 6. F2 é executada pelos LNs 1,2 e 4. Estes LNs estão distribuídos nos dispositivos físicos PD1, 2 e 3. Para a comunicação entre os PDs estabelece-se uma conexão física e para cada conexão entre LNs estabelece-se uma conexão lógica.



IEC 1905/03

Figura 7 – LNs e conceito de conexões (IEC, 2003c)

Para um LN executar sua tarefa em uma função no SAS é fundamental que os dados recebidos de outros LN sejam confiáveis, por este motivo devem ser implementadas ferramentas que façam consistência da integridade dos dados, da idade deste dado etc. Conhecer todos os dados

necessários para execução da tarefa é um requisito importante, o LN deve ter mapeado todos os dados que estará recebendo, ou enviando.

Para a maioria das funções são necessários no mínimo três LNs, um LN que é o centro funcional, um LN que faz a interface com o processo e um LN que faz a interface com a IHM (Interface Homem-Máquina).

3.5.4 Requisitos de tempo para mensagens

Os requisitos de tempo para troca de mensagens são requisitos definidos pela criticidade de execução e pelos requisitos de performance de cada função no sistema. A criticidade de execução e os requisitos de performance estão diretamente ligados ao tempo de resposta que a planta deve dar na ocorrência de um evento e na troca de informações necessárias que alimenta o sistema de supervisão. Deve-se levar em consideração duas circunstâncias, a primeira a definição do tempo de ocorrência de um evento, intimamente ligado às funções de sincronismo e na definição do tempo de transferência de mensagens.

O tempo de transmissão (t) é composto pela soma dos tempos de processamento da comunicação pelo transmissor e o receptor mais o tempo de transferência da mensagem na rede, o que inclui tempos de espera e os tempos de processamento de routers e outros equipamentos intermediários.

São definidas pela 61850 classes de performance que buscam agrupar as funções conforme seus requisitos de performance. Para as funções de controle e proteção temos três classes:

P1: aplicada tipicamente em bays de distribuição ou onde os requisitos de performance baixos podem ser aceitos;

P2: aplicada tipicamente em bays de transmissão ou se não especificado pelo cliente;

P3: aplicada tipicamente em bays de transmissão com requisitos superiores de performance e sincronização.

Para as funções de medição e de qualidade de energia temos duas classes:

M1: aplicada para taxas de medição com precisão de 0,5 e 0,2 até o 5º harmônico;

M2: aplicada para taxas de medição com precisão de 0,2 e 0,1 até o 13º harmônico.

M3: aplicada para taxas de medição com precisão de 0,1 até o 40º harmônico.

Além do conceito de classes de performance existe o conceito de tipos de mensagem, que definem dentro do âmbito do SAS a prioridade das mensagens associando-as à classe de performance mais adequada.

Tipo 1 – Mensagens rápidas: são mensagens de código simples binário com dados, comandos ou mensagens simples, por exemplo, “Trip”, “Close”, “Block”, “Unblock”. A mensagem de maior prioridade dentro do âmbito da SAS é o “Trip” que tem definido para o tempo máximo de transmissão na classe P1, 10 ms e nas classes P2 e P3, 3 ms. (IEC, 2003c)

Tipo 2 – Mensagens de média velocidade: são mensagens que apesar de exigirem velocidade, são menos críticas que as mensagens do tipo 1, como por exemplo o set de uma tag de tempo. O tempo total de transmissão deve ser menor que 100 ms. (IEC, 2003c)

Tipo 3 – Mensagens de baixa velocidade: são mensagens que podem requerer etiqueta de tempo, como funções de controle automático, transmissão de eventos gravados, leitura ou modificação de set-points, etc. O tempo total de transmissão deve ser menor que 500 ms. (IEC, 2003c)

Tipo 4 – Mensagens de dados brutos (não tratados): são mensagens com dados de saída dos transdutores e instrumentos digitais. (IEC, 2003c)

Tabela 1 – Dados brutos e classes de performance (IEC, 2003c)

Classe de performance	Tipo de dado	Tempo de Transmissão (ms) definido pelo tempo de “Trip”
P1	Tensão	10,0
	Corrente	
P2	Tensão	3,0
	Corrente	
P3	Tensão	3,0
	Corrente	
M1	Tensão	Classe 0.5 (IEC 62053-22) Classe 0.2 (IEC 60044-8) até 5º harmônico
	Corrente	
M2	Tensão	Classe 0.2 (IEC 62053-22) Classe 0.1 (IEC 60044-8) até 13º harmônico
	Corrente	
M3	Tensão	Classe 0.1 até 40º harmônico
	Corrente	

Tipo 5 – Transferência de arquivos: são mensagens para transmissão de grandes arquivos para gravação, configuração, etc. O tempo de transmissão não é crítico e não há limite específico. (IEC, 2003c)

Tipo 6 – Mensagens com sincronização de tempo: são mensagens usadas para sincronizar clocks dos IEDs no SAS. Dependendo da aplicação classes de performance distintas são atribuídas. (IEC, 2003c)

Tipo 7 – Mensagens de controle com controle de acesso: são mensagens usadas para transferir comandos de controle de uma IHM local ou remota com alto grau de segurança. (IEC, 2003c)

3.6 61850-6 Linguagem para Descrição e Comunicação

O escopo da parte 6 da norma 61850 é especificar o formato de arquivo para descrição da configuração e dos parâmetros dos IEDs, da configuração do sistema de comunicação, da estrutura funcional do sistema e da relação entre eles. Seu principal objetivo é permitir a troca das descrições funcionais e de configuração dos IEDs e de um SAS entre ferramentas de engenharia de fabricantes distintos de uma forma compatível. (IEC, 2004a)

A linguagem de configuração é baseada na Extensible Markup Language (XML), versão 1.0. Esta linguagem é denominada de Substation Configuration description Language - SCL (Linguagem para descrição e Configuração da Subestação).

Não é objetivo da norma definir a implementação ou as ferramentas de desenvolvimento, mas a padronização dos arquivos gerados por estas ferramentas.

O processo de engenharia com a SCL pode iniciar de várias maneiras, sendo que as principais poder ser:

- especificação do diagrama unifilar da subestação com a alocação dos nós lógicos (LNs);
- descrição dos IEDs pré-configurados com o número de LNs;
- descrição dos IEDs com uma pré-configuração semântica para parte do processo de certa estrutura;
- descrição completa da configuração do processo com todos as fronteiras dos IEDs para as funções de processo e equipamentos primários, acrescentados pelos pontos de acesso das conexões e possíveis endereços de acesso nas sub-redes para todos os clientes possíveis;
- somando-se ao item anterior é feita a descrição de todas as conexões pré-definidas no SAS. Isto para o caso dos IEDs não serem capazes construir dinamicamente conexões.

