



Distribuição Inteligente

Junho 2014

Índice

Índice de Figuras.....	3
1. Introdução	4
2. Redes inteligentes (<i>smart grids</i>).....	6
3. Fatores impactantes na distribuição inteligente	11
3.1. Impacto das fontes renováveis intermitentes na operação	11
3.2. Impacto da mobilidade elétrica na distribuição	15
4. Desafios e habilitadores para o desenvolvimento das redes inteligentes	20
4.1. Evolução tecnológica	20
4.2. Regulação.....	21
4.3. <i>Utilities</i>	24
4.4. Segurança.....	26
4.5. Redes de telecomunicações	27
5. Medidores inteligentes	31
6. Elementos comportamentais.....	<u>30</u>
7. Casos internacionais.....	36
7.1. Dinamarca.....	42
7.2. Itália	40
7.3. Portugal.....	47
8. Aplicabilidade de redes inteligentes no Brasil	49
9. Conclusões	55
10. Referências Bibliográficas	51

Índice de Figuras

Figura 1: Número cumulativo de projetos de redes inteligentes na Europa até 2012, por país e por tipo de projeto.....	38
Figura 2: Orçamento cumulativo de projetos de redes inteligentes na Europa até 2012, por país e por tipo de projeto.....	38
Figura 3: Evolução, no que toca à tipologia e localização, das fontes de geração de eletricidade do sistema elétrico na Dinamarca.	42
Figura 4: Relação temporal da evolução da expansão “tradicional” da rede elétrica para a rede inteligente com as tendências percebidas dos investimentos para cada caso, com as inerentes repercussões no consumo de eletricidade.....	44
Figura 5: Resultados do business case simulado pela ABRADDEE no cenário moderado	54

1. Introdução

A utilização de energia é um elemento indispensável para o desenvolvimento socioeconômico e os níveis de utilização de eletricidade, a forma “mais flexível” de energia, são geralmente tidos como um indicador da prosperidade econômica das nações (CHONTANAWAT, 2008; GHOSH, 2002). O *International Energy Outlook 2013* preparado pela (U.S. Energy Information Administration, 2013) prevê que se assista, no período 2010-2040, a um aumento anual da demanda mundial de energia elétrica de 2,2%, sendo de 2,8% o aumento da demanda satisfeita por fontes de origem renovável e de 1,4% o crescimento anual da demanda de todas as formas de energia. Os desafios de atender a este aumento da demanda serão especialmente sentidos nos países que têm vivido um crescimento econômico assinalável. No Brasil, a (EPE, 2012) projeta um crescimento da demanda de energia elétrica na rede, i.e., excluindo auto-produção, da ordem dos 4,1% ao ano entre 2012 e 2022, atingindo 672,0 TWh em 2022.

Os sistemas mundiais de energia elétrica enfrentam atualmente diversos desafios, incluindo uma infraestrutura que em muitos casos não tem sido alvo dos investimentos necessários para a sua modernização, o crescimento contínuo da demanda, a integração de um número crescente de fontes de energia renováveis, e a necessidade de garantir a confiabilidade e a qualidade de serviço, de melhorar a segurança de suprimento e de reduzir as emissões de gases de efeito de estufa. Os impactos ambientais da produção, transporte (que inclui a transmissão e distribuição) e da utilização final de eletricidade têm ganhado importância, seja em termos sociais como políticos, conduzindo o setor elétrico num processo evolutivo para além do seu funcionamento, dito, tradicional (IEA, 2010a, 2011a; NIST, 2013; PÉREZ-ARRIAGA, 2009; WANG *et al.*, 2012).

Durante muito tempo, os sistemas elétricos foram encarados como tecnologicamente maduros. Atualmente, impulsionados pelas preocupações

ambientais e de segurança no suprimento, enfrentam um período de rápida evolução, com uma renovada exigência por novos investimentos e funcionalidades ao nível das redes inteligentes, da mobilidade elétrica e da medição (e sub-medição) inteligente.

O *mix* de geração de eletricidade vem evoluindo em favor das fontes energéticas renováveis, principalmente consistindo em geração distribuída, na direção de uma resposta mais ativa a preocupações ambientais, a sinais de preços e a um espectro mais alargado de utilizações de energia. Como resultado, as redes elétricas enfrentam novos desafios e um aumento da complexidade (COSSANT *et al.*, 2009; LO SCHIAVO *et al.*, 2013).

Em linhas gerais, os sistemas de energia elétrica vêm evoluindo, partindo de uma estrutura integrada, com geração essencialmente centralizada em grandes unidades produtoras (sobretudo baseadas em recursos hídricos, nucleares e combustíveis fósseis, como o carvão e o gás natural), perfis de carga previsíveis com técnicas estocásticas bem conhecidas e fluxos de energia unidirecionais, para uma realidade com participação crescente de geração distribuída, sobretudo baseada em fontes renováveis de natureza intermitente (em particular, eólica), sistemas dotados de tecnologias de informação e comunicação (*Information and Communication Technologies – ICT*) e onde o consumidor final, que pode também ser produtor, assume um papel mais ativo. Ainda, há que se admitir a eventual introdução de elementos de armazenagem de energia nos sistemas de transmissão e distribuição, seja através de usinas de bombeamento, ar comprimido em cavernas, baterias, supercapacitores, giroscópios ou outros.

Se a situação atual ainda pode ser caracterizada em larga medida como “geração segue a carga”, i.e. o reforço da capacidade de geração e de infraestruturas para responder ao aumento da demanda, é patente a evolução em curso para um novo paradigma caracterizado por “carga segue a geração, via sinal de preços”, i.e. no qual a perspectiva de análise é a de otimização integrada de todos os recursos

tirando partido da flexibilidade de muitas utilizações finais de energia elétrica. Neste sentido, e tal como a (IEA, 2008, 2010b) advoga, a evolução tecnológica e as melhorias na operação dos sistemas de energia elétrica, fundamentais para o cumprimento dos objetivos de política energética traçados, são essenciais para garantir um serviço mais acessível, dinâmico, seguro e confiável. As tecnologias das redes inteligentes, que possibilitam a supervisão e o controle dos fluxos bidirecionais de eletricidade e de comunicação, oferecem soluções não apenas para atender a esses desafios, como também para desenvolver uma oferta de energia elétrica mais “limpa”, eficiente e sustentável (IEA, 2010b, 2011b; NIST, 2013).

2. Redes inteligentes (*smart grids*)

A literatura técnica e científica inclui múltiplas definições e descrições das funcionalidades das redes inteligentes, as quais têm conduzido a alguma falta de unanimidade do que é exatamente a rede inteligente (BROWN *et al.*, 2010; ERGEG, 2010). Não obstante, as redes inteligentes (*smart grids*) podem ser definidas como

Redes de energia elétrica que utilizam avançadas tecnologias de informação e comunicação para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade a partir de todas as fontes de geração para atender as diferentes demandas de energia elétrica dos consumidores finais, permitindo integrar recursos de geração (incluindo local), de armazenamento e da demanda.

Enquanto que para (BRANDSTÄTT *et al.*, 2011), as redes inteligentes são o produto da evolução dos sistemas elétricos atuais com a adição de consumidores finais “flexíveis”, com a expansão e reforço das redes, e com a implementação de (infra) estruturas avançadas de controle e informação, para (GUNGOR *et al.*, 2011) a presente evolução para redes elétricas inteligentes é causada sobretudo

pela difusão da geração distribuída (impulsionada pela injeção de eletricidade de fontes renováveis), com os objetivos adicionais de melhorar a eficiência, a confiabilidade e a segurança de suprimento. Neste contexto, (HLEDIK, 2009) refere que o elemento central de todas as definições de “rede inteligente” é a existência de uma infraestrutura de medição avançada.

Segundo (PEARSON, 2011), o termo “redes inteligentes”, na Europa, refere-se às redes de distribuição inteligente (*smart distribution*), enquanto nos Estados Unidos da América (EUA) o conceito é mais amplo, abrangendo conjuntamente as redes de transmissão e de distribuição. Por seu lado, (CLASTRES, 2011) refere que na Europa o conceito de “redes inteligentes” se baseia em redes de eletricidade que podem integrar de forma inteligente as ações e os comportamentos de todos os agentes, desde os produtores até os consumidores finais, com o objetivo de aumentar a sustentabilidade, viabilidade e segurança no fornecimento de energia elétrica; nos EUA a definição de “redes inteligentes” incide em objetivos mais específicos, com o foco na segurança de suprimento.

A atual revolução nos sistemas de comunicação, essencialmente estimulada pela difusão da internet, tornou-se uma oportunidade para utilizar as ICT no aumento da eficiência operacional e da alocação de recursos da rede elétrica (EKANAYAKE *et al.*, 2012). A migração para a rede inteligente envolve a aplicação de uma infraestrutura de comunicações para os diversos segmentos da rede elétrica, já que o grande potencial das redes inteligentes é a capacidade de processamento e de análise de grandes volumes de informação, contribuindo para uma maior eficiência na tomada de decisão tanto dos operadores da rede elétrica como dos consumidores finais (BLUMSACK e FERNANDEZ, 2012; CARDENAS *et al.*, 2013; LI *et al.*, 2013). O controle dos sistemas e as ICT são componentes críticos na difusão da rede inteligente, sendo esperado que todo o sistema de distribuição se torne cada vez mais dependente destas tecnologias (CELLI *et al.*, 2013).

As tecnologias das redes inteligentes podem ser divididas em quatro áreas principais: elevada precisão das tecnologias de medição e dos equipamentos da própria rede, mecanismos de proteção avançados, técnicas de reconfiguração da rede elétrica, e infraestrutura de comunicação e de apoio à decisão. Estas tecnologias, seguindo a categorização efetuada por (LIWEN *et al.*, 2012), envolvem igualmente a infraestrutura física, o desenvolvimento de *software*, e a gestão do lado da demanda (*Demand-Side Management* – DSM).

A inovação da infraestrutura de distribuição de eletricidade induzirá a que a mesma evolua para um estágio de funcionamento mais confiável, versátil, seguro, integrado e gerador de benefícios individuais bem como de externalidades positivas. As vantagens (sociais, ambientais, económicas, operacionais, etc.) de transição pela implementação das redes inteligentes serão tanto maiores quanto maiores forem as limitações, percebidas pelos agentes económicos, das infraestruturas (em muitos casos envelhecidas) das redes elétricas atuais e as funcionalidades que os mesmos perspectivam para o futuro (SIOHANSI, 2011).

As redes inteligentes, que representam um dos avanços de maior potencial na infraestrutura de distribuição da rede elétrica neste século, possibilitam a coordenação das necessidades e capacidades dos produtores, operadores de rede de transporte e de distribuição, sistemas de armazenagem, comercializadores e consumidores finais de energia elétrica para operar todas as partes do sistema da forma mais eficiente possível, minimizando custos e impactos ambientais globais do sistema elétrico, providenciando níveis elevados de confiabilidade, qualidade de serviço e estabilidade de todo o sistema, e otimizando a utilização dos ativos e a eficiência operacional. Além disso, as redes inteligentes dotarão os consumidores finais de informação mais detalhada e capacidade de escolha, permitindo-lhes assumir um papel proativo na operação global do sistema (BLUMSACK e FERNANDEZ, 2012; CIRED, 2013; ERGEG, 2010; IEA, 2010d, 2011b).

As redes inteligentes podem ser implementadas em sistemas já existentes e/ou em sistemas totalmente novos, instaladas com “interrupções mínimas” à operação do sistema elétrico numa estratégia incremental e de aprendizagem (IEA, 2011b). Deverão, contudo, ser estabelecidas políticas e mecanismos de regulação claros e consistentes por parte dos reguladores do setor elétrico, sendo vital um envolvimento das entidades governamentais na promoção do investimento e na aproximação e formação de todos os (atuais e potenciais) *stakeholders* sobre os benefícios latentes das redes inteligentes para toda a cadeia de valor do sistema elétrico (ENISA, 2012).

O monitoramento, controle, comunicação e capacidade de reconfiguração permitirão melhorar a observabilidade e a controlabilidade da rede e facilitar a conexão e operação de unidades de geração de diferentes tecnologias e capacidades. As redes inteligentes possibilitarão, deste modo, integrar as ações de diversos agentes atuando no sistema elétrico (desde a geração até o consumo) para garantir o abastecimento de forma econômica, segura, de acordo os padrões de qualidade de serviço pretendidos, e sustentável aproveitando fontes endógenas e renováveis (BROWN *et al.*, 2010).

No entanto, a noção que o desenvolvimento da rede inteligente irá reduzir a frequência das falhas no fornecimento de energia elétrica ainda não foi, segundo (BLUMSACK e FERNANDEZ, 2012), verificado ou validado. Estes autores argumentam mesmo que as falhas no fornecimento de eletricidade em larga escala serão inevitáveis, dado o aumento da complexidade do sistema. O que se espera, entretanto, é que a duração e o impacto dessas interrupções sejam mitigados com a aplicação de tecnologias e métodos inteligentes de gestão de redes.

Em termos gerais, os principais objetivos, e vantagens, comumente aceites das redes inteligentes são (CLASTRES, 2011; EKANAYAKE *et al.*, 2012; ERGEG, 2010; ETP SG, 2013; PÉREZ-ARRIAGA, 2009):

- Colocar os consumidores finais como agentes ativos na gestão da rede elétrica.
- Melhorar a gestão da carga, *e.g.* redução dos picos de consumo, e aumentar a eficiência energética no consumo final de eletricidade, reduzindo por esta via as emissões de gases com efeito de estufa, nomeadamente em sistemas predominantemente termoelétricos.
- Aumentar a eficiência na utilização final de energia elétrica, por via de alteração de comportamentos e de padrões de consumo, através de políticas de DSM.
- Integrar geração baseada em fontes renováveis de natureza intermitente (*e.g.* eólica, solar fotovoltaica) e armazenamento de eletricidade (*e.g.* baterias dos veículos elétricos).
- Promover a inovação e a criação de novos produtos e serviços conduzindo a uma maior diferenciação, no mercado, entre agentes.
- Aumentar a eficiência da alocação de recursos, otimizando os mercados (incluindo o mercado varejista) de eletricidade e a prestação de serviços energéticos.
- Aumentar a eficiência e eficácia da infraestrutura das redes, tanto dos ativos mais antigos como dos tecnologicamente mais recentes.
- Aumentar a qualidade do suprimento de eletricidade, medida através dos indicadores habituais.
- Antecipar quebras no fornecimento de eletricidade, com a programação da manutenção e expansão de redes.
- Executar remotamente operações de gestão (*e.g.*, alteração da potência contratada).
- Desenvolver redes de informação, com os inerentes armazenamento e gestão de grandes volumes de dados, respeitando os direitos de todos os *stakeholders* (*e.g.*, privacidade dos consumidores), cuja exploração potenciará novas oportunidades de negócios baseados em serviços de valor acrescentado.

3. Fatores impactantes na distribuição inteligente

3.1. Impacto das fontes renováveis intermitentes na operação

A integração massiva de fontes de energia renováveis de natureza intermitente na rede elétrica, que se crê crescente num futuro próximo, será um grande desafio.

A fim de se aumentar a sua penetração, sem, contudo abandonar as questões concernentes à segurança e à confiabilidade do suprimento de eletricidade, a infraestrutura de distribuição necessita evoluir para uma rede elétrica flexível, em que a geração distribuída, as ICT e os sistemas de controle automatizado (e descentralizado) funcionam como “força motriz” deste processo. Tendo em consideração este novo enquadramento, de aumento da complexidade, deverão ser desenvolvidas técnicas de otimização inteligentes, adaptativas às características e necessidades específicas de cada infraestrutura, de forma a gerir mais eficientemente a rede elétrica e a otimizar a alocação dos recursos – *e.g.* geração *versus* demanda numa estratégia “carga segue a geração” (ALONSO *et al.*, 2012). A presença de elevados níveis de geração renovável no sistema pode mesmo, em certos casos, conduzir ao aumento da volatilidade dos preços no mercado grossista e a preços negativos. Esta situação ocorreu na Europa Ocidental em 2012, quando os elevados níveis de geração eólica num inverno relativamente suave conduziram a preços de eletricidade negativos durante algumas horas em vários países (EUROPEAN COMMISSION, 2012).

