

Capítulo II

Desafios tecnológicos e regulatórios em rede inteligente no Brasil

Por Márcio Venício Pilar Alcântara*

No mundo como um todo, os sistemas elétricos de potência estão passando por profundas mudanças por diversos motivos. Existe a necessidade de se atender demandas ambientais e de conservação de energia por meio de uma rede mais confiável que precisa aumentar sua eficiência operacional e melhorar a qualidade para o consumidor. As mudanças que estão acontecendo são particularmente significativas para as redes de distribuição de energia elétrica, em que a "cegueira" e operações manuais, juntamente com componentes eletromecânicos, precisarão se transformar em uma RI – Rede Inteligente ou uma Smart Grid, no termo em inglês. Essa transformação será necessária para se alcançar objetivos ambientais, acomodar resposta pelo lado da demanda, suportar veículos elétricos e híbridos plugáveis, bem como geração distribuída em baixa tensão e dispositivos com capacidade de armazenamento de energia elétrica.

Este artigo é dividido em quatro partes: em um primeiro momento são descritos um conceito para RI e as suas várias tecnologias associadas, com descrição dos benefícios da sua utilização. Em seguida, são apresentados os motivadores e casos de aplicação de RI na União Europeia e nos Estados Unidos. Posteriormente, é apresentado um possível Programa Nacional de Rede Inteligente para o Brasil, em que são abordadas algumas implicações e desafios regulatórios. Finalmente são apresentadas algumas conclusões. Destaca-se que as opiniões aqui apresentadas são expressamente do autor e não representam de forma alguma apreciações ou

determinações de outros agentes.

1. Conceito e tecnologias em rede inteligente

Existem várias definições para o conceito de RI, mas é relativamente um novo termo que se refere à aplicação intensa de tecnologias de informação e comunicação nos sistemas elétricos. Um sistema elétrico não é uma única entidade, mas um conjunto de diversas redes, várias empresas de geração, transmissão e distribuição com vários operadores aplicando diversos níveis de comunicação e coordenação, em sua maioria, controlados manualmente. RI aumenta essa conectividade, automação e coordenação entre esses vários fornecedores, consumidores e redes, atuando nos diversos seguimentos e tarefas.

A Figura 1 apresenta o digrama básico simplificado de uma rede de energia elétrica convencional. Grandes usinas de geração (A) injetam eletricidade em um sistema de transmissão (B) que, após a transformação, é transportada por meio de um sistema de distribuição (C e D) para empresas (E) e residências (F), ou seja, é um sistema unidirecional, principalmente no seguimento de distribuição. Precisando-se de mais energia aumenta-se a geração. Sabe-se que tal sistema, mesmo interligando várias usinas geradoras, como é o caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), pode ser acometido de instabilidades de tensão e de blecautes, causando o desligamento de todo o sistema quando da falha em um só ponto.



Figura 1 – Sistema elétrico convencional.

A Figura 2 apresenta uma visão de futuro do que será uma RI: agora, ao invés de um diagrama unidirecional, tem-se um multidirecional, com a energia fluindo pela rede em todas as direções, das grandes usinas para os consumidores, das fontes renováveis distribuídas pela rede para os consumidores, da geração residencial para a rede, etc.

A necessidade mundial de energia é crescente e as mudanças climáticas exigem que essa necessidade seja atendida de forma ambiental e economicamente sustentável. Mas a infraestrutura existente, que já tem mais de meio século de funcionamento em boa parte do mundo, carece de flexibilidade para atender essa alta demanda de forma eficiente e confiável utilizando fontes renováveis como o Sol e os ventos.

A RI proporciona um equilíbrio para essa equação de custo-benefício introduzindo resposta inteligente na interação entre disponibilidade de fornecimento e demanda. Com a ajuda dos mercados e sistemas de informação em tempo real, as empresas de energia serão capazes de trabalhar em conjunto com os consumidores para produzirem um sistema com custo justo e com diversas fontes eficientes. Mas antes de analisarmos os benefícios inerentes a RI, é necessário primeiro entender sua estrutura, seus componentes e características de forma mais detalhada.

Similar à internet (uma rede dinâmica), a RI será interativa para ambos consumidores e empresas de energia de todos os seguimentos (Geração, Transmissão e Distribuição). Assim, será possível que usuários finais produzam sua própria eletricidade e participem de programas de gerenciamento pelo lado da demanda (DSM – Demand-side Management na sigla em inglês).

Apoiados por uma infraestrutura de comunicação de alta velocidade e bidirecional, medição inteligente e tecnologias de controle eletrônico representam a porta de entrada para acesso à



Figura 2 – Uma visão conceitual de rede inteligente.

