

UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO
Engenharia Elétrica

Leonardo Barbosa dos Santos

SMART GRID

Itatiba

2013

Leonardo Barbosa dos Santos – R.A. 002200800526

SMART GRID

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade São Francisco, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Débora Meyhofer Ferreira

Itatiba

2013

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pela saúde, coragem e força de vontade com a qual fui agraciado para conseguir chegar ao término desta graduação.

Aos Docentes da Universidade São Francisco pela dedicação e empenho em nos passar não somente as matérias em si, mas suas experiências e conselhos que serão de grande valor para a minha formação profissional e social.

Em especial a minha orientadora Prof.^a Débora Meyhofer Ferreira, pelos ensinamentos, conselhos e principalmente pela paciência e compreensão das minhas dificuldades.

Aos Engenheiros Carlos Alberto Carneiro e Paulo Haga da Empresa Elétrica Bragantina, que me forneceram vasto material para estudo, o qual foi essencial para a contextualização deste trabalho.

Finalmente agradeço a minha esposa e família pelo apoio e pela compreensão nos momentos em que não pude estar presente para dedicar-me a minha graduação.

RESUMO

Smart grid ou redes inteligentes muitas vezes são confundidas com medidores inteligentes, mas *smart grid* vai além do medidor inteligente, ele envolve várias tecnologias e conhecimentos. O conceito *smart grid* pode ser definido, de uma forma simples, como a automação do sistema de energia elétrica. O atual sistema energético, com geração centralizada pode apresentar muitas falhas, porque as grandes usinas de geração de energia ficam muito distantes dos consumidores finais. Na malha energética são utilizados sistemas de monitoramento antigos que não acompanharam os avanços tecnológicos, nem o grande aumento da demanda de carga exigido atualmente. No *smart grid* a ideia principal é utilizar o que há de mais avançado no campo da automação, computação e comunicação, além do uso de fontes de energias alternativas, como solar e eólica, criando assim uma geração distribuída. Este trabalho de conclusão de curso apresenta a definição de *smart grid*, as tecnologias necessárias para sua aplicação, os sistemas de comunicação e automação, e conclui-se com um estudo de caso do projeto InovCity Aparecida.

Palavras chave: *smart grid*. automação. geração. distribuição. tecnologia.

ABSTRACT

Smart grid or smart grids are often confused with smart meters, but smart grid goes beyond the smart meter, it's involves several technologies and knowledge. The smart grid concept can be defined in a simple way as the electric power system automation. The current energy system, with centralized generation may have many flaws, because the big power generation plants are very distant from final consumers, energy fabric are used old monitoring systems have not adapted to technological advances, or the large load demand required currently. In the smart grid the main idea is to use the most advanced in the field of automation, computing and communication, and the use of alternative energy sources such as solar and wind power, thus creating a distributed generation. This paper presents the definition of the smart grid, the technologies needed for its implementation, communication and automation systems, and concludes with a case study of the project InovCity Aparecida.

Keywords: smart grid. automation. generation. distribution. technology.

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

AMI – *Advanced Metering Infrastructure*

AMR – *Automatic Meter Reading*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CIM – *Common Information Model*

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

CS-4 – *Coding Scheme 4*

DMS – *Distribution Management System*

DNP3 – *Distributed NetWork Protocol 3*

EDGE – *Enhanced Digital for Global Evolution*

EDP – Energias de Portugal

EPRI – *Electric Power Research Institute*

GIS – *Georeference Information System*

GOOSE – *Generic Object Oriented Substation Event*

GRPS – *General Packet Radio Service*

GSM – *Global System for Mobile Communications*

GWAC – *GridWise Architecture Council*

HAN – *Home Area Network*

ICCP – *Inter Control Center Protocol*

IEC – *International Electro technical Commission*

IED – *Intelligent Electronic Device*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IIT – *Illinois Institute of Technology*

MAC – *Message Authentication Code*

MDM– *Metering Data Management*

ONS – *Operador Nacional do Sistema Elétrico*

OMS– *Outage Management System*

PCH – *Pequena Central Hidrelétrica*

PIN – *Personal Identification Number*

PLC – *Power Line Communication*

PLCs – *Programmable Logic Controllers*

PMU – *Phase Measurement Unit*

RTUs – *Remote Terminal Units*

SCADA– *Supervisory Control and Data Acquisition*

SIN – *Sistema Interligado Nacional*

SMM – *Smart Metering Management*

TLS – *Transport Layer Security*

WAMPAC – *Wide Area Monitoring, Protection and Control*

3G – *Third Generation Network*

4G – *Fourth Generation Network*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	8
2 GTD – GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	12
2.1 Geração Distribuída.....	14
2.2 Microgeração e armazenamento de energia.....	14
2.3 Perdas de energia.....	15
3. ARQUITETURA DO SMART GRID	18
3.1 Arquitetura Americana.....	18
3.2 Arquitetura Nacional.....	21
4 AUTOMAÇÃO	23
4.1 Comunicação.....	23
4.2 SCADA.....	27
4.2.1 Segurança.....	30
4.3 Sistemas de Medição e Sensoriamento.....	31
4.3.1 Medidores Inteligentes.....	31
4.3.2 Sensores.....	34
4.4 Automação na Transmissão.....	36
4.5 Automação na Distribuição.....	38
5 INOVACITY APARECIDA	42
5.1 Números e Tecnologias do projeto InovCity.....	42
6 CONCLUSÃO	50
REFERÊNCIAS	52

1 INTRODUÇÃO

O termo “*smart grid*” ou redes inteligentes refere-se ao conjunto de tecnologias de áreas da comunicação, automação e computação aplicadas ao sistema de energia elétrica atual, garantindo assim uma melhor integração da rede, monitoração e medição em tempo real, evitando perdas, aumentando a confiabilidade do sistema energético e garantido melhor aproveitamento dos ativos.

O sistema elétrico utilizado até hoje, trabalha em forma de uma rede compreendendo três campos: Geração, Transmissão e Distribuição. No caso do Brasil, essa rede é monitorada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), que é responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, sendo a Distribuição monitorada pelas concessionárias de Energia Elétrica, ambos supervisionados e fiscalizados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Esse conjunto de empresas e órgãos, através de seus operadores visam manter o perfeito funcionamento da malha energética, utilizando equipamentos e sistemas disponíveis já há muito tempo, muitos desses ultrapassados e com funcionalidade duvidosa. Com o avanço das novas tecnologias, aumento de carga e diferentes tipos de interferências que hoje afetam a rede, novos desafios estão surgindo, tornando clara a necessidade de mudanças. A figura 1 apresenta o gráfico comparativo indicando o aumento da demanda de energia:

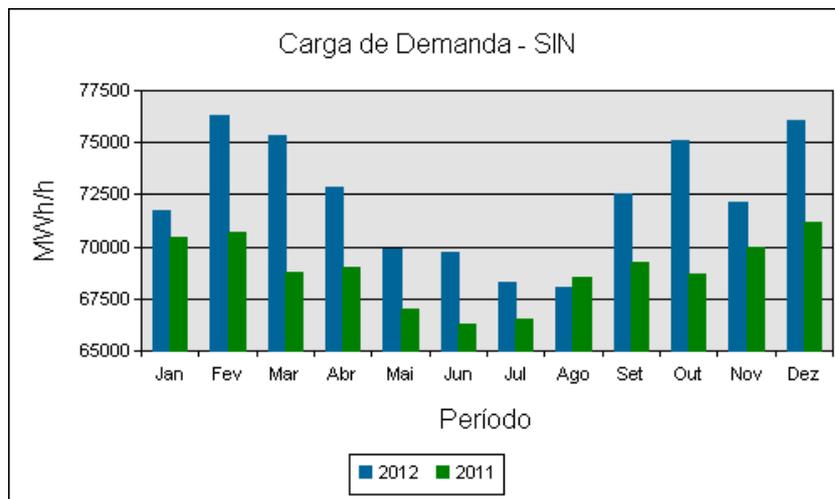


Fig.1 – Gráfico comparativo do aumento da carga de demanda no sistema elétrico nacional entre os anos de 2011 e 2012 [1]

Com a aplicação do *smart grid* na atual malha energética, haverá grandes mudanças que tornarão a rede mais “inteligente”, interligando os equipamentos eletrônicos inteligentes (IED sigla inglesa para *Inteligente Electronic Device*), descentralizando a rede, tornando o sistema distribuído. [2]

A rede *smart grid* tem como requisitos principais de funcionamento:

Possuir auto recuperação: Diferente do sistema atual que depende de deslocamento de pessoal ou ativação de componentes externos, o sistema passa a detectar e corrigir falhas automaticamente.

Motivar consumidores a serem mais participativos: Permitir a integração dos consumidores com o sistema elétrico, ou seja, seus diferentes tipos de consumo de demanda, equipamentos utilizados, microgeração e conscientização.

Resistir a ataques físicos e cibernéticos: Possibilitar um sistema mais robusto, contra ataque de *hackers*, vírus, problemas físicos, quedas de *links* entre outros,

Fornecer uma energia de melhor qualidade: Fontes de energia confiáveis, com níveis de corrente e tensão adequados para a utilização, sem cortes e alterações de níveis.

Permitir vários tipos de geração e armazenagem de energia: Utilização do sistema de microgerações, acoplar diversas fontes de geração de energia na malha elétrica e fontes alternativas interligadas como energia solar, eólica, térmica, plasma entre outras.

Maior envolvimento do mercado: Com a diversidade e opção de compra de energia, melhorando o mercado para o consumidor final, favorecendo a população de baixa renda e contribuindo para uma melhor disputa de mercado.

Redução do Impacto Ambiental: Visto que com o sistema controlado, diferente do que acontece hoje em que a maior parte da energia gerada é desperdiçada, porque não é utilizada naquele momento, no novo sistema de rede inteligente, a geração responde diretamente a carga, sendo produzida somente a demanda que é solicitada.

Para a aplicação do *smart grid* é necessário que as tecnologias de computação, comunicação e automação estejam em sincronia. Este processo deverá ocorrer aos poucos, com novos equipamentos e utilização de alguns que já existem, necessitando apenas sua integração com a rede elétrica. [3]

As tecnologias necessárias para essa integração podem ser destacadas a partir da medição eletrônica, da comunicação, dos sensores e uso da computação.

No quesito de medição eletrônica, não se pode referir apenas aos medidores digitais, todo o processo de medição envolve desde a geração até a sua distribuição. O acompanhamento do funcionamento do sistema elétrico está interligado com essa tecnologia.

Com os novos medidores digitais, será disponibilizado uma grande quantidade de dados, possibilitando as concessionárias, ter um controle sobre toda a rede. Além do controle, também será possível a comunicação direta e de forma mais rápida com o consumidor, novos produtos e serviços podem ser oferecidos de forma *online*.

Na parte técnica, é interessante porque possibilita a diminuição de idas a campo, dependendo da falha, ela pode ser corrigida remotamente, e serviços como religação de energia ou corte, são feitos diretamente na empresa sem a necessidade da presença de um colaborador.

Os consumidores terão a possibilidade de controlar a sua demanda de carga com o medidor inteligente instalado, ele será capaz de visualizar a energia consumida naquele momento, assim como obter histórico do seu consumo diário. Com esses dados é possível ele se programar, ver onde o consumo de energia está excessivo e acabar contribuindo com a economia de energia. Será possível também fazer a consulta e pagamento de suas contas de energia e escolher a melhor forma de tarifação baseado no seu consumo.

A tecnologia das comunicações serão fatores imprescindíveis para os medidores e equipamentos ligados a rede, essas tecnologias já existem e se aperfeiçoam cada vez mais. No caso do *smart grid* as tecnologias que estão sendo adotadas são PLC (*Power Line Communication*), *ZigBee*, redes *Mesh*, Radiofrequência e redes celulares (*GRPS*).

A escolha de cada uma dessas tecnologias estará ligada a fatores diversos, como distância entre a central e consumidores, topologia da localidade, disponibilidade e viabilidade. Como haverá compatibilidade entre elas, será possível que uma concessionária adote várias tecnologias conforme o perfil de seus clientes.

Ainda na parte da comunicação, a escolha de um protocolo aberto e padronizado, torna-se necessário para que grandes empresas não utilizem protocolos proprietários e fechados, criando assim monopólios. Com o uso de um protocolo aberto e público, será possível a comunicação entre os equipamentos da rede, mesmo que sejam de fabricantes diferentes. [4]

Os sensores podem ser um grande desafio para a implementação da rede *smart grid*, pois eles terão o papel de monitorar a rede para garantir sua interoperabilidade. Como

haverá a necessidade de implantar sensores ao longo de toda a rede, o custo pode acabar desestimulando as concessionárias.

Mas esse problema está sendo estudado e com avanços da tecnologia, como no caso da nanotecnologia, esses sensores terão seu custo reduzido conforme o aumento de demanda de solicitações. Os novos sensores já possuem placas de rede que podem ser conectadas as PLC para transmissão direta a central.

