

ORGANIZADORES:  
NIVALDE DE CASTRO E GUILHERME DANTAS

# GERAÇÃO DISTRIBUÍDA:

EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS  
E ANÁLISES COMPARADAS

 Konrad  
Adenauer  
Stiftung

 **GESEL**  
Grupo de Estudos do Setor Elétrico  
UFRJ

20  
ANOS

**Geração Distribuída:  
Experiências Internacionais e Análises Comparadas**

**Organizadores  
Nivalde de Castro e Guilherme Dantas**

Copyright© 2018 Nivalde de Castro e Guilherme Dantas

Título: Geração Distribuída: Experiências Internacionais e Análises Comparadas

Editor

André Figueiredo

Editoração Eletrônica

Luciana Lima de Albuquerque

G354 Geração distribuída: experiências internacionais e análises comparadas / Organizadores:  
Nivalde de Castro e Guilherme Dantas. – Rio de Janeiro : Publit, 2018.  
240 p. ; 25 cm.

ISBN 978- 85-525-0083-4

Inclui bibliografia.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Energia – Fontes alternativas. I. Castro, Nivalde. II. Dantas, Guilherme. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Grupo de Estudos do Setor Elétrico.

CDU 621.311.1

CDD 621.31

PUBLIT SOLUÇÕES EDITORIAIS

Rua Bulhões de Carvalho, 524 – casa 3

Copacabana - Rio de Janeiro - RJ - CEP: 22.081-001

Telefone: (21) 2525-3936

E-mail: editor@publit.com.br

www.publit.com.br

# Apresentação EKLA-KAS

---

Dr. Christian Hübner  
Head da EKLA-KAS

Liberdade, justiça e solidariedade são os princípios básicos do trabalho da Fundação Konrad Adenauer - KAS, fundação política, ligada à União Democrata Cristã (CDU), um partido político na Alemanha (CDU). Com mais de 80 escritórios no exterior e projetos em mais de 120 países, nosso objetivo é colaborar para a promoção da democracia, o estado de direito e uma economia social de mercado. Para promover a paz e a liberdade, incentivamos um diálogo contínuo a nível nacional e internacional, bem como o intercâmbio entre culturas e religiões.

Juntamente com os programas específicos locais, desenvolvidos pelos escritórios da KAS nos países da América Latina, existem programas regionais transfronteiriços com enfoques temáticos específicos. Um desses programas é o Programa Regional Segurança Energética e Mudança Climática na América Latina (EKLA), que tem sede em Lima, Peru.

O Programa Regional EKLA foi concebido como uma plataforma de diálogo, a fim de impulsionar os processos políticos de tomada de decisão. Este programa compreende-se como um centro de consulta para a coordenação dos projetos nacionais da KAS no continente latino-americano, apoiando-os com sua expertise e *networking* sobre este assunto. Assumindo o papel de iniciador e consultor, visa complementar as atividades dos programas do país por meio de *networking* regionais e fornecer o know-how e, assim, aumentar seu impacto. Este programa organiza eventos regionais, onde especialistas e participantes de países latino-americanos têm a oportunidade de trocar ideias e experiências.

A economia e a sociedade globais enfrentam enormes desafios ambientais. Há necessidade de reagir às mudanças climáticas e à escassez de recursos, bem como à crescente demanda por energia, especialmente nos países emergentes. Nos últimos anos, a KAS já vinha trabalhando intensamente essas questões; no entanto, a enorme importância e urgência de reagir a essas demandas levaram à instauração do EKLA-KAS, que tem a capacidade de se concentrar exclusivamente nessas matérias.

A América Latina é uma região ideal para a implementação de projetos ambientais devido à abundância de fontes de energia verde, como sol, água, energia geotérmica, vento e biomassa. Explorar e desenvolver esse potencial ajudará a América Latina a satisfazer a crescente demanda de energia. Para explorar o pleno potencial ecológico do continente, é necessário compreender a situação atual de suas políticas públicas. Consequentemente, a KAS apoia este estudo, organizado em cooperação com o nosso parceiro, o GESEL (Grupo de Estudos do Setor Elétrico) do IE-UFRJ (Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro), com o objetivo de facilitar o acesso a experiências internacionais e melhores práticas. No âmbito deste Projeto, foi organizado um workshop internacional na cidade do Rio de Janeiro, no qual especialistas em energia debateram a descentralização de sistemas elétricos, impactos na micro-geração de redes elétricas e suas consequências econômico-financeiras para distribuidores.

Esperamos que este livro contribua para o processo de aumentar ainda mais a integração elétrica na região, com base em fontes renováveis. Acredita-se que esta é uma estratégia que trará segurança para a transição com um mix de energia com baixa emissão de carbono, permitindo mitigar as mudanças climáticas, promovendo o desenvolvimento social e econômico sustentável. O principal objetivo é oferecer subsídios e propostas para as autoridades responsáveis pelas políticas energéticas e para os membros do legislativo, para formular e implementar políticas públicas sobre geração de energia distribuída. Gostaríamos de agradecer ao GESEL pela sua parceria, bem como a todos os pesquisadores e autores que contribuíram para esta publicação. Desejamos a todos uma leitura agradável!

## Prefácio

---

Mauricio Tolmasquim

Prof. Titular do Programa de Planejamento Energético – PPE – COPPE - UFRJ

Em 1876, Alexander Graham Bell falou algumas palavras a seu assistente, que estava ouvindo em outro local com o mesmo dispositivo. Cem anos depois, em 3 de abril de 1973, Martin Cooper, engenheiro sênior da Motorola, ligou para uma empresa de telecomunicações rival e informou que estava falando através de um telefone celular. Menos de 30 anos depois, uma empresa japonesa lançou os primeiros smartphones para uso generalizado. Desde então, a população está usando seus telefones para uma variedade de atividades não tradicionais, como: fazer compras, procurar emprego, ler um livro, acessar a conta bancária e até mesmo se socializar com outras pessoas.

Como no caso do setor de comunicação, o sistema elétrico também está no centro de uma transformação, em função do advento comercial de diversas tecnologias disruptivas. Como apontado pelo Fórum Econômico Mundial, existem indícios claros de que uma ampla revolução tecnológica mundial começou combinando eletrificação, recursos energéticos distribuídos e digitalização/automação.

Essa revolução tecnológica está ocorrendo mais rapidamente do que no setor de comunicação. A taxa de adoção dessas tecnologias provavelmente seguirá a típica curva em S, observada em tecnologias anteriores, como telefones celulares, TVs e internet. Entretanto, o tempo para atingir o ponto de difusão em massa das tecnologias diminuiu para cerca de 15 a 20 anos.

Por mais de um século, a maioria dos clientes industriais, comerciais e residenciais se conectou a redes de energia centralizadas. Durante a última década, no entanto, uma importante mudança começou a ocorrer. Vários consumidores aproveitaram a queda dos custos nas tecnologias da geração de eletricidade distribuída e, no futuro irão evoluir para o uso de tecnologias de armazenamento de eletricidade, assim que os preços se tornarem economicamente viáveis.

Dois bons exemplos são os declínios dramáticos nos custos de sistemas fotovoltaicos e de baterias para veículos e para uso estacionário. A redução expressiva dos custos dos painéis solares, com melhoria de desempenho e eficiência, fez com que a capacidade instalada global se ampliasse dramaticamente.

Ao mesmo tempo, as tecnologias digitais permitem cada vez mais que dispositivos da rede se comuniquem e forneçam dados úteis aos clientes e para o gerenciamento e operação da rede. A Internet das Coisas e sensores/medidores inteligentes permitem que dispositivos sejam detectados ou controlados remotamente utilizando a própria infraestrutura de rede existente. Desta forma criando oportunidades para uma integração mais direta do mundo físico aos sistemas baseados em computador, com isto trazendo mais poder ao consumidor.

Além disso, o avanço das tecnologias *usos finais (Grid Edge)* permitirá que os clientes ocupem o centro do sistema elétrico. Com a sinalização correta de preço e *desenho* de mercado, os clientes poderão produzir sua própria eletricidade, armazená-la, consumi-la, nos momentos mais adequados, e até vendê-la. Na nova realidade energética, o consumidor terá um papel fundamental no equilíbrio do serviço de energia, facilitando a introdução de energia renovável intermitente no sistema. As mudanças comportamentais podem ter o efeito na diminuição das cargas de pico, reduzindo assim a necessidade de usinas caras e poluidoras que têm por objetivo o atendimento dos momentos de pico da rede.

As novas tecnologias transformarão a rede elétrica de um sistema unidirecional para um sistema bidirecional, e o consumidor de um ator passivo para um ator ativo. No entanto, enquanto as mudanças tecnológicas estão ocorrendo rapidamente, as transformações institucionais e regulatórias estão evoluindo muito mais lentamente.

Os reguladores terão a missão de redesenhar o arcabouço regulatório. Os desafios estão em o modelo de regulação de receita dos serviços e suas tarifas às novas realidades tecnológicas. A transparência de preços é fundamental para indicar quando consumir. Para tanto deverão ser considerados tanto os serviços das concessionárias quanto os produzidos de forma distribuída. Políticas e legislação deverão promover a criação de uma estrutura onde os consumidores terão incentivos para aumentar sua flexibilidade no consumo de energia.

Por outro lado, enfrentando uma receita declinante à medida que os clientes consomem menos e produzem mais por geração própria, os serviços públicos estão lidando com questões de remuneração dos ativos instalados. Isso significa que o Sistema terá que reconhecer a nova realidade de um consumidor digital habilitado a adotar novos modelos de negócios.

A regulação dos serviços de energia deve se adaptar. A potencialidade dos futuros serviços ultrapassa significativamente os oferecidos atualmente.

Para lidar com este ambiente de mudança, os executivos das concessionárias de energia terão o desafio de entender como integrar os recursos de energia distribuídos na rede elétrica, cada vez mais digital. Para as concessionárias atuarem com sucesso na integração será fundamental a compreensão dos impactos que os recursos energéticos distribuídos irão impor no sistema, reforçando a rede para acomodar e tirar vantagens da energia que os RED irão produzir, e finalmente tirar proveito de sua popularidade.

Se as concessionárias não forem proativas, elas serão suplantadas por fornecedores alternativos de energia. Concluindo, a era dos consumidores passivos e serviços tradicionais se encerrou.





# Sumário

Introdução.....	11
Nexo entre redes inteligentes e geração distribuída ..... <i>Guillermo Ivan Pereira e Patrícia Pereira da Silva</i>	15
Difusão da Microgeração: Potenciais Impactos Econômico-Financeiros Sobre as Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil..... <i>Francesco Tommasso</i>	41
Os impactos da microgeração distribuída sobre as distribuidoras de energia elétrica e medidas de mitigação: um estudo de caso da Itália e da Califórnia..... <i>Lorraine Câmara</i>	59
Avaliando o efeito da difusão de energia solar fotovoltaica no setor residencial colombiano e brasileiro..... <i>Monica Castaneda, Sebastian Zapata, Daniel Ferreira, Isaac Dyner</i>	93
Sistema de Compensação de Energia Elétrica em Nevada: Um Estudo de Caso .. <i>Dilek Uz, Jeanne Wendel, Thomas Harris</i>	113
Novos Modelos de Negócios com Difusão de Geração Distribuída ..... <i>Joana Resende, Thereza Aquino</i>	133
Impactos Sistêmicos da Geração Distribuída ..... <i>Gabriel Castro, Daniel Ferreira, Francesco Tommasso, Rafael Morais</i>	179
A Política de Geração Distribuída: O Caso da Alemanha..... <i>Por Max Staib Ramalho</i>	211
Sobre os Autores.....	235



# Introdução

---

Historicamente, os sistemas de energia elétrica se desenvolveram baseados na geração centralizada com redes de transmissão e distribuição levando a energia até os consumidores finais. Observa-se assim que os fluxos energéticos possuem sentido unidirecional. Trata-se de um padrão que pode ser definido como a “geração segue a carga”.

Em linhas gerais, este permanece sendo o paradigma operativo vigente. Dentro desta lógica, as concessionárias de distribuição tradicionalmente operam suas redes de forma passiva. Basicamente, a atividade de distribuição consiste em planejar a expansão da rede compatível com a previsão da carga, realizar investimentos, executar procedimentos de manutenção da rede, sendo a operação da rede realizada de forma passiva, ou seja, não existe a função de operador de rede como ocorre no âmbito da transmissão. Trata-se do paradigma conhecido como *fit-and-forget*.

Em anos recentes, a necessidade de mitigar às alterações climáticas tornou-se uma questão de elevada prioridade na agenda política internacional contemporânea. Com uma participação de combustíveis fósseis (petróleo, gás, carvão) superior a 80% em sua matriz, o setor energético responde por mais de 60% das emissões mundiais de gases do efeito estufa. Logo, é perceptível que a redução das emissões de gases do estufa está diretamente relacionada a descarbonização do setor energético através da busca incessante de ganhos de eficiência energética e por um maior uso de fontes renováveis.

Em função de suas potencialidades naturais, o setor elétrico é aquele onde encontram-se as condições mais propícias à difusão de fontes renováveis. Neste sentido, observa-se que muitos países, sobretudo os mais desenvolvidos, estão realizando investimentos maciços em fontes renováveis de energia no setor elétrico.

Verifica-se uma exponencial expansão da energia eólica, a qual ao fim de 2015 já tinha uma capacidade instalada em nível mundial de 435 GW enquanto que no ano 2000 esta capacidade era de apenas 17 GW. Esta difusão da fonte eólica vem sendo acompanhada de significativas reduções do custo da tecnologia. Como ilustração, entre o ano 2000 e 2016 ocorreu uma redução de cerca de 25% no custo do investimento em centrais eólicas, sendo atualmente de aproximadamente US\$ 2.000/kW instalado. Em linhas gerais, é possível afirmar que as inovações tecnológicas e os ganhos de escala da indústria estão ampliando a competitividade da fonte eólica em relação às fontes convencionais.

Mais recentemente, nota-se processo análogo no âmbito da geração solar fotovoltaica que já possui uma capacidade instalada superior a 227 GW. Esta difusão da geração solar fotovoltaica é fruto da conjugação de políticas de incentivos com uma drástica redução de custos da tecnologia, vide que entre 2010 e 2015 a queda do custo de um sistema fotovoltaico foi da ordem de 65 %.

Em função de sua modularidade, a geração solar fotovoltaica é passível de ser instalada em sistemas de pequeno porte em unidades consumidoras residenciais e comerciais. Estes sistemas de micro geração possibilitam que os consumidores de energia também sejam produtores, criando o conceito do “prosumer”.

Trata-se de um fenômeno em curso em vários países desenvolvidos. Por exemplo, na Itália os sistemas de micro geração já respondem por XX% do consumo total de energia elétrica enquanto que na Alemanha esta participação é de XX%. A mesma tendência pode ser verificada em algumas regiões dos EUA. Na Califórnia e no Havaí, a participação da micro geração solar fotovoltaica no consumo total é de, respectivamente 1,3% e 6,1%.

Sob a ótica do consumidor, a atratividade do investimento em um sistema fotovoltaico é função, não apenas do custo do sistema, como também do valor das tarifas de energia elétrica. Ou seja, a análise é baseada na comparação entre a tarifa paga para as concessionárias de distribuição de energia elétrica vis a vis ao custo da geração própria.

O crescimento exponencial de sistemas de geração distribuída em algumas regiões é o indício mais emblemático de uma tendência de descentralização dos sistemas elétricos. Em uma análise mais ampla, prospecta-se a difusão de recursos energéticos distribuídos (micro geração, *storage*, *demand response*, veículos elétricos) e de redes dotadas de elevado nível de automação e de sistemas de medição inteligentes. Neste contexto, consumidores passarão a ter um comportamento mais ativo com gerenciamento de suas demandas e, ao mesmo tempo, estarão injetando energia na rede. Para lidar com este novo paradigma, as distribuidoras terão que se tornar efetivamente operadoras de rede.

Além dos seus benefícios ambientais, reconhece-se que a difusão da geração solar fotovoltaica apresenta benefícios de ordem sistêmica, tanto energéticos, quanto elétricos. Porém, é necessário ter ciência que também existem custos e riscos. Mais do que isso, é preciso tratar de forma consistente a alocação dos benefícios, custos e riscos existentes entre os diferentes agentes do setor elétrico para que a inserção da geração solar no sistema elétrico brasileiro ocorra de forma consistente e sustentável.

Entretanto, é notório que unidades consumidoras dotadas de sistemas fotovoltaicos continuam a ter necessidade de estarem conectados à rede de distribuição. Não se

trata de uma mera necessidade de backup. Efetivamente estes consumidores em grande parte do dia estarão sendo abastecidos pela rede de distribuição, vide a inexistência de aderência perfeita entre a geração de um sistema fotovoltaico e o consumo de energia ao longo do dia. Ou seja, a rede de distribuição assumirá o papel de “bateria virtual” dos sistemas fotovoltaicos. Desta forma, pode-se afirmar que as obrigações de uma concessionária de distribuição em termos de disponibilização de uma rede confiável pouco serão alteradas.

Se os deveres da distribuidora tendem a ficar inalterados, o mesmo não ocorre com suas receitas. Considerando que a estrutura tarifária do setor de distribuição é majoritariamente volumétrico e, por consequência, o faturamento de uma concessionária de distribuição está diretamente relacionado ao volume de energia entregue aos consumidores, a redução do seu mercado de energia derivado da difusão da geração distribuída solar fotovoltaica pode resultar em consideráveis desequilíbrios econômicos financeiros na medida que esta difusão atinja níveis significativos. Estes impactos são especialmente graves nos casos em que o sistema de compensação seja do tipo net metering e as diretrizes regulatórias não preveem mecanismos de proteção da distribuidora em relação ao risco de mercado. De todo modo, estes desequilíbrios devem ser equacionados no momento da revisão tarifária da distribuidora. Contudo, o processo de reposicionamento tarifário será na direção de um aumento do nível das tarifas, vide a necessidade de garantir um volume de receitas que permitam o equilíbrio econômico financeiro da distribuído em um contexto de redução de mercado. Logo, é perceptível que este processo será prejudicial aos consumidores não detentores de sistemas fotovoltaicos.

O aumento das tarifas tem dois efeitos. Por um lado, incita novos consumidores a adotarem sistemas fotovoltaicos. Este efeito acaba por retroalimentar o processo. Concomitantemente, os consumidores sem condição financeira para instalarem sistemas fotovoltaicos acabarão por ter um maior dispêndio com o consumo de energia elétrica. Observa-se assim que consumidores não detentores de sistemas fotovoltaicos estarão subsidiando os consumidores detentores de tais sistemas.

Ressalta-se que esta é uma discussão já presente em regiões onde a geração distribuída solar fotovoltaica já alcançou níveis consideráveis de penetração. O estabelecimento de tetos de capacidade e/ou a obrigatoriedade do pagamento de taxas específicas pelo uso da rede por parte de consumidores detentores de sistemas fotovoltaicos são diretrizes regulatórias já observáveis. Países como Itália, Portugal, Bélgica, assim como os estados da Califórnia, Nevada e Havaí nos EUA, são exemplos de medidas nesta direção.



