



Recursos Energéticos Distribuídos: *Impactos no Planejamento Energético*



Av. Rio Branco, 1 – 11º andar – Centro
Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20090-003
Tel.: (21) 3512-3100
Fax: (21) 3512-3198

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo
Marcio Felix Carvalho Bezerra

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**
Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grudtner

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**
João Vicente de Carvalho Vieira

**Secretário de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral**
Vicente Humberto Lôbo Cruz



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia
- Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nota de Discussão

Recursos Energéticos Distribuídos:

Impactos no Planejamento Energético

Coordenação Geral
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Rafael de Sá Ferreira

Coordenação Executiva
Jeferson Borghetti Soares
Gustavo Naciff de Andrade

Equipe Técnica
Cristiano Saboia Ruschel
Daniel Silva Moro
Gabriel Konzen
Glaysson de Mello Muller
Luciano Basto Oliveira
Natalia Gonçalves de Moraes
Renato Haddad Simões Machado

Nº EPE-DEA-NT-016/2018-r0
Data: 11 de julho de 2018

APRESENTAÇÃO

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) têm apresentado potencial disruptivo no setor energético mundial. As discussões sobre como permitir o melhor aproveitamento dos serviços providos por estes recursos têm sido crescentes entre planejadores, operadores, reguladores, indústria, e outros agentes. Considerando tal fato, a EPE apresenta esta nota com o objetivo de fomentar a discussão acerca dos impactos e adaptações necessárias nos estudos de planejamento derivados da inserção de RED.

É importante destacar que o pleno aproveitamento de benefícios sistêmicos que os RED podem agregar está associado ao desenho de mecanismos capazes valorizar economicamente estes benefícios. Esta estrutura de sinais econômicos irá direcionar decisões individuais dos agentes conectados às redes de distribuição, convertidos em “prossumidores”, de forma a maximizar benefícios sistêmicos sem comprometer a segurança e confiabilidade do suprimento.

Na perspectiva do planejamento, a inserção dos RED implica em maior incerteza sobre a demanda de energia e a matriz de energia futura. Adicionalmente, o caráter distribuído também exige maior interface do planejamento da geração e transmissão com as redes de distribuição, o que exige diversos avanços ferramentais e metodológicos.

“Na perspectiva do planejamento, a inserção dos RED implica em maior incerteza sobre a demanda de energia e a matriz de energia futura”

Esta Nota não pretende esgotar o tema, que ultrapassa em muito as questões trazidas aqui e envolvem responsabilidades institucionais que vão além daquelas da EPE. Sua motivação reside na necessidade de sedimentar uma visão sobre alguns dos elementos mais fundamentais para que os RED possam se desenvolver de forma sustentável, eficiente, sem produzir grandes distorções no funcionamento do mercado de energia elétrica brasileiro.

I. INTRODUÇÃO

Recursos Energéticos Distribuídos (RED, ou *Distributed Energy Resources – DER* em inglês) são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*). Adicionalmente, com frequência essa definição vem se ampliando para abarcar ainda eficiência energética, resposta da demanda (RD) e gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). Assim, com o intuito de identificar as implicações da penetração em larga escala dessas tecnologias no sistema elétrico, consideraremos aqui que os RED contemplam: i) geração distribuída (GD), ii) armazenamento de energia, iii) veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, iv) eficiência energética e v) gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) (FGV, 2016). Nesses termos, os RED permitem a maior participação do consumidor tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia.

Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos RED, justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle, e pelo papel mais ativo dos consumidores.

O recente crescimento, associado à característica dos RED, indica que a difusão destas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente. De fato, o World Energy Council (2017) aponta que já no horizonte entre 2017 e 2025 se deve observar em diversos países a transição de sistemas elétricos predominantemente centralizados para sistemas híbridos. Neste contexto a transição de um modelo centralizado para um modelo mais distribuído deve alterar os fluxos de energia e aumentar significativamente a complexidade dos sistemas elétricos, conforme ilustra a Figura 1.

As transformações no setor elétrico a partir da inserção em massa de RED irão demandar novas práticas de planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia. No entanto, ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, pode haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema. Em primeiro lugar, ao considerar a proximidade entre geração e consumo, os RED podem propiciar a redução de perdas elétricas. Adicionalmente, de acordo com MIT (2016, p.290), os RED podem oferecer confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas se estiverem em locais ideais e forem operados nas horas

“As transformações no setor elétrico a partir da inserção em massa de RED irão demandar novas práticas de planejamento”