A penetração crescente de fontes renováveis com certo grau de intermitência (*e.g.*, eólica, solar, hídrica de “fio de água”), embora com claros benefícios ambientais, induz *per se* um aumento da complexidade do sistema elétrico uma vez que exige um aumento da capacidade instalada global ou a implementação de elementos de armazenagem para mitigar o risco de falhas. *i.e.*, à medida que a quota da geração de eletricidade por via de fontes renováveis “intermitentes” aumenta, torna-se necessário complementá-la com capacidade de fontes

energéticas convencionais e flexíveis (e.g., gás natural) ou sistemas de armazenamento (desde centrais hidrelétricas com bombagem a sistemas distribuídos), que servirão de *backup* para assegurar a qualidade do suprimento (HLEDIK, 2009; KAYGUSUZ *et al.*, 2013; MIDTTUN, 2012; WILLIAMS *et al.*, 2013). É esperado que o custo de adotar fontes renováveis para gerar eletricidade decresça ao longo do tempo, com a maturidade das tecnologias e com as possibilidades de integração com sistemas de armazenamento (PHUANGPORNPIITAK e TIA, 2013).

O crescimento da geração de eletricidade por fontes renováveis está intimamente ligado a um aumento da geração distribuída (incluindo também a microgeração), a qual poderá ter consequências negativas na operação da rede elétrica, tais como a deterioração da qualidade do serviço, a diminuição da eficiência no lado da oferta e/ou o impacto negativo na confiabilidade do abastecimento de eletricidade. Para mitigar possíveis efeitos negativos ou para potencializar o aumento da eficiência operacional da rede elétrica com a migração para a rede inteligente, dever-se-á adotar uma política integrada com um forte planejamento estratégico do sistema elétrico e mecanismos regulatórios adequados tendo em conta a própria evolução tecnológica (DELFANTI *et al.*, 2013; VAN DER VEEN e DE VRIES, 2009; WILLIAMS *et al.*, 2013).

Os operadores de distribuição da rede elétrica deverão integrar a geração distribuída como uma componente ativa da rede elétrica. Contudo, o aumento da geração distribuída implica impactos (negativos) na atividade dos operadores de distribuição da rede elétrica, que deverão ser em certa medida compensados (através das tarifas) de forma a ter em conta a potencial perda de receita (COSSENT *et al.*, 2009).

A este propósito, e tendo como referência o estudo de (DE CASTRO e DUTRA, 2013), os produtores de eletricidade de grande dimensão verão os seus lucros decrescerem, os quais não serão facilmente recuperáveis porque a maioria dos

benefícios das redes inteligentes não é facilmente convertida em pagamentos, por efeito direto das iniciativas de resposta à demanda – *demand response* –, a qual pode ser definida como alterações nos padrões normais de utilização final de eletricidade como resposta a variações no preço da energia elétrica ou a incentivos com o intuito de reduzir o consumo em determinados períodos de tempo de elevados preços no mercado ou quando a confiabilidade do sistema está posta em causa (AGHAEI e ALIZADEH, 2013).

A criação de uma estrutura regulatória de incentivos propiciará que as *utilities* reconheçam na geração distribuída um importante ativo no adiamento de investimentos. Por outro lado, a integração da geração distribuída requererá inovações tecnológicas na rede elétrica, em prol do aumento da sua eficiência e eficácia, que deverão ser também estimuladas pela evolução da própria regulação e por uma estrutura de incentivos (COSSENT *et al.*, 2009; HAMMONS, 2008).

Segundo (HAMMONS, 2008), a geração distribuída, sob determinadas condições, pode reduzir as perdas da rede elétrica, que representam aproximadamente 7% da geração nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), uma vez que a geração “aproxima-se geograficamente” dos pontos de consumo final, *i.e.* reduzem-se as perdas (e custos subjacentes) na transmissão e distribuição.

A evolução das infraestruturas das redes elétricas, que permitirá uma melhor gestão das redes e a integração da geração distribuída, potenciará o aumento das fontes renováveis (intermitentes), dado que, assumindo a escala (mais) reduzida da microgeração, serão necessários investimentos individuais de menor dimensão, diminuindo o seu período de retorno e, por conseguinte, atenuando o risco associado e aumentando a viabilidade económica (percepcionada) dos investimentos em fontes renováveis (HAMMONS, 2008). Por outro lado, a grande maioria dos pontos de microgeração, pela sua (muito) reduzida dimensão, não

estão equipados com tecnologias (dispendiosas) que contribuam para melhores controle e gestão da rede (PHUANGPORNPIKAK e TIA, 2013).

A alteração de estrutura de precificação das fontes de energia renovável é para (PHUANGPORNPIKAK e TIA, 2013), uma variável de sucesso para a sua promoção e difusão. A estrutura de tarifas de eletricidade gerada das fontes renováveis deverá, para além da característica única da fonte renovável em questão, incorporar o custo marginal, o padrão de carga, critérios sociais e a “garantia de receitas” para as *utilities*. A gestão da rede inteligente deverá, pois, ser capaz de ofertar, *i.e.* injetar na rede elétrica, as diferentes fontes disponíveis que satisfaçam a demanda ao menor custo dando prioridade às fontes renováveis dado o seu caráter intermitente, tendo em conta a reduzida capacidade de armazenamento de eletricidade (MOHAMED e MOHAMMED, 2013).

Embora se esteja ainda perante desafios regulatórios, tecnológicos e de mercado, a integração de uma infraestrutura consolidada de geração distribuída e do armazenamento elétrico (*e.g.* baterias estacionárias ou sistemas V2G, *vehicle to grid*) pode potencializar um sistema elétrico mais “limpo”, confiável e eficiente, tanto do lado da oferta como da demanda (KAYGUSUZ *et al.*, 2013; NIST, 2013; PHUANGPORNPIKAK e TIA, 2013):

- A infraestrutura da rede inteligente, contemplando uma forte componente de geração distribuída, melhorará a eficiência na transmissão e distribuição de energia elétrica, reduzirá as necessidades energéticas nos horários de ponta, mitigará a intensidade de carbono no lado da oferta e proporcionará um fornecimento de eletricidade de maior qualidade.
- O aumento da expressividade das fontes renováveis na matriz elétrica, nomeadamente através de microgeração, contribuirá para reduzir possíveis congestionamentos e perdas na transmissão, visto serem potencialmente menores as necessidades elétricas da demanda que terão que ser

satisfeitas através do transporte de energia elétrica por linhas de transmissão de longa distância.

- A integração de pontos de geração de fontes renováveis de escala reduzida (principalmente eólica e solar) em “cidades inteligentes” pode reduzir a dependência elétrica dos “produtores-consumidores” (*prosumers*) relativamente à rede elétrica.
- A integração das redes elétricas existentes com fontes renováveis potencializa uma distribuição de energia elétrica mais económica, eficiente e sustentável, o que produzirá igualmente benefícios ambientais, nomeadamente no que diz respeito ao controle das emissões de gases com efeito de estufa.

As redes inteligentes contribuirão, assim, para o incremento da produção de energia elétrica por fontes renováveis ao permitirem, dada a evolução tecnológica inerente, a sua integração na rede, bem como o aumento da eficiência e eficácia na sua utilização, que será alavancada com a criação de sinergias com, por exemplo, sistemas de armazenagem – e.g. possibilidade de desfasamento temporal entre a produção e o consumo através do armazenamento de eletricidade nas baterias dos veículos elétricos (CLASTRES, 2011).

3.2. Impacto da mobilidade elétrica na distribuição

Outro aspeto crítico que concorre adicionalmente para a necessidade de dotar a distribuição de mais inteligência é a previsível massificação a médio prazo da mobilidade elétrica. Embora na atualidade apenas se vendam anualmente uns milhares de unidades de veículos elétricos em todo o mundo, a elevada eficiência e o relativo baixo preço dos motores elétricos levam a que os produtores reconheçam neste meio de transporte uma séria aposta comercial já no médio prazo. A tendência percebida pela sociedade da difusão da mobilidade elétrica, bem como as preocupações de ordem ambiental, tem estimulado o interesse dos

consumidores em adquirir este tipo de veículos (BRIONES *et al.*, 2012; IEA, 2011a).

O desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, baseadas em fluxos bidirecionais de comunicação e de energia, a dinamização de políticas ambientais, e os sistemas de incentivos governamentais são os principais fatores críticos de sucesso para a difusão dos veículos elétricos (VEs), cuja taxa de adoção dependerá também da oferta dos fabricantes e da evolução das tarifas de energia, em particular do petróleo e dos produtos refinados (diesel, gasolina) (DIJK *et al.*, 2013).

Os VEs oferecem a perspectiva de zero emissões de gases de efeito estufa na sua utilização, assumindo-se como uma tecnologia potencialmente importante na redução do consumo de combustíveis fósseis e das emissões de dióxido de carbono. Existem atualmente vários tipos de veículos elétricos disponíveis no mercado, sejam veículos elétricos híbridos (*hybrid electric vehicles* – HEVs), veículos elétricos híbridos recarregáveis (*plug-in hybrid electric vehicles* – PHEVs) e veículos elétricos puros (*battery electric vehicles* – BEVs) (BALSA, 2013; IEA, 2011a, 2013; TENNESSEE VALLEY AUTHORITY, 2013; TIE e TAN, 2013).

Os BEVs e os PHEVs (com especial ênfase para os últimos dado o potencial de proliferação perspectivada no futuro), comparativamente aos HEVs, têm a vantagem de conexão à rede elétrica, pois, para além de permitirem recarregamento (*grid to vehicle* – G2V), podem injetar energia na rede (V2G). A conjugação das tecnologias V2G e G2V pode ser definida como um sistema com fluxos de comunicação e de energia elétrica, controláveis e bidirecionais, entre os veículos e a rede elétrica. No sentido “tradicional”, *i.e.* G2V, os fluxos de eletricidade são unidirecionais da rede para os veículos com o objetivo de carregar as baterias. No sentido oposto, do veículo para a rede – V2G, poderá acontecer para ter em conta as exigências da demanda de eletricidade nos horários de ponta e para contribuir para a estabilidade da rede elétrica (CLEMENT-NYNS *et al.*,

2011; HOTA *et al.*, 2014), eventualmente requerendo uma entidade intermediária agregadora de um número considerável de VEs, a qual teria a capacidade de oferecer serviços de sistema.

A possibilidade de recarregar a bateria dos veículos em casa, sejam elétricos ou híbridos, será um pré-requisito para a maioria dos consumidores. Tal requererá a adoção de procedimentos de gestão ativa que mitiguem os impactos potenciais negativos, dada a importância esperada desta carga no sistema, em particular a eventual criação de um pico excessivo de demanda, com o objetivo de assegurar a confiabilidade do sistema e a qualidade de serviço (IEA, 2011a).

O desenvolvimento e implementação física de infraestruturas de carregamento das baterias é considerado um dos pontos estratégicos para acelerar o desenvolvimento e comercialização dos veículos elétricos e híbridos recarregáveis. Contudo, o recarregamento dos VEs (PHEVs e BEVs) na rede elétrica sem uma estratégia cuidada de coordenação e de integração pode conduzir a problemas na rede, similarmente à geração distribuída. No entanto, o enfoque no planeamento e operação no curto prazo, nos serviços e infraestruturas de recarregamento, e a implementação de um sistema V2G podem apoiar a rede elétrica em termos do controle da tensão e da gestão de congestionamentos (CLEMENT-NYNS *et al.*, 2011; GALUS *et al.*, 2010; GE *et al.*, 2012; LÓPEZ *et al.*, 2013; MIT, 2011; OVIEDO *et al.*, 2014).

O recarregamento dos VEs, nomeadamente PHEVs e BEVs, representa, assim, um desafio adicional para a rede elétrica dado que pode vir a afetar significativamente o consumo de eletricidade, quer em magnitude, quer em relação ao padrão temporal. Nos últimos anos, vários países têm investido consideravelmente em energias renováveis (principalmente eólica e solar-fotovoltaica), cujo regime de geração é variável e sem total e imediata correlação com a demanda. Para além do armazenamento de eletricidade ser uma das eventuais soluções, todavia ainda não comercialmente viável em larga escala,

para o aumento da penetração das fontes renováveis na rede elétrica, a eletricidade produzida por fontes renováveis intermitentes pode favorecer a gestão do lado da demanda, ao ser harmoniosamente conjugada com as necessidades de recarregamento dos VEs (RICHARDSON, 2013; TIE e TAN, 2013).

Na atualidade, a rede elétrica não tem, em geral, uma capacidade de armazenamento significativa, exceto em sistemas hidrelétricos reversíveis. A ausência de uma estrutura mais distribuída de armazenamento de eletricidade custo-eficaz é considerada como uma das principais barreiras à adoção mais rápida de geração de energia elétrica por fontes renováveis, em especial eólica e fotovoltaica. Pela sua natureza, a energia produzida a partir de fontes de energia renovável intermitentes (*e.g.* eólica) pode não coincidir com os picos de consumo diários. Esta natureza variável pode contribuir para a diminuição da estabilidade do sistema e induzir a redução da remuneração das energias renováveis, o que por sua vez diminui a viabilidade econômica necessária à sua expansão. Neste contexto, os sistemas de armazenamento distribuído podem desempenhar um papel relevante para ajustar a geração à demanda. Entre as opções de armazenamento distribuído, as baterias dos VEs surgem como uma opção importante, permitindo através da gestão otimizada de G2V e V2G adiar a venda à rede da energia elétrica produzida por fontes renováveis e, deste modo, otimizar a eficiência global do sistema elétrico, através de uma relação sinérgica entre as fontes renováveis intermitentes e os VEs (BRIONES *et al.*, 2012; GUILLE e GROSS, 2009; OVIEDO *et al.*, 2014).

O conceito de V2G assenta, assim, na utilização das baterias dos veículos recarregáveis (elétricos ou híbridos) como um meio de armazenamento da energia elétrica excedente produzida na rede, viabilizando trocas entre ambas as partes, de forma a satisfazer picos no consumo de eletricidade a custos competitivos e podendo conferir aos utilizadores dos VEs uma vantagem econômica já que, durante o dia, poderão “vender” a energia elétrica acumulada em excesso e não utilizada, em geral resultado do carregamento noturno, ao operador da rede

elétrica, podendo assim ser tomada como uma solução viável para ter em conta flutuações entre a oferta e demanda (BALSA, 2013; CLEMENT-NYNS *et al.*, 2011; GUILLE e GROSS, 2009; KEMPTON e TOMIĆ, 2005; RICHARDSON, 2013).

A nova carga na rede elétrica (G2V), originada pela disseminação dos VEs, deverá ser gerida através de técnicas de otimização avançadas, incluindo em tempo real, usando a informação oriunda da infraestrutura de *smart metering*. Contudo, um número elevado de VEs recarregáveis, puros e/ou híbridos, conectados numa mesma área pode provocar sobrecargas e problemas de estabilidade da tensão das linhas, especialmente em níveis de tensão mais reduzidos (GALUS *et al.*, 2010; GREEN II *et al.*, 2011; OVIEDO *et al.*, 2014; PEÇAS LOPES *et al.*, 2010). Uma frota de VEs pode fornecer níveis significativos e altamente controláveis de eletricidade à rede num período muito curto de tempo (V2G), e um número suficientemente elevado de VEs proporcionará uma fonte energética com impacto na qualidade de serviço (MULLAN *et al.*, 2012).

A combinação das tecnologias G2V e V2G permite, assim, aos VEs recarregáveis fluxos bidirecionais de comunicação e de eletricidade com a rede elétrica. Servindo como sistema alternativo de suporte de abastecimento da eletricidade produzida por fontes com elevado grau de intermitência, permitiria abrandar a necessidade de expansão da capacidade produtiva, a qual induz custos económicos e ambientais muito elevados, atenuaria os picos de carga, reduziria as emissões de dióxido de carbono e contribuiria para controlar a tensão nas linhas de distribuição de baixa tensão (GÖRBE *et al.*, 2012). Apesar das vantagens percebidas, o sistema V2G ainda comporta também alguns problemas, como o maior desgaste das baterias ou a sua reduzida autonomia (KEMPTON e TOMIĆ, 2005; KHAYYAM *et al.*, 2012). As baterias dos VEs podem ainda ter uma “segunda vida” como dispositivos estacionários, após terem atingido o seu tempo de vida útil (número de ciclos de carga/descarga e consequentemente degradação do seu funcionamento), dado que cerca de 50% da capacidade inicial da bateria permanece usável.

