



Universidade Federal de Campina Grande  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica  
Grupo de Sistemas Elétricos



# **Estudo da Norma IEC 61850**

## **Trabalho de Conclusão de Curso**

Graduando: Rodolpho Rathge Rangel Ribeiro

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dra. Núbia Silva Dantas Brito

Campina Grande, Julho de 2010

Universidade Federal de Campina Grande  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Departamento de Engenharia Elétrica

## **Trabalho de Conclusão de Curso**

Documento referente ao trabalho realizado para cumprimento dos requisitos expostos pela Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica na obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dra. Núbia Silva Dantas Brito

Graduando: Rodolpho Rathge Rangel Ribeiro

Matrícula: 20521504

Campina Grande, Julho de 2010

# Estudo da Norma IEC61850

---

Rodolpho Rathge Rangel Ribeiro  
Graduando

---

Prof.<sup>a</sup> Dra. Núbia Silva Dantas Brito  
Orientadora

---

Professor Convidado

Campina Grande, Julho de 2010

à Evanalva Rathge Rangel Ribeiro  
1949 - 2009

## **Agradecimentos**

À Deus, aos meus pais, José e Evanalva, e ao meu irmão, Rodrigo, por me ensinar e dar apoio em todos os momentos dessa jornada, em especial à minha mãe que me educou e me fez preparado para enfrentar os desafios da vida, com caráter e dignidade, e me fez acreditar que não devemos abrir mão dos próprios sonhos, assim como ela fez.

Aos eternos amigos de minha cidade natal, João Pessoa, e aos novos e bons amigos que conheci em Campina Grande, que sempre estiveram próximos, acompanhando e motivando, por me desejarem o bem e construir boas convivências. Em especial à Eduardo e Henrique.

Aos professores Edmar Candeia Gurjão, Núbia Silva Dantas Brito e Benemar Alencar de Souza pelos ensinamentos dados e confiança depositada em meu trabalho, fazendo-me integrante do Grupo de Sistemas Elétricos da UFCG, ações de imensa valia para a minha formação.

## **Apresentação do TCC**

O grande avanço dos sistemas de automação e a integração de dados dos variados processos de um sistema vêm atingindo os sistemas de potência de forma satisfatória. Hoje, sistemas como os de subestações de energia elétrica, contam com sistemas de automação bem sofisticados. A evolução dos equipamentos utilizados e a digitalização permitem que os dados e funções envolvidos em uma subestação estejam integrados, de forma a melhorar a eficiência na proteção e controle desta.

Com a integração de dados em uma subestação, fica cada vez mais importante o papel das redes de comunicação que regem as trocas de informações, pois é imprescindível que a comunicação seja eficaz, o que pode se resumir em uma comunicação rápida e sem perdas de informação. Diante disto, o surgimento de vários protocolos permitiu a evolução destas redes de comunicação, no intuito de obter melhor desempenho e dar ao usuário mais mobilidade na configuração.

Para garantir os requisitos exigidos, os protocolos de comunicação abertos se preocupam em permitir que o sistema de automação de uma subestação integre todos os dados necessários independentemente do fabricante dos equipamentos envolvidos e das funções que esses exercem, para o bom funcionamento da subestação. A IEC<sup>1</sup> 61850 é uma norma que aplica protocolos de comunicação que preenchem esses requisitos. Lançada sua primeira versão em 2003, a IEC 61850 vem sendo exigida e testada com êxito em subestações por todo o mundo.

---

<sup>1</sup> IEC – International Electrotechnical Commission. Organização responsável por preparar e publicar normas internacionais relacionadas à eletrotécnica, eletrônica e tecnologias.

# Sumário

## Parte 1 – Tutorial sobre Automação e Protocolos de Comunicação em Subestações

1. Apresentação .....	11
2. Subestação de Energia Elétrica.....	12
3. Automação de Subestações.....	13
3.1. Proteção .....	15
3.2. Controle.....	15
3.3. Medição .....	16
3.4. Monitoramento .....	16
4. Protocolos de Comunicação.....	16
4.1. DNP 3.0 .....	17
4.2. Modbus.....	19
4.3. IEC 60870-5-101 .....	19
4.4. Ethernet.....	20
4.5. TCP/IP.....	20
4.6. UCA 2.0 .....	21
4.7. IEC 61850 .....	21
5. Referências Bibliográficas.....	23

## Parte 2 Guia de Auxílio à Norma IEC61850

6. Apresentação .....	27
7. Alocação de funções e interfaces .....	28
8. Metas e requisitos.....	29
9. O conceito de nó lógico .....	30
9.1. Decomposição de Funções Comuns em Nós Lógicos.....	31
9.2. Modelagem Orientada a objeto .....	32
10. Tipos de Atributos (DATypes) .....	34
11. Modelos Básicos ACSI .....	35
11.1. Outros modelos.....	37
11.2. Modelos de Serviços.....	37
12. Modelagem e configuração de funções .....	38
13. Tipos de mensagens.....	44
14. Linguagem de Configuração de Subestação - SCL .....	46
15. Exemplo de modelagem mínima para uma proteção de sobrecorrente instantânea utilizando a norma IEC61850 .....	47
15.1. Fluxo de informações.....	48
15.2. Modelagem Mínima .....	49
16. Referências Bibliográficas.....	51

**Parte 1**  
**Tutorial sobre Automação e**  
**Protocolos de Comunicação em Subestações**

## Lista de Figuras

Figura 1. Visão funcional de uma subestação automatizada .....	13
Figura 2. Dispositivo Eletrônico Inteligente – IED [1] .....	15
Figura 3. Modelo OSI e EPA DNP 3.0 .....	18

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1. Comparativo de alguns protocolos de redes industriais. ....17

## **1. Apresentação**

Este trabalho desenvolve um tutorial sobre o surgimento dos sistemas de automação e das redes de comunicação em subestações, com o objetivo de esclarecer como se dá a aplicação de protocolos de comunicação nesses sistemas.

Para isso, o tutorial conceitua subestações e sistemas relacionados a elas, principalmente o sistema de automação e sua evolução, dando enfoque à alguns protocolos de comunicação utilizados em automação industrial durante os últimos anos.

## 2. Subestação de Energia Elétrica

Uma subestação é um conjunto de equipamentos de manobra, transformação ou compensação usados para dirigir o fluxo de energia em um sistema de potência e possibilitar rotas alternativas. A energia elétrica pode fluir através de diversas subestações entre a geração e o consumo, e podem alterar a tensão em várias etapas. A subestação de distribuição de energia transfere potência do sistema de transmissão para o sistema de distribuição de uma área [1].

Nesse tipo de subestação geralmente se encontram linhas de transmissão ou subtransmissão em sua entrada, em alta-tensão (acima de 69kV). A saída é um número de alimentadores geralmente de média tensão (abaixo de 25kV). A partir desses alimentadores e através de transformadores locais os consumidores em baixa tensão têm acesso a níveis de tensão apropriados (110 ou 220V).

Outros tipos de subestações, além das de distribuição, podem existir em um sistema de potência, tais como: *subestações de transmissão*, que permitem a conexão de linhas e apuramento de falhas e manutenção; *subestações de chaveamento*, normalmente utilizadas para inserir linhas de back-up; *subestações coletoras*, comuns em áreas com geração alternativa, utilizadas para trabalhar no sentido oposto, em que o fluxo de potência parte das pequenas gerações para o sistema de transmissão; entre outras.

Geralmente, em uma subestação encontram-se equipamentos de comutação, proteção, medição e controle, além dos transformadores de potência. As seccionadoras são normalmente utilizadas para manobras previstas de comutação. Os disjuntores são usados para interromper qualquer curto-circuito ou correntes de sobrecarga que podem ocorrer sobre a rede, sob o comando dos relés de proteção. Transformadores de corrente e potencial são medidores para os equipamentos de proteção. Outros tipos de medidores são utilizados para o monitoramento e controle das ações da subestação. Outros dispositivos tais como capacitores para correção de fator de potência e reguladores de tensão também podem ser localizado em uma subestação.

### 3. Automação de Subestações

A meta principal de um sistema de fornecimento de energia elétrica é manter esse fornecimento constante e com a melhor qualidade possível. Isso se torna o grande desafio para as subestações de energia elétrica, pois para que isso aconteça deve existir um sistema de proteção e controle capaz de atuar de forma rápida e eficaz, permitindo o restabelecimento do fornecimento no menor período possível.

A subestação automatizada é dotada de todos os equipamentos de controle, proteção, medição e monitoramento ligados em uma rede de comunicação (Figura 1). Essa integração permite uma melhor atuação dos equipamentos, tanto pela rapidez no acesso às informações, como na eficiência, visto o maior número de informações que trafegam na rede. Além de que a evolução desses equipamentos torna suas respostas mais rápidas, assim como protocolos mais novos tornam a comunicação mais rápida.



Figura 1. Visão funcional de uma subestação automatizada. [2]

Com o aparecimento de computadores mais modernos, dispositivos eletrônicos inteligentes (IED<sup>2</sup>), dispositivos de controle, proteção, supervisão, controladores lógicos programáveis e a adoção de uma arquitetura distribuída dentro dos sistemas de automação, passou-se a discutir o tema da interligação desses equipamentos de um modo mais concreto, tendo especial interesse na relação entre o hardware e software. Dentre as vantagens que a automação das subestações traz, pode-se citar [3]:

→ Rapidez, precisão e confiabilidade;

---

<sup>2</sup> IED – Intelligent Electronic Device.

- Supervisão automática dos parâmetros do sistema;
- Redução de tempo na detecção e localização de falhas;
- Redução de custos no geral;
- Monitoramento rápido e eficaz.

Pouco a pouco, as empresas deram seus primeiros passos e começaram a utilizar equipamentos eletrônicos nas salas de controle para aquisição de dados da subestação e envio remoto a Centros de Operação Regional (COR) [4]. Dessa forma, foi possível estabelecer o controle de todo um conjunto de subestações de uma região, permitindo a operação de unidades localizadas a grandes distâncias a partir de um mesmo computador central, aumentando o mercado para os sistemas SCADA<sup>3</sup>.