No campo da computação, com o grande volume de dados que podem ser coletados e trafegarão na rede, torna-se necessário que as empresas renovem seus equipamentos, será ainda preciso a instalação de filtros e repetidores, para que os dados não sejam perdidos ou interpretados de forma inadequada.

O objetivo deste trabalho é apresentar as tecnologias de informação existentes e as estruturas necessárias para a aplicação da rede *smart grid*, o cenário nacional e mundial, os resultados esperados com a implementação da rede inteligente. Neste trabalho de conclusão de curso será abordado o tema como um todo, o conceito de *smart grid*, a arquitetura proposta, tanto a americana como a nacional, as tecnologias da rede *smart grid*, automação, comunicação, os sistemas scada, segurança, os sistemas de medição e sensoriamento, os medidores inteligentes, sensores, a geração, incluindo as micro-gerações, a transmissão e distribuição e por fim um estudo de caso sobre uma rede *smart grid* em funcionamento na cidade de Aparecida – SP, denominado InovCity.

2 GTD – GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

A primeira geração defendida por Thomas Alva Edison visava o atendimento da demanda através de instalações de corrente contínua, nas quais os geradores (dínamos) localizavam-se próximos aos pontos de consumo. A segunda opção, defendida pelo jovem Nikola Tesla, com suporte de George Westinghouse, propunha a construção de centrais geradoras próximas às fontes de energia primária (rios ou minas de carvão) e transmissão a longas distâncias (para a época), utilizando corrente alternada e transformadores. [7] Durante quase um século, os sistemas de energia elétrica cresceram e evoluíram tecnologicamente, porém mantendo o paradigma proposto por Tesla e Westinghouse.

As centrais geradoras ficaram cada vez maiores e os sistemas de transmissão elevaram sua tensão nominal, para atender as grandes distâncias e os grandes blocos de potência transmitidos. Os sistemas isolados se interligaram para usufruir das vantagens de maior segurança e economia, a transmissão em corrente contínua ressurgiu como opção para grandes distâncias graças ao desenvolvimento da eletrônica de potência. Progressos notáveis foram introduzidos também na proteção e controle dos sistemas, as quais se valeram da evolução da tecnologia da eletrônica digital e da informática.

As grandes centrais geradoras sejam hidrelétricas, termelétricas convencionais ou nucleares, apresentam cada vez mais dificuldades para sua construção devido aos impactos socioambientais que inevitavelmente causam. O mesmo pode-se dizer dos grandes sistemas de transmissão.

O sistema atual de energia elétrica nacional é baseado em grandes usinas de geração que transmitem energia através de sistemas de transmissão de alta tensão, que, por sua vez, atingem os sistemas de distribuição de média e baixa tensão, onde estão os consumidores. Em geral, o fluxo de energia é unidirecional e a energia é despachada e controlada por centros de operação com base em requisitos pré-definidos. [7] A Figura 2 mostra uma estrutura básica de distribuição e suas ramificações:

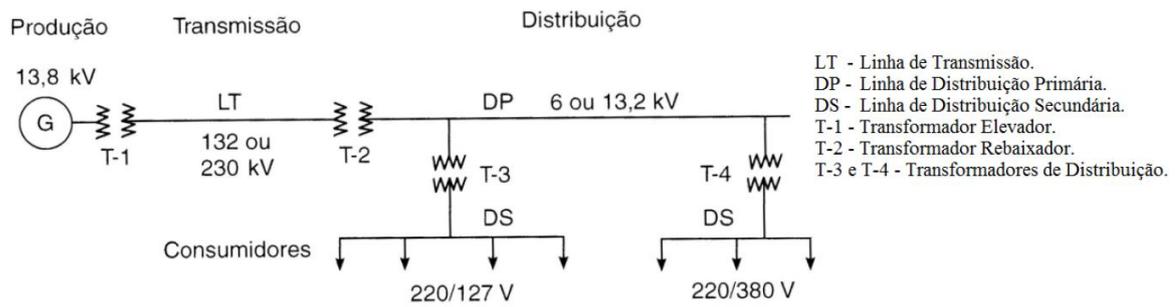


Fig 2. Topologia do atual sistema elétrico [7]

Os centros de distribuição são responsáveis por distribuir a energia elétrica aos consumidores e são normalmente localizados dentro dos próprios centros de utilização (cidades, bairros, indústrias, etc.). A distribuição de energia elétrica se inicia na subestação abaixadora, onde a tensão é abaixada para valores padronizados (11 kV; 13,2 kV; 15 kV; etc.). Depois esta energia é distribuída pelas redes de distribuição primária, próximo dos consumidores, onde a tensão é novamente abaixada para os valores padronizados para a utilização, denominados baixa tensão (380/220 V, 220/127 V).

Em novembro de 2012, o Brasil possuía aproximadamente 2844 usinas geradoras em operação, correspondendo à capacidade instalada de 132 GW. Do total dessas usinas, 182 são hidrelétricas, 1668 térmicas, 445 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 2 nucleares, 452 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs – usinas com potência instalada igual ou inferior a 1MW), 94 usinas eólicas e 1 solar. Este segmento conta com mais de 1507 agentes regulados entre concessionários de serviço público de geração, comercializadores, autoprodutores e produtores independentes (ANEEL 2012).

O segmento de transmissão no Brasil é composto por mais de 90 mil quilômetros de linhas, operado por 64 concessionárias. A grande extensão da rede de transmissão no Brasil é explicada pela configuração do segmento de geração, constituído, na maior parte, de usinas hidrelétricas instaladas em locais distantes dos centros consumidores. A principal característica desse segmento é a sua divisão em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange a quase totalidade do território brasileiro, e os Sistemas Isolados, instalados principalmente na região Norte.

2.1 Geração Distribuída

A geração distribuída caracteriza-se pela proximidade do sistema de produção de energia ao local de consumo. Ela apresenta algumas vantagens em relação ao sistema convencional de geração, como: economia em sistemas de transmissão e distribuição, aumento da eficiência do sistema, diversificação da matriz energética e redução de impactos ambientais.

Em função das preocupações governamentais em relação ao meio ambiente e do aumento da disponibilidade de fontes alternativas de energia, espera-se que pequenas unidades de geração distribuída sejam instaladas em breve.

2.2 Microgeração e armazenamento de energia

Um dos motivadores para o avanço dessas duas áreas é a questão ambiental. A preservação do meio ambiente com a diminuição do uso de fontes de energia a base de combustíveis fósseis está cada vez mais presente na pauta de governos de diversos países[7].

A microgeração direta pode ser definida como geração de energia para todo ou parte do consumo de um único consumidor ou um pequeno conjunto de consumidores, como um condomínio. A unidade de microgeração localiza-se no próprio terreno do consumidor, ou em uma área do condomínio ou propriedade rural quando o caso. Nesses casos tem-se o consumidor-produtor, pois ele provavelmente gerará um excesso de energia que pode ser ou não devolvida ao sistema elétrico.

A fonte primária para a microgeração é ambientalmente amigável, ou seja, solar, eólica, hidráulica, biomassa e até o biogás. É fato que a microgeração por essas fontes não é constante, ela pode sofrer variações de geração, causadas por agentes externos, como por exemplo, época de estiagem, massa de calor, chuvas intensas et al.

Para amenizar a intermitência desse tipo de geração, avanços no armazenamento de energia estão sendo conquistados. Um país que trabalha fortemente nessa área é o Japão. Devido a grandes restrições de construção de novas usinas, o governo japonês trabalha

para promover a eficiência energética e a pesquisa em novas baterias capazes de armazenar grandes quantidades de energia a preços mais satisfatórios.

Dispositivos de armazenamento são indispensáveis para assegurar a confiabilidade e qualidade de desempenho do sistema elétrico com a integração das fontes renováveis, ajustando-as às alterações da demanda.

As tecnologias de armazenamento apresentam diferentes critérios técnicos e econômicos que variam consideravelmente de acordo com as necessidades e aplicações específicas [3]. Desta maneira, tais tecnologias podem ser divididas em quatro categorias, dependendo das aplicações:

Baixa potência em áreas remotas – principalmente para suprir transdutores e terminais de emergência;

Média potência em áreas remotas – por exemplo, os sistemas elétricos individuais e suprimento de energia para comunidades;

Qualidade da energia - o nível de tensão entregue.

Conexão da rede com nivelamento de pico – garantir o aumento de demanda na carga.

2.3 Perdas de energia

A perda global de energia no Brasil é quase o dobro da média mundial, segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), com base em informações de 38 países. Enquanto no mundo a perda chega a 9% da energia consumida, no Brasil esse valor está próximo dos 17%. Além de furto e fraude, a perda global de energia contabiliza os prejuízos no processo de transmissão e distribuição.

Dos 38 países analisados, o Brasil é o oitavo que mais deixa de arrecadar em relação ao total consumido pela população. No País, são gerados 503.858 GWh, e 419.839 são consumidos. Com isso, a perda global é de 84.019 GWh ou quase 17% do total. Além disso, dos 84.019 GWh perdidos, cerca de 30% estão relacionados a furto ou fraude na rede elétrica. O líder em perdas, na listagem da Abradee, é o Paraguai, com mais da metade da energia consumida não faturada. Venezuela (39%), Índia (32%) e Colômbia (28%) também apresentam elevadas perdas.

A adoção das redes inteligentes é como uma solução para os problemas de perda de energia, com os medidores inteligentes e a estrutura do smart grid o sistema passa a ser automatizado, assim as falhas são resolvidas mais rapidamente, e problemas como fraudes e roubo de energia serão identificados imediatamente pela rede.

Esforços para a introdução do conceito de smart grid vêm ocorrendo em várias partes do mundo. Em geral esses esforços têm sido apoiados por associações com participação da indústria tais como *GridWise*, *Modern Grid Initiative* e *IntelliGrid* nos Estados Unidos e *smart grid Europe* na Europa. Iniciativas similares podem ser encontradas na Austrália, China e Japão. No caso dos Estados Unidos, o recém empossado governo do Presidente Obama anunciou a destinação de cerca de US\$ 4 bilhões para projetos de pesquisa e desenvolvimento visando a modernização do sistema de energia elétrica americano.

O leque de participação de empresas de grande porte no negócio de *smart grid* é bastante amplo. Além das tradicionais empresas de tecnologia de energia elétrica (ABB, Siemens, Areva, etc.) encontram-se também empresas da área de informática, tais como IBM, Oracle, Cisco, etc., além de um grande número de empresas de base tecnológica de menor porte. Recentemente, a *Google* anunciou sua entrada nesse negócio através do sistema piloto *Google PowerMeter*. Várias organizações não-governamentais também têm dedicado grande esforço na divulgação das idéias de *smart grid*. Uma das mais destacadas é o *Galvin Electricity Institute* nos Estados Unidos.

Alguns exemplos, de diferentes amplitudes e profundidade, de aplicações do conceito de *smart grid* em várias partes do mundo são:

Itália: A *Enel* tem operando remotamente, através de um sistema de gerenciamento automático, cerca de 31 milhões de medidores eletrônicos (Telegestores). Está prevista a instalação de medidores eletrônicos para todos os consumidores até 2011.

Portugal: A EDP, em consórcio com institutos de pesquisa e empresas de base tecnológica, está desenvolvendo o projeto *InovGrid* cujo objetivo é desenvolver um novo sistema elétrico de distribuição inteligente. O projeto prevê um ciclo completo, incluindo a telegestão de energia (baseada no terminal inteligente do consumidor – *Energy Box*), integração da microgeração na rede e aumento da inteligência de serviço da rede. No Brasil, a EDP Bandeirante é responsável pelo projeto pioneiro, o *InovCity*, na cidade de Aparecida, no Estado de São Paulo.

Estados Unidos: A primeira Cidade *smart grid* do mundo em desenvolvimento pela *Xcel Energy* em *Boulder*, Colorado. A *Duke Energy* desenvolve projeto de longo alcance

com aplicações já implementadas em sua área de concessão. O projeto de demonstração de uma *smart-microgrid* em desenvolvimento no *Illinois Institute of Technology* (IIT) em Chicago. A futurística comunidade de Mesa del Sol, Novo México, em colaboração com *Sandia National Laboratories*, prevê uso intensivo do conceito *smart grid* e energia solar.

3 ARQUITETURA DO *SMART GRID*

Adotar um modelo de arquitetura é necessário para que o *smart grid*, que relaciona vários sistemas e tecnologias, e apesar de as arquiteturas serem desenvolvidas de formas diferentes pelos fabricantes, no final elas devem se interagir, ou seja, partirem para uma padronização.

3.1 Arquitetura Americana

O *GridWise Architecture Council (GWAC)*, conselho formado por uma equipe de líderes da indústria americana, com o objetivo de moldar os princípios para uma arquitetura altamente inteligente e interativa do sistema elétrico, identificando áreas de padronização para se obter níveis significativos de interoperabilidade entre os componentes do sistema, desenvolveu o que seria um padrão de arquitetura, com seus oito níveis de camada.[6]

O GWAC não é um órgão de diretrizes internacionais, nem ordena o que deve ser seguido, ele apenas seguiu a frente e sugeriu, baseado nos conhecimentos de engenharia de seus membros, uma solução de arquitetura para a rede *smart grid*.