A rede elétrica e a frota de VEs são “excepcionalmente complementares” na gestão de energia, sendo (HOTA *et al.*, 2014) peremptórios ao afirmar que a proliferação de PHEVs, atualmente considerados como o próximo passo evolutivo no mercado de mobilidade elétrica dado o estágio intermédio entre os veículos de combustão interna e os puramente elétricos, não é somente crucial para a “descarbonização” do setor dos transportes como também é um passo fundamental no sucesso das redes inteligentes e da integração da eletricidade produzida por fontes renováveis.

4. Desafios e habilitadores para o desenvolvimento das redes inteligentes

4.1. Evolução tecnológica

As redes inteligentes estão a ser projetadas e implementadas com configurações e com ritmos muito variáveis em várias partes do mundo. Este processo deve necessariamente conduzir a uma estratégia de aprendizagem de modo a que sejam devidamente consideradas as implicações das opções tomadas. Em alguns casos, tanto a política energética como o mercado têm um longo caminho a percorrer para alcançar o ritmo de implantação das tecnologias “inteligentes” na rede elétrica, tal como aconteceu quando da difusão da internet, para conseguir internalizar os potenciais benefícios associados às redes inteligentes e ao inerente aumento dos fluxos de comunicação (BLUMSACK e FERNANDEZ, 2012; CLASTRES, 2011).

É necessário desenvolver novos modelos de análise e reforçar o crescimento de P&D, que possibilitem mensurar com confiabilidade os benefícios/custos sociais, e avaliar o desempenho do funcionamento das infraestruturas das redes elétricas, ligando-o aos critérios de performance pré-definidos e/ou desejáveis – *e.g.* tempo

e frequência das interrupções no fornecimento de eletricidade (BLUMSACK e FERNANDEZ, 2012; CARDENAS *et al.*, 2013).

Muitas das tecnologias das redes inteligentes são ainda muito dispendiosas, enquanto outras exigem progressos tecnológicos adicionais para aumentar o desempenho e reduzir os custos (e.g. dispositivos de armazenamento em grande escala). Nos EUA, os elevados custos dos sistemas de medição avançada têm sido apontados como um dos principais impedimentos para o desenvolvimento dos programas de DSM, nomeadamente de resposta à demanda (BLUMSACK e FERNANDEZ, 2012).

4.2. Regulação

Neste enquadramento, o processo de evolução para as redes inteligentes convocará simultaneamente aspetos tecnológicos, de enquadramento regulatório, de mercado e comerciais, de estabelecimento de padrões, de desenvolvimento de soluções de ICT específicas, de concepção de estratégias de migração e de estudo das implicações sociais (MIDTTUN, 2012). Esta alteração de paradigma da operação do sistema elétrico terá um profundo impacto no segmento da distribuição, quer na vertente tecnológica, propiciando uma gestão mais dinâmica e adaptativa dos vários componentes das redes e equipamentos, quer no desenvolvimento de novos negócios inovadores, dos quais poderão beneficiar os operadores de redes, os distribuidores de energia elétrica, os comercializadores e os consumidores (que poderão ser também produtores - *prosumer*).

O objetivo dos reguladores é, segundo (ERGEG, 2010), potenciar as redes inteligentes a partir da perspectiva dos benefícios que se poderão gerar para os consumidores e para os demais agentes (de toda a cadeia de valor) da rede elétrica. Estes benefícios, não totalmente distintos dos já requeridos atualmente, são, entre outros, para os consumidores, preços competitivos, encargos de conexão justos, qualidade no suprimento e capacidade de oferta de novos

serviços; para os operadores da rede são esperados benefícios associados à integração de novas formas de geração, um custo-eficácia superior proporcionado pela utilização inovadora da informação disponível, e a participação em serviços de energia complementares à sua atividade principal que permitam e estimulem a diferenciação e a concorrência.

Contudo, a presente regulação de monopólios naturais, tradicionalmente focada na eficiência produtiva, não confere incentivos suficientes para que os operadores da rede elétrica procedam *per se*, numa lógica puramente de mercado, à evolução necessária para corresponder aos objetivos traçados e à adoção de soluções (tecnológicas) inovadoras. Ao mesmo tempo, se as *utilities* inovarem são confrontadas com consumidores que, com a atual estrutura regulatória, têm desincentivos em participar na inovação (COSSENT e GÓMEZ, 2013; MEEUS e SAGUAN, 2011). Por este motivo, (VAHL *et al.*, 2013) argumentam que as políticas energéticas para estes mercados deverão ser desenhadas consoante as especificidades e o estágio de desenvolvimento da rede inteligente, tendo ainda em consideração o *mix* energético específico de cada mercado/país.

Deste modo, as entidades reguladoras desempenham um papel central na redução das barreiras à transformação de mercado e dos próprios sistemas elétricos, mais focados nos consumidores finais, seja através de regulação direta (*e.g.* requisitos técnicos mínimos para dado equipamento) e/ou de uma regulação de incentivos baseados em certos critérios/indicadores de performance. Para além disso, as entidades reguladoras devem assumir-se como um pilar agregador de todos os *stakeholders*, promovendo a discussão e a cooperação em torno dos conceitos de rede inteligente e de soluções inovadoras (ERGEG, 2010; MÜLLER, 2011).

A regulação assume diferentes horizontes temporais. Enquanto para as redes inteligentes a estrutura regulatória deve assumir um carácter contínuo, *i.e.* evoluindo à mesma velocidade que o processo de integração das infraestruturas

de fluxos bidirecionais de comunicação e fluxos de eletricidade, no caso dos medidores inteligentes e da mobilidade elétrica a mesma deve assumir um caráter *ex-ante*, de forma a definir uma estrutura que maximize os benefícios destas tecnologias. A implementação de esquemas de regulação *ex-ante*, com possíveis correções posteriores, é particularmente vantajosa no caso da existência de assimetrias de informação e incertezas quanto às tecnologias consideradas e à sua demanda, o que, por conseguinte, influenciará a rentabilidade dos investimentos das *utilities*, possibilitando ao regulador otimizar a distribuição dos benefícios pelos diversos agentes e, desta forma, promover uma estrutura consistente e contínua de investimento e inovação (COSSANT e GÓMEZ, 2013; LO SCHIAVO *et al.*, 2013).

Independentemente do caráter temporal que tenha que assumir para cada caso, uma boa estrutura regulatória deve integrar as externalidades e partilhar os benefícios (e custos) por todos os agentes do mercado, sendo essencial na integração das diversas tecnologias – *e.g.* integração das *mais-valias* que os medidores inteligentes oferecem, seja para os consumidores, para as *utilities* ou para a gestão e planeamento estratégico da rede elétrica, e no desenvolvimento das redes inteligentes (AGRELL *et al.*, 2013; LO SCHIAVO *et al.*, 2013).

O elemento de competição, estimulado pela estrutura regulatória, é muito importante no processo de inovação, potenciando aumentos (superiores) de eficiência e incentivando os agentes de mercado a encontrar soluções que gerem valor acrescentado e que sejam diferenciadoras relativamente aos seus concorrentes (LO SCHIAVO *et al.*, 2013). As novas ofertas de produtos e/ou de serviços, geradas pela competição entre agentes, e os novos sistemas de tarifação (*e.g.* em tempo real) para os utilizadores finais de eletricidade serão fundamentais para a melhoria operacional e de alocação de recursos, e para a minimização dos riscos do mercado de eletricidade (CLASTRES, 2011).

4.3. *Utilities*

As empresas distribuidoras, preponderantes no funcionamento do sistema elétrico, poderão desenvolver modelos de negócio, com entidades governamentais ou outras, que assegurem a partilha dos riscos, custos e benefícios. Com a disseminação da instalação dos medidores inteligentes, as empresas poderão ofertar aos seus clientes informação em tempo (quase) real sobre consumos e custos, bem como promover a adoção de tarifas dinâmicas, *i.e.* variando em amplitude e em frequência de alguma forma refletindo os preços na geração e/ou no mercado, capazes de influenciar o consumo elétrico em tempo real nomeadamente induzindo a transferência de cargas entre períodos horários. Tal potenciará uma melhor adaptação, tanto dos produtores de eletricidade como dos consumidores finais, às condições do mercado em dado momento e/ou período de tempo (CLASTRES, 2011).

Simultaneamente, o enorme volume de dados que poderá ser adquirido por estes medidores inteligentes constituirá uma base essencial para o desenvolvimento de valiosos instrumentos para a otimização da estrutura operacional e para o aumento da eficiência das empresas – *e.g.* redução/aumento do consumo energético de acordo com períodos horários favoráveis, redução de custos operacionais e da demanda de ponta, além de servirem como potencial plataforma para oferta de novos produtos e serviços (IEA, 2011b).

Assim, a evolução tecnológica da rede elétrica elevará indubitavelmente a oferta de novos serviços energéticos, com o desenvolvimento de novos mercados e oportunidades de negócio, os quais poderão ser explorados pelas *utilities* na prestação de serviços personalizados aos padrões e preferências de consumo dos seus clientes (*e.g.* implementação de medidas de DSM, incluindo de gestão direta de cargas ou de resposta automática da demanda), potenciando a sua diferenciação em relação aos seus concorrentes e o valor acrescentado dos seus serviços energéticos (HEIDELL e WARE, 2010).

A diferenciação é uma consequência natural da heterogeneidade das preferências e das diferentes “disponibilidades para pagar” dos consumidores. Segundo o estudo de (WOO *et al.*, 2014), a diferenciação de produtos contribui para a melhoria da eficiência operacional e planejamento da rede elétrica, e para a redução dos custos da prestação de serviços de eletricidade.

Para a concretização destes desenvolvimentos será necessária uma adaptação das *utilities* às novas realidades tecnológicas e de mercado, e uma política energética consistente ao nível do apoio do financiamento e do próprio investimento público, para a progressiva instalação e desenvolvimento da rede inteligente e das suas tecnologias de suporte, de forma a reduzir o risco de investimento que os agentes do setor elétrico enfrentam comparativamente com o que se deparam na “normal” expansão da rede elétrica (ARENDS e HENDRIKS, 2014; GIORDANO e FULLI, 2011; GIORDANO *et al.*, 2013; HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013).

No âmbito das adaptações das *utilities* às novas realidades tecnológicas e de mercado, será necessário que as empresas de energia elétrica desenvolvam competências para capturarem o máximo de benefícios de uma nova dinâmica de mercado. Uma das mudanças internas que as *utilities* terão que vislumbrar é a transformação do perfil dos seus colaboradores envolvidos com atividades de campo e nos centros de operação (ANEEL, 2010a). Embora a demanda por mão-de-obra em atividades operativas de campo possa ser reduzida (seja pela eliminação da leitura presencial dos medidores, seja pela maior frequência de operações telecomandadas), a qualificação desses indivíduos terá que ser reforçada. Colaboradores de campo terão que saber lidar com as novas tecnologias da rede, que serão mais complexas do que as atuais. Os colaboradores dos centros de operações também terão que receber treinamentos e qualificações referentes ao novo modo de operar a rede inteligente. A maior inteligência da rede permitirá que os centros de operação realizem remotamente

uma série de atividades que antes só eram possíveis presencialmente. A própria Chamada ANEEL nº 011/2010 (Projeto Estratégico: “Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente”) prevê a elaboração de um Programa de Capacitação de Mão de obra para o Setor Elétrico brasileiro.

Do ponto de vista comercial, a *utility* também precisa estar apta a atuar de forma mais próxima aos seus clientes. Com a criação de novos modelos de negócios direcionados aos consumidores, as empresas precisarão fortalecer suas marcas e suas equipes comerciais, além de reforçar os canais de contato com clientes. Além das competências operativas, as equipes de campo também teriam que desenvolver competências comerciais. No caso das *utilities* que vierem a desenvolver novos produtos e serviços que podem ser ofertados na casa dos consumidores, esses colaboradores devem estar preparados para apresentar o novo portfólio comercial diretamente aos clientes e também para efetivar a venda.

Outra competência fundamental para ser desenvolvida internamente pela *utilities* é a capacidade de maximizar valor com o *big data*. A introdução de elementos de monitoramento na rede elétrica irá propiciar às *utilities* uma imensa quantidade de dados em tempo (quase) real. As empresas só irão capturar ganhos de eficiência e viabilizar novos modelos de negócios se forem capazes de transformar esses dados em informações com valor agregado. Dessa forma, serão necessários investimentos em estruturas de *big data* e também em capacitação de áreas específicas para tratamento dos dados.

4.4. Segurança

Em outra dimensão, o aumento de utilização das ICT por parte das *utilities* tem ocorrido sob o propósito de aumentar a eficiência e confiabilidade da rede e de incorporar fontes renováveis intermitentes de reduzida escala na sua oferta de eletricidade. Se, por um lado, esta estratégia tenderá a apresentar resultados positivos no que concerne ao cumprimento dos objetivos climáticos, de

competitividade e de segurança no suprimento, a tendência de maior exposição/dependência nas ICT pode criar vulnerabilidades em termos da cibersegurança, alavancadas pela crescente interligação das (infra) estruturas de eletricidade e comunicação, como se verifica na União Europeia (ENISA, 2012; PEARSON, 2011).

Neste contexto, são identificados alguns dos principais desafios de cibersegurança que as redes inteligentes enfrentam e cuja amplitude potencialmente aumentará no futuro, como sejam: a quantidade e sensibilidade da informação de consumidores que circulará na rede; o aumento do número de equipamentos de controle e monitorização na rede inteligente (*e.g.* medidores inteligentes em diferentes níveis), que contrasta com a relativa reduzida segurança física dos mesmos; a ainda escassa estrutura (de carácter compulsório) de *standards*; o aumento do número de *stakeholders* da rede elétrica que terão influência na respetiva confiabilidade; e a ausência de uma estrutura regulatória internacional (KUMAR *et al.*, 2013; PEARSON, 2011).

Em uma tentativa de mitigar estas potenciais ameaças, preocupação comum na União Europeia e nos EUA, é imperativo, entre outros aspectos, a promoção da pesquisa e desenvolvimento (P&D) em cibersegurança das redes inteligentes; o desenvolvimento de esquemas de certificação de segurança para produtos e organizações; o reconhecimento dos países (e suas entidades reguladoras e *utilities*), separadamente ou em conjunto, que a cibersegurança é uma dimensão essencial a ser incorporada nas políticas energéticas (nacionais e transnacionais) e na regulação das redes elétricas (inteligentes); e a definição de planos estratégicos para minimizar o número e o impacto de falhas/incidentes nas redes elétricas (ENISA, 2012; HÉBERT JR., 2013; PEARSON, 2011; STEVENSON e PREVOST, 2013).

4.5. Redes de telecomunicações

Para viabilizar o transporte das informações coletadas pelos equipamentos inteligentes instalados na rede, sejam eles medidores nas residências ou sensores na linha de distribuição, redes robustas de telecomunicações precisarão ser desenvolvidas. As redes de telecomunicações são fundamentais não só para a medição de dados, mas também para a operação da rede. O controle de chaves telecomandadas depende de uma infra-estrutura adequada de telecomunicações. Dessa forma, a construção de sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia baseados no conceito *Smart Grid* necessariamente utiliza sistemas de telecomunicações para realizar suas funções essenciais (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2010).

O Ministério de Minas e Energia do Brasil descreve em seu relatório sobre *smart grids* de 2010 as quatro camadas de telecomunicações, correspondendo cada uma delas a um trecho no qual as informações podem ser transmitidas:

- 1) HAN (*Home Area Network*) – camada simples e que abrange residências. É possível utilizar tecnologias *wireless* (ex.: Zigbee e PLC).
- 2) LAN (*Local Area Network*) – por cobrir informações de diversos medidores, a camada requer tecnologias mais complexas de telecomunicações.
- 3) RAN (*Regional Area Network*) – similar à LAN.
- 4) WAN (*Wide Area Network*) – fase final do transporte de informações, sendo otimizada com o uso de fibra ótica.

Em qualquer uma das camadas supracitadas, as tecnologias de comunicação precisam atender a requisitos de confiabilidade, cobertura e proteção dos dados.

Uma opção para transporte de dados por GPRS é a utilização rede de telefonia móvel já existente. Contudo, especialistas do setor relatam que a utilização das redes 3G e 4G das operadoras de celular traz uma série de inconveniências à operação da rede. Entre elas, está o compartilhamento com outras utilizações, como internet para usuários comuns de *smartphones*.