O dispositivo eletrônico formado pelo conjunto de unidades de aquisição, tratamento e envio de dados, localizado nas subestações, denomina-se genericamente Unidade Terminal Remota (UTR), que representou num dado momento, uma grande revolução dentro de um setor reconhecidamente conservador na aplicação de novas tecnologias, permitindo o controle das subestações de forma remota por um sistema de nível central, dando início à evolução da capacidade de transmissão de dados, através dos avanços nas telecomunicações e da aplicação de computadores em escala ampliada, possibilitando ampliar o potencial de utilização da tecnologia digital como uma realidade em ambientes de subestação [4].

Com a tecnologia da eletrônica digital consolidada, surgiram as primeiras propostas de Sistemas Integrados de Proteção e Controle, com uso de relés de proteção e unidades de controle baseados em microprocessadores e memórias, e inteligência em nível de equipamento para execução de lógicas e automação, com o surgimento do conceito de IED.

Esses dispositivos permitem a utilização de redes de computadores para comunicação por fibra óptica entre terminais e relés de uma mesma subestação. Além de que computadores pessoais são usados no nível de controle e monitoramento de subestação. A Figura 1 mostra a visão de um IED em uma subestação.

---

<sup>3</sup> SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition. Sistemas que utilizam software para monitorar e supervisionar as variáveis e os dispositivos de sistemas de controle conectados através de drivers específicos.

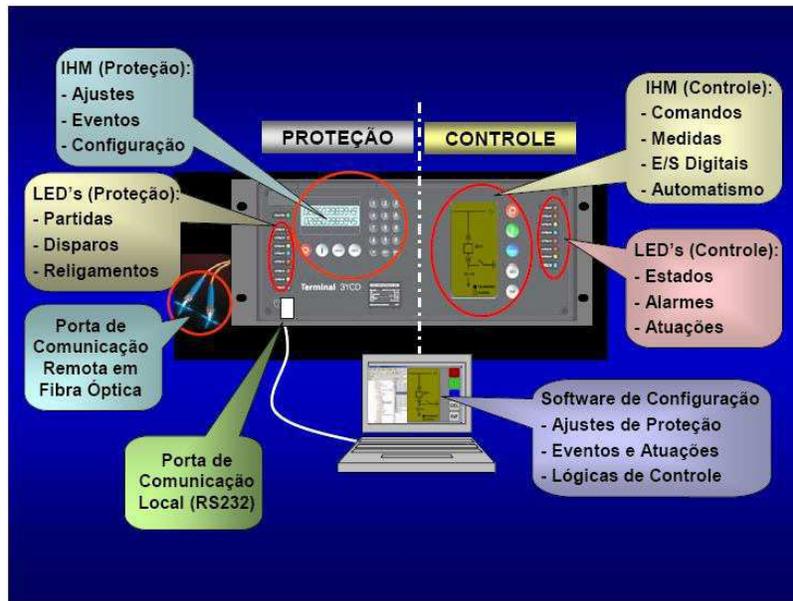


Figura 2. Dispositivo Eletrônico Inteligente – IED [4]

### 3.1. Proteção

A proteção é uma das funções mais importantes de uma subestação ou de qualquer sistema de potência, com a finalidade de proteger os equipamentos e o pessoal envolvido, e para limitar os danos em caso de uma falha elétrica. Proteção é uma função local, e deve ser capaz de funcionar, se necessário, independentemente do sistema de automação da subestação, embora seja uma parte integrante do sistema de automação em condições normais. As funções de proteção nunca devem ser comprometidas ou limitadas em qualquer sistema de automação de um sistema de potência [2].

### 3.2. Controle

O controle local é constituído por ações de controle que um dispositivo pode ter por si só, como intertravamentos, seqüências de chaveamento, verificação de sincronismo e outros, onde a intervenção humana é limitada e os riscos de erros reduzidos. Assim como a proteção, o controle local também deverá funcionar mesmo com o sistema de automação comprometido.

As funções de controle remoto são referentes ao controle da subestação feito por um software SCADA [2]. Os comandos podem ser dados diretamente para os dispositivos controlados remotamente, por exemplo, abrir ou fechar um

disjuntor. Ajustes de um relé podem ser alterados através desse sistema, assim como a aquisição de informações desejadas. Isso elimina a necessidade de ações humanas na própria subestação para realizar operações de comutação, e essas ações também se tornam mais rápidas. Além disso, do terminal SCADA tem uma visão geral do que está acontecendo em toda a planta [2].

### **3.3. Medição**

Uma gama de informações de uma subestação são coletadas e analisadas, em tempo real, pelo sistema de automação para a atuação devida deste. O sistema de medição é constituído por:

- Medições elétricas - tensões, correntes, potência, fator de potência, harmônicos, etc;
- Outras medidas analógicas como, por exemplo, temperaturas de transformadores e motores;
- Gravações de perturbações para análise de falhas.

Essa enorme quantidade de informações pode ajudar em estudos como análise de fluxo de carga e planejamento contra perturbações, além de ser imprescindível para as funções de proteção e controle [2].

### **3.4. Monitoramento**

É uma seqüência de eventos, ou a parte do sistema de automação, com informações que permitem o acompanhamento do estado da subestação, como status de equipamentos, avisos de manutenção, configurações de relés e etc. Isso melhora a eficiência do sistema em termos gerais, aumentando a eficácia da proteção e do controle. Estas informações são úteis na análise de falhas, determinando o que aconteceu, quando, onde e como aconteceu (o lugar, tempo e seqüência) [2].

## **4. Protocolos de Comunicação**

O grande avanço na automação de subestações fez surgir grandes investimentos dos grandes fabricantes de IED na busca de oferecer diferencial nos equipamentos de proteção e controle em subestações. Essa concorrência também deu origem a um grande número de protocolos proprietários de comunicação, que

de certa forma geravam resultados indesejáveis do ponto de vista da *interoperabilidade*<sup>4</sup>.

Subestações com um grande número de IED têm grande probabilidade de terem sofrido crescimento, não sendo a topologia atual, a primeira. Nesses casos facilmente se encontram equipamentos de fabricantes diferentes, que quando conectados em uma única rede, na grande maioria dos casos não se comunicam como esperado.

Diante da dificuldade de comunicação entre dispositivos, protocolos normatizados vêm aparecendo no intuito de se atingir a interoperabilidade desejada, ou seja, permitir a comunicação entre dispositivos de fabricantes diferentes em uma mesma rede. A Tabela 1 mostra alguns dos protocolos mais utilizados em redes de subestações.

Tabela 1. Comparativo de alguns protocolos de redes industriais [2].

Protocolo	Originalmente usado por	Velocidade	Princípio de acesso	Camadas OSI
MODBUS	Gould-Modicon	19.2 kbps	Vareadura cíclica	1,2,7
SPABUS	ABB (exclusivo)	19.2 kbps	Vareadura cíclica	1,2,7
DNP3.0	GE-Harris	19.2 kbps	Vareadura cíclica <sup>2</sup>	1,2,7 <sup>3</sup>
IEC 60870-5	Todos	19.2 kbps	Vareadura cíclica	1,2,7
MODBUS+	Gould-Modicon		Token	1,2,7
PROFIBUS	Siemens	12 Mbps	Token	1,2,7
MVB	ABB	1.5 Mbps	TDM	1,2,7 <sup>4</sup>
FIP	Merlin-Gerin	2.5 Mbps	TDM	1,2,7
Ethernet + TCP/IP	Todos	10 Mbps	CSMA/CD	1-7
LON	ABB (exclusivo)	1.25 Mbps	PCSMA/CD	1-7
UCA 2.0	GE	10 Mbps	CSMA/CD	1-7

#### 4.1. DNP 3.0

O DNP 3.0 (Distributed Network Protocol) é um protocolo aberto, caracterizado por manter conformidade com as especificações da norma IEC-870-5 para transmissões de dados entre estações mestre e UTR (Unidades Terminais Remotas) ou IED (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes), excetuando a comunicação entre mestres. O DNP 3.0 abrange funções das camadas de aplicação,

<sup>4</sup> Capacidade que um sistema ou dispositivo tem de operar com outro, semelhante ou não, independente de seu fabricante.

de enlace e física em uma arquitetura ISO-OSI simplificada, denominada EPA<sup>5</sup> (Figura 3), com uma pseudo-camada de transporte junto à camada de aplicação que faz a separação de mensagens maiores que 249 octetos.

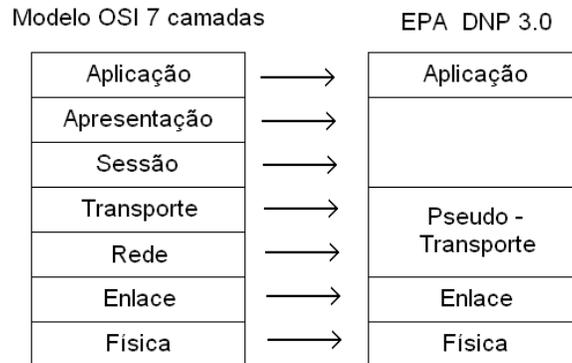


Figura 3. Modelo OSI e EPA DNP 3.0

O DNP 3.0 define um grande número de funções de aplicações e sistema, como:

- Acessos genéricos aos dados do dispositivo escravo (Leitura, Escrita);
- Transmissão de comando, com ou sem pré-seleção (Selecionar, Operar, Operação Direta);
- Transmissão de eventos horadatados, transferência de arquivos (Abrir, Ler, Fechar);
- Administração de contadores (Congelamento Imediato, Congelar e Limpar);
- Administração de programas (Inicializar, Partida/ parada da aplicação, Salvar configuração);
- Sincronismo Horário;
- Partida à Quente/ frio;
- Habilita/ desabilita Mensagem Espontânea.

Além disso, o DNP 3.0 define uma grande variedade de objetos para caracterizar os diferentes tipos de dados de um dispositivo:

- Objetos tipo binário: Entrada binária, Mudança de entrada binária, Saída binária, Bloco de controle da saída à relé;

<sup>5</sup> EPA - Enhanced Performance Architecture.

→ Objetos tipo analógicos: Entrada analógica, Entrada analógica na mudança de evento, Saída analógica;

→ Objetos tipo contador: Contador binário, Congelar contador.