3.6.1 Modelo de Objeto de Dados da SCL

O completo modelo de dados proposto pela SCL descreve a estrutura primária do sistema de energia com seus dispositivos primários e suas funções no processo. Ele descreve o sistema de comunicação, i. e., a forma como os IEDs são conectados nas redes e sub-redes do SAS. O modelo descreve a comunicação como o nível de estação, descreve cada IED com a configuração dos seus dispositivos lógicos e LNs, considerando as definições instanciáveis dos seus LNs. Além destas características o modelo de dados da SCL contempla o registro das relações entre os LNs instanciados e seus IEDs hospedeiros.

O modelo de dados da SCL é apresentado dentro da 61850 através do seu modelo UML (Universal Modeling Language). O UML modelo de dados é dividido em três partes: Subestação,

descrevendo seus equipamentos de processo com suas ligações funcionais no diagrama unifilar; Produto (IED), descrevendo todos os objetos relacionados com a SAS, IEDs e implementação do LNs; Comunicação, onde são descritos os objetos de comunicação como pontos de acesso, sub-redes, conexões entre IEDs.

O modelo UML básico de dados proposto pela SCL é apresentado na figura 8.

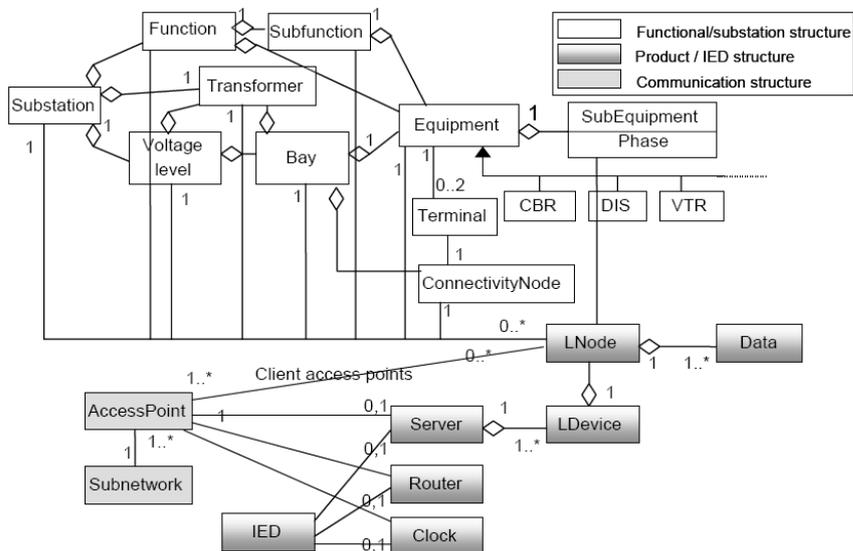


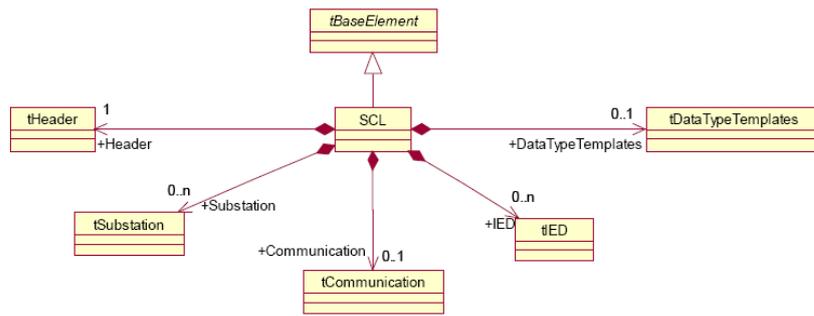
Figura 8 – Modelo de Objeto SCL (IEC, 2004a)

3.6.2 Modelo de redundância

A redundância pode ser implementada para aumentar a segurança do processo de controle. Não é escopo da 61850 a redundância de IEDs, e por isto não é previsto na SCL. Já para os níveis de comunicação e Aplicação a redundância é prevista. No nível de comunicação dos IEDs a redundância não é prevista pela norma, mas ela é aplicada no anel de comunicação Ethernet baseado em switches.

3.6.3 A linguagem SCL

A linguagem SCL é baseada na Extensible Markup Language (XML). Os elementos principais da SCL são apresentados no diagrama UML da figura 9, também é mostrada a relação entre estes elementos.



IEC 198/04

Figura 9 – Diagrama UML, vista geral SCL (IEC, 2004a)

3.7 61850-7-1 Estrutura Básica de Comunicação – Princípios e Modelos

Esta parte da norma busca fornecer ferramentas para compreender todo processo de modelagem de dados e do mapeamento dos serviços previsto pela norma através da apresentação dos métodos de modelagem aplicados, os princípios de comunicação que suportam este processo no SAS e dos próprios modelos de dados propostos. Os conceitos que são apresentados são também usados para descrever os modelos de informação e funções para troca de dados entre subestações, entre centro de controle e subestação, na automação distribuída, na medição, no monitoramento e diagnóstico e com o sistema de engenharia para configuração de dispositivos.

3.7.1 Topologia e funções de comunicação do SAS

A comunicação suporta a execução das funções de automação em uma subestação. Na figura 10 são mostrados os tipos previstos de troca de informações em um sistema suportado pela 61850.

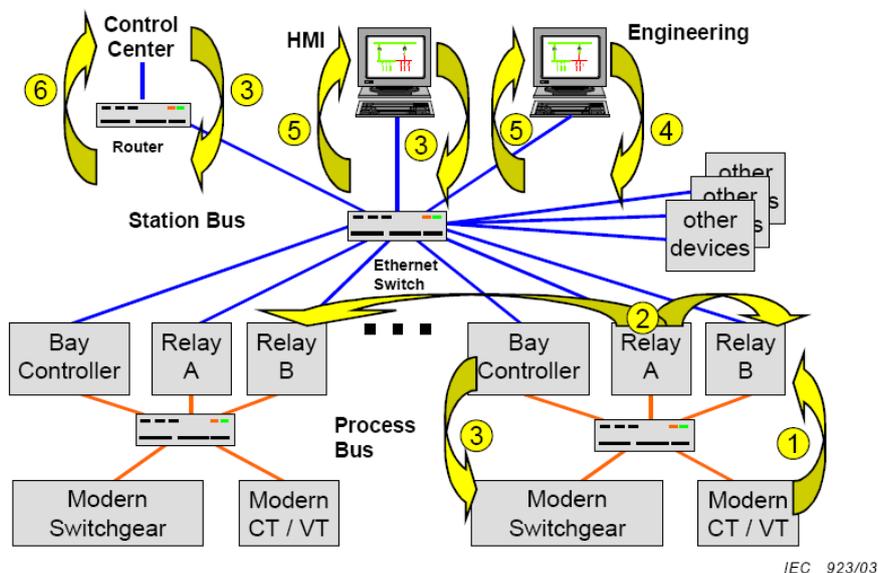


Figura 10 – Amostra de topologia para automação de subestação (IEC, 2003d)