# Nexo entre redes inteligentes e geração distribuída

---

Guillermo Ivan Pereira <sup>1 3</sup> e Patrícia Pereira da Silva <sup>1 2 3</sup>

<sup>1</sup> Energy for Sustainability Initiative (EfS-UC)  
Programa MIT Portugal  
Universidade de Coimbra  
gpereira@student.dem.uc.pt

<sup>2</sup> Centre for Business and Economics Research (CeBER)  
Faculdade de Economia  
Universidade de Coimbra  
patsilva@fe.uc.pt

<sup>3</sup> INESC Coimbra  
Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores de Coimbra

## Resumo

A transição para um sistema de electricidade mais descentralizado no qual se integra, a nível da distribuição, a geração distribuída, desafia a tradicional cadeia de valor da indústria elétrica. A implantação das redes inteligentes tem sido apresentada como um caminho a seguir para integrar e gerenciar essas fontes de energia variável distribuída.

Este capítulo explora a o reforço da relação entre redes inteligentes e geração distribuída. Exponemos os principais conceitos de redes inteligentes e de geração distribuída. Percorremos os desafios técnicos, regulamentares e económicos. Inerente. Trajetórias de desenvolvimento futuro, investimentos, planos de investigação e de inovação são discutidos no contexto mais vasto da transição energética nos Estados Unidos e na União Europeia. Assim, este capítulo enfatiza o modo como as redes inteligentes e a geração distribuída podem contribuir para um sector de electricidade futuro mais integrado, eficiente e limpo.

Apoiar a difusão da geração distribuída *vis-à-vis* o a infra-estrutura do sistema de electricidade, e vice-versa, pode facilitar uma transição de energia que prepara a sociedade para necessidades futuras, enquanto assegura que os custos atuais e a qualidade de serviço não ficam desproporcionadamente comprometidos.



## 1. Introdução

Preocupações globais com o impacto das mudanças climáticas em nossa capacidade de sustentar os padrões de vida da sociedade moderna, em contexto de decréscimo dos recursos naturais, contribuíram significativamente para impulsionar a transição para sistemas sustentáveis de energia. Neste cenário, políticas climáticas e energéticas foram elaboradas, implementadas, avaliadas e, conseqüentemente, redesenhadas com o objetivo de reduzir as nossas emissões antropogênicas de gases de efeito estufa, para o incremento das quais o setor de eletricidade contribui em grande medida. As políticas empreendidas, em conjunto com a inovação tecnológica, estão mudando cada vez mais a forma como a eletricidade é gerada, distribuída e consumida. Esta emergente dinâmica do setor de eletricidade pode ser observada como a evolução para sistemas de eletricidade mais inteligentes e mais sustentáveis. Mais inteligentes, devido à integração de tecnologias de monitoramento, automação e controle que facilitam a recolha e o uso de dados para programar uma mais eficiente aplicação de recursos. Mais sustentáveis, graças ao acréscimo da parcela de energia renovável, com ênfase no papel da geração distribuída. Diretrizes para estas mudanças incluem (Järventausta *et al.*, 2010) fatores quais sejam:

- maior penetração da geração distribuída, principalmente renovável, como energia eólica e solar fotovoltaica;
- a ambição de integração do mercado da União Europeia e da América do Norte, considerando elevadas parcelas de energia renovável em seu *mix* de geração;
- aumento da importância da busca por ações de eficiência energética e resposta à demanda;
- amplificação das expectativas de qualidade da energia, impulsionada pela demanda do consumidor e pelas ações regulatórias;
- incentivos econômicos para melhor aproveitar a *utility* e eletricidade, que devem ir além dos investimentos em ativos/ passivos de distribuição;
- envelhecimento da infraestrutura de distribuição de eletricidade, que requer uma renovação de acordo com as mudanças dos padrões tradicionais da eletricidade;
- implantação de reguladores e estruturas regulatórias para as demandas por eficiência, a fim de incrementar a lucratividade do negócio de distribuição de eletricidade e fomentar a adequação a necessidades de curto e longo prazo em termos de gestão da rede;
- risco crescente de anomalias do sistema, fruto de mudanças climáticas e da dependência societária em função da eletricidade.

Neste capítulo, nos focalizamos na transição de energia nas redes de distribuição de eletricidade, com ênfase na conexão entre redes inteligentes e geração distribuída. Exploramos os conceitos-chave atinentes quer a redes inteligentes, quer a geração distribuída. Além disso, descrevem os desafios técnicos, regulatórios e econômicos colocados por tal transição. Futuras trajetórias de desenvolvimento, investimentos e planos de pesquisa e atualização são discutidos em um quadro mais amplo de transição de energia.

## **2. Conceitos e *background***

O uso de terminologia relacionada a redes inteligentes e geração distribuída tem aumentado, em paralelo com esforços para promover uma transição energética. Nesta seção, apresentamos conceitos-chave, definições e informações basilares para uma melhor compreensão da relação entre tais concepções.

### **2.1. Redes inteligentes**

A mudança dos sistemas tradicionais de distribuição de eletricidade – desenhados em torno de fluxos unidirecionais de eletricidade e sua distribuição com recurso a linhas de transmissão de alta tensão – para usuários finais instalados em um sistema que suporta flexibilidade, fluxos bidirecionais de eletricidade e permite integração de fontes inovadoras de energia, bem como o uso de tecnologias de informação e comunicação, abrange a evolução em o sentido das redes inteligentes. A Agência Internacional de Energia, em seu Roteiro de Tecnologia de Redes Inteligentes, as define assim:

“[...] rede[s] de eletricidade que utiliza[m] tecnologias digitais e outras tecnologias avançadas para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade de todas as fontes de geração para atender às diferentes demandas (...) dos usuários finais. As redes inteligentes coordenam as necessidades e capacidades de todos os geradores, operadores da rede, usuários finais e partes interessadas do mercado de eletricidade de operar todas as partes do sistema da forma mais eficiente possível, minimizando os custos e os impactos ambientais enquanto maximizam a confiabilidade, a resiliência e a estabilidade do sistema” (IEA, 2011).

Em uma rede de distribuição mais inteligente, as tecnologias digitais e avançadas contribuem para o aumento das capacidades de monitoramento e controle das tecnologias conectadas, que incluem fontes descentralizadas de eletricidade renovável,

armazenamento de eletricidade, veículos elétricos e respetiva infraestrutura de carregamento, aplicações mais inteligentes e tecnologias de resposta à demanda. Além disso, a infraestrutura de medição avançada permite uma recolha remota de dados e cria oportunidades para fomentar a conscientização dos usuários em o consumo de eletricidade. A combinação da *utility* eletricidade com uma série de tecnologias de informação e comunicação tem como objetivo melhorar as capacidades do sistema de distribuição em lidar com o crescimento das cargas distribuídas conectadas à infraestrutura de distribuição. As redes inteligentes facilitam a difusão da geração distribuída de eletricidade renovável ao apoiar a integração da geração marginal do usuário final de energia fotovoltaica, eólica e energia combinada em pequena escala, complementando a função das fontes convencionais centralizadas de energia (IEA, 2011; IRENA, 2015). As redes inteligentes serão resultado tanto da modernização dos sistemas existentes, que deverão se adaptar às mudanças no uso de eletricidade, quanto da implementação de novos sistemas projetados para operações em redes inteligentes. Estas representam uma transição direcionada para novas tecnologias, processos de negócios e gestão operacional do sistema de distribuição. A Tabela 1 fornece uma perspectiva das principais diferenças entre redes tradicionais e redes inteligentes de distribuição de eletricidade.

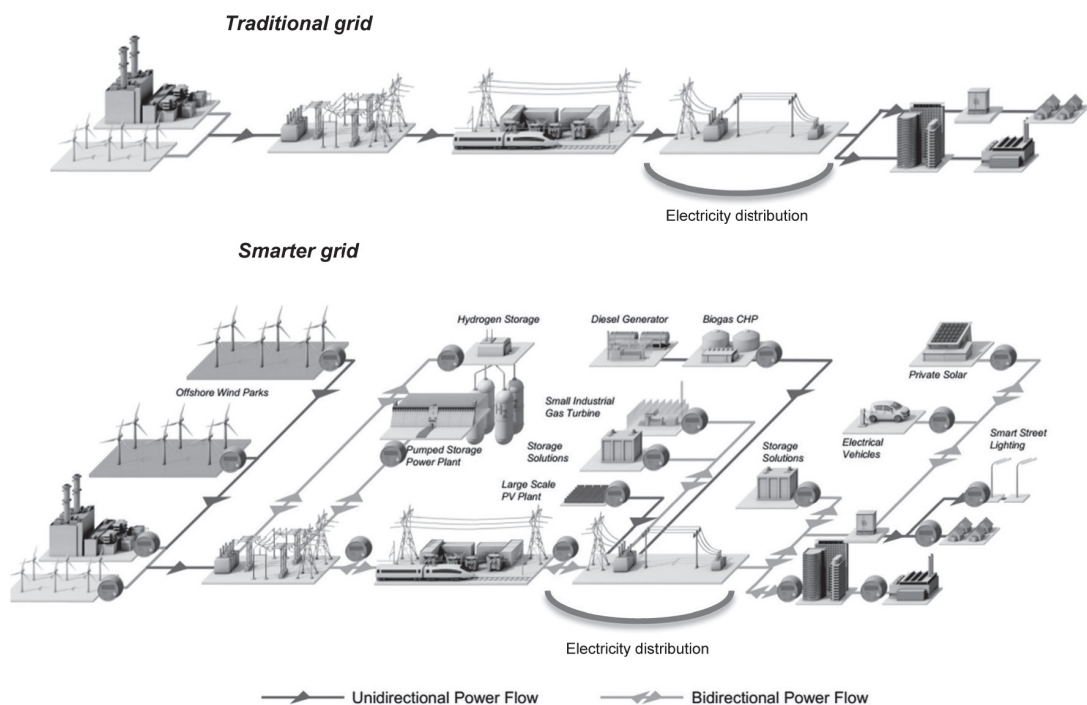
Tabela 1. Características da rede tradicional e da rede inteligente de distribuição de eletricidade

<b>Características</b>	<b>Redes tradicionais</b>	<b>Redes inteligentes</b>
<b><i>Participação dos consumidores conectados</i></b>	Os consumidores têm acesso ilimitado às informações e são usuários passivos de eletricidade, apenas com a função de consumo.	Os consumidores são envolvidos e participam por meio de iniciativas de resposta à demanda e conectando recursos energéticos distribuídos à rede.
<b><i>Geração distribuída e integração do armazenamento</i></b>	Sistema projetado para grandes usinas centrais, com barreiras significativas para a captação de geração distribuída.	Os recursos energéticos distribuídos, como a energia fotovoltaica, a eólica em pequena escala e o micro-CHP (Combined Heat and Power) podem ser facilmente integrados à rede, apoiando o crescimento da participação das energias renováveis.
<b><i>Habilita o modelo de negócio, o produto e a inovação de design do mercado</i></b>	Modelos de negócios e estruturas de mercado limitados, resultando em oportunidades limitadas de participação dos consumidores nos mercados de eletricidade.	Os mercados de eletricidade bem integrados são adaptados para permitir a participação do consumidor ao criar oportunidades de mercado para a resposta à demanda e geração distribuída.
<b><i>Apoia a transição para uma economia digital.</i></b>	Operação do sistema focalizada na redução de interrupções, caracterizada pela lenta resposta aos problemas de qualidade do serviço.	A qualidade da energia se torna uma prioridade, habilitada por uma série de tecnologias digitais, que contribuem para tempos mais rápidos de resposta e maior qualidade do atendimento ao cliente.

<b><i>Otimização do ativo e eficiência operacional</i></b>	Os processos de negócios possuem acesso limitado à análise operacional.	Maior acesso aos dados e análise contribui para a prevenção de falhas e minimiza as interrupções.
<b><i>Capacidades de autocorreção</i></b>	Foco em minimizar os danos após a detecção de falhas.	As tecnologias de monitoramento e controle contribuem para a detecção automática de problemas, contribuindo, assim, para a prevenção de falhas.
<b><i>Resiliência da infraestrutura</i></b>	Sistema vulnerável a ataques externos e desastres naturais.	Resiliente a ataques e desastres naturais devido às capacidades de restauração do sistema.

Fonte: US DOE (2008)

As redes inteligentes de distribuição constituem um elemento chave para a integração da geração distribuída (US DOE, 2009). A combinação de tecnologias de redes inteligentes com o aumento das parcelas de geração distribuída permite uma gestão mais eficaz da demanda do consumidor, bem como a gestão de fontes intermitentes renováveis de eletricidade. A capacidade de integrar a geração distribuída nas redes de distribuição tem um impacto sobre as várias partes intervenientes (*stakeholders*) no setor de eletricidade, a saber: consumidores conectados, comissões e reguladores de serviços públicos, bem como desenvolvedores terceiros (US DOE, 2009). As transferências para as partes intervenientes do setor de eletricidade podem ser ilustradas considerando a evolução ao longo da cadeia de valor de eletricidade dentro do contexto de rede inteligente. Mudando de um sistema focalizado no fluxo unidirecional para outro focalizado no fluxo bidirecional de eletricidade, a estrutura habilitada por TIC cria novas possibilidades para os sistemas operacionais, padrões, tecnologias, políticas e *design* do mercado geral, preexistentes. A Figura 1 ilustra as principais diferenças entre esses dois paradigmas. Enquanto as atividades de distribuição de eletricidade operadas dentro de um sistema tradicional são vocacionadas para garantir a entrega da eletricidade, a situação em uma operação de sistema de rede inteligente incorpora novas fontes de energia, tanto na distribuição quanto no nível de consumidor.



Fonte: Geisler (2013)

Figura 1. O sistema de eletricidade muda em redes inteligentes

Enquanto a transição para as redes inteligentes é em geral politicamente orientada, parte integrante de pacotes de políticas climáticas e energéticas, a entrega depende da difusão de tecnologias no nível de distribuição, que possibilita novos procedimentos de gerenciamento de ativos dos operadores de rede. A infraestrutura de medição é comumente um dos primeiros investimentos antecipados para municiar as redes inteligentes. Uma rede dependente de leitores eletromecânicos ou similares, ainda que avançados, dificulta a capacidade de discernimento, uma vez que estes tipos de medidores são dispositivos baseados em comunicação unidirecional. Por conseguinte, a transição para uma infraestrutura de medição *up-to-date* se torna relevante para apoiar a comunicação em dois sentidos: do operador do sistema de rede de distribuição para o usuário conectado à rede, e vice-versa. Esta mudança fornece às empresas de distribuição a capacidade de desempenharem um papel mais ativo no gerenciamento do sistema, apoiando a gestão da carga e melhorando a qualidade do serviço (Farhangi, 2010).

De acordo com a IEA (2011), para o aumento das capacidades de controle, a instalação da infraestrutura de medição avançada contribui para:

- a implementação das sinalizações de preço para promover tarifas de tempo de uso;

- a capacidade de reunir e armazenar dados granulares sobre o consumo de eletricidade e a produção do usuário quando existe geração distribuída ‘atrás’ do medidor;
- o desenvolvimento de perfis de carga mais detalhados e precisos;
- melhores operações de gerenciamento de manutenção e interrupção;
- a conexão e desconexão remota do serviço;
- a identificação de perdas não técnicas e detecção de roubo;
- uma melhor gestão do fluxo de caixa por meio da leitura automática dos dados do consumidor.

Considerando os principais conceitos, as características e o contexto em que as redes inteligentes estão evoluindo, é importante enfatizar que elas representam, na maioria dos casos, uma evolução por meio de atualizações dos sistemas de distribuição de eletricidade existentes, em vez de uma substituição da infraestruturas preexistentes. Redes mais inteligentes de distribuição serão alcançadas por meio da implementação de novas tecnologias, processos, modelos de negócios e desenvolvimento de capacidades necessárias para operar em um ambiente mais interconectado e digital (Farhangi, 2010).

## 2.2. Geração distribuída

As tecnologias de geração distribuída constituem um componente-chave da transição da energia, graças ao inerente potencial de estarem mais próximas das cargas de uso final e conectadas a redes de distribuição de baixa tensão. Como fonte de eletricidade, os geradores distribuídos são complementares a grandes centrais hidrelétricas, permitindo novas aplicações e contribuindo para uma comunidade crescente de consumidores que, também eles, produzem eletricidade. Notavelmente, as tecnologias de geração distribuída atenderam à maioria das necessidades de eletricidade no final de 1800 e início de 1900, antes da implementação de grandes sistemas centralizados de energia. Em 1950, a geração distribuída representava 10%, principalmente utilizada como fonte de *backup* ou em transporte, enquanto em 2010 era responsável por 36% dos incrementos de capacidade de energia (Pepermans *et al.*, 2005; Owens, 2014).

O conceito de geração distribuída tem sido definido e associado à ideia de geração de eletricidade em pequena escala (Pepermans *et al.*, 2005). As características adicionais incluem sua instalação próxima ao ponto de consumo, flexibilidade em termos de instalação e conexão da rede e intermitência associada à disponibilidade do recurso primário de energia utilizado para a geração, como é o caso das energias solar e eólica que são altamente intermitentes (Dulău, Abrudean, & Bică, 2014). O Centro Comum de Investigação da Comissão Europeia (European Commission Joint Research Centre) propõe a seguinte definição:

“A geração distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada à rede em tensões de nível de distribuição, servindo um cliente *in loco* ou fornecendo suporte a uma rede de distribuição” (L’Abbate *et al.*, 2007).

Esta definição considera a geração distribuída no contexto de seu objetivo e local de instalação, capacidade e tensão, bem como a área à qual entrega energia. Em termos de objetivo, as unidades de geração distribuída de eletricidade são implementadas enquanto fontes de energia elétrica, como se espera de grandes usinas elétricas. No que diz respeito à localização, pretende-se que a geração distribuída esteja próxima do local onde o consumo ocorre e conectada à rede de distribuição de eletricidade, ou no lado do medidor do consumidor, sendo nesse caso uma fonte de energia atrás do medidor. A área de entrega da energia também é relevante. Enquanto se espera que a geração distribuída esteja localizada e seja localmente consumida, o excesso de geração resultante deve ser entregue à rede de distribuição, exigindo portanto devida consideração quanto à capacidade do sistema. Esta capacidade, para geração distribuída, está associada a pequenas unidades geradoras e depende da tecnologia utilizada. A Tabela 2 fornece um resumo das tecnologias de geração distribuída e as capacidades associadas em um ambiente de geração distribuída.

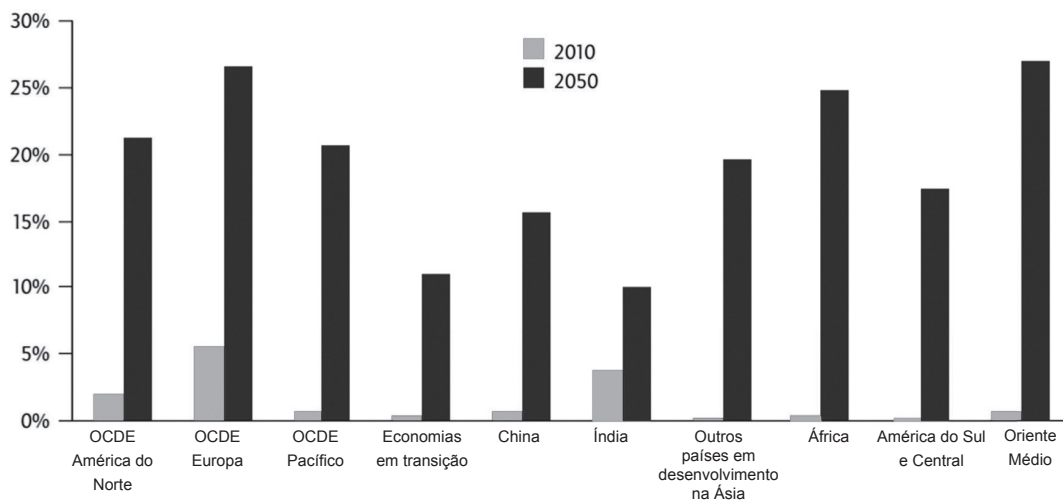
Tabela 2. Tecnologias de geração distribuída.