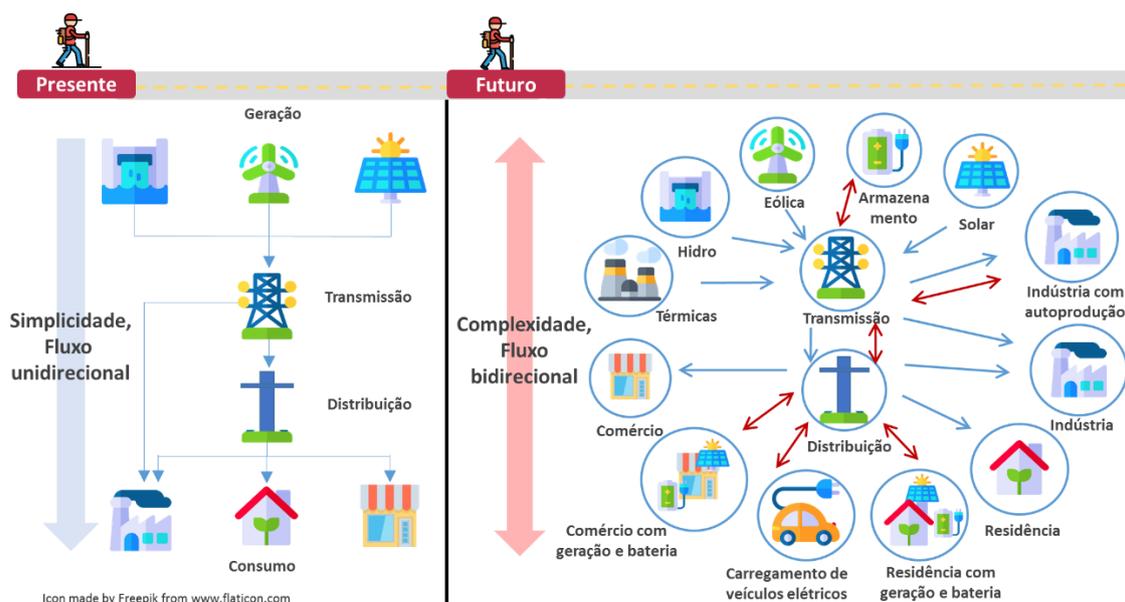


Figura 1 - Sistemas elétricos: presente e futuro (NYISO, 2017)

certas. Tal fato pode inclusive reduzir o custo sistêmico de atendimento à demanda, fazendo com que possivelmente usinas mais caras não precisem ser acionadas, e substituindo ou postergando investimentos convencionais em infraestrutura.¹

Além disso, mecanismos “inteligentes” de integração e gerenciamento desses recursos estão em intenso desenvolvimento e isso deve contribuir para ampliar os potenciais ganhos de eficiência obtidos a partir da inserção de mais RED. Como exemplo, pode-se citar a figura dos “agregadores” de recursos energéticos distribuídos, que formam plantas virtuais e as despacham no mercado de eletricidade. Há inclusive a possibilidade de que estes agregadores utilizem a tecnologia *blockchain* para integrar informações locais, otimizar redes locais, oferecendo serviços energéticos a baixo custo com a utilização de *smart contracts* (PWC, 2017).

Assim, os RED têm sido indutores de profundas mudança no setor elétrico em todo o mundo. Neste sentido, vêm sendo travadas discussões acerca das implicações da crescente inserção de RED e quais adaptações são necessárias ao planejamento, aos modelos de mercado e arcabouços normativo-regulatórios atualmente vigentes, de modo a potencializar e otimizar os benefícios sistêmicos desta disrupção.

¹ Internacionalmente, tem ganhado força o conceito de “*non-wire alternatives*”, que utiliza soluções não tradicionais em Transmissão e Distribuição, como os RED ou ferramentas de gerenciamento de rede, para adiar ou substituir a necessidade de atualizações de equipamentos específicos, como linhas de T&D ou transformadores, através da redução da carga.

Box I - Desafios regulatórios para a inserção dos RED no Brasil

Na visão da EPE, o principal desafio para a inserção eficiente de RED no Brasil está relacionado ao modelo de tarifação da energia elétrica atualmente vigente no país. Isto porque tarifas volumétricas (baseada exclusivamente no consumo em kWh, no caso da baixa tensão), sem granularidade temporal e sem o devido sinal locacional não permitem sinalização econômica para que a inserção dos RED seja adequadamente valorada e revertida em benefícios sistêmicos.

Adicionalmente, no caso da micro e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*net-metering*), em conjunto com a cobrança de tarifa volumétrica, traz desequilíbrios na remuneração dos custos das distribuidoras. O gerador, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as parcelas variável (energia) e fixa (“fio”) da tarifa, embora não reduza os dois custos. O agente conectado, continua demandando a infraestrutura das redes de distribuição e transmissão, logo, os custos fixos devem ser cobertos pelos demais consumidores, através de aumentos na tarifa (Eid et al., 2014). Portanto, se verifica a existência de um subsídio cruzado entre consumidores da mesma distribuidora.

Nesse sentido, entende-se que aproveitamento sustentável dos RED no contexto brasileiro depende de um arranjo que produza sinais econômicos adequados no sentido de alinhar os interesses dos múltiplos prosumidores à obtenção de benefícios sistêmicos, sem levar a desequilíbrios no longo prazo. Em termos práticos, a EPE entende que algumas das alternativas para estimular a inserção eficiente dos RED no Brasil, são:

- Tarifas horárias ou sub-horárias;
- Sinal locacional na distribuição;
- Tarifa multipartes para os consumidores.

Os requisitos acima elencados são elementos básicos para orientar a decisão dos agentes. Atendidas as pré-condições, cabe ao regulador, com apoio dos estudos de planejamento e do monitoramento, a “calibração” dos sinais para o adequado direcionamento dos investimentos por parte dos agentes.