- 1- Troca de valores amostrados
- 2- Troca rápida de dados para proteção e controle
- 3- Troca para controle e sinal de trip
- 4- Troca para configuração e engenharia
- 5- Troca para monitoramento e supervisão
- 6- Comunicação com centro de controle

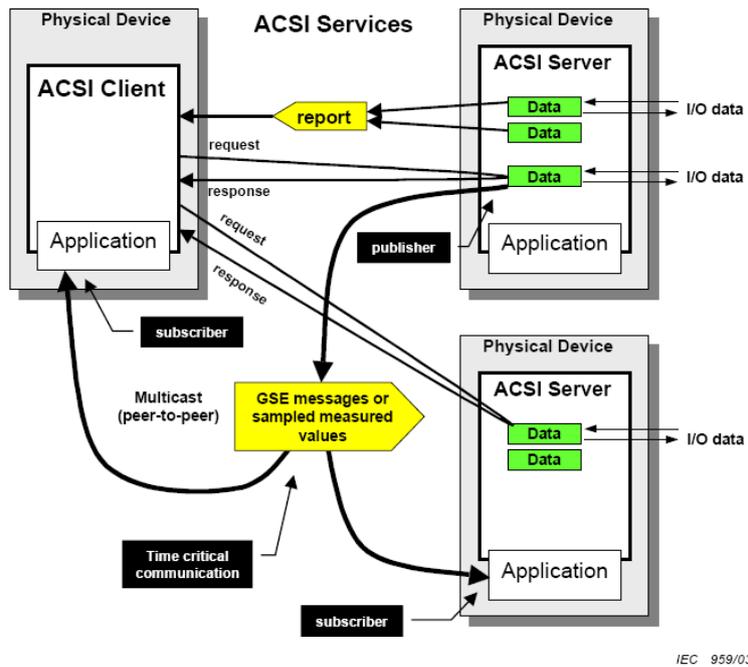


Figura 12 – Comunicação ACSI (IEC, 2003d)

3.8 61850-7-2 Estrutura Básica de Comunicação – Interface Abstrata para Serviço de Comunicação (ACSI)

Nesta parte da norma IEC 61850 são definidos os princípios e diretrizes para implementação da Interface Abstrata para Serviço de Comunicação (ACSI), onde são definidos os modelos lógicos de organização dos dados, conjunto de dados, funções e serviços para operação do sistema automatizado de uma subestação. Assim a ACSI define com é feita a representação do dado, da informação, dos dispositivos, dos serviços e funções do sistema, além de descrever como é organizada a comunicação entre estes objetos.

O princípio de organização da ACSI parte de uma definição hierárquica de modelos de classes e pelos serviços executados por eles. A definição da ACSI é independente da definição das pilhas de protocolos, implementação e operação do sistema. O mapeamento de cada classe e serviço é para sua respectiva pilha de protocolos é definido pelo mapeamento específico para serviço de comunicação (SCSM – Specific Communication Service Mapping), nos capítulos 8 e 9 desta norma.

Os modelos de classes definidos na a ACSI e os respectivos serviços previstos para eles são apresentados na tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Classes ACSI (IEC, 2003e)

<p>SERVER GetServerDirectory</p> <p>ASSOCIATION Associate Abort Release</p> <p>LOGICAL-DEVICE GetLogicalDeviceDirectory</p> <p>LOGICAL-NODE GetLogicalNodeDirectory GetAllDataValues</p> <p>DATA GetDataValues SetDataValues GetDataDirectory GetDataDefinition</p> <p>DATA-SET GetDataSetValues SetDataSetValues CreateDataSet DeleteDataSet GetDataSetDirectory</p>	<p>LOG-CONTROL-BLOCK GetLCBValues SetLCBValues QueryLogByTime QueryLogAfter GetLogStatusValues</p> <p>Generic substation event – GSE GOOSE SendGOOSEMessage GetGoReference GetGOOSEElementNumber GetGoCBValues SetGoCBValues GSSE SendGSSEMessage GetGsReference GetGSSEDataOffset GetGsCBValues SetGsCBValues</p> <p>Transmission of sampled values MULTICAST-SAMPLE-VALUE-CONTROL-BLOCK: SendMSVMessage GetMSVCBValues SetMSVCBValues UNICAST-SAMPLE-VALUE-CONTROL-BLOCK: SendUSVMessage GetUSVCBValues</p>
---	--

Substitution SetDataValues GetDataValues SETTING-GROUP-CONTROL-BLOCK SelectActiveSG SelectEditSG SetSGValues ConfirmEditSGValues GetSGValues GetSGCBValues REPORT-CONTROL-BLOCK and LOG-CONTROLBLOCK BUFFERED-REPORT-CONTROL-BLOCK: Report GetBRCBValues SetBRCBValues UNBUFFERED-REPORT-CONTROL-BLOCK: Report GetURCBValues SetURCBValues	SetUSVCBValues Control Select SelectWithValue Cancel Operate CommandTermination TimeActivatedOperate Time and time synchronization TimeSynchronization FILE transfer GetFile SetFile DeleteFile GetFileAttributeValues
---	---

Além dos modelos de classes definidos acima a ACSI fornece interfaces abstratas para a comunicação:

- Cliente/Servidor com os seguintes serviços: acesso de dados em tempo real, controle de dispositivos, identificação e relatório de eventos, publicador/subscritor, auto-descrição de dispositivos (dicionário de dados), identificação de dados e descoberta de tipos de dado e transferência de arquivos;

- rápida e confiável: direcionada pela distribuição de eventos entre uma aplicação em um dispositivo e várias outras aplicações em outros dispositivos, e pela transmissão de valores medidos por amostragem.

Esta parte da norma também é aplicada para a descrição de modelos de dispositivos e funções para as atividades de troca de informação entre subestações, subestação e centro de controle, geração de energia e centro de controle, geração distribuída e para troca de medições.

3.9 61850-8 Mapeamento Específico para o Serviço de Comunicação

Esta parte da 61850 apresenta o mapeamento dos serviços e objetos da ACSI (Abstract Communication Service Interface, IEC 61850-7-2) para os frames dos protocolos MMS (Manufacturing Message Specification, ISO 9506) e ISO/IEC 8802-3. Especifica o método de troca de dados críticos e não críticos através da rede local.

O objetivo é de prover instruções e especificações detalhadas, mecanismos, regras para implementação dos objetos, serviços e algoritmos do ACSI fazendo uso do protocolo MMS, SNTP e outros, conforme mostrado na figura 13. Nesta figura é mapeado também o tipo de mensagem e a classe de performance para cada tipo associado ao protocolo definido para este tipo de mensagem.