Desta forma, nota-se que aplicações que demandam transmissão de taxas de dados elevadas e que utilizam como suporte sistemas de telecomunicações baseados em redes sem fio podem caracterizar uma situação de uso de faixa de frequência exclusiva, justificada por requisitos como exigência de alto nível de confiabilidade e indisponibilidade de recurso (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2010). Neste mesmo relatório do Ministério de Minas e Energia, está presente a opinião da fornecedora General Electric (GE) sobre este impasse. A empresa acredita que o uso das tecnologias 4G pode ser uma oportunidade para distribuidoras de energia e operadoras de telecomunicações desenvolverem planos cooperativos, embora essa solução possa não abranger todas as necessidades das redes inteligentes.

Diante a necessidade de escolher entre uma rede de telecomunicações robusta versus um *gap* na oferta de infraestrutura, *utilities* nacionais estão desenvolvendo suas próprias redes para operar a distribuição inteligente. A CPFL, por exemplo, optou por construir uma rede própria com tecnologia RF Mesh. Esta *utility* foi a primeira a implementar a tecnologia na América Latina e, atualmente, outras empresas como a EDP, Ampla e CEMIG também passaram a adotá-la (Programa Brasileiro de Redes Inteligentes, 2013). A CPFL utiliza atualmente a Rede Mesh para comunicação via RF entre medidores e para envio dos dados para o MDC Mesh e GPRS para a comunicação de medidor via rede pública até o MDC GPRS. No momento, as distribuidoras estão implementando tecnologias diferentes de comunicação, embora o Ministério de Minas e Energia aconselhe que a padronização entre os integrantes do mercado ajudaria a assegurar a competição e interoperabilidade (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2010).

Desenvolver a infraestrutura própria de telecomunicações pode trazer diversos benefícios para as *utilities*, como maior disponibilidade e confiabilidade da rede. Por outro lado, os altos custos financeiros e a intensidade da mão-de-obra envolvida no desenvolvimento de tecnologia própria podem justificar a

terceirização da construção e operação rede de telecomunicações. Um exemplo de *utility* internacional que preferiu terceirizar a rede de telecomunicações é a National Grid, que contratou a Cable & Wireless para operar o que ela chama de “Core Network Infrastructure and Operational Systems”. A Cable & Wireless fornece e opera a rede de fibra ótica da National Grid, além de cuidar de todas os outros aspectos de telecomunicações. A decisão de terceirizar ou operar a própria rede de telecomunicações deve depender da relevância dessa estrutura para os negócios da empresa, mas também deve levar em consideração se a *utility* possui as competências necessárias para garantir a operação adequada da rede.

No caso brasileiro, um dos entraves para o desenvolvimento de redes robustas de telecomunicações ainda é o déficit de infra-estrutura atual. Porém, algumas iniciativas governamentais estão sendo implementadas para aumentar a qualidade dos serviços prestados. Uma delas é o Programa Nacional de Banda Larga, que tem como objetivo expandir a infraestrutura e serviços de telecomunicações, promovendo maior acesso à população, menores preços e maior cobertura e qualidade (PROGRAMA NACIONAL DE BANDA LARGA, 2011). Uma das principais obrigações do programa é promover uma rede de acesso à *smart grid* que suporte banda larga. O investimento público em redes de telecomunicações pode ajudar a reduzir os custos de expansão das redes inteligentes, principalmente em áreas mais afastadas dos grandes centros urbanos.

5. Medidores inteligentes

Os medidores de energia elétrica tipicamente medem a quantidade de eletricidade fornecida aos consumidores, e do seu transporte para os comercializadores e operadores da rede elétrica, a partir da qual são calculados os custos para os diversos intervenientes. O medidor historicamente mais comum é o “cumulativo”, que regista o consumo ao longo do tempo e que exige “leituras” manuais *in loco* para se determinar a quantidade de eletricidade consumida durante um dado período de tempo. Nos últimos anos tem-se assistido a uma migração para medidores mais avançados, incluindo telemedição, que possibilitam aos comercializadores de eletricidade, através de medições em intervalos de tempo mais reduzidos (e.g. trinta minutos), definir tarifas dinâmicas que reflitam os preços no varejo e que permitam aos consumidores uma maior compreensão e gestão dos seus padrões de consumo. Os medidores inteligentes são ainda mais sofisticados uma vez que permitem fluxos bidirecionais de comunicação, evidenciam o consumo e seus custos, em tempo (quase) real, permitem a realização de operações remotas por parte das operadoras, potenciam (a introdução de) tarifas dinâmicas e facilitam o controle automático dos equipamentos elétricos (EKANAYAKE *et al.*, 2012).

Os medidores de eletricidade inteligentes partilham algumas características dos medidores convencionais e acrescentam novas funcionalidades, com vantagens específicas em cada contexto para (DEPURU *et al.*, 2011):

- Faturar a energia consumida pelos clientes.
- Facilitar a operação e gestão dos eletrodomésticos.
- Contribuir para o monitoramento da rede.
- Cooperar numa melhor gestão e planeamento do sistema elétrico.
- Melhorar a qualidade do suprimento de eletricidade.
- Potenciar a elaboração e implementação de programas de DSM.
- Detectar perdas não técnicas.

Embora seja tecnicamente possível o desenvolvimento das infraestruturas de redes inteligentes e dos medidores inteligentes de forma independente, a integração de ambas as infraestruturas gerará sinergias e contribuirá (também) para o aumento da viabilidade económica dos investimentos necessários para a difusão das tecnologias em questão (ERGEG, 2010).

A infraestrutura de medição inteligente é, pois, uma das tecnologias “inteligentes” mais importantes, seja no desenvolvimento da rede inteligente como no caminho para uma economia baixa em carbono, pois, para além de contribuir para o aumento da eficiência operacional do sistema elétrico, permitirá acomodar quotas superiores de fontes de energia renováveis na rede (BROWN *et al.*, 2010; HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013; HLEDIK, 2009; MCKENNA *et al.*, 2012). Embora a instalação de medidores inteligentes requeira um investimento consideravelmente elevado e o valor monetário das poupanças energéticas resultantes seja potencialmente inferior ao investimento na sua implementação, os medidores inteligentes tenderão a apresentar uma forte viabilidade económica (OOTEGHEM, 2011; GIORDANO *et al.*, 2012).

Segundo a análise de (FARUQUI *et al.*, 2010) para a União Europeia, os medidores inteligentes induzirão, através da implementação de tarifas dinâmicas, a redução da demanda de ponta, diminuindo a necessidade de expansão do lado da oferta e de reforço de infraestruturas de rede do setor elétrico, tendo em conta que a demanda de ponta está concentrada em 1% das horas num ano. Adicionalmente, mecanismos mais sofisticados de monitoramento e controle (sobretudo promovendo uma melhor utilização combinada de recursos de geração, do armazenamento e da demanda) também potencializarão a redução dos investimentos na cadeia de valor do sistema elétrico por via do inerente aumento da eficiência operacional, energética e económica (BRANDSTÄTT *et al.*, 2011).

A instalação progressiva de medidores inteligentes possibilitará a realização remota de operações contratuais (por exemplo, alteração da potência contratada), a aplicação de tarifas diferenciadas ao longo do dia e o registro de perfis de consumo (de algum modo materializando o consumo de eletricidade para os clientes), sobre os quais poderão ser desenvolvidas aplicações de gestão da demanda tendo como objetivo a diminuição da fatura energética, de acordo com os requisitos de conforto dos consumidores, decisões de compra e venda de energia à rede, detecção mais expedita de perdas técnicas, detecção de fraudes e furtos, etc., para além da diminuição dos custos de faturamento (ao permitir desmaterializar alguns processos).

A medição inteligente, que envolve interações complexas entre infraestruturas físicas (e.g. entre os medidores e os equipamentos elétricos) e/ou virtuais (e.g. *software*), possibilita novos benefícios aos utilizadores finais de eletricidade, contudo não garante *per se* que os mesmos se irão realizar. A quantificação monetária dos benefícios pode ainda envolver um certo grau de subjetividade (LI *et al.*, 2013; NEENAN e HEMPHILL, 2008):

- Ao providenciar um acesso de fácil interpretação sobre a informação da utilização de energia elétrica pode contribuir para que os consumidores diminuam os seus consumos, com repercussões nas faturas de eletricidade, ou que induzam uma maior participação em programas de resposta da demanda.
- Aumento do bem-estar dos consumidores através da possibilidade de integrar com os medidores inteligentes novos dispositivos e sistemas de gestão otimizada de todos os recursos energéticos (demanda, geração local, armazenamento).
- Maior rapidez nas reposições do abastecimento de energia elétrica, em caso de quebras ou falhas; embora apresentando valor para os consumidores, a sua dimensão é dificilmente mensurável em termos

monetários uma vez que a confiabilidade do suprimento não tem um valor monetário individual.

- Indução de competição entre os agentes de mercado do lado da oferta, com possíveis vantagens na potencial diferenciação de produtos e serviços.
- A disponibilização de um volume de dados muito superior sobre os padrões de consumo dos utilizadores finais de eletricidade será uma ferramenta muito valiosa na delimitação e/ou na reestruturação dos programas de DSM, para o aumento da sua eficácia, bem como para conceber novos serviços de valor acrescentado.

O resultado do investimento em medição inteligente, depende, em última análise, de como os consumidores responderem às informações prestadas pelos medidores e pelos incentivos conferidos por programas de resposta à demanda (NEENAN e HEMPHILL, 2008). Como tal, o *design* dos medidores inteligentes dependerá dos requisitos das *utilities* locais bem como dos consumidores – e.g. padrões de consumo, preferências em relação a tipos de equipamentos, grau de sensibilidade a programas de DSM, adequação de mecanismos de comunicação de informação e de interação (DEPURU *et al.*, 2011).

6. Elementos comportamentais

Dada a potencial complexidade das tecnologias e da própria rede inteligente, poderão surgir problemas resultantes da ainda reduzida compreensão e conhecimento dos consumidores finais quanto aos benefícios que advirão, seja a nível individual ou social, da progressiva instalação da rede inteligente. As entidades públicas e as *utilities* terão, pois, que assumir um papel de formação dos consumidores finais através de novos e/ou reforçados instrumentos de DSM.

O potencial de aceitação, por parte dos consumidores, das tecnologias com que lidarão no seu quotidiano será muito importante no sucesso da sua

implementação. Para além da componente tecnológica, a componente comportamental e de “domesticação” das tecnologias pelos consumidores desempenham um papel vital no desenvolvimento das redes inteligentes, devendo essas componentes complementar-se (LOPES *et al.*, 2012a; 2012b). O *design* de novos produtos e serviços, não se esgotando nas soluções tecnológicas e nos incentivos económicos, para apoiar os utilizadores em preencher as suas necessidades é crucial para realizar todo o potencial das redes inteligentes.

No lado da demanda, é de se esperar que consumidores bem informados e sensíveis a alterações das tarifas gerenciem o seu consumo de eletricidade em detrimento de uma atitude somente passiva; no lado da oferta, os consumidores poderão (também) ser produtores de energia elétrica através de produção descentralizada de energia de fontes renováveis (*e.g.* eólica ou solar) para a própria residência ou mesmo para a comunidade onde se inserem (MAH *et al.*, 2012; VERBONG *et al.*, 2013).

Em geral, não há interação direta do consumidor com o medidor inteligente, sendo a interação mediada através de um aparelho/serviço que mostra a informação sobre o consumo de energia e os respetivos custos (mecanismo de *feedback*). Este mecanismo reforça a pro-atividade dos consumidores contribuindo para o reajustamento dos seus padrões de consumo, com estimativas realistas de poupanças que podem atingir 10% do consumo total (LOPES *et al.*, 2012a). Adicionalmente estes efeitos podem ser reforçados com programas de eletricidade num sistema de pré-pagamento. Os mecanismos de *feedback* são muitas vezes usados num contexto de *feedback* comparativo, *i.e.* competição intra-comunidades. Ou seja, a ação do consumidor é um elemento essencial para tirar partido da base tecnológica oferecida pela rede inteligente, com benefícios para todas as partes interessadas.

Existem, contudo, barreiras quanto à segurança e privacidade dos consumidores finais, que podem atrasar a disseminação de medidores inteligentes e,

consequentemente, o desenvolvimento das redes inteligentes se não forem devida e atempadamente acuteladas, seja ao nível da regulamentação, dos *standards* dos equipamentos e da segurança da “rede informacional” das redes inteligentes (ENISA, 2012; MCKENNA *et al.*, 2012). (MCKENNA *et al.*, 2012) referem que, em termos gerais, a informação recolhida pelos medidores inteligentes pode ser utilizada para fins regulamentares e comerciais legais, mas existe o risco de utilizações ilegais.

A progressiva penetração dos medidores inteligentes e a sua natural evolução tecnológica, com fluxos bidirecionais de comunicação, possibilita a verificação do consumo em tempo (quase) real dos clientes finais, bem como a inferência dos seus padrões de consumo – as *utilities* poderão utilizar os dados de consumo registrados nos medidores inteligentes com o propósito de recolher informação sobre os seus consumidores ou sobre o mercado. Por outro lado, a natureza imaterial da informação dos consumos energéticos potencia, por questões regulamentares ou de legalidade questionável, a partilha desta informação privada a terceiras partes (HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013; MCKENNA *et al.*, 2012; ROTTONDI *et al.*, 2013).

7. Casos internacionais

O desenvolvimento de sistemas de medição inteligente está sendo atualmente estimulado em muitos países. Nos EUA e na Europa, a modernização da rede elétrica e dos seus componentes tem como objetivos a melhoria da qualidade e o aumento confiabilidade no suprimento, da segurança na transmissão, da eficiência operacional na rede elétrica e da eficiência energética (BROWN *et al.*, 2010; CARDENAS *et al.*, 2013). Enquanto a maior fatia do investimento é direcionada para a manutenção do sistema elétrico, uma parte substancial dos fundos é investido no desenvolvimento das redes inteligentes (em investimentos diretos na rede elétrica, P&D e em projetos-piloto) para acompanhar o crescimento da produção de eletricidade por fontes renováveis, para otimizar o consumo final e de

recursos naturais e para aumentar a vida útil da infraestrutura existente (GUNGOR *et al.*, 2011; HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013).

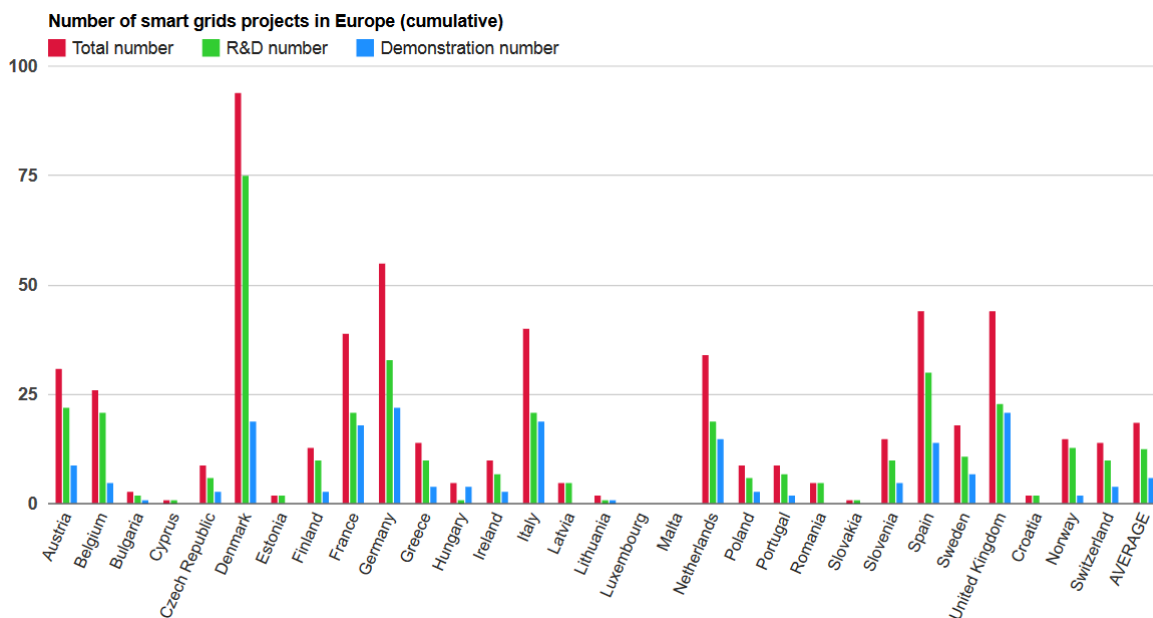
Até março de 2012, data do último levantamento por parte do *Joint Research Centre* da Comissão Europeia, foram desenvolvidos, contabilizando em conjunto a União Europeia a 27 países, e a Croácia, a Suíça e a Noruega, um total de 281 projetos de redes inteligentes, cerca de 90 projetos-piloto de medidores inteligentes, e planos de desenvolvimento, de evolução das atuais estruturas das redes elétricas nacionais, e de implementação de tecnologias (GIORDANO *et al.*, 2013; JRC, 2012).