<b>Tecnologias de geração distribuída</b>	<b>Faixa típica de capacidade do sistema</b>	<b>Opção de combustível</b>
Motores alternativos	20 kW – 20 MW	Diesel Gás natural Alternativas
Turbinas a gás	10 – 100 MW	Gás natural
Microturbinas	30 – 250 kW	Alternativas
Células de combustível	5 kW – 5 MW	Hidrogênio Gás natural
Pequena central hidrelétrica	1 – 100 MW	
Micro central hidrelétrica	25 kW – 1 MW	
Solar Fotovoltaica	20 W – 100 kW	
Pequena turbina eólica	200 W – 3 MW	Recurso renovável
Gasificação de Biomassa	100 kW – 20 MW	
Geotérmica	5 – 100 MW	
Energia das ondas	100 kW – 5 MW	

Fonte: (L’Abbate *et al.*, 2007; Dulău *et al.*, 2014; Owens, 2014)

A difusão das tecnologias de geração distribuída, mormente das fontes renováveis como a fotovoltaica e vento fraco, podem impactar as operações da rede de distribuição de energia elétrica. Mudanças no perfil de tensão podem ocorrer, resultantes de variações no consumo e na geração de eletricidade, que diferem das redes unidirecionais típicas. Os fluxos de energia se tornam progressivamente bidirecionais, apesar do objetivo geral ser implementar a geração distribuída para fins de consumo local. Curtos-circuitos podem ocorrer com maior frequência, bem como perda de carga e congestionamento no sistema, eventos que dependem da geração e dos níveis de carga. Além disso, a qualidade da energia e a disponibilidade do serviço podem ser afetadas, à medida que mais plantas de geração distribuída vão sendo conectadas à rede (L'Abbate *et al.*, 2007; Dulău *et al.*, 2014). Em contrapartida, há diversos benefícios que devem ser considerados. Por ex., estar próximo a cargas permite um melhor uso das fontes de energia locais, o que resulta em acesso de baixo custo da eletricidade para consumidores ligados à geração distribuída renovável de eletricidade. O crescimento da fração de geração distribuída renovável contribui para a diminuição do consumo de combustíveis fósseis, resultando na redução da emissão de gases causadores do efeito estufa e beneficiando, assim, o meio ambiente. A construção de plantas de geração distribuída representa menores encargos relacionados à autorização e licenças se comparada à das grandes usinas, resultando em um acesso mais rápido à eletricidade. Um maior número de plantas de geração distribuída pode provocar redução do congestionamento a montante no sistema, o que é suscetível de conduzir ao diferimento do investimento para linhas de transmissão de alta tensão. Além disso, pode ainda contribuir com serviços suplementares, levando à melhora da segurança do sistema e da qualidade do serviço (L'Abbate *et al.*, 2007). Considerando todos os aspectos, a geração distribuída constitui um elemento chave para a redução de emissões no escopo da transição de energia, bem como um impulsionador para o aumento da segurança energética, contribuindo para a redução da importação de combustível. Espera-se que a difusão aumente entre as regiões, conforme ilustrado na Figura 2, que exhibe os níveis de geração variável de energia renovável em 2010, bem como a projeção para 2050. A geração distribuída de energia renovável é uma fonte de eletricidade variável, devido à sua dependência das condições climáticas, o que significa não ser possível garantir que ela gerará energia em um determinado momento. As fontes com essa característica incluem energia eólica, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas e tecnologias de onda (IEA, 2011).





Fonte: (IEA, 2011)

Figura 2. Geração variável renovável por região

O crescimento esperado da variável geração distribuída renovável enfatiza ainda a relevância da implantação das redes inteligentes. Os sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída, que representam 15% a 20% da capacidade de geração de eletricidade, terão complexidades operacionais significativas em uma abordagem de gerenciamento de rede tradicional. As redes inteligentes podem contribuir para mitigar essas dificuldades, apoiando o controle da geração variável, habilitado através do acesso a dados em tempo real que suportam o gerenciamento do sistema, da energia e da qualidade geral do serviço e flexibilidade do sistema (IEA, 2011; Buccella *et al.*, 2014).

### 3. Desafios de integração e adoção

#### 3.1. Integração do sistema

A integração das unidades de geração distribuída em redes de distribuição impacta a operacionalidade do sistema. Uma vez que a maioria dos sistemas elétricos não foi arquitetada para partilhar elevadas parcelas de geração distribuída interconectadas, estas podem ter de enfrentar desafios adicionais. No entanto, à medida que as redes inteligentes são implantadas, os impactos se tornarão parte das operações comerciais normais para as empresas de rede de distribuição. Diversos aspectos levam a impactos no sistema, quais sejam, o tamanho da unidade de geração distribuída, o tipo de tecnologia, a localização e o ponto de interconexão, para citar alguns (Basso, 2009). Tais impactos podem se manifestar localmente no nível de interconexão e sistema de distribuição local ou abranger a rede para outras áreas. Geralmente, eles aumentam à

medida que o compartilhamento da geração distribuída se expande e podem ser categorizados nos seguintes tipos (Basso, 2009):

- da proteção e coordenação do sistema;
- da ilha não planejada;
- relacionados à voltagem;
- da qualidade do serviço;
- da capacidade do sistema.

Nas seções seguintes se descrevem as principais características dos tipos de impactos identificados no sistema.

### ***3.1.1. Impactos da proteção e coordenação do sistema***

A proteção do sistema de distribuição é essencial para a operação do sistema, bem como para garantir segurança e qualidade. Os dispositivos de segurança são distribuídos ao longo do sistema de distribuição de eletricidade, incluindo: disjuntor do cabo alimentador em subestações, religadores de linha e fusíveis. A integração da geração distribuída exige uma reavaliação das práticas de proteção do sistema e dos dispositivos instalados para a sua finalidade (Pepermans *et al.*, 2005; L'Abbate *et al.*, 2007; Basso, 2009; Martinez & Martin-Arnedo, 2009).

### ***3.1.2. Impactos da ilha não planejada***

Uma ilha não planejada do sistema de distribuição ocorre quando parte do sistema se separa do restante, embora as unidades de geração distribuída conectadas continuem a fornecer eletricidade para a seção ilhada à qual elas estão conectadas. Esse tipo de impacto pode resultar em problemas de segurança e qualidade. Além disso, as ilhas não planejadas podem colocar os trabalhadores das empresas de serviços públicos em risco, caso os trabalhos de manutenção sejam realizados em um local de ilha não planejada. Basso (2009) também argumenta que, além da segurança do pessoal, uma ilha pode ocasionar danos no equipamento e aumentar o tempo de interrupção.

### ***3.1.3. Impactos relacionados à voltagem***

A regulação da voltagem é uma parte importante das operações do sistema de distribuição de eletricidade, uma vez que mede ao mesmo tempo que a qualidade do serviço é igualmente um pré-requisito para a operação adequada de aparelhos locais, luzes

e dispositivos elétricos de consumo. Devido à importância da regulação da voltagem, os sistemas de distribuição são equipados com dispositivos específicos para manter a voltagem, de acordo com os intervalos exigidos. Todavia, essas tecnologias foram projetadas para um sistema de fluxo de energia unidirecional, fato que exigirá mudanças nas áreas do sistema com fluxos de energia reversa originados pelo aumento na geração distribuída (Azmy & Erlich, 2005; Basso, 2009; Ruiz-Romero *et al.*, 2014).

### **3.1.4. Qualidade do serviço**

O impacto da geração distribuída na qualidade da energia se torna uma preocupação em sistemas cujas contribuições excedem 15%. Para esses casos, os impactos incluem harmônicos, injeção de corrente direta e cintilações (Pepermans *et al.*, 2005; Basso, 2009; APPA, 2013). Esses impactos requerem a implementação de dispositivos eletrônicos modernos para mitigar os distúrbios na qualidade do serviço (L'Abbate *et al.*, 2007).

### **3.1.5. Capacidade do sistema**

A existência de capacidade da rede de distribuição de lidar com os fluxos de energia relacionados à geração distribuída é um aspecto importante para a integração bem sucedida do sistema. Geralmente, existem restrições entre os segmentos da rede de distribuição no nível de geração distribuída que pode ser interconectada sem comprometer as operações. Entretanto, se a capacidade de geração distribuída e a localização forem planejadas adequadamente, um número mais alto de interconexões deve levar à redução do congestionamento. Em qualquer caso, é importante estudar a capacidade do sistema disponível (L'Abbate *et al.*, 2007).

## **3.2. Questões econômicas e regulatórias**

Os impactos sobre o sistema apresentados acima geralmente são ligados à estrutura econômica e regulatória onde os sistemas de distribuição de eletricidade operam, o que aumenta a dificuldade de integrar a geração distribuída. Os sistemas de distribuição operam como monopólios regulamentados, a fim de garantir preços justos para acesso à infraestrutura, acesso não discriminatório à rede, bem como padrões de serviço de alta qualidade e confiabilidade (Scheepers *et al.*, 2007).

Dadas as suas atividades regulamentadas e as restrições resultantes, os desafios econômicos geralmente são vinculados a barreiras regulatórias, que envolvem:

- falta de incentivos para a integração;
- custos com interconexão;
- acesso ao mercado;
- barreiras burocráticas para a interconexão.

As seções abaixo apresentam as principais características dos ensaios reconhecidos.

### **3.2.1. Falta de incentivos para a integração**

A integração da geração distribuída requer atualizações nos sistemas, bem como nos processos de gestão e operações de sistema. Enquanto monopólios naturais regulamentados, as empresas de distribuição de energia elétrica podem receber incentivos limitados para investir na integração da geração distribuída, ato suscetível de originar reduções em seus índices de eficiência e, por conseguinte, causar impacto em seu desempenho financeiro.

### **3.2.2. Custos com interconexão**

Conforme a região, o custo de interconexão pode resultar em sinais negativos para a difusão da geração distribuída. Esta situação tem possibilidade de ocorrer com frequência em países onde a legislação nacional ainda não foi reformada de modo a que as unidades de geração de pequena escala se possam ligar a redes de distribuição.

### **3.2.3. Acesso ao mercado**

O acesso a geradores distribuídos de pequena escala pode se tornar desafiador em mercados de elevada concentração ou em outros onde atores importantes detêm expressivas economias de escala que levantam significativas barreiras à competição entre geradores distribuídos. Além disso, também as taxas de negociação do mercado *spot* são consideravelmente elevadas para geradores de pequena escala.

### **3.2.4. Barreiras burocráticas para a interconexão**

O acesso às redes de distribuição para a interconexão da geração distribuída pode ser um repto, dependendo das leis nacionais e dos processos pre existentes para obter a autorização. Uma vez que os procedimentos de interconexão foram projetados para poderosos geradores de energia, a burocracia vigente deve ser adaptada de forma a permitir a interconexão, a preços justos, de geradores distribuídos de pequena escala.

A Tabela 3 resume as principais barreiras para a difusão da geração distribuída, considerando impactos do sistema, econômicos e regulatórios.

Tabela 3. Barreiras econômicas e regulatórias

<b>Tipo de barreira</b>	<b>Consequências resultantes</b>
Custos de interconexão	Elevadas taxas de acesso à rede Discriminação no acesso à rede Falta de transparência em procedimentos de interconexão
Restrições da rede de distribuição	Capacidade limitada da rede Aumento no atraso da interconexão Custos de Manutenção Custos de equilíbrio
Burocracia de acesso à rede	Procedimentos complexos de autorização para interconexão
Falta de incentivos para os operadores do sistema de distribuição	Falta de capacidade para investir na integração da geração distribuída A estrutura regulatória não leva em conta os investimentos relacionados à geração distribuída
Acesso ao mercado	Falta de transparência em procedimentos de acesso ao mercado Taxas de negociação no mercado <i>spot</i> desproporcionalmente altas
Barreiras de entrada	Incumbentes detentores de fortes quotas do mercado Dificuldade em acessar mercados de atacado Falta de mecanismos adaptados para a negociação de geração distribuída no mercado
Benefícios da geração distribuída	Falta de entendimento sobre os benefícios associados Incerteza em relação à função do mecanismo de apoio Falta de recompensas para a integração da geração distribuída

Fonte: (Scheepers *et al.*, 2007)

### 3.3. Questões financeiras

Ademais de dificuldades relacionadas ao sistema de distribuição, aqueles que investem em tecnologias de geração distribuída, os proprietários, enfrentam ainda encargos associados ao financiamento dos investimentos voltados para a tais tecnologias. Estes incluem, de acordo com a Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (2013):

- incentivos financeiros;
- acesso ao financiamento;
- custos da tecnologia;
- custos intangíveis.

Nas seções subsequentes se explicitam suas principais características.

### **3.3.1. Incentivos financeiros**

Os incentivos financeiros para apoiar a difusão de tecnologias de geração distribuída foram implementados entre as regiões devido ao considerável investimento inicial necessário, o que, não fora assim, resultaria em lentos ritmos de implantação. Entretanto, à medida que as tecnologias se vulgarizam e seus custos se aproximam aos custos do fornecimento da eletricidade tradicional, os incentivos começam a se tornar menos atrativos do ponto de vista financeiro. Esta transição, de uma estrutura política baseada em incentivos para uma estrutura orientada ao mercado, pode resultar em uma desaceleração nas taxas de difusão para os interessados em uma instalação de geração distribuída (Rugthaicharoencheep & Auchariyamet, 2012; Comissão de Serviços Públicos da Califórnia, 2013).

### **3.3.2. Acesso ao financiamento**

Os instrumentos de financiamento de apoio ao investimento são críticos no caso do setor de geração distribuída. De facto, a tecnologia necessária requer um grande investimento inicial. Já no caso da geração distribuída renovável, o investimento inicial é praticamente o único custo, além dos gastos relativamente baixos com a operação e a manutenção ao longo do ciclo de vida do sistema. Portanto, o requisito de investimento inicial pode constituir uma barreira para os consumidores interessados. Este problema pode ser superado por meio do desenvolvimento de opções de financiamento feitas sob medida para a geração distribuída.

### **3.3.3. Custos da tecnologia**

Os custos em equipamentos e tecnologia correspondem ao principal investimento necessário em uma instalação de geração distribuída, embora incentivos e instrumentos de financiamento possam contribuir para compensar parte do ônus do investimento. Esse custo ainda constitui uma barreira para a difusão. À medida que a adoção aumenta e as economias de escala na produção são alcançadas, o custo da tecnologia aumentará, o que pode contribuir para reduzir esse obstáculo.

### **3.3.4. Custos intangíveis**

A instalação de um sistema de geração distribuída engloba uma série de custos intangíveis. Estes custos, módicos nas instalações de geração distribuída incluem: taxas de licenciamento relativas ao processo de obtenção da autorização para instalar

e conectar a unidade de geração ao sistema de distribuição de eletricidade; custos administrativos para cobrir todos os aspetos relacionados à aquisição de tecnologia, à aplicação de regimes de incentivo e a outras burocracias; custos de financiamento e contrato; custos de engenharia e instalação; taxas de conexão da rede e impostos governamentais; quaisquer outros custos associados com todo o projeto, desde o momento em que a decisão de instalar a geração distribuída é tomada até o momento em que a unidade fique *online*. Esses custos representam uma barreira significativa, geralmente difícil de prever na fase de planejamento, uma vez que são intrínsecos a cada processo e podem variar de região para região devido a regulamentos e políticas de caráter local, e dependem ainda da maturidade do mercado em que a unidade de geração distribuída está sendo instalada.

Os obstáculos descritos para a geração distribuída fornecem uma perspectiva abrangente das áreas que geralmente enfrentam dificuldades, complicando a sua difusão. Não obstante, as barreiras – econômicas, regulatórias e financeiras – relacionadas à integração do sistema também indiciam possibilidades de inovação e aprimoramento em termos de tecnologias, modelos de negócios e processos operacionais, políticas e *design* do mercado em geral.

#### **4. Inovação e desenvolvimento**

Potenciais benefícios associados à propagação da geração distribuída continuam a motivar esforços para superar desafios de difusão existentes, alguns dos quais foram discutidos na seção anterior. Nesse contexto, a pesquisa e desenvolvimento (P&D) desempenham um papel importante, impulsionando a inovação e o progresso para derrubar barreiras e aumentar a integração. A presente seção descreve exemplos de esforços de P&D levados a cabo nos Estados Unidos e na União Europeia, com uma visão global sobre suas áreas de enfoque no progresso, roteiros e investimentos alocados em inovação e desenvolvimento.

##### **4.1. A Lei de Recuperação para Programas de Redes Inteligentes dos Estados Unidos**

A Lei de Recuperação para Programas de Redes Inteligentes dos Estados Unidos (US Recovery Act Smart Grid Programs) promulgada em 2009 como parte da pós-crise Lei de Recuperação e Reinvestimento (*American Recovery and Reinvestment Act – ARRA*) provisionou com um total de USD 4,5 bilhões o Departamento de Energia dos EUA (U.S. Department of Energy – US DOE) para a modernização da rede de

energia elétrica (US DOE, 2013). O programa introduzia duas iniciativas com foco nas redes inteligentes:

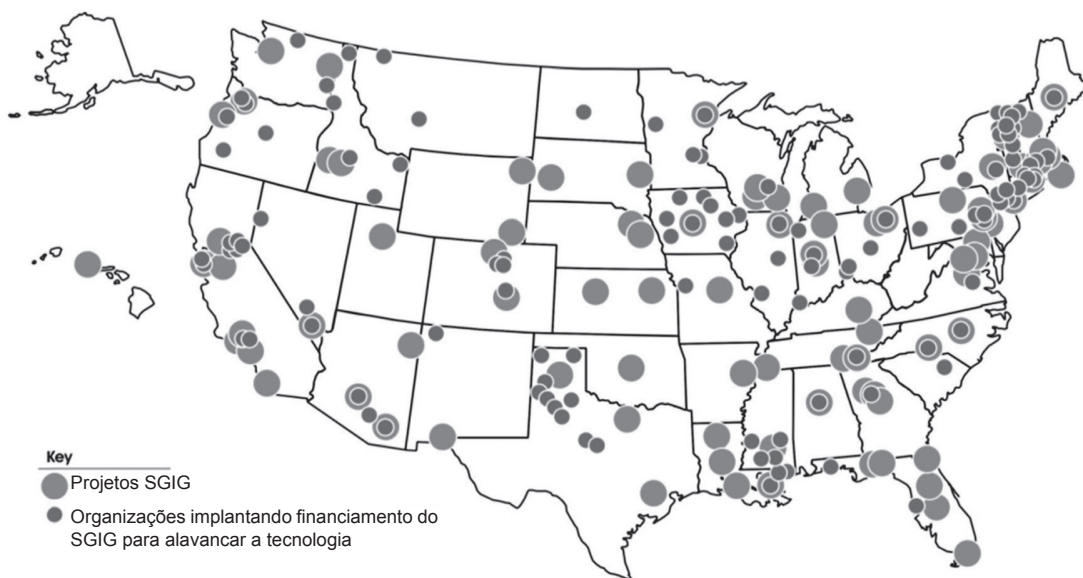
- o Programa Concessão para Investimentos em Redes Inteligentes (Smart Grid Investment Grant (SGIG)) , elaborado para apoiar a implantação dos componentes disponíveis da rede inteligente, a fim de aprimorar o desempenho do sistema de eletricidade;
- o Programa de Demonstração de Redes Inteligentes (Smart Grid Demonstration Program (SGDP)), elaborado para avaliar eventuais aplicações futuras direcionadas ao avanço das operações da rede e à integração de novas fontes de energia distribuída.