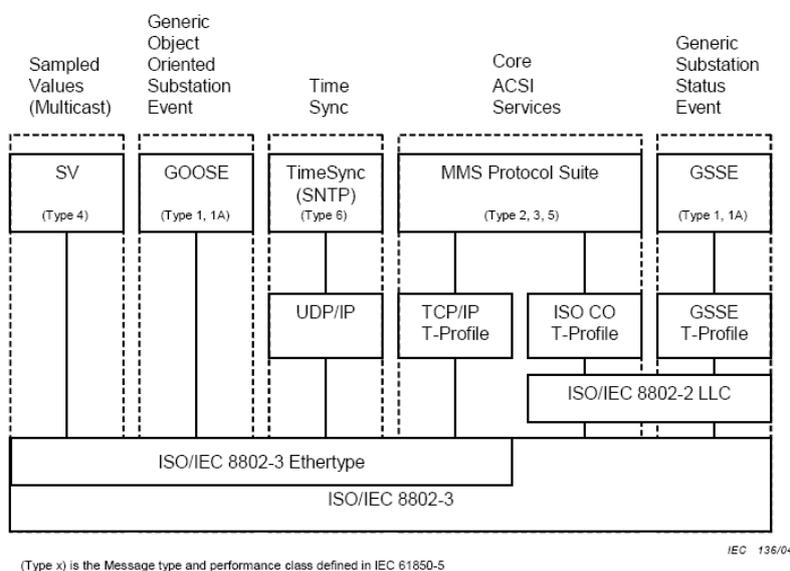


Figura 13 – Funcionalidades e protocolos (IEC, 2004b)

A partir deste mapeamento é definido como os conceitos, objetos e serviços da ACSI são implementados através da MMS. Para os serviços ACSI que não são mapeados no protocolo MMS esta parte da norma especifica protocolos complementares. A abordagem de orientação a objeto é utilizada para descrever os dispositivos da subestação e seus dados visíveis externamente.

Os serviços VMDs (Virtual Manufacturing Device - MMS) de formato de endereço são definidos completamente pelo perfil de comunicação usado. São reconhecidos pela ISO dois perfis de comunicação, o perfil de aplicação (A-Profile) e o perfil de transporte (T-Profile). Os A-Profiles representam os protocolos superiores à camada 3 da modelo de referência OSI, já os T-Profiles representam os protocolos abaixo da camada 4, conforme Figura 14.

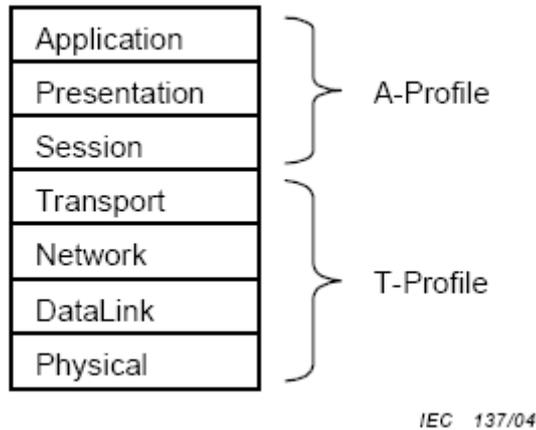


Figura 14 – Modelo de referência OSI e Perfis (IEC, 2004b)

3.9.1 Serviços de comunicação

A comunicação em um SAS ocorre através disponibilização de diversos serviços, estes serviços devem ser oferecidos em conformidade com a IEC 61850 e dentre eles tem-se serviços cliente/servidor, GSE (Generic Substation Event), GOOSE (Generic Object Oriented Event), GSSE (Generic Substation Status Event), sincronização, etc.

Para que os serviços de comunicação atendam cada um sua finalidade é necessário que protocolos de comunicação estejam associados a eles de uma forma organizada com base num encadeamento lógico. Para a IEC 61850 o modelo de camada OSI é a referência.

A fim de permitir a interoperabilidade dentro de um SAS esta norma padroniza os protocolos que devem fazer parte do sistema de comunicação os relacionado aos serviços que atendem, considerando os perfis de aplicação (A-Profile) e perfis de transporte (T-Profile).

A seguir serão apresentados de forma gráfica os protocolos de comunicação previstos por esta norma para serviços que são oferecidos.

Cliente/Servidor: Nas tabelas 3, 4 e 5 são apresentados os protocolos de comunicação para o perfil de aplicação e transporte.

Tabela 3 – Protocolos para perfil de aplicação Cliente/Servidor (IEC, 2004b)

Camada OSI	ESPECIFICAÇÃO			Mandatário / Opcional
	NOME	SERVIÇO	PROTOCOLO	
APLICAÇÃO	Manufacturing Message Specification	ISO 9506-1:2003	ISO 9506-2:2003	Mandatário
	Association Control Service Element	ISO/IEC 8649:1996	ISO/IEC 8650:1996	Mandatário
APRESENTAÇÃO	Connection Oriented Presentation	ISO/IEC 8822:1994	ISO/IEC 8823-1:1994	Mandatário
	Abstract Syntax	ISO/IEC 8822:1994	ISO/IEC 8825-1	Mandatário
SEÇÃO	Connection Oriented Session	ISO/IEC 8822:1994	ISO/IEC 8327-1:1997	Mandatário

Para o perfil de transporte temos dois mapeamentos de protocolos possíveis: TCP/IP e OSI, sendo que no mínimo o TCP/IP deve ser implementado.

Tabela 4 – Protocolos para perfil de transporte Cliente/Servidor – TCP/IP (IEC, 2004b)

Camada OSI	ESPECIFICAÇÃO			Mandatário / Opcional
	NOME	SERVIÇO	PROTOCOLO	
TRANSPORTE	ISO Transport on top of TCP	RFC 1006		Mandatário
	Internet Control Message Protocol (ICMP)	RFC 792		Mandatário
	Transmission Control Protocol (TCP)	RFC 793		Mandatário
REDE	Internet Protocol	RFC 791		Mandatário
	An Ethernet Address Resolution Protocol (ARP)	RFC 826		Mandatário
ENLACE	Standard for the transmission of IP datagrams over Ethernet networks	RFC 894		Mandatário
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001		Mandatário
FÍSICA – op1	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface. a	ISO/IEC 8877:1992		
FÍSICA – op2	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Basic Optical Fibre Connector. b	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3		

^a Conector 10BaseT

^b Conector ST

c1 It is recommended to implement at least one of the two Physical interfaces. Additional or future technologies may be used.