## **4.2. Modbus**

Modbus<sup>6</sup> foi inicialmente desenvolvido por Gould Modicon, como um protocolo proprietário para a comunicação de PLCs. Hoje é um protocolo "aberto" usado por vários fabricantes. É um protocolo mestre-escravo simples, utilizando o método de varredura cíclica. Utiliza as camadas 1, 2 e 7 do modelo OSI e não tem interface definida, podendo o usuário escolher entre EIA-232, EIA-422, EIA-485<sup>7</sup> ou loop de corrente 20 mA.

Embora o Modbus seja relativamente lento em comparação com outros tipos ele tem a vantagem de ampla aceitação entre os fabricantes de instrumentos e usuários. Aproximadamente 20 a 30 fabricantes produzem equipamentos com protocolo Modbus e muitos sistemas estão em operação industrial. No entanto, Modbus é considerada limitada como um protocolo para comunicação em subestações de energia elétrica.

## **4.3. IEC60870-5-101**

O protocolo IEC 60870-5-101 é baseado nos cinco documentos da norma IEC 870-5. Como o DNP 3.0, o IEC 60870-5-101 possui estruturas que são diretamente aplicáveis para interface entre UTR e IED. Um documento chamado Device Profile identifica todos os diferentes modos de operação, opções de configuração, causas de transmissão e outras informações importantes para garantir compatibilidade entre os sistemas.

Quando o conjunto de padrões IEC 870-5 foi inicialmente completado em 1995 com a publicação do perfil IEC 60870-5-101, ele cobriu somente transmissões sobre comunicação serial com relativamente baixas taxas de transmissão. Com o avanço da tecnologia de comunicação sobre redes, a norma IEC 60870-5 também previu a comunicações sobre redes TCP/IP – gerando o protocolo IEC60870-5-104.

---

<sup>6</sup> Modbus – protocolo de comunicação criado pela Gould Modicon para Controladores Lógicos Programáveis (CLP).

<sup>7</sup> Padrões para conexões de comunicação serial.

#### 4.4. Ethernet

O conceito de rede Ethernet foi desenvolvido pela Xerox Corporation em Palo Alto Research Center (PARC), em meados dos anos setenta, com base no trabalho realizado pelos pesquisadores da Universidade do Havaí, onde havia sites do campus nas diversas ilhas. Sua rede, ALOHA, foi instalada usando transmissões de rádio, conectando os diversos sites, posteriormente conhecida como *Ethernet*.

A filosofia foi bastante simples. Qualquer estação que queria transmitir para outra estação iria fazê-lo imediatamente enquanto as estações de recepção tinham a responsabilidade de reconhecer a mensagem, respondendo à estação de origem, selando uma transmissão bem sucedida. Este sistema não detectava colisões, mas esperava por uma confirmação dentro de um prazo pré-definido.

Em 1983, a divulgação da norma IEEE 802-3 disponibilizava as ferramentas para acesso múltiplo, detecção de colisão (CSMA/ CD<sup>8</sup>) e LAN<sup>9</sup> baseadas no padrão Ethernet, que deu mais credibilidade a este padrão. Apesar de o termo genérico *Ethernet* ser aplicado a todas as redes CSMA/ CD, ele realmente deve ser reservado para o padrão DIX<sup>10</sup> original.

Ethernet é largamente utilizado comercialmente, os equipamentos são relativamente baratos e produzidos em grandes quantidades. Devido a seu mecanismo probabilístico de acesso, não há garantia de transferência de mensagens e estas não podem ser priorizadas. Apesar disto, é cada vez mais utilizado industrialmente. O padrão IEEE 802.3 define vários tipos de cabos que podem ser usados para uma rede com base nessa norma, como cabo coaxial, par trançado e fibra ótica. Além disso, existem diferentes padrões de sinalização e velocidades de transmissão que podem ser utilizadas.

#### 4.5. TCP/ IP

A Internet, originalmente conhecida como Advanced Research Projects Agency Network (ARPANET) operou entre 1969 e 1990, e foi o modelo base para o TCP/ IP. No início dos anos 60, o Departamento Americano de Defesa indicou a necessidade de um sistema de comunicação que abrangesse uma determinada área

---

<sup>8</sup> CSMA/ CD - Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection. Protocolo de organização do compartilhamento de canais em redes de comunicação.

<sup>9</sup> LAN – Local Area Network. Redes locais de computadores, utilizadas na interconexão de equipamentos para troca de dados.

<sup>10</sup> DIX - Padrão de quadros utilizado pelo Ethernet.

de atuação em multi-plataforma. Para isso foi utilizado o protocolo Ethernet. Todavia este protocolo não foi considerado suficiente, e como resultado o protocolo TCP/ IP foi desenvolvido para uso conjunto com o protocolo Ethernet, que contribuía com as camadas físicas e de enlace enquanto as camadas de transporte e de rede eram determinadas pelo protocolo TCP/ IP. Em 1967, o Stanford Research Institute (SRI) foi contratado para desenvolver esse novo conjunto de protocolos:

→ 1970: Início do desenvolvimento;

→ 1972: Aproximadamente 40 sites ligados com TCP/ IP;

→ 1973: A primeira ligação internacional;

→ 1974: TCP/ IP liberado para o público. Inicialmente, TCP/ IP foi utilizado para interligar o governo, os militares e as instituições educacionais. Com o tempo empresas comerciais foram interligadas.

#### **4.6. UCA 2.0**

Este protocolo baseia-se pelas camadas física e de enlace do protocolo Ethernet (ferramenta CSMA/ CD), incorpora o protocolo TCP/ IP e utiliza o protocolo MMS para as camadas de aplicação, definindo todas as sete camadas do modelo OSI. As comunicações peer-to-peer<sup>11</sup> e mestre-escravo são suportadas. O protocolo destina-se a ser um sistema aberto e reconhecido mundialmente como um método integrado para a troca de dados em tempo real.

A primeira versão do UCA<sup>12</sup>, desenvolvida em 1991, foi um dos primeiros protocolos a oferecer interconectividade<sup>13</sup> e interoperabilidade em alta velocidade entre equipamentos de diferentes fabricantes. A segunda versão, concluída em 1998, prevê perfis adicionais de comunicação, serviços de aplicativos e modelos de dispositivos para a interoperabilidade entre os vários equipamentos.

#### **4.7. IEC61850**

Devido aos variados protocolos existentes em redes de comunicação em subestações, muitos deles proprietários, viu-se a necessidade de lançar uma norma que utilizasse protocolos abertos e permitisse a operação devida do sistema,

---

<sup>11</sup> Arquitetura de sistemas distribuídos caracterizada pela descentralização das funções na rede, onde cada nodo realiza tanto funções de servidor quanto de cliente.

<sup>12</sup> Utility Communications Architecture.

<sup>13</sup> Capacidade de um dispositivo tem de interagir com todos os outros dispositivos do sistema.

mesmo envolvendo equipamentos de fabricantes diferentes. Em 2003, o IEC publicou a norma IEC 61850, que conta com uma modelagem de dados orientada a objeto e uma mistura de três métodos de abordagem:

- Decomposição de funções: para entender as relações lógicas entre componentes de uma função distribuída;
- Fluxo de dados: para entender as interfaces de comunicação que promovem a troca de informações entre componentes e os requisitos de desempenho;
- Modelagem de informação: para definir a sintaxe e a semântica da troca de informações. Apresentada em forma de objetos, classes, tipos, atributos e métodos.

Detalhes sobre a norma estão contidos no *Guia de Auxílio à Leitura da Norma IEC 61850*, na segunda parte deste documento. A estrutura da norma é dividida em dez partes, como segue:

IEC 61850-1: Introdução e Visão Geral

IEC 61850-2: Glossário

IEC 61850-3: Requisitos Gerais

IEC 61850-4: Sistema e Gestão de Projeto

IEC 61850-5: Requisitos de Comunicação para Funções e Dispositivos

IEC 61850-6: Linguagem de Configuração para Comunicação em Subestações

IEC 61850-7-1: Princípios e Modelos

IEC 61850-7-2: Interface Abstrata para Serviços de Comunicação (ACSI)

IEC 61850-7-3: Classes de Dados Comuns

IEC 61850-7-4: Classes de Nós Lógicos Compatíveis e Classes de Dados

IEC 61850-8-1: Mapeamento para MMS (ISO/ IEC 9506-1 e ISO/ IEC 9506-2)

IEC 61850-9-1: Valores Amostrados em uma Conexão Multidrop Unidirecional

IEC 61850-9-2: Valores Amostrados para ISO/ IEC 8802-3

IEC 61850-10: Testes de Conformidade

## 5. Referências Bibliográficas

[1] Duailibe, Paulo. *Subestações: tipos, equipamentos e proteção*. Centro Federal de Educação Tecnológica, 1999.

[2] Strauss, Cobus. *Electrical Network Automation and Communication System*. Elsevier Editora. Massachusetts, 2003.

[3] Nobre, Catarina. *Estudo da Norma IEC 61850*. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade do Porto, 2006.

[4] Pereira, R. *Automação e Digitalização em Subestações de Energia Elétrica*. CEFET-RJ, 2007.

