

# Minicurso para o SBrT'2012: *Smart Grid* e IEC 61850: Novos Desafios em Redes e Telecomunicações para o Sistema Elétrico

Yona Lopes<sup>1</sup>, Ricardo Henrique Frazão Franco<sup>1</sup>, David Acosta Molano<sup>1</sup>,  
Margareth Apostolo dos Santos<sup>1</sup>, Flávio Galvão Calhau<sup>2</sup>, Carlos Alberto Malcher Bastos<sup>1</sup>,  
Joberto S. B. Martins<sup>2</sup> e Natalia Castro Fernandes<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Departamento de Engenharia de Telecomunicações – Universidade Federal Fluminense (UFF)  
Niterói, RJ - Brasil

<sup>2</sup>Núcleo de Pesquisa em Redes e Computação – Universidade Salvador (UNIFACS)  
Salvador, BA - Brasil

**Resumo**— *Smart grid* é uma solução inovadora para as redes elétricas que proporciona uma arquitetura integrada para todos os componentes do sistema, incluindo geração, transmissão, distribuição e usuário. Essa arquitetura é fortemente baseada em redes de telecomunicações com vantagens inerentes, tais como uma maior eficiência e confiabilidade para o sistema, permitindo a comunicação entre dispositivos inteligentes na rede. Nesse minicurso, são explicitados os principais conceitos e desafios acerca de *smart grids* e da norma IEC 61850, a qual estabelece um padrão para a interoperabilidade na comunicação. A norma IEC 61850, em conjunto com outros padrões e protocolos, é um dos elementos básicos para o desenvolvimento de um sistema de telecomunicações num estilo *smart grid*. Entre os desafios discutidos para o desenvolvimento de uma rede de nova geração para as *smart grids*, destacam-se a segurança, a gerência, o controle, a qualidade de serviço e a migração tecnológica.

**Palavras-Chave**— *Smart grids*, IEC 61850.

**Abstract**— *Smart grid* is an innovating solution for the electrical systems that consists in an integrated architecture for all system components, including generation, transmission, distribution, and users. This architecture is strongly based on telecommunications networks with potential and inherent advantages such as greater overall efficiency and system-wide reliability, providing communication among intelligent devices. This short-course explains the main *smart grid* concepts and challenges and explores the IEC 61850 standard which, in turn, standardizes the communications among devices. The IEC 61850 and other relevant protocols are the basic building blocks of a communication network in a *smart grid* style. The challenges discussed include a new generation of telecommunications network for the *smart grid* together with security, management, control, quality of service, and migration issues.

**Keywords**— *Smart grids*, IEC 61850.

## I. INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÃO

Nos últimos 100 anos, não houve mudanças revolucionárias na estrutura da rede de energia elétrica [1]. O sistema elétrico possui como objetivo primário fornecer energia aos consumidores finais. Este fornecimento é desencadeado através dos processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As experiências têm mostrado que a obsolescência dos sistemas da rede do século 20 não se adapta mais às necessidades do século 21, que incluem não apenas um aumento na demanda por recursos, mas também um aumento na qualidade e na variedade dos serviços providos.

Como exemplo, tem-se a evolução da qualidade da energia distribuída no Brasil. A ANEEL propõe duas medidas para avaliar o serviço elétrico, sendo elas a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). A DEC indica o número médio de horas que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. A FEC mostra a frequência média de interrupções nos consumidores, o que inclui residências, unidades comerciais, unidades industriais, entre outros. A Figura 1<sup>1</sup> mostra a variação desses índices ao longo do tempo no Brasil. O que se observa é que não houve melhora significativa nesses índices nos últimos dez anos e os índices de frequência e de duração das falhas ainda são muito altos. Em 2011, os brasileiros observaram, em média, aproximadamente 10 falhas

<sup>1</sup>O valor limite é especificado pela ANEEL. Valores apurados acima desse limite implicam em punições às empresas responsáveis.

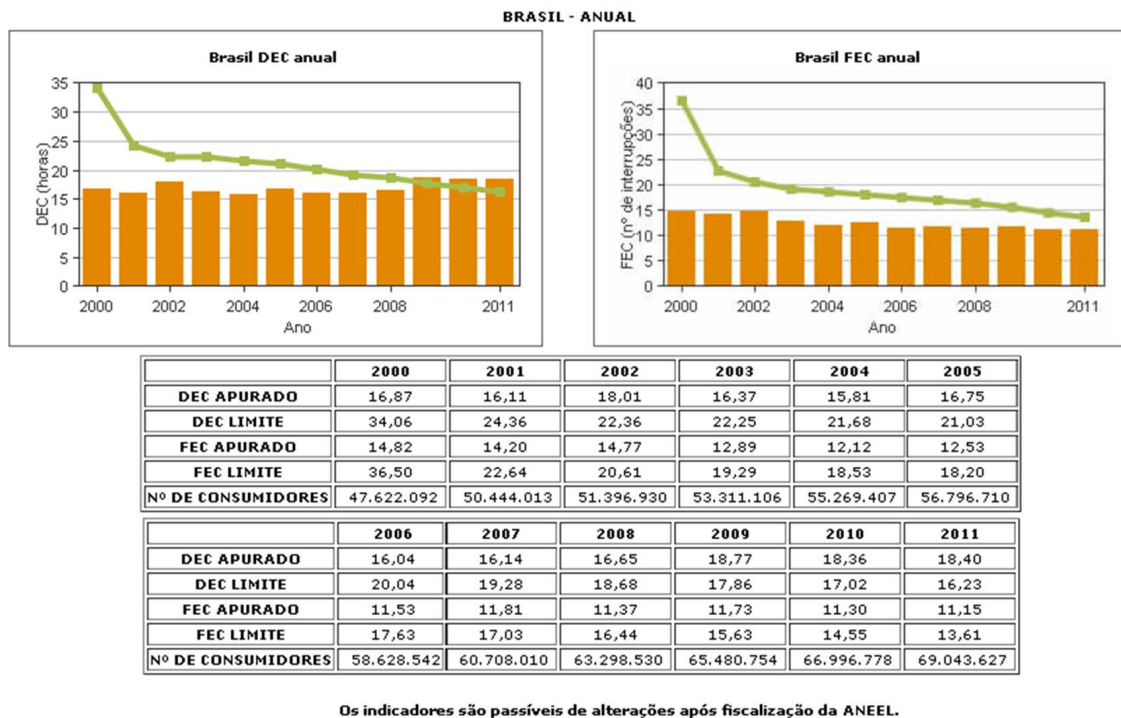


Fig. 1. Qualidade da energia elétrica no Brasil ao longo dos anos de acordo com os índices DEC e FEC, segundo a ANEEL. (Fonte: [2])

mensais, totalizando um tempo sem serviço de mais de 15 horas por mês. Esses valores implicam em prejuízos e insatisfação dos clientes.

Outro exemplo interessante que motiva o desenvolvimento e a instalação das *smart grids* é o custo dos apagões, que não são eventos frequentes, mas que causam grande impacto econômico. No Brasil, uma auditoria do Tribunal de Contas da União mostrou que os apagões de 2001 e 2002 causaram um prejuízo de R\$ 45,2 bilhões para os brasileiros [3]. Estatísticas semelhantes também são encontradas em outras regiões do mundo, como os Estados Unidos. Estima-se que o apagão de 2011 causou, apenas na região de San Diego, um prejuízo de \$97 a \$118 milhões de dólares, incluído gastos com comidas estragadas (\$12 a \$18 milhões), horas extras governamentais (\$10 a \$20 milhões) e perda de produtividade (\$70 milhões) [4]. Estudos da Universidade de Berkeley apontam para uma estimativa de \$80 bilhões de perdas anuais nos EUA devido às interrupções no setor elétrico [5].

A modernização dos sistemas de automação do sistema elétrico é inevitável, tornando imprescindível a implantação de um sistema de comunicação “inteligente” com os centros de controle, supervisão e de medição das distribuidoras de energia para prover uma gestão eficiente da rede

elétrica. Uma nova arquitetura deve lidar com esses requisitos, além de dar suporte a uma evolução da rede de acordo com as novas demandas, deixando para trás o modelo projetado com base nos requisitos de um século atrás. Para enfrentar esses desafios na rede elétrica existente, foram propostas as *smart grids* [6], [7], as quais permitem uma maior eficiência, confiabilidade e integração na rede elétrica. A eficiência implica em um menor consumo de energia elétrica e um fornecimento de energia de qualidade igual ou superior ao atual, reduzindo custos e o impacto ecológico da geração de energia. A confiabilidade permite a identificação de problemas, como falhas em ativos da rede, fazendo com que a concessionária possa tomar as devidas providências antes que o problema ocorra ou que uma área maior seja afetada. A *smart grid* será capaz de distribuir mais energia para a sociedade, por administrar melhor a geração, transmissão e distribuição, sendo invulnerável a violações na segurança, a ataques terroristas, a desastres naturais e a falhas humanas e mecânicas [8].

A integração de ponta envolve veículos elétricos, painéis solares, leitura de medidores inteligente dentre outros. Em [9], foi realizado um estudo que elencou os motivos principais que impulsionam a necessidade de modernização das redes elétricas, a

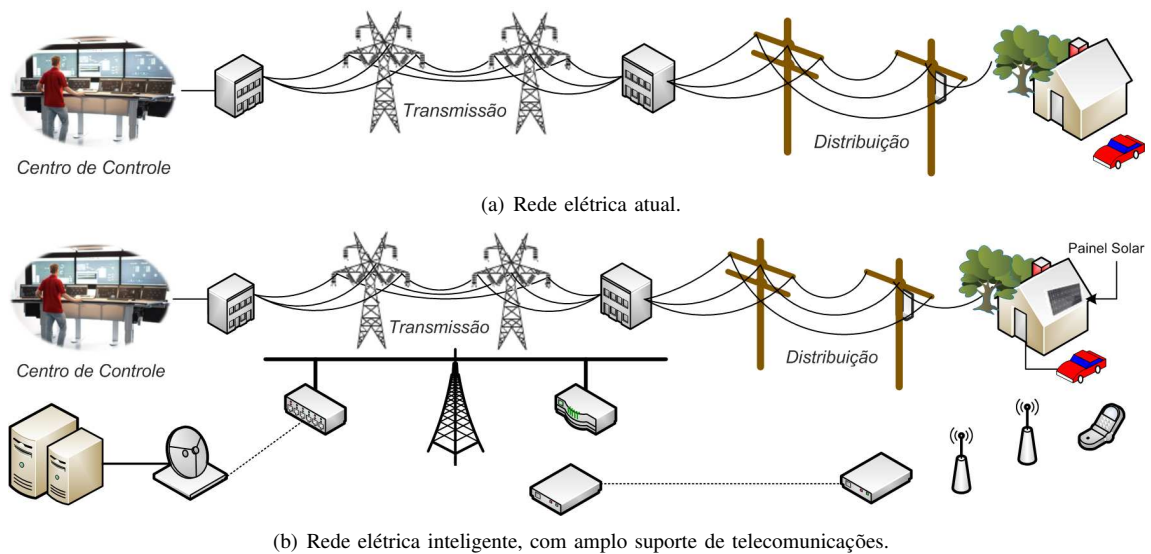


Fig. 2. Comparação entre uma rede elétrica padrão e uma rede inteligente.

saber, os motivos mais citados:

- 1) falta de peça de sobressalentes, o que indica a defasagem tecnológica;
- 2) alto custo de manutenção;
- 3) manutenção corretiva “demorada” e baixa confiabilidade devido às muitas falhas nos equipamentos.

Um importante desafio do desenvolvimento das *smart grids* é a criação de uma infraestrutura de telecomunicações que permita a integração dos diversos usuários da rede. Essa infraestrutura deve fornecer uma comunicação segura e diferentes requisitos de qualidade de serviço [6]. Contudo, projetar uma rede estruturada de proteção, de supervisão e de monitoramento que dê suporte a controle e gerência eficiente dos recursos da rede é um dos maiores desafios atuais [10].

Dentre os principais desafios para a implantação da transmissão e da distribuição de energia na *smart grid*, destaca-se a interoperabilidade na comunicação entre dispositivos inteligentes na rede. Esse é um fator central no projeto das *smart grids*. Várias organizações de desenvolvimento de padrões nacionais e internacionais têm organizado esforços para se chegar a um conjunto de tecnologias, normas e padrões que definam o comportamento das *smart grids*, sendo uma das principais propostas a adoção do IEC 61850. Este é um padrão internacional desenvolvido pelo Comitê Técnico TC57 da IEC (*International Electrotechnical Commission*) que suporta comunicação automatizada e pavimentação o caminho para a *smart grid* ao fazer integrações entre sistemas, como monitoramento, proteção, medição e controle.

Neste minicurso, são apresentados os principais

conceitos e desafios de telecomunicações em *smart grid* e IEC 61850, assim como as principais propostas, iniciativas e soluções a cerca destes temas. É discutido o uso das principais tecnologias com fio e sem fio para a comunicação em *smart grid*. Assuntos como interoperabilidade, migração tecnológica, segurança, gerência e controle têm um foco especial neste minicurso. São também explicitados os principais conceitos relacionados à geração e à distribuição de energia elétrica na infraestrutura atual para que os requisitos de telecomunicações para as novas redes possam ser compreendidos [11].

## II. SMART GRID - UMA SOLUÇÃO INOVADORA E DESAFIADORA PARA O SISTEMA/GRID ELÉTRICO DE PRÓXIMA GERAÇÃO

*Smart grid* é o termo geralmente usado para descrever a integração dos elementos da rede elétrica com uma infraestrutura de informação, oferecendo inúmeros benefícios tanto para os geradores e distribuidores como para os consumidores de eletricidade. Um sistema elétrico inteligente comuta toda a oferta de energia através da rede de distribuição, gerenciando a demanda de energia através de um sistema de comunicação. Portanto, a inteligência da rede reside na capacidade dos dispositivos de se comunicar, trocando informações que permitem construir uma rede mais segura e mais eficiente, como mostrado na Figura 2. Assim, redes elétricas inteligentes, ou *smart grids*, podem oferecer e controlar diversas fontes de energia, permitindo que os usuários escolham quais fontes utilizar e em quais horários, de tal forma a reduzir custos e diminuir os riscos de sobrecarga na rede.

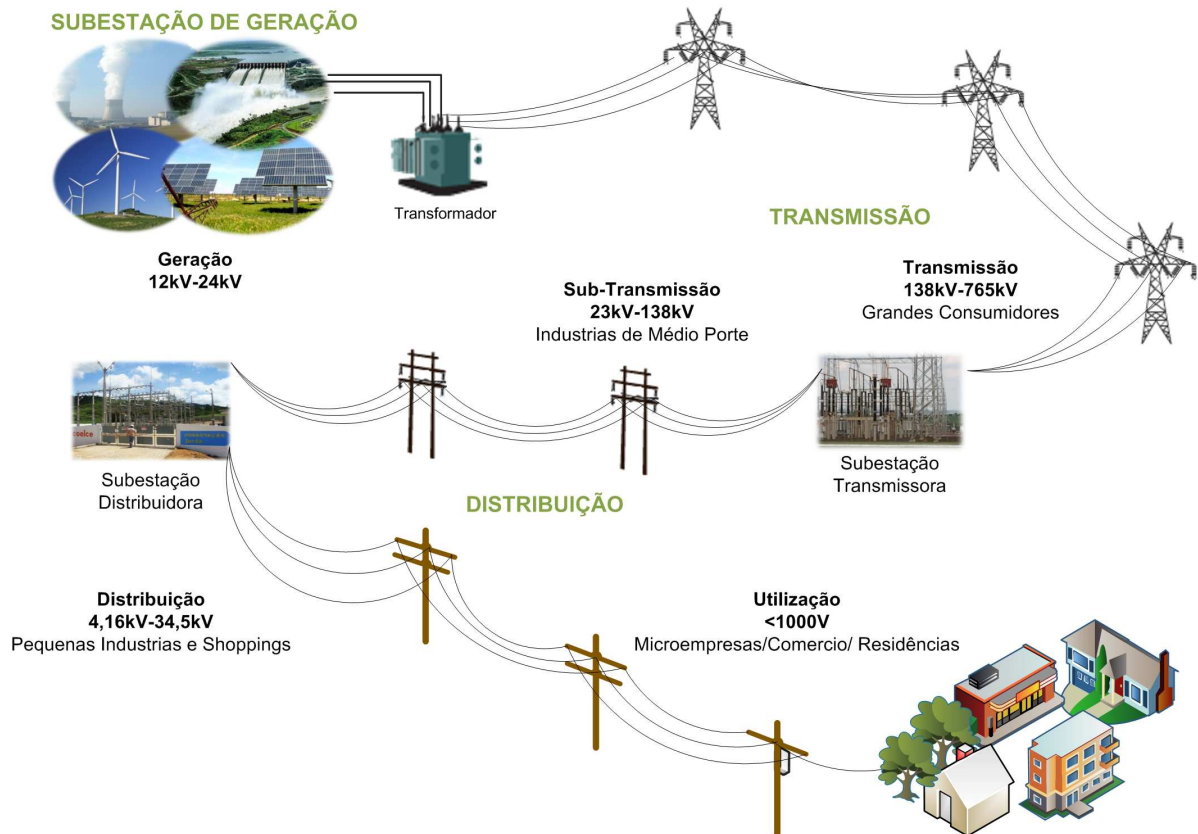


Fig. 3. Setores do sistema elétrico e voltagem em cada setor.

O sucesso da *smart grid* depende de um *backbone* confiável, resistente, seguro, gerenciável e baseado em padrões de infraestrutura de comunicação abertos [12]. Para a distribuidora de energia elétrica é crucial ter ou criar uma rede que dê conectividade total entre todos os seus elementos de rede, fontes de dados, e equipamentos. Com isso, a tomada de decisão é feita com parâmetros mais precisos, o que é fundamental para a eficiência no gerenciamento da *smart grid* [12].

A ideia comum em *smart grid* é a integração da energia, de comunicações e tecnologias de informação para montar uma infraestrutura inteligente de energia elétrica que preveja uma evolução contínua de aplicações para benefício do usuário final.

A planta energética atual já está ultrapassada, pois não possui um sistema adequado de gerência e controle de seus equipamentos. Hoje, as telecomunicações e os sistemas de informação permitem a criação de um sistema de gerenciamento, controle e prestação de serviço mais eficiente e inteligente. Com a implantação de uma rede totalmente automatizada e inteligente, as concessionárias e distribuidoras poderão prover serviços mais confiáveis,

eficientes e seguros [13].

#### A. Conceitos de redes elétricas atuais e o novo modelo de distribuição de energia

O sistema elétrico atual é um conjunto de usinas, subestações, linhas de transmissão e outros equipamentos que possibilitam a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em uma área específica, como mostrado na Figura 3.

A energia elétrica só pode ser gerada em usinas classificadas conforme os recursos que utilizam (hidroelétrica, termoelétrica, eólica, nuclear, etc.). Ela percorre as linhas de transmissão até outras subestações de empresas distribuidoras que, por sua vez, reduzem o nível de tensão ao necessário para o consumo. Percebe-se que a atividade elétrica é composta por três etapas principais: a geração, onde certo tipo de energia é transformado em energia elétrica; a transmissão, onde a energia elétrica é transportada em altas tensões; e a distribuição, onde a energia é distribuída ao consumidor final em baixas tensões. O sistema elétrico é composto por diversos elementos, dentre os quais temos os seguintes de maior importância:

- **Gerador:** a geração de energia inclui as instalações para a geração de energia. No caso do uso de hidrelétricas, envolve o armazenamento de um fluido, normalmente água de rios, conversão de energia hidráulica do fluido em energia mecânica em uma turbina hidráulica e a conversão da energia mecânica em energia elétrica por um gerador elétrico.
- **Transmissão e Distribuição:** condução da energia elétrica das usinas de geração até os consumidores.
- **Subestação:** Subestações são responsáveis por aumentar ou diminuir a tensão na transmissão e na distribuição. Seu funcionamento é autônomo, confiando nos sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) para controle e supervisão remotos. Internamente, a subestação também desempenha funções de comutação, proteção e controle. Entre os problemas tratados por uma subestação, tem-se a interrupção de curtos-circuitos com o uso de disjuntores. Entre os tipos de subestação, destacam-se a subestação de transmissão, a qual conecta linhas de transmissão com voltagens iguais ou diferentes; a subestação de distribuição, a qual conecta linhas de transmissão com linhas de distribuição, além de regular a tensão; e a subestação coletora, a qual é usada na geração de energia eólica para ligar a geração com as linhas de transmissão. Assim, subestações tem um papel chave na confiabilidade e na qualidade do serviço elétrico oferecido aos clientes.

Um importante elemento de controle das redes elétricas são os sistemas SCADA. O SCADA é utilizado para supervisionar, controlar, otimizar e gerenciar os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica. Entre os benefícios trazidos pelos sistemas SCADA, destacam-se a análise de consumo e demanda, a análise da carga dos consumidores, a verificação de falhas, o rearranjo da topologia, a análise da carga nos transformadores, a medição inteligente, entre outros.

No passado, os sistemas SCADA eram suportados por mainframes e sistemas fechados de fornecedores. Atualmente, fazem uso de plataformas abertas com conectividade para as redes corporativas e com a Internet.

As operadoras de energia no Brasil utilizam o SCADA para realizar medições do tipo: diagramas fasoriais de tensões e correntes, queda de consumo, queda de demanda de energia, perfis de curvas de carga de potências ativas e reativas, sensor de abertura de porta da caixa do medidor, inconsistência de data e hora dos medidores, alarmes, inversão

do circuito de corrente e de tensão e suspeita na medição sob supervisão. Esses dados são analisados por especialistas que disparam medidas corretivas, de contingência e até mesmo de planejamento da rede. Uma grande parte dessa análise é automatizada baseada em dados históricos, topologia da rede e experiências humanas [15]. Com a evolução das *smart grids*, o SCADA incorporará novos elementos inteligentes, tais como: unidades de medição fasorial, relés inteligentes, novas tecnologias com utilização de fontes renováveis, armazenamento de energia em veículos elétricos (EV) etc. [16].

O SCADA faz a correlação de informações, utiliza algoritmos de detecção de dados falsos e sempre consulta a topologia da rede antes de disponibilizar os dados coletados. A partir desses dados, a operadora de energia faz uso de contingências, redirecionamento de energia, auditoria e diversos outros controles [15]. Uma técnica muito utilizada para analisar os dados e tomar decisões é a lógica nebulosa (*fuzzy logic*). Na lógica nebulosa, não se estabelece correlações precisas entre dados de entrada e saída, mas sim pertinências que indicam as possibilidades dos dados de entrada pertencerem a uma ou outra função de determinada variável. Com base na experiência da operadora, podem ser criados diversos algoritmos correlacionando dados de entrada, suas pertinências, algumas inferências e suas informações de saída, todos configuráveis e de uma forma evolutiva, criando novas correlações para a solução de problemas [15].

O SCADA é parte de um sistema mais amplo, chamado de sistema de supervisão e proteção. A supervisão e a proteção são pontos chave para as redes elétricas, sendo favorecidas pelo amplo uso das telecomunicações. O sistema de supervisão e proteção é responsável pelo monitoramento da rede e pela proteção contra falhas dentro e fora das subestações.

A proteção é realizada através da divisão da rede elétrica em zonas, como pode ser visto na Figura 4. Uma zona de proteção é definida por um conjunto de sistemas de energia de alta tensão entre dois disjuntores, incluindo sensores para supervisão e controle e os equipamentos de proteção. O limite para proteção de linhas é geralmente localizado em duas estações diferentes que podem ser separados por uma distância considerável. Para fazer esse tipo de proteção, instala-se pelo menos um relé em cada extremidade da linha. Eles podem operar independentemente, compartilhar informações para melhorar a sua velocidade de operação, ou podem exigir a comunicação entre eles para funcionar.

A Tabela I traz os principais dispositivos utilizados para a proteção da rede.