Em que:

1. Central inteligente de operação do sistema na empresa;
2. Grandes usinas estado da arte em geração eficiente de energia;
3. Residências (consumidores e/ou fornecedores);
4. Subestações automatizadas;
5. Comércio, indústria e governo (consumidores e/ou fornecedores);
6. Geração renovável de energia em pequena escala (microgeração);
7. Geração distribuída tradicional;
8. Armazenamento distribuído de energia;
9. Geração distribuída renovável de energia;
10. Equipamentos inteligentes e eficientes energeticamente;
11. Veículos elétricos ou híbridos plugáveis;
12. Informação de consumo em tempo real;
13. Programas de gerenciamento de energia pelo lado da demanda;
14. Medidores eletrônicos inteligentes;
15. Linhas de transmissão eficientes;
16. Linhas de distribuição com automação e sensoriamento.

rede do futuro. Nesse momento, várias empresas estão realizando grandes investimentos em medidores inteligentes (do inglês Smart Meters) e em Infraestrutura Avançada de Medição (AMI – Advanced Metering Infrastructure na sigla em inglês) como primeiro passo na implementação da RI.

Nas distribuidoras, as Tecnologias de Informação e Comunicação (TICs) e sua integração com os processos de negócio serão ferramentas valiosas no gerenciamento em tempo real da cadeia de valor de geração, das redes ativas, medidores, consumidores e sistemas corporativos. TICs e sistemas de automação das redes atuarão como o sistema nervoso central coletando e processando a massiva quantidade de dados de sensoriamento vindos de todos os elementos de controle da rede.

No nível físico, a RI é formada por cinco componentes fundamentais, como mostrado na Figura 3 a seguir.



Figura 3 – Componentes da rede inteligente.

Novos componentes de rede: GD – Geração Distribuída na baixa tensão, como Veículos Elétricos e Híbridos Plugáveis (PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicles), microturbinas, painéis solares fotovoltaicos, turbinas eólicas e unidades locais de armazenamento de energia, permitindo grande aumento do fluxo multidirecional de eletricidade entre a distribuidora e os usuários finais.

Dispositivos de sensoriamento e controle: nessas tecnologias se incluem os medidores avançados microprocessados (medidores inteligentes), sistemas de monitoramento de área ampla, regulador de linha dinâmico (baseado em leituras online de sensores de temperatura pela rede), ferramentas de tarifação por tempo de uso e por preço em tempo real, cabos e chaves automatizadas e relés de proteção digitais. Fazem parte também desse grupo as PMUs – Unidades de Medição Fasorial (Phasor Measurement Units), que, distribuídas pela rede, podem ser usadas para monitoramento da qualidade da energia.

Infraestrutura de comunicações: redes de comunicação integradas baseadas em diversas tecnologias, como fibras óticas, microondas, infravermelho, PLC – Power Line Carrier, e redes de rádio sem fio, como GSM e CDMA, redes mesh, ZigBee, transferindo grandes quantidades de dados. Permite controle em tempo real, informação e troca de dados para otimização da confiabilidade do sistema, da utilização de ativos e segurança.

Automação e TI: permite diagnóstico rápido e soluções precisas para interrupções na rede ou grandes desligamentos. Essas tecnologias baseiam-se e contribuem para cada um dos outros quatro componentes. Sistemas nessa área incluem agentes inteligentes distribuídos, ferramentas analíticas (algoritmos e supercomputadores), e aplicações operacionais (sistemas SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition, automação de subestações, resposta da demanda, etc.).

Análise avançada: aplicações avançadas que permitem a operadores, projetistas de redes e executivos analisarem e extrair informações úteis da rede de forma funcional e flexível. Aqui se incluem técnicas de visualização de grande quantidade de dados que são reduzidos a formatos visuais de fácil entendimento, softwares que oferecem múltiplas opções para o operador da rede tomar uma ação, quando requerida, e

simuladores para treinamento operacional e análises de casos.

A pergunta que surge nesse momento é: em quais benefícios redundante a aplicação dessas várias tecnologias e como é o estado atual do Brasil com relação à sua utilização? A situação nacional vigente para a automação da distribuição é que diversas aplicações estão sendo realizadas de formas isoladas, que o monitoramento, o diagnóstico e a utilização de medição inteligente (em relação ao parque de medidores) ainda são incipientes, que a localização de faltas na distribuição existe apenas em aplicações específicas e que a autorreconfiguração é praticamente inexistente. É afirmado ainda que a comunicação bidirecional é feita basicamente por redes GPRS e a bidirecional sincronizada ainda é bastante restrita.

Já no cenário internacional o estágio atual de automação já é significativo e citam-se como exemplos os Estados Unidos, em que o grau de automação dos sistemas de distribuição é mediano e a quantidade de unidades de GD conectadas aos sistemas de distribuição é crescente. Na Europa, a automação dos sistemas vai de médio a alto, as unidades de GD encontram-se aplicadas de forma intensiva nos sistemas, além do grande aumento também de unidades de microgeração residencial. Outro exemplo é o Japão, com um dos mais altos graus de automação do seu sistema elétrico, com grande quantidade de GD conectadas ao sistema e também passando por grande aumento de microgeração conectada.