## **Parte 2**

### **Guia de Auxílio à Leitura da Norma IEC61850**

## Lista de Figuras

Figura 1. Níveis e interfaces lógicas em SAS (IEC 61850-5) .....	28
Figura 2. O conceito de nó lógico e suas conexões (IEC 61850-5) .....	30
Figura 3. Decomposição de funções em nós lógicos (IEC 61850-5) .....	31
Figura 4. Função de sobrecorrente decomposta em nós lógicos.....	32
Figura 5. Lista dos grupos de nós lógicos .....	33
Figura 6. Hierarquia de classes do modelo ASCII (IEC 61850-7-2) .....	36
Figura 7. Controlador de Bay (IEC 61850-5) .....	39
Figura 8. Perspectiva tridimensional da alocação de entidades.....	41
Figura 9. Tipos de mensagens (IEC 61850-8-1) .....	44
Figura 10. Tipos de mensagens.....	45
Figura 11. Fluxo de arquivos SCL na configuração de um IED .....	47
Figura 12. Diagrama do alimentador utilizado no exemplo.....	47
Figura 13. Fluxo de informações para proteção de sobrecorrente instantânea .....	48
Figura 14. Fluxo de informações para proteção de sobrecorrente temporizada .....	48
Figura 15. Fluxo de informações entre os nós lógicos utilizados no exemplo.....	50

## Lista de Tabelas

Tabela 1. Tipos Básicos de Atributos.....	34
Tabela 2. Tipos ASCI.....	35
<u>Tabela 3. Tipos CDA.....</u>	<u>35</u>
Tabela 4. Modelos ASCI.....	37
Tabela 5. Relação dos modelos ASCI e serviços.....	38
Tabela 6. Classe que representa o nó lógico XCBR (IEC 61850-7-4).....	41
Tabela 7. Classe que representa o CDC DPC (IEC 61850-7-3).....	42
Tabela 8. Serviços relacionados à classe DPC (IEC 61850-7-3).....	43

## **6. Apresentação**

Este trabalho demonstra em um guia de auxílio à leitura, como a norma IEC 61850 impõe seus métodos e exigências na configuração do controle e proteção de subestações. A motivação para o desenvolvimento deste documento vem da dificuldade geralmente encontrada na leitura da norma, que tem seqüência confusa e exige conhecimentos prévios de outros assuntos relacionados.

Nesta parte do documento o leitor encontrará uma visão mais didática da norma, estudada em uma seqüência mais fácil de entender, que dá enfoque à interpretação de tabelas e figuras expostas pela IEC 61850 e a uma abordagem mais prática.

## 7. Alocação de funções e interfaces

Existem três diferentes níveis nos quais as funções em uma subestação podem ser alocadas:

→ Nível de processo – as funções aqui relacionadas estão diretamente ligadas ao interfaceamento<sup>14</sup> de equipamentos como os transformadores de potencial e corrente.

→ Nível de vão – são alocadas as funções que são comuns a um grupo ou parte de uma subestação. Como exemplo de vão cita-se o conjunto formado pelo acoplador, o referente disjuntor, isoladores e chaves; os equipamentos entre uma linha e um barramento.

→ Nível de estação – as funções aqui listadas podem ser enquadradas em dois subgrupos: funções relacionadas a processo, que utilizam de informações de um ou vários vãos e atuam sobre equipamentos primários, e funções relacionadas a interfaces, para operador, controle remoto e etc.

Na Figura 1 é possível identificar e discriminar as interfaces utilizadas em cada nível e entre eles.

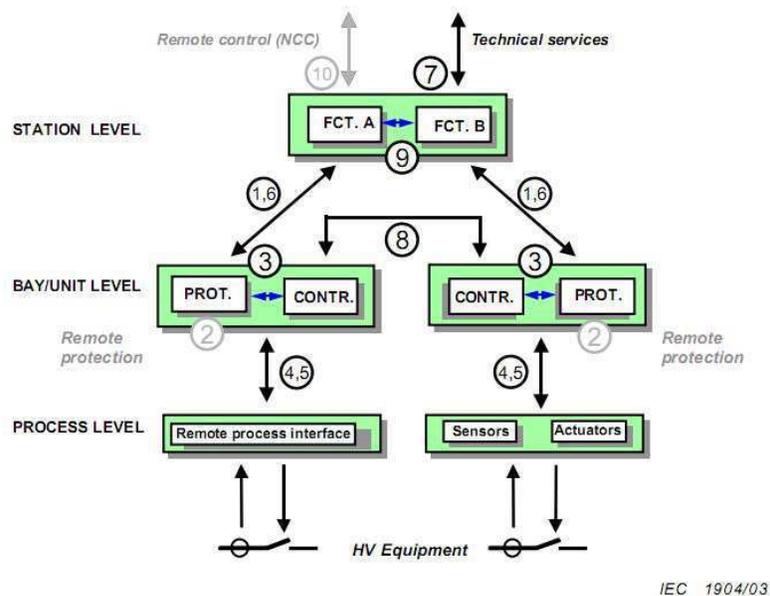


Figura 1. Níveis e interfaces lógicas em SAS (IEC 61850-5)

<sup>14</sup> Ligação entre dois processos diferentes, seja entre software e software ou software e hardware.

- IF1 – troca de dados de proteção, controle ou monitoramento entre os níveis de estação e vão;
- IF2 – troca de dados de proteção no vão para uma proteção remota;
- IF3 – troca de dados dentro de um vão;
- IF4 – troca de dados entre os níveis de processo e vão (amostras das grandezas medidas dos transformadores de corrente e potencial);
- IF5 – troca de dados de controle entre os níveis de processo e vão;
- IF6 – troca de dados de controle entre os níveis de vão e estação;
- IF7 – troca de dados entre a subestação e terminais de operação;
- IF8 – troca de dados entre vãos, especialmente para funções rápidas como de intertravamento<sup>15</sup>;
- IF9 – troca de dados dentro do nível de estação;

## **8. Metas e requisitos**

A meta principal da norma é atingir a interoperabilidade entre os IED de diferentes fabricantes, ou mais precisamente, permitir que funções sejam realizadas em subestações mesmo quando estas residem em equipamentos de diferentes fabricantes. Para caracterizar essa interoperabilidade, podemos dizer que dispositivos de diferentes fabricantes devem estar conectados e sob ação de um protocolo incomum, devem entender as informações recebidas uns dos outros e juntos realizar uma ou mais funções.

Para se preencher os requisitos de comunicação em uma subestação, a identificação de todas as funções é necessária. Para isso descrevem-se regras para a definição de funções em uma subestação, segundo a norma IEC 61850. Essa abordagem consiste de três etapas:

- a) Cada função deve ter sua descrição e sua decomposição em nós lógicos;
- b) Cada nó lógico deve ter sua descrição e os PICOM cambiados;
- c) Cada PICOM deve ter sua descrição e os referentes atributos.

A descrição das funções e como elas são decompostas é mostrado no anexo G da norma IEC 61850-5 (2003). Os PICOM são descritos em tabelas do Anexo A da norma IEC 61850-5.

---

<sup>15</sup> Efetua o bloqueio ou liberação de ações de comando em chaves, disjuntores ou seccionadoras em função da topologia da subestação, visando à segurança operativa desses equipamentos.

## 9. O conceito de nó lógico

A possível alocação de uma função em vários dispositivos diferentes se faz coerente quando decomponemos esta em nós lógicos, sub-partes classificadas quanto aos seus propósitos de atuação (proteção, controle, medição e etc.) e que contêm dados tais que a manipulação destes em conjunto com os de outros nós lógicos definem a função a ser desempenhada.

A partir deste conceito é criada uma nova visão dos dispositivos – lógica – que não coincide a risca com a visão física destes. Para ilustrar melhor as duas disposições possíveis das funções, lógica e física, observemos a Figura 2.

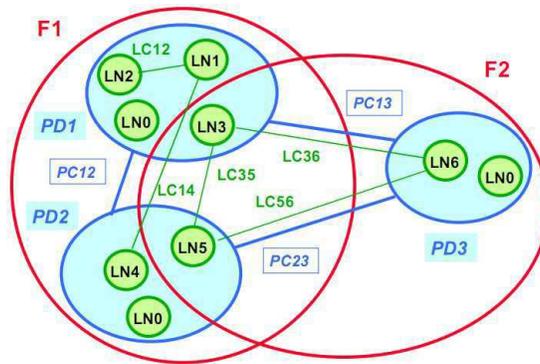


Figura 2. O conceito de nó lógico e suas conexões (IEC 61850-5)

Duas funções, F1 e F2 podem ser implementadas em uma subestação tal que F1 é desempenhada por dois dispositivos físicos (IED), PD1 e PD2, e a função F2 desempenhada por três dispositivos diferentes. Os três dispositivos existentes são conectados fisicamente pelo que chamamos de conexões físicas PC12, PC23 e PC13 (do inglês, Physical Connection). De forma análoga, as conexões lógicas LC14, LC35, LC36 e LC56 unem os nós lógicos contidos em cada dispositivo lógico de cada dispositivo físico (PD1, PD2 e PD3).

Cada LN receptor deve saber quais os dados necessários para realizar sua tarefa. Por exemplo, ele deve ser capaz de verificar se os dados enviados a ele estão completos, são válidos e têm a devida qualidade. Em sistemas de tempo real, como subestações automatizadas, o critério de validade mais importante é a *idade* do dado. OLN transmissor deve enviar atributos com a maior qualidade e a decisão de que os dados estão *velhos* é do LN receptor.

### 9.1. Decomposição de Funções Comuns em Nós Lógicos

Na Figura 3 existem alguns exemplos de funções comuns em subestações decompostas em nós lógicos.

- a) Manobra sincronizada de disjuntor;
- b) Proteção de distância;
- c) Proteção de sobrecorrente.

Do lado esquerdo da figura estão dispostos os nós lógicos utilizados pelas funções mostradas. Esses estão alocados em dispositivos físicos listados por números que aparecem na extremidade direita da mesma figura.

- 1) Computador da estação;
- 2) Dispositivo de manobra sincronizada;
- 3) Unidade de proteção de distância com função de sobrecorrente integrada;
- 4) Unidade de controle de bay;
- 5) Transformador de corrente;
- 6) Transformador de potencial;
- 7) Transformador de potencial de barramento;

Logical Nodes	Functions			Physical Devices
	Synchronised CB switching	Distance protection	Overcurrent protection	
HMI	X	X	X	1
Sy.Switch.	X			2
Dist.Prot.		X		3
O/C Prot.			X	3
Breaker	X	X	X	4
Bay CT		X	X	5
Bay VT	X	X		6
BB VT	X			7

Figura 3. Decomposição de funções em nós lógicos (IEC61850-5)

Os elementos marcados com X compreendem os nós lógicos e os dispositivos em que esses se encontram, necessários para implementar a função citada no topo de cada coluna. Desta forma, utilizando o mesmo conceito de nó lógico previamente explanado, podem-se analisar as disposições físicas e lógicas para a função de sobrecorrente descrita na terceira coluna da Figura 3, na Figura 4.