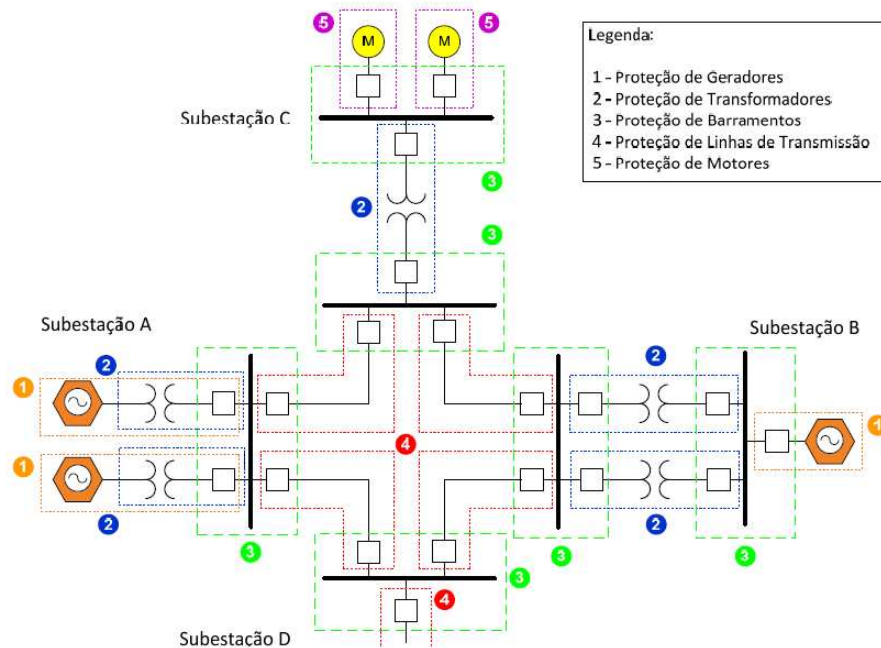


Fig. 4. Cinco zonas de proteção básicas, sendo elas: 1 - Geração; 2- Transformadores; 3 - Barramentos; 4 - Linhas; 5 - Carga. (Fonte: [14])

1) *Novo modelo de rede*: Atualmente a rede elétrica conta com diversos problemas:

- Não há a possibilidade de o consumidor vender parte da energia produzida por ele, utilizando, por exemplo, painéis solares. Ao consumidor, cabe consumir;
- O controle do consumo ainda é manual;
- Baixo nível de automação no controle dos dispositivos da rede;
- Geração muito distante dos grandes centros consumidores;
- Baixa qualidade na energia entregue ao consumidor, devido a falhas nos sistemas de transmissão e de distribuição.

A causa para todos esses problemas é a utilização de uma rede desatualizada e incapaz de prover um controle eficiente. A Tabela II resume a rede elétrica hoje e a compara com as *smart grids*.

Com os recentes desenvolvimentos em monitoramento avançado, tecnologias de informação e comunicação aplicadas à *smart grid*, as novas redes de distribuição de energia serão capazes de responder com mais eficiência às necessidades dos consumidores.

A transição para a *smart grid* traz uma série de benefícios:

- Melhor controle de recursos que, por sua vez permite oferecer um maior nível de confiabili-

dade do sistema, mesmo em face da demanda crescente;

- Distribuidoras terão menos perdas na distribuição de energia e os custos de manutenção serão reduzidos;
- Os consumidores vão ganhar maior controle sobre faturas, além de receber os benefícios de uma rede mais confiável;
- O meio ambiente vai se beneficiar com a proliferação de fontes de energia renováveis e uma redução correspondente das emissões de CO<sub>2</sub>.

Algumas distribuidoras de energia já começaram a implementar alguns dispositivos inteligentes. Seguem alguns exemplos específicos de como a *smart grid* e as suas práticas tem impacto no funcionamento rede:

- Com a monitoração e análise do sistema de distribuição em tempo real, as práticas operacionais do sistema melhoram e, conseqüentemente, a confiabilidade do sistema;
- A localização e isolamento rápido de falhas podem evitar uma interrupção maior no sistema;
- A automação de subestações permite que as operadoras do sistema elétrico tenham um melhor planejamento e monitoramento de equipamentos de controle de forma descentralizada,

TABELA I  
ELEMENTOS DO ESQUEMA DE PROTEÇÃO.

<b>Elemento</b>	<b>Funcionalidade</b>
Disjuntores e Chaves	São dispositivos que permitem ligar e desligar dois condutores que fazem parte de uma rede elétrica. Posição aberta corresponde a uma impedância infinita e posição fechada corresponde a um curto-circuito (impedância nula). Disjuntores funcionam de forma automática, enquanto que chaves são operadas manual ou mecanicamente.
Sensores	Detectam variações nos transformadores de tensão e de corrente. Estas medições são transformadas em mensagens a serem transportadas pelas redes de telecomunicações.
Relés	São elementos detetores-comparadores e analisadores, auxiliados pelo disjuntor (interruptor) ou um fusível. Promovem a retirada rápida de um elemento do sistema. Promovem indicação da localização e do tipo do defeito.
Barramentos	São linhas de transmissão internas das subestações e são utilizados para interconectar as diversas linhas que trazem a energia para a subestação com os diversos transformadores e linhas que recebem energia da subestação.
Transformadores	São dispositivos elétricos utilizados para aumentar ou diminuir a tensão. A elevação normalmente é só na usina de geração e a diminuição é para alimentar as linhas de transmissão e distribuição.

TABELA II  
COMPARAÇÃO DA REDE ELÉTRICA ATUAL COM AS SMART GRIDS [17].

<b>A rede hoje</b>	<b>A rede inteligente</b>
Os consumidores estão desinformados e não participam do sistema.	As informações de preços estão disponíveis, assim o cliente tem a escolha de muitos planos, preços e opções de compra e venda.
Dominada pela produção centralizada, muito limitada na geração e armazenamento.	Recursos energéticos <i>plug and play</i> para complementar a produção centralizada.
Mercado limitado e não integrado.	Mercado integrado e que possibilita inovação.
Concentra-se em falhas ao invés de na qualidade da energia.	Qualidade é prioridade, com uma variedade de opções de preço de acordo com as necessidades do cliente.
Inteligência da rede limitada.	Integração inteligente da rede com a gerência.
Foco na proteção após a falha.	Evita interrupções, minimiza o impacto, e se recupera rapidamente de falhas.
Vulnerável a vândalos e a desastres naturais.	Detecta, atenua e se restaura rápida e eficientemente após desastres.

o que reduz custos e aumenta a confiabilidade do sistema;

- *Smart meters*, que são medidores de consumo

de energia inteligentes, permitem que os clientes tenham maior controle sobre seu uso de energia e custos;

- A implementação de novos sistemas permite colocar mais funções de análise e de controle na rede;
- O controle de tensão por meio de compensação de potência reativa e uma aplicação mais ampla da eletrônica aumenta a capacidade de transmissão das linhas existentes e melhora a resistência do sistema elétrico como um todo.

### B. Áreas chaves em smart grids

Dentro do contexto de *smart grids*, surgem algumas novas tecnologias que acabam se tornando características marcantes da rede, como mostrado na Figura 5. Essa seção expõe estudos pontuais em *smart grids*. Fang et al. [18] mapeiam vários conceitos em uma árvore baseada no modelo conceitual do NIST [19]. Assim, eles classificam os artigos em *Sistema inteligente de infraestrutura*, *Sistema inteligente de gerenciamento* e o *Sistema inteligente de proteção* para apresentar diferentes implementações, iniciativas, projetos e conceitos. Hashmi et al. [20] descrevem vários conceitos, arquiteturas e detalhamentos associados a demonstrações implementadas no mundo, baseando-se em estudos elaborados na Europa e nos Estados Unidos. Alguns desses conceitos são mencionados a seguir [21]–[24].

1) *Comunicações integradas*: As comunicações integradas são um ponto chave das *smart grid*. Nessas redes, existe um projeto consistente sobre como conectar dispositivos. Dessa forma, existe um sistema mais preparado para medição e coleta de dados, o qual também é capaz de prover uma atuação rápida para evitar falhas. Com isso, as *smart grids* passam a ter a base necessária para evitar pequenos e grandes desastres, como os apagões.

Outro ponto importante é a conexão dos sistemas finais, ou seja, os clientes. Nesse novo modelo de rede, os clientes estão conectados a todo o momento com a rede, provendo e recebendo informações. Isso permite que os clientes façam um melhor controle de seus gastos, além de possibilitar uma resposta dos clientes com relação à demanda e qualidade de serviço, realimentando os sistemas centrais de controle das *smart grids*. Com isso, é possível reduzir a frequência das falhas nas redes.

As tecnologias de comunicação previstas para uso nas *smart grid* são descritas na Seção II-C.

2) *Fontes de energia alternativas*: Outra tecnologia marcante das *smart grids* é a utilização de fontes alternativas de energia. Essa iniciativa está correlacionada ao uso de fontes renováveis, garantindo a sustentabilidade, além de permitir a redução de custos para o cliente.

Existem várias fontes de energia que podem ser usadas na geração de energia elétrica. Como é esperado que a geração baseada em combustíveis fósseis vá diminuir pela disponibilidade desse recurso e o elevado custo, as fontes de energia renovável vão cumprir um papel importante na geração de energia do futuro [25].

As fontes renováveis de energia surgem na preocupação de que a matéria-prima atual, os combustíveis fósseis, não é produzida na mesma proporção em que é utilizada. Além disso, este é responsável pela emissão de grande parte dos gases que provocam o efeito estufa [26]. Devido a essas preocupações, surgem novas iniciativas em busca de fontes de energia renováveis e limpas, como por exemplo: a água (energia hidráulica), o vento (energia eólica), o sol (conversão térmica e fotovoltaica da energia solar), as ondas, a geotérmica (calor existente no interior da Terra), a cana de açúcar (etanol), mamona e outros óleos vegetais (biodiesel), esgoto, lixo e dejetos animais [26]. Essas fontes de energia são alternativas ao modelo energético tradicional, tanto pelo seu impacto ambiental que é reduzido, quanto pela sua disponibilidade garantida.

O Brasil tem um amplo potencial para fontes renováveis, já que a maior parte de sua matriz energética é alimentada por meio de hidrelétricas. Outras iniciativas estão direcionadas para o potencial eólico brasileiro, que hoje já se estima em torno de 60.000 MW [27]. Os primeiros estudos sobre essa tecnologia no Brasil foram feitos na região Nordeste.

É observada, então, uma tendência na utilização da geração distribuída (DG), que aproveita as vantagens das fontes de energia alternativas, como painéis solares ou turbinas de vento, para melhorar a estabilidade e qualidade do sistema [18]. Um estudo feito pela *International Energy Agency* apontou que um sistema elétrico baseado em um número grande de pequenas gerações distribuídas confiáveis pode operar com a mesma confiabilidade e limite inferior de capacidade que um sistema de grandes geradores confiáveis [28].

Uma das contribuições das *smart grids* é permitir que diversas fontes de energia estejam disponíveis aos clientes, garantindo um uso mais amplo de energias limpas. Outra grande inovação é que, nas *smart grids*, os clientes também podem se tornar fornecedores de energia, com a energia que ele armazenou ou produziu durante o dia, utilizando, por exemplo, painéis solares. Com isso, o fluxo de energia passa a ser bidirecional e os clientes ficam menos dependentes da principal distribuidora de energia. Além da economia, essa inovação também permite uma maior robustez a falhas, pois se existem problemas no sistema de distribuição principal,



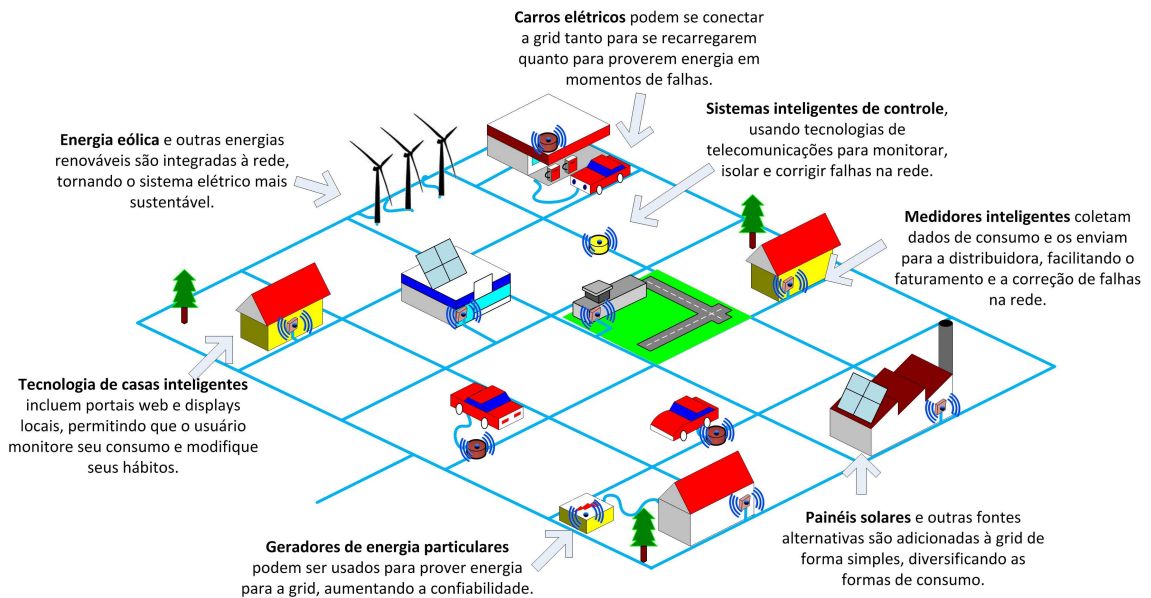


Fig. 5. Visão geral dos elementos de uma *smart grids*.

ele pode ser cortado e substituído, temporariamente, pelas fontes alternativas.

O desenvolvimento de sistemas de geração distribuída envolve um novo conceito chamado *Virtual Power Plant - VPP* que basicamente consiste no agrupamento de várias usinas distribuídas de baixa capacidade de geração em uma só, fazendo-a visível para o sistema como uma usina de alta capacidade [18], [29].

3) *Microgrids*: *Microgrid* é um novo paradigma desenvolvido pela inclusão da geração distribuída das *smart grids*. Consiste na criação de pequenos sistemas elétricos localizados e compostos por geração, armazenamento e cargas. Assim várias *microgrids* interligadas, de acordo com o conceito *plug and play*, podem criar uma *smart grid*, na qual a transmissão de informação obedece a um fluxo diferente do fluxo de energia, como é mostrado na Figura 6.

Lasseter et al. mostram que o uso de *microgrids* nos sistemas de distribuição pode simplificar a implementação de várias funções dos novos sistemas elétricos [30]. Os autores descrevem que o isolamento de pequenas gerações e cargas pode fornecer maior confiabilidade no sistema completo pela rápida capacidade de reação ante uma falha.

4) *Sensoriamento da rede e medidores inteligentes*: As *smart grids* são amplamente baseadas no monitoramento, característica observada tanto no núcleo quanto nas extremidades da rede. Isso só é possível devido ao amplo suporte das redes de telecomunicação, que agem integrando todos os dispositivos da rede.

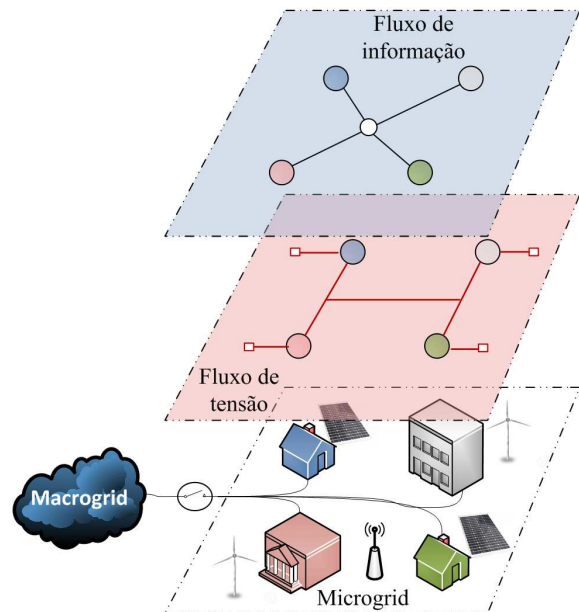


Fig. 6. Exemplo de *microgrid* [18].

No nível de transmissão e distribuição, a técnica de sensoriamento mais importante é o *phasor measurement unit (PMU)*. Os PMUs são dispositivos de alta velocidade capazes de monitorar a qualidade da energia e, em alguns casos, atuar na rede automaticamente, de acordo com as medidas aferidas. As medidas realizadas se baseiam no conceito de fasores, que são representações de uma forma de onda. Especificamente, os PMUs medem a corrente alternada em tempo real. Um conjunto de PMUs espalhados por uma grande área da rede

elétrica forma um *Wide-Area Measurement System* (WAMS). A Seção IV-B detalha o funcionamento dos PMUs e seu impacto sobre a *grid*.

Já nas extremidades da rede, a medição inteligente (do inglês *smart metering*) é o mecanismo mais importante para a obtenção das informações dos dispositivos e aplicações dos usuários finais (consumidores). Nas *smart grids*, os medidores analógicos são substituídos por medidores digitais capazes de se comunicar diretamente com a empresa distribuidora, provendo informações de consumo em tempo real. A infraestrutura de medição automática (*Automatic Metering Infrastructure*) habilita o fluxo bidirecional de informação entre o sistema central e os clientes, utilizando as informações capturadas para o análise e para criar perfis de consumo que depois são usados para otimizar as cargas no sistema geral. A tendência na medição inteligente é que os dispositivos existentes do lado do consumidor sejam remotamente monitorados e controlados (se for preciso) e possam ser ligados e desligados durante as horas de pico, otimizando assim a energia elétrica disponível e priorizando seu uso [18]. Mais informações sobre os medidores inteligentes estão na Seção IV-C.

5) *Veículos elétricos*: Devido aos problemas relacionados ao uso de combustíveis fósseis, existe uma pressão em favor do desenvolvimento de veículos elétricos com boa autonomia e baixo custo. Contudo, o uso de veículos elétricos está correlacionado ao desenvolvimento das *smart grids*, de tal forma que exista uma infraestrutura própria para o uso dessa nova tecnologia. Assim, é necessário que existam locais próprios para o reabastecimento dos veículos capazes de fazer cobrança utilizando a rede de telecomunicações.

O uso de veículos elétricos em *smart grids*, contudo, extrapola a ideia de apenas a *grid* ser usada como fornecedor de energia. *Grid-to-Vehicle/Vehicle-to-Grid* são dois conceitos dos quais o primeiro usa um veículo elétrico como armazenamento e o segundo o usa como fonte de energia. Assim vários veículos elétricos podem formar um sistema de geração distribuído na rede. Fang et al. [18] menciona alguns dos trabalhos desenvolvidos com esses dois conceitos, os quais estão correlacionados a assuntos como mitigar a degradação na estabilidade do sistema elétrico devido à carga descoordenada de veículos elétricos na rede, ou como aproveitar os veículos como suporte durante as horas de pico de consumo, convertendo-os em pequenas fontes distribuídas.

### C. As Telecomunicações e Redes no Contexto do *smart grids*

As soluções do tipo *smart grid* para o sistema elétrico como um todo, implicam em um conjunto de desafios em áreas técnicas tais como a comunicação (telecomunicações e redes), a segurança, a automação, a gerência e a integração de componentes, dentre outras. De maneira geral, espera-se que a solução *smart grid* venha a ser uma solução sustentável que permita, dentre outras funcionalidades, a geração diversa e distribuída e uma automação avançada da distribuição. Para tanto, as *smart grids* exigem uma solução adequada e específica para o seu sistema de comunicação.

O sistema de comunicação da solução *smart grid* é, via de regra, uma solução abrangente do ponto de vista tecnológico. A título de exemplo, o sistema de comunicação para o *smart grid* tem elementos distintos que incluem soluções específicas de rede local para a comunicação interna entre os elementos de controle nas subestações (IEDs, atuadores, outros), os sistemas de comunicação de longa-distância suportando a transmissão de energia eficiente e confiável, o suporte à monitoração e coleta de dados de diferentes tipos de sensores dos sistemas e, na ponta do sistema elétrico, a integração da comunicação e integração dos usuários finais, distribuidores e residências com seus sistemas de controle e gerência, sensores, equipamentos inteligentes e sistema de monitoração da demanda de energia.

Assim sendo, observa-se que as telecomunicações e redes no contexto do *smart grid* adotam necessariamente diversas tecnologias cabeadas e/ou sem fio. O objetivo dessa seção é sumarizar os principais desafios envolvidos na concepção de um sistema de comunicação para o *smart grid*. São indicados e discutidos, em seguida, os principais requisitos envolvidos e as principais tecnologias para comunicação que podem potencialmente ser utilizadas no contexto da solução *smart grid* como um todo.

Um ponto de partida necessário nesta discussão que pode ser eficiente na discussão dos requisitos e da abrangência da solução consiste no entendimento da motivação das soluções *smart grid*. Em efeito, o constante aumento da demanda por energia elétrica em paralelo à crescente necessidade de monitoramento e controle de grandezas elétricas, integração de equipamentos, novos métodos de supervisão e proteção, tratamento de contingências e adequação aos requisitos dos órgãos reguladores tem contribuído para o crescimento significativo da complexidade operacional dos sistemas de energia elétrica, tornando a atividade manual de controle e

monitoração bastante complexa. As soluções *smart grid* decorrem fundamentalmente desta necessidade e visam uma solução integrada com maior eficiência e eficácia para o controle, proteção, medição, monitoração. Além disso, objetiva-se uma solução “integrada” que deve também de garantir a interoperabilidade entre os sistemas envolvidos (novos e legados) que, adicionalmente, devem se adaptar às necessidades de regulação de energia específicas dos diversos países.

A infraestrutura de redes e telecomunicações que deve suportar a solução *smart grid* decorre em grande parte desta motivação e um dos seus primeiros desafios é a identificação dos requisitos para um sistema complexo, multifuncional e abrangente integrando todos os elementos do sistema elétrico (da geração ao consumidor final). As redes e as telecomunicações já são usadas nos sistemas elétricos atuais e o que se espera é uma comunicação mais eficiente que explore os benefícios e facilidades das novas soluções de rede (redes ópticas, redes de sensores, rede de acesso em banda larga, redes DCN, outras) e integre os componentes da rede de forma abrangente (fluxo bidirecional de dados e informações), interoperável e segura e, assim sendo, permita a evolução do sistema elétrico como um todo. Existe um consenso na comunidade de pesquisa e desenvolvimento que boa parte dos desafios postos é de longo prazo com uma expectativa que possam ser alcançados entre cinco e quinze anos, dependendo da área ou subárea de atuação considerada.

Os requisitos básicos de comunicação (telecomunicações e redes) da solução *smart grid* são, num primeiro momento, decorrentes da sua estruturação em termos de um sistema que ainda é fortemente baseado em Tecnologias da Informação e Comunicação (TICs). Reiterando a visão básica, o *smart grid* visa uma maior eficiência, confiabilidade e segurança acoplada à integração de novas fontes de energia renováveis através do controle automatizado e fazendo uso de tecnologias avançadas de telecomunicação [31]. Algumas das funcionalidades que devem ser suportadas pelos sistemas de comunicação do *smart grid* incluem a automação da rede elétrica (“*grid*”) (controle e monitoração), a coordenação na distribuição das fontes geradoras de energia (incluindo *microgrids* e renováveis), o controle de potência, a tarifação, a gerência da proteção, os esquemas de restauração de serviço e a análise de contingência, dentre outras.

IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) são partes efetivas da solução *smart grid* e, em termos da modelagem da infraestrutura, fazem parte de uma solução mais tradicional de gerência e controle

da rede, comumente denominada de SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition Systems*). Estes, por sua vez, contemplam interfaces, elementos de controle e supervisão, terminais remotos e elementos programáveis (IEDs) interconectados através de uma rede de comunicação. No *smart grid*, a novidade é que os IEDs estão evoluindo e integrando novos conjuntos de elementos sensores, medidores inteligentes, novos esquemas de proteção dentre outras inovações. Além disso, na modelagem SCADA, assume-se uma distribuição do sistema que não é efetivamente praticado nas soluções de rede (*grid*) atuais. Dada sua importância na *smart grid*, os diferentes aspectos técnicos dos IEDs estão sendo padronizados através de recomendações como o IEC 61850. A modelagem da infraestrutura da *smart grid* inclui também outros novos elementos tais como PMUs (*Phasor Measurement Units*). Em relação à evolução do modelo citado, observa-se que os requisitos básicos da rede de comunicação para o *smart grid* advém da integração e distribuição dos elementos acima e podem, pelo menos num primeiro momento, ser concentrados em alguns aspectos técnicos fundamentais tais como:

- a necessidade de comunicação bidirecional entre os elementos do modelo *smart grid* em rede (distribuído);
- a necessidade do atendimento de diversos requisitos de operação (atrasos, perdas, variação no atraso, resiliência, outros) tipicamente referenciados na literatura como adequação em termos da Qualidade Serviço (QoS) ou Qualidade de Experiência (QoE);
- a necessidade de monitorar dados em sistemas remotos (*wide-area monitoring*);
- a necessidade de lidar com um volume significativo e cada vez maior de dados gerados pelos sistemas participantes do *smart grid* (sensores, medidores domésticos, elementos de atuação, outros);
- a necessidade de alta disponibilidade e resiliência para a rede de controle do *grid* acoplada a requisitos bastante fortes de segurança e privacidade dos dados; e
- a necessidade de tratar os dados de forma semanticamente consistente e adequada no *grid* como um todo.

Em suma, temos um conjunto básico de requisitos que são focados simultaneamente nas questões de viabilidade do novo modelo de distribuição das funções de controle, no aspecto de garantias temporais para a transferência da informação, no volume de informação manipulada pela rede (capacidade) e na estruturação dos dados em si (representação,

manipulação e semântica dos dados do “*grid*”). Os aspectos de segurança constituem uma área de desenvolvimento e pesquisa à parte bastante importante para a viabilização da solução.