Além disso, outros programas voltados ao treinamento da força de trabalho para o futuro setor elétrico, para a segurança cibernética e para a integração de sistemas renováveis e distribuídos também foram desenvolvidos. O Escritório do Departamento de Energia dos EUA para Entrega de Eletricidade e Confiabilidade de Energia (U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery & Energy Reliability) é o organismo responsável por essas iniciativas (US DOE, 2017c). Em seguida, descrevemos com mais detalhes o Programa SGIG, enquanto destinatário da maior parcela do orçamento da Lei de Recuperação das Redes Inteligentes (Recovery Act Smart Grids).

#### **4.1.1. A Concessão para Investimentos em Redes Inteligentes (SGIG)**

O objetivo do SGIG foi contribuir para a modernização do sistema de energia elétrica dos Estados Unidos. Para tanto, o programa apoiou projetos propostos por prestadores de serviços de eletricidade. As áreas de desenvolvimento foram direcionadas a tecnologias e processos de redes inteligentes, desenvolvimento de capacidades de flexibilidade, interoperabilidade, funcionalidade, segurança cibernética, consciência situacional e eficiência operacional (US DOE, 2017). O programa foi dotado com um orçamento de USD 3,4 bilhões, o qual foi aumentado com USD 4,4 bilhões provenientes de fundos privados. Através dessa iniciativa foram apoiados 99 projetos envolvendo 228 empresas elétricas e outros *stakeholders* , conforme ilustrado na Figura 3.





Fonte: US DOE (2013)

Figura 3. Projetos apoiados e organizações envolvidas.

Para a distribuição de eletricidade, as iniciativas apoiadas nesse programa tiveram como foco a instalação de sistemas para aprimoramento das operações, incluindo tecnologias de gestão de interrupção, dispositivos de controle de tensão, reguladores e sensores de tensão. Mediante a integração dessas tecnologias, os operadores da rede obtiveram capacidades técnicas para detectar falhas, controlar o fluxo de energia e realizar manutenção preventiva, bem como aumentar a qualidade e a confiabilidade geral no serviço (US DOE, 2013). A Tabela 4 apresenta os investimentos em equipamentos de automação da distribuição elétrica e em tecnologias relacionadas a recursos de energia distribuída.

Tabela 4. Investimentos em automação da distribuição de eletricidade no SGIG

<b>Ativos de Automação da Distribuição de Eletricidade</b>	<b>Investimento</b>
Interruptores automáticos de alimentador	\$450.777.312
Capacitores automáticos	\$121.911.889
Reguladores automáticos	\$18.480.004
Limitadores de corrente de curto-circuito	\$217.260
Monitores de alimentadores	\$101.533.161
Monitor de subestação	\$118.513.082
Redes automáticas de distribuição/comunicação com a subestação	\$526.743.581
Sistema de gestão de distribuição	\$331.142.712

Hardware, sistemas e aplicativos de TI com funcionalidades de distribuição	\$137.002.266
Outros custos relacionados à automação da distribuição de eletricidade	\$296.590.009
<b>Total</b>	<b>\$2.102.911.277</b>
<b>Ativos do Recurso de Energia Distribuída para a Distribuição Elétrica (DER) Investimento</b>	
Dispositivos estacionários de eletricidade e armazenamento de energia	\$3.285.403
Estações de carregamento de EV	\$5.536.573
Outros custos relacionados a DER	\$6.661.234
<b>Total</b>	<b>\$15.483.210</b>

Fonte: US DOE (2017)

Esse programa de cinco anos, implementado entre 2009 e 2013, alcançou progresso na confiabilidade do sistema, na redução de custos operacionais por meio do aumento da eficiência, conseguiu interrupções mais curtas e menos frequentes, granjeou melhoria dos fluxos de receita e fomentou a criação de emprego para as entidades participantes. A estrutura do SGIG contribuiu para a inovação das redes inteligentes ao desenvolver capacidades, conhecimentos e apoiar a experimentação nas seguintes áreas (US DOE, 2013, 2017):

- participação dos consumidores nos mercados de varejo e atacado da eletricidade;
- acomodação de fontes de geração centralizada e distribuída de eletricidade;
- integração do armazenamento de eletricidade;
- apoio ao desenvolvimento de produtos e serviços inovadores de eletricidade, bem como aos *designs* de mercado;
- garantia de normas de qualidade da energia para diferentes usuários do sistema de distribuição;
- otimização crescente na gestão e utilização de ativos, bem como no desempenho da eficiência.

Tal programa reflete o valor agregado das ações conjuntas feitas pelo Governo com o setor privado para entregar um setor de eletricidade mais inteligente e distribuído para os Estados Unidos. O seu foco, voltado a tecnologias de automação do sistema de distribuição e inovações dos recursos de energia distribuída, reforça a conexão próxima das redes inteligentes e da geração distribuída. Ele é descrito como um exemplo dos esforços envidados pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos na modernização da rede e na transformação do sistema de eletricidade (US DOE, 2017b).

## 4.2. A Iniciativa Europeia de Rede de Eletricidade (EEGI)

A Iniciativa Europeia de Rede de Eletricidade (European Electricity Grid Initiative (EEGI)) foi criada em 2010 pela Comissão Europeia para se concentrar em P&D inovadora para apoiar a transição do setor de eletricidade (EC, 2017a). A estratégia de inovação e desenvolvimento elaborada para esse programa incluiu os objetivos abaixo:

- transportar e distribuir 35% da eletricidade a partir de fontes renováveis concentradas de geração distribuída até 2020 e alcançar um setor de eletricidade completamente descarbonizado até 2050;
- integrar as redes nacionais para proporcionar uma infraestrutura de rede elétrica pan-europeia, contribuindo para a qualidade do serviço e o envolvimento dos consumidores;
- acomodar desenvolvimentos adjacentes, como a eletrificação do transporte;
- aumentar a eficiência das operações da rede elétrica, reduzindo os gastos com capital e os gastos operacionais.

O orçamento de P&D da EEGI para o período de 2013 a 2022 foi de 2,1 bilhões de euros, dos quais 1,1 bilhão de euros foi alocado para o desenvolvimento e a inovação de redes de distribuição de eletricidade. A Tabela 5 apresenta os objetivos funcionais para o desenvolvimento dessa área.

Tabela 5. Plano de investimento na EEGI de distribuição de eletricidade

Área	Objetivo funcional	Investimento
<b>Integração de consumidores inteligentes</b>	Demanda ativa por mais flexibilidade	€140.000.000
	Eficiência energética da integração com casas inteligentes	€100.000.000
<b>Integração dos recursos e novos usos de energia distribuída</b>	Integração da geração distribuída	€170.000.000
	Integração do armazenamento de eletricidade	€100.000.000
	Infraestrutura para hospedar veículos elétricos	€60.000.000
<b>Operações de rede</b>	Modelagem e controle da rede de Baixa Tensão	€150.000.000
	Automação e controle da rede de Média Tensão	€100.000.000
	Ferramentas de gestão da rede	€50.000.000
	Processamento inteligente dos dados de medição	€100.000.000
<b>Planejamento e gestão de ativos da rede</b>	Novas abordagens de planejamento para redes inteligentes	€50.000.000
	Gestão de ativos	€50.000.000
<b>Design de mercado</b>	Novas abordagens à análise de <i>design</i> do mercado	€20.000.000
<b>Total</b>		<b>€1.090.000.000</b>

Fonte: Iniciativa Europeia de Rede de Eletricidade (2013a, 2013b)

As atividades incluídas neste roteiro têm como objetivo:

- melhorar o planejamento da rede de sistemas de transmissão e distribuição para otimizar o investimento em infraestruturas;
- aprimorar as técnicas de coordenação do sistema contribuindo para a segurança do sistema;
- evidenciar os benefícios que resultam em aprimoramento da eficiência de conversão, resultando em redução de perdas por meio do aumento do uso regional de eletricidade produzida localmente;
- manifestar os benefícios da integração da geração distribuída de eletricidade renovável;
- reduzir os impactos ambientais da rede de eletricidade;
- assinalar as capacidades para agregação de carga e geração em pequena escala;
- aperfeiçoar a interação entre os operadores do sistema de distribuição;
- experimentar e aprimorar os *designs* do mercado de eletricidade.

A EEGI apresentada é também um exemplo de uma iniciativa da União Europeia sobre inovação e desenvolvimento para redes inteligentes. Para esboçar uma visão global do progresso da UE na inovação das redes inteligentes, o Centro Comum de Investigação da União Europeia contribuiu com a identificação da P&D de redes inteligentes e a exposição do seu esforço por meio de relatórios de Observatório de Redes Inteligentes (Catalin *et al.*, 2014; Gangale, Vasiljevskaja, Covrig, Mengolini, & Fulli, 2017). A Figura 4 ilustra a distribuição dos 540 projetos de redes inteligentes em andamento ou concluídos pelos seus Estados-Membros.



Fonte: EC (2017b)

Figura 4 P rojetos de P&D das redes inteligentes da União Europeia.

Com base na abordagem estruturada da EEGI, a UE expandiu seus esforços em linha com metas ambiciosas para descarbonizar o setor de eletricidade. Com esta finalidade, a Plataforma Europeia de Tecnologia e Inovação em Redes Inteligentes para a Transição de Energia (European Tecnologia Platform for Electricity Networks of the Future (ETP SmartGrids)) foi estabelecida em 2016 (ETIP SNET, 2016). Essa nova entidade agrega os esforços de entrega da transição de energia para as redes de eletricidade da EEGI direcionando esforços para: 1) uma rede inteligente confiável, econômica e eficiente; 2) tecnologias de armazenamento e interface de setor; 3) geração flexível; 4) digitalização da infraestrutura de rede e envolvimento do consumidor; 5) inovação no ambiente de negócios (ETIP SNET, 2017).

A presente seção pretendeu fornecer uma visão transatlântica dos esforços em andamento para prover redes inteligentes nos Estados Unidos e na União Europeia. Os programas descritos, que mais não são do que um exemplo de esforços continuados para concretizar a transformação no setor de eletricidade, têm uma clara preocupação em melhorar as redes de distribuição em meio à crescente penetração da geração distribuída e aos recursos energéticos distribuídos em geral. *Ademais*, é ainda importante

considerar como o progresso da pesquisa e do desenvolvimento podem ser planejados e implementados com esforços conjuntos do governo e entidades privadas. Assim ocorre conjugando o desenvolvimento econômico amplo e as preocupações de bem-estar e segurança social dos formuladores de políticas com os desafios práticos e as ambições das empresas privadas, universidades e laboratórios de pesquisa que trabalham no desenvolvimento e implementação de soluções para os obstáculos relacionados a um setor de eletricidade mais inteligente e sustentável.

## 5. Conclusão

As implicações associadas à transição da energia para o setor de eletricidade são múltiplas. Mudanças na tecnologia, nas políticas e no modo como as partes interessadas são organizadas contribuem para um sistema complexo através do qual a adaptação se deve processar. Ao longo deste capítulo, o nosso foco foi voltado à relação entre as redes inteligentes e a geração distribuída, visando a estrutura conceitual ao redor desses dois domínios, seguido por uma visão genérica dos desafios postos em integrar a geração distribuída. Numa última seção direcionamos nossa atenção à inovação e desenvolvimento como impulsionadores para o progresso. Ao combinar esses dois diversos blocos de construção, o ciclo de reforço entre redes inteligentes e difusão de geração distribuída torna-se evidente. Explicamos como o futuro das redes do setor de eletricidade é planejado para alcançar um padrão em que o monitoramento, o controle e a automação são utilizados para aumentar a eficiência operacional e a qualidade do serviço. Concomitantemente, a geração distribuída foi apresentada como uma fonte limpa de energia em um mundo repleto de restrições ambientais. A sinergia entre esses dois domínios pode contribuir para um setor de eletricidade mais integrado, rentável e limpo no futuro. O apoio à difusão da geração distribuída *vis-à-vis* da infraestrutura do sistema de eletricidade pode contribuir para uma transição de energia que prepara a sociedade para necessidades futuras, ao passo que garante que os custos atuais e a qualidade do serviço não sejam comprometidos de forma desproporcional.

As complementaridades entre as redes inteligentes e a geração distribuída ultrapassam as áreas exploradas neste capítulo. Aspectos adicionais a serem considerados incluem: 1) a formulação de políticas de energia integrada e o desenvolvimento de mecanismos de apoio e *designs* de mercado; 2) a reforma regulatória da indústria de rede, considerando os impactos da rede inteligente e a difusão da geração distribuída, bem como as mudanças no comportamento dos consumidores, os custos e a difusão da tecnologia; 3) a inovação do modelo de negócios e a transformação das empresas de eletricidade, e o modo como elas são influenciadas por agentes de mercado e fatores organizacionais.

## 6. Agradecimentos

Os autores agradecem à Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) o apoio através da bolsa P D/BD/105841/2014, atribuída no âmbito do Programa MIT Portugal financiado pelo POPH/FSE. Esse trabalho também foi parcialmente apoiado pela FCT no âmbito da bolsa do projeto UID/MULTI/00308/2013 e SAICTPAC/0004/2015-POCI-01-0145-FEDER-016434, bem como pela Iniciativa Energia para a Sustentabilidade da Universidade de Coimbra.

## 7. Referências

APPA. (2013). Distributed Generation: An overview of recent policy and market developments. *American Public Power Association*, (November), 1–5. <http://doi.org/10.1002/9780470511824>

Azmy, A. M., & Erlich, I. (2005). Impact of distributed generation on the stability of electrical power systems. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005* (pp. 1337–1344). IEEE. <http://doi.org/10.1109/PES.2005.1489354>

Basso, T. (2009). System Impacts from Interconnection of Distributed Resources: Current Status and Identification of Needs for Further Development, (January), 44.

Buccella, C., Cecati, C., & Abu-rub, H. (2014). Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications. In M. and K. A.-H. Haitham Abu-Rub (Ed.) (First Edit). JohnWiley & Sons, Ltd.

California Public Utilities Commission. (2013). *Biennial Report on Impacts of Distributed Generation*.

Catalin, A., Covrig, F., Ardelean, M., Vasiljevska, J., Mengolini, A., Fulli, G., ... Filiou, C. (2014). Smart Grid Projects Outlook 2014. *JRC Science and Policy Reports*, 1–157. <http://doi.org/10.2790/22075>

Dulău, L. I., Abrudean, M., & Bică, D. (2014). Effects of Distributed Generation on Electric Power Systems. *Procedia Technology*, 12, 681–686. <http://doi.org/10.1016/j.protcy.2013.12.549>

EC. (2017a). European Electricity Grid Initiative. Retrieved from European Electricity Grid Initiative (EEGI)

- EC. (2017b). Smart grid projects map: organisations and implementation sites. Retirado de <http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/u24/2017/org.html>
- ETIP SNET. (2016). *Final 10-year ETIP SNET R&I roadmap covering 2017-26*. Retirado de [http://etip-snet.eu/pdf/Final\\_10\\_Year\\_ETIP-SNET\\_R&I\\_Roadmap.pdf](http://etip-snet.eu/pdf/Final_10_Year_ETIP-SNET_R&I_Roadmap.pdf)
- ETIP SNET. (2017). *Technologies and methods for making Europe's energy transition a success*. Retirado de [https://www.etip-snet.eu/wp-content/uploads/2017/04/ETIP-SNET\\_Brochure.pdf](https://www.etip-snet.eu/wp-content/uploads/2017/04/ETIP-SNET_Brochure.pdf)
- European Electricity Grid Initiative. (2013a). *Implementation Plan 2014-2016*. Retirado de [http://www.gridplus.eu/Documents/EEGI\\_Implementation\\_Plan\\_2014-2016\\_definitive.pdf](http://www.gridplus.eu/Documents/EEGI_Implementation_Plan_2014-2016_definitive.pdf)
- European Electricity Grid Initiative. (2013b). *Research and Innovation Roadmap 2013-2022*. Retirado de [http://www.gridplus.eu/Documents/20130228\\_EEGI\\_Roadmap\\_2013-2022\\_to\\_print.pdf](http://www.gridplus.eu/Documents/20130228_EEGI_Roadmap_2013-2022_to_print.pdf)
- Farhangi, H. (2010). The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(1), 18–28. <http://doi.org/10.1109/MPE.2009.934876>
- Gangale, F., Vasiljevskaja, J., Covrig, C. F., Mengolini, A., & Fulli, G. (2017). *Smart grid projects outlook 2017*. Retirado de [https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/u24/2017/sgp\\_outlook\\_2017-online.pdf](https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/u24/2017/sgp_outlook_2017-online.pdf)
- Geisler, K. (2013). Distributed Generation in a Smart Grid.
- IEA. (2011). *Technology Roadmap - Smart Grids*. Paris.
- IRENA. (2015). *Renewable Energy Integration in Power Grids*.
- Järventausta, P., Repo, S., Rautiainen, A., & Partanen, J. (2010). Smart grid power system control in distributed generation environment. *Annual Reviews in Control*, 34(2), 277–286. <http://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2010.08.005>
- L'Abbate, A., Fulli, G., Starr, F., & Peteves, S. (2007). *Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration*. European Commission Joint Research Centre. European Commission. <http://doi.org/10.2790/50952>
- Martinez, J. a., & Martin-Arnedo, J. (2009). Impact of distributed generation on distribution protection and power quality. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1–6). IEEE. <http://doi.org/10.1109/PES.2009.5275777>



Owens, B. (2014). The Rise of Distributed Power. *Ge*, 45. Retirado de [http://www.eenews.net/assets/2014/02/25/document\\_gw\\_02.pdf](http://www.eenews.net/assets/2014/02/25/document_gw_02.pdf)

Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6), 787–798. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>

Rugthaicharoencheep, N., & Auchariyamet, S. (2012). Technical and Economic Impacts of distributed generation on distribution system. *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, 6(4), 385–389.