2. O IMPACTO NO PLANEJAMENTO

Pela perspectiva da EPE, o principal impacto com a adoção dos RED está relacionado à adição de outra fonte de incerteza para o planejamento da expansão do sistema energético. Parte destas incertezas é explicada pelo dinamismo na evolução dos preços de equipamentos de GD e armazenamento, resultando em desafios para a previsão de sua competitividade e ritmo de adoção como alternativas de suprimento de energia aos consumidores finais. No entanto, a adoção dessas tecnologias ocorrerá não apenas

devido aos ganhos econômicos diretos para o consumidor, mas por preferências sociais e individuais que às vezes extrapolam a racionalidade econômica clássica. Ou seja, fatores socioculturais e comportamentais fazem parte do processo decisório e, por isso mesmo, tornam mais complexas as ferramentas para lidar com as incertezas nas projeções de avanço dos RED.

Adicionalmente, um desafio nos mercados de eletricidade nos quais há desverticalização dos ativos consiste em coordenar os planejamentos de geração, transmissão e distribuição para atendimento dos requisitos de segurança e confiabilidade do sistema elétrico ao menor custo possível. Enquanto ainda é relativamente pequena a inserção de RED no sistema elétrico brasileiro, predomina o foco na articulação entre o planejamento da geração e da transmissão como forma de viabilizar uma expansão/transição ótima. No entanto, a possibilidade de ampla e acelerada difusão dos RED potencialmente altera e torna mais complexa a dinâmica de planejamento do sistema elétrico, atribuindo às redes de distribuição um papel também altamente relevante. Neste sentido, auxiliar na construção de diretrizes para o planejamento da distribuição de forma a garantir uma expansão ótima sistêmica é outro desafio a ser enfrentado.²

Analogamente, a inserção dos RED tem desdobramentos em outros setores, como os de transporte e de calor. As projeções de demanda de combustíveis, por exemplo, acabam se relacionando com a penetração de geradores distribuídos e de veículos elétricos. Portanto, um planejamento horizontal (interação com outros setores) também passa a ser uma necessidade no contexto de grande penetração dos RED.

3. COMO O PLANEJAMENTO SE ADAPTA?

Conforme mencionado, a inserção de um novo agente ativo nos mercados de eletricidade, o consumidor, acaba trazendo menor previsibilidade ao planejamento. Nesse contexto, como aponta o estudo denominado *Utility of the Future*³, conduzido pelo MIT (2016), o planejamento não deve ser focado em prever ou acertar o futuro, mas em criar condições para que as

“Planejamento deve facilitar a equalização das condições de competição entre tecnologias, cada vez mais diversificadas, de forma que as opções que tragam maior valor ao sistema se viabilizem”

² Diversos estudos têm abordado a necessidade de mudança nas práticas tradicionais para que seja possível a integração das distintas e novas esferas de planejamento. Destacam-se os do MIT (2016) e de Bell e Gill (2018).

³ A EPE publicou em 2017 um resumo de uma apresentação do estudo. O resumo pode ser acessado através do link: http://antigo.epe.gov.br/Documents/Nota_Utility_of_the_future.pdf

inovações aconteçam e sejam assimiladas naturalmente. Ou seja, facilitar a equalização das condições de competição entre tecnologias, cada vez mais diversificadas, criando um ambiente de mercado de isonomia, de forma que as opções que se mostrarem mais competitivas e que tragam maior valor ao sistema se viabilizem. Portanto, ganha cada vez mais importância a interpretação dos planos de expansão como instrumentos de subsídio às decisões de desenho de políticas públicas e regulação setorial.

Com esse intuito, há diversos aprimoramentos metodológicos que devem ser buscados pelo planejador, que serão descritos na sequência. A Figura 2 ilustra a nova realidade do planejamento num contexto de inserção dos RED.



Figura 2 - Adaptação do planejamento no contexto dos RED

3.1. ADAPTAÇÕES NOS MODELOS

Inclusão de novas tecnologias

O primeiro passo é incluir as alternativas de RED nos modelos de planejamento. Atualmente, a maneira mais comum de inclusão é através de modelos exógenos aos modelos de otimização da expansão. Como exemplo, hoje a EPE faz separadamente as projeções de geração distribuída, eficiência energética e veículos elétricos, e os resultados, em termos de energia, são abatidos ou somados na projeção de carga, que então é inserida no modelo de expansão. Por outro lado, pode ser pensado em modelar esses recursos endogenamente, sendo tratados como mais uma opção no modelo para a minimização do custo total de suprimento. Essa abordagem é utilizada pela PacifiCorp (2017) em relação à resposta da demanda. São inseridas no modelo algumas curvas de atendimento via resposta da demanda, com quantidade e custo associado. Dessa forma,

o resultado indica de forma integrada como garantir o suprimento da maneira mais barata.

Os modelos exógenos têm a vantagem de serem de mais fácil implementação. No entanto, os resultados costumam ser limitados a indicar tendências de inserção de uma tecnologia, que nem sempre refletem o ótimo sistêmico. Modelos endógenos podem indicar oportunidades ou ineficiências em certas áreas, e os resultados serviriam de subsídio para orientar ações que visem maior eficiência na expansão dos RED. Um exemplo disso é a geração distribuída. Idealmente, o modelo deveria avaliar em que casos os benefícios locais da GD superam o benefício de escala em plantas centralizadas. Os resultados seriam úteis para o desenho de mercado, de forma a incentivar investimentos que levem ao ótimo sistêmico.