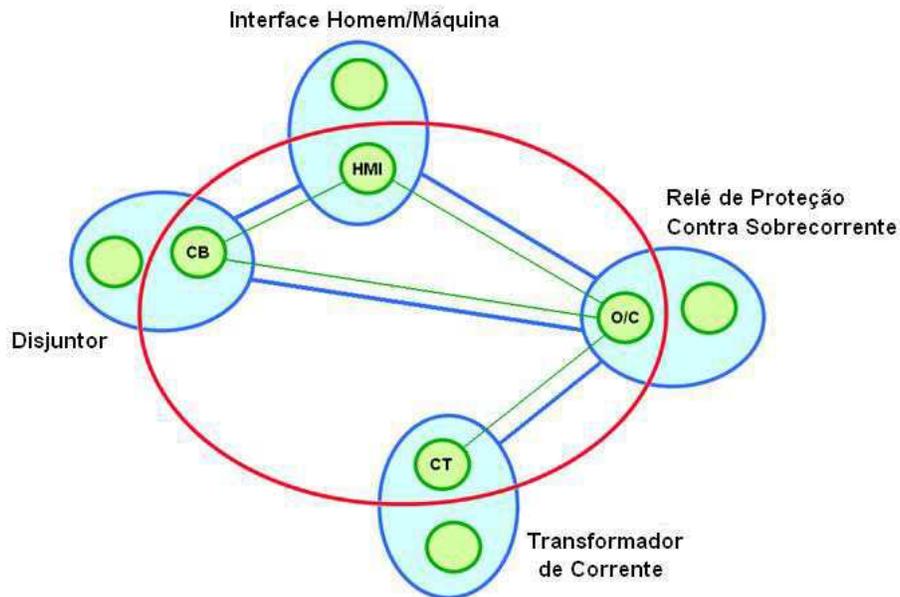


Figura 4. Função de sobrecorrente decomposta em nós lógicos

A função de sobrecorrente apresentada é decomposta em quatro nós lógicos e distribuída em quatro dispositivos diferentes. Para este caso, cada equipamento aloca um nó lógico que representa a função do dispositivo, o que não impossibilita que, a depender da função, mais de um nó lógico de um mesmo dispositivo seja utilizado.

## 9.2. Modelagem Orientada a objeto

Um nó lógico é um agrupamento de dados logicamente relacionado a alguma função do sistema. Cada nó lógico contém um ou mais dados. Cada elemento de dado tem um nome único. Esses nomes de dados são determinados pela norma e são funcionalmente relacionados com a finalidade do sistema de potência.

A norma IEC61850 contém nós lógicos que equivalem a grande maioria das funções utilizadas até hoje nas subestações. Porém, desde que é impossível definir todas as funções que possam ser usadas no presente e no futuro, ou suas distribuições e interações, é muito importante especificar e normatizar a interação entre os nós lógicos de uma forma genérica.

Assim, a figura 8 mostra quais os grupos de atuação dos nós lógicos e a quantidade deles em cada grupo, onde a primeira letra de cada nó lógico é a mesma letra do seu grupo.

Logical Group	Name	Number of Logical Nodes
L	System LN	2
P	Protection	28
R	Protection related	10
C	Control	5
G	Generic	3
I	Interfacing and archiving	4
A	Automatic control	4
M	Metering and measurement	8
S	Sensor and monitoring	4
X	Switchgear	2
T	Instrument transformers	2
Y	Power transformers	4
Z	Further power system equipment	15

Figura 5. Lista dos grupos de nós lógicos

Cada dado dentro de um nó lógico contém vários atributos. Um determinado grupo de atributos pode se apresentar em vários dados de vários nós diferentes. A cada grupo desses se dá o nome de Common Data Classe (CDC), que está especificado por IEC 61850-7-3. Cada CDC descreve o conteúdo do dado.

Por exemplo, há CDC para informações de status, informações de medidas, informação de controle, configurações analógicas e etc. Cada CDC tem um nome e um conjunto de atributos definidos por IEC 61850-7-3 para um propósito específico. Portanto, determinar o tipo de um dado, ou seja, o CDC de um dado determina indiretamente o conjunto de atributos que este contém.

Um disjuntor, por exemplo, é modelado com um nó lógico chamado XCBR. Ele contém uma variedade de dados, incluindo o dado *Loc* para determinar se a operação é local ou remota, *OpCnt* para uma contagem de operações, *Pos* para a posição do disjuntor, *BlkOpn* para bloqueio de comandos para disjuntor aberto, *BlkCls* para bloqueio de comandos para disjuntor fechado e *CBOpCap* para a capacidade operacional do disjuntor (IEC61850-7-4)

Cada atributo individual de um CDC pertence a um subgrupo chamado Functional Constraints (FC) que agrupa os atributos em categorias como, atributos de status (ST), valores amostrados (SV) e outros, definidos pela norma IEC 61850-7-2. Além da classificação por grupos funcionais, os atributos de dados possuem seus tipos estruturais definidos pela norma, chamados DATypes, que compreendem o nome, uma indicação de obrigatório ou opcional e o tipo básico.

## 10. Tipos de Atributos (DATypes)

A norma IEC 61850-7-2 define os tipos chamados básicos ou primitivos e os tipos ACSI e CDA. A Tabela 1 mostra a descrição dos tipos básicos.

Tabela 1. Tipos Básicos de Atributos.

Boolean	Booleano: verdadeiro ou falso
Int8	Inteiro de -128 a 127
Int16	Inteiro de 32.768 a 32.767
Int32	Inteiro de -8.388.608 a 8.388.607
Int64	Inteiro de -2.147.483.648 a
Int128	Inteiro de $-(2^{127})$ a $(2^{127} - 1)$
Int8U	Inteiro de -0 a 255
Int16U	Inteiro de -0 a 65.535
Int32U	Inteiro de -0 a 16.777.215
Int64U	Inteiro de -0 a 4.294.967.295
Float32	Float de até 32 bits
Float64	Float de até 64 bits
ENUMERATED	<p>Enumeração: grupo de atribuições representada por uma ordem de números.</p> <p><i>Ex.: Enumerated { Primavera = 0; Verão = 1; Outono = 2; Inverno = 3 };</i></p> <p>Para classificar a estação do ano usam-se os números e não os nomes. A norma permite personalizar esse tipo de enumeração.</p>
CODED ENUM'nn'	Enumeração sem permissão para alterações. Esta deve ser para SCSM.
OCTET STRING'nn'	Definido pela parte da norma onde é utilizado, com tamanho máximo 'nn'.
VISIBLE STRING'nn'	Definido pela parte da norma onde é utilizado, com tamanho máximo 'nn'.
UNICODE STRING'nn'	Definido pela parte da norma onde é utilizado, com tamanho máximo 'nn'.

Os tipos ACSI<sup>16</sup> são tipos não básicos que podem ser formados por um ou mais tipos básicos. As definições e estruturas dos tipos são encontradas na norma. A lista dos nomes dos tipos ACSI está na Tabela 2. Além dos tipos descritos na IEC 61850-7-2, tipos chamados *Common Data Attribute* (CDA) são especificados na IEC 61850-7-3 e definidos para uso em CDC. Estes podem ser criados a partir de tipos básicos ou dos próprios tipos CDA. A lista desses tipos é encontrada na Tabela 3.

Tabela 2. Tipos ACSI.

ObjectName
ObjectReference
ServiceError
EntryID
PACKED LIST
TimeStamp
EntryTime
TriggerConditions

Tabela 3. Tipos CDA.

Quality
AnalogueValue
ScaledValueConfig
RangeConfig
ValWithTrans
PulseConfig
Originator
Unit
Vector
Point
CtIModels
SboClasses

## 11. Modelos Básicos ACSI

O padrão ACSI proposto pela norma IEC61850-7-2 apresenta modelos de classes que definem de forma básica a representação em camadas do dispositivo e sua interação com a rede de comunicação. As classes dos modelos básicos são:

- SERVER class – O servidor representa o comportamento externo de um dispositivo. Para uma sub-rede qualquer, cada IED tem um Servidor e seu Ponto de Acesso, por onde a comunicação é permitida. O servidor de um dispositivo físico tem um ou mais dispositivos lógicos.

<sup>16</sup> Abstract Communication System Interface.

- LOGICAL-DEVICE Class – O dispositivo lógico contém informações de certo grupo de funções que representam certa aplicação. As funções são representadas por nós lógicos.
- LOGICAL-NODE Class – O nó lógico contém informações, em seus dados, de cada função de um dispositivo lógico.
- DATA Class – O dado fornece cada representação de informação contida em um nó lógico para a definição cada função, como a posição de uma chave ou um valor de corrente de ajuste.

A Figura 6 ilustra bem a hierarquia do padrão ACSI proposto pela norma.

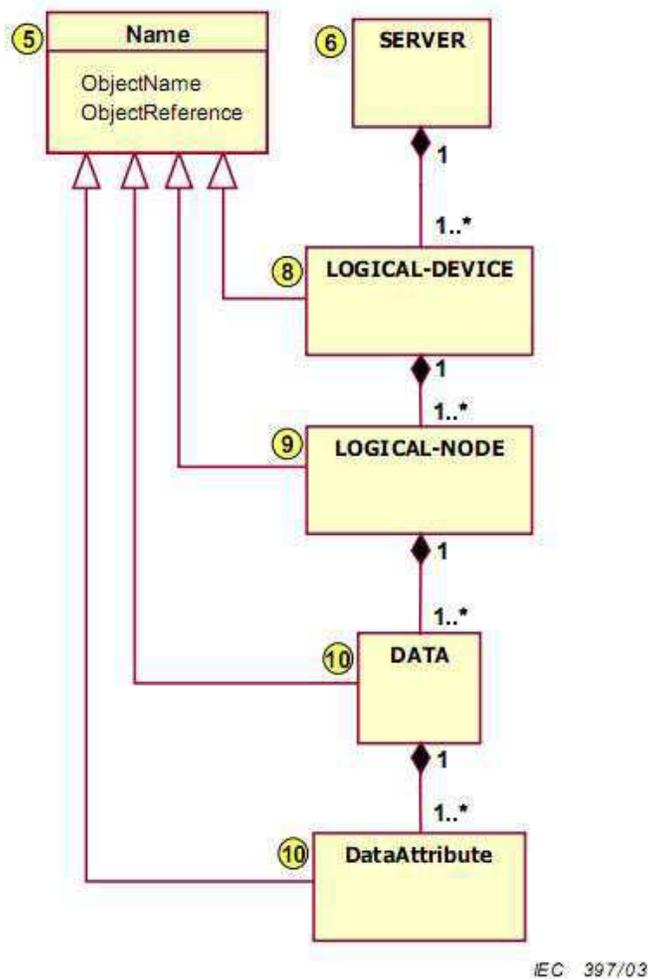


Figura 6. Hierarquia de classes do modelo ACSI (IEC61850-7-2)

### 11.1. Outros modelos

Além dos modelos básicos são definidos modelos que prevêm a atuação de serviços sobre grupos de dados e atributos de dados. Esses modelos estão listados na Tabela 4.