O forte comprometimento dos Estados-membros europeus, por número e valor agregados por país, em projetos relacionados com os sistemas de redes elétricas inteligentes são expressos nas figuras 1 e 2, cuja análise conjunta faz ressaltar os seguintes pontos:

- Os países mais ativos no desenvolvimento e disseminação dos sistemas de redes elétricas inteligentes na Europa, considerando o número total cumulativo de projetos, são a Dinamarca, Alemanha, Reino Unido, Espanha, França, Holanda e Itália.
- Até 2012 os países considerados têm demonstrado primazia pelos projetos de P&D, dado o nível ainda “imaturo” de algumas tecnologias, indicando a necessidade de evolução tecnológica, quer de dispositivos e sistemas de rede, quer de medidores inteligentes.
- Não obstante, se se considerar o valor cumulativo dos projetos de redes inteligentes, patente na figura 2, a esmagadora fatia do orçamento global recai nos projetos-piloto e de implementação de tecnologias, dada a necessidade de aferir o custo-eficácia das tecnologias desenvolvidas, de as testar e, no caso das maduras e economicamente viáveis, de as implementar.
- Contrariamente à maioria dos países, principalmente os de maior impacto e intervenção nesta temática, a Dinamarca apresenta um valor agregado de

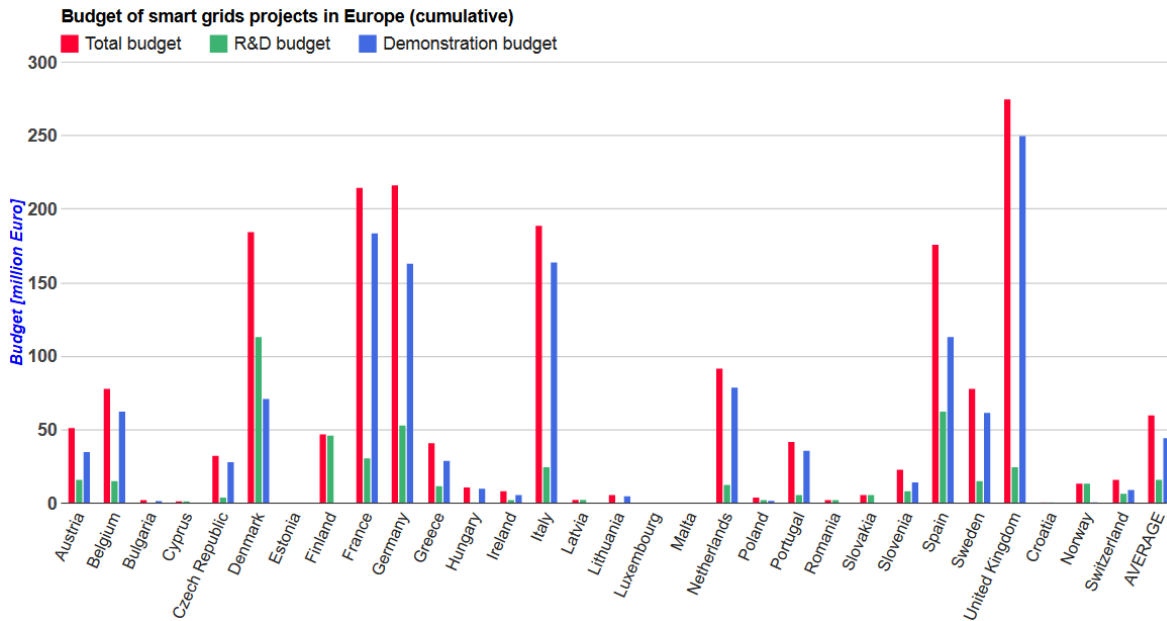
projetos de P&D muito superior ao dos projetos-piloto, o que a continua a colocar na “fronteira tecnológica” tal como tem acontecido no que concerne às energias renováveis. Noutro sentido, o Reino Unido, em linha com a média (variável mais à direita), aloca a maior fatia dos seus recursos em projetos-piloto e de implementação de tecnologias.

Figura 1: Número cumulativo de projetos de redes inteligentes na Europa até 2012, por país e por tipo de projeto



Fonte: JRC, 2012.

Figura 2: Orçamento cumulativo de projetos de redes inteligentes na Europa até 2012, por país e por tipo de projeto



Fonte: JRC, 2012.

A implementação das redes inteligentes (e das suas tecnologias, com especial destaque para os medidores inteligentes), para além de contribuir para o equilíbrio da oferta e da demanda, é induzida pelo combate às alterações climáticas e pelos objetivos/problemas mais específicos de cada país (CLASTRES, 2011):

- A Dinamarca é o país mais ativo em projetos de P&D de redes inteligentes, como é patente nas figuras 1 e 2, e regista o maior número de projetos de escala reduzida, *i.e.* com enfoque a nível local/comunitário, fazendo deste país europeu o que mais investe em projetos de redes inteligentes *per capita* e por kWh consumido (GIORDANO *et al.*, 2013).
- Na Dinamarca e na Suécia perspectiva-se que as redes inteligentes contribuirão para a proliferação dos VEs (em particular, PHEVs, BEVs).
- Em Espanha, uma das metas é aumentar a qualidade no abastecimento de energia elétrica, diminuindo o número de interrupções.
- Em Portugal, as redes inteligentes possibilitarão aumentar a eficiência e eficácia da integração de fontes renováveis intermitentes.
- A proliferação de medidores inteligentes em Itália pautou-se pela expectativa de redução de fraudes.

- Na Holanda, espera-se que a implementação das redes inteligentes, pela melhoria técnica e pela mudança de comportamentos inerente, induza um consumo mais eficiente e, por conseguinte, uma diminuição das emissões de gases com efeito de estufa.
- Na França, o desenvolvimento das redes inteligentes tem como principais objetivos uma maior informação para os consumidores finais, melhor controle da demanda, aumento da qualidade no suprimento e da operacionalização do mercado de eletricidade, e redução da estrutura de custos do segmento da distribuição de energia elétrica.

A União Europeia assumiu a meta compulsória, estabelecida pela Diretiva 2009/72/CE, de instalação de medidores inteligentes em 80% dos clientes de energia elétrica até 2020 em todos os Estados-membros cujo plano de implementação apresente uma relação de custo-eficácia positiva, o que tem sido uma forte estímulo ao desenvolvimento e disseminação dos sistemas de medição inteligente (Parlamento Europeu e Conselho, 2009). Faruqi *et al.* (2010) estimam que a instalação dos medidores inteligentes pelos países da União Europeia representará um investimento a rondar os 51 bilhões de euros.

A proliferação desta tecnologia irá crescer nos próximos anos – os governos francês, irlandês, holandês, norueguês e espanhol projetam atingir uma taxa de instalação a rondar os 100% em 2020, meta que se perspectiva que seja partilhada por outros Estados-membros da União Europeia (GIORDANO *et al.*, 2013).

- No Reino Unido existe, desde 2008, o caráter compulsório de instalação de medidores inteligentes em todas as residências até 2020 (FARUQUI *et al.*, 2010; ROTTONDI *et al.*, 2013).
- Na Holanda, contudo, não foi permitida a implementação de medidores inteligentes com caráter compulsório, sob o pretexto de violar o direito à privacidade dos cidadãos (HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013; MCKENNA *et al.*, 2012).

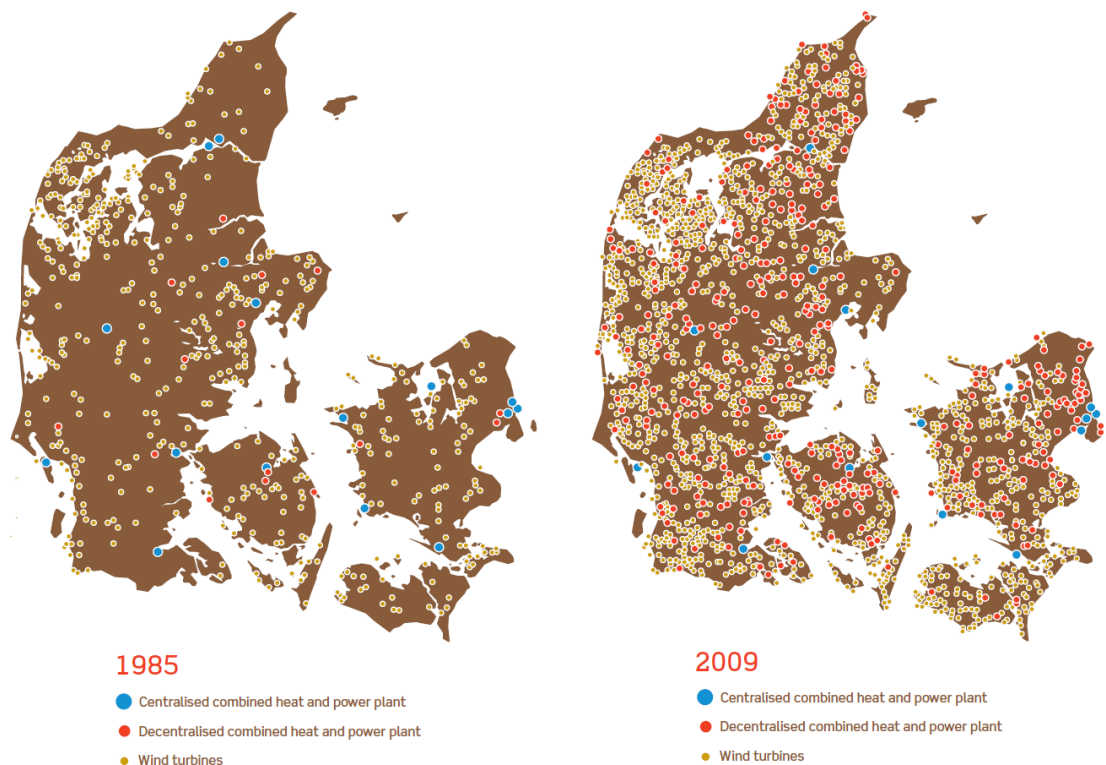
- Em França a taxa de penetração dos medidores inteligentes é de aproximadamente 25% (CLASTRES, 2011; FARUQUI *et al.*, 2010).

Todavia, no caso da Alemanha, foi publicado um estudo em julho de 2013 que indica uma relação de custo-eficácia negativa no longo prazo, levando o Ministério Federal da Economia a afirmar que não é do interesse dos consumidores finais de eletricidade alemães o cumprimento dos objetivos da União Europeia acima mencionadas (*i.e.* mínimo de 80% dos clientes de energia elétrica com medidores inteligentes até 2020), estando, portanto, escusada de os cumprir (situação similar à verificada na Bélgica, República Checa e Lituânia). Segundo a Diretiva 2009/72/CE, a implementação destes equipamentos pode ser submetida a uma avaliação de natureza económica dos custos a longo prazo, dos benefícios para o mercado e para o consumidor individual, do tipo de medidores inteligentes economicamente mais razoável e rentável, e do calendário mais viável para a sua distribuição (GIORDANO *et al.*, 2013; LANG e MUTSCHLER, 2013; PARLAMENTO EUROPEU E CONSELHO, 2009).

7.1. Dinamarca

A Dinamarca tem desenvolvido, ao longo de várias décadas, uma experiência única com a integração das energias renováveis na rede elétrica, e tem, como resultado, um mercado de eletricidade muito flexível. O Nord Pool Spot, criado em 2002, foi o primeiro mercado de energia elétrica do mundo. O sistema elétrico dinamarquês evoluiu, nas últimas décadas, de um sistema de geração centralizada para um sistema de geração distribuída, como é ilustrado na figura 3 com o crescimento de pontos de geração descentralizada de energia elétrica. As previsões indicam que, em 2020, a energia renovável representará 30% do consumo energético nacional, enquanto a energia eólica será responsável por 50% da geração de energia elétrica na Dinamarca. Assim, este país possui já uma vantagem competitiva, tecnológica e de *know-how* no desenvolvimento de uma rede (mais) inteligente (COPENHAGEN CLEANTECH CLUSTER, 2011).

Figura 3: Evolução, no que toca à tipologia e localização, das fontes de geração de eletricidade do sistema elétrico na Dinamarca.



Fonte: Copenhagen Cleantech Cluster, 2011.

A política energética da Dinamarca tem como pilares a redução das emissões de dióxido de carbono, a melhoria da eficiência energética, e o aumento da quota de produção de eletricidade por fontes renováveis. Os decisores públicos dinamarqueses estabelecem como meta primordial, neste enquadramento e em uma perspectiva de complementaridade com os demais pilares estratégicos da sua política energética, conseguir acomodar e gerar uma produção de eletricidade totalmente a partir de fontes renováveis, nomeadamente eólica, que só será possível com o aumento da geração distribuída. Para tal, é crucial dotar a rede elétrica com uma infraestrutura mais “inteligente” que potencie o incremento da eficiência operacional e energética em toda a cadeia de valor do sistema elétrico, *i.e.* desde a geração ao consumo final (COPENHAGEN CLEANTECH CLUSTER, 2011; DANISH MINISTRY OF CLIMATE, ENERGY AND BUILDING, 2013; ENERGINET.DK, 2010).

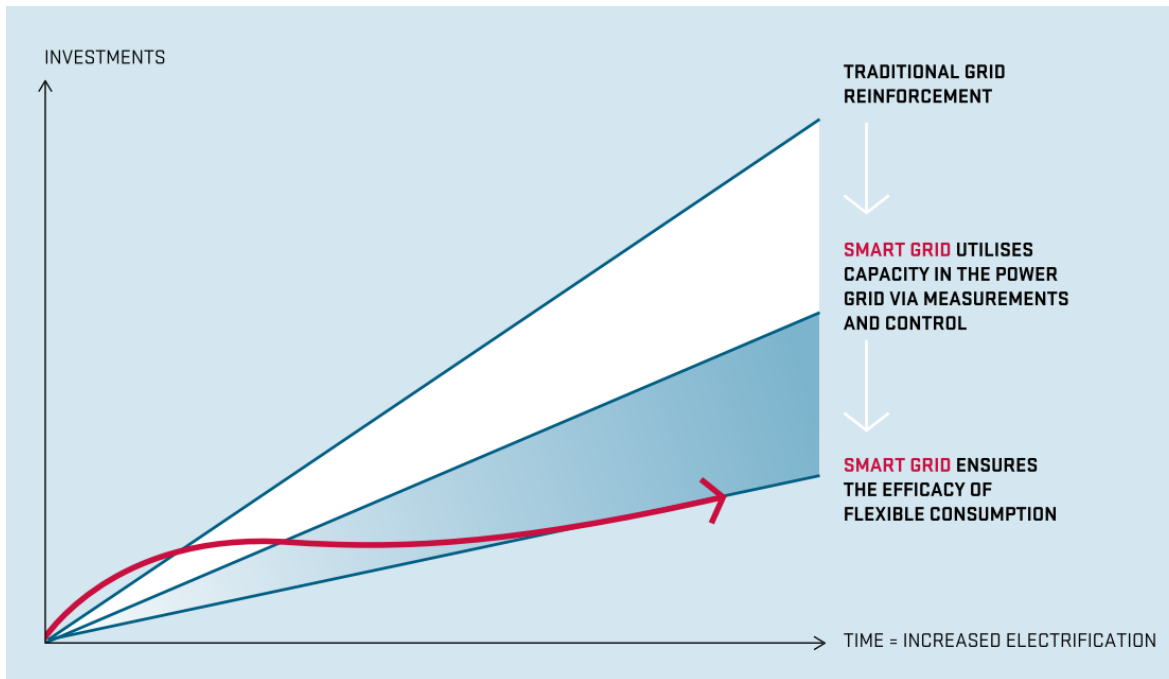
Outros objetivos estratégicos que aumentam o interesse em dotar a rede elétrica de uma maior inteligência são a proliferação percebida dos veículos elétricos (cuja expansão da frota aumentará, no longo prazo, o valor económico da própria rede inteligente), o desenvolvimento da infraestrutura de carregamento, a proliferação da infraestrutura de medição inteligente, a melhoria da eficiência operacional na transmissão de eletricidade, e o desenvolvimento de soluções de resposta dinâmica da demanda integradas e flexíveis (COPENHAGEN CLEANTECH CLUSTER, 2011; DANISH MINISTRY OF CLIMATE. ENERGY AND BUILDING, 2013; ENERGINET.DK, 2010).