A título de ilustração, um requisito importante no planejamento da rede de telecomunicações para o suporte à *smart grid* refere-se às garantias de atraso na comunicação de dados (latências envolvidas). Redes de comunicação de dados de suporte à *smart grid* requerem valores de latência da ordem de milissegundos entre alguns dispositivos fim-a-fim. Como exemplo, tempos de entrega da ordem de 5ms são necessários para informações de proteção em subestações e algo entre 8ms e 12ms para entregas externas à subestação, tempo de transferência de comandos da ordem de 5ms são definidos no IEC 61850 e tempos de recuperação de falhas menores que 4ms são alguns dos exemplos de requisitos de comunicação fortes existentes no contexto do *smart grid*. Por outro lado, as funções de leitura e transmissão de dados dos medidores digitais são menos exigente em termos de latência, considerando que o envio de mensagens pode ser realizado a cada 15 min. O requisito forte neste contexto corresponde ao volume de dados envolvidos e a questão da monitoração e estruturação semântica dos dados de medição.

O suporte de rede para o modelo tradicional e centralizado SCADA dos *grids* usou comumente uma combinação de tecnologias para comunicação como segue:

- enlaces de rádio (*wireless*);
- linhas de comunicação permanentes e/ou discaadas (*dial-up leased lines*);
- Ethernet e IP sobre SONET/SDH com malhas de fibras ópticas dedicadas.

A componente transmissão do *smart grid* (*HV Grid - High Voltage smart grid*) deve sofrer grandes transformações em relação à solução atual que, por sua vez, faz uso intensivo de enlaces de fibras ópticas e de rádio (*wireless*). A rede de comunicação suportando a componente de transmissão deve ser confiável e, também, deve passar a fazer uso de tecnologias comutadas fortemente baseadas no IP (IP/MPLS, IP over WDM, dentre outras) e soluções tecnológicas mais nativas do *grid* como o PLC (*Power Line Communications*). Aplicações típicas desta componente incluem relés de proteção, sistemas SCADA remotos, monitoração remota e estimativa de estado do *grid* (*PMU over WAMS*), dentre outras.

A componente de média tensão do *smart grid* (*MV Grid - Medium Voltage smart grid*) deve ter a capacidade de transmitir os dados de estado do *grid* MV com informações sobre o estado de

equipamentos, detecção de falhas (principalmente com sistemas que já são bem antigos), monitoração, medição da qualidade da potência e, além disso, condições de fluxo de potência devem ser transferidas entre subestações no *grid*. Tradicionalmente, subestações no nível MV não são equipadas com capacidade de telecomunicações e, neste contexto, a solução *smart grid* com tecnologias baseadas em fibras ópticas, comutação óptica, PLC, Ethernet (diversas opções: E-Carrier, EPON, Gigabit, outras), redes de circuitos dinâmicos, redes de sensores sem fio (*WSN - Wireless Sensor Networks*), redes em malha (*mesh*) e redes comutadas deverão constituir um novo conjunto disponível de enlaces de comunicação.

A componente de baixa voltagem da *smart grid* (*LV Grid - Low Voltage smart grid*) engloba principalmente aplicações de monitoração (*AMR - Automatic Meter Reading/AMI - Advanced Metering Infrastructure*), comunicação de veículos com o *grid* e gerência do consumo de energia em ambiente residencial (*HEM - Home Energy Management*). A essência da abordagem LV da *smart grid* consiste em permitir ao usuário um maior controle e ciência da sua demanda e consumo de energia. Neste cenário, também conhecido como *smart home*, tecnologias de diversos tipos são factíveis e, como ilustração, são citadas as tecnologias PLC, ZigBee, Bluetooth, WiFi, Ethernet, redes de acesso PON (*Passive Optical Networks*) e soluções tecnológicas baseadas na telefonia móvel (GSM, GPRS, 3G, 4G, outra), dentre outras.

Em resumo, do ponto de vista das redes de comunicação de dados, a solução *smart grid* pode fazer uso potencial de um conjunto abrangente de tecnologias de rede tais como:

- PLC (*Power Line Communications*) - versões faixa larga e faixa estreita;
- Ethernet (E-Carrier, Gigabit, EPON e outras);
- IP/MPLS (*MultiProtocol Label Switching*) e IP/GMPLS (Generalized MPLS) (IP com comutação de circuito eficiente e restauração);
- IP/WDM (IP com redes ópticas de alto desempenho);
- DCN (*Dynamic Circuit Network*) (redes com provisionamento de circuitos dinâmicos);
- Redes de Sensores sem Fio (*WSN - Wireless Sensor Networks*) e redes em malha (*mesh*);
- WiFi - IEEE 802.11
- WiMax;
- Soluções tecnológicas baseadas na telefonia móvel (GSM, GPRS, 3G, 4G);
- ZigBee
- Bluetooth
- Outras

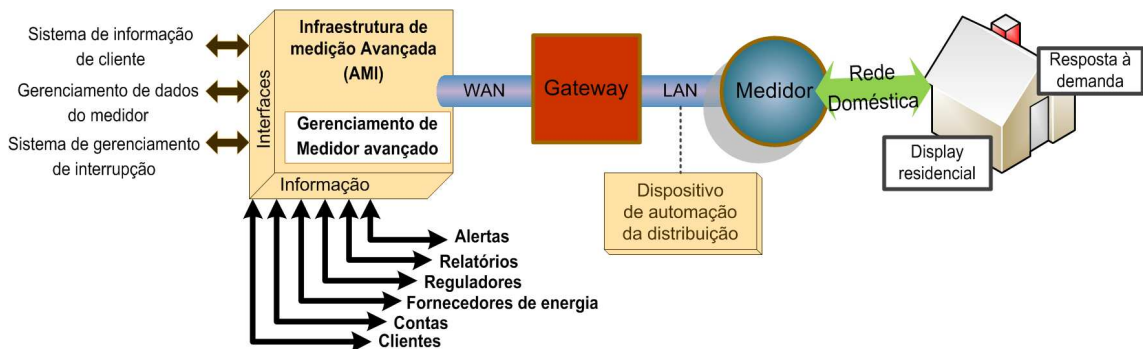


Fig. 7. Proposta de estruturação de rede de comunicação para uma aplicação AMI [32].

Além destas, acrescentem-se todas as soluções tecnológicas mais tradicionais que, em determinados contextos, podem perfeitamente ser reaplicadas na solução *smart grid*.

Dada a variedade de aplicações e de requisitos envolvidos na *smart grid*, as alternativas tecnológicas devem ser avaliadas com cautela, devido aos diversos perfis das redes elétricas existentes, como as redes metropolitanas e rurais com alta e baixa densidade populacional, áreas com restrição de passagem de cabos ou de barreiras regulatórias de espectro, no caso de utilização de redes sem fio. Um exemplo ilustrativo do problema de comunicação no contexto da *smart grid* é o caso da rede de comunicação necessária para a estratégia de monitoração AMI. Um modelo genérico de rede de comunicação para a AMI visando atender à demanda de comunicação de dados das *utilities* no setor de medição é proposto por [32] e ilustrado na Figura 7. No modelo proposto, requisitos de tolerância a falhas, latência, largura de banda, alcance e custo são sugeridos de acordo as tecnologias de comunicação.

Para atender o subsistema WAN (rede de longa distância), diversas tecnologias de comunicação podem ser utilizadas para desempenhar a função de *backhaul*, isto é, interligar os *gateways* (coletores) ao *backbone* das operadoras de telecomunicações, como fibra ótica, WiMAX, 4G, GPRS, dentre outras.

No que tange ao núcleo da AMI, a rede local, onde é realizada a comunicação *full duplex* diretamente com os medidores inteligentes (IEDs), é proposta a utilização de tecnologias em rádio frequência (RF) e PLC (*Power Line Communication*), utilizando uma topologia de rede baseada em estrela ou em outra topologia mais tolerante a falhas, como a topologia em malha (*mesh*).

Como um exemplo adicional, para a comunicação dos dispositivos dentro das residências (*HAN - Home Area Network*), é

sugerida a utilização de tecnologias de rádio frequência (RF), como o *ZigBee* (IEEE 802.15.4) e PLC de faixa larga. Sistemas RF podem ser implementados em ambas as topologias de rede, ponto-multiponto e malha, sendo a primeira a mais utilizada, quando medidores enviam dados a um coletor (funções *store & forward*) e este encaminha as informações ao centro de controle do *grid* através de redes metropolitanas (MANs) ou redes de longa distância (WANs) [32].

Um resumo das potenciais tecnologias de comunicação para a *smart grid* é mostrado na Tabela III [6].

O *Zigbee* é considerado um dos padrões de comunicação mais adequado para a *smart grid* residencial [33], pois atende aos requisitos de comunicação usando a funcionalidade de tolerância a falhas e escalabilidade para o monitoramento de energia, automação residencial e leitura automática de medidores. Tal tecnologia de comunicação permite a cada nó da rede se comunicar com outro nó dentro de seu alcance. Em caso de indisponibilidade de um nó, a rede se recompõe através de nós vizinhos, agregando flexibilidade e confiabilidade ao sistema.

A tecnologia PLC (*Power Line Communication*) se baseia na modulação de sinais de telecomunicações sobre a infraestrutura elétrica existente como meio de transmissão de dados [34]. Esta tecnologia é dividida conforme a utilização da faixa de frequência, podendo ser de dois tipos: PLC de faixa estreita (*Narrow Banda*) operando de 3 kHz a 500 kHz, que pode ser utilizado, por exemplo, na leitura de medidor eletrônico de energia elétrica (AMR), e o de faixa larga (de 1,8 MHz a 30 MHz), também conhecido como BPL (*Broadband PowerLine*), que surgiu como alternativa para prover Internet na última milha. Ainda, os sistemas PLC podem ser classificados como *indoor*, com dispositivos instalados em residências, e *outdoor*, provendo a rede de acesso. Esta tecnologia, PLC, é

TABELA III  
 POTENCIAIS TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO PARA A SMART GRID.

Tecnologia	Espectro	Banda	Alcance	Aplicações	Limitações
<b>GSM, GPRS</b>	900-1800 MHz	Até 170 kbps	1-10 km	AMI, resposta a demanda (DR), HAN	Baixa largura de banda
<b>4G</b>	2.5 GHz	Até 200 Mbps	1-50 km	AMI, resposta a demanda (DR), HAN	Alto custo regulatório de espectro
<b>Wi-Fi IEEE 802.11</b>	2.4-5.8 GHz	Até 155 Mbps	1-300 m	AMI, HAN	Curto Alcance
<b>WiMAX</b>	2.5 GHz, 3.5 GHz, 5.8 GHz	Até 75 Mbps	1-5 km 1-5 km 10-50 km	AMI, resposta a demanda (DR)	Poucas implementações
<b>PLC</b>	3-500 kHz 1.8-30 MHz	1-3 Mbps Até 200 Mbps	1-3 km	AMI, Detecção de fraudes	Ruídos em redes
<b>ZigBee</b>	2.4 GHz 868-915 MHz	Até 250 kbps	30-90 m	AMI, HAN	Curto alcance e baixa largura de banda
<b>Bluetooth</b>	2.4-2.4835 MHz	Até 721 kbps	1-10 m	HAN	Curto alcance e alto consumo de energia

uma opção plausível para a comunicação de dados entre os medidores inteligentes e o concentrador de dados em um contexto de *smart grid* LV [35].

As redes celulares (GPRS, GMS, dentre outras) podem ser uma boa opção para a comunicação entre os medidores inteligentes e a *utility* e entre nós mais distantes. Estas infraestruturas de comunicações existentes evitam custos operacionais e tempo para a construção de uma infraestrutura de comunicação.

Algumas tecnologias de cabeamento podem também ser utilizadas tanto para distribuição de energia quanto para o suporte da transmissão de dados no contexto da *smart grid*. Como exemplos, temos o OPCL (*Optical fiber composite Low-voltage Cable*) e o PFTTH (*Power Fiber to the Home*). O objetivo desta última é prover a conectividade entre os componentes da solução *smart grid* utilizando cabeamento óptico integrado às estruturas elétricas de baixa tensão (0,4kV), conforme ilustrado na Figura 8.

#### D. Protocolos e padrões de Comunicação para o *smart grid*

A *smart grid*, do ponto de vista das comunicações, será suportada por um conjunto heterogêneo de tecnologias de rede possivelmente em domínios diferentes, na medida em que nenhuma solução tecnológica atende completamente os requisitos da *smart grid*. Considerando este cenário, existem diversas propostas para padrões e protocolos de

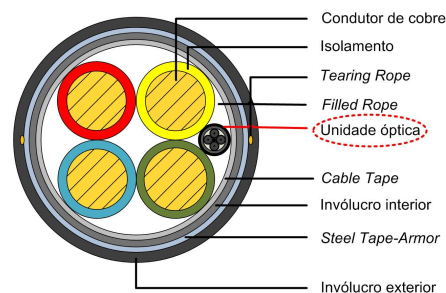


Fig. 8. Estrutura típica de OPCL, na qual o cabeamento óptico é integrado às estruturas elétricas de baixa tensão. Fonte [36].

comunicação, como, por exemplo, a norma IEC 61850. A título de exemplo da necessidade de padronização na área, um dos principais entraves para a implantação da estratégia AMI é a existência de padrões distintos de comunicação [6], isto é, diferentes semânticas de dados para troca de informações entre as entidades do sistema, uma vez que é necessário considerar, dentre outras coisas, a convergência de diversas aplicações. A adoção de padrões de interoperabilidade é um pré-requisito imprescindível para tornar o *smart grid* uma realidade. Existem várias vertentes trabalhando no sentido da padronização da comunicação para os *smart grids* focados, principalmente, nas funcionalidades de medição inteligente e nas interfaces de comunicação para o setor elétrico [6]. A Tabela IV mostra uma visão geral de alguns

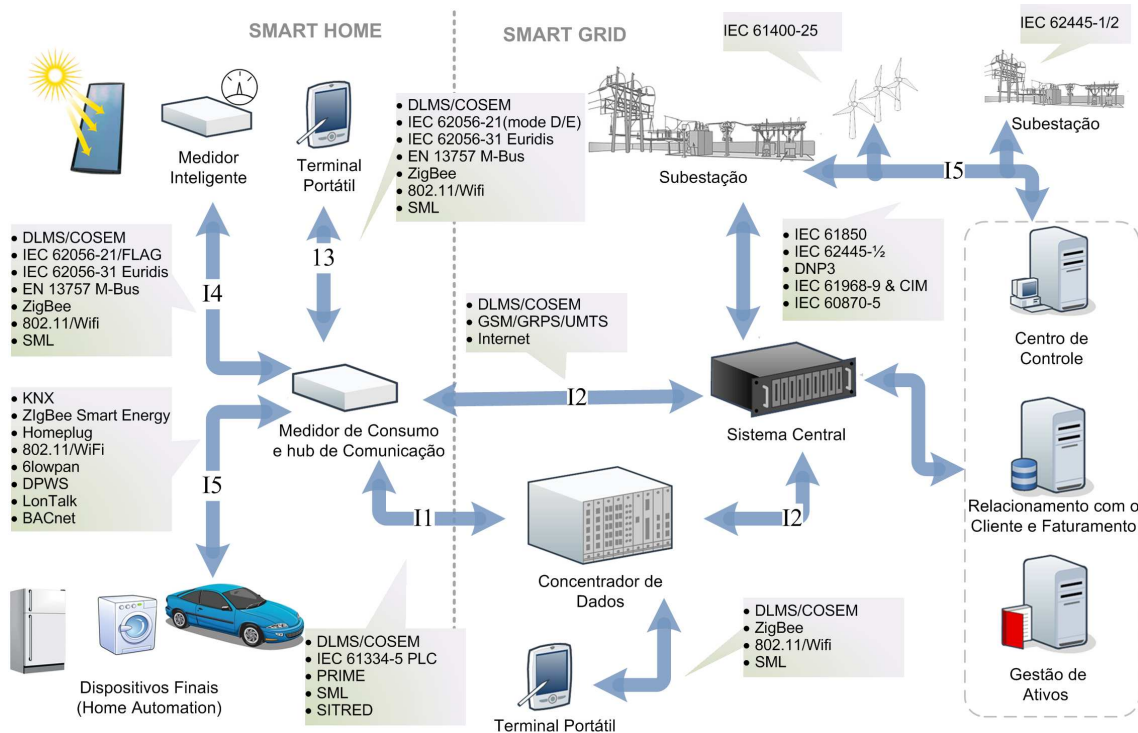


Fig. 9. Padrões de Comunicação numa arquitetura *smart grid*. Fonte [37].

dos principais padrões desenvolvidos ou em desenvolvimento para a *smart grid* com um breve resumo de seu objetivo.

A norma IEC 61970 - *Energy Management System Application Programming Interface (EMS-API)* [38] padroniza um conjunto de APIs para dar suporte à integração de sistemas EMS (suporte a operação, análise e gerenciamento da distribuição) desenvolvidos como aplicações independentes por diversos fornecedores, ou entre o EMS e sistemas concebidos para tratar de outros aspectos da operação do sistema de energia, como a geração ou o gerenciamento da distribuição.

O padrão C12.18 descreve um protocolo para utilização da porta óptica em comunicações dupla via com o medidor. O padrão C12.19 define tabelas especificando estruturas de dados a serem transferidas do medidor para o módulo de comunicação. O padrão C12.22 descreve a comunicação de tabelas C12.19 sobre diferentes tipos de redes.

Os padrões de comunicação elencados anteriormente atendem a requisitos específicos, refletindo diferentes necessidades de aplicações dos *smart grids* que irão integrar subsistemas e dispositivos inteligentes à rede elétrica atual. A Figura 9 ilustra a aplicação dos padrões de comunicação numa arquitetura *smart grid* genérica de forma a complementar o entendimento da funcionalidade dos principais padrões citados.

De acordo com a Figura 9, um sistema típico para *smart meters* contém as seguintes interfaces [37]:

- I1 - Quando não existe uma comunicação direta entre o medidor e o sistema central, é realizada uma comunicação entre um concentrador de dados e um medidor de consumo.
- I2 - Comunicação direta entre o medidor e o sistema central.
- I3 - Conexão entre o medidor e um terminal local usado para instalação e configuração.
- I4 - Comunicação entre a central de medição e medidores secundários (painéis solares domésticos e outros).
- I5 - Comunicação entre o medidor e a HAN (*Home Area Network*) para prover serviços automação residencial e resposta a demanda.

### III. IEC 61850 E SMART GRID

Como visto acima, a indústria de energia elétrica está passando por um período de grande mudança com o uso de avançadas tecnologias em um esforço para desenvolver uma rede mais inteligente que possa atender com sucesso aos desafios de hoje e do futuro [39], a *smart grid*. O aumento de demanda por energia elétrica e sua apropriação indébita, popularmente conhecida como “gato”, são alguns dos fatores relevantes que motivam a implantação da *smart grid* no país. A *smart grid* permite que sejam implantados medidores inteligentes, cuja finalidade

TABELA IV  
PRINCIPAIS PADRÕES PARA A SMART GRID.

<b>Tipo / Padrão</b>	<b>Detalhes</b>	<b>Aplicação</b>
<b>IEC 61968 e IEC 61970</b>	Prover um Modelo de Informação Comum (CIM) relacionado à troca de informações entre os centros de controle. O primeiro relacionado ao domínio de transmissão e o segundo ao domínio de distribuição	EMS (Aplicações do centro de controle).
<b>IEC 61850</b>	Flexível, a prova de futuro, padrão aberto, comunicação entre dispositivos de transmissão, distribuição e sistemas de automação de subestação.	SAS (Automação de Subestação)
<b>IEC 60870-6 / TASE2</b>	Troca de dados entre o centro de controle da <i>utility</i> e o centro de controle regional.	Centro de Comunicação Intercontrole
<b>IEC 62351</b>	Definição de segurança para protocolos de comunicação.	Sistemas de Segurança da Informação
<b>IEEE P2030</b>	Diretrizes de interoperabilidade, terminologia, características, critérios funcionais, de desempenho e de avaliação.	Aplicações do 'lado cliente'
<b>IEEE P1901</b>	Comunicações de alta velocidade em linhas de força.	Aplicações <i>smart grid</i> e residenciais.
<b>ITU-T G.9955 e G.9956</b>	Especificações de camada física e de camada de enlace, respectivamente.	Automação da Distribuição, AMI
<b>ANSI C12.22</b>	Descreve a comunicação de tabelas C12.19 sobre redes quaisquer.	AMI
<b>ANSI C12.18</b>	Estrutura de dados para comunicação dupla via com o medidor.	AMI
<b>ANSI C12.19</b>	Define tabelas de estruturas de dados a serem transferidas do medidor para o módulo de comunicação.	AMI

é evitar fraudes e permitir a comunicação entre a concessionária e o consumidor, viabilizando a administração de oferta e consumo com autonomia.

Um dos grandes desafios enfrentados pelos engenheiros de subestações é a justificativa para os investimentos em automação. Os impactos positivos que a automação tem sobre os custos operacionais, no aumento da qualidade de energia e na redução de interrupções são bem conhecidos. Porém, pouca atenção é dada à forma como o uso de um padrão

de comunicação impacta no custo para construir e operar a subestação [40]. A existência de um número excessivo de protocolos em diversas áreas e com diversas finalidades trazem problemas de incompatibilidade na comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes. Nos sistemas de automação de subestação atuais, cada fabricante desenvolveu seu próprio protocolo de comunicação, muitas vezes proprietários, aumentando a quantidade de protocolos no mercado. Neste cenário,



se torna necessário a utilização de conversores de protocolos, normalmente caros e complicados, para interligar estes dispositivos de diferentes fabricantes. Alguns deles são o DNP, PROFIBUS, FIELDBUS, MODBUS, LON, dentre outros, que são mostrados na Figura 10(a) [41].

A Figura 10(a) mostra os três níveis do sistema de automação de subestação. No caso descrito na figura, a interligação destes níveis é feita de forma digital com um protocolo implementado na comunicação serial, ou de forma convencional (sinais analógicos). Com a presença de diferentes protocolos, faz-se necessário o uso de uma interface para interligar os equipamentos e fazer a conversão dos protocolos. Com isso, a comunicação se torna um limitante para a evolução das subestações. Essa arquitetura não oferece requisitos como a interoperabilidade, a liberdade de configuração e a estabilidade em longo prazo.

Deste problema, surgiu o incentivo para a construção de um padrão único que especifique os parâmetros e a forma como os IEDs devem se comunicar. Assim, foi criada a norma IEC 61850, a qual é identificada como uma das bases para o desenvolvimento de uma rede inteligente [39]. Devido às suas características, a IEC 61850 já foi adotada como um dos padrões em *smart grids*, como uma solução para comunicação na automação de subestações elétricas. Conforme mostrado na Figura 10(b), a norma padroniza toda a comunicação, não sendo mais necessário um conversor de protocolos, além de a interligação ser feita por uma rede Ethernet. Novos esforços estão sendo desenvolvidos para usar a proposta de modelo da norma também fora da subestação, como forma de garantir a interoperabilidade e simplificar o desenvolvimento de novas soluções.

A norma propõe uma solução unificada de comunicação e aplicações para garantir a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes que permitem, dentre outros, a supervisão e controle em tempo real do sistema de distribuição. Nas seções que seguem, seus principais conceitos serão explicitados.

#### A. Estrutura da norma

1) *Histórico*: Para entender a estrutura da norma IEC 61850, é necessário observar o processo que levou à sua criação.

No começo dos anos 90, nos Estados Unidos, foi iniciado o projeto UCA (*Utility Communications Architecture*). Desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), o UCA tinha o objetivo de desenvolver uma estrutura de comunicação em tempo real que fosse comum a todas as empresas.

Para tanto, esse projeto fazia uso de modelagem orientada a objeto em seus dispositivos e componentes, definindo os identificadores, os formatos de dados comuns e o comportamento para as funções mais comuns dos dispositivos. O projeto foi bem sucedido, mas ainda não atendia a todas as necessidades de modelagem para as subestações. Assim, em 1995, foram estabelecidos três grupos de trabalho do Comitê Técnico TC57 (*Technical Committee 57*) da IEC (*International Electrotechnical Commission*), chamados de Grupos de Trabalho 10, 11 e 12 [42]. Estes grupos tinham o objetivo de preparar um padrão geral para comunicação de sistemas em subestações. Em 1999, uma parte desse trabalho, a qual estava sendo desenvolvida por americanos, ganhou destaque e foi chamada de UCA 2.0. Entre as causas para esse destaque, estava a definição de alguns contextos de comunicação [43]:

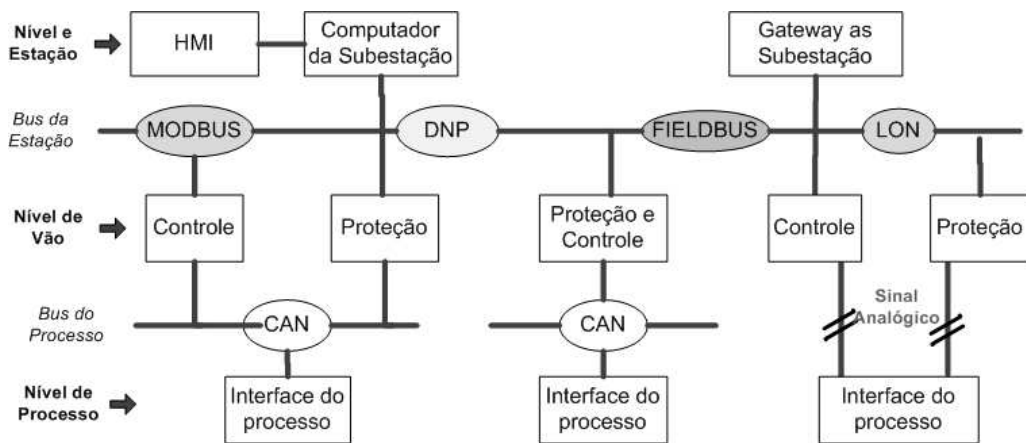
- Comunicação entre bases de dados de tempo real - Consiste na comunicação entre os sistemas de supervisão e controle internos ou externos à concessionária e os centros de controle (*Energy Management System - EMS*), os quais realizam a supervisão, o controle e a otimização de sistemas de geração e distribuição de energia.
- Comunicação entre dispositivos de campo - Neste contexto de comunicação, foi proposta a utilização do paradigma de orientação a objeto para modelar as informações de campo e os métodos de comunicação.