Cabe destacar que a incorporação dos RED de maneira endógena aos modelos de expansão requer grande detalhamento, com a representação espacial, valoração de externalidades, entre outros, de forma a representar adequadamente os RED. Caso contrário, o resultado pode ficar enviesado. Segundo o estudo do Lawrence Berkeley National Laboratory (Mills et al., 2016), quatro distribuidoras dos EUA modelaram endogenamente a geração fotovoltaica distribuída para construir seus planos de atendimento. Nesses quatro exemplos, a geração distribuída nunca foi selecionada pelo modelo como parte da solução de menor custo. No entanto, deve-se ressaltar que os estudos incorporaram apenas parcialmente os benefícios da GD. Portanto, esses casos ilustram que a metodologia limitada prejudica a análise da melhor solução. Nos próximos itens desta Nota de Discussão são listados alguns dos aprimoramentos necessários para melhor representar os RED nos modelos.

Entre os modelos exógenos e endógenos há uma forma intermediária de modelagem, através da iteração entre dois modelos. Um exemplo disso é o proposto por Cole et al. (2016), que conecta os modelos de GD (dSolar) e de expansão centralizada (ReEDS) do NREL. Como indica a Figura 3, nesse estudo a expansão da GD leva a um aumento do *curtailment* da geração fotovoltaica. Na sequência, esse “corte” de geração é aplicado inclusive aos geradores distribuídos, fazendo com que a viabilidade financeira do investimento seja afetada, e, logo, haja menos interesse em adotar a GD nos anos seguintes.



Figura 3 - Exemplo de iteração entre modelo de expansão centralizado e modelo de difusão da geração distribuída (Cole et al., 2016)

Maior granularidade espacial e temporal

A coleta de informações para o planejamento e as ferramentas de modelagem deve permitir a representação granular dos recursos. Isso porque a representação muito agregada dos recursos pode não capturar os benefícios e limitações dos RED. Um exemplo é apresentado em NYISO (2017), onde dois geradores conectados em lados opostos de uma linha congestionada (Figura 4).

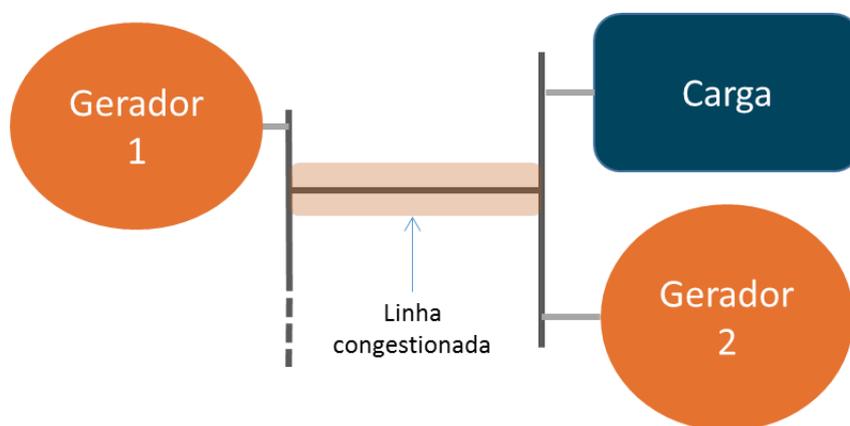


Figura 4 - Exemplo do valor locacional de um gerador distribuído (NYISO, 2017)

Devido às restrições, a injeção do gerador 1 agravaria a sobrecarga na linha de transmissão. Na outra ponta, as injeções do gerador 2 aliviaria a linha congestionada. Se os geradores forem agregados na modelagem, seria dado tratamento único para os dois geradores. Desta forma, é importante que os modelos trabalhem com maior resolução espacial para capturar o benefício da geração próxima a carga (diferimento de investimentos na transmissão e redução de perdas, por exemplo). O mesmo vale para a granularidade temporal. Sabe-se que a geração distribuída fotovoltaica, por exemplo,

tem capacidade para reduzir a demanda máxima do sistema no período diurno, marcado pelo grande consumo de condicionadores de ar. Nesse caso, se não houver uma representação no mínimo horária do perfil de consumo e geração, não há a correta valoração da fonte solar.

A plataforma de código aberto Switch 2.0 trata dos RED de modo simplificado similar ao apresentado na Figura 4. O modelo cria barramentos virtuais de distribuição, onde são colocadas as cargas. Esses barramentos são ligados aos tradicionais barramentos da Rede Básica por um tramo de distribuição com perdas. Dessa forma, um RED tem valor diferente para o sistema, uma vez que não sofre com a redução de perdas entre os dois barramentos.

Valoração dos serviços e externalidades

A maior resolução dos modelos já é um passo na direção de capturar melhor o valor dos RED em relação à energia e a capacidade fornecidas ao sistema. No entanto, há serviços ancilares que também podem ser fornecidos de forma distribuída e que precisam ser precificados de maneira adequada e incorporados nos modelos. Adicionalmente, algumas externalidades ambientais e sociais podem também ser incluídas.