Na figura 3 temos o diagrama da arquitetura proposta:

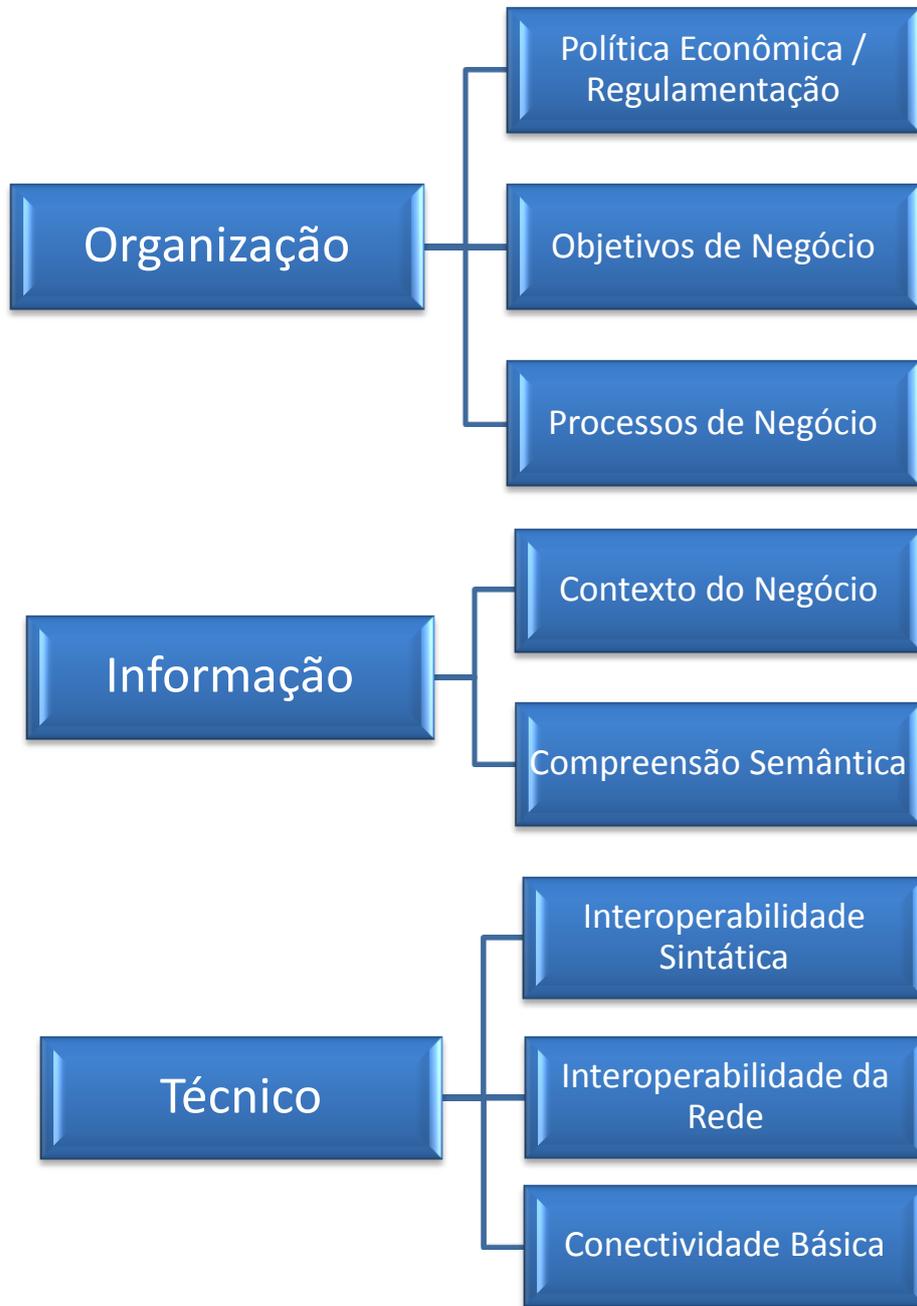


Fig.3 – Camadas da arquitetura americana [6]

Abaixo segue a descrição de cada uma das camadas:

1. Política Econômica / Regulamentação: Objetivos políticos e econômicos incorporados na política e regulamentação.
2. Objetivos de Negócio: Objetivos estratégico e tático compartilhados entre os negócios.
3. Processos de Negócio: Alinhamento entre os processos de negócio e os procedimentos operacionais.
4. Contexto do Negócio: Ter conhecimento dos negócios relacionados com uma interação específica.
5. Compreensão Semântica: A compreensão dos conceitos contidos na mensagem das estruturas de dados.
6. Interoperabilidade Sintática: Realizará a compreensão da estrutura dos dados nas mensagens enviadas entre os sistemas.
7. Interoperabilidade da Rede: Mecanismo para realizar a troca de informações entre os múltiplos sistemas através de várias redes.
8. Conectividade Básica: Mecanismo para estabelecer as conexões físicas e lógicas entre os sistemas.

As oito camadas compreendem um alto nível de interoperabilidade, o qual é necessário para permitir a flexibilidade entre as camadas e as várias interações no *smart grid*. Como exemplo de flexibilidade se pode citar a Internet, que pode variar o seu tipo de conectividade, como *Ethernet*, *Wi-Fi*, *3G*, entre outras, e ainda assim ser capaz de trocar informações entre os diferentes tipos de redes. A arquitetura apresentada pode ser dividida em camadas inferiores, que são as camadas físicas dos equipamentos e os *softwares* para codificação e transmissão dos dados, e camadas superiores, onde se localizam as funcionalidades de negócios, como os protocolos de comunicação e aplicações. Cada camada normalmente depende da camada abaixo dela. Através dessas camadas, é formado o modelo de uma arquitetura para *smart grid*.

3.2 Arquitetura Nacional

Como citado, o GWAC saiu na frente e sugeriu uma arquitetura a ser seguida, no caso do Brasil, o Ministério de Minas e Energia, através dos encontros realizados com entidades americanas, apresentou a seguinte arquitetura que poderá se tornar um padrão no Brasil exemplo que poderá ser seguido é o apresentado na figura 4:



Fig. 4 - Possível modelo de arquitetura do smart grid no Brasil [7]

Na base da pirâmide, na Política Governamental é necessário que haja orientação sobre a regulação, novas leis e a necessidade de um plano bem firmado sobre o que o smart grid pode oferecer de desenvolvimento ao país.

A segunda camada, na Financiabilidade, deve haver incentivos fiscais e inicialmente investimento por parte do Governo para que as empresas possam instalar os novos equipamentos sem gerar custos para os consumidores. Na Regulação, como tem ocorrido em fatos recentes [8], com abertura de novos mercados, empresas novas, deve haver uma melhor competitividade de preços, sendo oferecido a oportunidade do consumidor em escolher sua distribuidora e pagar taxas menores, como tem ocorrido no âmbito da telefonia.

A terceira camada, que pode ser considerada a mais importante, pois relaciona toda a Infraestrutura necessária para a implementação do smart grid. É necessário mudanças nas tecnologias já existentes, e preparação do sistema para as novas, o ramo de

comunicação tem tido um rápido desenvolvimento tecnológico, é necessário então que Governo e Indústrias caminhem num caminho correto, escolhendo as tecnologias que oferecem melhores custo/benefício, e também que possam ser atualizadas. De nada adianta montar uma rede com tecnologia que pode se tornar obsoleta em poucos anos e não possa sofrer upgrades.

A quarta camada, onde destaca-se a Evolução da Cadeia de Negócios, novos prestadores de serviços para atenderem a demanda das novas tecnologias, a entrada do carro elétrico, os conceitos de geração descentralizada, as micro-gerações, as novas oportunidades de comércio, entre outras. Nessa camada nota-se a necessidade de uma correta Política Governamental a fim de evitar monopólio de algumas empresas de grande porte.

A quinta camada apresentando a Revolução dos Serviços, é onde se enquadra os benefícios que serão oferecidos pelas novas tecnologias, pela implementação da rede smart grid. A possibilidade de menos faltas de energia, uma energia mais limpa e confiável, garantia de abastecimento para populações de baixa renda, tudo isso gerando um maior bem estar a toda a população. Esse conforto, a praticidade que hoje a tecnologia já oferece em questões econômicas, de comunicação e outros setores, sendo aplicado ao sistema de energia nacional.

Na última camada, se encontra os usuários dos serviços, os consumidores finais da pirâmide energética.

Comparando-se a arquitetura nacional com a americana, é possível notar que a arquitetura a ser seguida é semelhante, na nacional muda-se os termos, mas no final até por influência americana e resultado dos estudos realizados pelo Ministério de Minas e Energia, o Brasil pretende seguir numa mesma linha de raciocínio.[7]

Como citado, a infraestrutura é um dos campos mais importantes para a implantação do *smart grid*, nesse campo destaca-se a área da automação.

4 AUTOMAÇÃO

Nos últimos anos, houve uma tendência clara por adoção de redes compartilhadas como redes *Ethernet* e *IP* para tráfego de informação de supervisão e controle. Essa prática simplifica o projeto de comunicação de dados, pois a rede é compartilhada e as comunicações ocorrem via abstrações como, por exemplo, conexões lógicas. [3]

Os protocolos utilizados se modernizaram, seguindo essa tendência. A arquitetura delineada pela *Utility Communications Architecture* (UCA) , capitaneada pelo EPRI – *Electric Power Research Institute* , nos Estados Unidos, veio a definir um modelo de dados para dados em centro de controle e em subestações. Essas especificações evoluíram sob a chancela do IEC – *Internacional Electrotechnical Commission* , e vieram a tornar-se padrões.

Com os resultados práticos, estes padrões consolidaram presença no setor elétrico. Para comunicação entre centros de controle, o padrão ICCP (*Inter Control Center Communications Protocol*) é hoje largamente utilizado. Nas comunicações de supervisão em subestações o padrão IEC 61850 é já bastante utilizado. Para comunicação de concentradores de dados de subestação ao centro de controle, pode ser utilizado o modelo ICCP, ou mesmo outro como DNP3 (*Distributed NetWork Protocol 3*). Existe uma iniciativa no IEC para adequar IEC 61850 para trafegar as informações até o centro de controle.

Uma rede inteligente é caracterizada por uma estrutura de tecnologia da informação de alto nível, que pode transmitir energia e informação no modo bidirecional, envolvendo consumidores e fornecedores. A tecnologia já existente pode ser destacada pelos sistemas de comunicação, sistemas SCADA e sistema de medição e sensoriamento baseados no medidor inteligente. [9]

4.1 Comunicação

Na área da comunicação, as tecnologias existentes para implementação do canal bidirecional entre concessionária e usuários, destacam-se: [2]

GPRS (*General Packet Radio Service*) e 3G (*Third Generation Network*) – O protocolo de envio de pacotes GPRS utilize a infra-estrutura do sistema de telefonia móvel GSM (*Global System for Mobile Communications*) para o tráfego de dados. Como ele

funciona na rede celular comercial, qualquer área que tem cobertura será um ponto de garantia de funcionamento. O sistema opera através de modems GPRS, cada um contendo um PIN (*Personal Identification Number*), que é associado aos equipamentos interligados. As taxas de dados suportadas por este sistema variam em função da qualidade ou nível de sinal da área em que se encontram. A utilização desses modems é viável quando a aplicação exige o envio de dados em baixas taxas, serve como exemplos o caso da medição de energia, sinalização de falha em fiações, verificação de continuidade da rede, entre outros.

Em locais onde o nível de sinal é bom, as taxas de transferência de dados simplificadas CS-4 (*Coding Scheme 4*), garantem velocidades acima de 150kbps. A outra versão dessa rede, a Edge (*Enhanced Digital for Global Evolution*), possibilita taxas mais altas, em torno de 300 kbps quando o nível de sinal está com uma boa recepção.

Já as redes 3G agregam a possibilidade de novos serviços, devido a alta velocidade que teoricamente pode atingir até 2Mbps. Em locais onde o sinal é ruim, ainda é possível atingir taxas entre 300kbps e 500kbps, mais do que suficiente para envio dos dados dos medidores inteligentes. É possível que em algumas grandes metrópoles as concessionárias de energia substituam essa tecnologia pela 4G (*Fourth Generation*), que possui taxas iniciais de 1Mbps, podendo atingir até 100 Mbps.