Para além de os decisores públicos dinamarqueses considerarem que o desenvolvimento das redes inteligentes é a resposta aos aumentos esperados no consumo de eletricidade nacional, o operador nacional de transmissão do sistema dinamarquês de eletricidade e gás natural (ENERGINET.DK, 2010) atesta que o desenvolvimento da rede inteligente, em que quase metade dos investimentos se direciona para o reforço da rede de distribuição, é a forma mais eficaz e menos onerosa para aumentar a capacidade do sistema elétrico, de forma a que este esteja preparado para corresponder aos desafios futuros.

Tendo como base os cálculos efetuados pela (ENERGINET.DK, 2010), os custos adicionais da rede inteligente são aproximadamente 20% dos custos perspectivados da expansão “tradicional” do sistema elétrico. O aumento da eficiência operacional da rede, da eficiência energética e da eficiência no consumo de eletricidade no consumo final tenderão a majorar os benefícios potenciais do desenvolvimento da rede inteligente. A forma como os decisores públicos dinamarqueses encaram a tendência dos poupanças e investimentos necessários para dotar a rede uma maior inteligência, em comparação com a expansão “tradicional” de rede elétrica, é ilustrada na figura 4.

Figura 4: Relação temporal da evolução da expansão “tradicional” da rede elétrica para a rede inteligente com as tendências percebidas dos

investimentos para cada caso, com as inerentes repercussões no consumo de eletricidade



Fonte: Energinet.dk, 2011.

Para que esta evolução da rede elétrica se concretize com os benefícios energéticos, económicos e sociais perspectivados, todos os agentes de mercado, tanto do lado da oferta como da demanda, devem investir em soluções e equipamentos que contribuam para a integração da medição, do controle e da automação na rede elétrica (DANISH MINISTRY OF CLIMATE, ENERGY AND BUILDING, 2013; ENERGINET.DK, 2010, 2011),

Deverá ser criado um mercado livre e competitivo, que contribuirá para definir o valor real da rede inteligente, no qual todos os agentes de mercado tenham incentivos financeiros para participar no processo de transição, *i.e.* de investimento nas tecnologias necessárias. Para além disso, devem ser definidas quais atividades (*e.g.* transmissão, distribuição) devem ser geridas por empresas reguladas e quais atividades devem ser realizadas no mercado, e quais os

agentes que poderão participar no mercado (DANISH MINISTRY OF CLIMATE, ENERGY AND BUILDING, 2013; ENERGINET.DK, 2010, 2011).

7.2. Itália

A Itália é o país em todo o mundo com maior instalação de medidores inteligentes, com uma taxa de penetração de 85% (CLASTRES, 2011; FARUQUI *et al.*, 2010). Dos 4 bilhões de euros já investidos na União Europeia para a instalação de medidores inteligentes, 2,1 bilhões foram gastos na Itália para a instalação de cerca de 36 milhões de medidores inteligentes entre 2001 e 2008 (GIORDANO *et al.*, 2013).

O processo de liberalização do mercado de eletricidade italiano, iniciado em 1999, deu origem a grandes evoluções, resultado de uma política energética integrada levada a cabo pela entidade reguladora do mercado de eletricidade (*Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas* – AEEG) e pelos demais agentes de mercado, com a afirmação deste país no caminho da sustentabilidade e da redução da sua dependência energética do exterior.

Em 2001 foram fixadas obrigações legais de poupanças energéticas para os distribuidores de energia elétrica (e gás natural) e em 2005 foi criado um esquema de certificados brancos transacionáveis. Estas ações demonstram uma forte intenção de dotar a sua rede elétrica de uma infraestrutura tecnológica e regulamentar que eleve a sua eficiência na utilização dos recursos naturais e a sua eficiência operacional (GIORDANO *et al.*, 2013; PAVAN, 2008; ROGAI, 2007).

A instalação de medidores inteligentes, que se iniciou em 2001 e assumiu um caráter compulsório em 2006, enquadra-se no projeto “*Telegestore*”, cuja operacionalização está a cargo da empresa distribuidora de eletricidade ENEL S.p.A. (de controle estatal), em que os medidores são propriedade das empresas distribuidoras não sendo possível os consumidores adquirirem-nos.

O *Telegestore* (termo italiano para medidor inteligente) permite, entre outras funcionalidades, a comunicação bidirecional remota com os medidores por parte da ENEL, a programação de estruturas multi-tarifárias (e.g. diárias, semanais, etc.), a alteração remota de parâmetros contratuais (e.g. potência contratada), o monitoramento da qualidade do serviço para cada cliente (e.g. número e duração de interrupções), bem como a detecção e prevenção de fraudes, possibilitando também a integração com outros equipamentos/tecnologias que possuem funcionalidades adicionais (ENEL, 2013; ROGAI, 2007).

O projeto *Telegestore* é reconhecido como um caso de *benchmark* internacional na relação com os consumidores, dado o importante papel que a ENEL assumiu na educação e formação dos consumidores, havendo um forte debate entre a distribuidora e grupos de consumidores acerca das preocupações por estes levantadas respeitantes à possibilidade de angariação (e uso indevido) de informação dos hábitos de consumo energético.

A ENEL, ao longo do processo de esclarecimento, foi enfatizando os benefícios potenciais da adoção desta nova tecnologia “inteligente”, como a diminuição da fatura energética (IEA, 2011b). Trata-se um processo evolutivo, de contínua comunicação entre todas as partes interessadas, tanto em termos técnicos como de regulação; por exemplo, um projeto-piloto demonstrou que medidores inteligentes com tecnologia híbrida (medidor eletromecânico e unidade eletrônica) não são custo-eficazes (LO SCHIAVO *et al.*, 2013; ROGAI, 2007).

7.3. Portugal

Um projeto-piloto de redes inteligentes reconhecido internacionalmente está sendo desenvolvido em Portugal, denominado “Évora InovCity – *Smart Energy Living*” – InovGrid, tendo-se iniciado em 2008 no município de Évora, na região do Alentejo.

O InovGrid pretende englobar consumidores residenciais e comerciais, espaços urbanos, iluminação pública, mobilidade elétrica e microgeração.

Atualmente o Projeto InovGrid conta com 31 mil clientes domésticos (numa população global de aproximadamente 55 mil cidadãos). Está sendo desenvolvido pela EDP Distribuição, empresa que tem a seu cargo a distribuição de eletricidade em Portugal, colocando Portugal e aquela empresa “na vanguarda da Europa, em matéria de inovação tecnológica e da abrangência de serviços” (EDP Distribuição, 2013; GIORDANO *et al.*, 2013).

O InovGrid tem como principal meta demonstrar em contexto real os conceitos e tecnologias de rede inteligente para um número significativo de utilizadores, através de ferramentas de gestão integrada (e.g. edp Box) para elevar a qualidade de serviço, reduzir os custos operacionais, promover melhorias de eficiência energética, promover a gestão remota da rede elétrica, potenciar novos serviços energéticos, explorar o potencial da geração distribuída, permitir a integração da rede de carregamento de VEs e promover uma relação mais estreita entre o lado da oferta e da demanda (GIORDANO *et al.*, 2013).

Com o InovGrid, os clientes podem analisar os seus consumos com maior detalhe, contribuindo para aproximar a oferta da demanda de eletricidade, garantindo uma maior segurança no abastecimento e diversificação de fontes renováveis, e aumentando a capacidade de integração da geração distribuída no sistema, *i.e.* uma microgeração mais eficaz e mais fácil de controlar e de gerir (VASILJEVSKA *et al.*, 2012a, 2012b).

O InovGrid foi selecionado em 2011 pela Comissão Europeia e pela Eurelectric (Associação Europeia da Indústria de Eletricidade), de entre mais de 200 projetos de redes inteligentes, como caso de estudo para testar uma metodologia de análise de custo-benefício de projetos de redes inteligentes. O relatório afirma que a implementação do InovGrid já produziu, e certamente induzirá no futuro com a

introdução de novas tecnologias e serviços, externalidades positivas. Dentre outros parâmetros definidos, os pontos fortes do InovGrid, no que diz respeito ao seu impacto nos serviços/funcionalidades, são o maior envolvimento direto dos consumidores na sua utilização de energia elétrica, a melhoria do funcionamento do mercado e do serviço prestado aos clientes e o aumento da eficiência na operação da rede elétrica.

No que diz respeito aos benefícios gerados, o InovGrid destaca-se na participação dos consumidores e na contribuição para a sua tomada de decisão mais informada em relação à utilização da eletricidade. Mesmo com a especificidade das redes inteligentes ao local onde são implementadas (maiores necessidades de frio ou de calor, de iluminação, etc.) trata-se de um projeto que servirá de referência a outros, nacionais ou internacionais (GIORDANO *et al.*, 2012).

8. Aplicabilidade de redes inteligentes no Brasil

A modernização das redes elétricas nos países em desenvolvimento, no caminho de as dotar tecnologicamente de uma maior inteligência, tem sido principalmente impulsionada pela necessidade de melhoria da gestão das próprias redes no sentido de garantir melhores indicadores de qualidade de serviço (e.g. redução de perdas técnicas e não técnicas), estimular a eficiência energética e permitir ainda uma mais fácil integração de fontes renováveis intermitentes. Outras vantagens das redes inteligentes, que estimulam os decisores públicos e as *utilities* a desenvolverem e a disseminarem novas tecnologias, são os potenciais ganhos na estabilidade do sistema, o aumento da segurança no suprimento e a geração de benefícios económicos para os diversos agentes de mercado, do lado da oferta e da demanda (FADAEENEJAD *et al.*, 2014).

A realidade brasileira diverge em grande medida da dos países europeus e dos EUA, seja a nível socioeconômico como energético. O Brasil, no que concerne ao setor elétrico, assume um lugar destacado no panorama mundial: é o nono maior

produtor de energia elétrica (em que os países que registam a maior geração de eletricidade são, por ordem decrescente, EUA, China, Japão, Rússia, Índia, Alemanha, Canadá e França), com uma geração anual de 516 TWh que representa 2,4% em termos mundiais; é o segundo maior produtor de energia elétrica por fontes hídricas, com uma geração de 403 TWh por ano e uma percentagem de 11,5% no total mundial, detendo a terceira maior capacidade instalada de centrais hidroelétricas (79 GW), somente ultrapassado pela China e pelos EUA, e apresentando 78,2% da sua produção doméstica de energia elétrica gerada por fontes hídricas (IEA, 2012). A título de exemplo da dimensão e expressividade do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), em 2010 a produção de eletricidade no Brasil representou aproximadamente 74% do total de energia elétrica produzida no continente africano (IEA, 2010a, 2010c).

O SEB é considerado sólido, consistente e dinâmico e tem permitido o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, tendo o modelo de mercado brasileiro sido consolidado entre 2003 e 2004, e desenhado para que a garantia física total das usinas seja sempre superior à demanda (CASTRO *et al.*, 2010; CASTRO, 2010). O Brasil apresenta uma matriz elétrica única, verificando-se uma clara abundância de recursos hídricos e, nos últimos anos, o aumento da participação da produção de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas (PCH), eólica, solar, biomassa, entre outras (CASTRO *et al.*, 2009). Neste sentido, perspectiva-se que o potencial de geração de bioeletricidade e de energia eólica continue a suportar o caráter sustentável da matriz brasileira em termos ambientais, econômicos e de suprimento (CASTRO e DANTAS, 2010).

No entanto, tendo como referência as previsões da EPE (2013), a demanda crescerá à taxa média anual de 4,3% entre 2011 e 2021, valor superior ao do mesmo indicador, 3,8%, verificado para o período compreendido entre 2000 e 2010 (VITORINO, 2012). Tal, juntamente com o aumento das importações líquidas de eletricidade verificado nos últimos anos (IEA, 2010b) e corroborado pela previsão não negativa da dependência externa de energia elétrica já patente no

Plano de Energia 2030 (EPE, 2007), coloca novos desafios ao SEB e ao seu planejamento, potenciando desta forma os benefícios da implementação das redes inteligentes, as quais terão um papel estratégico neste processo evolutivo (CASTRO *et al.*, 2013).

A implementação da rede inteligente no SEB contribuirá para a melhoria da qualidade do serviço prestado ao consumidor final e tem o potencial de melhorar a confiabilidade do sistema elétrico e de reduzir os desperdícios (ANEEL, 2010a; IEA, 2011b). As perdas não técnicas anuais no SEB, com ênfase para o furto de energia, correspondem a cerca de 8,7% da eletricidade produzida no país, estimando-se que anualmente as *utilities* por todo o mundo percam cerca de vinte bilhões de dólares devido apenas a perdas não técnicas (ANEEL, 2010a; DEPURU *et al.*, 2011).

No Brasil, as forças motrizes para o desenvolvimento da rede inteligente ao nível da distribuição, e inerente difusão dos medidores inteligentes, são a melhoria dos indicadores de qualidade de serviço, a redução de perdas (técnicas e não técnicas) e o acompanhamento do crescimento da demanda (ANEEL, 2010a; HEUVELHOF e WEIJNEN, 2013).

No que concerne à medição inteligente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) afirma que já existe a implementação em grande escala de medidores eletrônicos para consumidores de baixa tensão, sendo de esperar que a sua disseminação continue a evoluir positivamente uma vez que, com o desenvolvimento de novas ICT, este tipo de medidores já são menos onerosos do que os eletromecânicos. Todavia, a mesma entidade reconhece também que a inexistência de “determinação regulatória” para as funcionalidades mínimas deste tipo de medidor fez com que, durante anos, as distribuidoras instalassem medidores com funções que atendessem apenas à solução de problemas localizados (*e.g.* perdas não técnicas), possibilitando que as mesmas recorressem à medição eletrônica (principalmente) por opção estratégica empresarial.

Neste enquadramento, a ANEEL regulamentou em 2012 os sistemas de medição de energia elétrica a implementar em unidades consumidoras do Grupo B (tensão inferior a 2,3 kV), que poderão ou não ter a capacidade de comunicação bidirecional ou mais funcionalidades que as agora definidas como *standard*, *i.e.* serem medidores inteligentes. O regulador explicita também a obrigatoriedade de prestação de informação aos consumidores finais por parte das distribuidoras, como a proibição das mesmas em disponibilizar dados recolhidos das unidades consumidoras a terceiros sem a autorização dos clientes (ANEEL, 2010b, 2012b).

A ANEEL reconhece que os custos relativos ainda superiores das tecnologias mais eficientes (*e.g.* medidores inteligentes) e a ausência de uma estrutura regulatória consistente (*e.g.* para os fornecedores de equipamentos e para as *utilities*) limitam tanto os benefícios para os consumidores como a evolução da rede inteligente na distribuição, enquanto na transmissão o uso de sistemas avançados de medição e supervisão da rede está mais disseminado. Embora sejam preconizados pela ANEEL benefícios para a melhoria da qualidade do serviço no fornecimento, benefícios econômicos para os consumidores e para a postergação de investimentos no sistema elétrico, entre outros, a sua quantificação é pouco fiável nesta fase ainda embrionária do processo de evolução para a distribuição inteligente.