Tabela 5 – Protocolos para perfil de transporte Cliente/Servidor – OSI (IEC, 2004b)

Camada OSI	ESPECIFICAÇÃO			Mandatário / Opcional
	NOME	SERVIÇO	PROTOCOLO	
TRANSPORTE	Connection Oriented Transport	ISO/IEC 8072:1996	ISO/IEC 8073:1997	Mandatário
REDE	Connectionless Network	ISO/IEC 8348:2002	ISO/IEC 8473-1:1998 ISO/IEC 8473-2:1996	Mandatário
	End System to Intermediate System (ES/IS)	ISO/IEC 9542:1988		Mandatário
ENLACE	Logical Link Control	ISO/IEC 8802-2:1998		Mandatário
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001		Mandatário
FÍSICA – op1	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface. a	ISO/IEC 8877:1992		
FÍSICA – op2	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Basic Optical Fibre Connector. b	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3		

a Conector 10BaseT
b Conector ST
c1 It is recommended to implement at least one of the two Physical interfaces. Additional or future technologies may be used.

GSE (Generic Substation Event) e GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event): Nas tabelas 6 e 7 são apresentados os protocolos de comunicação para o perfil de aplicação e transporte.

Tabela 6 – Protocolos para perfil de aplicação GSE e GOOSE (IEC, 2004b)

Camada OSI	ESPECIFICAÇÃO			Mandatário / Opcional
	NOME	SERVIÇO	PROTOCOLO	
APLICAÇÃO	GSE/GOOSE protocol	IEC 61850-8-1-1, Anexo A		Mandatário
APRESENTAÇÃO	Abstract Syntax	NULL		Mandatário
SEÇÃO				

Tabela 7 – Protocolos para perfil de transporte GSE e GOOSE (IEC, 2004b)

Camada OSI	ESPECIFICAÇÃO			Mandatário / Opcional
	NOME	SERVIÇO	PROTOCOLO	
TRANSPORTE				
REDE				
ENLACE	Priority Tagging/ VLAN	IEEE 802.1Q		Mandatário
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD).	ISO/IEC 8802-3:2001		Mandatário
FÍSICA – op1	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface. a	ISO/IEC 8877:1992		
FÍSICA – op2	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Basic Optical Fibre Connector. b	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3		
a Conector 10BaseT b Conector ST C1 It is recommended to implement at least one of the two Physical interfaces. Additional or future technologies may be used.				

GSSE (Generic Substation Status Event): Nas tabelas 8 e 9 são apresentados os protocolos de comunicação para o perfil de aplicação e transporte.

Tabela 8 – Protocolos para perfil de aplicação GSSE (IEC, 2004b)

Camada OSI	ESPECIFICAÇÃO			Mandatário / Opcional
	NOME	SERVIÇO	PROTOCOLO	
APLICAÇÃO	Manufacturing message specification	ISO 9506-1:2003	ISO 9506-2:2003	Mandatário
	Association control service element	ISO/IEC 8649:1996	ISO/IEC 10035-1:1995	Mandatário
APRESENTAÇÃO	Connectionless presentation	ISO/IEC 8822:1994	ISO/IEC 9576-1:1995	Mandatário
	Abstract syntax	ISO/IEC 8824-1:1999	ISO/IEC 8825-1	Mandatário
SEÇÃO	Connectionless session	ISO/IEC 8326:1996	ISO/IEC 9548-1:1996	Mandatário

Tabela 9 – Protocolos para perfil de transporte GSSE (IEC, 2004b)

Camada OSI	ESPECIFICAÇÃO			Mandatário / Opcional
	NOME	SERVIÇO	PROTOCOLO	
TRANSPORTE				
REDE				
ENLACE	Priority Tagging/ VLAN	IEEE 802.1Q		Mandatário
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD).	ISO/IEC 8802-3:2001		Mandatário
FÍSICA – op1	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface. a	ISO/IEC 8877:1992		
FÍSICA – op2	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Basic Optical Fibre Connector. b	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3		
a Conector 10BaseT b Conector ST C1 It is recommended to implement at least one of the two Physical interfaces. Additional or future technologies may be used.				

SINCRONIZAÇÃO DE TEMPO: Nas tabelas 10 e 11 são apresentados os protocolos de comunicação para o perfil de aplicação e transporte.

Tabela 10 – Protocolos para perfil de aplicação para sincronização (IEC, 2004b)

Camada OSI	ESPECIFICAÇÃO			Mandatário / Opcional
	NOME	SERVIÇO	PROTOCOLO	
APLICAÇÃO	Simple Network Time Protocol		RFC 2030	Mandatário
APRESENTAÇÃO				
SEÇÃO				

Tabela 11 – Protocolos para perfil de transporte para sincronização (IEC, 2004b)

Camada OSI	ESPECIFICAÇÃO			Mandatário / Opcional
	NOME	SERVIÇO	PROTOCOLO	
TRANSPORTE	Internet Control Message Protocol (ICMP)	RFC 792		
	User Datagram Protocol (UDP)	RFC 768		
REDE	Internet Protocol	RFC 791		
	An Ethernet Address Resolution Protocol (ARP)	RFC 826		
	Broadcasting Internet Datagrams	RFC 922 RFC 950 RFC 919		
	Host Extensions for IP Multicasting	RFC 1112		
ENLACE	Standard for the transmission of IP datagrams over Ethernet networks	RFC 894		Mandatário
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001		Mandatário
FÍSICA – op1	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface. a	ISO/IEC 8877:1992		
FÍSICA – op2	Fibre optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001		C1
	Basic Optical Fibre Connector. b	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3		
a Conector 10BaseT b Conector ST C1 It is recommended to implement at least one of the two Physical interfaces. Additional or future technologies may be used.				