Reconhecendo que estavam tentando atingir o mesmo objetivo, os demais grupos do EPRI e o UCA 2.0 decidiram unir esforços para obter um único padrão mundialmente aceito. Esse esforço deu origem ao Padrão IEC 61850 “Redes de Comunicação e Sistemas em Subestações” (*IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substation*), trazendo benefícios não só para as concessionárias como para os fabricantes [44].

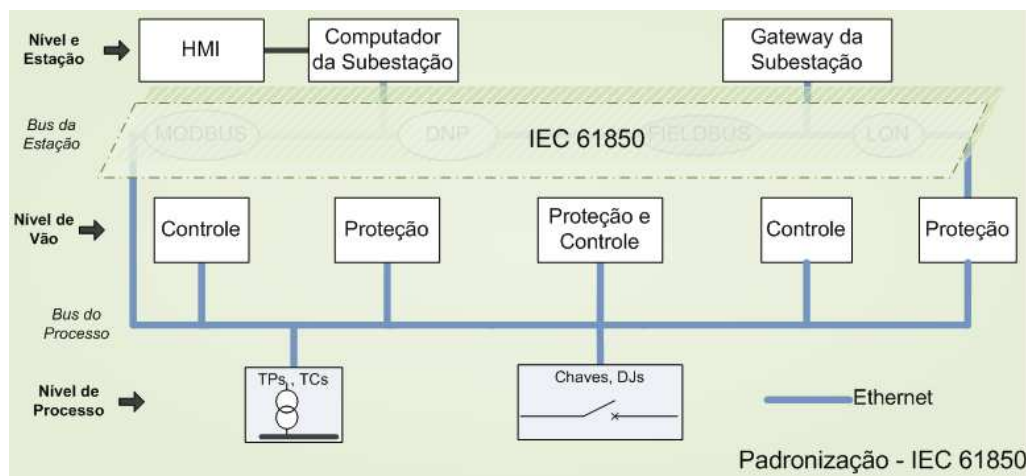
Tendo o UCA 2.0 como ponto de partida, a IEC terminou a definição da norma IEC 61850, contendo uma arquitetura de comunicações orientada a objeto, que mantém a compatibilidade com o UCA 2.0 e estende as suas funcionalidades. O novo padrão oferecia interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes em uma mesma rede de dados, além de garantir uma alta velocidade na troca de dados em tempo real e na comunicação par-a-par [42].

Por essa razão, o UCA 2.0 é um subconjunto do IEC 61850, como mostrado na Figura 11, e a compatibilidade entre ambos se mantém.

Contudo, embora exista compatibilidade, as nomenclaturas entre IEC 61850 e UCA 2.0 não são



(a) Com seus diversos Protocolos. (Fonte [41])



(b) Com IEC 61850.

Fig. 10. Modelos de sistema de automação de subestação.

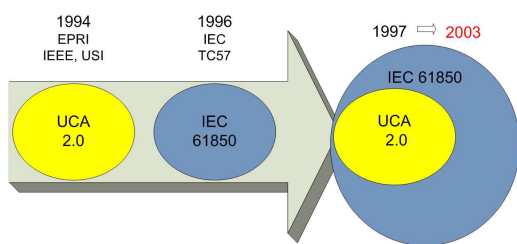


Fig. 11. Evolução e Compatibilidade entre UCA 2.0 e IEC 61850. (Fonte [45])

iguais, o que levou a necessidade de um mapeamento funcional para fazer a migração dos dispositivos de UCA 2.0 para IEC 61850. A Figura 12 mostra o mapeamento entre essas funcionalidades, que serão explicadas nas seções seguintes.

Detalhes técnicos e diferenças semânticas foram abstraídos para um melhor entendimento. O mapeamento de migração do UCA 2.0 para IEC 61850 engloba, principalmente, a definição de:

- Como os dados são identificados e modelados (IEC 61850-7-4 e IEC 61850-7-3);
- Como estes dados são transmitidos e acessados (IEC 61850-7-2);
- Como os dispositivos podem ser conectados a redes de comunicação (IEC 61850-8-x e 9-x).

A terminologia e o modelo de objetos do IEC 61850 também sofreram mudanças quando comparados ao UCA 2.0. A Figura 13 mostra, a título de ilustração, as mudanças hierárquicas estruturais na modelagem dos objetos, que são unidades básicas para definir qualquer elemento dentro dessas normas. Observa-se que, de forma geral, a estrutura foi mantida, mas os componentes passaram a ter uma interpretação diferente. Nas seções seguintes, cada um dos elementos do IEC 61850 será especificado.

Em vista de todo esse interesse gerado pela recente norma IEC 61850, e, como resultado da iniciativa de empresas envolvidas no controle de subestações e centros tecnológicos, no início de 2001, o projeto piloto INTERUCA foi proposto.

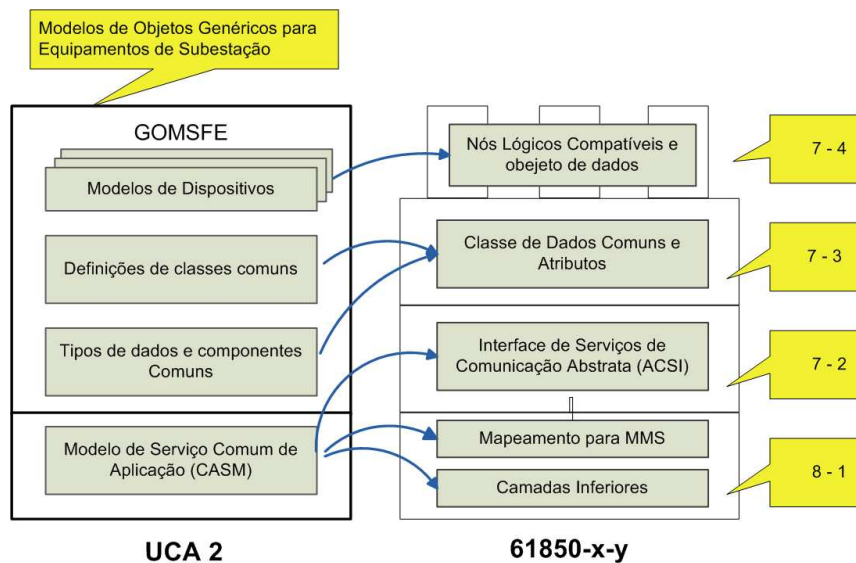
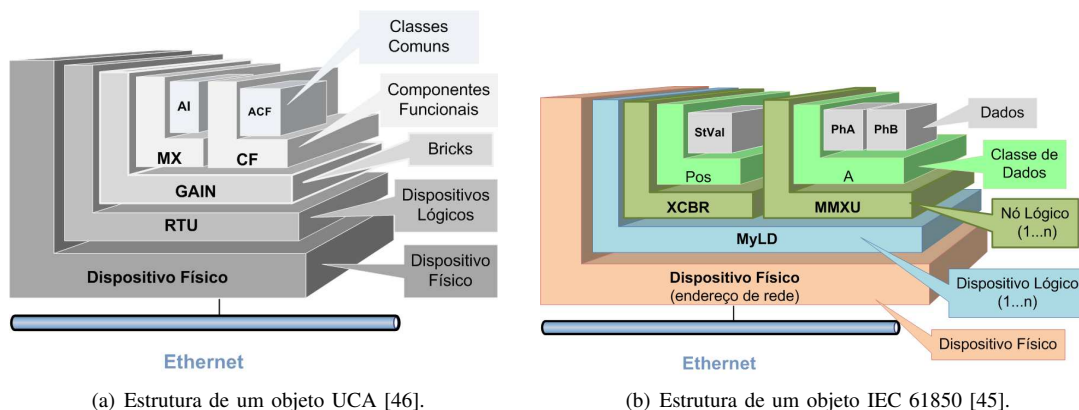


Fig. 12. Mapeamento funcional do UCA 2.0 para IEC 61850 [45].



(a) Estrutura de um objeto UCA [46].

(b) Estrutura de um objeto IEC 61850 [45].

Fig. 13. Estrutura de um objeto: comparação UCA 2.0 e IEC 61850.

Esse projeto tinha por objetivo testar dentro de uma subestação piloto real a nova norma IEC 61850, adaptando os dispositivos utilizados para o gerenciamento, controle e proteção de subestação. O INTERUCA permitiu ganhar experiência na interpretação da norma, verificar a interoperabilidade entre fabricantes distintos, verificar a arquitetura de comunicação, e validar os requisitos de tempos de transmissão [42]. O projeto foi desenvolvido em três anos, tendo três diferentes fases:

- 1) Requisitos e especificações técnicas (2002);
- 2) Projeto de arquitetura e desenvolvimento (2003);
- 3) Instalação e testes funcionais (2004).

Ao final em 2004, finalizadas as fases de testes intensos em laboratório e na subestação, o sistema funcionou de forma satisfatória de acordo com a IEC 61850 [42]. Desde então, vários projetos tem

sido implementados visando à inteligência da rede, a interoperabilidade e a diminuição de custo em manutenção e engenharia.

Após sua primeira edição em 2002, a norma IEC 61850 ganhou extensões na parte 7-4, em 2007 e 2009, tendo sido lançada a segunda edição em 2010, ano em que se discutia também o uso da norma para comunicação entre subestações, até o presente momento ainda não publicada. Com a norma IEC 61850, é possível desenvolver *softwares* e *hardwares* a “prova de futuro”, pois ela possibilita a evolução da tecnologia através de atualizações facilmente implementáveis.

2) *Organização da norma:* De forma resumida, a norma IEC 61850 “Redes de Comunicação em Sistemas e Subestações” teve sua primeira publicação em 2002, oriunda da necessidade de se obter um padrão único de comunicação entre equipamentos “dentro” de subestações de energia

elétrica. Uma das premissas da norma é a garantia de interoperacionalidade entre dispositivos de diferentes fabricantes. Tais dispositivos são designados como *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) e atuam como servidores executando funções lógicas de proteção, automação e controle implementadas nas subestações e em elementos fora delas. Assim, os IEDs são relés digitais modernos, capazes não só de acionar disjuntores mas também de enviar amostras de sinais de tensão e corrente e de funcionar como um nó na rede trocando mensagens. Esses valores amostrados de corrente e tensão transmitidos na rede são os *Sampled Measured Values* (SMVs), definidos na parte 7-2 da Norma IEC 61850.

A norma IEC 61850 cobre todos os níveis de comunicação de um sistema de subestações, não sendo apenas mais um protocolo, mas fornecendo métodos de desenvolvimento das melhores práticas de engenharia de proteção, integração, controle, monitoração e padronização. Para tanto, a norma IEC 61850 utiliza uma linguagem de programação orientada a objetos para modelagem dos dispositivos, a *Substation Configuration Language* (SCL), que usa arquivos no formato *eXtensible Markup Language* (XML). Por essa razão, a SCL é uma linguagem simples e flexível.

A SCL cria uma interface padronizada de comunicação entre IEDs, de forma que o desenvolvedor de aplicações não precisa mais conhecer as particularidades na comunicação impostas por cada fabricante na execução de uma mesma função. Assim, a interoperabilidade é facilitada. Para viabilizar a comunicação entre sistemas, normalmente é utilizado um conjunto de regras que definem a ordem e os tipos de mensagens que devem ser trocadas. Esse conjunto de regras, na ciência da computação é conhecido como protocolo [47]. A pilha de protocolos de comunicação para trocas de informações e os modelos de dados estão definidos na norma IEC 61850, conforme a Figura 20. Esta pavimentação o caminho para as *smart grids* [48] ao integrar sistemas como controle, medição, proteção e monitoramento.

O IEC 61850 divide-se em partes. A Figura 14 mostra as partes componentes da norma e suas relações de modelagem, destacando as consideradas partes básicas.

Observa-se na Figura 14(a) que a norma IEC 61850 está estruturada em 10 partes: requisitos gerais, requisitos de comunicação, linguagem de configuração, modelo de comunicação, dentre outros. Cada uma das partes funciona como um manual de montagem e de definição das características de implementação de todos os padrões e protocolos necessários para o funcionamento correto da norma IEC 61850. A Figura 14(b) ilustra os métodos de

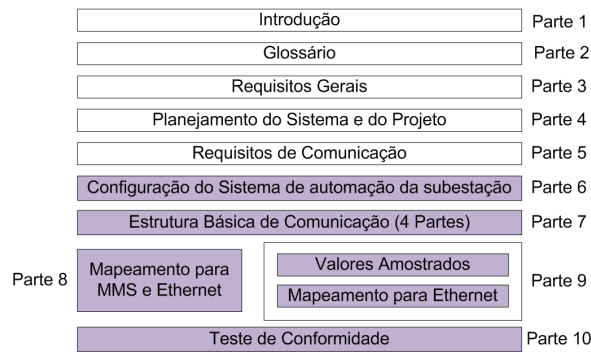
implementação e modelagem aplicadas às diferentes partes do padrão IEC 61850 e suas respectivas relações.

### B. Modelo de Dados

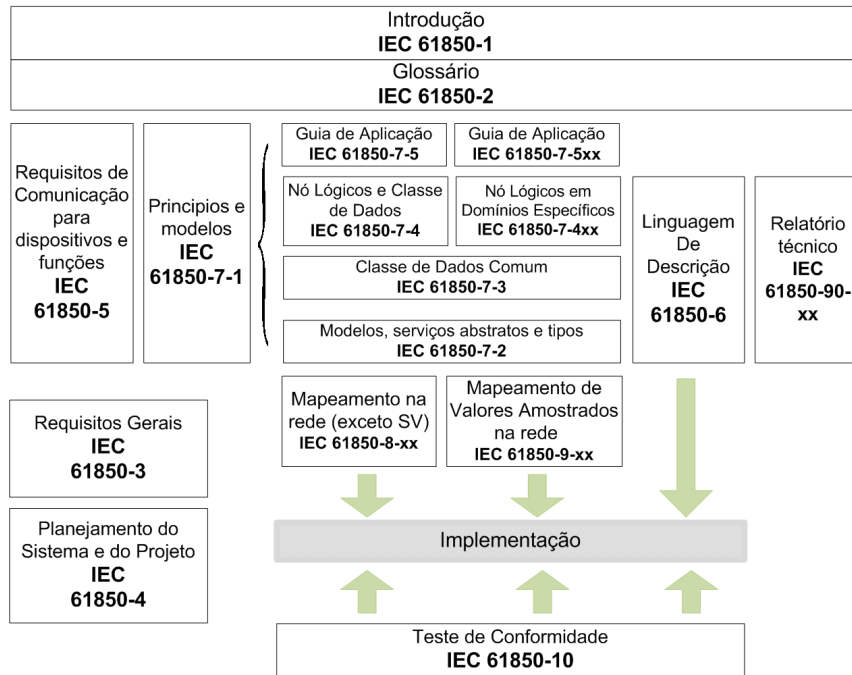
O modelo de dados especificado pela norma IEC 61850 define os atributos e funções dos dispositivos físicos de uma subestação elétrica. O modelo de dados é baseado numa estrutura de dados orientado a objeto [50], utilizando desta forma todos os conceitos pertinentes a esta programação de dados, como por exemplo:

- Classe - representando um conjunto de objetos com características afins. O comportamento dos objetos é realizado através de seus métodos;
- Objeto/Instância de uma Classe - serve para armazenar estados através de seus atributos e interagir com outros objetos através de mensagens;
- Atributos - são as características de um objeto;
- Métodos - são as funções implementadas nos objetos, como por exemplo, a capacidade de enviar e receber mensagens;
- Herança - uma funcionalidade de uma classe se estender a outra classe, herdando seus métodos e atributos.

Um dispositivo físico é definido como um dispositivo que se conecta a rede. Dentro de cada dispositivo físico, pode haver um ou mais dispositivos lógicos (*Logical Device - LD*). A instância Server, que é um dispositivo físico, é o componente mais alto na hierarquia definida pelo IEC 61850 [51], sendo constituído por um hardware e um conjunto de classes que caracterizam o seu comportamento. De forma estruturada, um IED pode possuir uma ou mais instâncias de Server. Cada Server pode agregar um ou mais dispositivos lógicos *Logical Devices-LD* [51]. Por sua vez, cada dispositivo lógico é formado por um conjunto de nós lógicos (*Logical Node - LN*), que por definição, é a menor parte de uma função que é capaz de se comunicar. Cada nó lógico contém um ou mais objetos (*Data Objects*), compostos por atributos (*Data Attributes*). O objeto de um nó lógico representa um dado de uma função de automação e controle. Por exemplo, um objeto seria a posição de uma chave seccionadora ou de um disjuntor. O atributo é o valor de um objeto, como o estado fechado ou aberto da posição de um disjuntor. Assim, a norma disponibiliza uma visão hierarquizada para classificar as funções exercidas por cada IED. A Figura 15 ilustra a estrutura hierárquica do modelo de dados conforme a norma IEC 61850.



(a) Composição do padrão IEC 61850 [49].



(b) Relação entre a modelagem e o mapeamento das partes do padrão IEC 61850 [49].

Fig. 14. Partes componentes da norma e suas relações de modelagem [49]

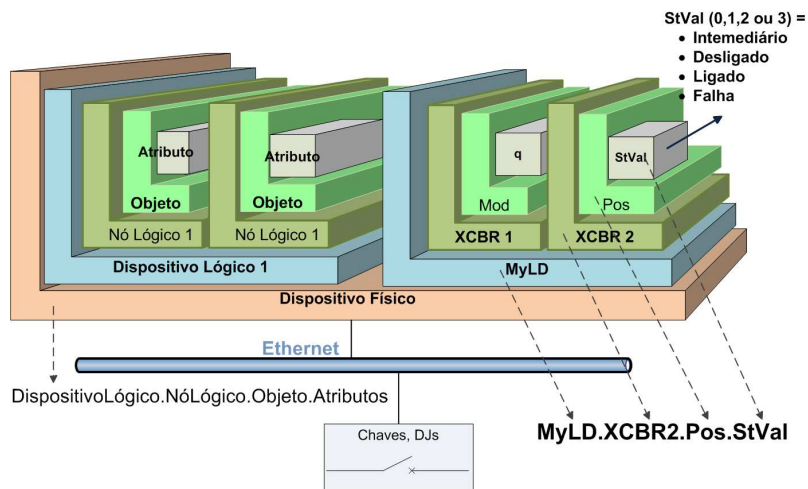


Fig. 15. Exemplo de uma referência de nome de objetos do IEC 61850 e sua estrutura hierárquica.

Seguindo o modelo de orientação a objeto, os dados são representados mantendo uma hierarquia, sendo esta iniciada pelo dispositivo físico em um nível superior até alcançar o nível inferior, o de atributos de dados. A Figura 15 provê um exemplo de nomes de objetos para identificar uma instância de uma classe num nível hierárquico.

De forma geral, cada objeto de dados tem um nome único. Esses nomes são determinados pela norma e funcionalmente ligados à finalidade do sistema de potência. Um disjuntor é modelado por um nó XCBR lógico que contém uma variedade de objetos, entre os quais, “Pos” para indicações associadas à posição do equipamento. O objeto “Pos” possui, por exemplo, o atributo “StVal”, que indica o estado atual do disjuntor (intermediário, aberto, fechado ou falha).

Podemos referenciar o nome de objetos da seguinte forma: *DispositivoLógico.NóLógico.ObjetodeDados.AtributosdeDados*. Na Figura 15, o termo “MyLD” representa o nó lógico, o termo XCBR2 representa o nó lógico, o termo “Pos” representa o objeto de dados e finalmente o termo “stVal” representa o atributo de dados.

A norma IEC 61850, inicialmente, padroniza um conjunto de 26 grupos de nós lógicos [52], com intuito de agrupar funções de proteção e controle, conforme mostrado na Tabela V. Estes grupos de nós lógicos possuem 86 classes de nós lógicos associadas [52], sendo estas classes compostas de objetos de dados e atributos. É importante ressaltar que entre os relatórios técnicos que vem sendo escritos, está o IEC 61850 90-3 em que a maior parte do trabalho é voltada para a definição de novos nós lógicos.

Cada nó lógico possui uma denominação iniciada com a letra do grupo que faz parte, por exemplo:

- MMXU - Medição Operativa e Indicativa
- MMTR - Contador
- PDIS - Proteção de distância
- XCBR - Chave disjuntor
- TCTR - Transformador de Corrente
- TCTR - Transformador de Tensão
- dentre muitos outros

Para diferenciar nós lógicos com o mesmo nome, um sufixo e/ou prefixo podem ser usados. Por exemplo, para o nó lógico XCBR pode-se usar o sufixo XCBR1...XCBRn pra diferenciar cada disjuntor. Podemos usar um prefixo, exemplo: Q0XCBR, onde Q0 é o prefixo, XCBR é o nó lógico do grupo Disjuntores, assim como a estrutura Q0XCBR1 também é permitida. Na Figura 15, o nó lógico XCBR foi acrescido dos sufixos 1 e 2 para diferenciação.

Outro fator importante é que os IEDs são multifuncionais, conforme Figura 16 e, portanto, não são adequadamente classificados a menos que sejam entendidos através do seu conjunto de funções. Além disso, uma função pode não estar localizada em um único dispositivo, mas distribuída entre vários dispositivos físicos (vide Figura 16(b)), se comunicando através da rede de telecomunicações. Portanto, a IEC 61850 propõe que as funções possam ser divididas em subfunções e elementos funcionais, também chamados de nó Lógico. Portanto, se uma função utiliza nós lógicos localizados em diferentes nós físicos, então ela é chamada de função distribuída [39].

1) *Linguagem de Configuração*: A norma IEC 61850-6 estabelece uma padronização de linguagem de descrição formal que norteia a configuração dos modelos de dados de objetos com todas as suas opções, desde os canais de comunicação até a alocação de funções, para os sistemas de automação de subestação, designada como Linguagem de Configuração de Subestação (*Substation Configuration Language - SCL* [53]). A SCL, baseada em XML [53], incorporou conceitos de herança e polimorfismo (referências abstratas) de linguagens orientadas a objetos. A SCL possui como objetivo principal padronizar os atributos de configuração, ou seja, criar uma nomenclatura uniformizada, de maneira a permitir configurações de IEDs com maior segurança e confiabilidade. O intuito é manter a interoperabilidade, garantindo a troca de dados entre IEDs independente do fabricante.

A linguagem SCL é composta pelos seguintes arquivos de configuração [53]:

- 1) ICD (*IED Capability Description*) - arquivo (.icd) que contém todas as características e funcionalidades do IED. Nele, estão descritas todas as funções que poderão ser utilizadas no sistema por aquele IED. Este arquivo deve ser fornecido pelo fabricante do IED;
- 2) SSD (*System Specification Description*) - arquivo (.ssd) que contém a especificação completa de um sistema de automação de subestações, incluindo o diagrama unifilar para a subestação,<sup>2</sup> os seus nós lógicos e o modelo de tipo de dados requeridos.
- 3) SCD (*Substation Configuration Description*) - arquivo (.scd) é composto pela especificação da capacidade dos IED (arquivo .icd), pela especificação do sistema (arquivo .ssd). O arquivo .scd descreve detalhadamente a subestação no que tange a comunicação,

<sup>2</sup>O diagrama unifilar é uma representação simplificada das interligações entre equipamentos, onde apenas os componentes principais são considerados.

TABELA V  
LISTA DOS GRUPOS DE NÓS LÓGICOS [52].