PLC (*Power Line Communication*) – As redes PLC são geralmente a melhor escolha, uma vez que utilizam a própria malha de energia elétrica para a transmissão dos dados. Seu funcionamento se baseia na inserção de outros sinais elétricos contendo uma ou mais portadoras, moduladas no mesmo meio físico, onde trafega o sinal elétrico de 60Hz. Comumente a faixa de sinais modulados estende-se de 3kHz a 150kHz. As taxas de transmissão atuais são da média de 200 Mps. Um dos principais problemas da PLC é o fato do meio físico de distribuição de energia elétrica não ter sido montado com a ideia de transportar dados, sendo assim têm-se dois principais problemas a serem contornados:

Ruído – O sistema de distribuição trabalha com uma frequência de 60Hz, porém acaba transportando também sinais modulados com energias distribuídas em outras frequências. Anomalias como raios, chaveamentos elétricos, motores e demais transientes acabam se disseminando pela rede. No caso das indústrias, o chaveamento de bancos de capacitores para correção do fator de potência, acionamento de motores, geradores, demanda de carga, contribuem para a poluição da rede elétrica. No caso dos consumidores residenciais, o uso de motores, como liquidificadores, batedeiras, esmeril, fontes chaveadas, micro-ondas, entre outros equipamentos, também prejudicam o sinal da rede.

Impedância – A impedância gerada pela rede, relacionada principalmente as grandes distancias, faz a rede PLC não conseguir entregar toda a potência gerada ou requisitada. O uso de repetidores e centros distribuídos de comunicação, podem atenuar esse problema, embora acabe causando outro, que é o aumento no custo de implantação.[10]

Na figura 7 é apresentada um configuração típica com PLC e na figura 8 os modems para essa tecnologia:



Fig. 7 - PLC configuração típica [10]



Fig. 8 Modem PLC [11]

ZigBee – O protocolo *ZigBee*, baseado na norma IEEE 802.15.4-2003 é utilizado como base de automação sem fio de diversas aplicações. Assim como outras novas tecnologias, o objetivo é atender aos sistemas com baixo consumo de energia, devido a

economia de energia, ele possui baixa taxa de transferência, em torno de 200kbps no máximo. O baixo custo e o fato de operarem sem a necessidade de certificação legal pela Anatel (Agência Nacional de Telecomunicações), por enquadrar-se na faixa de baixa potência (menor que 1W), tornam uma opção atrativa para as concessionárias. O *ZigBee* provavelmente será utilizado em residências, escritórios e empresas a fim de se economizar e diminuir a quantidade de fios ligados, ele pode ser usado para comunicação dos equipamentos internos com o medidor inteligente.[12]

Na figura 9 tem-se a projeção de uma residência com o *smart meter* interligado através do *ZigBee*:

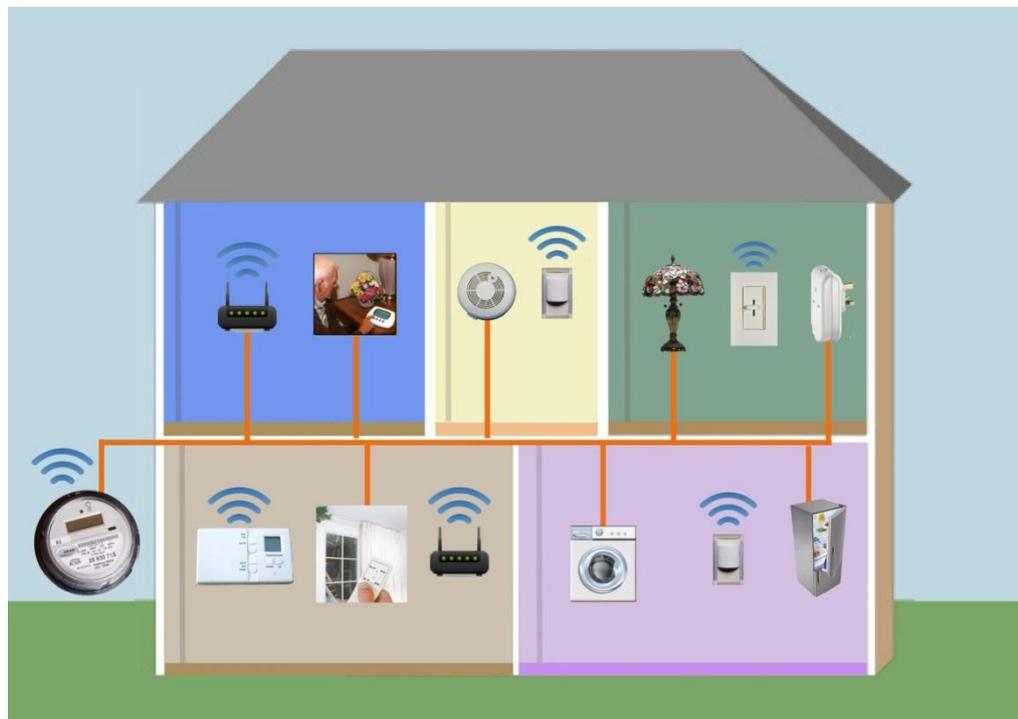


Fig.9 – Aplicação *ZigBee* [12]

Wi-Fi e Wimax – As redes *Wi-Fi* tratam de um conjunto de tecnologias de redes sem fio usadas para interligação de computadores em rede, seguindo o protocolo IEEE 802.11. A grande demanda de utilização dos equipamentos para rede sem fio ajudou para a redução dos custos. Os padrões de velocidade 802.11a e 802.11g atingem velocidades de 54Mbps, enquanto no novo padrão 802.11n, essas taxas atingem até 600Mbps. No *Wimax*, que segue o protocolo IEEE802.16, as taxas de transmissão são de grande velocidade , começando em 70 Mbps e na nova versão podendo chegar a 1Gbps. A ideia das

concessionárias é fazer uso da grande gama de equipamentos já existentes no mercado e nas residências, e também é atrativo por ser uma tecnologia conhecida e ter vários fabricantes no mercado. Na figura 10 tem-se a arquitetura de uma aplicação em *Wi-Fi/WiMax*. [13]

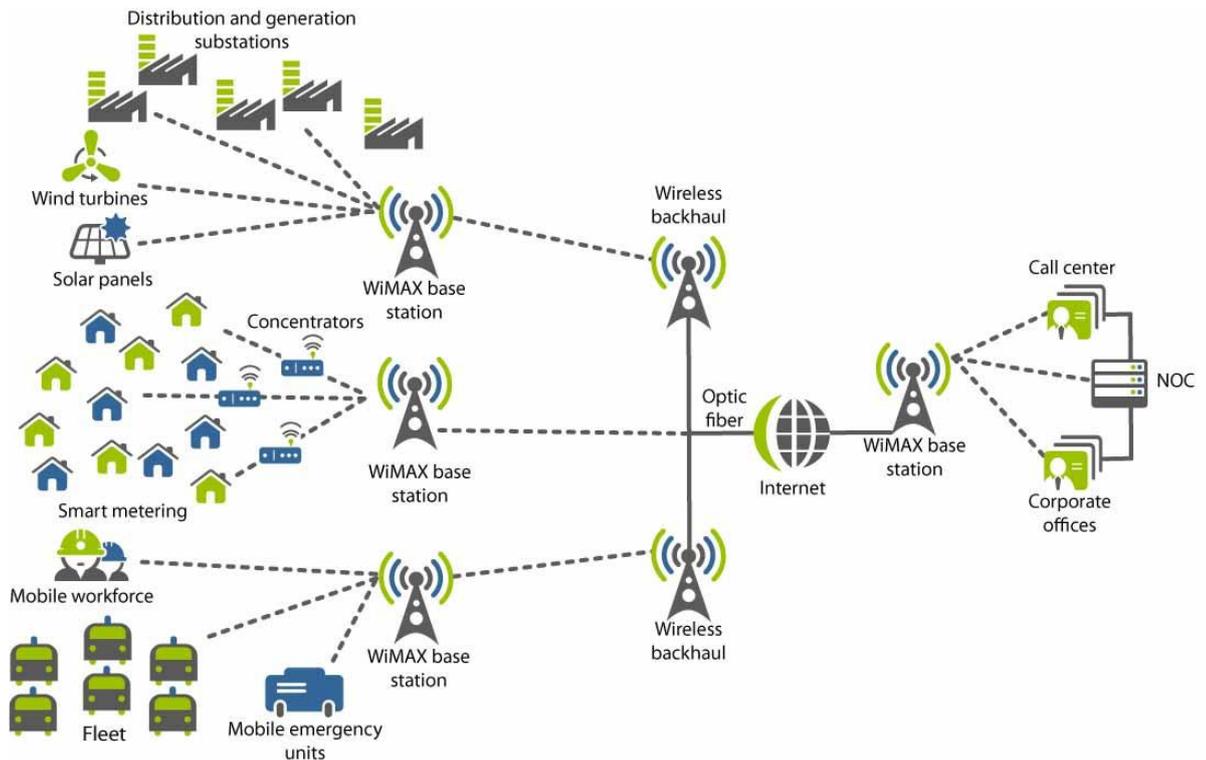


Fig.10 – Aplicação *Wi-Fi / WiMax* [13]

4.2 SCADA

Um sistema supervisório permite que sejam monitoradas e rastreadas informações de um processo produtivo ou instalação física. Tais informações são coletadas através de equipamentos de aquisição de dados e, em seguida, manipuladas, analisadas, armazenadas e posteriormente, apresentadas ao usuário. Estes sistemas também são conhecidos como SCADA (*Supervisory Control and Data Aquisition*).[2]

Os Sistemas SCADA são capazes de monitorar automaticamente os sinais e estado dos dispositivos associados ao sistema e efetuar o controle sobre sensores e atuadores,

distribuir informações entre as estações da rede através de uma central de controle, com desempenho e segurança. Possuem softwares mais robustos e confiáveis para aplicações de grande porte e para aplicações distribuídas em varias estações.

Os sistemas SCADA identificam os tags, que são todas as variáveis numéricas ou alfanuméricas envolvidas na aplicação, podendo executar funções computacionais (operações matemáticas, lógicas, com vetores ou strings, etc) ou representar pontos de entrada/saída de dados do processo que será controlado. Neste caso, correspondem às variáveis do processo real do sistema elétrico (ex: nível de tensão, corrente na linha, fator de potência, et al.), se comportando como a ligação entre o controlador e o sistema. É com base nos valores das tags que os dados coletados são apresentados ao usuário.

O sistema SCADA possui como seus componentes constituintes de sensores e atuadores, estações remotas e estações de controle central, todos se comunicando através de uma rede de comunicação, componentes estes descritos abaixo: [14]

Sensores e Atuadores: Os sensores são dispositivos conectados aos equipamentos controlados e monitorados pelos sistemas SCADA, que convertem parâmetros como nível de tensão e corrente, temperatura, falhas na rede elétrica e outros, para sinais analógicos e digitais legíveis pela estação remota. Já os atuadores são utilizados para atuar sobre o sistema, ligando e desligando determinados equipamentos remotamente (medidores inteligentes e sensores).

Estações Remotas: Nas estações remotas é onde o processo de controle e aquisição de dados se inicia, sejam os PLCs (*Programmable Logic Controllers*) e RTUs (*Remote Terminal Units*), com a leitura dos valores atuais dos dispositivos que a ele estão associados e seu respectivo controle, as unidades computacionais específicas, utilizadas nas instalações da rede com a funcionalidade de ler entradas, realizar cálculos ou controles, e atualizar saídas. A diferença entre os PLCs e as RTUs é que os primeiros possuem mais flexibilidade na linguagem de programação e controle de entradas e saídas, enquanto as RTUs possuem uma arquitetura mais distribuída entre sua unidade de processamento central e os cartões de entradas e saídas, com maior precisão e sequenciamento de eventos.

Estações de monitoração central: São as unidades principais dos sistemas SCADA, sendo responsáveis por recolher a informação gerada pelas estações remotas e agir em conformidade com os eventos detectados, podendo ser centralizadas num único computador ou distribuídas por uma rede de computadores, de modo a permitir o compartilhamento das informações coletadas.