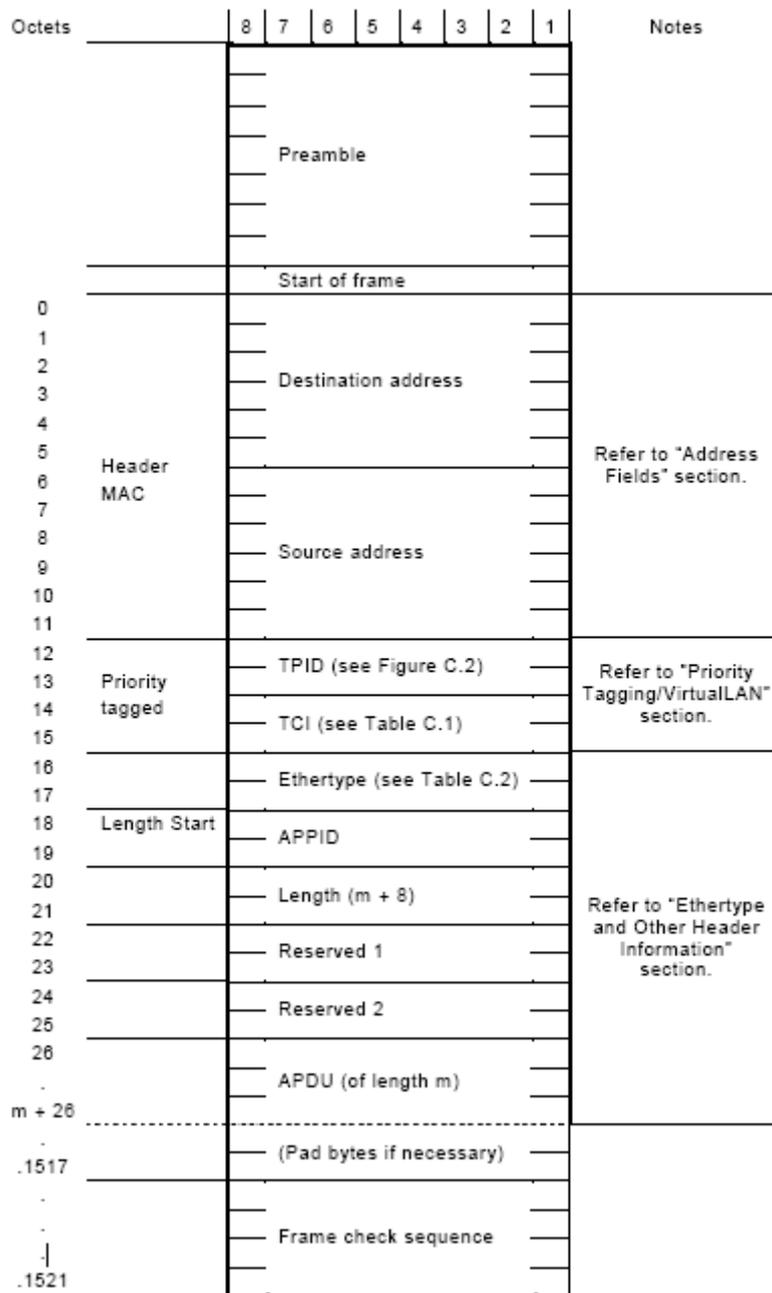
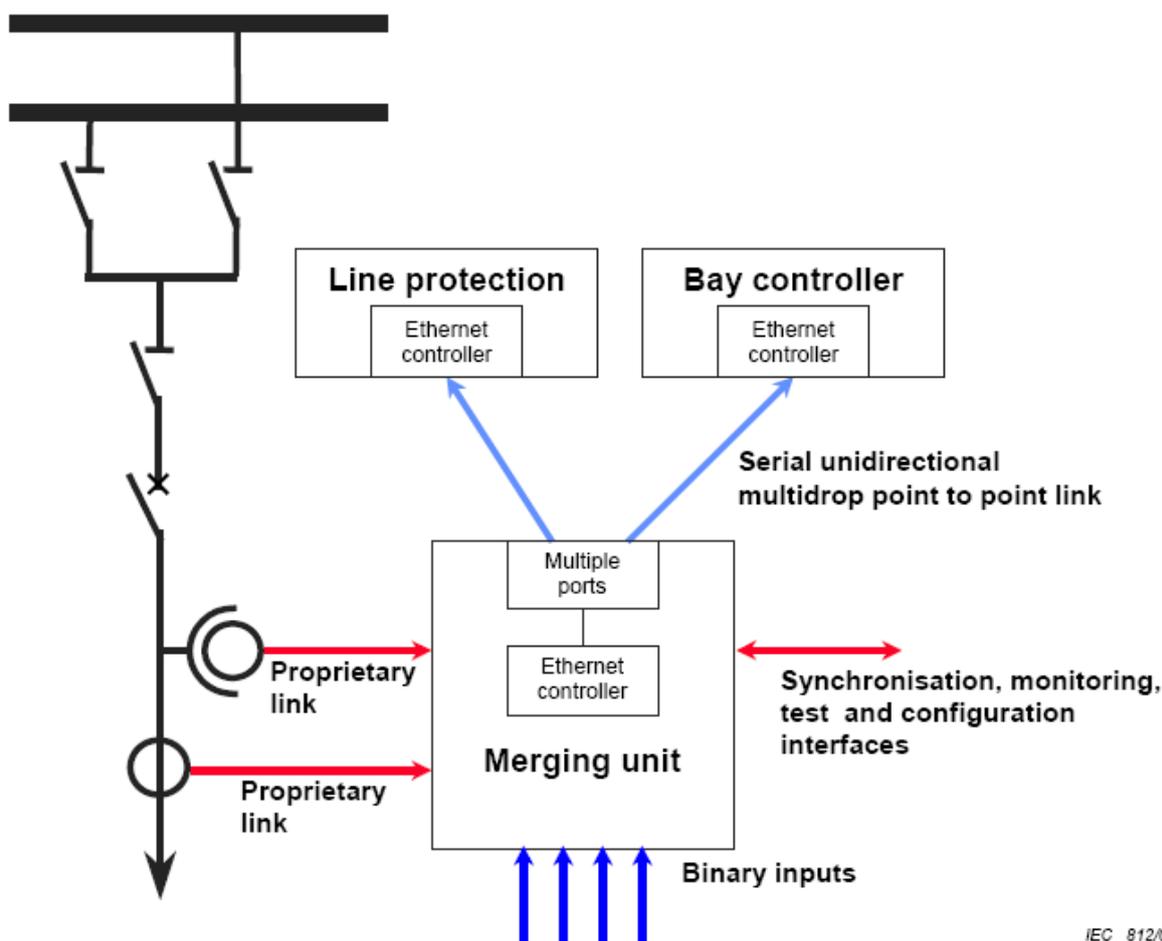


Figura 16 – Frame mensagem GOOSE (IEC, 2004b)

3.10 61850-9-1 Mapeamento de serviço específico de comunicação (SCMS) – Valores amostrados sobre conexão serial unidirecional ponto a ponto

O escopo desta parte da norma é definir o mapeamento do serviço de comunicação para a conexão serial unidirecional ponto a ponto. Esta conexão é implementada através do uso de um dispositivo eletrônico capaz de receber as informações de processo, seja de transformadores de corrente e tensão ou de entradas binárias e enviá-las ao nível de processo do SAS. Ou seja este dispositivo estabelece um conexão do nível de bay (processo) para o nível de processo da SAS. Analogamente à automação, esta abordagem estabelece um barramento de comunicação no nível do processo elétrico. O dispositivo é denominado Merging Unit (Unidade de junção).

Na figura 17 é podemos visualizar a aplicação desta abordagem par um SAS.



IEC 812/03

Figura 17 – Aplicação de conexão serial unidirecional ponto a ponto (IEC, 2003f)

A pilha de comunicação para a conexão serial unidirecional ponto a ponto apresenta as camadas de apresentação, seção, transporte e rede vazias. Isto devido à implementação da proposta na norma considerar o encadeamento lógico do processo de comunicação apenas com a camada física, a camada de enlace e de aplicação. Como vemos na figura 18.