Tabela 4. Modelos ACSI.

DATA-SET
Substitution
SETTING-GROUP-CONTROL-BLOCK
REPORT-CONTROL-BLOCK e LOG-CONTROL-BLOCK
Control Blocks for Generic Substation Event
Control Blocks for Transmission of Sampled Values
Control
Time e Time Synchronization
File Transfer

### 11.2. Modelos de Serviços

A norma IEC 61850-7-2 define as classes de serviços relacionadas às classes dos modelos ACSI. Esses serviços reúnem as ações que podem ser feitas sobre os dados e atributos de dados segundo a norma. Na Tabela 5 estão os modelos ACSI e seus serviços.

Tabela 5. Relação dos modelos ACSI e serviços.

<p><b><u>SERVER model (Clause 6)</u></b> GetServerDirectory</p> <p><b><u>ASSOCIATION model (Clause 7)</u></b> Associate Abort Release</p> <p><b><u>LOGICAL-DEVICE model (Clause 8)</u></b> GetLogicalDeviceDirectory</p> <p><b><u>LOGICAL-NODE model (Clause 9)</u></b> GetLogicalNodeDirectory GetAllDataValues</p> <p><b><u>DATA model (Clause 10)</u></b> GetDataValues SetDataValues GetDataDirectory GetDataDefinition</p> <p><b><u>DATA-SET model (Clause 11)</u></b> GetDataSetValues SetDataSetValues CreateDataSet DeleteDataSet GetDataSetDirectory</p> <p><b><u>Substitution model (Clause 12)</u></b> SetDataValues GetDataValues</p> <p><b><u>SETTING-GROUP-CONTROL-BLOCK model (Clause 13)</u></b> SelectActiveSG SelectEditSG SetSGValues ConfirmEditSGValues GetSGValues GetSGCBValues</p> <p><b><u>REPORT-CONTROL-BLOCK and LOG-CONTROL-BLOCK model (Clause 14)</u></b> <b><u>BUFFERED-REPORT-CONTROL-BLOCK:</u></b> Report GetBRCBValues SetBRCBValues <b><u>UNBUFFERED-REPORT-CONTROL-BLOCK:</u></b> Report GetURCBValues SetURCBValues</p>	<p><b><u>LOG-CONTROL-BLOCK model:</u></b> GetLCBValues SetLCBValues QueryLogByTime QueryLogAfter GetLogStatusValues</p> <p><b><u>Generic substation event model – GSE (Clause 15)</u></b> <b><u>GOOSE</u></b> SendGOOSEMessage GetGoReference GetGOOSEElementNumber GetGoCBValues SetGoCBValues <b><u>GSSE</u></b> SendGSSEMessage GetGsReference GetGSSEDataOffset GetGsCBValues SetGsCBValues</p> <p><b><u>Transmission of sampled values model (Clause 16)</u></b> <b><u>MULTICAST-SAMPLE-VALUE-CONTROL-BLOCK:</u></b> SendMSVMessage GetMSVCBValues SetMSVCBValues <b><u>UNICAST-SAMPLE-VALUE-CONTROL-BLOCK:</u></b> SendUSVMessage GetUSVCBValues SetUSVCBValues</p> <p><b><u>Control model (Clause 17)</u></b> Select SelectWithValue Cancel Operate CommandTermination TimeActivatedOperate</p> <p><b><u>Time and time synchronization (Clause 18)</u></b> TimeSynchronization</p> <p><b><u>FILE transfer model (Clause 20)</u></b> GetFile SetFile DeleteFile GetFileAttributeValues</p>
--	--

## 12. Modelagem e configuração de funções

As definições e estruturas dos nós lógicos, dados, CDC e atributos de dados estão presentes em tabelas da norma IEC 61850-7-2, 7-3 e 7-4. Para interpretar melhor as informações contidas nestas, primeiramente observa-se um exemplo de *controlador de bay* configurado através da norma IEC61850 na Figura 7.

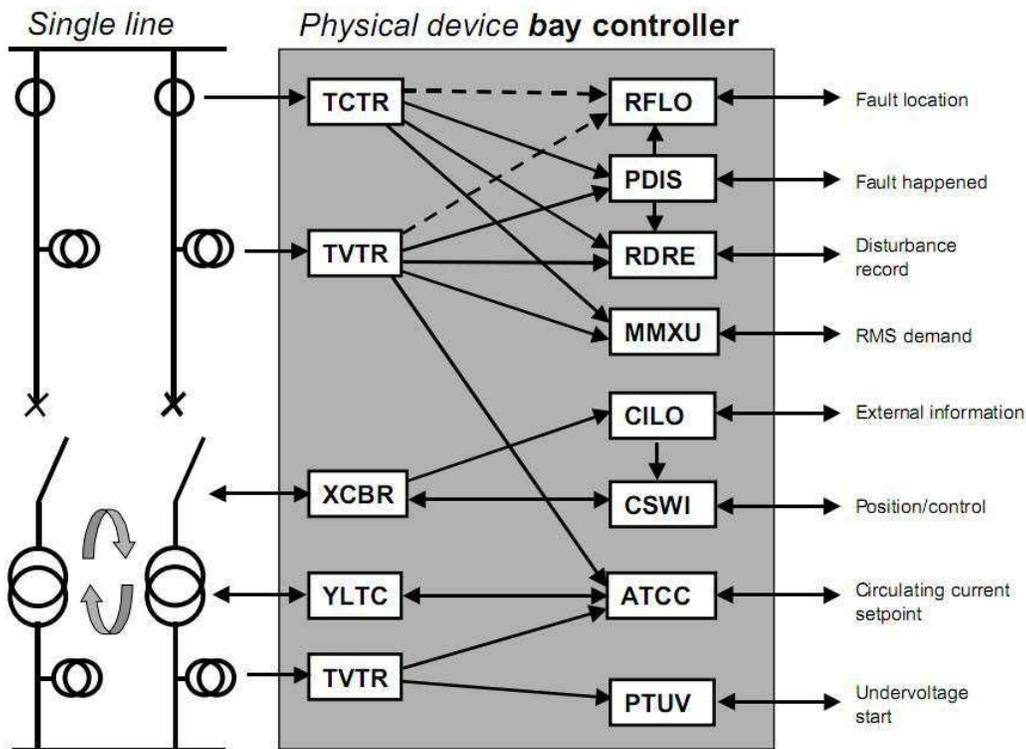


Figura 7. Controlador de Bay (IEC 61850-5)

TCTR – transformador de corrente;

TVTR – transformador de tensão;

YLTC – mudança de tap para a regulação de tensão em transformadores;

XCBR – manobra de disjuntor;

PTUV – proteção de subtensão;

ATCC – controle automático de tensão de barra;

CSWI – controle de comutadores;

CILO – função de intertravamento;

MMXU – medição (para efeitos de operação);

RDRE – registrador de distúrbios;

PDIS – proteção de distância;

RFLO – localização da falta;

Os nós lógicos TCTR e TVTR, relacionados aos transformadores de corrente e de tensão, ligados a barra superior enviam amostras dessas grandezas para os nós lógicos de localização de faltas (RFLO), de proteção de distância (PDIS), registrador de distúrbios (RDRE), de medição (MMXU) e, com exclusividade do transformador de tensão, para o nó lógico de controle automático de tensão de barra (ATCC).

Ainda para o transformador de tensão, mas dessa vez ligado a barra inferior, amostras de tensão são enviadas ao nó lógico de proteção de subtensão (PTUV). O nó lógico de disjuntor (XCBR) envia informações para o nó lógico de intertravamento (CILO) e troca informações com o nó lógico de controle de comutadores (CSWI). O nó lógico para regulação de tensão através do posicionamento de tap (YLTC), relacionado aos transformadores, troca informações com o nó lógico de controle de tensão de barra.

Uma eventual falta ocorrida em uma das linhas expostas na figura será identificada pela proteção de distância atuante, já que há leitura constante dos valores de tensão e corrente vindas dos transformadores para instrumentos. Ao mesmo tempo essas informações são levadas ao localizador de faltas e ao registrador de distúrbios. Através do controle de comutador e da própria função de disjuntor o defeito é sanado.

O equilíbrio das tensões em ambas as barras é feito através de um controle automático. O transformador também tem sua tensão regulada através do controle do posicionamento de tap. A proteção de subtensão está relacionada aos níveis de tensão dos transformadores de tensão ligados a barra inferior.

Viu-se na Figura 7 que a representação de funções ou equipamentos por meio de nós lógicos é coerente, mas não fica clara a forma com que esses nós lógicos trocam mensagens, ou melhor, que dados de cada nó lógico são relevantes para outros nós lógicos. Os dados e atributos de qualquer nó lógico descrito pela norma levam informações suficientes para todo e qualquer outro nó lógico que venha se unir àquele para modelar uma função.

Na maioria dos casos, nem todos os atributos ou mesmo dados inteiros são necessários para modelar uma função. A depender dos nós lógicos que estão conectados é preciso saber que informações devem ser enviadas ao nó vizinho, sabendo o que cada atributo (menor entidade que contém informação) quer dizer.

A Figura 8 ilustra em nova perspectiva o que deve ser a seqüência de agrupamentos a ser avaliada na modelagem de uma função.