Na figura 11 é apresentada a estrutura de componentes para monitoração de uma subestação de energia, e na figura 12 tem-se a captura da tela do terminal rodando a aplicação SCADA:

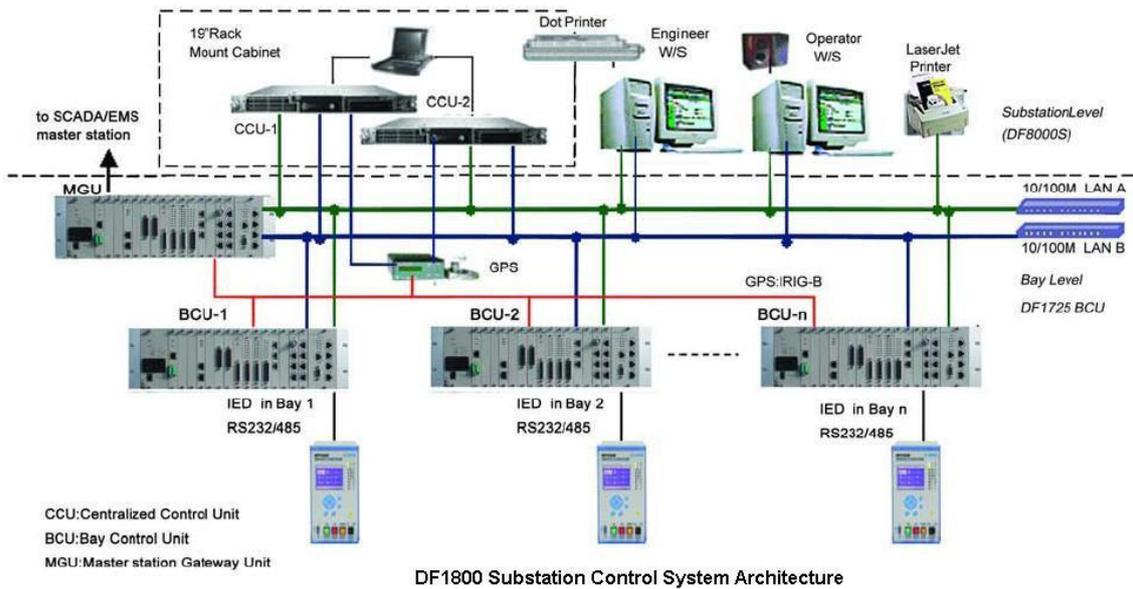


Fig.11 – Estrutura SCADA para Subestações de Energia Elétrica [14]

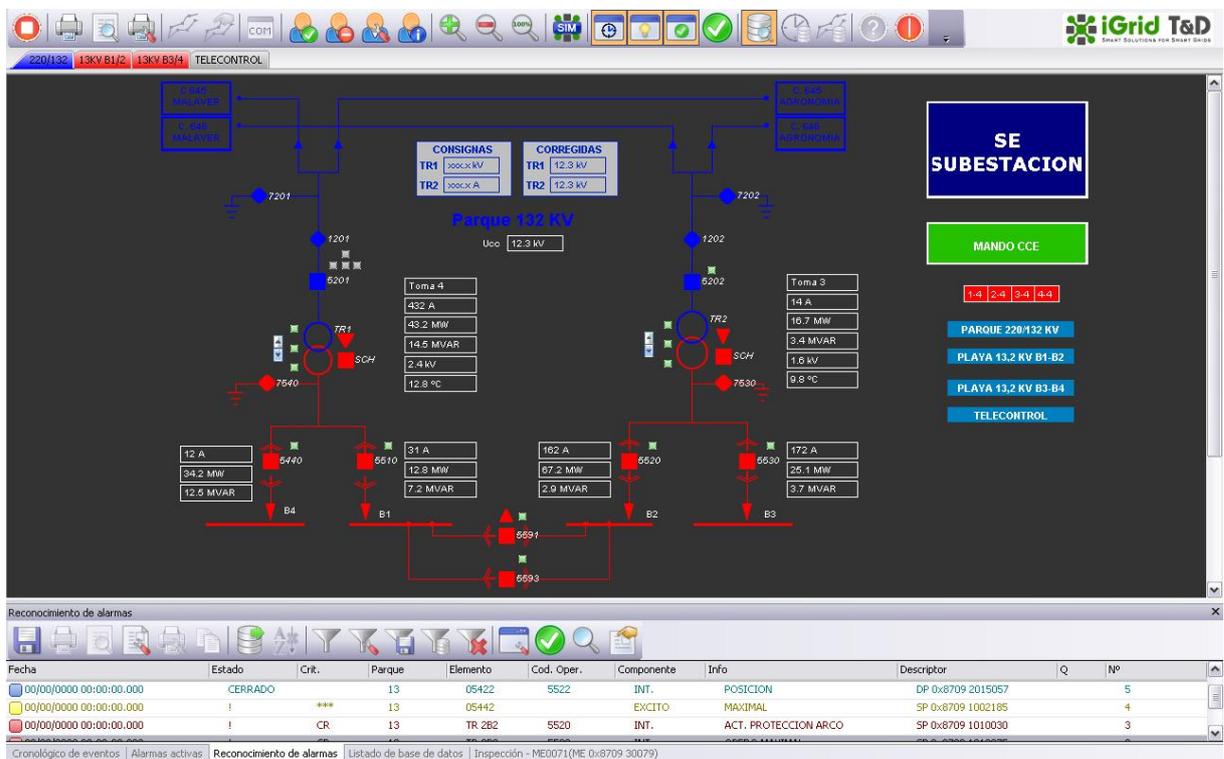


Fig.12 – Tela de terminal SCADA em tempo real [14]

4.2.1 Segurança

Requisitos de segurança na comunicação de dados em sistemas SCADA no setor elétrico deram origem a um conjunto de padrões no IEC pela série IEC62351. [15] Para protocolos baseados na pilha TCP/IP, a norma IEC 62351-3 [16] estabelece TLS (*Transport Layer Security*) como uma subcamada para oferecer recursos de segurança como criptografia de dados. Tais recursos permitem transmissão de dados sem violação da informação transmitida por parte de terceiros. São necessárias informações adicionais por conta de tais recursos, o que de fato gera maior demanda por banda de comunicação.

A questão da segurança em sistemas EMS/SCADA tem recebido crescente atenção do setor elétrico em todo o mundo. [17] Neste sentido, o IEC publicou em 2007 o conjunto de normas IEC 62351, partes 1-4 e parte 6 [19] destinadas a cobrir vulnerabilidades de segurança em protocolos SCADA. A parte 3 deste conjunto especifica recursos do padrão TLS para protocolos SCADA que utilizam transporte de dados TCP/IP. Esta parte da norma visa perfis de pilha de protocolos baseadas no TCP/IP. Portanto, o esquema definido é válido para IEC60870-5-104, DNP3, IEC61850 e IEC 61850.

Protocolos seguros com utilização de TLS permitem garantias à comunicação de dados em rede tais como autenticação das entidades envolvidas nessa comunicação e a criptografia de mensagens. Em um ambiente de sistema de supervisão e controle, tais garantias são recomendáveis para segurança do funcionamento do sistema. A utilização de recursos adicionais (criptografia e autenticação) para a proteção contra ações maliciosas externas tem o custo de uma implementação com requisitos adicionais de processamento e compressão de dados, além de um custo associado de consumo de banda de comunicação.

TLS oferece segurança em nível 4, isto é, nível de transporte em arquitetura de redes de computadores. Em particular, oferece segurança como uma “subcamada” acima de TCP/IP. Implementa opcionalmente, autenticação utilizando, por exemplo, certificados RSA.[18] Implementa também a codificação por criptografia e a troca de chaves periódica por mensagens autenticadas (*Message Authentication Code – MAC*). A autenticação tem por objetivo garantir que as partes envolvidas na comunicação sejam legítimas. A criptografia tem por objetivo garantir que mensagens não possam ser lidas em algum ponto entre transmissor e receptor. A troca de chaves por mensagens autenticadas tem por objetivo evitar um pacote legítimo ser utilizado em um contexto diferente, como por exemplo, em outro intervalo de tempo.

4.3 Sistemas de Medição e Sensoriamento

Os sensores e medidores inteligentes são os principais equipamentos da rede *smart grid*. Os dispositivos, também considerados atuadores, distribuídos ao longo da rede de distribuição de energia, são os responsáveis pelas principais tarefas em uma rede inteligente.

Os sensores são utilizados para o monitoramento das condições da rede, como por exemplo, a monitoração da temperatura dos cabos, detecção de distúrbios e falhas na rede, corte e religamento de segmentos da rede.

Os medidores são utilizados para a medição do consumo de energia do usuário e armazenamento de informações relativas ao consumo. Os medidores também podem ser utilizados para o envio de informações coletadas no ambiente do cliente, possibilitando a gestão do lado da demanda. Os medidores podem processar dados e enviar comandos para outros equipamentos, permitindo a interligação de toda a rede.

4.3.1 Medidores Inteligentes

Os medidores inteligentes têm duas funções: fornecimento de dados sobre o consumo de energia a clientes (usuários finais) para ajudar no controle de custos e consumo; e forma de comunicação entre clientes e concessionárias. O desenvolvimento de medidores inteligentes está prevista para a eletricidade, água e gás. Os medidores inteligentes permitem ao clientes o conhecimento sobre o quanto eles pagam por quilowatt-hora e como e quando usar a energia. Isso resultará em melhores preços, informações e contas mais precisas, além de garantir a detecção mais rápida de interrupção e garantir a restauração pela concessionária.

A vantagem do medidor inteligente sobre o medidor convencional é que ele possui comunicação bidirecional, o que permite não somente receber, mas também enviar dados, usando as tecnologias de comunicação que foram apresentadas.

O medidor eletromecânico convencional tem um disco de alumínio e um contador mecânico que conta as rotações do disco. O disco situa-se entre duas bobinas, uma alimentada com a tensão e o outro alimentada com a corrente da carga. A bobina de corrente produz um campo magnético ϕI (Fi-Amperes) e a bobina de tensão produz um campo magnético ϕV (Fi-Volts). As forças que atuam sobre o disco devido a interação entre

as correntes induzidas e o campo magnético produzem um torque. O torque é proporcional ao produto da corrente instantânea e a tensão, assim como a potência. A velocidade de giro do disco, varia conforme a potencia consumida, e essas rotações vão ficando registradas no contador mecânico. As partes constituintes do medidor eletromecânico podem ser vistas na Figura 13:

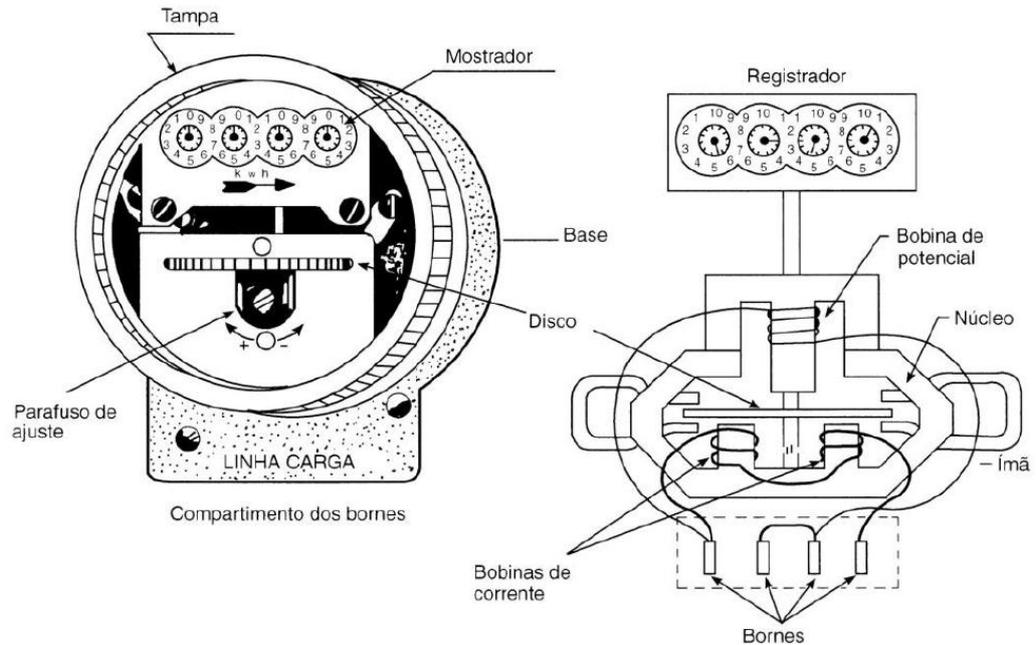


Fig.13 – Estrutura de medidor analógico [3]

Já os medidores inteligentes, a corrente flui por fios de cobre, envoltos por um transformador de corrente, que diminui a corrente de entrada para valores bem menores que podem ser lidos pelo conversor analógico - digital da placa mãe do medidor.

Os dados convertidos são processados pela CPU interna do medidor, e disponibilizados no display e na rede de comunicação. Na figura 14 , tem o diagrama de bloco do principio de funcionamento do medidor inteligente:[3]

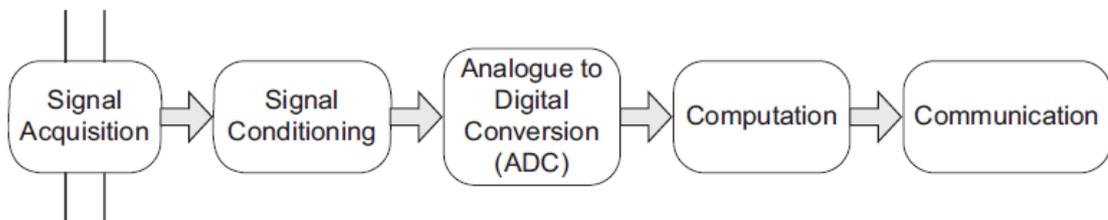


Fig. 14 Bloco funcional *smart meter* [3]

O sistema de gerenciamento de medição nos medidores inteligentes é diferente do atual, essas diferenças entre a medição convencional e medição inteligente, são mostradas

esquemáticamente na Figura 15. Medidores inteligentes têm comunicação bidirecional para um *Gateway* ou em uma rede local da casa (HAN – *Home Area Network*). O *Gateway* permite a transferência de dados dos medidores inteligentes para fornecedores de energia, operadores de redes de distribuição e outras empresas emergentes na prestação de serviços em energia. As concessionárias de energia podem receber dados do medidor através de uma empresa de gestão de dados ou diretamente dos medidores inteligentes.