Em 2011, a ABRADDEE realizou um projeto de P&D Estratégico que procurou levantar e quantificar os desafios e benefícios dos *smarts grids* dentro do contexto brasileiro (ABRADDEE, 2011). O objetivo do projeto foi a elaboração de uma proposta para o Plano Nacional de adoção de Redes Inteligentes. Um dos resultados deste estudo foi a elaboração de *business cases* para avaliar a viabilidade de implementação massiva de redes inteligentes no Brasil. Para simular os *business cases*, a ABRADDEE avaliou custos e benefícios sob três diferentes óticas e em três diferentes cenários:

- Óticas observadas:

- Sociedade
- Consumidores
- Distribuidoras
- Cenários simulados:
 - Acelerado;
 - Conservador;
 - Moderado

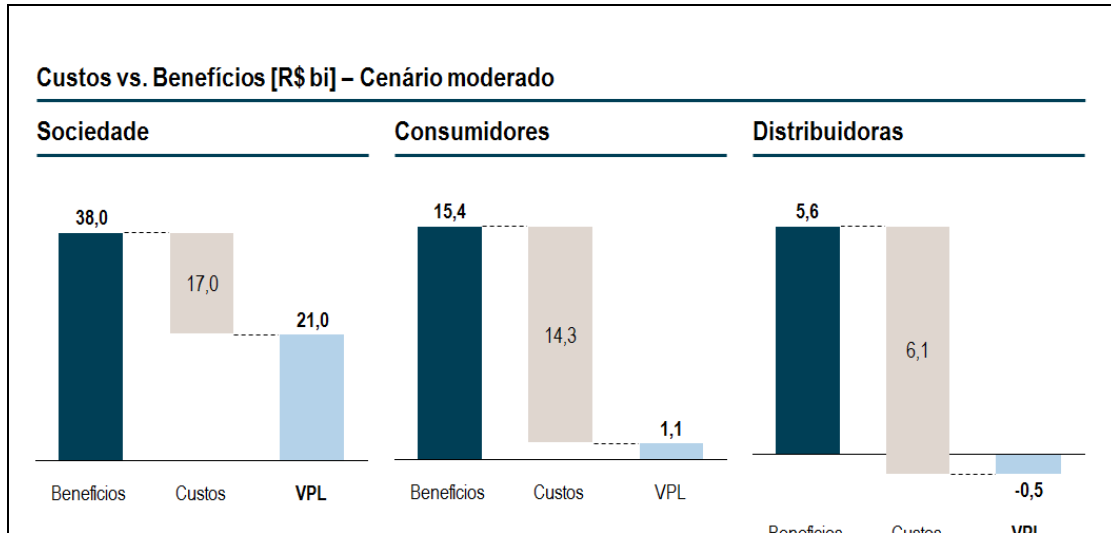
Em todas as óticas e em todos os cenários simulados, a ABRADDEE quantificou:

- Benefícios:
 - Redução da energia não-distribuída;
 - Redução de perdas não-técnicas;
 - Custo evitado com medições;
 - Ganhos com eficiência operacional;
 - Custo evitado na expansão dos sistemas de Geração e Transmissão devido a à Geração Distribuída
- Custos:
 - Substituição de medidores;
 - Investimentos e aluguel de redes públicas para comunicação;
 - Equipamento de manobra;
 - Dispositivos de automação (IEDs);
 - *Hardwares e softwares*;
 - Medição especial para Geração Distribuída

Todos os investimentos foram anualizados considerando suas respectivas vidas úteis e valores foram trazidos a valor presente de 2011 a uma taxa de 11% (similar ao WACC bruto regulatório definido pela ANEEL para o 3º ciclo tarifário – 11,36%).

Como ilustrado na Figura 5, a ABRADDEE chegou a conclusão de que no cenário moderado o VPL de *smart grids* para as distribuidoras é negativo. Para as distribuidoras, a instalação de medidores seria o maior custo da implementação e a redução de perdas não-técnicas seria um dos principais criadores de valor.

Figura 5: Resultados do business case simulado pela ABRADEE no cenário moderado



Fonte: ABRADEE, 20122; Roland Berger Strategy Consultants

Embora o *business case* não seja positivo para as distribuidoras em nenhum dos casos simulados, a ABRADEE reconhece que existem diversos benefícios não-quantificados a serem considerados. Entre eles:

- Redução da ponta do sistema, devido a mudança de comportamento do consumidor;
- Redução no consumo de energia;
- Corte seletivo de inadimplentes;
- Possibilidade de implementar pré-pagamento;
- Introdução de novas modalidades tarifárias;
- Melhor relacionamento com o consumidor;
- Redução na emissão de gases de efeito estufa;
- Redução das variações na tensão;
- Potencial compartilhamento da infra-estrutura com outras *utilities*;
- Desenvolvimento de novos negócios;
- Integração com as futuras Cidades Digitais

Com a inclusão dos benefícios anteriormente listados, é possível que a implementação massiva de redes inteligentes se torne viável no Brasil. A ABRADDEE ainda argumenta que seriam necessárias mudanças regulatórias que incentivem investimentos em redes inteligentes.

O reconhecimento e análise das experiências internacionais (e.g. Dinamarca, Itália, Portugal, EUA) por parte dos agentes regulador e de mercado, a definição pela ANEEL, em parceria com outras entidades (e.g. INMETRO), de padrões técnicos que deverão ser seguidos pelos fornecedores dos medidores eletrônicos e pelas distribuidoras, a evolução da regulação e a discussão nacional que se tem desenrolado nos últimos anos são pilares consistentes na forte intenção de dotar a distribuição de uma infraestrutura mais moderna e eficiente. Tal induzirá, juntamente com uma alteração do paradigma comportamental dos consumidores finais, a um aumento da eficiência do SEB ao longo de toda a sua cadeia de valor (ANEEL, 2009, 2010a, 2010b, 2012a, 2012b).

9. Conclusões

Atualmente, as redes elétricas modernas têm de enfrentar diversos desafios, como a crescente demanda de eletricidade, infraestruturas envelhecidas e a introdução de fluxos bidirecionais através da geração distribuída.

A evolução das reformas orientadas para o mercado, o desenvolvimento da economia digital, e as alterações climáticas que exigem requisitos regulatórios e ajustamentos mais rigorosos de política energética, induzem a um estreitamento da relação entre a rede elétrica e a demanda. Tal convoca uma melhor qualidade de serviço, a proliferação das fontes renováveis de natureza intermitente e o aumento da geração distribuída, entre outros. Uma vez que as redes elétricas tradicionais dificilmente conseguem responder às novas exigências, do lado da oferta e da demanda, as redes inteligentes assumem-se como o passo evolutivo na persecução de maior eficiência, acessibilidade e sustentabilidade.

A rede inteligente utiliza tecnologias digitais avançadas para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade a partir de todas as fontes de geração para atender as diferentes necessidades de energia elétrica dos consumidores finais. As redes inteligentes possibilitam coordenar as necessidades e capacidades dos ativos de geração, operadores de rede, consumidores finais e dos demais agentes do mercado de energia elétrica para operar todas as partes do sistema de forma a maximizar a sua eficiência, minimizando os custos e os impactos ambientais e, simultaneamente, maximizando a confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico (IEA, 2011b). É nesse contexto que surge a necessidade de desenvolvimento de uma infraestrutura de telecomunicações robusta que viabilize a medição inteligente e a operação remota da rede elétrica.

A participação dos consumidores assume um papel fundamental uma vez que requererá o desenvolvimento de novos modelos de negócios com a inclusão de “geração própria” (essencialmente de residências particulares) e a venda de eletricidade à rede elétrica (CARDENAS *et al.*, 2013). Por outro lado, a implementação da rede inteligente gerará benefícios aos utilizadores finais de eletricidade ao otimizar os ativos da rede e ao satisfazer as necessidades de demanda a um custo monetário e ambiental mais reduzido (PHUANGPORNPIITAK e TIA, 2013).

As redes inteligentes constituem, assim, a resposta ao desafio colocado pela necessidade de dispor de uma abordagem integrada para telemedição avançada, capacidade de integrar medidas de promoção de eficiência energética e resposta dinâmica da demanda, integração em larga escala de geração distribuída (em particular, renováveis de com elevado grau de intermitência), microgeração local, armazenamento e veículos elétricos (os quais poderão atuar como cargas e/ou como meios de armazenamento – G2V e V2G, respetivamente), num contexto de melhoria continuada dos indicadores de qualidade de serviço e de sustentabilidade do sistema global.

Para além de todos os benefícios potenciais, como são, por exemplo, as melhorias no monitoramento e na operacionalização das linhas de transmissão de alta tensão, o aumento da automatização e controle das subestações da rede de distribuição, e a possibilidade de fluxos de comunicação bidirecionais com os medidores inteligentes, as redes inteligentes são entidades altamente complexas e requerem alterações significativas dos modelos de negócio, das políticas energéticas, da estrutura regulatória, da evolução tecnológica e do comportamento social (BLUMSACK e FERNANDEZ, 2012).

Como resultado do progresso económico experienciado nos últimos anos e o forte e consistente investimento em infraestruturas, o Brasil assume-se como um potencial mercado de rede inteligente de enormes dimensões (FADAEENEJAD *et al.*, 2014). Assim, a ANEEL, enquanto entidade reguladora do SEB, desempenha um papel catalisador vital no desenvolvimento da rede inteligente no Brasil, nomeadamente em dotar o lado da demanda da estrutura regulatória consistente com a disseminação de tecnologias mais eficientes e em promover novos investimentos que conduzam o sistema elétrico num caminho sustentável em cooperação com todos os atores deste sistema (ANEEL, 2010a, 2010b).

Tendo em vista o potencial do mercado de redes inteligentes, as *utilities* precisam começar a desenvolver o quanto antes as competências necessárias para extrair o máximo de valor das oportunidades proporcionadas pela tecnologia. Do ponto de vista operativo, as empresas precisam capacitar e desenvolver colaboradores das equipas de campo e dos centros de operação. Do ponto de vista comercial, as *utilities* precisam estar preparadas para atuar mais próximas dos clientes e oferecer novos modelos de negócios customizados aos consumidores. Por fim, sem as competências de processamento e gestão de grandes volumes dados (*big data*), as *utilities* não conseguirão capturar ganhos de eficiência e não conseguirão viabilizar novos modelos de negócios baseados em informações sobre o consumo.

10. Referências Bibliográficas

AGHAEI, Jamshid; ALIZADEH, Mohammad-Iman. Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 18, p. 64–72, fev. 2013.

AGRELL, Per J.; BOGETOFT, Peter; MIKKERS, Misja. Smart-grid investments, regulation and organization. *Energy Policy*, v. 52, p. 656–666, jan. 2013.

ALONSO, Monica; AMARIS, Hortensia; ALVAREZ-ORTEGA, Carlos. Integration of renewable energy sources in smart grids by means of evolutionary optimization algorithms. *Expert Systems with Applications*, v. 39, Issue 5, p. 5513–5522, abr. 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). *Projeto Estratégico de P&D - Redes Elétricas Inteligentes (2011)*. Disponível em: <http://www.smartgrid.com.br/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=KXPAd-H_TCBf_P_FYcbecl0YcL8hy6FBxs0VtjpWUH4>. Acesso em 15 de maio de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa Nº 375, de 25 de Agosto de 2009*: Regulamenta a utilização das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009375.pdf>>. Acesso em 15 de maio de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL, 2010a). *Chamada Nº 011/2010 - Projeto Estratégico: “Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente”* (p. 20). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008-ChamadaPE11-2010.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Nota Técnica nº 0044/2010-SRD/ANEEL*: Instauração de Audiência Pública no intuito de coletar

subsídios para Resolução Normativa acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota_tecnica_0044_2010_srd.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Nota Técnica n° 0098/2012-SRD/ANEEL*: Proposta de Resolução Normativa com base na avaliação do processo de Audiência Pública no 43/2010, instaurada com o objetivo de coletar subsídios acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/resultado/nota_tecnica_0098_srd-aneel.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução Normativa N° 502, de 7 de Agosto de 2012*: Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em 15 de maio de 2014.

ARENDS, Marcel; HENDRIKS, Paul H. J.. Smart grids, smart network companies. *Utilities Policy*, v. 28, p. 1–11, mar. 2014.

BALSA, Joana M. R.. *Avaliação do impacto da introdução de veículos elétricos na procura de combustíveis em Portugal*. 2013. 91 f. Dissertação (Mestrado em Gestão) – Faculdade de Economia, Universidade de Coimbra. Coimbra, Portugal. 2013.

BLUMSACK, Seth; FERNANDEZ, Alisha. Ready or not, here comes the smart grid! *Energy*, v.37, Issue 1, p. 61–68, jan. 2012.

BRANDSTÄTT, C.; BRUNEKREEFT, G.; FRIEDRICHSEN, N.. Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not? *Utilities Policy*, v. 19, Issue 4, p. 244–254, dez. 2011.

BRIONES, A.. *et al.* *Vehicle-to-Grid (V2G) Power Flow Regulations and Building Codes*. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/avta/pdfs/evse/v2g_power_flow_rp_t.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

BROWN, H. E.; SURYANARAYANAN, S.; HEYDT, G.T.. Some Characteristics of Emerging Distribution Systems Considering the Smart Grid Initiative. *The Electricity Journal*, v. 23, Issue 5, p. 64–75, jun. 2010.

CARDENAS, Jesus A. *et al.* A literature survey on Smart Grid distribution: an analytical approach. *Journal of Cleaner Production*, v. 65, Issue 15, p. 202–216, fev. 2014.

CASTRO, Nivalde J. de. O Equilíbrio Dinâmico e as Condições de Demanda e Oferta do Setor Elétrico Brasileiro. *Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 21*. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

CASTRO, Nivalde J. de. *et al.* O Papel do Brasil no Processo de Integração do Setor Elétrico da América do Sul. *Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 23*. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

CASTRO, Nivalde J. de. *et al.* Novos paradigmas tecnológicos e de consumo e seus impactos sobre o setor elétrico. *Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 53*. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.

CASTRO, Nivalde J. de; DANTAS, Guilherme de A.. O Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro e o Contexto Mundial de Mudanças Climáticas. *Working Paper*. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

CASTRO, Nivalde J. de. *et al.* A Importância das Fontes Alternativas e Renováveis na Evolução da Matriz Elétrica Brasileira. In *V Seminário de Geração e Desenvolvimento Sustentável* - Fundación MAPFRE. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2009.

CELLI, Gianni. *et al.* Reliability assessment in smart distribution networks. *Electric Power Systems Research*, v. 104, p. 164–175, nov. 2013.

CHONTANAWAT, J. Modelling Causality between Electricity Consumption and Economic Growth in Asian Developing Countries. *In Second International Association for Energy Economics (IAEE, 2008) Asian Conference: Energy Security and Economic Development under Environmental Constraints in the Asia-Pacific Region*. Disponível em: <<http://www.business.curtin.edu.au/files/Chontanawat.pdf>>. Acesso em dezembro de 2011.

CIREC. Smart Grids on the Distribution Level - Hype or Vision ? CIREC's point of view. *Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution, 2013*. Disponível em: <http://www.ho-cired.hr/2013/CIREC-WG-Smart-Grids-Final-Report-Draft_v5.pdf http://www.ho-cired.hr/2013/CIREC-WG-Smart-Grids-Final-Report-Draft_v5.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

CLASTRES, Cédric. Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. *Energy Policy*, v. 39, Issue 9, p. 5399–5408, set. 2011.

CLEMENT-NYNS, K.; HAESSEN, E.; DRIESEN, J. The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electric Power Systems Research*, v. 81, Issue 1, p.185–192, jan. 2011.

Copenhagen Cleantech Cluster. *Denmark: A European Smart Grid Hub - Asset mapping of smart grid competencies in Denmark*. Disponível em: <http://www.cphcleantech.com/media/1246844/smart_grid_rapport_ccc_2011_low_211111.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

COSENT, R.; GÓMEZ, T. Implementing incentive compatible menus of contracts to regulate electricity distribution investments. *Utilities Policy*, v. 27, p. 28–38, dez. 2013.

COSENT, R.; GÓMEZ, T.; FRÍAS, P.. Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. *Energy Policy*, v. 37, Issue 3, p. 1145–1155, mar. 2009.

DANISH MINISTRY OF CLIMATE. *Energy and Building, 2013*. Smart Grid Strategy: The intelligent energy system of the future. Disponível em: <www.kemin.dk>. Acesso em 15 de maio de 2014.

DE CASTRO, L.; DUTRA, J. *Paying for the smart grid*. Disponível em: <http://ceri.fgv.br/sites/default/files/payingsmartgrid_0.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

DELFANTI, M.; FALABRETTI, D.; MERLO, M.. Dispersed generation impact on distribution network losses. *Electric Power Systems Research*, v. 97, p. 10–18, abr. 2013.