INDICADOR DE GRUPO	GRUPOS DE NÓS LÓGICOS
A	Controle Automático ( <i>Automatic control</i> )
B	Reservado ( <i>Reserved</i> )
C	( <i>Supervisory control</i> )
D	Recursos de Energia Distribuída ( <i>Distributed energy resources</i> )
E	Reservado ( <i>Reserved</i> )
F	Blocos Funcionais ( <i>Functional blocks</i> )
G	Referências de Funções Genéricas ( <i>Generic function references</i> )
H	Energia Hidráulica ( <i>Hydro Power</i> )
I	Arquivamento e Interface ( <i>Interfacing and archiving</i> )
J	Reservado ( <i>Reserved</i> )
Ka	Equipamentos mecânicos e equipamentos primários não elétricos ( <i>Mechanical and non-electrical primary equipment</i> )
L	Nós lógicos do Sistema ( <i>System logical nodes</i> )
M	Medição ( <i>Metering and measurement</i> )
N	Reservado ( <i>Reserved</i> )
O	Reservado ( <i>Reserved</i> )
P	Funções de Proteção ( <i>Protection functions</i> )
Q	Relacionados à detecção de eventos da qualidade da Energia ( <i>Power quality events detection related</i> )
R	Funções relacionadas à Proteção ( <i>Protection related functions</i> )
S	Supervisão e Monitoramento ( <i>Supervision and monitoring</i> )
Ta	Transformadores e sensores ( <i>Instrument transformer and sensors</i> )
U	Reservado ( <i>Reserved</i> )
V	Reservado ( <i>Reserved</i> )
W	Energia Eólica ( <i>Wind power</i> )
Xa	Disjuntores/Seccionadoras ( <i>Switchgear</i> )
Ya	Transformadores de potência e funções relacionadas ( <i>Power transformer and related functions</i> )
Za	Outros Equipamentos do Sistema Elétrico ( <i>Further (power system) equipment</i> )

e contém uma seção de configuração de comunicação e uma seção de descrição da subestação.

- 4) CID (*Configured IED Description*) - é o arquivo (.icd) que contém a descrição de configuração de um IED específico. Este arquivo possui as funções parametrizadas ou habilitadas pelo usuário no IED;

A Figura 17 exemplifica o processo de composição dos arquivos citados.

Nessa figura, é apresentado o configurador do sistema, o qual é uma ferramenta de gerenciamento para fazer configurações. No ambiente de trabalho da engenharia têm-se os seguintes passos:

- *Passo 1:* A configuração do sistema de automação, contendo o diagrama unifilar os nós lógicos utilizados e o modelo de tipo de dados necessários são entregues a ferramenta de configuração do sistema (configurador do sistema), na forma do arquivo .icd.

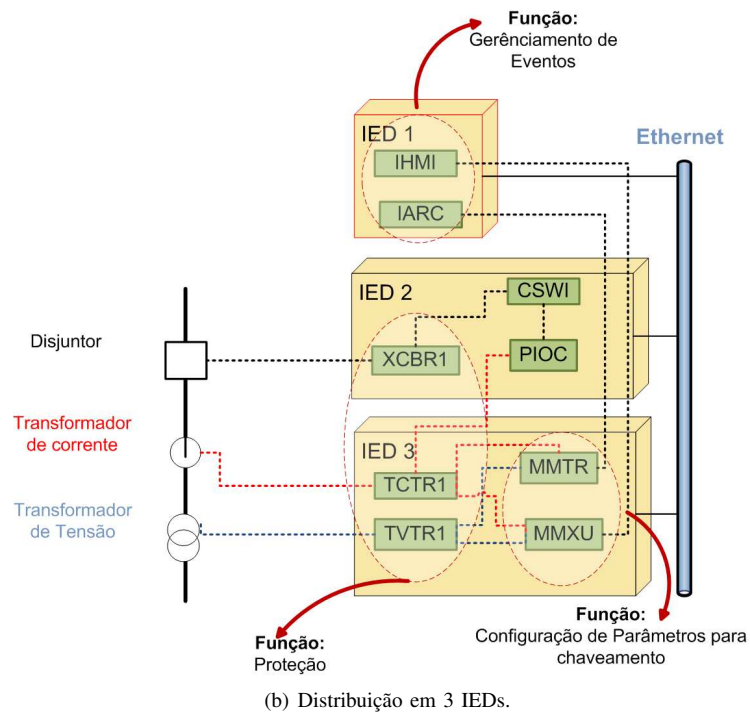
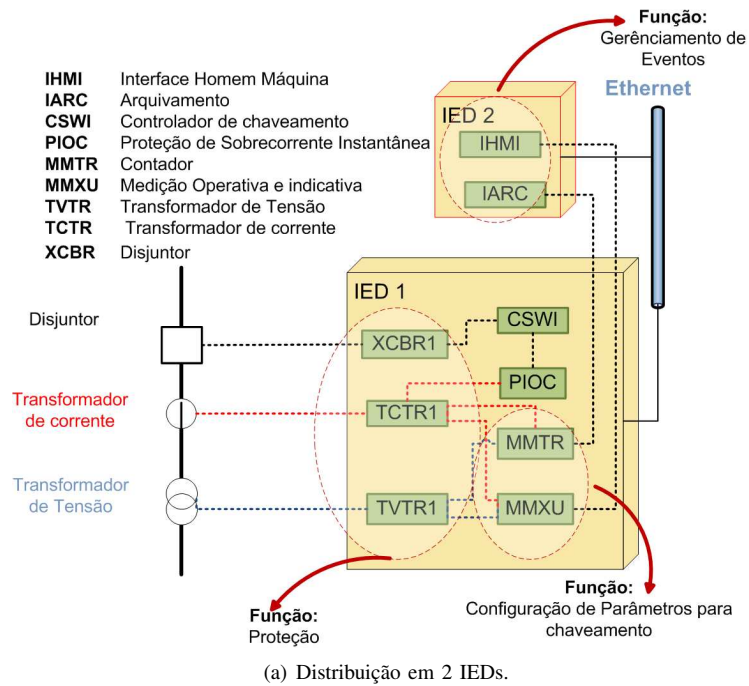


Fig. 16. Exemplo de distribuição de Funções no IED.

- *Passo 2:* O arquivo .ssd cotendo a capacidade dos IEDs com todas as características e funcionalidades destes, deve também ser entregue ao configurador do sistema.
- *Passo 3:* De posse desses dois arquivos, .icd e .ssd, o configurador do sistema gera o arquivo .scd com o conteúdo descrito acima. Este provirá os recursos necessários para que a ferramenta de configuração do IED (configurador do IED), defina o arquivo CID com a configuração dos IEDs.
- *Passo 4:* O configurador do IED gera o arquivo .cid, o qual especifica os parâmetros com os quais o IED deve operar. Este então, é então enviado ao local de trabalho de engenharia.
- *Passo 5:* Por sua vez, o local de trabalho de



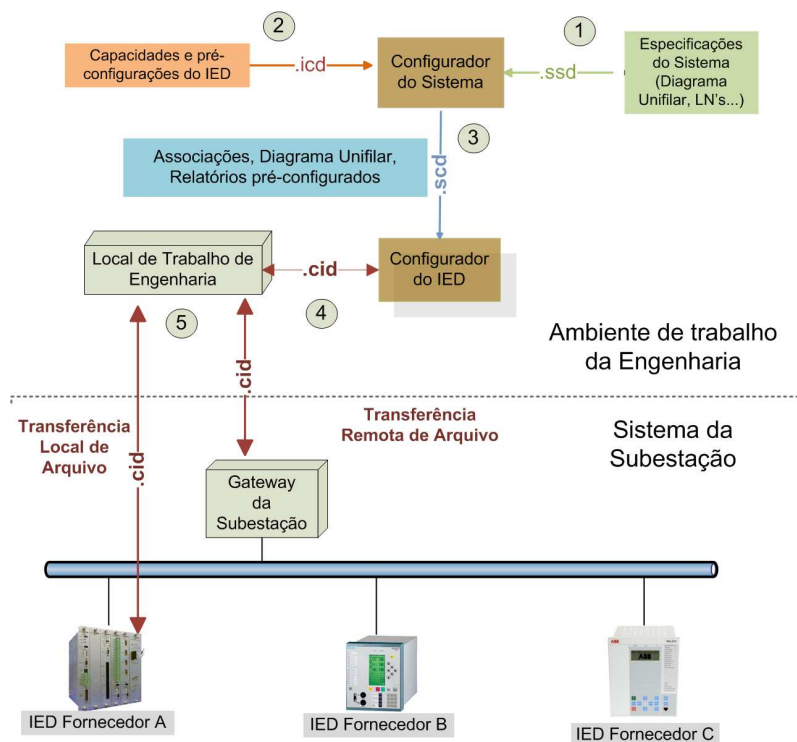


Fig. 17. Arquitetura de composição dos arquivos da linguagem SCL [53].

engenharia distribui o arquivo de forma local (diretamente para o IED) ou de forma remota, enviando o arquivo para que um gateway o distribua.

A linguagem SCL, em seu escopo completo, permite descrever modelos que abordam:

- Estrutura do sistema primário (potência) - relata a forma pela qual os equipamentos estão conectados e quais funções serão utilizadas;
- Sistema de comunicação - descreve como os IEDs serão conectados à rede, e em quais portas de comunicação;
- O nível de aplicação da comunicação - informa qual será o agrupamento de dados a ser transferido, a maneira pela qual os IEDs acionarão o envio e qual o serviço escolhido;
- A configuração de cada dispositivo lógico no IED, os nós lógicos com suas respectivas classes e tipo de dados, relatórios e conteúdo dos dados;
- Definições de tipo para cada instância de nó lógico;
- Relacionamento entre as instâncias dos nós lógicos e seus respectivos IEDs.

A formatação em XML permite que a descrição da configuração de um IED seja passada a uma ferramenta de engenharia de aplicação e comunicação, no nível de sistema, e retorne com a descrição da

configuração do sistema completo para a ferramenta de configuração do IED [54].

2) *Modelo de Comunicação de Dados*: As funções de um sistema de automação de subestação (SAS) referem-se a tarefas que devem ser executadas dentro da subestação. Essas funções são utilizadas para controlar, monitorar e proteger equipamentos e estão logicamente alocadas em três diferentes níveis [55], a saber: estação (*station level*), vão (*bay/unit level*), ou processo (*process level*). Estes níveis podem ser compreendidos através da interpretação das Figuras 10 e 18 e significam:

- Funções de nível de processo - são todas as funções que interagem com os dispositivos de nível de processo, tipicamente I/O remotos, transformadores, seccionadoras e disjuntores. Estas funções se comunicam através das interfaces lógicas 4 e 5 para o nível vão.
- Funções de nível de vão - são funções que utilizam dados de um vão, ou seja, dados de medição, proteção e controle, e atuam no equipamento principal<sup>3</sup> de outro vão. Dispositivos típicos de nível de vão são relés de proteção, medidores de energia e oscilógrafos.
- Funções de nível de estação - são funções que utilizam dados de um vão ou de toda a

<sup>3</sup>O sistema principal é formado pelos equipamentos da rede elétrica em si, enquanto que o sistema secundário é o sistema de automação da subestação [55].

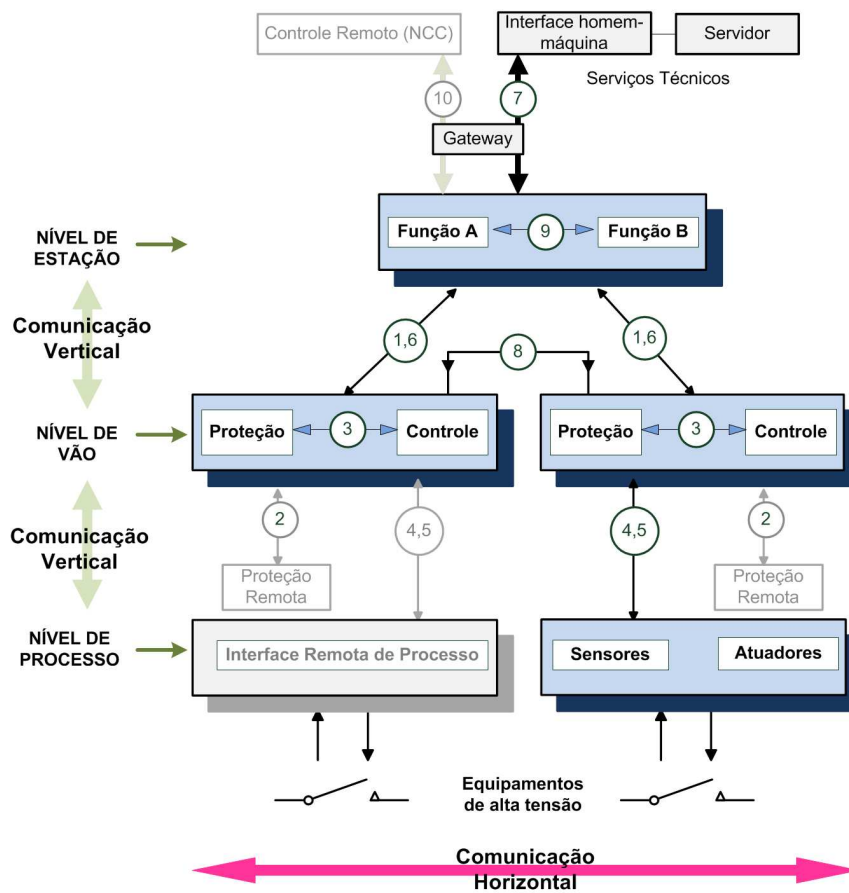


Fig. 18. Interfaces de comunicação entre os níveis da subestação de acordo com a arquitetura proposta na IEC 61850 [55].

subestação para interagir com o equipamento primário ou com o operador. Os dispositivos nesse nível compreendem computadores, a interface homem-máquina, e interfaces com enlaces para outras estações.

É importante observar que essas separações ocorrem somente para níveis hierárquicos. Fisicamente, existe apenas um link físico onde trafegam as informações dos barramentos de estação, vão e processo para uma implementação completa da IEC 61850 [54].

A Figura 18 mostra a separação lógica em níveis dos elementos e as principais interfaces entre esses níveis, as quais são classificadas como:

- 1) Troca de dados de proteção entre os níveis de vão e de estação;
- 2) Troca de dados de proteção entre os níveis de vão e de proteção remota;
- 3) Troca de dados dentro do nível de vão;
- 4) Troca de dados instantânea do CT (transformador de corrente - *current transformer*) e VT (transformador de voltagem - *voltage transformer*) entre os níveis de processo e de vão;

- 5) Troca de dados de controle entre os níveis de processo e de vão;
- 6) Troca de dados de controle entre os níveis de vão e de estação;
- 7) Troca de dados entre o nível de estação e a estação de trabalho remota do engenheiro;
- 8) Troca direta de dados entre diferentes níveis de vão, especialmente para funções rápidas como as de intertravamento;
- 9) Troca de dados dentro do nível de estação;
- 10) Troca de dados de controle entre os dispositivos e o centro de controle remoto.

Além de especificar as interfaces, a norma também define o modo de comunicação realizado pelos dispositivos dentro do SAS (*Substation Automation System*) para requisitar um serviço como pesquisa de objetos, manipulação de logs, leitura de informações, dentre outros. Os modelos de comunicação fornecem um mecanismo para controlar o acesso das instâncias de um dispositivo, podendo ser de dois tipos [56]: *Two Party Application Association* (TPAA) ou *MultiCast Application Association* (MCAA), como ilustrado na Figura 19.

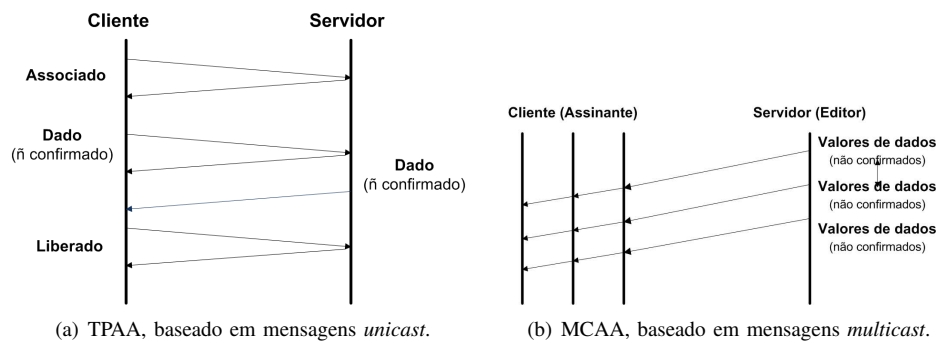


Fig. 19. Princípios de comunicação do TPAA e do MCAA da norma IEC 61850 [56].

O modelo de comunicação TPAA transmite os pedidos de serviços e resposta através de uma troca bidirecional de informação ponto a ponto orientada a conexão. A conexão é confiável, dispondo de um controle de fluxo fim a fim. O modelo de comunicação MCAA permite uma troca de informação unidirecional entre uma fonte (*Publisher*) e um ou mais destinos (*subscriber*). O *subscriber* deve ser capaz de detectar perdas ou duplicação da informação recebida.

3) *Pilha de protocolos e tipos de mensagens da norma IEC 61850*: Os modelos de dados definidos pelo IEC 61850 podem ser mapeados em diversos perfis de comunicação visando à troca de dados entre IEDs e aplicações. Na parte 8-1 da norma, estão definidos dois tipo de perfis (*profiles*), dividindo as camadas do modelo OSI em dois grupos :

- *A-Profile (Application Profile)* - engloba as três camadas superiores do modelo, a saber: Aplicação, Apresentação e seção.
- *T-Profile (Transport Profile)* - engloba as quatro camadas restantes do modelo, a saber: Transporte, Rede, Enlace e Física.

As mensagens que não tem restrição de tempo, denominadas cliente-servidor, utilizam toda a pilha de protocolo. Nesse modelo, encontram-se as mensagens TimeSync e *Manufacturing Message Specification (MMS)*<sup>4</sup>. As demais mensagens possuem grande restrição de tempo e são mapeadas diretamente na camada de enlace. Nesse grupo, estão as mensagens *Sampled Values (SV)*, *Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE)* e *Generic Substation Status Event (GSSE)*<sup>5</sup>. A Figura 20 mostra uma visão geral da pilha de protocolos e de perfis das camadas de comunicação.

Entre essas mensagens, a MMS e a GOOSE merecem maior destaque devido às suas funciona-

lidades. A Tabela VI resume os tipos de mensagens disponibilizadas pelo padrão IEC 61850.

As mensagens cliente-servidor possuem um atraso maior devido ao tempo de processamento dos pacotes em cada camada e, por esse motivo, não devem estar vinculadas a serviços com restrições críticas de tempo. São mensagens cliente-servidor, os tipos: 2, 3, 5, 6 e 7. Especial destaque deve ser dado às mensagens MMS, utilizadas em um modelo cliente-servidor para comunicação vertical, como mostrado na Figura 21(a).

As mensagens MMS rodam sobre TCP/IP e seguem o mapeamento definido pela *Specific communication service mapping (SCSM)*, definido na parte 8 da norma. Em geral, a MMS atende os sistemas de aquisição de dados de um sistema de supervisão, como, por exemplo, o sistema o SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ou outros sistemas que não necessitem de requisitos de tempo. No SCADA, existe um ponto terminal, chamado de *Remote Terminal Unit (RTU)*, o qual coleta medidas da rede elétrica e as transmite para o centro de operações, representado como o servidor na Figura 21. No centro de operações, existe um servidor do SCADA, acessível aos operadores através de uma interface homem-máquina. As mensagens trocadas entre o RTU e o servidor SCADA são do tipo MMS, pois não tem requisitos fortes com relação a atraso.

Outros tipos de mensagem mapeados como MMS são aquelas geradas pelos IEDs para a estação de controle, contendo dados para o planejamento e a administração da rede de produção. O conteúdo dessas mensagens abrange alarmes menos críticos, eventos, medições de parâmetros envolvidos no provimento de energia elétrica, comutações de elementos *backup* e de contingência etc.

O segundo tipo de mensagem a ser destacada é a GOOSE. As mensagens de transferência de objetos genéricos de eventos do sistema (GOOSE) têm grandes restrições de tempo e, por isso, não

<sup>4</sup>Definida na norma ISO 9506.

<sup>5</sup>Nas mensagens GOOSE a informação é configurável (utiliza um *dataset*), já as mensagens GSSE suportam apenas uma estrutura fixa que define informações de estado(binário)

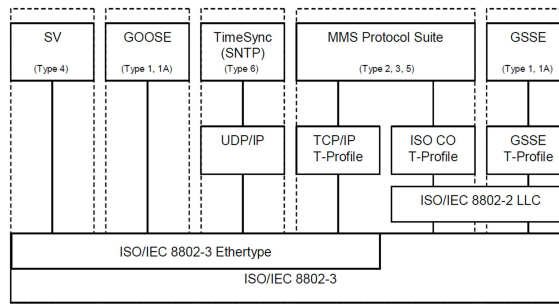
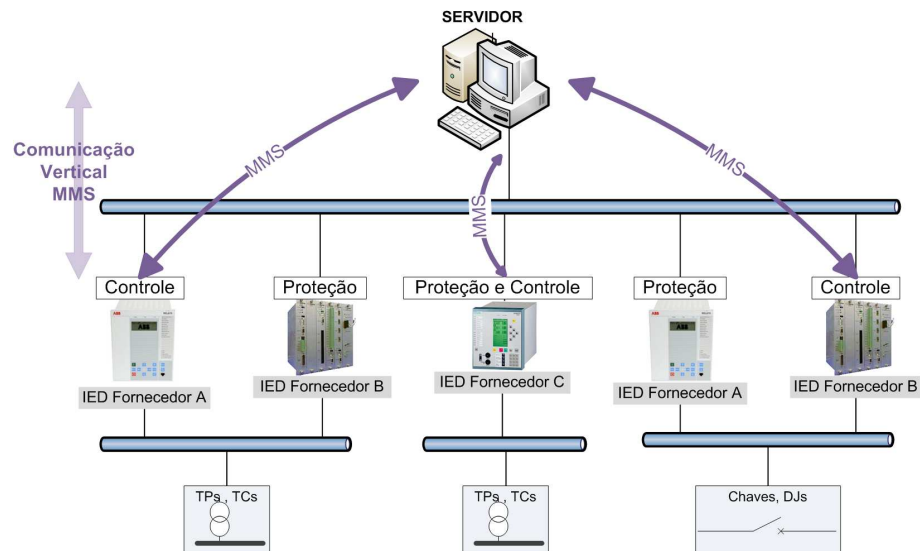
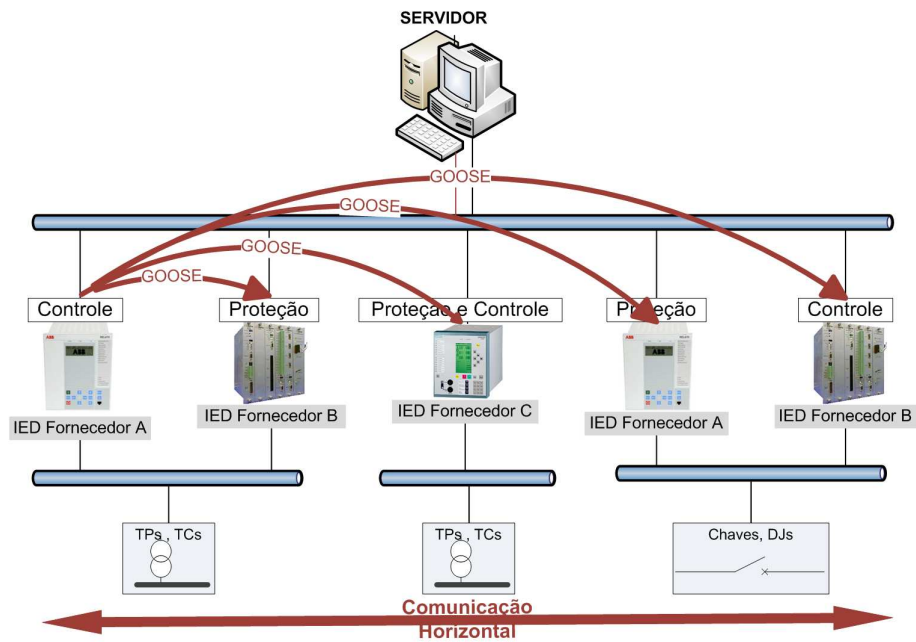


Fig. 20. Pilha de protocolos do padrão IEC 61850. (Fonte [57])



(a) Comunicação vertical, através da troca de mensagens entre o cliente e o servidor.



(b) Comunicação horizontal, com um IED notificando aos demais sobre algum alarme específico.

Fig. 21. Tipos de comunicação dentro de uma subestação, demonstrando a diferença de uso entre mensagens GOOSE e mensagens MMS.

TABELA VI  
TIPOS DE MENSAGENS SUPORTADAS PELO PADRÃO IEC 61850 [55].

Tipo	Classe	Exemplo	Mensagem
1A	Mensagens Rápidas	<i>Trips</i>	GOOSE
1B	Mensagens Rápidas (outras)	Comandos, Mensagens Simples	GOOSE
2	Velocidade Média	Valores de Medidas	MMS
3	Velocidade Baixa	Parâmetros	MMS
4	Rajada de Dados ( <i>Raw</i> )	Saída de dados dos instrumentos (transformadores)	SV
5	Transferência de Arquivos	Arquivos grandes	MMS
6A	Sincronização de Tempo A	Sincronização de tempo ( <i>station bus</i> )	TimeSync
6B	Sincronização de Tempo A	Sincronização de tempo ( <i>process bus</i> )	TimeSync
7	Mensagem de Comando	Comandos da estação HMI	MMS

utilizam todas as camadas de protocolos em sua comunicação. Tal implementação resolve o problema do atraso pertinente às mensagens do tipo cliente-servidor, entretanto remove a confiabilidade que seria garantida por meio de estabelecimento de conexões e confirmações de recepção das mensagens. São mensagens GOOSE os tipos 1A, 1B e 4. As mensagens GOOSE são trocadas entre IEDs para envio de alarmes críticos, o que caracteriza uma comunicação horizontal, como mostrado na Figura 21(b). Neste tipo de comunicação, os IEDs trocam informações entre si utilizando *multicast*, garantindo a funcionalidade específica de cada um, o que pode depender de informações provenientes de outros IEDs.