Ruiz-Romero, S., Colmenar-Santos, A., Mur-Pérez, F., & López-Rey, Á. (2014). Integration of distributed generation in the power distribution network: The need for smart grid control systems, communication and equipment for a smart city — Use cases. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 223–234. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.082>

Scheepers, M., Bauknecht, D., Jansen, J., Joode, J. De, Gómez, T., Pudjianto, D., ... Strbac, G. (2007). Regulatory Improvements for Effective Integration of Distributed Generation into Electricity Distribution Networks: Summary of the DG-GRID project results, (November 2007), 58. Retirado de <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2007/e07083.pdf>

US DOE. (2008). *The Smart Grid: an introduction*. <http://doi.org/10.1016/B978-1-59749-570-7.00011-X>

US DOE. (2009). *Smart Grid System Report*. <http://doi.org/10.1037/h0065839>

US DOE. (2013). *Smart Grid Investment Grant Program Progress Report II* (Vol. Oct.). Retirado de [https://www.smartgrid.gov/files/SGIG\\_progress\\_report\\_2013.pdf](https://www.smartgrid.gov/files/SGIG_progress_report_2013.pdf)

US DOE. (2017). Electric distribution system SGIG Investment. Retirado de [https://www.smartgrid.gov/recovery\\_act/deployment\\_status/distribution.html](https://www.smartgrid.gov/recovery_act/deployment_status/distribution.html)

US DOE. (2017). Grid Modernization and the Smart Grid, 1–6. Retirado de <https://energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid>

US DOE. (2017). Recovery Act Smart Grid Programs. Retirado de [https://www.smartgrid.gov/recovery\\_act/index.html](https://www.smartgrid.gov/recovery_act/index.html)

US DOE. (2017). Smart Grid Investment Grant Program. Retirado de [https://www.smartgrid.gov/recovery\\_act/overview/smart\\_grid\\_investment\\_grant\\_program.html](https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/smart_grid_investment_grant_program.html)

# Difusão da Microgeração: Potenciais Impactos Econômico-Financeiros Sobre as Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil

---

Francesco Tommaso

## Resumo

A microgeração, que compõe parte de uma categoria mais ampla, denominada geração distribuída (GD), desafia a estrutura e a operação tradicionais do setor elétrico. Historicamente setores elétricos ao redor do mundo desenvolveram-se sob um paradigma de geração centralizada. A difusão da geração distribuída traz desafios que não estão restritos ao campo técnico do setor, mas afeta a diversos stakeholders por meio de desequilíbrios alocativos, frutos do atual marco regulatório.

A difusão da GD possui diversos benefícios potenciais, como a redução de perdas técnicas, o incremento de fontes de geração renováveis, como a fotovoltaica e a eólica, e elevada intensidade de geração de empregos por MWp instalado. O incentivo à difusão da microgeração é um movimento global.

Uma das distorções alocativas mais importantes causada pela difusão da GD é a relacionada à combinação dos esquemas de compensação da GD e a existência de tarifas volumétricas na baixa tensão. No Brasil o esquema de compensação é o Net Metering. Esse esquema de compensação gera elevado estímulo à difusão da GD ao remunerar a eletricidade exportada para a rede de distribuição ao preço de eletricidade no varejo (ao mesmo nível das tarifas de fornecimento das distribuidoras). Sob esse esquema de compensação as distribuidoras passam a agir como “baterias virtuais”, exercendo um papel de backup dessa geração e permanecendo essencial para os consumidores adotantes desses sistemas.

No entanto, as tarifas volumétricas aplicadas aos consumidores da baixa tensão, que remuneram todos os custos de fornecimento de eletricidade (inclusive o das redes físicas) em função do volume consumido, não são adequadas para a aplicação do Net Metering, pois a sua interação pode causar diversas distorções alocativas. Estes custos podem ainda superar os benefícios da difusão da GD.

Este capítulo objetiva analisar alguns dos principais impactos distorcivos que a geração distribuída, com ênfase na microgeração, que é a categoria de GD mais adotada na baixa tensão, pode causar às distribuidoras e aos consumidores não adotantes desses sistemas.

## A Geração Distribuída no Brasil

A GD no Brasil é regulada pela ANEEL, a partir da Resolução Normativa 482 (REN 482). A REN 482 define as categorias de GD, que são definidas como: (i) microgeração – sistemas com capacidade instalada de até 75 kWp; ou (ii) minigeração – sistemas com capacidade instalada de até cinco MWp (ANEEL, 2012.a).

Os consumidores podem instalar tanto sistemas de microgeração quanto de minigeração locacionalmente próximos à própria carga, empregando, por exemplo, painéis fotovoltaicos nos telhados de residências e comércios, ou instalá-los remotamente, gerando créditos em um local que podem ser transferidos para o abatimento do consumo em outro. Adicionalmente é possível instalar um sistema de geração partilhada, onde os créditos são distribuídos entre um determinado número de consumidores (ANEEL, 2012.a).

O esquema de compensação, o Net Metering, permite a utilização de créditos excedentes por até cinco anos após o período de geração. Ele é definido pela ANEEL nos seguintes termos:

*Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. (ANEEL, 2012.a, p. 5).*

Até março de 2018 já foram instalados quase 25 mil sistemas de GD no Brasil. Mais de 99% de todas as instalações são de geração fotovoltaica, representando mais de 74% de toda a capacidade instalada. A maioria desses sistemas de GD são sistemas de microgeração e o tamanho médio das instalações é de 7 kWp. A ANEEL projeta mais de 880 mil instalações até 2024, representando 3,2 GWp de capacidade instalada. O número de instalações representaria aproximadamente 0,35% do total de residências e prédios comerciais (ANEEL, 2017).

## As Concessionárias de Distribuição Elétrica no Brasil

No Brasil a distribuição de energia elétrica é classificada como um bem público, cuja execução é sujeita à delegação por meio de permissões e concessões. As características técnicas e econômicas dos serviços de distribuição rendem a estes a característica de monopólios naturais – economias de escala, subaditividade de custos, custos afundados, economias de rede etc. Frente aos impactos sociais negativos que os monopólios

podem causar, o serviço de distribuição elétrica é uma concessão regulada e as suas tarifas são reguladas. (CARVALHO FILHO, 2009).

Concessionárias de distribuição incorrem em custos operacionais (OPEX) e dispêndios de capital (CAPEX) para conseguirem oferecer os serviços de distribuição de acordo com as normas regulatórias de fornecimento. Ambos dispêndios, OPEX e CAPEX, são sujeitos à fiscalização e aprovação do ente regulador. No entanto, os mecanismos que regulam esses custos dependem da natureza específica de cada um deles.

O OPEX é regulado por meio de uma variação do mecanismo de incentivo regulatório denominado *yardstick competition*, no qual a ANEEL cria grupos de concessionárias com características técnicas e econômicas semelhantes, com o objetivo de permitir uma comparação e competição entre elas. As melhores concessionárias de cada grupo atuam enquanto padrões desejados de eficiência para as restantes do mesmo grupo, determinando assim *benchmarks*. Esses *benchmarks* são criados com o uso de metodologias *top-down*, aplicando análises de dados, como métodos econométricos e similares, definindo níveis máximos de OPEX e trajetórias de redução temporal dos mesmos, de acordo com as características de cada um dos grupos (ANEEL, 2017.d).

O OPEX é regulado de maneira discretizada, com todos os investimentos de capital sendo sujeitos à aprovação ou não por parte da ANEEL. Apenas os investimentos de capital vistos como razoáveis são agregados à base de remuneração regulatórias, que é uma base de ativos sob a qual são aplicados os custos de capital a serem remunerados. Investimentos não aprovados não são remunerados. Os ativos que incorporam a base de ativos regulatória são remunerados de acordo com os seus respectivos custos de capital, que são calculados com o seus custos ponderados de capital - WACC<sup>1</sup> (ANEEL, 2015.a).

## As Tarifas de Distribuição no Brasil

Os montantes de OPEX e CAPEX oriundos da atividade de distribuição da energia elétrica não totalizam os custos incorridos pelas distribuidoras. Elas incorrem também em custos gerados por outros segmentos do setor elétrico, como a geração e a transmissão. As distribuidoras possuem a obrigação de adquirir dos geradores elétricos toda a energia necessária para o abastecimento da sua área de concessão. O risco de mercado, oriundos de diferenças entre a demanda de energia elétrica projetada e a efetiva são de responsabilidade das distribuidoras. Outros custos incluem ainda as perdas elétricas,

---

<sup>1</sup> Weighted Average Cost of Capital - Ver Damodaran (2014)

que podem ser técnicas, decorrentes da atividade do setor, ou não técnicas, como a fraude, o furto e as inadimplências (ANEEL, 2017).

O volume de receitas obtido pelas distribuidoras para a remuneração da soma de todos os seus custos é denominado Receita Requerida (RR). A RR é dividida em duas parcelas: Parcela A e Parcela B. A Parcela A é equivalente ao montante de custos ditos não gerenciáveis, ou seja, custos nos quais a distribuidora não possui poder de discricionariedade – custos com aquisição de energia para atendimento à sua área de concessão, assim, custos dos serviços de transmissão e o pagamento de encargos. A Parcela B é igual ao volume de custos oriundos das atividades ditas gerenciáveis, como a operação e manutenção das redes de distribuição (OPEX), assim como os custos de capital dessas redes (CAPEX) (ANEEL, 2017).

Uma vez calculadas ambas as parcelas da RR, as tarifas de fornecimento são calculadas considerando a demanda de energia elétrica do Período de Referência, definido como os últimos doze meses anteriores ao período de definição delas. Essa demanda é denominada de Mercado de Referência (ANEEL, 2017.e, p.3). A Equação 1 ilustra o esquema simplificado de cálculo do nível das tarifas:

$$\text{Equação 1: Tarifa} = \frac{\text{Receita Requerida}}{\text{Mercado de Referência}}$$

As tarifas são reajustadas ou recalculadas periodicamente, de maneira pré-determinada. Há dois mecanismos principais de reajuste ou recálculo: (i) o Reajuste Anual Tarifário (RAP); e (ii) a Revisão Tarifária Periódica (RTP).

O RAP, como o nome sugere, é realizado anualmente e objetiva realizar a correção do valor real da Parcela B com a utilização de índices de preço, como o IGP-M, assim como realizar um novo cálculo dos custos de energia. Já a RTP é uma revisão total dos custos das distribuidoras, OPEX e CAPEX, e ocorre geralmente a cada quatro anos. Deve-se notar que não todos os componentes são reajustados simultaneamente, portanto é possível que hajam processos de reajustes em anos subsequentes, com o objetivo de reajustar custos distintos (ANEEL, 2017).

## **Os Impactos Potenciais da Difusão da Geração Distribuída Sobre as Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**

Há dois principais impactos potenciais que podem ser originados da difusão da GD sob o atual marco regulatório: (i) a redução dos fluxos de caixa das distribuidoras; e (ii) a instabilidade da lógica econômica dos serviços de distribuição.

O primeiro deles pode ser visto como um impacto de curto prazo, atuando sobre a operação e fluxo de caixa anual das distribuidoras. O segundo possui uma natureza de longo prazo, potencialmente conduzindo a uma instabilidade no modelo de negócios das distribuidoras, afetando ainda os consumidores cativos não adotantes de sistemas de GD.

## **Impactos Potenciais Sobre o Fluxo de Caixa das Distribuidoras**

Conforme visto na seção acima, as distribuidoras são remuneradas pelos seus custos a partir da receita adquirida com o pagamento das tarifas de fornecimento pelos consumidores. As receitas das distribuidoras de origem dos consumidores da baixa tensão são função do volume de energia consumido e do nível médio das tarifas. O atingimento da RR, enquanto nível necessário de receita para o pagamento dos custos das distribuidoras, não é garantido, visto que a sua efetiva consolidação é dependente do nível de consumo futuro dos consumidores, ou seja, do nível projetado de consumo, que é constatado apenas após o fim do período. A Receita Requerida pode ser analisada enquanto uma função dependente da tarifa definida de energia para o período determinado e da demanda total de energia projetada para um dado grupo de consumidores para o mesmo período. O grupo de consumidores pode ser definido como os consumidores de baixa tensão, foco desta análise.

*Equação 2: Receita Requerida = Tarifa Definida x Demanda de Eletricidade Projetada*

Deve-se notar que a tarifa definida é, de acordo com a atual estrutura tarifária, função dos custos totais (igual à RR) e do Mercado de Referência (Equação 1). Considerado o valor real da tarifa definida, para que a Equação 2 seja satisfeita é necessário que a Demanda de Eletricidade Projetada seja igual ao Mercado de Referência.

É extremamente improvável que ambos sejam iguais, e o que efetivamente ocorre é que a Receita Requerida é sempre maior ou menos do que a receita efetivamente constatada para determinado período. Em ambos os casos os fluxos de caixa de curto prazo são afetados, ainda que essas diferenças sejam posteriormente corrigidas.

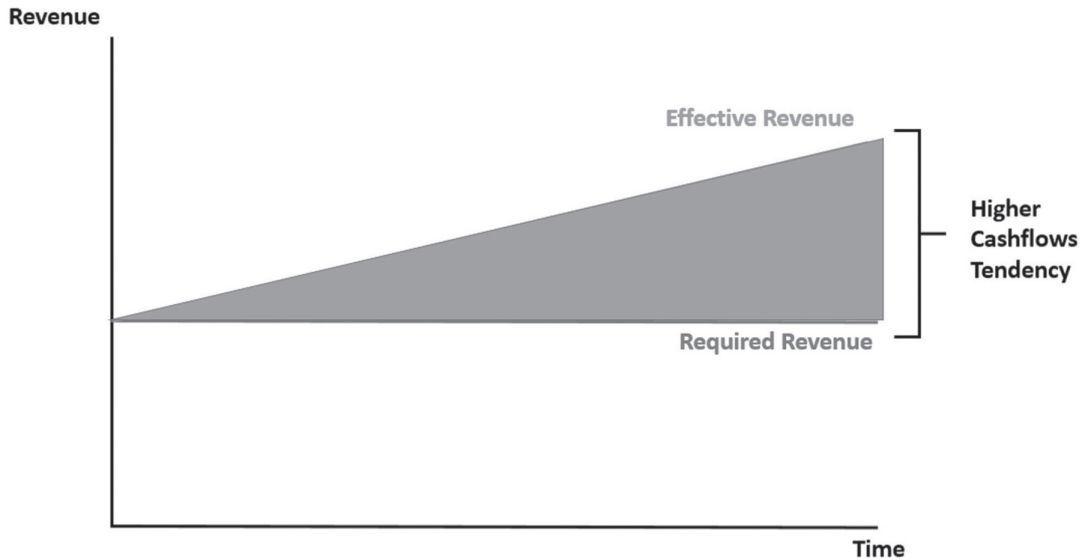
Portanto, em períodos onde a demanda de eletricidade cresce e supera a dos últimos doze meses (Mercado de Referência), a receita é superior à RR e as concessionárias de distribuição recebem apresentam um fluxo de caixa superior ao esperado no curto prazo. O oposto ocorre caso a demanda de eletricidade do período seja inferior à do Mercado de Referência, resultando em fluxos de caixa inferiores no curto prazo.

Observações das séries temporais de demanda anual de energia elétrica, providas por dados do Ministério de Minas e Energia (MME) mostram que entre 1970 e 2016 a taxa de crescimento anual foi de 5,75%. A taxa anual de crescimento foi de 5,36%, com desvio padrão de 3,9%. Com a pequena exceção de quatro anos – 2001, 2009, 2015 e 2016 - em todos os outros anos houve crescimento da demanda de energia elétrica em relação ao ano anterior. Ou seja, é possível concluir que no Brasil houve uma tendência às receitas superarem as Receitas Requeridas, anualmente, gerando fluxos de caixa superiores aos esperados.

No entanto a demanda de energia elétrica não é a única variável que pode perturbar o equilíbrio definido na Equação 2. Como a inflação afeta as tarifas e a tarifa definida para um dado período e é apenas corrigida anualmente, o valor real das tarifas sofre reduções diárias e mensais, atingindo um valor mínimo imediatamente antes ao RAP. A perda de valor real das tarifas implica, *ceteris paribus*, em fluxos de caixa inferiores aos esperados. Considerando as séries temporais do IGP-M entre 1996 e 2016, a inflação média foi de 8,77%. Ela foi em média, superior à taxa de crescimento da demanda anual de energia elétrica para o mesmo período. Deve-se notar ainda que o efeito da inflação é variável, afetando os últimos meses imediatamente anteriores ao RAP mais intensamente que os imediatamente subsequentes ao último RAP.

A partir da análise acima é plausível concluir que há dois fatores afetando as dinâmicas dos fluxos de caixa das distribuidoras no curto prazo: (i) a tendência ao crescimento anual da demanda atua de maneira a tornar o fluxo de caixa efeito superior ao projetado; e (ii) a perda de valor real das tarifas atua em sentido oposto, reduzindo o valor real do fluxo de caixa, *ceteris paribus*. As Figuras 1 e 2 ilustram ambos os efeitos separadamente ao longo de um ano qualquer.

Figura 1 – Exemplo da Relação Entre a Receita Requerida Esperada e a Receita Requerida Efetiva – Efeito do Crescimento da Demanda



Fonte: Elaboração Própria

A Figura 1 acima representa a dinâmica entre a Receita Requerida efetiva e a esperada, considerando o crescimento anual da demanda. O eixo vertical representa o volume de receita e o horizontal representa o tempo que transcorre entre o último RAP e o próximo RAP (doze meses).

Como a demanda de energia elétrica neste exemplo é superior ao Mercado de Referência, os fluxos de caixa recebidos pela distribuidora são superiores aos esperados. Quando mais afastado do RAP, maior é a distância entre os dois. A área verde na Figura 1 representa a soma das diferenças dos fluxos de caixa recebidos ao longo desses doze meses.

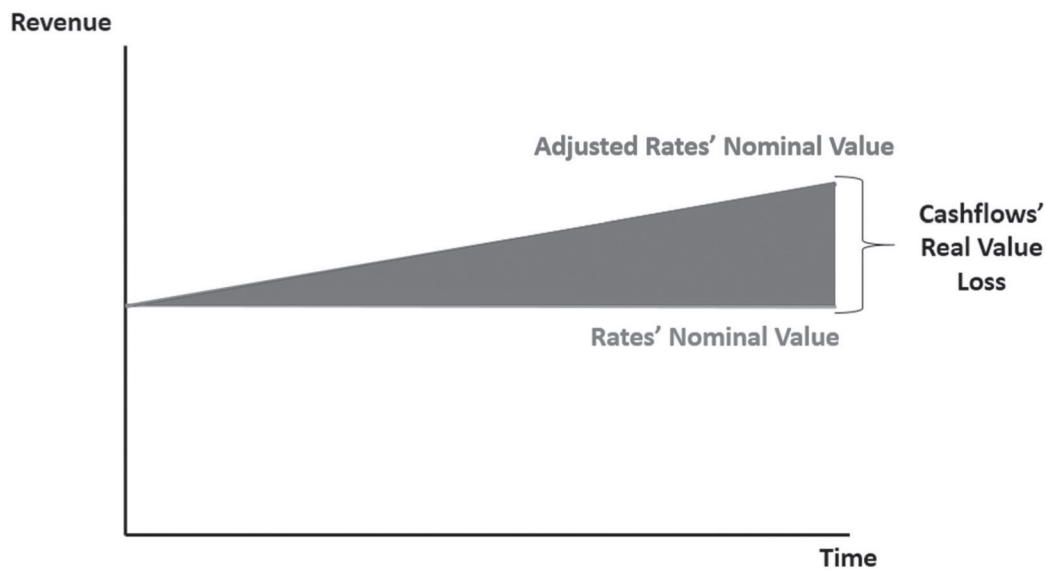
Esse efeito é corrigido pelo denominado Fator X, que é um índice que mede, dentre outras coisas, o aumento de eficiência atingido pelo atendimento a um mercado maior que o de referência. O Fator X possui diversos componentes e o responsável pela medição desses ganhos de eficiência é o “Componente P” (ANEEL, 2017.d). A aplicação do Fator X será abordada a mais à frente.

O outro efeito, de natureza oposta, é a inflação, que resulta na perda do valor real das tarifas ao longo do tempo. A Figura 2 abaixo ilustra o caso, utilizando tarifas e fluxos de caixa nominais em um mercado sem tendência para crescimento ou decréscimo da demanda de energia elétrica anual, ou seja, o Mercado de Referência é sempre igual



ao à demanda efetiva por energia elétrica para o mesmo período. Há dois níveis de fluxo de caixa: o nível inferior, em azul, definido no último RAP; e o superior, em vermelho, que apresenta o nível nominal dos fluxos de caixa caso eles fosse reajustados continuamente pelo nível de inflação. O triângulo vermelho representa a perda de fluxo de caixa em termos reais para o período.