DEPURU, S. S.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V.. Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, Issue 6, p. 2736–2742, ago. 2011.

DIJK, M.; ORSATO, R. J.; KEMP, R.. The emergence of an electric mobility trajectory. *Energy Policy*, v. 52, p. 135–145, 2013.

EDP DISTRIBUIÇÃO. *Projeto InovGrid*. Disponível em: <<http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/InovGrid.aspx>>. Acesso em 15 de maio de 2014.

EKANAYAKE, Janaka. *et al. Smart Grid - Technologies and Applications*. Chichester, United Kingdom: Wiley, 2012, 293 p.

ENEL. *Telegestore – Italy*. Disponível em: <http://www.enel.com/en-GB/innovation/smart_grids/smart_metering/telegestore/>. Acesso em 15 de maio de 2014.

ENERGINET. DK. *Smart Grid in Denmark*. Disponível em: <<http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske dokumenter/Forskning/Smart Grid in Denmark.pdf>>. Acesso em 15 de maio de 2014.

ENERGINET. DK. *Smart Grid in Denmark 2.0: Implementation of three key recommendations from the smart grid network*. Disponível em: <http://www.gridplus.eu/Documents/events/Innogrid_1/1150h_Report_Smart%20Grid%20in%20Denmark%202.0.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

ENISA. *Smart Grid Security - Recommendations for Europe and Member States*. European Network and Information Security Agency. Disponível em: <<http://www.enisa.europa.eu/activities/Resilience-and-CIIP/critical-infrastructure-and-services/smart-grids-and-smart-metering/ENISA-smart-grid-security-recommendations>>. Acesso em 15 de maio de 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Nacional de Energia 2030*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>>. Acesso em dezembro de 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022)*. *Nota Técnica DEA 22/12*.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Energia – PDE 2021*. Disponível em <http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326_1.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

ERGEG. *Position Paper on Smart Grids: An ERGEG Conclusions Paper*. European Regulators Group for Electricity & Gas. Disponível em: <http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2010/E10-EQS-38-05_SmartGrids_Conclusions_10-Jun-2010_Corrigendum.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

ETP SG. *Smart Grids European Technology Platform. European technology platform for the electricity networks of the future. European Commission.* Disponível em: <<http://www.smartgrids.eu/>>. Acesso em dezembro 2013.

European Commission. *Quarterly Report on European Electricity Markets.* Directorate-General for Energy, European Commission, 2012.

FADAEENEJAD, M.. The present and future of smart power grid in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 29, p. 828–834, jan. 2014.

FARUQUI, A.; HARRIS, D.; HLEDIK, R.. Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. *Energy Policy*, v. 38, Issue 10, p. 6222–6231, out. 2010.

GALUS, M. D.; ZIMA, M.; ANDERSSON, G.. On integration of plug-in hybrid electric vehicles into existing power system structures. *Energy Policy*, v. 38, Issue 11, p. 6736–6745 nov. 2010.

GE, Shao. *et al.* The Impact of Electric Vehicles on the Distribution Grid. *In 2nd International Conference on Electronic and Mechanical Engineering and Information Technology (EMEIT-2012).* Disponível em: <http://www.atlantispress.com/php/download_paper.php?id=3630>. Acesso em 15 de maio de 2014.

GHOSH, Sajal. Electricity consumption and economic growth in India. *Energy Policy*, v. 30, p. 125–129, jan. 2002.

GIORDANO, Vincenzo; FULLI, Gianluca. A business case for Smart Grid technologies: A systemic perspective. *Energy Policy*, v. 40, p. 252–259, jan. 2011.

GIORDANO, Vincenzo. *et al.* *Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments.* Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/ld-na-25815-en-n_final_online_version_april_15_smart_grid_projects_in_europe_-

[lessons learned and current developments -2012 update.pdf](#)>. Acesso em 15 de maio de 2014.

GIORDANO, Vincenzo. *et al. Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects*. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/20120427_smartgrids_guideline.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

GÖRBE, P.; MAGYAR, A.; HANGOS, K. M.. Reduction of power losses with smart grids fueled with renewable sources and applying EV batteries. *Journal of Cleaner Production*, v. 34, p. 125–137, out. 2012.

GREEN II, R. C.; WANG, L.; ALAM, M.. The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, Issue 1, p.544–553, jan. 2011.

GUILLE, C.; GROSS, G.. A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation. *Energy Policy*, v.37, Issue 11, p.4379–4390, nov. 2009.

GUNGOR, V. C. *et al.* Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v.7, Issue 4, p.1–10, 2011.

HAMMONS, T. J.. Integrating renewable energy sources into European grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v.30, Issue 8, p.462–475, 2008.

HÉBERT JR., Curt. The Most Critical of Economic Needs (Risks): A Quick Look at Cybersecurity and the Electric Grid. *The Electricity Journal*, v.26, Issue 5, p.15–19, jun. 2013.

HEIDELL, J.; WARE, H.. Is There a Case for Broadband Utility Communications Networks? Incremental Communications Capacity on Electric Utility Smart Grid Networks. *The Electricity Journal*, v.23, Issue 1, p.21–33, jan./fev. 2010.

HEUVELHOF, E. tem; WEIJNEN, M.. Investing in smart grids within the market paradigm: The case of the Netherlands and its relevance for China. *Policy and Society*, v.32, Issue 2, p.163–174, mar. 2013.

HLEDIK, Ryan. How Green Is the Smart Grid? *The Electricity Journal*, v.22, Issue 3, p.29–41, abr. 2009.

HOTA, A. R.; JUVVANAPUDI, M.; AJPAI, P.. Issues and solution approaches in PHEV integration to the smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.30, p.217–229, fev. 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. (2008). *IEA Energy Policies Review: The European Union*. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em dezembro de 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. (2010a). *Electricity Information - IEA Statistics 2010, with 2009 data*. Disponível e: <http://planbleudocs.org/documents/electricity_information2010.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. (2010b). *Energy Technology Perspectives 2010: Scenarios & Strategies to 2050*. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em dezembro de 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. (2010c). *IEA Statistics: Energy Balances of Non-OECD Countries - 2010 Edition*. Disponível em <<http://www.iea.org/>>. Acesso em dezembro de 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. (2010d). *World Energy Outlook 2010*. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em dezembro de 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. (2011a). *Technology Roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles*. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EV_PHEV_Roadmap.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. (2011b). *Technology Roadmap: Smart Grids*. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. (2012). *Key World Energy Statistics 2012*. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes.pdf>>. Acesso em 15 de maio de 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. (2013). *Global EV Outlook - Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020*. Disponível em: <http://www.iea.org/topics/transport/electricvehiclesinitiative/EVI_GEO_2013_FullReport.pdf>. Acesso em 15 de maio de 2014.

JOINT RESEARCH CENTRE (JRC). *Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments - 2012 update*. Disponível em: <<http://ses.jrc.ec.europa.eu/jrc-scientific-and-policy-report>>. Acesso em 15 de janeiro de 2014.

KAYGUSUZ, A. *et al.* Renewable energy integration for smart sites. *Energy and Buildings*, v. 64, p.456–462, set. 2013.

KEMPTON, Willett; TOMIĆ, Jasna. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, v.144, Issue 1, p.268–279, jun. 2005.

KHAYYAM, H.; RANJBARZADEH, H.; MARANO, V.. Intelligent control of vehicle to grid power. *Journal of Power Sources*, v.201, p.1–9, mar. 2012.

KUMAR, V. A.; PANDEY, K. K.; PUNIA, D. K.. Cyber security threats in the power sector: Need for a domain specific regulatory framework in India. *Energy Policy*, v.65, p.126-133, fev. 2013.

LANG, Matthias; MUTSCHLER, U.. No Nationwide Roll-Out of Smart Meters Recommended According to Cost-Benefit Analysis. *German Energy Blog*. Disponível em: <<http://www.germanenergyblog.de>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

LI, Z. *et al.* Toward smart distribution management by integrating advanced metering infrastructure. *Electric Power Systems Research*, v.105, p.51–56, dez. 2013.

LIWEN, Fu; HUIRU, Zhao; SEN, Guo. An Analysis on the Low-carbon Benefits of Smart Grid of China. *Physics Procedia*, v.24, part A, p.328–336, 2012.

LO SCHIAVO, Luca. *et al.* Changing the regulation for regulating the change: Innovation-driven regulatory developments for smart grids, smart metering and e-mobility in Italy. *Energy Policy*, v.57, p.506–517, jun. 2013.

LOPES, M. A. R.; ANTUNES, C. H.; MARTINS, N. Energy behaviours as promoters of energy efficiency: A 21st century review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.16, Issue 6, p.4095–4104, ago. 2012.

LOPES, M. *et al.* An automated energy management system in a Smart Grid context. In *2012 IEEE ISSST – Int. Symposium on Sustainable Systems and Technology*. Boston, USA, mai. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6227983&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fstamp%2Fstamp.jsp%3Ftp%3D%26arnumber%3D6227983>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

LÓPEZ, M. A. *et al.* V2G strategies for congestion management in microgrids with high penetration of electric vehicles. *Electric Power Systems Research*, v.104, p.28–34, nov. 2013.

MAH, Daphne Ngar-yin. *et al.* Consumer perceptions of smart grid development: Results of a Hong Kong survey and policy implications. *Energy Policy*, v.49, p.204–216, out. 2012.

MCKENNA, Eoghan. *et al.* Smart meter data: Balancing consumer privacy concerns with legitimate applications. *Energy Policy*, v.41, p.807–814, fev. 2012.

MEEUS, Leonardo; SAGUAN, Marcelo. Innovating grid regulation to regulate grid innovation: From the Orkney Isles to Kriegers Flak via Italy. *Renewable Energy*, v.36, Issue 6, p.1761–1765, jun. 2011.

MIDTTUN, Atle. The greening of European electricity industry: A battle of modernities. *Energy Policy*, v.48, p.22–35, set. 2012.

MINISTÉRIO DAS COMUNICAÇÕES (MC). *Programa Nacional da Banda Larga*. Disponível em: <<http://www.comunicacoes.gov.br/legislacao/search-by/tags?value=PNBL>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Relatório Smart Grid - Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes*, p.183 – 196, Brasília, DF, 2010.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT). The Impact of Distributed Generation and Electric Vehicles. *In The Future of the Electric Grid - An Interdisciplinary MIT Study*. Disponível em: <http://mitei.mit.edu/system/files/Electric_Grid_Full_Report.pdf>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

MOHAMED, Ahmed; MOHAMMED, Osama. Real-time energy management scheme for hybrid renewable energy systems in smart grid applications. *Electric Power Systems Research*, v.96, p.133–143, mar. 2013.

MULLAN, Jonathan. *et al.* The technical, economic and commercial viability of the vehicle-to-grid concept. *Energy Policy*, v.48, p.394–406, set. 2012.

MÜLLER, C. New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences. IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids. No. 353. Bad Honnef, Germany, 2011. Disponível em: <<http://d-nb.info/1010913913/34>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

NEENAN, Bernard; HEMPHILL, Ross C.. Societal Benefits of Smart Metering Investments. *The Electricity Journal*, v.21, Issue 8, p.32–45, out. 2008.

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST). *Technology, Measurement and Standards Challenges for the Smart Grid*. U.S. Department of Commerce. Boulder, Colorado, 2012. Disponível em: <<http://www.nist.gov/smartgrid/upload/Final-Version-22-Mar-2013-Smart-Grid-Workshop-Summary-Report.pdf>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

OOTEGHEM, Jan Van. *et al.* Evaluation of the techno-economic viability of smart metering value network configurations based on a consumer oriented approach. In: *Fourth Annual Conference on Competition and Regulation in Network Industries*, 2011. Brussels, Belgium.

OVIEDO, Raul Martinez. *et al.* Fan, Z., Gormus, S., & Kulkarni, P. A residential PHEV load coordination mechanism with renewable sources in smart grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v.55, p.511–521, fev. 2014.

PARLAMENTO EUROPEU E CONSELHO. *Directiva 2009/72/CE*: Estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE. Bruxelas, Jornal Oficial nº L 211, 2009.

PAVAN, Marcella. Tradable energy efficiency certificates: the Italian experience. *Energy Efficiency*, v.1(4), p.257–266, 2008.

PEARSON, Ivan L. G. Smart grid cyber security for Europe. *Energy Policy*, v.39, Issue 9, p.5211–5218, set. 2011.

PEÇAS LOPES, J. A.. *et al.* Identification of control and management strategies for LV unbalanced microgrids with plugged-in electric vehicles. *Electric Power Systems Research*, v.80, Issue 8, p.898–906, ago. 2010.

PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J.. *Regulatory Instruments for Deployment of Clean Energy Technologies*. Calgary, 2009. Disponível em:

<<http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/51706/2009-009.pdf?sequence=1>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

PHUANGPORNPIKAK, N.; TIA, S. Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System. *Energy Procedia*, v.34, p.282–290, 2013.

PROGRAMA BRASILEIRO DE REDES INTELIGENTES. *Consolidação dos projetos pilotos brasileiros em Redes Inteligentes*, 2013. Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/produtos/category/22-consolidados-projetos-piloto.html>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

RICHARDSON, David B. Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.19, p.247–254, 2013.

ROGAI, Sergio. Telegestore Project - Progress & Results. In: *IEEE ISPLC*. Pisa, 2007. Disponível em: <<http://www.ieee-isplc.org/2007/docs/keynotes/rogai.pdf>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

ROTTONDI, Cristina. *et al.* Privacy-preserving smart metering with multiple data Consumers. *Computer Networks*, v.57, Issue 7, p.1699–1713, mai. 2013.

SIOGHANSI, Fereidoon P. So What's So Smart about the Smart Grid? *The Electricity Journal*, v.24, Issue 10, p.91–99, dez. 2011.

STEVENSON, James; PREVOST, Richard. J. Securing the Grid: Information Sharing in the Fifth Dimension. *The Electricity Journal*, v.26, Issue 9, p.42–51, nov. 2013.

TENNESSEE VALLEY AUTHORITY. *Types of Electric Vehicles*. 2013. Disponível em: <http://www.tva.gov/environment/technology/car_vehicles.htm>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

TIE, Siang Fui; TAN, Chee Wei. A review of energy sources and energy management system in electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.20, p.82–102, abr.2013.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *International Energy Outlook 2013*. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

VAHL, Fabrício Peter. *et al.* The influence of distributed generation penetration levels on energy markets. *Energy Policy*, v.62, p.226–235, nov. 2013.

VAN DER VEEN, R. A. C.; DE VRIES, L. J. The impact of microgeneration upon the Dutch balancing market. *Energy Policy*, v.37, Issue 7, p.2788–2797, jul. 2009.

VASILJEVSKA, Julija; PEÇAS LOPES, João A.; MATOS, Manuel A. Evaluating the impacts of the multi-microgrid concept using multicriteria decision aid. *Electric Power Systems Research*, v.91, p.44–51, out.2012a.

VASILJEVSKA, Julija; PEÇAS LOPES, João; MATOS, Manuel A. Evaluating the Interest in Installing Microgrid Solutions. *The Electricity Journal*, v.25, Issue 8, p.61–70, out. 2012b.

VERBONG, G. P. J.; BEEMSTERBOER, S.; SENGERS, F. Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy. *Energy Policy*, v.52, p.117–125, jan.2013.

VITORINO, Laura E. G. *Gestão do lado da procura no Setor Elétrico Brasileiro*. 2012. Dissertação (Mestrado em Gestão) - Faculdade de Economia, Universidade de Coimbra, Coimbra, Portugal, 2012. Disponível em: <<https://estudogeral.sib.uc.pt/handle/10316/20101>>. Acesso em 14 de janeiro de 2014.

WANG, Jianhui. *et al.* Smart grids, renewable energy integration, and climate change mitigation – Future electric energy systems. *Applied Energy*, v.96, p.1–3, ago. 2012.

WILLIAMS, Trevor. *et al.* Integrating renewable energy using a smart distribution system: Potential of self-regulating demand response. *Renewable Energy*, v.52, p.46–56, abr. 2013.

WOO, C. K. *et al.* A review of electricity product differentiation. *Applied Energy*, v.114, p.262–272, fev. 2014.