O trabalho do NREL (2014) discute alguns métodos para calcular os custos e benefícios da geração distribuída fotovoltaica, incluindo aspectos ambientais e serviços ancilares. Como exemplo de aplicação, apesar de algumas limitações, é possível citar o caso do estado de Minnesota (EUA) que utiliza uma metodologia para calcular o *Value of Solar*⁴, incluindo os serviços ancilares e benefícios ambientais da geração fotovoltaica.

Cabe ressaltar que o valor de um recurso no sistema varia com o tempo e com a sua penetração no sistema (IEA, 2016; Mills e Wiser, 2012). Portanto, esse fator deve fazer parte das análises de longo prazo.

No que se refere a sistemas de armazenamento, o estudo “Valuing the Resilience Provided by Solar and Battery Energy Storage Systems” (NREL, 2018) faz uma proposta de valoração da confiabilidade e mostra como esta pode alterar tanto a viabilidade como o dimensionamento de sistemas de geração distribuída com armazenamento. Em relação à resposta da demanda, destaca-se o estudo de Heffner (2009), que compilou a abordagem de diferentes estudos para valorar os benefícios da resposta da demanda.

⁴ <http://mn.gov/commerce-stat/pdfs/vos-methodology.pdf>

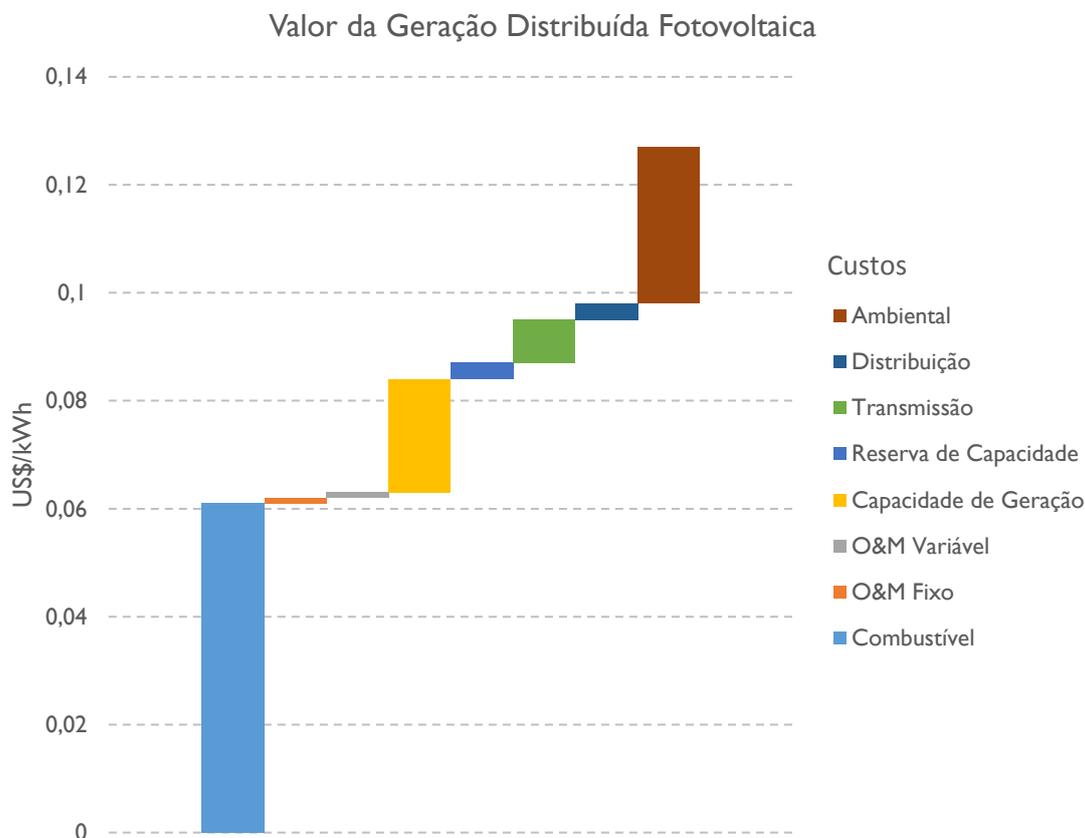


Figura 5 - Exemplo de valoração dos atributos da geração fotovoltaica distribuída (Minnesota Department of Commerce, 2014)

Modelos comportamentais

Segundo a Teoria da Difusão de Inovações, de Rogers (2003), o processo de adoção de uma inovação pelo consumidor é um processo social, e não exato. Como mencionado anteriormente, as decisões nem sempre são pautadas segundo a racionalidade econômica clássica. De fato, o comportamento irracional dos indivíduos vem ganhando mais importância nos estudos. O Nobel de economia de 2017, inclusive, foi destinado a Richard Thaler pelas suas contribuições à Economia Comportamental. No campo da energia, portanto, esses fatores também devem ser levados em consideração. De fato, diversos estudos internacionais têm indicado que uma pequena mudança no conjunto de informações que um indivíduo tem acesso no processo de tomada de decisão, pode ajudar os indivíduos a alinharem intenção e ação. Alguns destes estudos demonstram

aplicabilidades no âmbito do consumo residencial de energia elétrica (Sudarshan, 2017) e na escolha individual do consumidor por suprimento de fontes renováveis (Momsen e Stoerk, 2014), entre outros temas. Entender o que leva os consumidores a adotarem inovações, como respondem a sinais de incentivo, que barreiras socioculturais os impedem de tomar decisões mais eficientes para o sistema, são exemplos de estudos que devem ser aprofundados com o intuito de aperfeiçoar os modelos utilizados.