São assim amplos os desafios tecnológicos do Brasil, tanto na capacidade da indústria de GTD local de fornecimento desses equipamentos, quanto pela carência de mão de obra especializada para lidar com eles. Para isso é necessário fomentar uma política industrial que leve em conta o conteúdo local dessas diversas tecnologias, promovendo assim o desenvolvimento da indústria fornecedora de equipamentos para as redes elétricas com consequente aumento positivo da balança comercial nacional de GTD. É necessário ainda que as ações passem a ser globais envolvendo maior número de empresas de energia, buscando padronização nas tecnologias aplicadas nas concessionárias. Para isso são necessárias análises técnico-econômicas das funcionalidades de automação, maior número de aplicações-piloto e ações coordenadas entre os agentes políticos e regulatório para definição de plano de maior abrangência com maximização dos benefícios em face das diversas realidades regionais.

Com os cinco componentes fundamentais já citados de uma RI os seus benefícios são a princípio os seguintes:

Autorrecuperação e adaptabilidade: os sistemas de RI irão continuamente monitorar as informações que chegam da rede, analisando seu status operacional. Para problemas de grande dimensão e que são rápidos demais para uma intervenção humana, esses sistemas irão automaticamente restaurar os

componentes de rede ou seções de rede após algum distúrbio por meio de mecanismos de autorrecuperação. Sendo também capazes de prever potenciais falhas e futuros desligamentos pela mineração dos dados de eventos passados, podendo dinamicamente controlar fluxos de energia para limitar interrupções. Algoritmos de suporte à decisão realizarão análises em tempo real de possibilidade de contingências, emitindo avisos para ajudar o operador a tomar uma decisão. Comunicações com equipamentos remotos ajudarão na análise de faltas, em situações de subtensão, qualidade de energia reduzida, sobrecargas e outras condições indesejadas do sistema. Tudo isso trará aumento de confiabilidade, segurança, acessibilidade, qualidade da energia e eficiência da rede.

Interação com os consumidores: a RI irá motivar os usuários finais a gerenciarem seu consumo de energia elétrica ativamente. Por exemplo, sinais de preço e programas de DSM (conhecidos também como “resposta da demanda”) irão encorajar os consumidores a modificarem seu consumo, permitindo que as demandas sejam adequadas à capacidade do sistema elétrico em atendê-las. Novas economias financeiras proporcionadas e produtos eficientes energeticamente irão conectar os consumidores à rede tornando-os participantes ativos.

Melhoria da qualidade de energia: as redes atuais foram projetadas a mais de meio século, sendo que essa infraestrutura não consegue atender às demandas da atual sociedade em termos de confiabilidade e alta qualidade de energia elétrica, trazendo transtornos principalmente de ordem econômica devido às interrupções. Como parte da RI, novos padrões de qualidade permitirão às empresas de energia equilibrar a necessidade das cargas com seus requisitos de qualidade e os consumidores terão a opção de adquirir variados níveis de qualidade de energia a diferentes preços. Adicionalmente, eventos de qualidade de energia que se originarem nos níveis de transmissão e distribuição serão minimizados e distúrbios causados por certas cargas de consumidores terão sua propagação reduzida.

Integração de fontes de energia distribuídas (DER – Distributed Energy Resources): a RI irá acomodar uma ampla gama de opções de geração e armazenamento. Usuários residenciais e comerciais irão adotar em larga escala DERs, como telhados cobertos por painéis solares e baterias avançadas como opções econômicas viáveis para atenderem suas necessidades locais de energia e, ao mesmo tempo, reduzirem sua pegada de carbono. Padrões melhorados permitirão interoperabilidade de equipamentos em todos os níveis de tensão. E protocolos de comunicação avançados e inteligência de rede permitirão que essas DERs sejam integradas à rede de uma forma “conecte e use”, possibilitando que os usuários vendam seu excedente de energia para a rede nos horários de pico baseado em mercado de preço em tempo real. A geração centralizada continuará a exercer um papel central ao manter a estabilidade da rede e garantir o atendimento de consumidores eletrointensivos.

Abertura de novos mercados: a RI permitirá que novos mercados de energia aflorem, mitigando ineficiências de alocação de custos. Por exemplo, as questões de capacidade de atendimento da demanda, sobrecargas, impacto ambiental podem ser mais eficientemente tratadas por meio de interações de mercado entre demanda e oferta. A participação no mercado será encorajada no nível do varejo pela agregação de iniciativas de resposta da demanda e o crescimento das DERs, como discutido anteriormente. Além disso, novos serviços poderão ser ofertados por novas empresas, tornando a eletricidade um produto diferenciado. Preço em tempo real permitirá que os consumidores respondam dinamicamente aos aumentos de preço, estimulando o desenvolvimento de soluções e tecnologias de baixo custo.

Aumento da visibilidade de rede: a infraestrutura de sensoriamento e as redes de comunicação de grande capacidade, inerentes a uma RI, permitirão que os operadores de rede tenham grande capacidade de observação da rede, principalmente, no seu estado operacional, particularmente em redes de distribuição que são historicamente operadas às cegas. Munidos de ferramentas avançadas de visualização, os operadores serão capazes de rapidamente identificarem de forma precisa informação crítica, permitindo-os uma visão ampla de todos os processos de rede.