A GOOSE é baseada no envio assíncrono de variáveis binárias, sendo orientada a eventos e direcionada às aplicações de proteção em subestações. A mensagem GOOSE é implementada como um datagrama, contendo em seu princípio as informações de endereço e nome do emissor, tempo do evento que disparou a mensagem GOOSE e o tempo esperado para uma nova mensagem [54].

Almejando aumentar a confiabilidade nas mensagens GOOSE, foi proposto um mecanismo baseado em temporização para reduzir o impacto das perdas de pacotes. Uma mesma mensagem GOOSE é enviada diversas vezes, aumentando progressivamente o intervalo entre as retransmissões, até que um novo evento ocorra, reiniciando o processo, ou se alcance um limite máximo de retransmissões.

### C. Requisitos de telecomunicações

A garantia temporal de comunicação é imprescindível para a correta execução das funções dos dispositivos e do desempenho geral do sistema. Estas garantias temporais são estabelecidas pelo

IEC 61850 e designadas como “tempo de transferência” (*transfer time*) e “etiqueta de tempo” (*tag time*) [55]. A primeira refere-se aos requisitos de tempo do sistema como um todo, enquanto que a segunda é pertinente aos dispositivos.

A Figura 22 ilustra a definição do “tempo de transferência”, o qual se refere à completa transferência da mensagem entre os dispositivos físicos PD1 e PD2. O dispositivo PD1, através da função  $f_1$ , processa, encapsula e transfere a mensagem, no tempo  $t_a$ , e, por conseguinte, o dispositivo PD2, através da  $f_2$ , recebe e processa a mensagem no tempo  $t_c$ . A mensagem é transferida através da infraestrutura de comunicação no tempo  $t_b$ . Portanto, o tempo de transmissão consiste na somatória dos tempos individuais dos processadores de comunicação dos dispositivos com o tempo de transmissão da rede de comunicação, ou seja, o tempo de transmissão ( $t$ ) =  $t_a + t_b + t_c$ .

A norma IEC 61850 define os requisitos temporais de telecomunicação de acordo com o tipo de mensagem (Tabela VI) e suas respectivas classes de desempenho [55]:

- **Classe P1** - Refere-se ao nível de vão de distribuição ou aos níveis cujo requisito temporal não seja de alta criticidade;
- **Classe P2** - Aplica-se ao nível de vão de transmissão;
- **Classe P3** - Designada para o nível de vão de transmissão com características críticas de sincronização.

Por exemplo, para:

- Tipo 1A (*trip*) - por ser considerada a mensagem rápida mais importante na subestação, são definidos limites temporais de 3ms (classe P2/3) e 10ms (classe P1);
- Tipo 1B - são definidos limites temporais de 20 ms (classe P2/3) e 100ms (classe P1);

- Tipo 2 (mensagens de média velocidade) - é definido 100ms como limite temporal;
- Tipo 3 (mensagens de baixa velocidade) - é definido um limite temporal de 500 ms;
- Tipo 4 (mensagens de dados bruto) - são definidos limites temporais de 3 ms (classe P2/3) e 10 ms (classe P1);
- Tipo 5 (transferência de arquivos) - é definido um limite temporal igual ou maior que 1000ms;
- Tipo 6A (mensagens para sincronização de tempo "a") - é definido um desvio temporal de +/- 1 ms;
- Tipo 6B (mensagens para sincronização de tempo "b") - são definidos desvios temporais entre +/- 4  $\mu s$  e 1  $\mu s$  (classe P2/3) e +/- 25  $\mu s$  (classe P1);
- Tipo 7 (mensagens de controle) - é definido um limite temporal de 500 ms.

#### D. Observações e comentários

Entre os principais benefícios trazidos pela norma IEC 61850, estão a garantia de interoperabilidade entre dispositivos e a integração de redes de comunicação de dados em um sistema gerenciado de computação distribuída. Outro destaque é a segurança na troca de informações em tarefas como o monitoramento, o controle e a proteção dos sistemas de potência, permitindo a atuação remota e preditiva em tempo real. Assim, a norma padroniza, entre outros, a comunicação entre os diferentes elementos existentes nas redes elétricas, principalmente os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), que são os principais participantes nas tarefas de controle, medição, monitoramento e proteção [54].

O principal desafio em prover a interoperabilidade é que cada fabricante especifica o seu próprio conjunto de funções e o conteúdo das mensagens trocadas ao desenvolver os seus IEDs. Assim, os IEDs de diferentes fabricantes não seguem os mesmos protocolos para se comunicar.

A principal motivação da Norma IEC 61850 é determinar o modo pelo qual deve ser realizada a troca de dados em uma subestação elétrica. A norma também propõe uma representação das funcionalidades, como, por exemplo, supervisão, controle, monitoração, nos dispositivos, sem interferir na implementação e programação da função nos dispositivos (IEDs). Isso garante liberdade aos fabricantes sem impedir a interoperabilidade.

Antes de descrever os benefícios que motivam o uso da Norma IEC 61850, serão listados aqui algumas das características segundo [40] mais importantes que proporcionam benefícios significativos para os usuários:

- *O uso de um modelo virtualizado* - Este modelo de dispositivos lógicos, nós lógicos, ACSI (do inglês, *Abstract Communication Service Interface*), permite a definição dos dados, serviços e comportamento de dispositivos definidos de forma virtualizada.
  - *O uso de nomes padronizados para todos os dados* - Cada elemento de dados do IEC 61850 é nomeado usando *strings*. Tendendo a identificar os dados por local de armazenamento e usando números de índice, números de registro e semelhança, os nomes não são ditados pelo fornecedor do dispositivo ou configurados pelo utilizador. Todos os nomes são definidos na norma e providos em um contexto de sistema de energia, o que permite que o engenheiro possa identificar imediatamente o significado dos dados sem ter que definir um mapeamento que relacione os índices e os registros com os dados do sistema. Dessa forma, qualquer fabricante pode nomear os dispositivos de forma compatível com os demais, de forma clara e intuitiva.
  - *Os dispositivos são autodescritivos* - Os aplicativos clientes que se comunicam com os dispositivos IEC 61850 são capazes de baixar a descrição de todos os dados suportados pelo dispositivo a partir deste sem qualquer configuração manual de objetos de dados ou nomes.
  - *Serviços de alto nível* - Com relação à comunicação entre dispositivos, a ACSI suporta uma ampla variedade de serviços que excedem, em muito, o que está disponível no protocolo legado típico. O GOOSE (do inglês, *Generic Object Oriented System Events*), o GSSE (do inglês, *Generic Substation Status Event*), o SMV (do inglês, *Sampled Measured Values*), e os registros são apenas algumas das capacidades únicas da norma IEC 61850.
  - *Linguagem de configuração padronizada* - A IEC 61850 define uma forma para especificar a configuração de um dispositivo da rede elétrica, o que é chamado de SCL (*Substation Configuration Language*). A SCL utiliza arquivos em XML (*eXtensible Markup Language*), a qual é uma linguagem simples e flexível, para descrever as configurações dos dispositivos.
- Segundo [40], as características supracitadas proporcionam vários benefícios para os usuários, dentre eles:
- *Eliminar a ambiguidade de aquisições* - O SCL não só pode ser usado para configurar os dispositivos, mas também pode ser utilizado

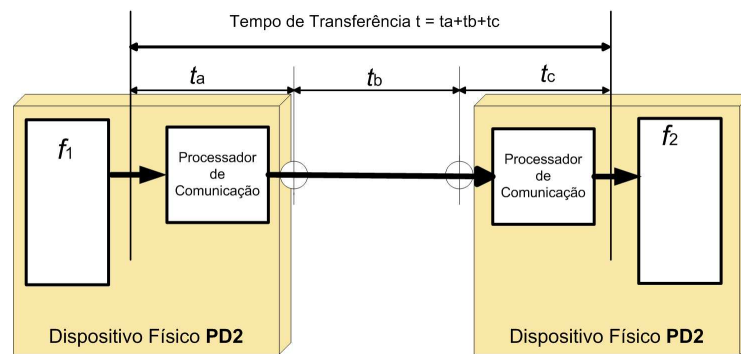


Fig. 22. Definição de Tempo de Transferência [55].

para definir com precisão os requisitos dos usuários. Usando o SCL, um usuário pode especificar exatamente e de forma clara o que deverá ser fornecido por um dispositivo.

- *Custo de instalação reduzido* - Antes os relés possuíam uma grande quantidade de fios saindo de suas interfaces. A norma IEC 61850 permite que dispositivos troquem dados e status rapidamente usando as mensagens GOOSE e GSSE sobre a estação LAN sem ter de instalar links separados para cada relé, o que reduz significativamente os custos de fiação e os custos de construção.
- *Custos com o transdutor reduzidos* - O transdutor é um dispositivo que transforma um tipo de energia em outro. Ele transforma as informações amostradas em informação elétrica (corrente, tensão). Ao invés de exigir transdutores separados para cada dispositivo que precisar de um sinal particular, uma única unidade que sirva de suporte para o SMV (*Sampled Measured Values*) pode entregar estes sinais para muitos dispositivos usando um único transdutor, diminuindo os custos de fiação, a calibração e manutenção deste.
- *Redução de custos com configurações* - O custo para configurar dispositivos é drasticamente reduzido devido ao fato dos dispositivos IEC 61850 não exigirem configuração manual como os dispositivos legados. Os aplicativos cliente não precisam mais de configuração manual para cada ponto que eles precisam acessar, pois eles podem recuperar a lista de pontos diretamente do dispositivo ou importá-lo através de um arquivo SCL. Muitas aplicações exigem nada mais do que a criação de um endereço de rede a fim de estabelecer as comunicações. A maioria das configurações manuais é eliminada reduzindo drasticamente os erros e o retrabalho.
- *Redução de custos na migração dos equi-*

*pamentos* - Todos os dispositivos compartilham as mesmas convenções de nomenclatura, minimizando a reconfiguração das aplicações cliente quando esses dispositivos são alterados ou migrados. Com isso, diferenças de comportamento de uma marca de dispositivo para outro são minimizadas e, em alguns casos, completamente eliminadas, o que reduz o custo com serviços ou até mesmo com relação à concorrência entre os fornecedores no caso de uma migração, já que a solução não precisa estar na mão de um fornecedor específico.

- *Redução de custos em expansão* - Devido ao fato dos dispositivos IEC 61850 não necessitarem ser configurados para exportar dados, novas extensões são facilmente adicionadas na subestação sem a necessidade de reconfigurar os dispositivos para expor dados que não foram previamente acessados. A adição de dispositivos e aplicações dentro de um sistema IEC 61850 pode ser feita com um impacto mínimo, se houver, em qualquer dos equipamentos existentes.
- *Redução de custos em integração* - por utilizar a mesma tecnologia de rede que está sendo amplamente utilizada pela empresa, o custo para integrar dados da subestação com a empresa é substancialmente reduzido. Ao invés de instalar *Remote Terminal Units* (RTUs) caras que têm que ser configuradas manualmente e mantidas para cada ponto de dados necessários no centro de controle, as redes IEC 61850 são capazes de fornecer dados sem comunicações *front-ends* separadas ou reconfiguração de dispositivos.
- *Implementação de novas capacidades* - Os serviços avançados e as características originais do IEC 61850 permitem novas capacidades que simplesmente não são possíveis com a maioria dos protocolos legados. Esquemas de proteção de área ampla (*wide area*) que nor-

malmente seriam de custo proibitivo se tornam muito mais viáveis. Como os dispositivos já estão conectados à rede local da subestação, o custo incremental para acessar ou compartilhar mais dados do dispositivo torna-se insignificante, permitindo a produção de aplicativos novos e inovadores que seriam muito caros para serem produzidos de outra forma.

Além dos benefícios supracitados, a norma IEC 61850 possibilita criar configurações de funções respaldadas com as necessidades do usuário. Assim os sistemas de automação baseados na norma podem ser intitulados como a “prova de futuro”, por ser a norma um padrão aberto, estando apto a absorver novas funções. Desta forma, não importa o progresso nas tecnologias nem as funcionalidades que os equipamentos irão incorporar, estes estarão sempre aptos se comunicarem e interoperacionalizarem corretamente com os dispositivos atualmente instalados, permitindo salvaguardar investimentos relacionados aos fornecedores. Outras vantagens acarretadas pelo uso da IEC 61850 são a determinação do estado operacional do equipamento, a prevenção e a análise de falhas, a detecção de condições anormais, a otimização da operação dos dispositivos no sistema, entre outros.

#### IV. REQUISITOS, DESAFIOS E NOVAS PROPOSTAS DE REDES DE TELECOMUNICAÇÕES EM SMART GRIDS E IEC 61850

##### A. Segurança da rede de telecomunicações

1) *Privacidade do Usuário:* As *Smart Grids* agregam uma grande quantidade de informações, dados esses que são coletados e tratados por processos de *Data Mining*. O objetivo desse processo é explorar grandes quantidades de dados, procurando padrões, regras de associação, sequências temporais, relacionamentos sistemáticos e qualquer outro tipo de correlação que ajude a melhorar a qualidade do serviço prestado na rede elétrica. Contudo, esses processos aliados a grande variedade de informações coletadas com as *smart grids* permitem a modelagem dos hábitos dos clientes que fazem uso do sistema elétrico, como por exemplo, saber a hora que tomam banho, a hora que dormem, como fazem uso de eletrodomésticos [58]. A Figura 23 mostra um exemplo de dado colhido com o medidor inteligente instalado na casa do usuário, que permite inferir que tipos de equipamentos o usuário tem em casa e em que horas eles são usados.

Utilizar bases de dados seguras com controle de acesso não é suficiente para a segurança dessas informações, pois, eventualmente, informações podem vazarem ou ser mal utilizadas pela empresa que as detém. Soluções baseadas em agregação reduzem

o problema, mas muitas vezes também interferem negativamente na inferência de dados para melhorar a rede [60]. Outra solução é aproveitar que os dados já são naturalmente distribuídos, uma vez que várias empresas podem fornecer energia em grandes áreas, e aplicar técnicas de ofuscação, ou seja, técnicas para esconder os dados dos clientes. Técnicas de ofuscação dificultam a engenharia reversa através de um aumento no grau de ininteligibilidade dos dados, causando um efeito semelhante ao da agregação. A ofuscação gera modificações sintáticas que dificultam a compreensão dos dados, mas mantendo os conteúdos originais. Isso permite a análise dos dados sem interferir na privacidade dos clientes [58]. Outras propostas apontam na direção da construção de sistemas de faturamento e de gerenciamento elétrico doméstico que tratem a questão da privacidade [61], [62].

Embora já existam algumas soluções técnicas para a questão da privacidade, elas ainda são muito iniciais. Além disso, o problema tem vertentes na área jurídica e uma legislação específica precisa ser estabelecida antes da implantação das *smart grids* [59].

##### 2) *Compartilhamento de Fontes Renováveis:*

Com o constante aumento dos preços das fontes usuais de energia, crescem os incentivos para o desenvolvimento de energias alternativas. Dentro das *smart grids*, as fontes de energia alternativas são disponibilizadas através das *microgrids*. As *microgrids* são versões em menor escala do sistema elétrico centralizado. Assim, são formadas ilhas locais com fontes de energia, normalmente renováveis, compartilhadas entre diversas casas. Cada casa é ligada a um único roteador de energia e casas trocam energia entre si através desses roteadores [63].

Cada casa precisa saber o quanto de energia tem para ceder e de quanto ela precisa receber. Isso, por si só, já é um grande desafio. No modelo tradicional de distribuição de energia elétrica, a energia flui unidirecionalmente das usinas geradoras para os usuários. No modelo de *microgrid*, todas as casas podem fornecer e consumir energia da *microgrid*, de tal forma que os fluxos energéticos podem fluir bidirecionalmente e são dinamicamente reconfigurados. O desafio relacionado à segurança reside justamente na construção do protocolo de roteamento energético. É importante que o sistema da *microgrid* funcione de forma distribuída, mas evitando que mensagens falsas sejam inseridas na rede com o fim de prejudicar a distribuição de energia ou a cobrança posterior ou, ainda, que informações sejam roubadas para ferir a privacidade dos usuários. Em particular, os roteadores das *microgrids* utilizam enlaces sem fio, os quais são



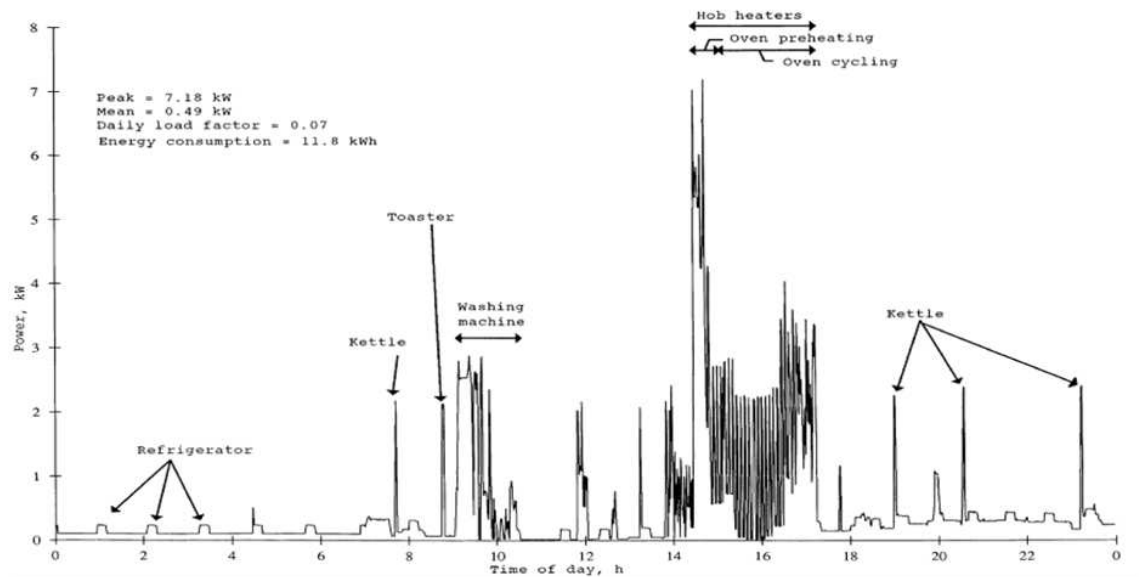


Fig. 23. Exemplo de padrão de uso da energia elétrica que permite inferir, a partir de dados de consumo, informações privadas dos usuários (Fonte: [59]).

mais susceptíveis a ataques do que redes cabeadas.

Portanto, a segurança das *microgrids* e de seus roteadores deve contar com mecanismos de controle de acesso, gerência de chaves e certificados, detecção de intrusão e de mau comportamento, entre diversos outros [63].

3) *Ataques a medidores inteligentes*: A *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) está ganhando cada vez mais foco, devido ao impacto econômico que será causado por uma medição mais eficiente. Clientes poderão controlar suas contas de forma mais simples, equipamentos domésticos inteligentes poderão utilizar informações da rede para otimizar seu funcionamento e empresas distribuidoras poderão melhorar a qualidade do seu serviço, além de evitar prejuízos com roubo de energia.

Para tornar essas vantagens uma realidade, os medidores inteligentes precisam estar conectados à rede, enviando e recebendo mensagens. Uma vez que segurança é uma preocupação, é natural supor que os medidores serão equipados com as técnicas de segurança padrão, tais como utilização de certificados digitais e criptografia. Contudo, já é sabido que o uso dessas técnicas não é suficiente para impedir que o sistema seja atacado [64]. Vide a Internet, a qual está munida dessas e outras técnicas, mas ainda sofre com frequentes problemas de segurança, em especial os ataques de negação de serviço [65]. O volume de ataques está fortemente correlacionado com a quantidade de *hackers* espalhados pelo mundo. Muito embora muitos *hackers* ajam maliciosamente para obter vantagens, muitos são adolescentes querendo quebrar novas barreiras.

No contexto das *smart grids*, a preocupação é relativa à qual o impacto que esses *hackers* teriam sobre a rede elétrica, uma vez que tiverem dentro de suas casas medidores inteligentes capazes de interferir ativamente no funcionamento do sistema. Os incentivos para criar ataques na rede vão desde conseguir mudar contas de luz até conseguir causar apagões em cidades inteiras [66]. Dessa forma, a segurança dos AMIs interfere não apenas no gerenciamento doméstico da energia, mas também na segurança dos controles de automação das subestações em *grids* e *microgrids*.

#### B. Controle de redes elétricas

As principais tecnologias para o controle da transmissão nas *smart grids* são os *phasor measurement units* e as técnicas de *adaptive islanding*.

1) *Medição Sincrofasores*: Um fasor elétrico é um número complexo, composto de magnitude e ângulo relativo, que descreve uma tensão senoidal ou corrente em forma de onda. Quando fasores são medidos simultaneamente e sincronizados com um relógio preciso (por meio do satélite de Posicionamento Global ou GPS), estes fasores são referidos como sincrofasores. O *phasor measurement unit* (PMU) é o dispositivo que mede um fasor elétrico. Além de medir os fasores de tensão e corrente, a PMU pode obter a frequência associada e a potência elétrica [67].

Uma representação de infraestrutura de sincrofasores consiste de três camadas:

- Camada de Medição, composta de PMUs,

normalmente ligados aos níveis de tensão de transmissão;

- Camada de Coleta de Dados, composta de PDCs (*phasor data concentrators*) que coletam e sincronizam os dados transmitidos em tempo real da PMUs através da rede; e
- Camada de Aplicação, composta de ferramentas para converter os dados das PMUs em informações em tempo real para os operadores da rede ou para arquivar os dados para análise *off-line*.

Os dados de uma PMU em uma subestação de transmissão são etiquetados em tempo real e sincronizados como o auxílio do GPS.

As vantagens da tecnologia sincrofasores são [67]:

- Medição direta - os valores não são baseados em estimativa, como acontece nos sistemas SCADA atual;
- Dados etiquetados em tempo real e com precisão; e
- Dados com amostras de 10 a 60 vezes por segundo.

Com isso os dados coletados pelas PMUs proporcionam o conhecimento real do sistema elétrico, além de fornecer medidas instantâneas de tensão do sistema entre dois ou mais locais distintos através da diferença angular ou de fornecer medidas instantâneas de energia, corrente, etc. Como os dados da PMU são instantâneos, as manobras no sistema elétrico são mais adequadas e o risco de interrupção ou falha diminui consideravelmente. Atualmente, com o avanço no desenvolvimento da tecnologia de sincrofasores, espera-se que o PMU tenha um papel crucial no controle, gerencia e medição de todo o sistema elétrico. A tecnologia de medição por sincrofasores melhora o planejamento, desempenho, gerencia e operação do sistema elétrico. Além de disso, o sincrofasor auxilia no tratamento de falhas de rede, pois com a integração de todo o sistema, fica mais fácil a otimização de novos caminhos ou de novas fontes de alimentação [67].

2) *Adaptive islanding*: Quando uma falha ocorre na rede de transmissão e distribuição de energia, a técnica de *adaptive islanding* é utilizada. Nessa técnica, clientes que ficam desconectados da fonte primária de energia após a falha são seletivamente conectados a fontes de recurso secundárias, escolhidas com base em:

- quantidade de energia disponível nos recursos distribuídos;
- tempo esperado até reparar a falha;
- histórico de demanda daquele cliente;
- nível de prioridade atribuído àquele cliente.

Assim, os clientes são dinamicamente ajustados durante o tempo de existência da falha.

Portanto, a técnica de *adaptive islanding* quebra o sistema elétrico em diversas pequenas ilhas sempre que o sistema está sujeito a uma falha que leve a instabilidade. Essa técnica é o último recurso para impedir os apagões no sistema elétrico [68]. De fato, estudos sobre os apagões mais famosos mostram que, se essa técnica já estivesse suficientemente avançada, ou seja, a criação das ilhas fosse ativa ao invés de passiva, os desastres poderiam ter sido evitados [69]. A implantação das *smart grids* garante toda a infraestrutura necessária para a implantação dessa técnica, seja pelo amplo suporte de telecomunicações ou pelo incentivo ao uso de muitas fontes renováveis.

### C. Medição e faturamento

Medição e faturamento inteligentes são o modo de leitura do medidor automatizado e a classificação tarifária combinando as variáveis tarifárias, controle de mercado e contratos dos clientes com a distribuidora de energia.