“O que leva os consumidores a adotarem inovações, como respondem a sinais de incentivo, que barreiras socioculturais os impedem de tomar decisões mais eficientes para o sistema, são estudos que devem ser aprofundados”

Cabe ressaltar que a EPE utiliza, desde 2014, um modelo comportamental para projetar a difusão da adoção da micro e minigeração distribuída. O modelo é classificado como um modelo de Bass, assumindo que a adoção da tecnologia deva seguir uma curva “S”, e vem sendo adaptado continuamente a partir do trabalho de Konzen (2014). Analogamente, esse modelo pode ser utilizado para projetar o crescimento de outros RED. Como exemplo, metodologia similar foi utilizada por Groeneweg (2016) para projetar o mercado de veículos elétricos na Alemanha. Um modelo comportamental mais complexo conhecido como Modelo Baseado em Agentes também é uma alternativa utilizada em alguns estudos, como para projetar o mercado de baterias *behind-the-meter* no estudo de Dam (2016).

Interação vertical (G, T, D & RED)

A introdução de RED tem impactos nos níveis de distribuição, transmissão e geração. Do ponto de vista da expansão, é possível enxergar, caso a inserção dos RED seja otimizada, a postergação de investimentos das redes de transmissão e distribuição, além de capacidade de geração. Do ponto de vista operativo, os RED podem vir a fornecer serviços ancilares⁵, como reserva secundária, por exemplo, para o operador do sistema. Caso a interação não ocorra, em algumas situações, os sinais do mercado atacadista poderão conflitar diretamente com os sinais do operador/planejador das redes de distribuição. Portanto, há uma interação entre todos os níveis do sistema elétrico com a entrada dos RED. Nesse sentido, os modelos devem buscar integrar geração, transmissão, distribuição e RED.

⁵ A figura dos “agregadores” de RED facilita essa interface com o operador do sistema.

Interação horizontal

Novas tecnologias de transporte, como os veículos elétricos, o hidrogênio, além de soluções de cogeração tem potencial de ser melhor integradas com no sistema elétrico para um resultado global mais eficiente. A inserção da mobilidade elétrica, por exemplo, pode permitir que as baterias sejam utilizadas para fazer arbitragem com o preço da eletricidade, modulando o perfil de consumo da rede. No relatório do MIT (2016) foi apresentada uma análise integrada da inserção de geração distribuída e veículos elétricos nas perdas na rede e na remuneração dos geradores⁶.

Adicionalmente, o aumento da mobilidade elétrica diminui as projeções de consumo de combustíveis, a necessidade de parque de refino, reduz a produção de biomassa para geração elétrica, entre outros desdobramentos. Enxergar essas sinergias depende da integração de diferentes setores nos modelos de expansão para poder buscar a melhor solução global. O MATRIZ⁷, do Cepel, é um exemplo de modelo de otimização que integra diferentes cadeias energéticas.

Maior volume de dados

O aprimoramento dos itens anteriores exigirá uma coleta e processamento de um maior volume de dados de consumo, geradores, tarifas, status da infraestrutura de transmissão e armazenamento, entre outros, com maior resolução e com acesso mais imediato. É o conceito de *Big Data* aplicado ao setor elétrico e ao planejamento. A instalação de medidores inteligentes é uma das condições fundamentais para possibilitar a maior digitalização do setor e a coleta dos dados. Adicionalmente, o avanço da Internet das Coisas (*Internet of Things* – “IoT”) deve auxiliar esse processo ao aumentar a conectividade de diversos equipamentos, veículos e edifícios.

Como exemplo de aplicação, além do auxílio na construção de modelos com maior interação horizontal e vertical, o uso de dados geoespaciais (provenientes de smartphones, por exemplo) poderia auxiliar na previsão de carga, como discutem Castro e Tommaso (2018). Outra potencial aplicação seria no levantamento de dados que ajudem a estimar o custo de déficit, que serve como dado de entrada nos modelos de expansão.

⁶ Box 8.1 do documento.

⁷ <http://www.cepel.br/produtos/matriz-modelo-de-projecao-de-matriz-energetica.htm>

Box 2 - Mais acesso aos dados versus privacidade

O maior acesso aos dados dos consumidores e geradores faz parte das condições para o aprimoramento do planejamento e operação do sistema. Nesse contexto, crescem as preocupações acerca de temas como invasão de privacidade e segurança da informação. Isto porque a curva de carga de cada consumidor, em conjunto com os dados gerados por seus equipamentos, pode possibilitar, por exemplo, o conhecimento dos hábitos de cada família, ou se há ou não alguém em casa.