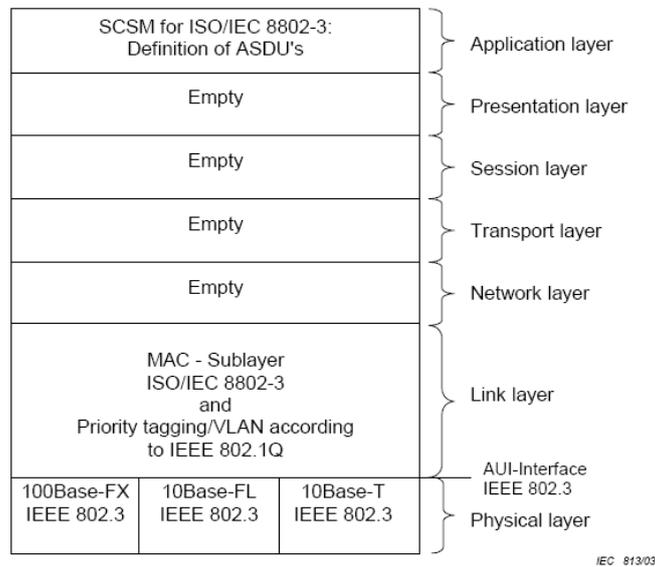


Figura 18 – Pilha de comunicação (IEC, 2003f)

3.11 61850-10 – Testes de conformidade

A parte 10 da norma IEC 61850 traz um conjunto de especificações para serem aplicadas nos testes de conformidade de um sistema automatizado de uma subestação (SAS), sejam testes de conformidade de dispositivos individualmente ou do relacionamento entre eles, com o objetivo de garantir confiabilidade geral do sistema e atendimentos aos requisitos de performance estabelecidos na parte 5 desta norma. Também são padronizadas técnicas para realização dos testes de conformidade. O uso destas técnicas inseri facilidade de implementação na integração dos sistemas.

Com uma visão de cliente são estabelecidos dois momentos onde ele pode analisar atendimento dos requisitos estabelecido para seu projeto. O primeiro é o FAT (Factory Acceptance Test), geralmente feito nas dependências do fabricante onde é feito o teste funcional do SAS. O segundo é SAT (Site Acceptance Test), onde são testados cada dado, ponto de controle e correta funcionalidade dentro do SAS.

Não só o sistema deve passar por uma rotina de testes, é inerente ao processo de desenvolvimento dos dispositivos a realização de testes de conformidade com os requisitos da norma e dos requisitos de projeto dos clientes.

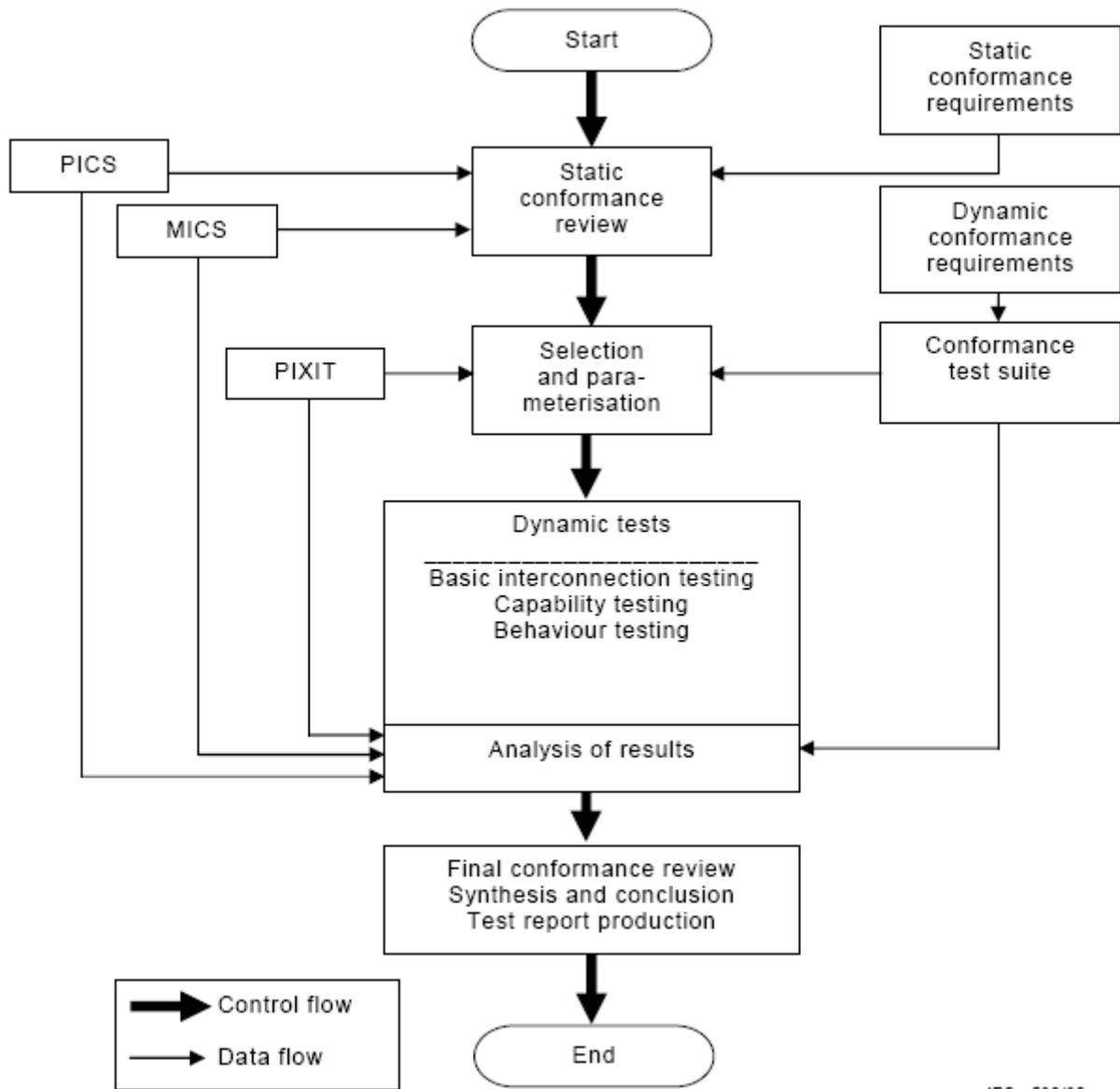
Os testes de conformidade têm como objetos a garantia de qualidade do SAS, estabelecendo um plano de qualidade que contem um plano de testes, um plano de inspeções e de auditoria dos itens solicitados.

Para realização dos testes de conformidade de acordo com a metodologia proposta pela norma é necessária a posse de documentos fornecidos pelo fabricante dos equipamentos, estes documentos são:

- PICS (Protocol Implementation Conformance Statement) – documento que declara a conformidade de implementação dos protocolos do sistema;
- PIXIT (Protocol Implementation eXtra Information for Test statement) – documento que declara informações adicionais para testes da implementação dos protocolos do sistema;
- MICS (Model Implementation Conformance Statement) – documento que declara a conformidade da implementação do modelo de dados do sistema;
- Manual de instrução detalhando a instalação e operação dos dispositivos.