Gerenciamento otimizado de ativos: um objetivo principal em uma RI é o aumento da vida útil dos equipamentos e das operações otimizadas. Tecnologias avançadas de informação fornecerão grande volume de dados e informações que serão integradas aos processos existentes dos sistemas de gerenciamento das empresas, permitindo que elas melhorem significativamente seus processos de Operação e Manutenção (O&M). Essa mesma informação permitirá que engenheiros melhorem o projeto de equipamentos e dá aos planejadores da rede os dados que precisam para melhorá-la.

2. Implementação internacional de rede inteligente

O propósito deste item é descrever as principais experiências internacionais em termos de iniciativas de implantação de RI. Busca-se apreender os principais aspectos e desafios encontrados no processo de migração para o conceito de RI em diferentes países e regiões, apesar de não existir hoje no mundo qualquer país que já tenha concluído a fase de transição tecnológica para uma RI.

Mesmo os países mais avançados na implementação do novo padrão ainda realizaram pouco em termos regulatórios, à exceção talvez da Itália. Nos demais casos, o que se tem de mais concreto são propostas políticas ou motivações específicas associadas à adoção da RI em seus países.

Apresenta-se a seguir os motivadores que levaram à transição na União Europeia e nos Estados Unidos.

O caso europeu

A principal iniciativa da União Europeia para uma RI teve início em 2005 e objetivou formular e promover a visão de desenvolvimento das redes de eletricidade da Europa para 2020 e além.

Trata-se da *SmartGrids European Technology Platform for Electricity Networks of the Future*, que foi responsável pela publicação, em 2006, do relatório “Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future” que apresentou como premissas e objetivos mais gerais: (i) renovação da rede com o objetivo de melhorar a qualidade de serviço e obter maior eficiência dos ativos; (ii) aumentar a rede e a capacidade de geração para garantir a segurança da oferta; (iii) garantir liquidez nos mercados de energia, bem como ser capaz de controlar a volatilidade dos preços e tarifas previsíveis; (iv) garantir a interoperabilidade das redes europeias; (v) possibilitar a integração da geração distribuída e da energia de fontes renováveis; e (vi) introduzir mecanismos de gerenciamento de demanda.

Em 2007, com a Agenda 20-20-20 para 2020, RI passou a ser visto como um dos caminhos mais promissores para a realização dos objetivos traçados (até 2020: redução de 20% nas emissões de gases estufa em comparação aos níveis de 1990, 20% de consumo de energia provido por fontes renováveis e redução de 20% nos níveis primários de consumo de energia, a ser alcançado pelo incremento da eficiência energética). É esperado que a adoção de medidas pela União Europeia, no lugar de ações isoladas de cada país, maximize a efetividade e promova ganhos de escala.

Dando continuidade a esta visão e objetivos, no ano seguinte à publicação do relatório Vision and Strategy desenvolveu-se com o apoio de 200 profissionais de institutos de pesquisa, universidades, indústria e reguladores uma Agenda Estratégica de Pesquisa, a Strategic Research Agenda, com a descrição das principais áreas técnicas e não técnicas que deveriam ser investigadas no curto e médio prazos na Europa. O princípio chave desta agenda foi colocar o usuário final da energia no centro das questões a serem investigadas.

A partir da definição de uma agenda de pesquisas comum, tornou-se necessária a definição de um plano detalhado para a implementação de RI na Europa. No final de 2008, com base nas contribuições e discussões dos diversos atores, foi publicada a primeira versão deste plano, o documento SDD – SmartGrids Strategic Deployment Document. Em sua formatação final (abril de 2010), o SDD fornece um plano de orientação, passo a passo, para facilitar a compreensão das prioridades para a implementação de RI. Havia ainda um cronograma de implementação, definindo quando e como cada prioridade deveria ser implementada.

A partir das definições da SDD, os diversos agentes

e estados-membro passaram a trazer suas contribuições para a RI. Em maio de 2010, as associações de operadores de transmissão (European Network of Transmission System Operators for Electricity) e de distribuição da Europa (European Distribution System Operators for Smart Grid) elaboraram a EEGI – European Electricity Grid Initiative. Consistia ela de um programa conjunto de PD&D - Pesquisa, Desenvolvimento e Demonstração para acelerar a inovação e o desenvolvimento das questões mais críticas no setor elétrico para a implementação da RI.

O programa de PD&D definido pela EEGI cobre o período de 2010 a 2018, sendo que os primeiros resultados já começariam a surgir a partir de 2015. A implementação da RI em si deverá ocorrer progressivamente ao longo do período de 2010 a 2030.

O Programa do EEGI identificou as seguintes barreiras à implementação da RI, que deveriam ser superadas por seu programa de PD&D:

- Barreiras tecnológicas, incluindo padrões, interoperabilidade, segurança da rede e privacidade dos dados;
- Barreiras de organização da PD&D, incluindo a fragmentação dos esforços nas fronteiras;
- Falhas de mercados e distorções: os custos e benefícios das pesquisas são assimétricos, de modo que os incentivos à época não eram suficientes para que os operadores da rede investissem no desenvolvimento;
- Barreiras públicas incluindo o engajamento dos consumidores e a aceitação pública da infraestrutura desenvolvida.