Esse tipo de preocupação tem crescido e chegado aos tribunais, como aconteceu na França, no início de 2018. Uma das empresas fornecedoras de eletricidade do país foi notificada por estar coletando os dados dos medidores inteligentes sem o consentimento apropriado de seus consumidores, e por não haver necessidade da coleta horária uma vez que as tarifas não têm essa diferenciação temporal.

Portanto, essa é mais uma questão que precisa ser debatida e considerada nos aprimoramentos do modelo do setor elétrico e nas adaptações dos procedimentos de planejamento e operação do sistema.⁸

3.2. ADAPTAÇÕES NAS ANÁLISES

Cenários e análises de sensibilidade

Conforme mencionado, o planejamento não deve tentar acertar o que acontecerá no futuro. Nesse sentido, a construção de cenários e análises de sensibilidade ganham importância, conforme aponta DeCarolis et al. (2017). No caso dos cenários, são construídas algumas narrativas sobre o futuro com diferentes premissas consistentes com o enredo. A análise pode apresentar uma descrição mais qualitativa ou definir os parâmetros para que o cenário seja rodado nos modelos de expansão. De todo modo, a análise de cenários deve sempre estar associada a uma narrativa.

Análises de sensibilidade, geralmente consistem em identificar parâmetros que têm grande impacto nos resultados do modelo e variá-los na simulação para conhecer os efeitos dessa variável. A inclusão das análises de sensibilidade no PDE 2026 (Plano Decenal de Expansão de Energia) ilustra o interesse da EPE em desenvolver mais esse tipo de análise em seus planos.

⁸ Mais informações sobre o caso em <https://smartgridawareness.org/2018/04/01/no-legal-basis-for-smart-meter-data-collection/>

Avaliação de Impactos

Aliada à construção de diferentes cenários está a avaliação de impactos, ou análise de custos e benefícios. Com o intuito de subsidiar as definições de políticas e regulação do setor, é importante verificar os impactos das medidas em diversas áreas. Como exemplo, em 2014 a EPE publicou um estudo com a avaliação dos custos e benefícios da inserção da geração distribuída fotovoltaica, sob dois cenários. O Quadro a seguir ilustra os impactos quantificados no documento.

Quadro 1 - Exemplo de Impactos analisados na inserção da GD FV

AGENTE	IMPACTO	TIPO
DISTRIBUIDORAS	Impacto no Fluxo de Caixa	Econômico
CONSUMIDORES	Economia na conta de energia	Econômico
EMPRESAS DE SERVIÇOS E ESCOs	Aumento do faturamento	Econômico
FABRICANTES E IMPORTADORES	Aumento faturamento	Econômico
ESTADOS E UNIÃO	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos no consumo de energia elétrica	Econômico
	Aumento de arrecadação de impostos com a venda de equipamentos e serviços	Econômico
AGENTES DE FINANCIAMENTO E CRÉDITO	Aumento da receita com financiamentos	Econômico
SOCIEDADE	Geração de postos de trabalho	Socioeconômico
GERAL	Economia na contratação de energia	Econômico
GERAL	Redução de Perdas Técnicas	Técnico/Econômico
GERAL	Redução de emissões de GEE	Ambiental

Fonte: EPE (2014)

Tomada de decisão sob risco e incerteza

Nos casos em que o planejador precisa tomar uma decisão determinante, pode ser útil a abordagem de decisão sob risco ou incerteza. Por exemplo, no caso da expansão da geração centralizada e da transmissão, caso o planejador admita que se materializará um cenário de baixo desenvolvimento dos RED⁹, e na verdade se materializar um cenário

⁹ Uma ressalva deve ser feita para os veículos elétricos, que, no geral, aumentam a carga do sistema elétrico.

“alto”, terá ocorrido sobreinvestimento na matriz elétrica. Por outro lado, caso seja assumido que haverá elevada penetração dos RED, e na prática se realizar um cenário de “baixo” desenvolvimento, a confiabilidade do sistema pode ficar comprometida, ou os custos de suprimento podem ser encarecidos.

Metodologicamente, quando os cenários têm consequências e probabilidades definidas, as decisões do planejador podem ser embasadas com as práticas de decisão sob risco. Nesse campo, o critério do Máximo Valor Esperado (MVE) é bastante utilizado. Por outro lado, análises de decisão sob incerteza são úteis nos casos em que as variáveis são conhecidas, mas as probabilidades para determinar a consequência de uma ação são desconhecidas ou não podem ser determinadas com algum grau de certeza. Critérios como o *maximin* (o máximo dos mínimos), *maximax* (o máximo dos máximos), *minimax* (mínimo arrependimento) e Laplace (maior média), são alguns exemplos que podem ser utilizados em análises de decisão sob incerteza.

4. CONCLUSÕES

Os acelerados avanços tecnológicos e suas aplicações ao setor elétrico, juntamente com o advento dos “prossumidores”, abrem novas possibilidades para otimização do uso das redes elétricas a partir do aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos. Por outro lado, esse novo fenômeno traz também enormes desafios para o planejamento e garantia da eficiência e confiabilidade do suprimento energético.