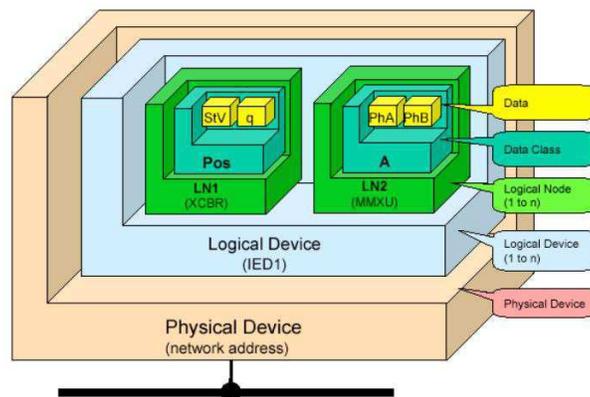


Figura 8. Perspectiva tridimensional da alocação de entidades

Como já mencionado, a entidade mais externa de um IED é o dispositivo físico. Nele, a depender do número de funções utilizadas, encontram-se um ou mais dispositivos lógicos, dispositivos virtuais que permitem agrupar a troca de informações quando os dispositivos estão dispostos em rede. Os nós lógicos contidos nos dispositivos lógicos são entidades que representam, na sua maioria, funções comuns às subestações. Dentro desses nós estão contidos os dados, entidades que representam estados ou variáveis importantes à implementação de funções e, por último, os atributos, os menores pedaços de informação.

Na Figura 8 dois nós lógicos pertencem ao dispositivo lógico IED1. Um desses é o nó lógico que representa o disjuntor, XCBR. Qualquer função comum na automação de subestações que utilize um disjuntor deve utilizar, no máximo, todos os dados disponíveis na Tabela 6. Como é possível ver, na coluna mais a esquerda da tabela estão dispostos todos os dados contidos no nó lógico XCBR, classificados quanto ao caráter da informação, como dados comuns do disjuntor, dados de controle, valores medidos e dados de status. Na última coluna há a informação que classifica o dado como obrigatório (M) para a modelagem de funções ou opcional (O). Na segunda coluna estão dispostos os tipos de CDC para cada dado. Para exemplificar, vemos na Tabela 7 que atributos fazem parte do CDC de nome DPC, que são os atributos contidos no dado *Pos*<sup>17</sup>.

Tabela 6. Classe que representa o nó lógico XCBR (IEC 61850-7-4)

<sup>17</sup> Dado que indica a posição da chave

XCBR class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
<b>Data</b>				
<i>Common Logical Node Information</i>				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
Loc	SPS	Local operation (local means without substation automation communication, hardwired direct control)		M
EEHealth	INS	External equipment health		O
EEName	DPL	External equipment name plate		O
OpCnt	INS	Operation counter		M
<b>Controls</b>				
Pos	DPC	Switch position		M
BlkOpn	SPC	Block opening		M
BlkCls	SPC	Block closing		M
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled		O
<b>Metered Values</b>				
SumSWARs	BCR	Sum of Switched Amperes, resetable		O
<b>Status Information</b>				
CBOpCap	INS	Circuit breaker operating capability		M
POWCap	INS	Point On Wave switching capability		O
MaxOpCap	INS	Circuit breaker operating capability when fully charged		O

Tabela 7. Classe que representa o CDC DPC (IEC 61850-7-3).

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

A Tabela 7 determina, na primeira coluna, que atributos estão contidos no dado *Pos*. Os tipos de atributos podem ser básico, ACSI ou CDA, e estão

determinados na segunda coluna. Na terceira coluna são encontradas as restrições funcionais (FC), a quarta coluna indica os atributos que possuem opções de *trigger* e de qual tipo, trocar qualidade (qchg), trocar informação (dchg) ou atualizar informação (dupd).

A quinta coluna possui a descrição dos atributos e a última coluna classifica o atributo como obrigatório (M), opcional (O), ou condicionado (C). Um atributo condicionado é aquele que tem sua classificação (obrigatório ou opcional) determinada pela sigla encontrada nos campos desta última coluna de acordo com IEC 61850-7-3. A última linha da tabela indica em que outra tabela são encontrados os serviços ligados a esse CDC. Os serviços relacionados à classe DPC estão na Tabela 8.

Tabela 8. Serviços relacionados à classe DPC (IEC 61850-7-3).

Basic controllable status information template					
Attribute Name	Attribute Type	FC	TrgOp	Value/Value Range	M/O/C
DataName	Inherited from Data Class (see IEC 61850-7-2)				
<b>DataAttribute</b>					
<i>control and status</i>					
<i>substitution</i>					
<i>configuration, description and extension</i>					
<b>Services (see IEC 61850-7-2)</b>					
The following services are inherited from IEC 61850-7-2. They are specialised by restricting the service to attributes with a functional constraint as specified below.					
Service model of IEC 61850-7-2	Service	Service applies to Attr with FC		Remark	
Data model	SetDataValues GetDataValues GetDataDefinition	DC, CF, SV ALL except CO ALL			
Data set model	GetDataSetValues SetDataSetValues	ALL except CO DC, CF, SV			
Reporting model	Report	ALL		as specified within the data set that is used to define the report content	
Control model	Select SelectWithValue Cancel Operate CommandTermination Synchrocheck TimeActivatedOperate	CO CO CO CO CO CO CO			

A primeira coluna da Tabela 8 mostra quais os modelos ACSI utilizados. Para cada um dos modelos a segunda coluna mostra o grupo de serviços utilizados, não obrigatoriamente são todos os serviços do modelo. Cada serviço, de cada modelo, é aplicado de acordo com a restrição funcional do atributo, especificação determinada na terceira coluna. A última coluna mostra observações necessárias à aplicabilidade dos serviços.

### 13. Tipos de mensagens

As mensagens utilizadas sob a configuração da norma IEC 61850 são classificadas como segue:

- Tipo 1 – mensagens de alta velocidade;
- Tipo 1A – Trip;
- Tipo 2 – mensagens de média velocidade;
- Tipo 3 – mensagens de baixa velocidade;
- Tipo 4 – mensagens com dados brutos;
- Tipo 5 – transferências de arquivos;
- Tipo 6 – mensagens para sincronização de tempo.

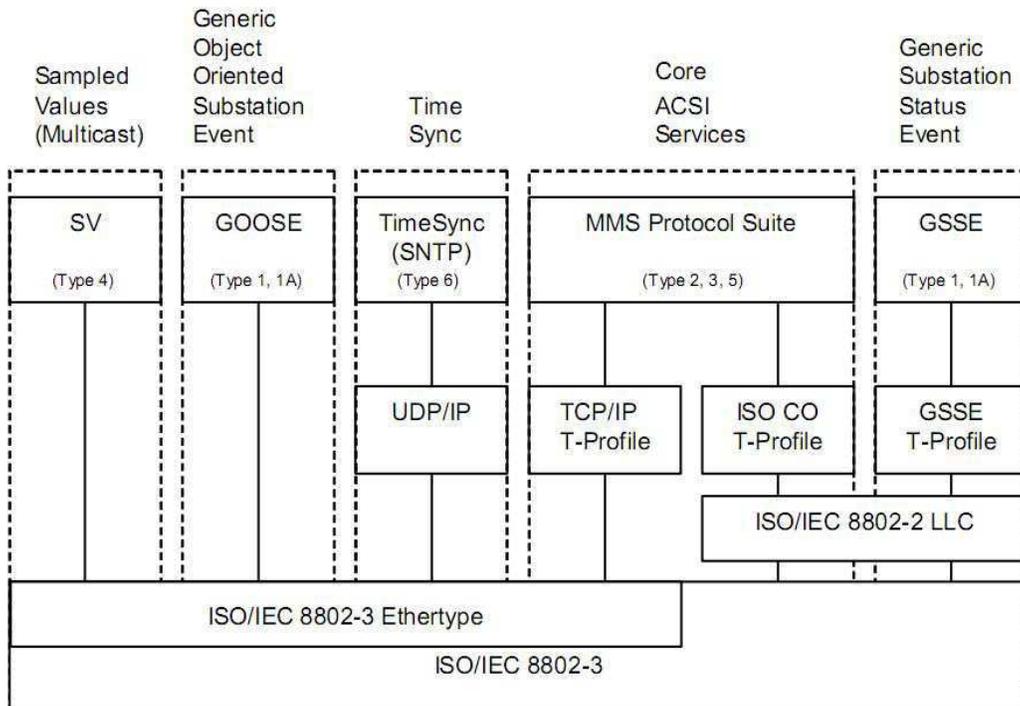


Figura 9. Tipos de mensagens (IEC 61850-8-1)

As mensagens do tipo Sampled Values (SV - 4) são mensagens referentes às informações advindas de instrumentos analógicos (ex.: transformadores de potencial e corrente) e que necessitam ser transformadas em dados digitais (vide o conceito de Merging Unit, IEC 61850-9).

As mensagens GOOSE (1, 1A) são ditas as mais rápidas e de prioridade maior, ou seja, não enfrentam fila em um switch a não ser para mensagens da mesma prioridade. Têm essa característica por carregar as informações mais importantes em uma rede, como mensagens de TRIP ou mensagens entre IED de proteção e controle.

Qualquer formato de dados é agrupado e transmitido dentro de um período de 4 milissegundos. Para garantir velocidade e confiabilidade a GOOSE é incorporada em pacotes de dados Ethernet, utilizando VLAN e prioridade de mensagens. Além disso, um mecanismo de retransmissão reenvia em intervalos crescentes a mesma mensagem.

GSSE é uma extensão do mecanismo de transferência UCA 2.0. Somente os dados de status podem ser trocados, utilizando-se de uma lista de status (seqüência de bits) ao invés de banco de dados utilizado no GOOSE. A GSSE é transmitida através de MMS, que exige mais tempo de transmissão e processamento em comparação com mensagens GOOSE. A Figura 10 mostra em que áreas se apresentam os tipos de mensagens mais comuns em um sistema de automação.