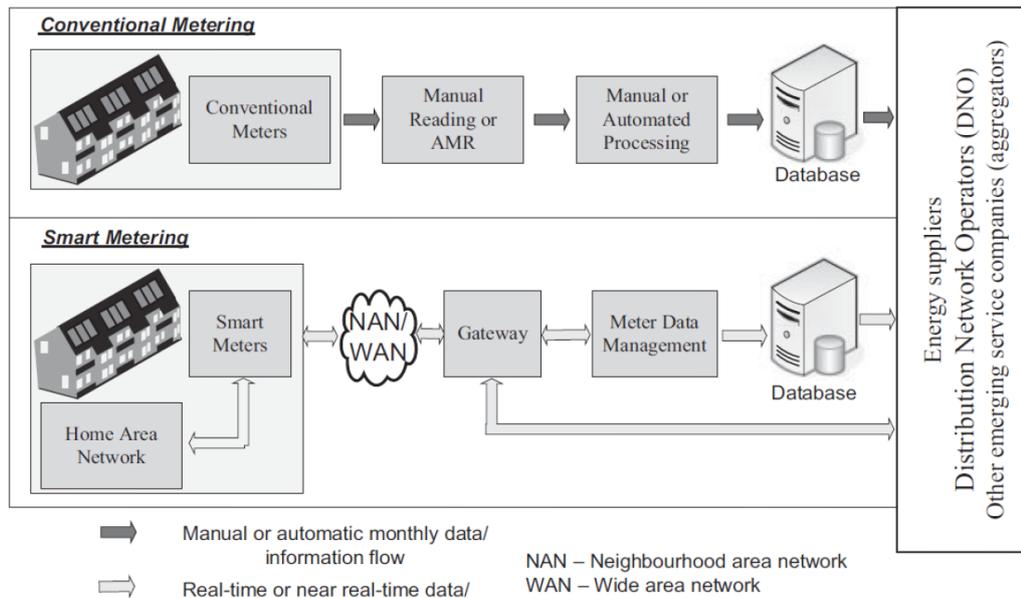


Fig. 15 – Diferenças na gestão de medição em *smart grid* [3]

Um desafio para a rede *smart grid* é a necessidade de lidar com uma grande quantidade de dados medidos e transformá-los em informações úteis tanto à distribuidora quanto ao consumidor. [7]

Para atender a essa necessidade, os fabricantes em geral oferecem softwares para gerenciamento dos dados medidos conhecidos como Gerenciadores de Dados da Medição (MDM – *Metering Data Management*).

O MDM é o responsável pelo tratamento de todas as informações oriundas dos sistemas (físicos) de medição. Além disso, para simplificar a aplicação da arquitetura da rede *smart grid*, o MDM permite também o relacionamento com outros sistemas da distribuidora, tais como: Sistema de Gerenciamento da Distribuição (DMS – *Distribution Management System*), Sistema de informações Georreferenciadas – GIS (*Georeference Information System*), Sistema de Gestão de Faltas de Energia (OMS – *Outage Management System*), etc.

Algumas funcionalidades que esse sistema deve possuir são destacadas a seguir:

- Armazenamento dos dados de medição;
- Mapeamento de ativos e do estado dos equipamentos monitorados;
- Escalabilidade;
- Integração com sistemas legados;
- Monitoração de processos;
- Capacidade de previsão de falhas em equipamentos (transformadores, medidores, interfaces de comunicação, etc);
- Capacidade para processar, analisar e padronizar as informações recebidas;
- Parametrização de sistemas e equipamentos de medição.

4.3.2 Sensores

A instalação de sensores ao longo de todo o sistema de distribuição de energia elétrica é outro passo para que a rede se torne realmente inteligente. A auto-recuperação, uma das responsáveis pela diminuição de clientes atingidos por faltas de energia, é beneficiada com o sensoriamento da rede. Os sensores são responsáveis por enviar as informações para a central de controle da concessionária e prover dados para a tomada de decisão dos operadores da rede. A automatização será uma realidade e o religamento de áreas não afetadas poderá ser feito mais rapidamente, eliminando o desconforto dos usuários e aumentando a receita [7].

Hoje a maioria dos sensores não tem ligação no sistema de comunicação, eles só possuem indicação visual, o que leva em casos de quedas de linha a equipe de manutenção necessita percorrer vários trechos em busca da falha, porque por incapacidade tecnológica os sensores indicam ali no local que tem falha, mas não precisamente aonde.

No *smart grid* esse cenário muda totalmente, os sensores inteligentes que já estão em fabricação, utilizam dos mais variados meios de comunicação, e estando interligados a rede, podem indicar com precisão o local da falha. No caso, eles podem ser usados também como atuadores, fazendo a comutação de seccionadoras, chaves fusíveis e até acionando religadoras para reativar a energia no local [2].

Na figura 16 temos um sensor que é acoplado diretamente nos cabos de distribuição de energia, este sensor permite a comunicação com a rede *smart grid* através de um

modem 3G acoplado, ou por *Wi-Fi / WiMax*. As grandezas que podem ser medidas segundo o fabricante são:

- ✓ Corrente na faixa de 0-10.000 A
- ✓ Tensão de 0- 46.000 V
- ✓ Fator de Potência e Ângulo das fases
- ✓ Harmônicas e Formas de Onda
- ✓ Temperatura do dos cabos
- ✓ Falhas e curto circuitos.



Fig.16 – Sensor MV [20]

Os sensores utilizados nos consumidores finais, também poderão ser integrados a rede *smart grid*, na figura 17, temos o exemplo de sensores de uma casa, o HAN (*Home Area Network*), ligados no medidor inteligente, para que as informações possam ser transmitidas pela rede *smart grid* [3]:

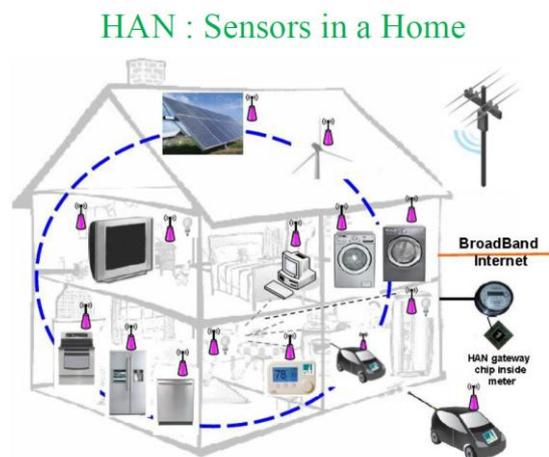


Fig. 17 – Exemplo de uma rede local [3]

4.4 Automação na Transmissão

Os conceitos de *smart grid* são introduzidos no sistema de Transmissão através dos esquemas de monitoração, controle e proteção sistêmicos (*Wide Area Monitoring, Protection and Control – WAMPACs*). A grande diferença desses sistemas em relação aos convencionais é que esses últimos utilizam basicamente uma lógica local operando sobre informações locais enquanto que os primeiros introduzem a visão do sistema como um todo. A utilização desses sistemas é possível devido aos avanços em tecnologia de comunicações, computação, serviços da Web, e a instalação de unidades de Medição Fasorial Sincronizada (PMUs)[2].

A figura 19 mostra uma PMU e a figura 20 apresenta um exemplo de uma conexão:

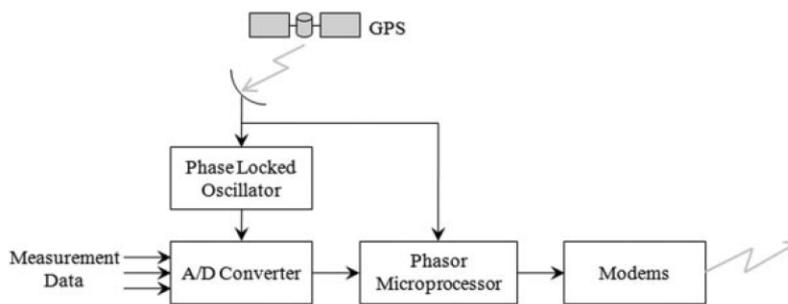


Fig. 19 – A PMU [3]

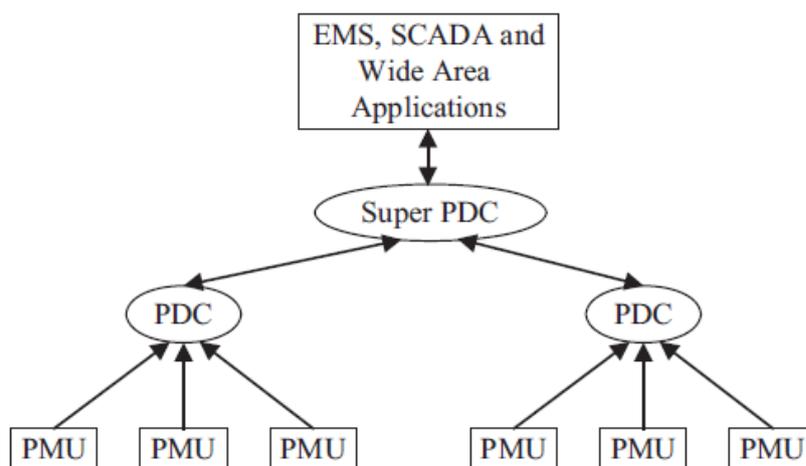


Fig. 20 – Conexão da PMU ao sistema de gerenciamento [9]

Uma configuração WAMPAC é mostrada na figura 21. A unidade PMU com as medições coletadas de diferentes partes da rede e estimativa de estado, são utilizados para análise de estabilidade on-line. Quando ocorre um evento, sua localização, tempo, magnitude (capacidade total de interrupção de linhas de gerador ou transmissão) e tipo (paralisação gerador ou paralisação da linha de transmissão) são primeiramente identificados. Visualização em tempo real do evento permite que ele seja informado em poucos segundos depois de sua ocorrência. A condição futura do sistema é então analisada usando as informações que foram recolhidas. Um algoritmo de avaliação de estabilidade online avalia continuamente o sistema para verificar se o sistema ainda é estável e quão rapidamente o sistema entraria em colapso se tornasse instável. Se instabilidade é previsível, então as ações corretivas necessárias para corrigir o problema ou para evitar o colapso do sistema são tomadas.

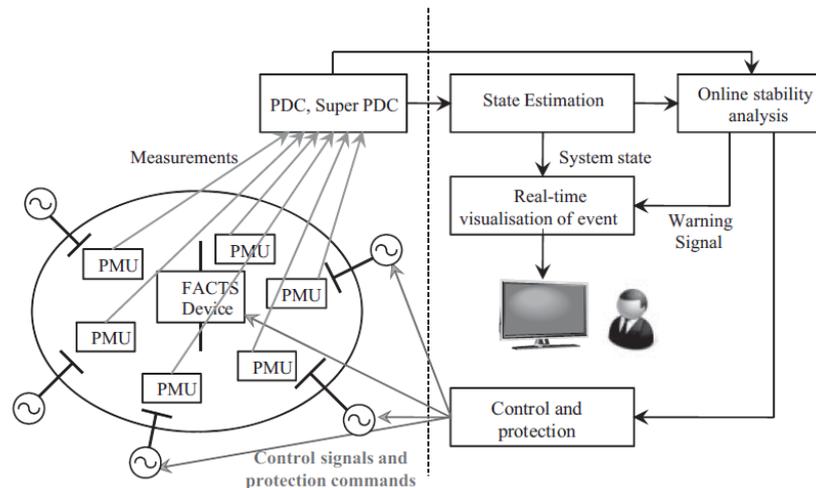


Fig. 21 – Diagrama WAMPAC [7]

As tecnologias que permitem automação inteligente em subestações de transmissão no contexto *smart grid* já se encontram em estágio avançado no Brasil. A norma IEC 61850 vem ganhando campo notadamente nas instalações de empresas de energia elétrica no território nacional [21]. Há aplicações como em distribuidoras de energia para permitir restabelecimento automático de subestação em caso de falta assinalada por evento de proteção.

Já há utilização da norma IEC 61850 no setor de óleo e gás. A PETROBRAS vem investindo em equipamentos para suas plantas e subestações com o objetivo de ter supervisão de medidas, balanceamento de carga automático, proteção de falta de disjuntor, etc. Mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) já são utilizadas até mesmo para funções críticas como “trip” em caso de faltas [21].