Os requisitos para realização do teste de conformidade são separados em requisitos de conformidade estática, que são aqueles em que a implementação deve ser completa, já os requisitos de conformidade dinâmica são aqueles de definem os requisitos provenientes de protocolos para uma implementação específica.

Na figura 19 são mostradas as fases de realização dos testes de conformidade, suas entradas e correspondentes saídas.



IEC 508/05

Figura 19 – Processo conceitual de avaliação de conformidade

4- Conclusões

O objetivo principal deste trabalho é mostrar a importância da norma IEC 61850 na evolução da automação de sistemas elétricos no âmbito da interoperabilidade e da comunicação em rede dos IEDs (Intelligent Electronic Device), que neste tipo de processo é o principal elemento de controle lógico das funções de proteção e segurança nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Observa-se durante o estudo da norma que ela estabelece todos os parâmetros necessários para desenvolvimento dos sistemas de comunicação dos IEDs e dispositivos auxiliares (switchs, roteadores, meios físicos, etc). Na IEC 61850 são estabelecidos os modelos de classes de dados, de atributos, de funções, de objetos lógicos e de serviços de comunicação, através da ACSI (Abstract Communication Service Interface). Aliado a esta modelagem a norma estabelece um mapeamento criterioso das camadas lógicas de comunicação (referência modelo hierárquico OSI) e também dos protocolos necessários para execução de cada serviço previsto na ACSI.

Não restrita ao sistema de comunicação a norma estabelece os parâmetros para o desenvolvimento das ferramentas de engenharia e supervisão. Na norma é definida a linguagem SCL (Substation Configuration description Language) para o ambiente de desenvolvimento do sistema, ela baseada na linguagem XML (Extensible Markup Language), versão 1.0. Toda sintax da linguagem é descrita e definida na norma.

Todo este conjunto de definições tem o objetivo de criar as condições de hardware e software que permitam a comunicação irrestrita entre os dispositivos do sistema de automação das subestações, seja ele de qualquer fabricante. O grande motivador para o desenvolvimento desta norma está diretamente ligado aos requisitos de mercado que crescentemente exigem flexibilidade dos sistemas de automação, supervisão e controle.

Diante deste cenário e com o estudo da norma pode-se listar algumas vantagens e desvantagens da adoção de tecnologia aderente à norma IEC 61850 na automação de sistemas elétricos.

Como vantagens pode-se listar:

- Irrestrita comunicação entre os elementos de controle do sistema de automação. Isto devido aos seus dispositivos, à sua infra-estrutura de comunicação e às suas ferramentas de software serem concebidos em aderência à norma.

- Redução significativa do uso de cabos de controle em cobre. Os intertravamentos lógicos de proteção agora são efetuados através da comunicação em rede dos IEDs, de maneira mais

eficiente e rápida, isto porque a norma define rigidamente os critérios de performance para o sistema.

- Redução no uso de tecnologias desenvolvidas para automação de processos industriais para o controle de processos elétricos, que naturalmente tem restrições e requisitos distintos.

- Flexibilidade de projeto. Com a possibilidade de integrar, num mesmo sistema, dispositivos de fabricantes diferentes. As plantas passam a ter a possibilidade de expandir-se sem estar preso a um fabricante, bastando incluir através das ferramentas de engenharia os novos dispositivos e funções.

- Redução no custo de manutenção e dos prejuízos com interrupções indesejadas, isto devido a um melhor controle das condições operacionais do sistema, da melhor eficiência na análise de falhas, na melhor reposta do sistema de proteção e na preservação dos equipamentos de processo.

Já como desvantagens pode-se listar:

- Alto custo com retrofit de sistemas de automação. Uma planta que já disponha de um sistema de automação com outra tecnologia, seja ela obsoleta ou não, exigiria a troca dos IEDs para dispositivos que permitam comunicação aderente à 61850. Além disto, seria necessário construir toda a infra-estrutura de comunicação que suporte o sistema e a perda de boa parte do cabeamento de controle instalado.

- Uma desvantagem em adotar a norma em seu estágio de maturação é o risco de se instalar equipamentos pouco aderentes a ela. Este risco é minimizado com a adoção de um rígido controle de qualidade de projeto através da exigência dos certificados de aderência à norma e resultados de testes de performance dos equipamentos. Somando-se a isto a adoção dos termos de aceite e performance do sistema, FAT (Factory Acceptance Test) e do SAT (Site Acceptance Test) são fundamentais para a garantia de qualidade do sistema.

Com a exposição destas considerações pode-se dizer que o desenvolvimento de um padrão que suporte todo o processo de automação em sistemas elétricos, do nível de processo ao nível de supervisão e controle, é de extrema importância no âmbito do atendimento dos interesses de clientes, fabricantes e integradores, isto na perspectiva da padronização. Mas as questões do custo/benefício vão ditar a velocidade de migração ou implantação de tecnologia aderente à norma. Para novas plantas a economia em desenvolvimento, engenharia, cabeamento de cobre e os ganhos em performance e estabilidade justificariam sua adoção. Já em plantas antigas o que vai direcionar a adoção desta tecnologia é quão obsoletas estas plantas se encontram, o conservadorismo dos clientes e a disponibilidade de recursos financeiros.

Referências Bibliográficas

- (GRANDI, 2000) – GRANDI, G. Gilberto. Metodologia **para especificação de telecontrole em subestações de energia elétrica**. 2000. 169 folhas. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção). UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2000.
- (IEC, 2005a) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-10**: Communication networks and systems in substations - Conformance testing. Suíça, 2005.
- (IEC, 2004a) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-6**: Communication networks and systems in substations - Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs. Suíça, 2004.
- (IEC, 2004b) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-8-1**: Communication networks and systems in substations - Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3. Suíça, 2004.
- (IEC, 2003a) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-1**: Communication networks and systems in substations - Introduction and overview. Suíça, 2003.
- (IEC, 2003b) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-2**: Communication networks and systems in substations - Glossary. Suíça, 2003.
- (IEC, 2003c) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-5**: Communication networks and systems in substations - Communication requirements for functions and device models. Suíça, 2003.
- (IEC, 2003d) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-7-1**: Communication networks and systems in substations - Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models. Suíça, 2003.
- (IEC, 2003e) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-7-2**: Communication networks and systems in substations - Basic communication structure for substation and feeder equipment – Abstract communication service interface (ACSI). Suíça, 2003.
- (IEC, 2003f) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-9-1**: Communication networks and systems in substations - Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link. Suíça, 2003.
- (IEC, 2002a) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-3**: Communication networks and systems in substations - General requirements. Suíça, 2002.
- (IEC, 2002b) – International Electrotechnical Commission. **IEC 61850-4**: Communication networks and systems in substations - System and project management. Suíça, 2002.