Medição inteligente (*smart metering*) é a forma de viabilizar a leitura remota dos valores de consumo de energia elétrica, permitindo a oferta de serviços *online*, pela Internet, e garantindo o acompanhamento dos valores utilizados de energia e o faturamento de forma clara e eficiente. Considerando que a conectividade é o grande impacto dos custos do *smart metering* ou AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), a necessidade de modernização da rede instalada, principalmente em relação aos medidores, e aos processos de faturamento, é um grande desafio para a implantação do *smart metering* e conseqüentemente do *smart grid*. Outros fatores devem ser analisados, como a quantidade de medidores a serem trocados, a capacidade de informações destes medidores, a capacidade de comunicação e a segurança da informação disponibilizada, além da integração, da auditoria e da normatização. Aparece também a necessidade da análise estratégica, da segmentação dos clientes, e da construção de indicadores que representem a tomada de decisão/resultados do processo de mudanças.

Uma proposta para faturamento em *smart grid* é a cobrança dinâmica. Com a existência de mais de um distribuidor de energia elétrica em cada região, surgem dois tipos de usuários: os usuários tradicionais e os usuários oportunistas. Para cada fornecedor de energia, o preço para os usuários tradicionais é fixo, enquanto que o preço para os usuários oportunistas pode ser ajustado dinamicamente, dependendo da demanda de eletricidade dos

usuários. Com o surgimento de um novo modelo de usuário de energia elétrica, os oportunistas poderão escolher diferentes distribuidoras com base nos preços fornecidos [70]. Contudo, esse novo tipo de usuário só será possível com integração de todo o sistema elétrico.

Existe outra proposta para o sistema de medição e faturamento inteligentes. Nesta proposta, a medição por tempo de uso (*Time-of-Use* (ToU)) foi implementada para incorporar o preço em tempo real na cobrança dos clientes. Nesse caso, os clientes podem ajustar suas demandas através da fixação do tempo de funcionamento dos eletrodomésticos. Como exemplo, têm-se os aquecedores de água que podem ajustar seus temporizadores com base no preço em tempo real da energia obtido do AMI. Os clientes também podem ter suas demandas modificadas através da mudança de condição meteorológicas, ou seja, aquecedores e ar condicionados só entrarão em funcionamento quando houver necessidade, assim a distribuidora de energia poderá transferir a demanda de energia para outras áreas ou consumidores [71].

#### D. Gerenciamento

No passado, as distribuidoras de energia implementavam tecnologias de gerenciamento independentemente das tecnologias de informação (IT). Entretanto, na *smart grid*, diversos modelos de redes de comunicação e sistemas de IT se fundem à rede elétrica. Por esse motivo, um grande desafio é gerenciar de forma eficiente essa grande rede, com diversas tecnologias, com vários protocolos de diferentes fornecedores, de forma coordenada [72].

A implementação da *smart grid* é totalmente dependente das tecnologias de telecomunicações e da infraestrutura de IT utilizada para coletar e transmitir os dados em tempo real. A infraestrutura de comunicação é uma mistura de diversas redes cabeadas e sem fio, incluindo a *Public switched telephone network* (PSTN), o Ethernet, o *Power-Line Communication* (PLC), além do uso da fibra óptica e de micro-ondas. A *smart grid* pode ainda usar redes de banda larga e banda estreita como o *Digital subscriber line* (DSL) e o *Broadband Power Line* (BPL), 2G, 3G, E1/T1, SDH, SONET e outras redes. A gerência de uma rede tão diversificada é bastante complexa e o sucesso da implantação da *smart grid* dependerá de um sistema de gerência flexível e eficiente.

Em especial, um sistema de gerência unificada em *smart grid* agrega valor aos negócios fornecendo uma visão fim-a-fim dos diversos dispositivos e aplicações. Além disso:

- otimiza e melhora os processos, agiliza a tomada de decisão e reduz os custos;

- melhora a eficiência e a utilização da rede;
- melhora a eficiência com a integração da operação e da prestação de serviços;
- oferece uma única visão dos dispositivos da distribuidora/geradora de energia;
- melhora a utilização dos dispositivos e linhas de transmissão;
- reduz o custo através da integração, da normalização e da consolidação dos dados;
- aumenta o valor do negócio, melhorando a qualidade do serviço ao cliente;
- fornece *insights* sobre medidas de desempenho;
- prevê correções rápidas na rede de distribuição/geração de energia, evitando interrupções críticas.

#### E. Interoperabilidade

Os sistemas atuais de automação de subestações de energia elétrica geralmente consistem de equipamentos de diferentes fabricantes. Esses equipamentos precisam ser interoperáveis, ou seja, precisam coexistir e interagir. Contudo, cada fabricante costuma ter o seu próprio protocolo de comunicação. Para solucionar esse problema e alcançar a interoperabilidade, na maioria das vezes são usados *gateways*. Isso torna o sistema de automação caro, além de introduzir atrasos e possíveis erros na comunicação [44]. Além disso, a automação de subestações e da rede tem sido realizada, em muitos casos, sem regras e/ou fazendo uso de tipos de dados sem padrão definido. Com isso, ocorrem problemas de interoperabilidade, algo que impacta diretamente o projeto da infraestrutura das *smart grids*.

Para tentar reduzir esse problema, o *National Institute of Standards and Technology* (NIST) iniciou o *smart grid Interoperability Panel* (SGIP), o qual coordena o desenvolvimento de padrões para a *smart grid*. O SGIP é o veículo para o NIST solicitar a entrada e a cooperação das partes interessadas do setor privado e público no desenvolvimento dos padrões da *smart grid*. Fundado no final de 2009, o SGIP é uma parceria público/privada que define requisitos para protocolos de comunicação e outras especificações na área. O SGIP não desenvolve padrões diretamente, mas fornece um processo aberto para as partes interessadas interagirem e impulsionarem o progresso, a aceleração e a harmonização de normas novas e emergentes para a *smart grid* [73].

O NIST e a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) identificaram cinco conjuntos fundamentais de padrões de interoperabilidade e segurança para *smart grids*. Os padrões e suas funções são [73]:

- 1) IEC 61970 e IEC 61968: esses padrões definem o modelo CIM (*Common Information Model*), necessário para a troca de dados entre dispositivos, principalmente no domínio de transmissão (IEC 61970) e de distribuição (IEC 61968)
- 2) IEC 61850: facilita a automação de subestações e a comunicação, bem como a interoperabilidade através de um formato de dados comum. Além disso, o padrão define um modelo de dados que vem sendo colocado em harmonia com o modelo CIM. Ambos descrevem os IED usando XML.
- 3) IEC 60870-6: é o padrão oficialmente denominado TASE.2, mas comumente conhecido como ICCP. Foi originado antes dos outros dois padrões acima. O IEC 60870-6 facilita a troca de informações entre os centros de controle, inclusive de companhias diferentes.
- 4) IEC 62351: aborda a segurança dos protocolos de comunicação definidos pelas normas IEC anteriores.

Entre essas normas, é a IEC 61850 que está mais voltada para tratar a interoperabilidade. De fato, a IEC 61850 define um modelo para padronizar a comunicação. Por essa razão, ela pode ser usada para normatizar qualquer protocolo de comunicação. No momento, a norma está sendo estendida para operar fora da subestação, garantindo a interoperabilidade e a liberdade de inovação em todo o sistema elétrico.

A interoperabilidade, segundo a IEC 61850, entre dispositivos de diferentes fornecedores tem os seguintes aspectos [55]:

- 1) os dispositivos devem ser conectados a um barramento comum com um protocolo comum (sintaxe);
- 2) os dispositivos devem entender as informações fornecidas por outros dispositivos (semântica);
- 3) os dispositivos devem juntos desempenhar uma função comum ou conjunta, se aplicável (funções distribuídas).

Como não há restrições quanto à estrutura do sistema e à troca de dados na norma, alguns requisitos para configuração e para troca de dados devem ser cumpridos para oferecer interoperabilidade.

É importante ressaltar que somente a conformidade com a norma IEC 61850 não implica em conformidade com as necessidades funcionais do usuário [54]. Ou seja, determinada aplicação funcional requisitada pelo usuário pode ser atendida com soluções diferentes e, até mesmo, não ser atendida pelo IED, mesmo que este esteja em conformidade com a norma. Isso se deve ao fato de o modelo de

dados e os serviços de comunicação requeridos pelo usuário serem independentes do comportamento das funções [54].

Uma importante questão no planejamento e implementação da comunicação é a correta atribuição das funções e subfunções nos nós lógicos com a livre alocação nos dispositivos físicos. O modelo PICOM (*Piece of Information for COMMunication*) apresenta-se como uma ferramenta muito útil para essa finalidade. Segundo a parte 5 da norma [55], o PICOM é o conteúdo dos dados trocados entre nós lógicos. Assim, o PICOM descreve uma informação transferida em uma determinada conexão lógica com determinados atributos de comunicação entre dois nós lógicos. Este também contém a informação a ser transmitida e, além disso, o requisito de atributos como, por exemplo, requisitos de desempenho. O PICOM não representa uma estrutura real, mas define o formato de dados que são trocados através da rede de comunicação. Essas informações são encontradas nas partes 8 e 9 da norma. Ele assume que as conexões lógicas ponto a ponto descrevem a origem e o destino da informação transferida, mas não estabelecem os procedimentos de comunicação. Portanto, os procedimentos de *multicast* e de *broadcast* não são excluídos.

Os atributos de um PICOM são:

- 1) Dados, ou seja, o conteúdo da informação e sua identificação conforme necessidade das funções.
- 2) Tipo, descrevendo a estrutura dos dados, isto é, se é um valor analógico ou binário, se é um valor único ou um conjunto de dados, etc.
- 3) Desempenho, que significa o tempo de transmissão admissível (definido pela classe de desempenho), a integridade dos dados e o método ou causa de transmissão, por exemplo, evento periódico, evento requerido, entre outros.
- 4) Conexões lógicas, que contém o nó lógico que envia a mensagem e o que recebe.

É importante ressaltar que PICOMs não são tipos de mensagens, descritos anteriormente na Tabela VI. A principal diferença entre PICOMs e tipos de mensagens é que PICOMs se referem à transferência de informação baseada estritamente em uma única função e incluem origem e destino. Os tipos de mensagens são baseados em um grupo de atributos de desempenho relacionados com o PICOM, e portanto, definem os requisitos de desempenho a serem suportados.<sup>6</sup>

<sup>6</sup>Uma vez que os requisitos de desempenho são definidos por mensagem, eles são independentes do tamanho da subestação [55].

Tendo em mente que as funções são planejadas e implementadas pelo fabricante e que a norma padroniza os dados de configuração de entrada e saída, a utilização de funções permite que um projeto de SAS tenha diversas soluções de implementação, cada um buscando a melhor solução. Essa fase de planejamento do SAS é composta pela subfase de engenharia de arquitetura das redes de comunicação. Nesta fase, é que se definem a arquitetura e topologia das redes. Um item muito importante para alcançar a interoperabilidade é a utilização da linguagem SCL. Como visto na Seção III-B.1, de forma resumida, esta linguagem utiliza 4 tipos de arquivos para descrever o sistema, a subestação, as capacidades do IED e um IED específico. Desta forma esta linguagem padroniza o formato de todas as informações e como elas serão utilizadas, garantindo desta forma a interoperabilidade mesmo entre dispositivos de diferentes fabricantes. De posse destes arquivos, a ferramenta de configuração do sistema terá a especificação de toda subestação e de todos os IEDs de forma padronizada. Isso minimiza o esforço do desenvolvedor de aplicação com a modelagem dos IEDs, pois padroniza a representação. Assim, a SCL cria uma interface padronizada de comunicação entre IEDs, de forma que o desenvolvedor de aplicações não precisa mais conhecer as particularidades na comunicação impostas por cada fabricante. Com essa linguagem, as informações de vários fornecedores podem ser acessadas por terceiros de forma simples, de tal forma que a interoperabilidade é facilitada. Outra função da SCL é viabilizar a autoconfiguração de interfaces e aplicações para uma função específica.

Estando em conformidade com a norma IEC 61850 e usando a linguagem SCL, a subestação estará padronizada e o sistema será interoperável. Com isso, a *smart grid* será mais facilmente operada, modernizada e expandida.

#### F. Migração de tecnologias

Em termos gerais, a migração de um sistema de uma tecnologia para outra, ou melhor, de uma geração para outra, não é feita bruscamente nem de um dia para outro. O sistema elétrico, por suas características, não é alheio a este caso. Por isto, os sistemas elétricos atuais requerem um planejamento e uma implementação gradual para passar do “tradicional” ao inteligente. Esta implementação pode durar anos e primeiro deve existir uma série de testes e caminhos para que a migração cumpra com os requerimentos e demandas desejados. Com isso, se percebe que, durante um período de tempo, será necessária a coexistência as duas gerações.

A Tabela VII resume as diferenças entre o sistema elétrico tradicional e uma *smart grid* [74].

TABELA VII  
SISTEMA TRADICIONAL V.S. SMART GRID [74]

Sistema tradicional	smart grid
Eletromecânico	Digital
Comunicação unidirecional	Comunicação bidirecional
Geração centralizada	Geração distribuída
Hierárquica	Rede
Poucos sensores	<i>Sensors Throughout</i>
“Cego”	Auto monitoramento
Recuperação manual	Auto recuperação
Falhas e <i>blackouts</i>	Adaptativo e ilhamento
Checagem/Teste manual	Checagem/Teste remoto
Controle limitado	Pervasive control
Poucas escolhas ao consumidor	Muitas escolhas ao consumidor

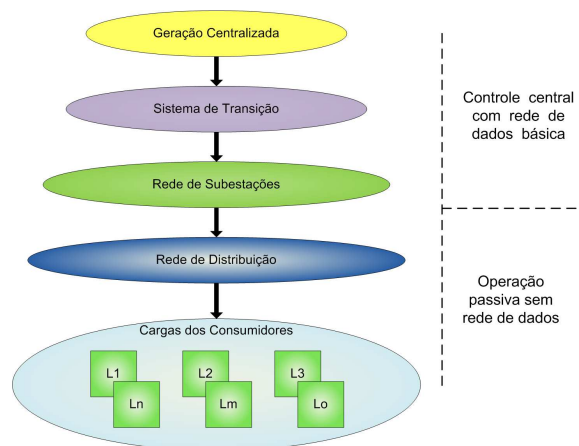


Fig. 24. Sistema elétrico tradicional [74].

Deve-se mencionar que a rede de distribuição tem papel fundamental dentro do sistema elétrico e, dentro dessa rede, é muito alto o número de interrupções e distúrbios. Com isso, a evolução do sistema elétrico tradicional se inicia através de tentativas de diminuir esses distúrbios, sempre buscando a estabilidade e flexibilidade. A evolução da rede de distribuição deve sempre buscar os requisitos definidos nos padrões, de forma a garantir a interoperabilidade. Os meios para essa evolução são um monitoramento em tempo real da quantidade de energia elétrica que os clientes estão consumindo e da quantidade de energia que está sendo gerada.

Inicialmente, as medições de consumo eram feitas com medidores eletromecânicos e de leitura manual. Posteriormente apareceu uma proposta de medição chamada *Automated Meter Reading* (AMR). Essa proposta não foi bem aceita porque propunha um fluxo unidirecional de informação, o que não permitia cobrir um dos principais desafios das *smart grids*, o gerenciamento do lado da demanda. Surgiu, então, uma nova geração de

medidores, chamada de *Automatic Metering Infrastructure (AMI)*. Os AMIs são, hoje, parte do caminho crítico das *smart grids* e estão sendo gradualmente implementados. Sua principal característica é comunicação bidirecional de informação, permitindo a aquisição de informações para o monitoramento dos clientes, assim como a possibilidade de gerenciar, por exemplo, dispositivos inteligentes dos clientes durante horas pico. O passo seguinte para a migração das redes elétricas é o aproveitamento das AMIs instaladas na implementação das estratégias de controle e gerenciamento distribuído sobre o *backbone*.

Com os passos anteriores, foi coberta a migração da distribuição, a qual é orientada aos clientes e à aquisição das suas informações. Contudo, existe, ainda, a necessidade de se ter informação em tempo real do funcionamento das outras partes do sistema elétrico, como por exemplo o estado das linhas de transmissão e as medições nas subestações. Para isso, os sincrofasores e os PMUs, as redes de sensores cabeadas ou sem fio, os IEDs e as tecnologias de telecomunicações para o fluxo de informação são os elementos principais na evolução. Cada um desses elementos adota diferentes padrões para garantir a integridade e interoperabilidade, como já foi mencionado anteriormente.

Dentro desse contexto, surge a necessidade da migração do sistema para as *microgrids*. As *microgrids* permitem conformar a nova geração dos sistemas elétricos de acordo com as fontes de energia disponíveis, permitindo que áreas operem ligadas à fonte principal, em geral uma usina hidroelétrica ou nuclear, ou às fontes secundárias, formando redes de distribuição menores e localizadas. Esta autonomia facilita a operação, a automação e o gerenciamento dos recursos, aumentando a robustez do sistema a falhas. A Figura 25 demonstra o conceito das *microgrids* integradas à rede principal.

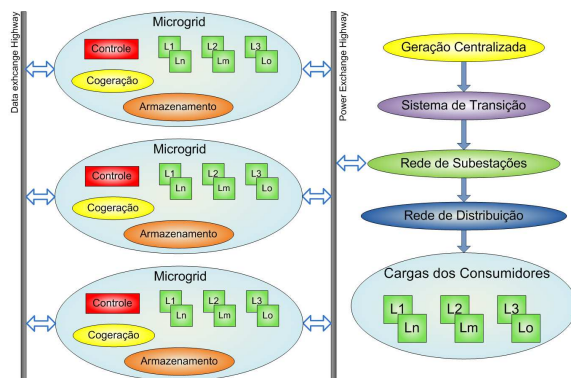


Fig. 25. Transição do sistema elétrico tradicional a *smart grid*, através da introdução de *microgrids* [74].

Em uma fase mais avançada da migração, a

criação das *microgrids* deve se dar de forma *plug and play*, ou seja, de forma automática de acordo com o estado atual da rede. Com isso, será possível ao *smart grid* reagir ante uma falha atuando, balanceando e isolando parte do sistema para não afetar toda a *grid*. Espera-se que, ao final do processo de migração, seja obtido um sistema autônomo, interoperável e flexível, ou seja, um sistema elétrico inteligente como a Figura 26 ilustra.

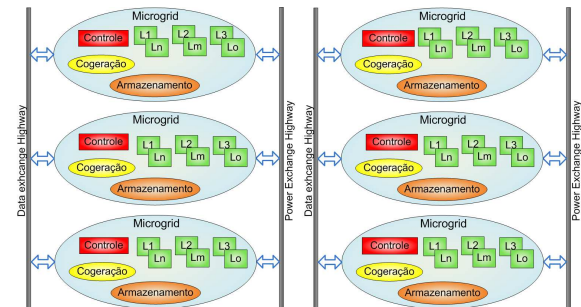


Fig. 26. *Smart grid* do futuro [74].

## V. PROJETOS RECENTES E IMPLEMENTAÇÕES

Para estudar a evolução do sistema tradicional elétrico, fomentar diferentes pesquisas e estudar novos conceitos, diferentes iniciativas, projetos e demonstrações têm sido implementados em diferentes países com alianças públicas, privadas e mistas. A presente seção visa mencionar alguns desses projetos e seus principais aportes na área das redes elétricas inteligentes.

### A. Europa

- **PowerMatching City:** é um projeto liderado pela firma *DNV KEMA Energy and Sustainability* que envolve 25 casas no distrito de Hoogkerk na Holanda que estão interligadas e equipadas com micro sistemas de potência e calor, bombas de calor híbridas, painéis fotovoltaicos para medidores inteligentes, estações de recarga de veículos elétricos e aplicações de casa inteligente [75].
- **GRID4EU:** Projeto liderado por um grupo de operadores do sistema de distribuição de seis países que visa testar em escala real conceitos e tecnologias novas para diminuir as barreiras técnicas, econômicas, sociais, ambientais e regulamentares no sistema de distribuição [18].
- **EU-DEEP:** Projeto executado entre 2004 e 2009, integrou oito empresas de energia do sistema de distribuição de vários países da Europa, buscando remover a maioria dos obstáculos técnicos que impediam o gerenciamento das fontes de energia

distribuídas [18].

- Fenix: Durante os anos 2005 e 2009, a organização *Iberdrola Distribución* desenvolveu, com oito países, um sistema integrado que envolvia fontes de energia distribuída, gerenciamento descentralizado e plantas de energia virtuais (*Virtual Power Plant*) [18].

### B. Estados Unidos

- EPRI IntelliGrid: O objetivo principal desse programa fundado em 2001 pelo *Electric Power Research Institute* é criar uma nova infraestrutura do sistema elétrico que integre os avanços em comunicações, computação, e sistemas eletrônicos para melhorar a confiabilidade, a capacidade e o serviço aos clientes. Esse programa fornece metodologias, ferramentas e recomendações para padrões e tecnologias mediante a implementação de medições avançadas, automação distribuída, resposta à demanda e medição em áreas amplas [76]. O *IntelliGrid* é composto principalmente por cinco projetos:
  - 1) Arquitetura da IntelliGrid;
  - 2) Simulação e modelamento rápido;
  - 3) Comunicações para fontes de energia distribuídas;
  - 4) Portal dos clientes; e
  - 5) Sistema avançado de monitoramento.
- PNW-SGDP: O *Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project* é um projeto com a participação da *Bonneville Power Administration*, suportado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos em desenvolvimento nos estados de Oregon, Idaho, Montana, Washington e Wyoming. O projeto, considerado um dos maiores projetos em *smart grid*, envolve 11 empresas do mercado elétrico, três universidades e cinco sócios tecnológicos e tem como objetivos implementar 60.000 consumidores com medição inteligente, fornecer comunicação bidirecional, geração distribuída com integração de fontes renováveis, armazenamento de energia, resposta à demanda, aplicações inteligentes, recuperação a falhas e integrar veículos elétricos [77].
- Perfect Power System for Mesa del Sol é um projeto nos Estados Unidos, liderado pela *Galvin Electricity Initiative*, que tem diferentes iniciativas. Uma delas é a criação de *microgrids*, as quais foram recentemente instaladas e possuem armazenamento de energia, geração com painéis solares, células de combustível, gás natural. As *microgrids* são integradas em um sistema de gerenciamento automatizado que regula o fornecimento e a distribuição de energia [78].
- EPRI Advanced Distribution Automation (ADA): O objetivo principal de desse programa é a criação do sistema de distribuição do futuro. Seus recursos são orientados em questões estratégicas como melhorar a confiabilidade e a qualidade de energia, reduzir os custos de operação, aperfeiçoar o tempo de restauração, aumentar as opções no serviço dos consumidores, integrar a geração distribuída e o armazenamento de energia e integrar os sistemas dos consumidores [79].
- GridWise: O programa *GridWise*, fundado em 2003, representa a visão que o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DoE) tem para o sistema de energia. A missão do programa de Integração da Distribuição do DOE é modernizar a infraestrutura e operação da rede de distribuição desde as subestações de distribuição (69kV e menores) até os consumidores, com um fluxo bidirecional de energia e informação [20], [79].
- GridWorks: É um programa da agência *Electricity Delivery and Energy Reliability* do Departamento de Energia (DOS) que visa melhorar a confiabilidade do sistema elétrico através da modernização dos componentes chave da rede: cabos e condutores, subestações e sistemas de proteção e dispositivos eletrônicos. O plano inclui atividades de longo prazo para desenvolver novas tecnologias, ferramentas e técnicas de suporte [79].
- GridApps: O *Advanced Grid Applications Consortium (GridApps)*, que foi formado em 2005 pela *Technologies Corporation* e o DOE, aplica tecnologias e práticas para modernizar a operação nos sistemas de transmissão e distribuição. Trabalha em aplicações que ainda não são implementadas, classificadas em três domínios: tecnologias de monitoramento e gerenciamento da T&D; novos dispositivos; e engenharia aplicada na integração de sistemas para aperfeiçoar o desempenho da rede [79].

### C. China

A partir do ano 2004, o consumo de eletricidade na China tem se incrementado devido ao aumento do setor industrial. Segundo o survey de Hashmi et al. [20], esse país tem se focado em expandir a capacidade na transmissão e distribuição e reduzir as perdas nas linhas. O maior desafio está relacionado às longas distâncias para o transporte de energia desde a geração até o

consumo. Isto é devido ao fato de que as principais usinas hidrelétricas estão localizadas no oeste, as de carvão no noroeste, e o maior consumo está concentrado no leste e sul. De acordo com *State Grid Corporation of China*, o plano de implementação de *smart grid* pode ser dividido em três etapas: Planejamento e testes (2009-10), construção e desenvolvimento (2010-15) e atualização (2016-20) [80] [81].

#### D. Coreia do Sul

No *smart grid Korea 2030 Roadmap* foi selecionada no ano 2009 a Ilha Jeju como local para montar a *testbed* integral de *smart grid* inicialmente com 10 projetos que foram e estavam sendo desenvolvidos desde o ano 2005. O local servirá para testar e desenvolver novas tecnologias, assim como novos modelos de negócio. Sua implementação está programada em três etapas até o ano 2030, e está dividida em cinco setores [82]:

- 1) Smart Power Grid;
- 2) Smart Consumer;
- 3) Smart Transportation;
- 4) Smart Renewable; e
- 5) Smart Electricity Service.