A proposta principal do EEGI é direcionar o PD&D para a superação destas barreiras. Para isso, toma por base o *Third Energy Package* adotado pelo Parlamento Europeu em julho de 2009.

Embora em sua maioria façam parte da União Europeia os países europeus que possuem legislações e estruturas de mercado de energia elétrica diferentes, muitos deles já tinham iniciado a instalação de uma infraestrutura de medição inteligente antes mesmo das definições de política da UE para a implantação da RI.

Um grande exemplo é a Itália com a empresa Enel – *Ente Nazionale per l'Energia eLettrica*, cuja experiência é marcada pelo projeto Telegestore, pioneiro na instalação de medidores digitais em larga escala para consumidores de baixa tensão. No caso, a Enel foi responsável pela produção do medidor e pelo desenvolvimento do software. Para alguns, esse caso pode ser considerado um modelo a ser seguido pelas distribuidoras dos demais países.

Vários outros países membros da União Europeia já iniciaram a instalação de medidores eletrônicos, o que permitirá posteriormente criar uma plataforma para utilização de funcionalidades avançadas que irão concretizar a RI. Não

há espaço aqui para se detalhar algumas particularidades dos mercados e a experiência dos principais países europeus.

O caso norte-americano

Após breve descrição da hierarquia dos órgãos regulatórios e de suas atribuições, detalham-se algumas diretrizes nacionais estabelecidas recentemente através de leis gerais ou específicas do setor.

A regulação do setor elétrico nos Estados Unidos é caracterizada pela presença de um regulador em nível federal, o FERC – Federal Energy Regulatory Commission, que atua principalmente nas questões que ultrapassam os limites de um estado específico (transmissão interestadual, por exemplo). Tem-se ainda a presença de reguladores estaduais, as State Public Utility Commissions, que regulam os serviços de utilidade pública, principalmente nos segmentos de varejo (distribuição de energia elétrica, por exemplo), representadas em nível federal pela National Association of Regulatory Commissions (Naruc). Adicionalmente, o estágio de implementação de RI varia muito entre os estados, já que são as comissões regulatórias estaduais que definem as diretrizes de cada estado – que, por sua vez, seguem os padrões gerais que foram estabelecidos há relativamente pouco tempo pelo regulador federal.

Uma diferença importante na estrutura hierárquica regulatória dos Estados Unidos em relação ao Brasil está na força e nas atribuições das comissões regulatórias estaduais. De modo geral, as áreas do setor elétrico que não estão sob a responsabilidade da FERC são reguladas diretamente por estas comissões. Entre as principais atribuições das comissões estaduais no setor elétrico estão a regulação das atividades de distribuição de energia elétrica.

Em 2005, uma nova legislação de política energética, o Energy Policy Act 2005, trouxe algumas novas medidas importantes para o setor elétrico norte-americano, em particular no que se refere ao gerenciamento de demanda, eficiência energética e introdução de RI. Essa política estabeleceu objetivos específicos de conservação de energia em prédios públicos, incentivos fiscais para a construção de edifícios sob padrões de eficiência energética, definiu diretrizes para orientar os estados a introduzirem medidores eletrônicos e apreçamento dinâmico, incentivou a implementação de tecnologias mais avançadas de transmissão, entre outras.

Mais recentemente, duas outras medidas do governo americano foram importantes para a implementação de RI no país. Primeiro, o EISA 2007 – Energy Independence and Security Act, em 2007, que definiu objetivos e características específicas da RI, dentre os quais destaca-se:

- I – utilização de tecnologias mais avançadas de controle para garantir maior confiabilidade, segurança e eficiência do sistema;
- II – otimização dinâmica da operação e dos recursos da rede;

- III – possibilidade de implementação e integração de geração distribuída;
- IV – possibilidade de desenvolver e implementar programas de resposta de demanda e eficiência energética;
- V – instalação de equipamentos inteligentes – com tecnologia avançada (como medidores digitais, sistemas de controle de equipamentos etc.);
- VI – provisão de informação e de controle de equipamentos para consumidores;
- VII – desenvolvimento de padrões de comunicação e interoperabilidade de equipamentos conectados à RI.

Adicionalmente, o EISA 2007 estimulou o desenvolvimento de estudos sobre as barreiras à implementação da RI, como barreiras regulatórias à adoção de padrões técnicos nacionais e o financiamento da RI. Nesse sentido, pode-se considerar o EISA 2007 como um marco importante no incentivo à implementação de redes inteligentes nos Estados Unidos.

Posteriormente, o ARRA 2009 – American Recovery and Reinvestment Act, de 2009, aprovado como um pacote de estímulos para a economia americana por causa da crise de 2008, também trouxe medidas importantes para a implementação da RI. Entre elas, está a alocação de mais de US\$ 4 bilhões em recursos para projetos de RI e de resposta de demanda, bem como o financiamento de projetos por meio de bancos público, benefícios fiscais e garantias de empréstimos para outras áreas no setor elétrico (chegando a mais de US\$ 30 bilhões, sob a responsabilidade do DOE – *Department of Energy*).