Nas instalações de centros de controle, o protocolo ICCP (*Inter Control Center Protocol*) já se encontra bastante disseminado. Há companhias como Eletrosul e CHESF que o utilizam mesmo para receber dados de concentradores localizados em nível inferior ao seu nível de centro de controle. Nos centros do ONS, o protocolo também é utilizado de forma crescente. Com o projeto do ONS de modernizar seus centros a um nível único no mundo, já que é um dos maiores operadores de sistema em termos de carga e responsável por área geográfica de proporções continentais, o protocolo ICCP ganha posição destacada. Uma das grandes vantagens da modernização dos centros de controle é a sua capacidade de ter redundâncias de forma a garantir a operação do sistema com alta disponibilidade. Um exemplo seria o centro de controle SE assumir o centro de controle S em esquema de contingência. O protocolo ICCP permite a distribuição de dados de forma que todos os centros responsáveis por contingência mantenham os dados em tempo real não só sob sua supervisão, mas também os dados sobre os quais será responsável em eventualidade por contingência.

Ao passo que o emprego de ambos IEC 61850 e ICCP encontra-se em estágios bem avançados por operadores e empresas do setor de transmissão de energia elétrica, o modelo CIM (*Common Information Model*) ainda encontra-se em um estágio mais preliminar. No entanto, a tendência por sua utilização já é clara na modernização dos centros de controle do ONS.

Já quanto à norma 62351, como possui um caráter complementar, deve ganhar aceitação de forma gradual. No momento atual, em muitas empresas ainda não se exige aderência a esta norma. Isto decorre por questão de desconhecimento dos conceitos da norma e também pelo próprio fato de que a questão da segurança ainda impõe empecilhos como gerência de chaves de criptografia.

4.5 Automação na Distribuição

Os sistemas de distribuição são aqueles que estão sendo mais beneficiados pelas tecnologias do *smart grid*. A principal área de aplicação é a utilização de medição eletrônica. Os medidores eletrônicos acrescentam uma série de novas funcionalidades ao antigo medidor eletromecânico de kWh, constituindo-se em um Smart Meter, o qual abre a possibilidade de inovações importantes, tais como [3]:

•AMR (*Automatic Meter Reading*): é um sistema de coleta automática de dados de medidores de energia e transferência para um sistema centralizado de processamento de dados. Esse sistema economiza nas despesas com pessoal para leitura e transcrição de dados de consumo de energia e proporciona uma melhor acurácia na informação. A transmissão da informação pode ser realizada por diferentes redes de comunicação, incluindo sistemas wireless (*WiFi, WiMax, Zigbee, etc.*), PLC (*Power line communications*), et al.

•AMI (*Advanced Metering Infrastructure*): representa um avanço em relação ao AMR pois, além de coletar as informações, o sistema também permite analisar a demanda e influir na resposta da demanda através da disponibilização de sinais de preços e atuação em dispositivos nas instalações dos consumidores. Para tanto, o sistema requer a comunicação da informação nos dois sentidos, entre a concessionária e as instalações do consumidor e vice-versa, e um sistema de processamento de dados mais elaborado.

Além das aplicações acima, o conceito de *smart grid* nos sistemas de distribuição inclui, entre outras, também:

- Detecção e isolamento automático de faltas, reconfiguração e restauração de serviço;
- Controle coordenado de tensão e fluxo de reativos;
- Integração da geração distribuída e da microgeração

A integração da microgeração na rede elétrica é um dos desafios do *smart grid* tanto do ponto de vista regulatório quanto do ponto de vista técnico.

Tecnicamente, é possível indicar os seguintes obstáculos [7]:

Custo relativamente elevado dos pequenos e dos microgeradores elétricos – As limitações de eficiência devido ao tamanho (geradores a combustão) ou ao pequeno fator de carga correspondente a Fontes Intermitentes (Solar fotovoltaica e Eólica) implicam um custo por Watt instalado geralmente superior ao observado em grandes centrais;

Garantia das condições de estabilidade do Sistema Elétrico e do correto funcionamento dos sistemas de proteção, devido ao elevado número de componentes instalados na rede. Dificulta-se a análise de estabilidade e o projeto dos sistemas de proteção – ocorre um aumento na probabilidade de ocorrência de eventos em cascata;

Planejamento do Setor Elétrico: ferramentas de simulação e planejamento da expansão do Setor Elétrico deverão ser aperfeiçoadas de modo a integrar em seus estudos o impacto de um elevadíssimo número de pequenos geradores próximos aos centros de carga.

A inserção da Geração Distribuída no Sistema Elétrico modifica a curva de carga atendida pelas grandes centrais de geração, bem como favorece a adoção de fontes renováveis, em especial a fotovoltaica.

Podem ser citados os seguintes impactos sobre a matriz elétrica [7]:

I. O custo de instalação de fontes renováveis é competitivo com o custo de pequenos geradores a combustíveis fósseis. A logística de operação, mais simples por não necessitar de insumos (combustível), também favorece a adoção de fontes renováveis, em especial a solar fotovoltaica;

II. No caso da fonte fotovoltaica, existe uma correspondência entre a produção de energia e a sazonalidade da curva de carga: a geração fotovoltaica é maior nos dias quentes e ensolarados, quando a demanda por refrigeração e condicionamento de ar também é maior;

III. Ao atender as cargas no próprio ponto de consumo, a Geração Distribuída modifica a curva de carga a ser atendida pelas grandes centrais, reduzindo a demanda média atendida por essas unidades. Em larga escala, essa característica permite um melhor manejo dos reservatórios das hidrelétricas, o que possibilita reduzir a participação das fontes termelétricas.

Observa-se que a Geração Distribuída tem potencial para aumentar a participação das fontes renováveis na matriz elétrica, tanto ao produzir mais energia deste tipo quanto ao reduzir a demanda por fontes não renováveis devido ao melhor manejo dos reservatórios.

Além do impacto na matriz elétrica, a Geração Distribuída, em larga escala, contribui com mais alguns benefícios ao sistema elétrico:

I. Possibilidade de redução das perdas técnicas, pois a Geração Distribuída tende a reduzir o carregamento das Linhas de Transmissão e Distribuição em alguns casos - a necessidade de investimentos na ampliação destes sistemas, conseqüentemente, tende a diminuir;

II. Postergação de investimento em Centrais Elétricas Convencionais, visto que parte da demanda tende a ser atendida pela Geração Distribuída;

III. A inserção de novas fontes na matriz energética aumenta a segurança energética do sistema e diminui o risco de racionamento

Em resumo, a Geração Distribuída pode se beneficiar da implantação das redes inteligentes. Entretanto, não se deve usá-la como justificativa principal para a implantação do sistema de rede inteligente, uma vez que não parece compatível com as previsões de crescimento desse tipo de geração, que enfrenta suas próprias dificuldades. Outros tipos de vantagem devem ser citadas como elementos de decisão para a implantação do conceito de *smart grid*. Uma vez implantado, aí sim, pode-se usar sua existência como um fator de diminuição dos custos oriundos da Geração Distribuída em larga escala.

5 INOVACITY APARECIDA

Este capítulo apresenta um estudo sobre o projeto InovCity Aparecida, que é um exemplo de *smart grid* aplicado na prática. Esse é apenas um exemplo pois atualmente várias empresas do ramo de energia estão desenvolvendo projetos de *smart grid* em cidades pré-selecionadas. Alguns exemplos:

- CPFL /IBM – Campinas –SP
- AES Eletropaulo – Barueri – SP
- Cemig – Sete Lagos - MG

O projeto InovCity, lançado em outubro de 2011 pela empresa EDP Bandeirante (EDP-Energias de Portugal), está fazendo de Aparecida a primeira cidade dotada de uma rede inteligente de energia (*smart grid*) no Estado de São Paulo. O projeto piloto do InovCity na cidade de Aparecida prevê o teste de viabilidade de um conjunto de tecnologias que permitirão uma maior eficiência e qualidade na prestação de serviços ao cliente, a medição inteligente, a iluminação pública eficiente, a microgeração com fontes renováveis de energia, a mobilidade elétrica, bem como um conjunto de ações de eficiência energética e de educação das comunidades locais. A empresa responsável pelos serviços técnicos de implementação da rede *smart grid* é a EDP Bandeirante e os medidores inteligentes foram fornecidos pela empresa Ecil Energia [22].

5.1 Números e Tecnologias do projeto InovCity

Esses dados fornecem uma pequena ideia de como será para instalar *smart grid* em outras cidades, em Aparecida os números fornecidos pela empresa EDP são [22]:

- ✓ 35.000 habitantes;
- ✓ 15.400 pontos de consumo;
- ✓ 121 km²;
- ✓ Medidores BT(baixa tensão) Total: 15.400
- ✓ Monofásicos: 2.200
- ✓ Bifásicos: 12.600
- ✓ Trifásicos: 600

Os medidores analógicos foram substituídos pelos medidores inteligentes da Ecil Energia, os modelos utilizados são os apresentados na figura 22:



Fig.22 – Medidores Inteligentes Ecil Energia [22].

As principais características desses medidores, segundo o fabricante são:

- ✓ Controle “on line” do consumo de energia nas residências;
- ✓ Corte/ religamento remoto;
- ✓ Alertas de fraude; - Inversão de quadrante; - Número de desligamentos; - Medidor sem carga;
- ✓ Medição nos 4 quadrantes (para fins de antifraude);
- ✓ Medição de energia ativa;
- ✓ Porta ótica de comunicação;
- ✓ Comunicação *Zigbee Mesh*, 2,4 GHz;
- ✓ Aplicações em AMR e AMI;
- ✓ Medição de energia ativa;
- ✓ *Display* LCD com 6 dígitos.
- ✓ Medição de corrente de neutro;
- ✓ Medição de energia ativa e reativa;
- ✓ Memória de massa para 37 dias;
- ✓ Suporte à futura medição pré-paga;
- ✓ Bateria e supercap internos para RTC;
- ✓ DIC e FIC.

Além dos medidores, é utilizado para comunicação 300 unidades de coordenadores *ZigBee*. O coordenador é responsável pela inicialização, distribuição de endereços, manutenção da Rede, reconhecimento de todos os Nós, entre outras funções podendo servir como ponte entre várias outras Redes *ZigBee*. O modelo AP-5000 utilizado é visto na figura 23, suas características principais são:

- ✓ Até 8 redes *ZigBee*;
- ✓ 8 antenas direcionais;
- ✓ GPRS/GSM/ 3G compatível;
- ✓ *Ethernet, Bluetooth, Wi-Fi e Wi-MAX*;
- ✓ Bateria de *Backup*;
- ✓ IP66 – Instalação de uso interno.



Fig.23 – Coordenador ZigBee AP-5000 [22].

Para o tratamento dos dados, é utilizado um *software* de gestão da medição inteligente (SMM – *Smart Metering Management*), que é o sistema responsável pela coleta da telemetria, além de ser o gestor da solução aplicada no InovCity, apresentando o status do componentes instalados na cidade de Aparecida. Na figura 24 é apresentado a captura da tela do terminal, o *software* possui as seguintes funções:

- ✓ Gestão de Rede;

- ✓ Gestão de Perdas;
- ✓ Alarmes de Processo;
- ✓ Portal de Medição;
- ✓ Integração com o CCS;
- ✓ Gestão de Tarifas.



Fig.24 – Tela do programa de gestão da medição [22].

Para as HAN, são utilizados dois equipamentos essenciais, além dos roteadores, são os *home display* e os *smart tugs*.

Os *home display* tem as seguintes funcionalidades:

- ✓ Acompanhamento do consumo em grandeza acumulada do mês e totalizado;
- ✓ Crédito totalizado em grandeza ou em valores monetários;
- ✓ Faixa de tarifa de energia do período corrente;
- ✓ Alarmes de consumo;
- ✓ Campo de texto para informações da concessionária como: promoção de energia, programação de desligamento entre outras.

Já os *smart tugs* apresentam as seguintes funcionalidades:

- ✓ Interliga ao *home display*, por comunicação *ZigBee* - RF;
- ✓ Permite a concessionária ou consumidor comandar remotamente diversos eletrodomésticos de forma fácil e intuitiva;
- ✓ Como medidor tipo *shunt* de baixo custo, possibilita ao consumidor acompanhar o consumo individual dos eletrodomésticos.

As figuras 25 e 26 , representam os dois equipamentos respectivamente:



Fig.25 – Home Display [22].



Fig.26 – Smart Tug [22].