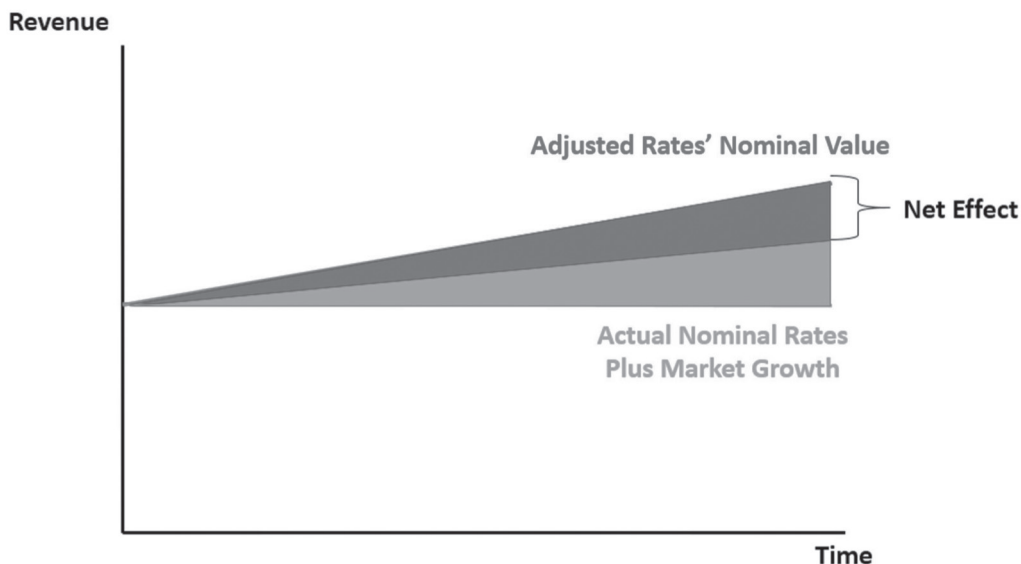
Figura 2 – Exemplo da Relação Entre o Fluxo de Caixa Nominal e o Fluxo de Caixa Nominal Ajustado Pela Inflação Continuamente



Fonte: Elaboração Própria

Essas perdas do valor real das tarifas são corrigidas durante o RAP, por meio da aplicação do índice de preços – IGP-M. A sobreposição de ambas as Figura 1 e Figura 2 apresentadas acima permite uma representação gráfica do efeito líquido da interação de ambos os efeitos. Se, por exemplo, o efeito resultante do aumento na receita pelo crescimento de mercado for inferior ao efeito de perda do valor real das tarifas, então o efeito líquido pode ser representado pela Figura 3 abaixo.

Figura 3 – O Efeito Líquido da Inflação e do Crescimento de Mercado Sobre o Fluxo de Caixa das Distribuidoras



Fonte: Elaboração Própria

Como mostrado na Figura 3, o efeito líquido é negativo, e o efeito sobre o volume real dos fluxos de caixa é uma redução deles. Esse caso geralmente não representa um problema real, visto que ambos os efeitos agem de maneira compensatória, de maneira que o efeito líquido é reduzido. Durante o RAP o reajuste inflacionário da Parcela B é calculado seguindo a seguinte fórmula, que contém ambos índices: o Fator X e o IGP-M (ANEEL, 2016.b):

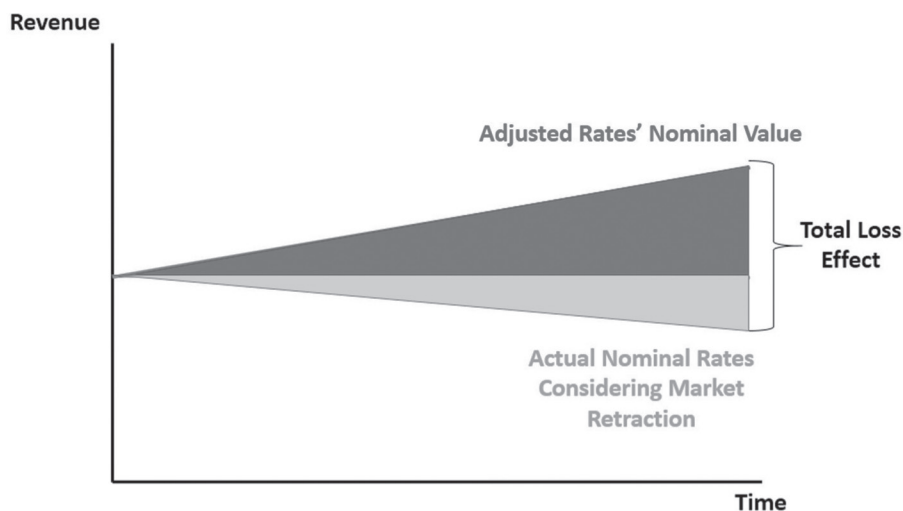
$$\text{Equação 3: } PB_1 = PB_0 * (1 + IGPM - \text{Fator X})$$

No entanto, no caso de uma intensa taxa de difusão da GD pode ocorrer, principalmente durante momentos de baixo crescimento da demanda de eletricidade, de ambos os efeitos se reforçarem. Isso ocorreria pois o ganho de mercado pode tornar-se negativo durante um período específico, resultado da queda do nível de consumo de energia oriunda das distribuidoras, em função das novas instalações da GD, associada ao baixo crescimento da demanda *per capita*.

A soma de ambos os efeitos pode gerar uma ampla diferença entre a Receita Requerida e a receita efetivamente atingida, afetando negativamente os fluxos de caixa e gerando potenciais restrições operacionais. O risco estaria presente ainda que

o a variação do mercado como um todo não fosse negativa. Esse exemplo extremo é ilustrado através da Figura 4 abaixo:

Figura 4 – Potencial Impacto Sobre o Fluxo de Caixa no Caso Extremo de Variação Negativa da Demanda de Energia Elétrica



Fonte: Elaboração Própria

### Potential Impact over the Utilities Economic Logic

Uma intensa taxa de difusão da GD nos termos do atual marco regulatório pode conduzir a um permanente impacto econômico de longo prazo. Esse impacto potencial diz respeito aos consumidores da baixa tensão, não adotantes de sistemas de GD, que são faturados por tarifas volumétricas.

A estrutura tarifária dos consumidores da baixa tensão pode ser dividida em uma parcela de custos relacionados à compra de energia elétrica pelas distribuidoras, outra dedicada à alocação dos custos relacionados ao pagamento das distribuidoras e transmissoras de energia, e uma terceira dedicada ao pagamento das perdas elétricas, técnicas e não técnicas.

A partir da natureza técnica dos custos alocados às tarifas dos consumidores da baixa tensão é possível analisar o comportamento deles sob um cenário de intensa difusão da GD. Os volume de custos relacionado à aquisição de energia devem cair, visto que as distribuidoras vão necessitar adquirir uma quantidade menor de energia para o atendimento ao mercado de cativo delas, vez que os consumidores adotantes de GD vão atender a parte da própria demanda.

Por outro lado, ainda que haja uma menor volume de energia elétrica fluindo pelas redes de distribuição estes custos não sofrerão redução. Eles deverão permanecer presentes para atender à necessidade remanescente de distribuição da energia, assim como para o atendimento à exportação dos excedentes de energia dos sistemas de microgeração da baixa tensão, atuando enquanto baterias virtuais.

As redes de transmissão são estruturadas para realizar a transmissão de elevados volumes de energia elétrica por longas distâncias e costumam atuar com significativa congestão. Esse fato não será alterado com a difusão da GD, visto que a geração a partir dessas fontes é variável e intermitente, exigindo mecanismos de balanceamento, os quais incluem balanceamentos entre diferentes regiões, utilizando intensamente as redes de transmissão (IEA, 2014). Portanto os custos não seriam reduzidos.

Considerando a natureza da perdas de energia elétrica, nota-se que, inicialmente, as perdas não técnicas possuem relativa independência quanto ao nível de difusão da GD. No entanto, como será visto adiante, um aumento do nível tarifário resultante da difusão da GD poderia elevar o volume dessas perdas.

Do ponto de vista das perdas técnicas, a relação não é tão clara, e há argumentos plausíveis para a redução das mesmas. Porém o montante de redução não é intenso o suficiente para compensar a perda de mercado das distribuidoras. Sheikhi *et al.* (2013) mostram que as perdas técnicas podem ainda voltar a aumentar após determinado nível de difusão da GD.

De acordo com o acima exposto é possível representar a tarifa média para um “consumidor i” da baixa tensão enquanto uma soma de três grupos de custos, agindo enquanto uma função do Mercado de Referência. As componentes são: (i) energia – relacionada aos custos de aquisição de energia para atendimento ao mercado cativo pelas distribuidoras; (ii) custos físicos de transmissão e distribuição (de outras distribuidoras e delas mesmas); e (iii) custos oriundos da perdas de energia elétrica. A tarifa do consumidor i é expressa pela Equação 4 abaixo:

$$\text{Equação 4: } \frac{CE}{MR} \cdot c(i) + \frac{CF}{MR} \cdot c(i) + \frac{PE}{MR} \cdot c(i)$$

Onde, CE representa os custos de aquisição de energia; CF representa os custos físicos de transmissão e distribuição; PE representa os custos relacionados à perdas, técnicas e não técnicas; MR representa o Mercado de Referência; e  $c(i)$  representa a demanda por consumo de energia elétrica do consumidor i.

A partir da análise acima é possível expressar o comportamento desses três componentes em relação a variações no Mercado de Energia, expressos como:

$$\frac{\partial \text{ Custos de Energia}}{\partial \text{ Mercado de Referência}} = \beta$$

$$\frac{\partial \text{ Custos Físicos}}{\partial \text{ Mercado de Referência}} = \frac{-\text{Custos Físicos}}{\text{Mercado de Referência}^2} < 0$$

$$\frac{\partial \text{ Perdas Elétricas}}{\partial \text{ Mercado de Referência}} = \frac{-\text{Perdas Não Técnicas (PNT)}}{\text{Mercado de Referência}} + \gamma < 0$$

Ambos  $\beta$  e  $\gamma$  são escalares positivos que representam a relação linear (simplificada) entre os Custos de Energia e o Mercado de Referência, assim como entre as Perdas Elétricas e o Mercado de Referência, respectivamente. Portanto é possível chegar à possível relação:

$$\frac{\partial \text{ Tarifa do Consumidor}}{\partial \text{ Mercado de Referência}} = \frac{-CF}{RM^2} - \frac{CF}{RM^3} - \frac{PNT}{RM^2} - \frac{PNT}{RM^3} < 0$$

Portanto existe uma relação inversa entre as tarifas dos consumidores da ocorrer por meio de uma intensa taxa de difusão da GD. Reduções no Mercado de Referência causam o aumento da tarifa média para os consumidores da baixa tensão.

A razão para isso é que muitos dos custos são independentes do nível de consumo agregado de energia elétrica na baixa tensão, como é caso dos ativos físicos das redes de transmissão e de distribuição, ou das perdas não técnicas. Tarifas volumétricas, as quais alocam o pagamento de todos esses custos proporcionalmente ao volume de energia consumido eliminam a contribuição ao pagamento desses custos pelos consumidores adotantes de sistemas de GD, ainda que esses consumidores continuem dependentes desses ativos.

Deve-se notar que nessa situação gera-se um subsídio cruzado, com consumidores não adotantes pagando pela maior parte da totalidade dos custos desses ativos. Esse subsídio pode carregar consigo uma outra característica perversa, caracterizada pelo geralmente alto nível de renda desses consumidores adotantes de GD que são subsidiados pelos restantes, muitas vezes restritos financeiramente em função de uma menor renda.

Uma consequência direta do aumento das tarifas médias para esses consumidores é uma maior atratividade financeira dos sistemas de microgeração. Uma maneira de ilustrar essa consequência é a partir das alterações que elas causam no Valor Presente

Líquido (VPL) do investimento em um desses sistemas. O VPL do investimento em um desses sistemas pode ser expresso por:

$$\text{Equação 5: } VPL = \sum_{j=1}^n \frac{g_j \cdot r_j}{(1+i)^j} - \sum_{i=1}^n \frac{m_j}{(1+i)^j} - \sum_{i=1}^n \frac{d_j}{(1+i)^j} - C$$

Onde,  $g_j$  é o volume de energia gerada pelo sistema durante o mês  $j$ ;  $r_j$  é a tarifa de fornecimento de energia elétrica durante o mês  $j$ ;  $m_j$  é o montante de custos de manutenção do mês  $j$ ;  $d_j$  é o volume de custos de depreciação para o mês  $j$ ;  $i$  é a taxa de desconto intertemporal; e  $C$  é o custo do investimento.

Aumentos no nível das tarifas conduz a um maior VPL para a adoção de um dado sistema de GD, conforme a relação abaixo:

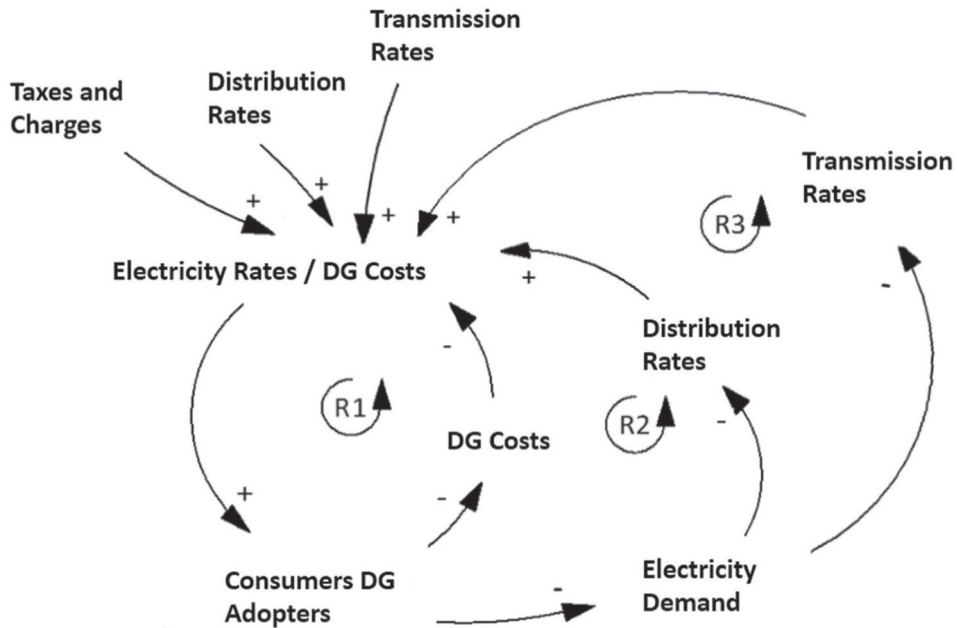
$$\frac{\partial NVP}{\partial r_j} = \sum_{j=1}^n \frac{g_j}{(1+i)^j} > 0$$

Uma elevação do VPL pode induzir mais consumidores que previamente não viam a opção como atrativa a adotar um sistema de microgeração. Portanto no caso em que diversos consumidores adotam sistemas de GD entre os RAP, a tarifa média pode vir a sofrer sucessivo aumento por meio do efeito sobre o Mercado de Referência, como já visto. Esse aumento da tarifa pode então conduzir novos consumidores a adotar sistemas de GD, gerando assim um processo cíclico. Esse processo pode conduzir a uma resultado teórico denominado “a espiral da morte das distribuidoras” (COSTELLO & HEMPHILL, 2014).

De acordo com Felder e Athawale (2014), esse não é um fenômeno teórico recente. Ele chamou a atenção de economistas durante a década de 1970, quando motivado pelos elevados custos do petróleo durante a crise da mesma década, ameaçando desequilíbrios sobre o mercado das distribuidoras (muitas vezes verticalmente integradas). No entanto o processo não se desencadeou e as condições necessárias para a consolidação do mesmo foram classificadas como improváveis (FELDER AND ATHAWALE, 2014).

Em 2013 um artigo do The Wall Street Journal (DENNING, 2013) marcou o recomeço de uma nova onda de debates acerca da espiral da morte das distribuidoras, mas desta vez motivada por outros fatores, tecnológicos, e concernindo à GD. A natureza da espiral da morte sob esta nova abordagem teórica pode ser vista a partir da Figura 5:

Figura 5 – O Esquema Geral da Espiral da Morte das Distribuidoras



Fonte: Dyner *et al.*(2016)

Essa dinâmica é sustentada pela seguinte relação: aumentos no nível tarifário, causado por prévias adoções de sistemas de GD e consequente redução do Mercado de Referência, resultam em subseqüentes adoções de sistemas de GD, motivados por melhores resultados de VPL, o que por sua vez volta a elevar o nível médio das tarifas na baixa tensão, e assim sucessivamente. No entanto essa simples dinâmica teórica não é suficiente para determinada a ocorrência ou não da propagação indeterminada do ciclo.

A condição que permite que a espiral da morte se propague indefinidamente possui estreita relação com a elasticidade preço da demanda por energia elétrica provida pelas distribuidoras. Henderson (1986) encontrou a relação que posteriormente veio a ser denominada por *Condição de Henderson*, por Costello & Hemphil (2014). A condição para que se instaure uma propagação indefinidamente, ou a Condição de Henderson, é dada pela seguinte desigualdade:

$$\text{Desigualdade 1: } e_p > \frac{P}{P - mc}$$

Onde,  $e_p$  é a elasticidade preço da demanda por eletricidade; P é o nível médio da tarifa; e mc representa o custo marginal.

Essa condição é similar à de maximização de lucros do produtos monopolista, que difere da Condição de Henderson essencialmente por ser uma igualdade. Considerando um monopolista cuja função lucro é:

$$\text{Equação 6: } P(q) \cdot q - F - c(q)$$

Onde,  $P(q)$  é o preço praticado pelo monopolista;  $q$  é a demanda;  $F$  representa os custos fixos e  $c$  representa os custos marginais. A condição para maximização de lucros é:

$$P \cdot \left( 1 + \frac{1}{e_p} \right) = cm$$

Ela pode ser manipulada para assemelhar-se à Condição de Henderson:

$$e_p = \frac{P}{P - mc}$$

O que ocorreria se o monopolista sob tal equilíbrio resolvesse elevar o preço? Como a condição de maximização representa a situação onde uma redução de preços não seria compensada pelo aumento da demanda e vice-versa, um aumento de preço iria reduzir a demanda e os custos sem no entanto elevar o lucro final. Isso pode ser constatado tomando a derivada do lado direito da condição de maximização de lucros do monopolista:

$$\frac{d}{dp} \left( \frac{P}{P - cm} \right) = - \frac{cm}{(p - cm)^2} < 0$$

Isso implica que o lado direito da equação de maximização de lucros decresce quando os preços aumentam. No caso das distribuidoras, isso ocorre quando as tarifas sobem. E quanto ao lado esquerdo? A Equação 7 representa a elasticidade preço da demanda:

$$\text{Equação 7: } e_p = \frac{\Delta q}{\Delta p} \cdot \frac{p}{q}$$

Aumentos nos níveis de preço possuem a tendência de elevar a elasticidade preço da demanda visto que a relação  $\frac{p}{q}$  aumenta e os impactos sobre a relação  $\frac{\Delta q}{\Delta p}$  deveriam

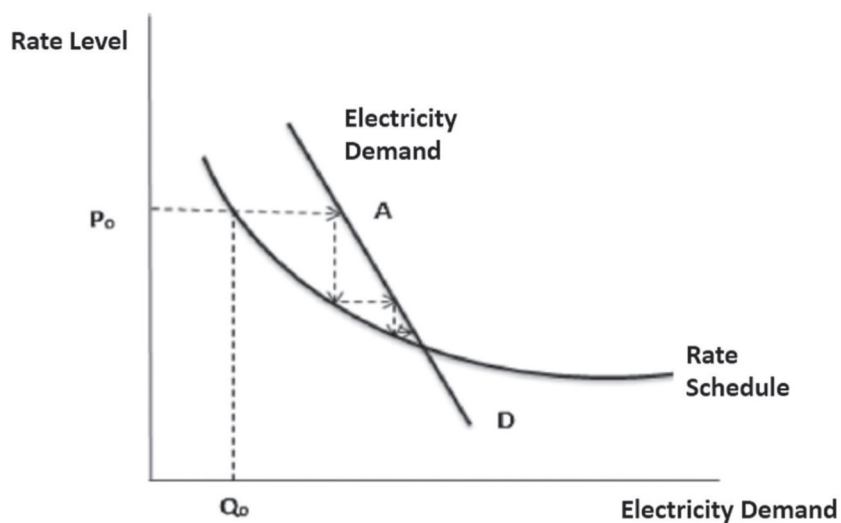


ser muito intensos para a mitigação desse efeito. Principalmente quando os consumidores possuem um bem substituto, como a GD.