À medida que as redes estaduais se tornem inteligentes, é esperado que surjam incentivos para novas interconexões, por exemplo, entre estados limítrofes. Essa é possivelmente uma das principais motivações para que o DOE e o *National Institute of Standards (Nist)*, com o apoio de empresas de distribuição de energia, fabricantes de equipamentos, empresas de telecomunicações e TI, estipulassem 80 padronizações em setembro de 2009 como forma a garantir a interoperabilidade de protocolos e equipamentos nas áreas de telecomunicações, processamento de dados e energia. Não se nega, portanto, que está em curso um esforço para reduzir a “soberania” dos estados em prol de um setor elétrico mais integrado.

Destaca-se, entretanto, que muitas dessas medidas de incentivo de âmbito legal foram posteriores a iniciativas importantes presentes em diversos estados norte-americanos. A experiência da Califórnia é ilustrativa. Em parte motivada pela crise enfrentada pelo Estado no início dos anos 2000, o comportamento de consumo observado já registra padrão estável de consumo per capita de eletricidade. Está em curso uma grande modernização, visando à adoção de RI.

Diversos projetos piloto têm sido realizados, com resultados positivos para a adoção de mecanismos de precificação dinâmica de eletricidade. Verifica-se diminuição no consumo no horário

de pico, em resposta a preços mais altos, evitando-se consumo ineficiente e postergando a realização de investimentos. As principais distribuidoras do Estado administram programas de resposta da demanda e seus planos de implantação de RI devem ter cronogramas de implantação desenvolvidos pelas próprias empresas e sujeitos à apreciação. Diversas empresas estão envolvidas em processos de experimentação.

Uma lição importante consiste no estabelecimento, pela California Public Utilities Commission, de um protocolo de análise de custo-benefício visando a padronizar a metodologia de avaliação de programas de resposta da demanda implantados por companhias reguladas.

O estado do Texas conta com alguns casos de implantação de medidores inteligentes em larga escala em certas localidades, sendo que recursos para tais projetos provêm, em alguns casos, de fundos públicos. Existe uma disposição de analisar os vários aspectos envolvidos no conceito de RI, como a integração de geração distribuída, tecnologias de armazenamento de energia, monitoramento e controle de equipamentos domésticos inteligentes, conexão de veículos elétricos, instalação de medidores inteligentes e sistemas de gerenciamento de energia e adoção de novos modelos de precificação.

Contando com um grande projeto de RI, o Colorado, pela implantação da Smart Grid City, chama a atenção para os expressivos aumentos inesperados de custos relativamente às expectativas iniciais. Como resultado, ainda que o regulador tenha aceitado um repasse inicial, visando transferir às tarifas, elevações inesperadas de custos, existem expectativas desfavoráveis quanto à aceitação de pleitos futuros.

3. Programa nacional de rede inteligente

Em outros países, os motivos para implantação da RI são semelhantes aos casos americano e europeu com algumas pequenas diferenças, como é o caso da Austrália, China, Índia e até da Coreia do Sul. No Brasil, o combate às perdas não técnicas, como o furto e roubo de energia, foi um dos maiores fatores que influenciaram alguns dos primeiros projetos. No entanto, essa motivação não se aplica a todo o território nacional, fazendo com que os tipos de projetos e tecnologias de RI aplicados variem bastante, mas em sua maioria focados apenas na substituição dos antigos medidores analógicos de energia por medição eletrônica centralizada ou individualizada, não dando espaço para que esses medidores tenham futuramente funcionalidades avançadas voltadas para a uma RI conforme os conceitos anteriormente apresentados.

Soma-se a isso o que prevê o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030): uma expansão média do consumo de energia elétrica em torno de 4% ao ano. Para isso é necessário o aumento, nas próximas duas décadas, dos atuais 69 mil MW de capacidade instalada para algo em torno de 225 mil MW, a ser suprido pela expansão da oferta hidráulica e termelétrica, tendo como

estratégias complementares, dentre outros, o gerenciamento da demanda, a geração distribuída e a microgeração, assim como o incremento da eficiência energética.

Está previsto ainda no Plano Nacional de Eficiência Energética 2030 (PNEf 2030) que o governo federal irá implantar um plano de eficiência energética mais amplo, com possibilidade de que residências instalem geração distribuída e possam vender a energia excedente para a rede elétrica no longo prazo, o que irá demandar uma tarifa para essa energia vendida pelo consumidor, criando-se o prosumidor, o consumidor produtor de energia elétrica.

Sabe-se ainda que preços crescentes para a eletricidade faz com que os usuários finais busquem eficiências, seria o caso de se ter uma tarifa diferenciada para o consumo ao longo do dia, em especial no horário de ponta, sendo necessário para isso que os consumidores tenham mais informações da medição para se basearem, podendo decidir desligar o chuveiro no período mais caro. Assim, o que se precisa é alguma forma de monitorar cada uso individual da energia, permitindo que o consumidor altere seus ambientes e hábitos se necessário.