#### E. Brasil

No país, no processo de evolução do sistema tradicional elétrico para *smart grid* é projetado que atravesse uma fase inicial de implementação em medição inteligente, seguida de uma etapa de desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia mais eficiente e de geração distribuída. Por fim, é considerada também uma fase de implementação em longo prazo de veículos elétricos.

Existem vários projetos de desenvolvimento com parcerias privadas e públicas, a maioria focada na implementação de sistemas de medição inteligente e serviço aos consumidores.

A AES Electropaulo e a Silver Spring Networks, estão implantando uma plataforma de medição inteligente do consumo em mil clientes de São Paulo. A plataforma utiliza tecnologia wireless para medição, supervisão e comandos remotos para reduzir custos operacionais, e permite aos clientes acompanhar seu consumo de energia. Atualmente, o projeto está coletando as primeiras medições, pois os medidores foram instalados na etapa inicial [83].

A empresa Light S.A. com seu Programa Smart Grid Light, tem um projeto piloto que abrange a mil de seus clientes no qual utilizará medidores e tomadas inteligentes para permitir aos usuários conhecer seu consumo em tempo real, ao mesmo tempo em que detectar pontos de desperdício, horários de maior consumo e pontos de possível redução, permitindo com isto adotar ações efetivas sobre o uso consciente de energia [84].

A Cemig, desde o ano 2010 está executando o projeto Cidades do Futuro, analisando os benefícios e as capacidades da arquitetura *smart grid* em implementação na cidade de Sete Lagoas (MG). A empresa distribuidora pretende aplicar as tendências da cadeia de valor das redes inteligentes de energia em suas instalações elétricas, telecomunicações, sistemas computacionais e interface com os consumidores e geradores distribuídos [85].

O Sistema Brasileiro de Multimedição Avançada (SIBMA), é um sistema desenvolvido pelo Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife (CESAR) que visa automatizar a medição de energia elétrica à distância, desde a concessionária até o consumidor [86].

## VI. CONCLUSÕES

A demanda mundial de energia elétrica cresce rapidamente por parte dos consumidores residenciais e industriais. Esse crescimento atende a uma necessidade a qual se soma à tendência de preservar e otimizar o uso dos recursos não renováveis, de fomentar o uso dos recursos renováveis como alternativa para a preservação, e de padronizar os sistemas elétricos para garantir interoperabilidade entre seus atores e tecnologias. Esse contexto tem gerado diferentes alianças, grupos de trabalhos, *roadmaps* e regulamentações que uniram esforços para definir e especificar a próxima geração dos sistemas elétricos: um sistema que forneça inteligentemente confiabilidade, flexibilidade, interoperabilidade e segurança na geração, transmissão e distribuição de energia, ou seja, as *smart grids*.

A *Smart grid* é a chave para a evolução do sistema elétrico de energia. No entanto, e apesar das vantagens descritas ao longo desse minicurso, existem também desafios e preocupações. Em essência uma *smart grid* é um sistema integral que “quer” ter a maior quantidade de informações dela mesma “minuto a minuto”, capturar, transmitir e disponibilizar os dados medidos para decidir como se comportar ou reagir frente à determinada situação ou falha. Como é um sistema de



extensa cobertura, a complexidade aumenta e traz questões que vão desde as fontes de geração de energia até os consumidores, passando pelos sistemas de transmissão, subestações e sistemas de distribuição. Desafios como a geração de energia usando fontes renováveis e distribuídas, o aumento da eficiência, da confiabilidade e da segurança da rede de energia têm sido enfrentados. A coleta remota de informações em tempo oportuno na rede é essencial para garantir a pró atividade e permitir um diagnóstico confiável sobre falhas na rede, evitando, assim, problemas como grandes apagões, que geram um prejuízo na ordem de milhões de reais para as concessionárias de energia.

Diversos países já investem na implantação das *smart grids*. Essas implementações e *test-beds* que dependem de aspectos tecnológicos, também dependem de questões políticas, geográficas, econômicas e sociais. Hoje, pode se perceber que a tendência mundial é a migração do sistema tradicional para a rede inteligente e, assim, diferentes alianças internacionais têm sido criadas. Essas alianças são necessárias, pois a *smart grid* não é apenas uma melhora na rede atual mas sim uma nova forma de pensar, de gerar e de entregar energia, aproveitando aquilo que as novas tecnologias têm a oferecer, modelando uma rede mais inteligente e trazendo benefícios não só para a concessionária, mas também para os consumidores. A utilização de padrões como o IEC 61850 só agregam valores a essa rede, por facilitar a interoperabilidade e a inovação.

#### REFERÊNCIAS

- [1] F. Li, W. Qiao, H. Sun, H. Wan, J. Wang, Y. Xia, Z. Xu e P. Zhang, "Smart transmission grid: Vision and framework", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 2, p. 168–177, setembro de 2010.
- [2] ANEEL, *Qualidade do Serviço*. Agência Nacional de Energia Elétrica, [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores\\_de\\_qualidade/pesquisaGeral.cfm](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm), Acesso em julho de 2012.
- [3] D. Bancillon, *Apagão elétrico custou R\$ 45,2 bilhões aos brasileiros*. Correio Brasiliense, <http://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2009/07/15/internas.economia,126861/index.shtml>, Acesso em julho de 2012.
- [4] S. DiSavino, *Insight: Power reliability will cost Americans more*. Reuters, <http://www.reuters.com/article/2011/09/13/us-utilities-sandiego-blackout-idUSTRE78C4UG20110913>, Acesso em julho de 2012.
- [5] A. Chen, *Berkeley Lab Study Estimates \$80 Billion Annual Cost of Power Interruptions*. Research News Berkeley Labs, <http://www.lbl.gov/Science-Articles/Archive/EETD-power-interruptions.html>, Acesso em julho de 2012.
- [6] V. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati e G. Hancke, "Smart grid technologies: Communication technologies and standards", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 4, p. 529–539, novembro de 2011.
- [7] K. Budka, J. Deshpande, J. Hobby, Y.-J. Kim, V. Kolesnikov, W. Lee, T. Reddington, M. Thottan, C. White, J.-I. Choi, J. Hong, J. Kim, W. Ko, Y.-W. Nam e S.-Y. Sohn, "GERI - Bell Labs smart grid research focus: Economic modeling, networking, and security & privacy", em *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, p. 208–213, outubro de 2010.
- [8] J. Douglas, "Grid security in the 21st century: the story in brief", *Electric Power Research Institute Journal*, vol. Summer 2005, p. 26–33, 2005.
- [9] M. F. Mendes, "Proposta de metodologia e de modelo para modernizações de sistemas de automação de unidades geradoras hidráulicas de grande porte", Tese de Mestrado, Escola Politécnica - USP, SP, Brasil, 2011.
- [10] C. A. M. Bastos, S. B. M. Joberto, J. A. S. Monteiro, A. Garcia, A. E. Ferreira, J. M. da Silva e W. d. C. Pinto Neto, "Proteção e supervisão de sistemas elétricos numa estratégia smart grid com redes IP de nova geração", *Revista de Sistemas e Computação - RSC*, vol. 1, p. 18–28, 2011.
- [11] Cigré Joint Working Group 34/35, "Protection using telecommunications", Relatório Técnico TB192, Cigré - Conseil International des Grands Réseaux Électriques a Haute Tension, agosto de 2001.
- [12] V. Pothamsetty e S. Malik, "Smart grid leveraging intelligent communications to transform the power infrastructure", relatório técnico, Cisco, fevereiro de 2009.
- [13] F. Leccese, "An overview on IEEE Std 2030", em *2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, p. 340–345, maio de 2012.
- [14] J. C. Miranda, "IEC-61850: interoperabilidade e intercambialidade entre equipamentos de supervisão, controle e proteção através das redes de comunicação de dados", Tese de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos - USP, SP, Brasil, junho de 2009.
- [15] L. T. de Menezes, "Automação da detecção de fraudes em sistemas de medição de energia elétrica utilizando lógica fuzzy em ambientes SCADA", Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, RN, Brasil, abril de 2011.
- [16] A. Giani, E. Bitar, M. Garcia, M. McQueen, P. Khargonekar e K. Poolla, "Smart grid data integrity attacks: Characterizations and countermeasures", *Cyber and Physical Security and Privacy*, p. 232–237, novembro de 2011.
- [17] U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability by the National Energy Technology Laboratory, "The modern grid strategy - a vision for the smart grid", Relatório Técnico v2.0, U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability by the National Energy Technology Laboratory, junho de 2009.
- [18] X. Fang, S. Misra, G. Xue e D. Yang, "Smart grid - the new and improved power grid: A survey", *Power*, vol. PP, no. 99, p. 1–37, 2011.
- [19] National Institute of Standards and Technology, "NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards", relatório técnico, National Institute of Standards and Technology, 2010.
- [20] M. Hashmi, S. Hänninen e K. Mäki, "Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide", em *2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, p. 1–7, outubro de 2011.
- [21] D. Kathan, J. Kwok, M. P. Lee, L. Medearis, P. Sporborg, M. Tita e D. Wight, "Assessment of demand response & advanced metering - staff report", relatório técnico, Federal Energy Regulatory Commission, novembro de 2011.
- [22] V. Giordano, F. Gangale e G. Fulli, "Smart grid projects in Europe: lessons learned and current developments", relatório técnico, Institute for Energy - European Commission, 2011.
- [23] D. Hart, "Using AMI to realize the smart grid", em *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting -*

- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, p. 1–2, julho de 2008.
- [24] J. Vasconcelos, “Survey of regulatory and technological developments concerning smart metering in the European Union electricity market”, Relatório Técnico EUI RSCAS PP; 2008/01, Florence School of Regulation, 2008.
- [25] World Wide Fund for Nature, “The energy report: 100% renewable energy by 2050”, relatório técnico, World Wide Fund for Nature, 2011.
- [26] Agência Nacional de Energia Elétrica, *Atlas de energia elétrica do Brasil*, vol. Parte II, cap. Fontes Renováveis, p. 49–74. ANEEL, 3 ed., 2008.
- [27] Agência Nacional de Energia Elétrica, *Atlas de energia elétrica do Brasil*. ANEEL, 2 ed., 2005.
- [28] International Energy Agency, “Distributed generation in liberalised electricity markets”, relatório técnico, OECD/IEA, 2002.
- [29] A. Molderink, V. Bakker e M. Bosman, “Management and control of domestic smart grid technology”, *IEEE Smart Grid*, vol. 1, no. 2, p. 109–119, 2010.
- [30] R. Lasseter, “Microgrid: A conceptual solution”, em *35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, p. 4285–4290, 2004.
- [31] L. Zhou, J. Rodrigues e L. Oliveira, “QoE-driven power scheduling in smart grid: architecture, strategy, and methodology”, *IEEE Communications Magazine*, vol. 50, no. 5, p. 136–141, maio de 2012.
- [32] J. Vieira e S. Granato, *Medição Inteligente e a Smart Grid*. <http://smartgridnews.com.br/conheca-com-exclusividade-o-primeiro-trabalho-sobre-smart-grid-desenvolvido-por-pesquisadores-brasileiros>, Acesso em maio 2012.
- [33] Y. Peizhong, A. Iwayemi e C. Zhou, “Developing ZigBee deployment guideline under WiFi interference for smart grid applications”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 1, p. 110–120, março de 2011.
- [34] R. P. Lewis, P. Igc e Z. Zhongfu, “Assessment of communication methods for smart electricity metering in the U.K.”, *Proc. IEEE PES/IAS Conf. Sustainable Alternative Energy (SAE)*, p. 1–4, setembro de 2009.
- [35] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak e S. Ergüt, “Smart grid communications and networking”, Relatório Técnico 11316-01, Türk Telekom, 2003.
- [36] L. Jianming, W. J. ans Fan Pengzhan e Z. Zichao, “Qoe-driven power scheduling in smart grid: architecture, strategy, and methodology”, *International Conference on Advanced Communication Technology*, p. 389–392, fevereiro de 2011.
- [37] K. De Craemer e G. Deconinck, “Analysis of state-of-the-art smart metering communication standards”, em *Proceedings of the 5th Young Researchers Symposium*, p. 1–6, março de 2010.
- [38] TC 57, “IEC 61070-301 - Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) - Part 301: Common information model (CIM) base”, Relatório Técnico 1, IEC - Internacional Electrotechnical Commission, 2003.
- [39] A. Apostolov e M. Paulino, *Smart Grids - Redes Inteligentes*, cap. Capítulo XII - Interfaces de comunicação no smart grid, p. 22–32. Portal O Setor Elétrico, junho de 2012.
- [40] R. E. Mackiewicz, “Overview of IEC 61850 and benefits”, em *2005/2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, p. 376–383, maio 2006.
- [41] G. Igarashi, “Estudo da IEC 61850 e o seu impacto no sistema de automação de subestações”, Tese de Mestrado, Escola Politécnica - USP, SP, Brasil, julho de 2008.
- [42] I. Canales, P. Ibañez, J. Torres, E. Garcia, F. Cabelo, J. Urquiza e J. Galletero, “INTERUCA Project: UCA interoperability for distributed control within electrical substations”, em *Cigré 2004*, no. B5-204, p. 1–8, 2004.
- [43] F. Crispino, P. R. P. Oliveira, J. A. Jardini e L. C. Magrini, “Uma experiência aplicando um padrão orientado a objeto: IEC 61850 na implementação de sistemas SCADA”, em *III Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - Citenel*, p. 1–6, dezembro de 1999.
- [44] F. Hohlbaum e L. Hossenlopp, “Concept and first implementation of IEC 61850”, em *Cigré 2004*, no. B5-110, p. 1–8, 2004.
- [45] D. Proudfoot, “UCA and 61850 for dummies”, em *DistribTECH 2002*, p. 47–51, fevereiro de 2002.
- [46] C. Villacorta, J. Jardini e L. Magrini, “Applying object-oriented technology to project hydroelectric power plant SCADA systems”, em *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, p. 1075–1080, julho de 2003.
- [47] K. W. Ross e J. F. Kurose, *Redes de Computadores e a Internet: Uma Nova Abordagem*. Pearson do Brasil, 3 ed., 2005.
- [48] *IEEE SmartGrid - IEEE e Smart Grid*. <http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid>, Acesso em fevereiro de 2012.
- [49] International Electrotechnical Commission, “IEC 61850-1 Network and Systems in Substations - Introduction and Overview”, relatório técnico, IEC, 2003.
- [50] N. Ziviani, *Projeto de Algoritmos: Com Implementações em Pascal e C*. Thomson Learning, 2 ed., 2004.
- [51] International Electrotechnical Commission, “IEC 61850-7-1: Communication Network and Systems for Power Utility Automation. Basic Communication Structure - Principles and Models”, relatório técnico, IEC, 2011.
- [52] International Electrotechnical Commission, “IEC 61850-7-1: Communication Network and Systems for Power Utility Automation. Basic Communication Structure - Compatible Logical Node Classes and Data Object Classes”, relatório técnico, IEC, 2010.
- [53] International Electrotechnical Commission, “IEC 61850-6: Communication Network and Systems in Substations. Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations Related to IEDs”, relatório técnico, IEC, 2009.
- [54] M. E. C. Paulino, I. P. Siqueira e U. A. C. Chesf, “Requisitos para interoperabilidade de IED’s e sistemas baseados na norma IEC 61850”, em *10º Seminário Técnico de Proteção e Controle - X STPC*, p. 1–10, outubro de 2010.
- [55] International Electrotechnical Commission, “IEC 61850-5: Communication requirements for functions and device models”, relatório técnico, IEC, 2003.
- [56] International Electrotechnical Commission, “IEC 61850-7-2: Communication Network and Systems for Power Utility Automation. Basic information and communication structure - Abstract communication service interface (ACSI)”, relatório técnico, IEC, 2010.
- [57] International Electrotechnical Commission, “IEC 61850-8-1: Communication Network and Systems for Power Utility Automation. Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3”, relatório técnico, IEC, 2011.
- [58] Y. Kim, E. C.-H. Ngai e M. B. Srivastava, “Cooperative state estimation for preserving privacy of user behaviors in smart grid”, *Cyber and Physical Security and Privacy*, p. 178–183, novembro de 2011.
- [59] E. L. Quinn, “Smart metering and privacy: Existing laws and competing policies”, Relatório Técnico 09I-593EG, University Colorado Law School - CEES, maio de 2009.
- [60] F. Li, B. Luo e P. Liu, “Secure information aggregation for smart grids using homomorphic encryption”, em *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, p. 327–332, outubro de 2010.
- [61] G. Kalogridis, C. Efthymiou, S. Denic, T. Lewis e R. Cepeda, “Privacy for smart meters: Towards undetectable appliance load signatures”, em *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, p. 232–237, outubro de 2010.
- [62] A. Molina-Markham, P. Shenoy, K. Fu, E. Cecchet e D. Irwin, “Private memoirs of a smart meter”, em *Proceedings of the 2nd ACM Workshop on Embedded Sensing*

- Systems for Energy-Efficiency in Building*, BuildSys '10, p. 61–66, ACM, 2010.
- [63] T. Zhu, S. Xiao, Y. Ping, D. Towsley e W. Gong, “A secure energy routing mechanism for sharing renewable energy in smart microgrid”, em *2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (IEEE SmartGridComm)*, p. 143–148, outubro de 2011.
- [64] F. Cleveland, “Cyber security issues for advanced metering infrastructure (AMI)”, em *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, p. 1 – 5, julho de 2008.
- [65] J. Wang, X. Yang e K. Long, “Web DDoS detection schemes based on measuring user’s access behavior with large deviation”, em *2011 IEEE Global Telecommunications Conference (GLOBECOM 2011)*, p. 1 – 5, dezembro de 2011.
- [66] M. Rahman, P. Bera e E. Al-Shaer, “SmartAnalyzer: A noninvasive security threat analyzer for AMI smart grid”, em *2012 Proceedings IEEE INFOCOM*, p. 2255 – 2263, março de 2012.
- [67] N. B. Bhatt, “Role of synchrophasor technology in the development of a smarter transmission grid”, em *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, p. 1 – 4, julho de 2011.
- [68] W. Cheng-gen, Z. Bao-hui, H. Zhi-guo, B. Zhi-qian e S. Yu, “Study on power system self-adaptive islanding”, em *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, vol. 1, p. 270 – 274, outubro de 2011.
- [69] W. Cheng-gen, Z. Bao-hui, S. Jin, C. Lin-yan, L. Peng, H. Zhi-guo, B. Zhi-qian e A. Klimek, “A novel fast searching algorithm for power system self-adaptive islanding”, em *2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC 2009)*, p. 1 – 6, março de 2009.
- [70] S. Bu, F. Yu e P. Liu, “Dynamic pricing for demand-side management in the smart grid”, em *2011 IEEE Online Conference on Green Communications (GreenCom)*, p. 47 – 51, setembro de 2011.
- [71] P. Wang, J. Huang, Y. Ding, P. Loh e L. Goel, “Demand side load management of smart grids using intelligent trading/metering/ billing system”, em *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, p. 1 – 6, julho de 2010.
- [72] N. Enose, “A unified management system for smart grid”, em *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - India (ISGT India)*, p. 328 – 333, dezembro de 2011.
- [73] National Institute of Standards and Technology. *Smart Grid*. <http://www.nist.gov/smartgrid/>, Acesso em julho 2012.
- [74] H. Farhangi, “The path of the smart grid”, *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 8, no. 1, p. 18–28, 2010.
- [75] DNV KEMA Energy and Sustainability, *PowerMatching City*. <http://www.powermatchingcity.nl/>, 2011.
- [76] Electric Power Research Institute - EPRI, *EPRI Intelligent [Online]*. <http://intelligrid.epri.com>.
- [77] Bonneville Power Administration, *Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project*. <http://www.pnsmartgrid.org>, 2010.
- [78] Galvin Electricity Initiative, *Mesa del Sol - A Path to Perfect Power*. <http://www.galvinpower.org>, 2007.
- [79] R. Brown, “Impact of smart grid on distribution system design”, em *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, p. 1 – 4, julho de 2008.
- [80] J. Li, “From strong to smart: the chinese smart grid and its relation with the globe”, *Asia Energy Platform News*, p. 1–10, setembro de 2009.
- [81] State Grid Corporation of China, “SGCC framework and roadmap for strong and smart grid standards”, relatório técnico, State Grid Corporation of China, julho de 2010.
- [82] Korea Smart Grid Institute, *Korea Smart Grid Roadmap 2030*. <http://www.smartgrid.or.kr/eng.htm>, Acesso em julho de 2012.
- [83] Smart Grid News Brasil, *Smart grid: Piloto envolve mil clientes em São Paulo*. <http://smartgridnews.com.br/smart-grid-piloto-envolve-mil-clientes-em-sao-paulo/>, Acesso em julho de 2012.
- [84] Light S.A., *Programa Smart Grid Light*. <http://www.smartgridlight.com.br/>, Acesso em julho de 2012.
- [85] C. E. de Minas Gerais CEMIG, *Projeto Cidades do Futuro*. <http://www.cemig.com.br/Sustentabilidade/Programas/RedesInteligentes/>, Acesso em julho de 2012.
- [86] Smart Grid News Brasil, *CESAR e Abinee dão primeiro passo para smart grid no Brasil*. <http://smartgridnews.com.br/cesar-e-abinee-dao-primeiro-passo-para-smart-grid-no-brasil/>, Acesso em julho de 2012.

## CURRÍCULOS

**Yona Lopes** é mestranda em Engenharia de Telecomunicações pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Possui graduação em Engenharia Elétrica - Ênfase em Telecomunicações pelo Centro Universitário da Cidade (2010) e curso-técnico-profissionalizante pela Fundação de Apoio à Escola Técnica do Estado do Rio de Janeiro (2005), terminou a sua graduação de Engenharia sendo a melhor aluna de Ciências Exatas no seu ano de colação. Possui experiência na área de desenvolvimentos de projetos de Rede de Dados, e gerência de redes. Suas áreas de interesse incluem *smart grids*, IEC 61850 e Redes Orientadas a Conteúdo.

**Ricardo Henrique Frazão Franco** é Engenheiro de Telecomunicações pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e aluno de mestrado em Engenharia de Telecomunicações pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atualmente trabalha na gerência de redes IP/NGN como supervisor técnico na Empresa de Brasileira de Telecomunicações (EMBRATEL SA).

**David Leonardo Acosta Molano** é Engenheiro Eletrônico pela Universidad del Valle (Cali, Colômbia) e atualmente aluno de mestrado em Engenharia de Telecomunicações pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Suas áreas de interesse incluem *smart grids*, IEC 61850 e segurança de redes.

**Margareth Apostolo dos Santos** Possui graduação em Engenharia-Elétrica ênfase Telecomunicações e em Engenharia-Elétrica ênfase Eletrônica, ambas pela Universidade Nuno Lisboa e Pós Graduação em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC). É aluna de mestrado em Engenharia de Telecomunicações pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atua como Engenheira de Telecomunicações na área de Engenharia de Projetos de Telefonia da EMBRATEL.

**Flávio Galvão Calhau** Possui graduação em Ciência da Computação pela Universidade Estadual

de Santa Cruz (2002) e mestrado em Sistemas e Computação pela Universidade Salvador (2011). Aluno especial do curso de Doutorado em Ciência da Computação - UFBA, e cursando o curso de Especialização em Computação Distribuída e Ubíqua - IFBA. Atualmente é analista de sistemas da Petrobras. Tem experiência na área de Ciência da Computação, atuando principalmente nos seguintes temas: redes de sensores sem fio, petróleo e gás e aplicações industriais

**Carlos Alberto Malcher** Possui graduação em Engenharia Elétrica (1981), mestrado em Engenharia Elétrica (1983) e doutorado em Informática pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1997). Atualmente é professor adjunto da Universidade Federal Fluminense. Tem experiência na área de Ciência da Computação, com ênfase em Teleinformática, atuando principalmente nos seguintes temas: redes de computadores, serviços de telecomunicações, integração de serviços, redes híbridas, infraestrutura de cidades digitais

**Joberto S. B. Martins** Doutor em Ciência da Computação pela Université Paris VI (1986), atividades de pós-doutorado junto ao ICSI/ University of Califórnia - Berkeley (1995), graduado em Engenharia Elétrica pela UFPB - Campina Grande (1977). Atualmente, atua junto à Universidade Salvador - UNIFACS como Professor Titular e Pesquisador. Coordena o Mestrado em Sistemas e Computação (PPGCOMP) e o NUPERC (Núcleo de Pesquisa em Redes e Computação). Atua também como Professor Convidado na HTW - Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes (Alemanha) e na Université d'Evry (França). Atua também como consultor e pesquisador em *smart grids*, Internet do Futuro, Home Automation, Qualidade de Serviço, Computação Ubíqua e Multimídia Convergente para diversas Instituições e empresas

**Natalia Castro Fernandes** possui graduação em Engenharia Eletrônica e de Computação (2006), mestrado em Engenharia Elétrica (2008) e doutorado em Engenharia Elétrica (2011) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Atualmente, é professora adjunta da Escola de Engenharia da Universidade Federal Fluminense, no Departamento de Engenharia de Telecomunicações. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Telecomunicações, atuando principalmente nos seguintes temas: redes de nova geração, *smart grids*, segurança, virtualização e redes sem fio.