Logo, aumentos nos preços, ou tarifa, conduziriam a um cenário semelhante ao da Condição de Henderson. Uma distribuidora nesse cenário poderia ser levada à espiral da morte, incapaz de reestabelecer o equilíbrio estável. Diferentemente do caso do monopolista, as distribuidoras possuem baixo controle sobre o nível das tarifas (preços), visto que elas são reguladas. Tarifas e níveis de demanda são interdependentes, e visto que as concessionárias de distribuição são estruturadas para remuneração eficiente de OPEX e CAPEX, é possível traçar uma relação matemática entre as duas.

Felder and Athawale (2014) denominam essa relação de “programa tarifário”, e o representam como a tarifa mínima necessária para o atendimento adequado do nível de receita, definido pela soma de CAPEX e OPEX, para diferentes níveis de demanda. A inclinação da curva do programa tarifário pode ser representada pelo lado direito da Condição de Henderson. Considerando o programa tarifário e o comportamento da demanda de energia elétrica é possível entender graficamente a Condição de Henderson (FELDER AND ATHAWALE, 2014). A Figura 6 apresenta o caso de uma distribuidora atuando em um mercado caracterizado pelo equilíbrio estável (ausente a Condição de Henderson).

Figura 6 – Distribuidora Atuando Sob um Cenário de Equilíbrio Estável



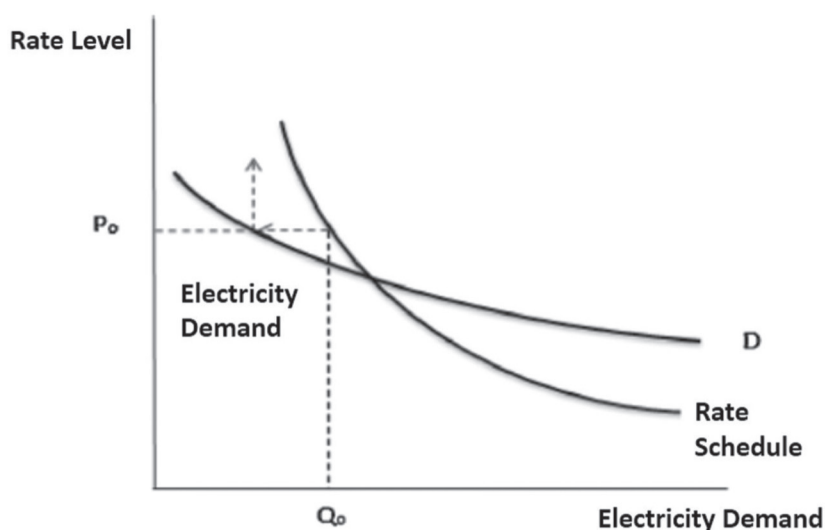
Source: Adapted from Costello & Hemphil (2014)

Na Figura 6 a inclinação do programa tarifário (lado direito da desigualdade que determina a Condição de Henderson) é menor que a da demanda de energia elétrica

(representada pela elasticidade-preço da demanda de energia elétrica – lado esquerdo da Condição de Henderson). Se a tarifa aumenta, um novo equilíbrio é encontrado, com quantidades menores de energia fornecida e uma maior tarifa. Esse equilíbrio só será perturbado por variáveis externas a esta análise.

No caso de um mercado caracterizado pela Condição de Henderson, a dinâmica pode ser observada a partir da Figura 7 abaixo. Nesse caso, se a tarifa aumenta não é possível obter um novo equilíbrio estável. A elasticidade-preço da demanda é mais alta que a inclinação do programa tarifário e a quantidade é reduzida a um ritmo maior que o necessário para a determinação de um novo equilíbrio estável.

Figura 7 – Distribuidora Atuando Sob um Equilíbrio Instável (Condição de Henderson)



Source: Adapted from Costello & Hemphil (2014)

Em tal cenário, a tarifa iria subir ano após ano, em função de reduções constantes na demanda de mercado da energia elétrica fornecida pela distribuidora, frente à possibilidade de adoção de sistemas de GD. Deve-se notar que o subsídio cruzado irá permanecer enquanto os consumidores adotantes de sistemas de GD permanecerem conectados à rede de distribuição sem no entanto contribuir para o pagamento dos custos de rede.

## REFERENCES

- ANEEL. **Base de Remuneração Regulatória**. Asa Norte: Aneel, 2015.a 81 p. (PRORET 2.3).
- ANEEL. **Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis**. Asa Norte: Aneel, 2017.d 26 p. (PRORET 2.2A).
- ANEEL. **Procedimentos Gerais**. Asa Norte: Aneel, 2016.b 15 p. (PRORET 3.1).
- ANEEL. **Procedimentos Gerais**. Asa Norte: Aneel, 2017.e 9 p. (PRORET 2.1A).
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482**. Asa Norte: Aneel, 2012.a. 12 p.
- CARVALHO FILHO, José dos Santos. **Manual de Direito Administrativo**. 23. ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2009. 1369 p.
- COSTELLO, Kenneth W.; HEMPHILL, Ross C.. Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality? **The Electricity Journal**. Amsterdã, p. 7-26. 10 dez. 2014.
- DAMODARAN, Aswath. **On Valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance**. Nova York: Wiley, 1994. 852 p.
- DENNING, Liam. **Lights Flicker for Utilities**. 2013. Disponível em: <<https://www.wsj.com/articles/lights-flicker-for-utilities-1387752421>>. Acesso em: 10 jul. 2017.
- DYNER, I; CASTAÑEDA,M; ZAPATA, S; FRANCO, C – Seminário Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição – Firjan – 20 de maio de 2016.
- FELDER, Frank A.; ATHAWALE, Rasika. The Life and Death of the Utility Death Spiral. **The Electricity Journal**. Amsterdã, p. 9-16. 08 jul. 2014.
- IEA. **The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems**. Paris: Agência Internacional de Energia, 2014. 238 p.
- MME. **Ministério de Minas e Energia**. 2017. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompleatas.aspx>>. Acesso em: 09 jul. 2017.
- SHEIKHI, A. et al. Distributed Generation Penetration Impact on Distribution Networks Loss. **Renewable Energy And Power Quality Journal**. Bilbao, p. 730-735. mar. 2013.

# Os impactos da microgeração distribuída sobre as distribuidoras de energia elétrica e medidas de mitigação: um estudo de caso da Itália e da Califórnia.

---

Lorrane Câmara

## 1. Resumo

Um enorme crescimento do número de domicílios com sistemas de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) foi verificado ao longo dos últimos anos. Essa tendência é motivada pela redução nos preços da energia fotovoltaica, aumento das tarifas de eletricidade, implementação de políticas de incentivo e criação de mecanismos de financiamento inovadores (CAI *ET AL.* 2013; COSTELLO, 2015; DARGHOOUTH *ET AL.*, 2016). Nos próximos anos, os preços da eletricidade adquirida a partir da rede devem aumentar ainda mais, como resultado dos investimentos em melhorias na infraestrutura da rede e também em substituição de capital (CERES, 2012), enquanto o desenvolvimento da indústria fotovoltaica tende a acentuar ainda mais a redução dos preços dos sistemas de GDFV. Combinadas, essas tendências podem apoiar um crescimento sustentado da participação da geração fotovoltaica residencial em um futuro próximo.

Ainda que a difusão da geração distribuída represente grandes oportunidades para o setor elétrico, ela também caracteriza um cenário que impõe grandes desafios à sustentabilidade financeira das empresas de distribuição de energia elétrica. Os impactos da difusão da geração distribuída (GD) sobre as distribuidoras podem ser resumidos em duas grandes questões: i. o crescimento dos custos da rede, relacionados à necessidade de novos investimentos no sentido de responder a desafios técnicos; ii. o risco de sub-arrecadação de receitas, uma vez que o aumento da auto-geração reduz a demanda de eletricidade da rede, o que, associado à tarifa de distribuição majoritariamente volumétricas, desafia a capacidade das distribuidoras de recuperarem seus custos fixos. O primeiro tipo de impacto é relacionado à pressão que a geração distribuída pode impor sobre a rede de distribuição, que foi projetada para atender a uma demanda passiva. A mitigação dessa questão exigirá investimentos adicionais na rede de distribuição, a fim de torná-la apta a suportar fluxos bidirecionais de eletricidade, criados pela GD (COSTELLO, 2015). Investimentos em aprimoramento e modernização da rede, tal como investimentos em automação e proteção da rede, também serão necessários para acomodar altos níveis de penetração da GD (ou seja, ampliar a capacidade de hospedagem da rede) (CEER, 2017). Entretanto, neste capítulo, o foco será voltado aos possíveis impactos sobre as receitas das distribuidoras, considerando também seus impactos sobre a alocação de custo entre os consumidores que adotam a GD e aqueles que não o fazem, e dependem exclusivamente da rede para o fornecimento de eletricidade.

Nesse sentido, este capítulo visa contribuir para a discussão acerca dos impactos da estrutura tarifária e das políticas de incentivo à GDFV através de sistemas de *net-metering* sobre as empresas de distribuição de eletricidade e consumidores não fotovoltaicos. As medidas de mitigação consideradas na literatura também serão analisadas. Por fim, a discussão será corroborada pela análise dos casos da Itália e da Califórnia.

## 2. Os impactos da geração distribuída fotovoltaica sobre as distribuidoras de eletricidade e consumidores não-fotovoltaicos - descrição do problema

O paradigma tradicional do setor elétrico foi marcado por três fatores centrais: a eletricidade era gerada em usinas de grande porte, afastadas dos centros de carga; a eletricidade era transmitida a partir de redes de transmissão de grande escala e os consumidores não desempenhavam um papel ativo no sentido de prover flexibilidade ao sistema. Portanto, historicamente, “as redes de distribuição têm sido dominadas por consumidores que unicamente demandam eletricidade” (CEER, 2017). Assim, a estrutura das tarifas de distribuição de eletricidade foi formulada no sentido garantir a recuperação dos custos de forma justa e seguindo o princípio de custo-reflexividade considerando esse paradigma e, mais especificamente, essa forma de uso da rede. Como resultado, as distribuidoras normalmente recuperavam a maior parte da sua receita total requerida através de tarifas volumétricas (ou seja, uma tarifa cobrada sobre cada quilowatt-hora de eletricidade adquirido a partir da rede) (BIRD *ET AL.*, 2013).

Entretanto, a crescente participação da geração distribuída, os avanços tecnológicos recentes, e a respectiva alteração do uso das redes de distribuição, ameaçam o arcabouço regulatório tradicional. Desse modo, essas mudanças não só criam oportunidades como também desafiam as distribuidoras na operação e no desenvolvimento de suas redes. Os novos desafios enfrentados pelas empresas de distribuição nesse cenário marcado por grandes mudanças incluem (CCER, 2017):

- a. Problemas de previsibilidade devido à mudança nos padrões de consumo e à integração da geração intermitente ao nível de distribuição;
- b. Fluxos reversos de eletricidade e controle de qualidade;
- c. Aumento do risco de subsídios cruzados entre os usuários da rede de distribuição (por exemplo, demandando que os consumidores sem-painel arquem com os custos associados à geração distribuída); e
- d. Incerteza na recuperação de receita das distribuidoras, caso a estrutura das tarifas de distribuição conte com elevada participação do componente volumétrico. Mesmo que a receita possa ser recuperada com um *lag* temporal, esse cenário pode causar preocupações quanto ao fluxo de caixa das distribuidoras.

Embora a transição para um sistema elétrico mais descentralizado represente um grande desafio por si só, algumas políticas de incentivo implicam em preocupações adicionais sobre os efeitos do rápido crescimento da GDFV sobre os consumidores

não-fotovoltaicos e sobre a capacidade das distribuidoras de recuperar seus custos e entregar retornos atrativos aos acionistas, como é o caso dos esquemas de *net-metering* (BARBOSE *ET AL.*, 2016).

O sistema de *net-metering* é, atualmente, uma das políticas de incentivo à GDFV mais difundidas, sendo amplamente utilizada na Europa e nos EUA, onde resultados expressivos em termos de difusão da capacidade de geração distribuída fotovoltaica vêm sendo alcançados. O sistema de *net-metering* permite que consumidores que possuem sistemas fotovoltaicos instalados recebam uma compensação por cada unidade de eletricidade excedente injetada na rede de distribuição, a um valor geralmente igual à tarifa final varejista de eletricidade, o que inclui os custos de transmissão e distribuição (BARBOSE *ET AL.*, 2016). De modo geral, a geração própria não utilizada para o autoconsumo é creditada até o ponto em que se iguala à demanda total do consumidor. Na maioria dos casos, a geração mensal excedente pode ser acumulada e utilizada em meses futuros, para compensar o consumo líquido (BIRD *ET AL.*, 2013). Em alguns casos, os consumidores recebem uma compensação financeira pelos créditos excedentes não utilizados ao longo do período de compensação definido regulatoriamente. Também é importante destacar que, nesse tipo de esquema, a rede de distribuição funciona como uma bateria para os sistemas de GDFV. Por um lado as tarifas do sistema de *net-metering* são simples, fornecendo um sinal claro para os consumidores residenciais. Por outro lado, refletem precariamente os custos e benefícios da geração fotovoltaica para a rede de distribuição, ou até mesmo fornecem para consumidores e distribuidoras uma sinalização de redução dos custos de todo o sistema elétrico no longo prazo (CEPA E TNEI, 2017).

Combinado com tarifas de distribuição volumétricas, o *net-metering* pode levar a: i. erosão da receita das distribuidoras; e ii. transferência dos custos dos prosumidores (consumidores que também produzem eletricidade) para consumidores que não adotam a GDFV (efeito tratado na literatura como *cost-shifting*) (BARBOSE *ET AL.*, 2016). Esses efeitos são melhores descritos abaixo:

- i. Erosão da receita: os custos da rede de distribuição são recuperados por meio de tarifas estabelecidas em revisões tarifárias periódicas. Normalmente, as tarifas aplicadas aos consumidores residenciais são majoritariamente volumétricas. Isso significa que a recuperação da receita das distribuidoras varia de acordo com as suas vendas de eletricidade. Portanto, as reduções nas vendas associadas à GDFV reduzem as receitas auferidas no período entre as revisões tarifárias, caso não seja aplicado o

*decoupling*<sup>1</sup> ou outros mecanismos análogos de proteção da receita contra o risco de mercado. Caso a perda de receitas exceda as economias de custos associadas ao aumento da participação da geração fotovoltaica distribuída, o retorno sobre o capital próprio (ROE<sup>2</sup>) pode ser afetado negativamente;

- ii. Aumento das tarifas varejistas de eletricidade e *cost-shifting*: embora a inserção GDFV permita que as distribuidoras evitem determinados custos (por exemplo, custos evitados com a compra de combustível e compra de eletricidade), as perdas de receita associadas à redução do volume de eletricidade vendido pelas distribuidoras excedem os custos evitados. Para garantir a recuperação dos custos das redes de distribuição, a tarifa varejista de eletricidade tenderá a subir, transferindo os custos para os consumidores sem-painel. O mecanismo de *decoupling* pode acelerar, ou até mesmo agravar, a problemática dos *cost-shifting*, uma vez que as perdas de receita são repassadas para as tarifas entre as revisões tarifárias.

Portanto, em resumo, os impactos financeiros da GDFV sobre as distribuidoras e consumidores são fortemente associados à redução das vendas de eletricidade no mercado varejista (BARBOSE *ET AL.*, 2016). Nesse processo, o mecanismo de *decoupling* parece desempenhar um papel chave, porém ambíguo. Por um lado, ao proteger as distribuidoras do risco de mercado, o *decoupling* endereça a questão do *throughput incentive* e das perdas de receita associadas à geração fotovoltaica distribuída. Por outro lado, esse resultado é alcançado através da transferência das sub-arrecadações de receitas para todos os usuários da rede por meio de aumentos tarifários. Porém, se toda ou majoritária parte dos ajustes for repassada através de tarifas volumétricas, a questão dos subsídios cruzados se tornará ainda mais grave (BIRD *ET AL.*, 2013).

De acordo com Schittekatte *et al.* (2017), quando as tarifas da rede são essencialmente volumétricas, ao investir em GD os prosumidores se isentam de parte, ou mesmo totalidade, de sua contribuição com os custos da rede. Entretanto, os custos a serem recuperados pelas distribuidoras através das tarifas permanecem praticamente inalterados, uma vez que a maior parte dos custos de distribuição são fixos, não estando

---

1 O *decoupling* é um mecanismo regulatório elaborado no sentido de neutralizar o incentivo que as distribuidoras encontram na regulação tradicional para aumentar as vendas e resistir a políticas que resultem na redução das vendas de eletricidade, uma vez que suas receitas são afetadas pelo volume de vendas. Esse incentivo é denominado “throughput incentive”. Embora o *decoupling* possa ser implementado de diversas formas, geralmente conta com reconciliações periódicas da receita, voltadas a corrigir o efeito de variações do mercado sobre as receitas das distribuidoras (BIRD *ET AL.*, 2013).

2 ROE é o montante de receita líquida recuperada como um percentual do patrimônio líquido. O ROE mede a lucratividade de uma empresa, na medida em que reflete quanto uma empresa gerou de lucro com o montante investido pelos sócios. O ROE é calculado da seguinte forma: ROE = Receita Líquida/Patrimônio Líquido (INVESTOPEDIA, 2017).



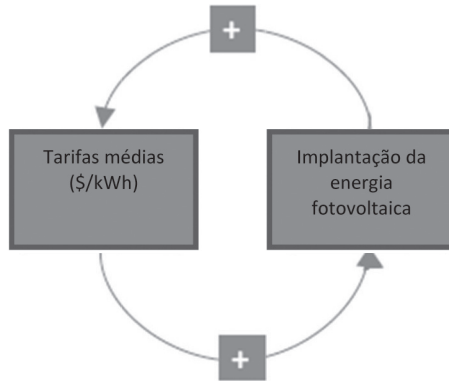
atrelados ao nível de vendas (BIRD *ET AL.*, 2013) Portanto, apenas a alocação desses custos muda, uma vez que a contribuição evitada pelos prosumidores é realocada para os consumidores não-fotovoltaicos. Nesse sentido, com o aumento da adoção da GDFV e com a crescente transferência de custos para os consumidores não adotantes, questões de ineficiência alocativa vêm à tona.