As mudanças no perfil da geração centralizada brasileira podem resultar em perda de flexibilidade. Por outro lado, a inserção de RED nos locais adequados e operados nos momentos certos é capaz de prover flexibilidade ao sistema, além de contribuir para a redução de perdas e melhor uso da capacidade disponível das redes.

O modelo setorial deve ser aprimorado para sinalizar economicamente os valores que os recursos distribuídos trazem para o sistema, de forma a induzir as decisões individuais ao ótimo global. No entanto, se reconhece que nem sempre as decisões dos indivíduos são economicamente racionais, havendo outros fatores socioculturais, e ambientais, por exemplo, que influenciam suas ações. Nesse contexto, o planejamento deve lidar com maior incerteza nas suas análises.

São necessários aperfeiçoamentos ferramentais e metodológicos para se adaptar à nova realidade. É necessário o desenvolvimento de ferramentas que permitam maior granularização espaço-temporal das informações de geração e consumo e aperfeiçoamento dos modelos de projeção e estudo de curvas de adoção de tecnologias. A implementação de modelos comportamentais auxilia esse tipo de projeção. Adicionalmente, é necessário buscar maior interação horizontal e vertical nos modelos de expansão, que permitirão analisar as sinergias entre os setores de eletricidade, transporte e gás, por exemplo, além de otimizar a expansão considerando a rede de

distribuição. Por fim, o aperfeiçoamento dos modelos deve estar atrelado ao desenvolvimento de análises de cenários, tomada de decisão sob incerteza e avaliação de custos e benefícios para melhor orientar decisões políticas e regulatórias.

Essa é a direção que a EPE tem buscado ajudar a construir e que será alvo de esforços nos próximos anos.

REFERÊNCIAS

- BELL, Keith; GILL, Simon. Delivering a highly distributed electricity system: Technical, regulatory and policy challenges. **Energy Policy**, v.113, p.765-777, 2018.
- CASTRO, N. e TOMMASO, F. **O Potencial Uso de Dados Geoespaciais do Consumo de Energia Elétrica como Vetor de Previsão da Demanda Residencial**. Canal Energia. 30 de maio de 2018. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53062822/o-potencial-uso-de-dados-geoespaciais-do-consumo-de-energia-eletrica-como-vetor-de-previsao-da-demanda-residencial>>
- COLE, W. et al. Interactions of rooftop PV deployment with the capacity expansion of the bulk power system. **Applied Energy**, v.168, p.473-481, 2016. DAM, M. **Adoption of battery storage by household consumers**. Dissertação de Mestrado. Delft University of Technology. Novembro de 2016.
- DAM, V. M. **Adoption of battery storage by household consumers**. Dissertação de mestrado. Delft University of Technology. Novembro de 2016.
- DECAROLIS, J. et al. Formalizing best practices for Energy system optimization modelling. **Applied Energy** v.194, p.184-198. 2017
- EID, C., Reneses Guillén, J., Frías Marín, P., Hakvoort, R., 2014. The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. **Energy Policy** v.75, p.244–254.
- EPE. **Nota Técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**, 2014.
- FGV Energia. **Distributed Energy Resources**. Maio, 2016.
- GROENEWEG, T. **Electric vehicle adoption and its impact on 2035 German power demand**. Dissertação de mestrado. Utrecht University. Junho de 2016.
- HEFFNER, G. **Demand Response Valuation Frameworks Paper**. 2009. Global Energy Associates.
- IEA. **Next Generation Wind and Solar Power**. 2016.
- KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. Dissertação de Mestrado—São Paulo, SP: Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 2014.
- MILLS, A. et al. **Planning for a Distributed Disruption: Innovative Practices for Incorporating Distributed Solar into Utility Planning**. LBNL-1006047. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory. Agosto de 2016.
- MINNESOTA DEPARTMENT OF COMMERCE. **Minnesota Value of Solar: Methodology**. Abril, 2014.
- MIT. **Utility of the Future**. 2016.

MOMSEN, K. STOERK, T. From intention to action: Can nudges help consumers to choose renewable energy? **Energy Policy**, v. 74, p. 376-382, 2014.

NREL. Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System. **Technical Report NREL/TP-6A20-62447**. Setembro de 2014.

NREL. **Valuing the Resilience Provided by Solar and Battery Energy Storage Systems**. Janeiro de 2018.

NYISO. **Distributed Energy Resources Roadmap for New York's Wholesale Electricity Markets: A Report by the New York Independent System Operator**. Janeiro, 2017.

PACIFICORP. 2017. **Integrated Resource Plan Report. 2017**. Disponível em https://www.pacificorp.com/content/dam/pacificorp/doc/Energy_Sources/Integrated_Resource_Plan/2017_IRP/2017_IRP_VolumeI_IRP_Final.pdf .

PWC. **Use cases for Blockchain technology in Energy Commodity Trading**. Julho, 2017.

ROGERS, E. **The Diffusion of Innovations**. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.

SUDARSHAN, A. Nudges in the marketplace: The response of household electricity consumption to information and monetary incentives. **Journal of Economic Behavior & Organization**, v.134, p. 320-335, 2017.

WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Trilemma -2017**. 2017. Disponível em <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/11/World-Energy-Trilemma-2017_Full-report_WEB.pdf>