Portanto, a indústria da energia elétrica no Brasil, assim como no mundo, enfrenta nesse início de século XXI, grandes e novos desafios: como criar uma rede de energia elétrica que seja amigável ao meio ambiente, econômica, de alta eficiência energética, de baixo custo, segura e flexível? Como responder aos desafios de expansão do potencial gerador do país e permitir um acesso de menor custo às redes de distribuição a um prosumidor interessado em investir em microgeração distribuída, ou então como promover planos de energia pré-pagos?

Sabe-se que o acesso a redes de energia elétrica é base para o crescimento econômico de um país e para o desenvolvimento social e humano de sua população e já é um consenso entre especialistas, acadêmicos e técnicos que a rede do futuro será uma rede segura, digitalizada, rápida em resposta a colapsos elétricos e que irá permitir o atendimento à crescente demanda de energia elétrica da população.

Tudo isso direciona para a criação de um Programa Nacional de Rede Inteligente (PNRI), que venha atender a todos esses desafios e isso passa pela necessidade de mudanças na política nacional para o setor elétrico buscando, como outros países, essas melhorias tecnológicas. E o Brasil possui grandes experiências de programas de governo que visaram ao desenvolvimento e à universalização do uso de novas tecnologias.

Podem-se citar como alguns programas de atualização tecnológica de setores produtivos da economia, semelhantes ao que se pretende implementar com a migração do sistema elétrico brasileiro para uma RI, o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, o “Luz para Todos”, o Plano Geral de Metas para a Universalização do Serviço Telefônico Fixo Comutado Prestado no Regime Público (PGMU), o Programa Nacional de Banda Larga (PNBL) e ainda o

Sistema Brasileiro de Televisão Digital (SBTVD).

A relevância do aprendizado adquirido por meio da análise da elaboração e implementação desses programas consiste no reconhecimento dos agentes envolvidos em sua articulação, das atribuições de cada um deles, da estrutura organizacional criada para a execução e fiscalização dos programas, das fontes de recursos para o seu financiamento, bem como do arcabouço legal e regulatório empregado. Por fim, o grupo responsável por elaborar o PNRI deve analisar a capacidade de cada um desses programas lograr êxito nos objetivos que se propunha alcançar.

Os impactos concretos da adoção da RI ainda são incertos. A responsável pela expansão ou contração do horizonte de possibilidades da RI, será, de toda sorte, a conjunção da regulação superveniente, da estrutura dos incentivos econômicos e da própria evolução tecnológica. Uma revolução dessas dimensões não ocorre sem demandar atualizações nos aspectos técnicos, econômicos e jurídicos que regem o setor elétrico.

Não se trata aqui de anunciar as mudanças que virão para o setor nacional de energia elétrica, especialmente porque as definições de ‘se’, ‘quando’, ‘como’ e ‘em que extensão’ são definições de políticas setoriais que dependem muito mais do que de supostos ganhos de utilidade, da conjunção de interesses políticos.

Desafios para implantação de um PNRI

As aplicações decorrentes da incidência de sensoriamento, telecomunicações e processamento de dados sobre as redes de energia são virtualmente tão numerosas quanto aquelas que vêm revolucionando dia após dia o setor de telecomunicações. São também numerosos os desafios que essas possibilidades recentes levantam. Seguem-se algumas delas com respectivas discussões:

Gerenciamento pelo lado da demanda e tarifação dinâmica: Uma das maiores preocupações do setor regulado de energia elétrica é a busca por padrões de consumo que sejam capazes de administrar, de forma consciente e no curto prazo, os picos de consumo, ao mesmo tempo em que, sem reduzir o bem-estar propiciado pelo uso de energia, reduzam a demanda futura de longo prazo. O instrumento regulatório à disposição para balancear esses objetivos é a tarifa, que, ao projetar fixa no tempo a recuperação de todos os custos prudentes das concessionárias, as incentiva a promover programas de eficiência energética e de sensibilização da demanda. O que a estrutura tarifária atual não reflete, contudo, são as estruturas instantâneas de custos operacionais e de alocação dos recursos – e para um setor em que a geração ocorre na exata medida do consumo imediato de energia elétrica, o gerenciamento das tarifas pelo lado da demanda é uma das ferramentas que pode promover um uso mais racional dos recursos.

Integração de fontes renováveis: O conceito é simples: quaisquer ganhos de eficiência energética representam, no início da cadeia, uma menor demanda por novas unidades geradoras e acabam por

reduzir de forma significativa os impactos ambientais resultantes da atividade industrial do setor de energia. Mas não é só, a nova tecnologia torna economicamente viável um novo grupo de conexões à rede daquelas geradoras de matriz renovável, especialmente os parques geradores de energia eólica ou solar, localizados longe dos centros de consumo. A tecnologia também é responsável pela habilitação da microgeração distribuída, isto é, aquele modelo de sustentabilidade energética de unidades residenciais a partir da geração pelo uso preponderante da energia solar ou pelo processamento de resíduos.