Finalmente na figura 27 temos a topologia do sistema implantado:

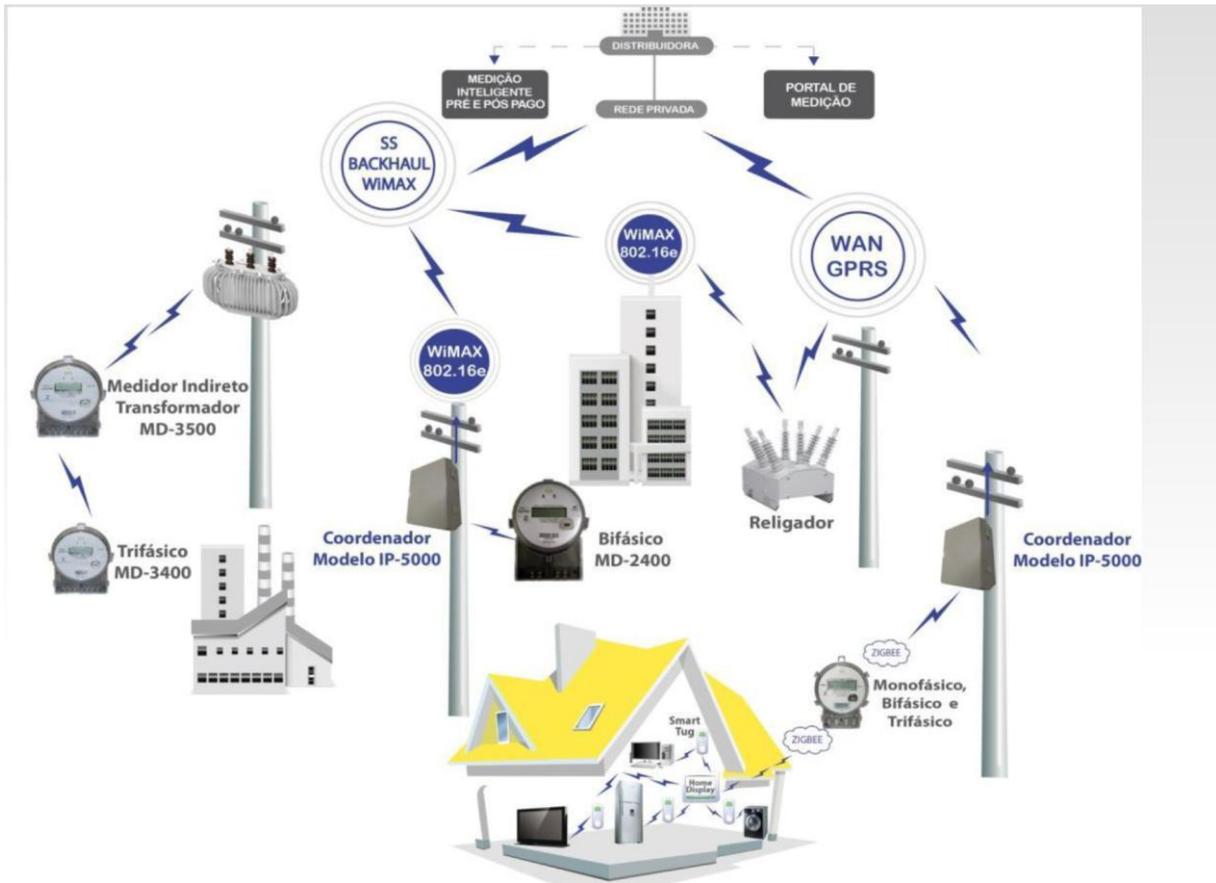


Fig.27 – Topologia instalada [22].

Nos quesitos de eficiência energética, destaca-se a troca das lâmpadas de vapor de sódio, pelas de *LED*, no caso da iluminação pública, garantindo a melhoria da qualidade de iluminação e redução de consumo em 44%.

Para os consumidores de baixa renda é feita a troca dos chuveiros convencionais, pelos chuveiros híbridos ou chuveiros inteligentes, pois incorporam automação no seu funcionamento, na figura 28 tem-se o diagrama de seu funcionamento, o chuveiro híbrido tem as seguintes funcionalidades:

- ✓ Permite o monitoramento automático da potência para que a água do banho atinja temperaturas de conforto.
- ✓ Evita o desperdício da água residual que fica fria na tubulação, com aquecimento instantâneo.
- ✓ Permite o estabelecimento de potência específica em dias e horários indicados.
- ✓ Possibilita a configuração de tempo de banho e de intervalo entre banhos, inclusive com indicadores sonoros.

- ✓ É dotado de comunicação *wireless* para comunicação com o *software* gerenciador.

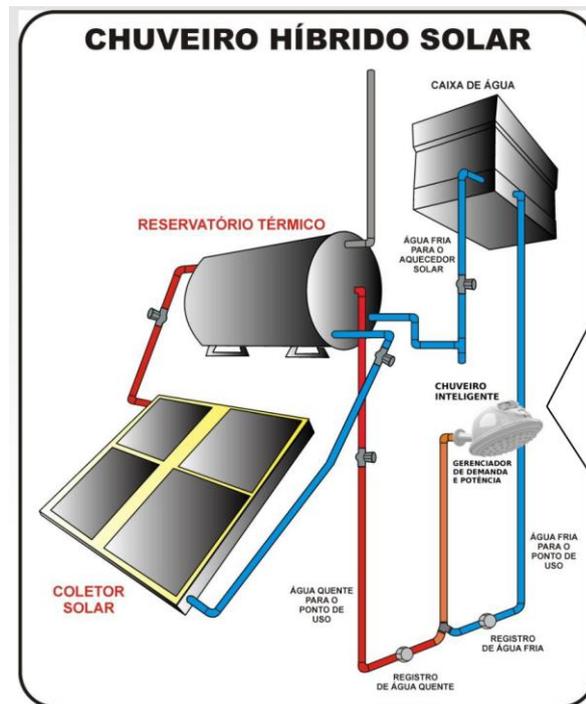


Fig.28 – Chuveiro Híbrido Solar [22].

No quesito mobilidade urbana, é disponibilizado no momento 5 pontos de recarga de veículos elétricos, e a população conta com motos elétricas para locomoção no centro da cidade, diminuindo o índice de poluição. Detalhes na figura 29:



Fig.29 – Scooters elétricas [22].

No caso da geração distribuída, estão em fase de construção os painéis solares fotovoltaicos com capacidade de 24kW, e para as residências os telhados “verdes”, que serão utilizados na microgeração. Os medidores inteligentes instalados em Aparecida possuem funcionalidade de medição em quatro quadrantes, portanto já estão aderentes a fazer as medições necessárias, o que ainda se encontra em falta de aprovação, é uma regulamentação sobre as tarifas e valores que serão cobrados na microgeração.

Atualmente o projeto InovCity tem gerado uma economia de energia girando entre 20 e 40%, com a finalização do projeto espera-se uma economia ainda maior.

6 CONCLUSÃO

No decorrer deste trabalho notou-se a necessidade urgente de mudanças no sistema elétrico não só no cenário nacional, mas sim mundial. O atual sistema utilizado para geração, transmissão e distribuição de energia apresenta muitas falhas, que são evidenciadas pelos apagões e quedas constantes de energia.

O *smart grid* vem como uma solução para os problemas, pois ele busca englobar o que há de mais avançado na tecnologia de automação, comunicação e computação para a melhoria do sistema elétrico.

Notou-se também que todas as tecnologias aqui apresentadas devem ser usadas de forma mista, visto que nem todas são viabilizadas para serem aplicadas, considerando a grande densidade demográfica e as diferenças típicas de cada local. Percebeu-se que algumas tecnologias como no caso da PLC, que seria considerada ideal, não pode ser muito aproveitada no cenário nacional, porque há muito ruído na rede, e a questão de impedância obriga o uso de muitos *by-pass* na rede, o que aumenta muito o custo da implantação.

Outro exemplo é a tecnologia 3G que está prestes a se tornar obsoleta com a recente chegada do 4G. É interessante lembrar que os equipamentos 3G não são compatíveis com a rede 4G, então não é viável utilizar uma tecnologia que está ficando obsoleta.

As redes *Wi-Fi* são uma boa opção, a gama de fabricantes disponíveis no mercado fez essa tecnologia se tornar muito acessível, hoje um roteador *Wi-Fi* de 150Mbps pode ser adquirido por um valor de R\$ 50,00.

No caso das fontes de energia alternativas, na microgeração de energia, notou-se uma deficiência na questão de regulação na esfera brasileira, há a insuficiência ou inexistência nos seguintes tópicos:

- I. Fornecimento de excedentes de energia elétrica à rede de distribuição em baixa tensão. Também não está regulamentado o papel das distribuidoras nesta situação;
- II. Remuneração desse excedente de eletricidade;
- III. Padrões e normas técnicas para os inversores conectados à rede, regulamentando as características elétricas e físicas desses equipamentos;

IV. Padrões e normas técnicas para evitar a energização indevida das linhas de distribuição quando forem desativadas, bem como procedimentos de manutenção adequados a um ambiente com Geração Distribuída;

V. Definição de como serão partilhados os custos de operação e manutenção dos sistemas de Geração Distribuída;

VI. Definição de como pequenos geradores e concessionárias partilharão a responsabilidade por danos ao sistema de distribuição e a equipamentos de terceiros.

O projeto InovCity em Aparecida aqui exemplificado, como a cidade piloto do *smart grid*, mostra justamente as tecnologias comentadas aplicadas em campo: redes *Mesh*, *ZigBee*, *Wi-fi*, *Wi-Max*, *SCADA*, entre outras. Em contato com a empresa ECIL que forneceu os equipamentos, a mesma informou que os módulos *ZigBee* não tem conseguido trabalhar com os dados de forma rápida, causando lentidão no sistema. A solução encontrada está sendo a troca do sistema de comunicação pelo *WiMax*, apesar dos contratemplos o sistema *smart grid* tem funcionado e alcançado os benefícios esperados. Todo o projeto de funcionamento do *smart grid* em Aparecida terá um custo final aproximado em 10 milhões de reais, sendo que 80% desse montante é para a compra dos equipamentos, visto que não foi cobrado nenhum valor sobre os consumidores finais, esse valor veio de investimentos diretos da empresa EDP.

A empresa EDP não estima um tempo certo para retorno do valor investido, mas tem certeza de que só com as perdas de energia que serão evitadas, esse retorno de valores ocorrerá de forma rápida.

Conclui-se que com uma melhor regulamentação das microgerações, padronização, abertura de novos mercados, diminuição de custo dos equipamentos, novas normas técnicas brasileiras e por fim a conscientização dos consumidores, o *smart grid* tende-se a tornar um caminho sem volta na transformação do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

- [1] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 03 de abril de 2013.
- [2] Momoh, James A., Smart Grid : fundamentals of design and analysis , 2012, 233p.
- [3] Janaka Ekanayake. Smart Grid : technology and applications ,2012,293p.
- [4] Department of Energy - DOE. “The Smart Grid: an Introduction.” Prepared for the U.S. Department of Energy by Litos Strategic Communication under contract No. DE-AC26-04NT41817, Subtask 560.01.04.
- [5] LIGHT- Companhia de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://smartgridlight.com.br/> >. Acesso em 15 de abril de 2013.
- [6] NIST - U.S. Department of Commerce, “NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0”. Disponível em: <<http://nist.gov/smartgrid/>>. Acesso em 10 de outubro de 2012.
- [7] T.P. Hughes, Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1830, Baltimore: John Hopkins University Press, 1983.
- [8] Ministério de Minas e Energia. Disponível em < <http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 03 de outubro de 2012.
- [9] Lei nº 12.783/2013. Disponível em:
< https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/l12783.htm >. Acesso em 15 de Maio de 2013.
- [10] CARVALHO;COOPER, The Advanced Smart Grid: Edge Power Driving Sustainability, 2011, 269p.
- [11] Cemig – Centrais Elétricas de Minas Gerais. Disponível em:
<http://www.cemig.com.br/ptbr/A_Cemig_e_o_Futuro/inovacao/Alternativas_Energeticas/Paginas/smart_grid.aspx>. Acesso em 15 de maio de 2013.
- [12] TP-Link. Disponível em <<http://www.tp-link.com.br/products/details/?model=TL-PA211KIT>> Acesso em 15 de maio de 2013.

[13] Yitran. Disponível em: <<http://www.yitran.com/index.aspx?id=3354>>. Acesso em 15 de maio de 2013.

[14] Disponível em:
<<http://www.senzafiliconsulting.com/Blog/tabid/64/articleType/ArticleView/articleId/32/EmpEmpower-the-smart-grid-with-WiMAX.aspx>>. Acesso em 15 de maio de 2013

[15] iGridT&D. Disponível em: <<http://www.igrtd.com/>>.

[16] Telecontrol equipment and systems - Part 6-505: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations - TASE.2 User guide. 2006. IEC/TR 60870-6-505.

[17] Communication Networks and Systems in Substation, Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to OSP/IEC 8802-3. 2004. IEC 61850-8-1.

[18] Power System Management and Associated Information Exchange - Data and Communications Security. 2007. IEC 62351.

[19] Cleveland, F. IEC TC57 Security Standards for the Power System's Information Infrastructure Beyond Simple Encryption. 2005/2006. pp. 1079-1087.

[20] Disponível em: <<http://www.tollgrade.com/smartgrid/smart-grid-products/smart-grid-mv-sensor/>> Acesso em 18 de maio de 2013.

[21] Perspective, Strategy and Application of IEC 61850 in Brazil. Ordacgi F., Jorge Miguel, et al., et al. julho, s.l. : PAC World, 2009.

[22] InovCity Aparecida. Disponível em: < www.inovcity.com.br>. Acesso em 27 de maio de 2013.