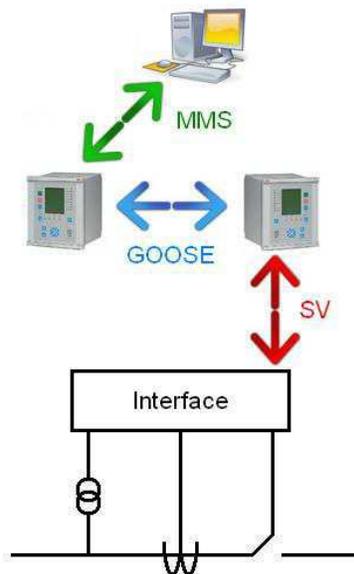


Figura 10. Tipos de mensagens

## 14. Linguagem de Configuração de Subestação - SCL

Em IEC 61850-6 é definida uma estrutura escrita em XML que habilita a configuração da subestação e possibilita a especificação da relação da comunicação entre as unidades que compõe o sistema. Um dos principais objetivos desse formato é uniformizar a descrição de dados de qualquer IED ou da subestação por inteira.

Deve-se observar que a troca de informações, numa forma compatível, entre ferramentas de diferentes fabricantes é possível devido à elaboração de arquivos comuns a todos esses fabricantes. Assim, o processo de especificação oferece um enorme potencial para racionalização das diferentes praticas existentes na implementação dos projetos utilizando os arquivos:

- **SSD**: Descrição XML dos dados do Sistema. O arquivo SSD possui a descrição dos dados de todo o sistema, contém o diagrama unifilar com as funções alocadas, e é o ponto de partida para gerar a SCD.
- **SCD**: Descrição XML de uma subestação. A descrição da configuração da subestação (arquivo SCD), gerado pela ferramenta de configuração do sistema, contém os ICD da subestação e descreve a configuração completa da subestação incluindo a rede de comunicação e informações sobre o fluxo de dados de comunicação.
- **ICD**: Descrição XML dos itens aplicados em um IED. A Descrição da Capacidade do IED (arquivo ICD) descreve as capacidades e pré-configurações dos IED, gerados pela ferramenta de configuração de descrição dos IED. Neles estão descritas todas as funções que poderão ser utilizadas no sistema.
- **CID**: Descrição XML da configuração de um IED específico. A Descrição da Configuração do IED (arquivo CID) pode ser usada para configurar um IED. Neste arquivo estão descritas as funções parametrizadas ou habilitadas pelo usuário no IED.

Dessa forma uma configuração qualquer através de arquivos SCL se daria na seqüência explicita na Figura 11.



Figura 11. Fluxo de arquivos SCL na configuração de um IED

### 15. Exemplo de modelagem mínima para uma proteção de sobrecorrente instantânea utilizando a norma IEC61850

Dado o sistema de potência da Figura 12. Uma unidade gerador a fornece potência para duas unidades consumidoras.

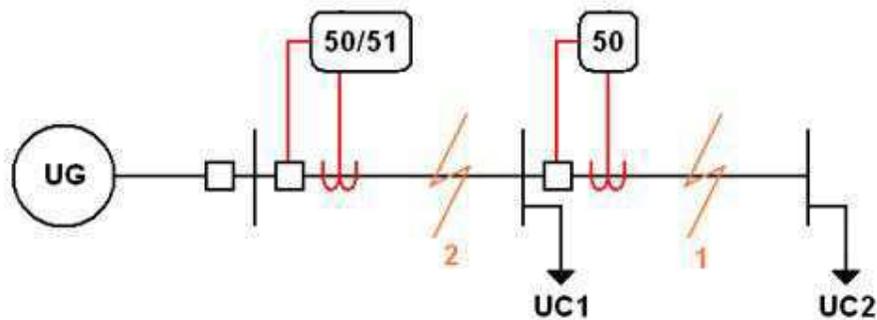


Figura 12. Diagrama do alimentador utilizado no exemplo

Considerando que um terminal (computador) permite a visualização dos passos de remoção de falta, pode-se proteger o sistema, de forma rudimentar, analisando dois casos de curto-circuito.

→ Situação 1: curto-circuito no último trecho.

Nesse caso, uma atuação rápida é necessária, e a unidade consumidora 2 será removida do sistema. A unidade geradora ainda poderá fornecer potência para a unidade consumidora 1 através das linhas do primeiro trecho. Para isso a proteção contra sobrecorrentes feita através do relé ligado ao primeiro trecho tem a seguinte configuração: deve ser temporizada para o segundo trecho e instantânea para o primeiro. Dessa forma, um defeito no último trecho será removido pelo relé ligado ao trecho 2, mesmo sendo visto pelos dois relés.

→ Situação 2: curto-circuito no primeiro trecho.

O relé com função de proteção instantânea/ temporizada definida verá o defeito ocorrido no trecho 1 e removerá as duas unidades consumidoras do sistema. Dessa vez, sua unidade instantânea que atuará.

### 15.1. Fluxo de informações

→ Situação 1:

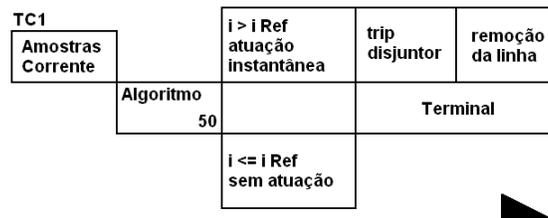


Figura 13. Fluxo de informações para proteção de sobrecorrente instantânea

→ Situação 2:



Figura 14. Fluxo de informações para proteção de sobrecorrente temporizada

## 15.2. Modelagem Mínima

Primeiramente, deve-se analisar que nós lógicos são necessários para que a função de sobrecorrente seja implementada. Para o caso de falta no segundo trecho e atuação de proteção instantânea, minimamente necessita-se de três nós lógicos: TCTR, que estará no transformador de corrente; PIOC, presente no IED de proteção e XCBR, o disjuntor atuante na remoção do curto-circuito 1. Além desses, acrescenta-se o nó lógico de interface IHMI, supondo haver um terminal em que operadores possam visualizar sinalizações.

O atributo do nó lógico do transformador de corrente TCTR\$Amp\$instMag é um tipo float ou inteiro que representa amostras dos valores de corrente que são enviados ao relé de proteção. Mais precisamente, os valores de *instMag* devem ser comparados com os valores de PIOC\$StrVal\$setMag segundo os algoritmos escolhidos para proteção instantânea e temporizada;

Em caso de atuação, ou seja, a amostra que chega ao nó PIOC é maior que a referência contida nele, em *setMag*, o dado *Op* (operar) terá seu atributo 'general' (booleano) marcado como *true*; *Str*, do nó PIOC, deve indicar que o nó está ativo através de *general* (booleano devendo indicar *true*); de outra forma entende-se que a função está desabilitada.

O parâmetro *Loc* define se o disjuntor é local ou remoto; o atributo de XCBR chamado *stVal* mudará de acordo com a indicação de *Op*. Esse parâmetro é uma enumeração que indica quatro possíveis estados: *intermediate-state*, para indicar processo de abertura, *off* para disjuntor aberto, *on* para disjuntor fechado e *bad-state* para falha na atuação ou disjuntor defeituoso. IHMI não tem definições de dados segundo a norma, a interface criada definirá que informações essa receberá. Esse fluxo de informações é mostrado na Figura 15.

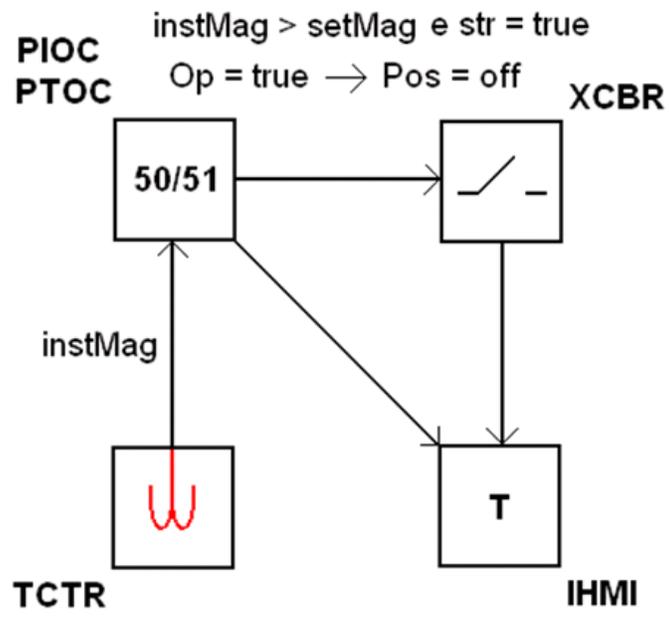


Figura 15. Fluxo de informações entre os nós lógicos utilizados no exemplo

## **16. Referências Bibliográficas**

[1] IEC Standards. IEC 61850 – *Communication Networks and Systems in Substation*, 2003-04.

[2] M. E. C Paulino, *Teste de IEDs Operando com Redes de Comunicação Baseados na IEC 61850*. XII ERIAC, Foz do Iguaçu-PR.

## Conclusão

Diante da grande evolução da tecnologia digital, dos microprocessadores e dos novos conceitos abordados na automação de subestações, vê-se que a capacidade de integração de dados nesse tipo de sistema traz inúmeras vantagens para o desempenho deste, o tornando mais rápido e menos susceptível a erros, descentralizando a atuação inteligente do sistema.

O conceito de IED trouxe uma característica diferencial para a configuração de subestações. Tratar equipamentos de todos os níveis da subestação como IEDs permitiu associá-los em uma única rede de comunicação, tornando maior o número e o alcance das informações no sistema, fazendo a comunicação uma ferramenta mais relevante na configuração da proteção e controle de subestações.

Os protocolos de comunicação utilizados em redes industriais também sofreram vários avanços, que os fizeram mais rápidos e eficientes, até surgir a norma IEC 61850, que utiliza de protocolos de bom desempenho e permitem a interoperabilidade e intercambialidade dos equipamentos de subestação, abordada no Guia contido neste trabalho.

A estrutura desse documento tenta seguir uma seqüência que explicita ao leitor a evolução que os sistemas de subestação sofreram com o passar dos anos, enfatizando a automação aplicada nesses sistemas nos dias de hoje e os protocolos envolvidos na comunicação em rede, além de auxiliar no entendimento da norma IEC 61850. O Guia de Auxílio apresentado neste documento não isenta o leitor da leitura da própria norma IEC61850 para o seu entendimento completo.