Fiscalização e monitoramento da GTDC e consumo: A indústria elétrica tradicional é um modelo secular que foi desenvolvido para assegurar e expandir o fornecimento de energia, razão pela qual elegeu como informação decisiva para as suas políticas e operações a quantidade de carga demandada pelo sistema. Ao longo dos anos, o avanço da regulação e o aumento da complexidade das operações de rede fez surgir preocupações adicionais, referentes à qualidade da rede e da eletricidade, à carga em deslocamento, aos pontos de desperdício crítico, etc. Essas preocupações não são apenas técnicas, elas dizem respeito à própria qualidade do serviço prestado e servem como ponto de partida para a fiscalização e auditoria, seja pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), seja por órgãos de controle externo. Aplicações de RI tornam a rede capaz de se comunicar a um centro de controle e disponibilizar informações sobre a qualidade da energia entregue ao consumidor final, a carga total da rede, condições físicas das instalações, etc. Esse tipo de informação permite às concessionárias e prestadoras de serviço ter uma ciência em tempo real sobre as diversas condições de trabalho das redes de energia e, em posse delas adotar uma postura mais proativa em termos de tomada de decisões e melhora da qualidade do serviço. E considerando-se as decorrências disso para uma eventual auditoria no setor, ter-se-iam informações mais acessíveis tornando todo o setor mais transparente e com menos assimetria de informação.

Segurança cibernética e privacidade dos consumidores: Manter a integridade do fluxo de informações ao longo da RI será um dos mais significativos desafios para o setor elétrico. A segurança das novas operações que se estabelecem entre os agentes de GTDC e mesmo consumo é pressuposto da própria viabilidade econômica da nova tecnologia. Informações de consumo específicas, armazenadas em bancos de dados das distribuidoras de energia elétrica, expõem hábitos e comportamentos dos consumidores. Modernas técnicas analíticas de mineração de dados poderiam identificar a localização exata de cada aparelho que consuma energia em uma residência e ainda traçar a rotina dos residentes a partir de informações tais como quando o indivíduo toma banho, assiste TV, lava suas roupas, carrega seu celular, trabalha em seu computador, tira férias, etc.

Novos padrões de serviço: a RI redefine o papel do usuário

de energia elétrica, confere uma posição de centralidade e protagonismo nas definições que envolvem o serviço de energia elétrica. E assim o fazendo, a atividade de consumo também redimensiona as atividades de distribuição e comercialização. No que diz respeito à atividade de consumo, trata-se de equipar esse usuário com ferramentas capazes de gerenciar o uso da eletricidade de forma a administrar a qualidade, quantidade e momento do consumo de energia em função do preço instantâneo do quilowatt-hora, da carga total da rede elétrica, do consumo resultante do seu bairro, e outras variáveis virtualmente infinitas. Com esse horizonte, é de se esperar a viabilidade econômica e técnica de existência em escala de novos procedimentos e tecnologias, a dizer: o veículo elétrico, a cogeração, a GD. Na perspectiva do consumidor, isso significa a possibilidade de desenvolver um padrão próprio de consumo, adequado às suas necessidades e ao seu perfil. Cada unidade residencial deixa, portanto, de ser uma unidade capaz de apenas consumir energia e passa a ser também um pequeno núcleo onde se concebe a geração (microgeração) e o armazenamento de energia elétrica. Em termos estruturais, trata-se de uma radical transformação do papel das distribuidoras de energia elétrica, tradicionalmente tidas como detentoras de um monopólio natural de fornecimento de energia elétrica.

Comercialização de energia elétrica pelos consumidores: Colocando o usuário final como elemento central dos novos padrões de serviço de energia elétrica, resta saber quais as formas a partir das quais ele pode exercer um papel de protagonista na comercialização de energia (seja a produzida por geração distribuída, seja a estocada nos momentos de menor cotação do quilowatt-hora). A tarefa aqui proposta não é de se analisar a atual legislação, centrada na racionalidade do setor tradicional de energia elétrica, que vê o consumidor como mero sujeito passivo, e sim estudar atualizações regulatórias que poderiam ser feitas para autorizar operações tais como: a comercialização, pelos consumidores, da energia elétrica produzida ou estocada para as distribuidoras de energia; a comercialização de energia elétrica entre unidades residenciais, remunerando-se, conforme o caso, as distribuidoras pelo uso da rede; a participação da geradora virtual de energia, composta pela potência coordenada de microgerações distribuídas em leilões de energia.

Primeiras medidas para implementação de RI no Brasil

A Aneel e o Ministério de Minas e Energia (MME) já estão dando seus primeiros passos rumo a um modelo legal, econômico e tecnológico mais compatível com as necessidades regulatórias e operacionais de uma RI. Estão sendo esperadas que, nesses esforços, sejam identificadas defasagens em diversas normas que hoje regem o setor elétrico atualmente. Seguem as primeiras iniciativas nesse sentido:

Consulta e audiência pública sobre medição inteligente: a Aneel