Além de impactar a transferência de custos dos prosumidores para os consumidores não-fotovoltaicos, o aumento das tarifas médias varejistas, necessário para garantir a recuperação dos custos da rede, também pode acelerar a difusão da GDFV. Darghouth *et al.* (2016) declaram que “o desenho atual das tarifas varejistas de eletricidade e a presença de sistemas de *net-metering* têm levantado preocupações acerca da possibilidade de que a sub-arrecadação dos custos fixos da rede, ocasionada pela migração dos consumidores para a geração fotovoltaica distribuída, possa levar a um ciclo vicioso em que tarifas varejistas crescentes aceleram a adoção de sistemas fotovoltaicos e então a novos aumentos tarifários”. Esse feedback positivo entre a adoção da geração fotovoltaica e as tarifas de eletricidade é tratado na literatura como a “espiral da morte” das distribuidoras, que é melhor descrita por Costello e Hemphill (2014) no trecho abaixo:

A espiral da morte ocorre quando uma distribuidora de eletricidade se depara com um contexto em que aumentos tarifários são inúteis no sentido de levantar receitas suficientes para cobrir seus custos totais. Ela começa quando a distribuidora precisa aumentar as tarifas. Em seguida, as vendas caem. Assim, a recuperação dos custos fixos passa a estar atrelada a um volume menor de eletricidade, e um novo aumento tarifário se torna necessário. Esse aumento resulta em declínios ainda maiores nas vendas, o que requer mais um aumento no preço. Enquanto a distribuidora tenta recuperar seus custos fixos através de aumentos tarifários, os lucros caem. Uma espiral da morte começa. (COSTELLO E HEMPHILL, 2014, p.7)

A espiral da morte é resumida no esquema conceitual apresentado na Figura 1.

Figura 1: Esquema conceitual apresentando o processo de feedback positivo entre a adoção da GDFV e as tarifas médias de eletricidade.



Fonte: Adaptado de Darghouth *et al.* (2016)

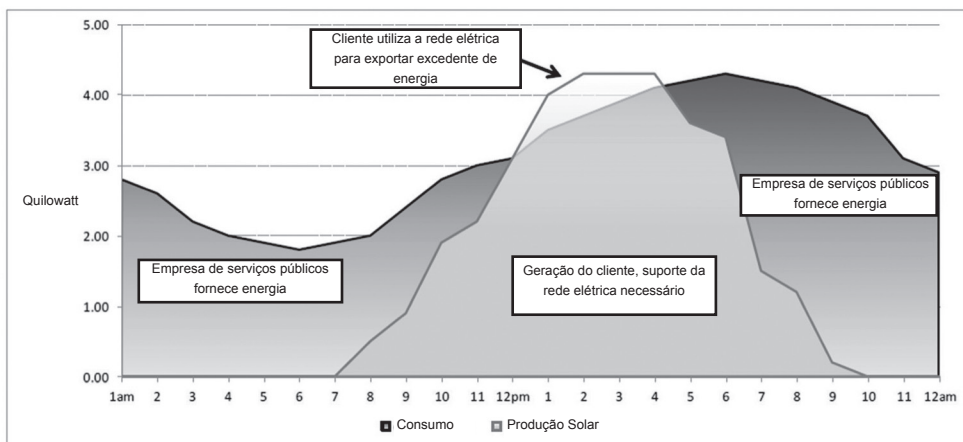
Outra questão importante a ser considerada é que, embora os esquemas de *net-metering*, associados a tarifas volumétricas, permitam que os prosumidores zerem suas contas de eletricidade (caso a produção seja equivalente ao consumo no período tarifário) e não contribuam com os custos de distribuição, isso não significa que não utilizem os serviços de rede. Alguns autores argumentam que o valor da rede de distribuição para os consumidores fotovoltaicos é ainda maior que o valor para os consumidores sem painel, uma vez que o primeiro grupo de consumidores utiliza a rede elétrica para injeção e retirada de eletricidade, e o último apenas demanda eletricidade (STANTON *ET AL.*, 2013). Assim, além do fato de que a maior parte dos custos fixos de distribuição não varia com o consumo (o que torna injusto que os prosumidores, ao reduzirem seu consumo líquido, deixem de contribuir com tais custos), as empresas de serviços públicos continuam a incorrer em custos ao servir os consumidores de GD de diversas formas (COSTELLO, 2015). Alguns dos serviços prestados pelas distribuidoras aos prosumidores incluem:

- i. Garantia da estabilidade da tensão e da frequência;
- ii. Equilíbrio da potência reativa do fluxo de potência reversa;
- iii. Proteção;
- iv. Interconexão;
- v. Serviços ancilares.

Além disso, também é importante reforçar que, na medida em que o consumo e a geração fotovoltaica quase nunca coincidem exatamente, a maioria dos prosumidores utiliza a rede elétrica para compensar a diferença entre o consumo de eletricidade e a

autogeração. Considerando o perfil de produção de um sistema fotovoltaico, os consumidores normalmente consomem eletricidade a partir da rede durante a maior parte do dia, conforme pode ser observado no Gráfico 1. Portanto, está claro que, considerando o esquema de *net-metering*, mesmo que durante um período tarifário o consumo e a geração própria tenham sido exatamente iguais, o prosumidor não foi independente em relação à rede neste período (WOOD E BORLICK, 2013).

Gráfico 1: Produção típica e curvas de demanda do sistema fotovoltaico de pequeno porte.



Fonte: Wood e Borlick (2013).

Portanto, à luz dessas considerações, os desafios enfrentados pelas distribuidoras de eletricidade podem ser resumidos da seguinte forma: à medida que há o aumento da penetração da geração fotovoltaica distribuída, as tarifas e as políticas regulatórias devem passar por mudanças fundamentais, a fim de garantir que as empresas de distribuição possam coletar receitas suficientes para cobrir suas receitas requeridas e, assim, continuar a fornecer serviços essenciais para todos os consumidores de forma segura e confiável e, paralelamente, evitando que questões de equidade afetem os consumidores não-fotovoltaicos (BIRD ET AL., 2013).

### 3. Discussão das medidas de mitigação

Com os crescentes níveis de participação da geração fotovoltaica distribuída, torna-se imperativo considerar novas estruturas tarifárias e novas políticas regulatórias. Uma questão é garantir que a distribuidora aufera receita suficiente para cobrir seus custos e continue a fornecer serviços essenciais a todos os consumidores de forma segura e confiável. Outro desafio importante a ser endereçado consiste na necessidade de garantir a equidade entre os consumidores, e para as distribuidoras e o gerador distribuído.

Muitas discussões sobre a resposta mais adequada a esses desafios podem ser encontradas na literatura. As alternativas mais relevantes podem ser resumidas em dois grupos: revisão da estrutura das tarifas de distribuição e reformas específicas para os prosumidores. O segundo grupo inclui medidas como a criação de tarifas mínimas mensais e a redução da compensação pela eletricidade exportada para a rede elétrica.

A proposta de adicionar uma tarifa mínima mensal a uma estrutura tarifária existente visa garantir, pelo menos, a recuperação parcial dos custos fixos incorridos pelas distribuidoras para atender aos prosumidores. Nessa abordagem, o consumidor pagaria o mínimo mensal, contribuindo com um montante mínimo para os custos fixos da distribuidora (BIRD *ET AL.*, 2013). Duas características devem ser destacadas em relação a essa alternativa: i. a estrutura volumétrica da tarifa de distribuição permanece inalterada nesse arranjo; ii. os prosumidores podem dimensionar seus sistemas fotovoltaicos de forma que lhes permita evitar o pagamento tarifa mínima. Além disso, os potenciais impactos das tarifas mínimas sobre a economicidade dos sistemas de GDFV são relativamente baixos. O estudo desenvolvido por Cornfield e Kann (2014) confirma essa tese, demonstrando que, no caso de um consumidor residencial em Massachusetts, uma conta mensal mínima de USD10,00 resultaria em um pequeno acréscimo (3%) no valor referente ao serviço de distribuição de eletricidade pago anualmente.

Conforme discutido anteriormente neste capítulo, uma das características básicas do sistema de *net-metering* é o fato de permitir que a geração excedente seja creditada com base na tarifa varejista, permitindo uma compensação do tipo um para um (BARBOSE *ET AL.*, 2015). A redução da compensação pela eletricidade exportada para a rede pode ser desenhada de diversas formas, como a compensação com base na tarifa atacadista de eletricidade ou a uma tarifa baseada nos custos evitados pelas distribuidoras. Esse tipo de esquema de compensação representa um grande distanciamento em relação aos pressupostos básicos do sistema de *net-metering*. Diversos estudos avaliaram o impacto de níveis alternativos de compensação pela geração exportada sobre a economia do consumidor adotante da GDFV, comparado à compensação de um para um fornecida pelo sistema de *net-metering*. A principal conclusão desses estudos é de que a redução da compensação pela geração exportada possui um impacto negativo sobre a economia na conta de eletricidade obtida pelos consumidores fotovoltaicos, que pode ser de 10% a 44% inferior em relação à economia obtida sob o esquema de *net-metering* tradicional (COOK E CROSS, 1999; DARGHOOUTH *ET AL.*, 2010; DARGHOOUTH *ET AL.*, 2013; WISER *ET AL.*, 2007; KANN, 2015). É importante observar que os resultados apresentados em cada estudo estão intrinsecamente relacionados aos pressu-

postos do modelo de compensação considerado, ao montante de eletricidade exportado para a rede elétrica e à estrutura tarifária considerada.

Com essas considerações, é possível afirmar que tanto a criação de tarifas mínimas mensais quanto a redução da compensação pela eletricidade exportada para a rede podem ser medidas limitadas no sentido de enfrentar os desafios discutidos na seção anterior deste capítulo. Embora a definição de tarifas mínimas mensais pareça ter um impacto marginal sobre as contas de eletricidade pagas pelos consumidores atendidos pelo programa de *net-metering*, e ainda menos sobre a questão alocativa, reduzir a compensação pela eletricidade excedente impacta a economia nas contas dos prosumidores de forma tão negativa que a taxa de difusão da GDFV poderia ser drasticamente reduzida. Entretanto, esse efeito pode divergir dos objetivos das políticas ambientais e energéticas, a exemplo dos objetivos de aumento da participação de fontes renováveis na geração de eletricidade e de redução das emissões de carbono associadas ao setor elétrico.

Embora essas duas medidas sejam apenas um exemplo de inúmeras outras reformas possíveis voltadas especificamente aos prosumidores, existe um tipo de consenso em relação ao fato de que repensar a estrutura tarifária da rede parece ser a forma mais adequada e consistente de endereçar os impactos da GDFV sobre as distribuidoras, sem limitar o ritmo de difusão ou aumentar o montante dos custos da rede que recaem sobre os consumidores sem-painel. Alcançar esses objetivos requer definir uma alocação justa e equitativa dos custos da rede elétrica, o que está intrinsecamente associado à estrutura tarifária. Além disso, essa resposta também é condizente com a necessidade de criar uma estrutura tarifária resiliente, “*future-proof*”, que não apenas se ajuste ao presente, mas que também antecipe mudanças futuras (CEER, 2017).

“Idealmente, se as distribuidoras e reguladores podem estabelecer tarifas que façam sentido independentemente da escala da difusão da GDFV, então é possível evitar a revisão das tarifas, evitar a aplicação de diferentes tarifas circuito a circuito, e evitar a aplicação de diferentes tarifas aos consumidores dependendo do fato de terem instalado sistemas de GDFV antes ou depois do surgimento de problemas de estabilidade da rede elétrica. Caso se prove impossível estruturar tarifas que façam sentido em qualquer nível de penetração da geração fotovoltaica distribuída, os reguladores podem prever a possibilidade de alta penetração e planejar uma transição tarifária que seja transparente e previsível para todos os *stakeholders*”. (BIRD ET AL., 2013).

Nesse sentido, esta seção terá como foco o primeiro grupo de medidas de mitigação dos impactos da GDFV, ou seja, as reformas na estrutura das tarifas de distribuição,

uma vez que a criação de tarifas resilientes é considerada uma resposta consistente não apenas para os desafios enfrentados pelas distribuidoras e reguladores (considerando a necessidade de promover a eficiência alocativa) devido à difusão da GDFV, como também para os desafios futuros associados a um processo mais amplo de transformação do setor elétrico, ligado a inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos.

Por fim, acredita-se que mitigar os impactos da GDFV sobre as distribuidoras e sobre a alocação de custos entre os consumidores requer repensar a alocação de custos fixos na estrutura da tarifa de distribuição. No entanto, a adoção da GD por consumidores conectados à baixa tensão é sensível ao design tarifário (SCHITTEKATE, *ET AL.*, 2017). Na medida em que os impactos da estrutura tarifária sobre a economicidade dos sistemas fotovoltaicos não podem ser negligenciados, algumas considerações serão feitas acerca das implicações de cada estrutura tarifária alternativa para os prosumidores. Nesse sentido, a contribuição esperada desta seção consiste em apresentar algumas alternativas que se destacam no debate atual sobre a estrutura tarifária voltada a recuperação dos custos de distribuição, analisando, também, alguns prós e contras à luz dos modelos e resultados de simulações disponíveis na literatura.

### **3.1. Estruturas tarifárias alternativas**

O Conselho de Reguladores Europeus de Energia (CEER) reforça a tese acima apresentada e afirma que a mudança no paradigma tecnológico, que transforma o modo como as redes de distribuição são utilizadas, expõe a necessidade de redesenhar a estrutura das tarifas de distribuição, garantindo uma estrutura tarifária apropriada a este novo contexto e seus desafios intrínsecos (CEER, 2017).

Estruturas tarifárias alternativas às tradicionais, predominantemente volumétricas, estão sendo avaliadas ou já começaram a ser implementadas em muitos países. Basicamente, esses novos designs tarifários visam garantir que os prosumidores arquem com os custos que efetivamente impõem à rede elétrica. Conforme colocado por Bird *et al.* (2013), o objetivo da estrutura da tarifa de distribuição pode ser evitar a injustiça sistêmica na forma como as tarifas atribuem os custos da rede elétrica a diferentes classes de consumidores. Retomando a questão de que as tarifas volumétricas tornam-se incapazes de assegurar a recuperação dos custos fixos e variáveis da rede em um cenário de difusão da GDFV, a reestruturação das tarifas de distribuição, a fim de melhor refletir o princípio de custo-causalidade, é um passo importante no sentido de permitir a alocação justa dos custos e benefícios para um sistema de GDFV (BIRD *ET AL.*, 2016; COSTELLO, 2015).

Conforme identificado pelo CEER (2017), os objetivos gerais das tarifas de distribuição consistem em recuperar os custos de construção, operação e manutenção da rede e, paralelamente, incentivar seu uso e desenvolvimento de forma eficiente. Historicamente, os reguladores têm se baseado em três princípios fundamentais, que devem ser refletidos nas tarifas da rede (BIRD *ET AL.*, 2013):

- i. Garantir a viabilidade das distribuidoras, através da obtenção da receita total requerida;
- ii. Alocação justa do custo de rede entre os consumidores;
- iii. Tarifas relativamente estáveis, sem discriminação indevida contra qualquer consumidor ou grupo de consumidores.

Entretanto, considerando o novo paradigma do setor elétrico, alguns pressupostos adicionais devem ser considerados quando da definição da estrutura das tarifas de distribuição (CEER, 2017):

- i. As tarifas de distribuição devem ser, na medida do possível, “*future-proof*”;
- ii. As estruturas tarifárias devem ser sensíveis aos diferentes custos de provisão da rede;
- iii. Esquemas de *net-metering* que impedem a contribuição justa dos prosumidores com os custos da rede devem ser evitados;
- iv. Todas as estruturas tarifárias refletem inúmeros objetivos, que precisam ser equilibrados;
- v. Os reguladores devem ter competência suficiente.

Nesse sentido, um número crescente de autores tem discutido a estrutura das tarifas de distribuição mais adequada a esse novo cenário, caracterizado pela crescente participação da geração fotovoltaica distribuída na rede elétrica. Algumas alternativas consideradas incluem (HLEIDIK E GREENSTEIN, 2016; SIMSHAUSER, 2016; BROWN *ET AL.*, 2015; BORESTEIN, 2016; BARBOSE *ET AL.*, 2015; COSTELLO, 2015):

- i. Tarifas baseadas em potência;
- ii. Tarifas fixas;
- iii. Abordagens híbridas, combinando tarifas fixas e tarifas volumétricas que variam de acordo com o horário, por exemplo.

Cada uma dessas alternativas, bem como suas vantagens e desvantagens, serão examinadas a seguir.

### 3.1.1. Tarifas fixas

As tarifas fixas são apontadas como simples, estáveis e previsíveis, tanto para as distribuidoras quanto para os consumidores (CEER, 2017). A racionalidade por trás da adoção desse tipo de estrutura tarifária é de que majoritária parte dos custos de distribuição é fixa no curto prazo. Normalmente, um aumento da tarifa fixa aplicada aos consumidores residenciais é acompanhado por uma redução correspondente no componente tarifário volumétrico, de forma que as receitas totais das distribuidoras mantenham-se neutras (BIRD *ET AL.*, 2015). Embora a cobrança de tarifas fixas mais elevadas consista em um mecanismo direto e garantido de recuperação dos custos fixos das distribuidoras (KENNERLY, 2014), envolve controvérsias, devido aos possíveis impactos negativos sobre os consumidores de baixa renda e sobre a adoção de medidas de eficiência energética e de sistemas de autogeração (BIRD *ET AL.*, 2015).

Atualmente, em muitos países e em diversos estados dos EUA, os consumidores residenciais pagam uma tarifa fixa em suas contas de eletricidade. No entanto, na maioria dos casos essas tarifas não são voltadas a recuperar os custos da rede, efetivamente. Nos estados dos EUA, por exemplo, essa tarifa fixa mensal normalmente é utilizada para recuperar custos de atendimento aos clientes e manutenção de instalações, como *call center* e faturamento, em detrimento dos custos de infraestrutura de distribuição. Considerando os custos que devem cobrir, essas tarifas geralmente são baixas, variando de \$10 a \$20, em média (URBD, 2015).

Portanto, a proposta de estabelecer tarifas fixas para a recuperação dos custos da rede elétrica representa uma grande diferença em relação ao que tem sido feito até então, uma vez que requer mover completa, ou parcialmente, esses custos fixos do componente volumétrico para o componente fixo das tarifas.

Os fatores negativos associados às tarifas de distribuição fixas são o possível aumento das contas para os clientes que consomem menos energia e o fato de que elas não fornecem sinais em relação aos custos de longo prazo, tampouco incentivam a eficiência energética e a flexibilidade do sistema (CEER, 2017). Esse tipo de desincentivo à eficiência energética, associado à transição para tarifas fixas mais elevadas e tarifas volumétricas mais baixas deve-se ao fato de que a capacidade dos consumidores de reduzir custos através do aumento da eficiência no consumo de eletricidade seria reduzida (BIRD *ET AL.*, 2013).

Brown *et al.* (2015) avaliam a prática da indústria elétrica e a literatura relevante sobre tarifas e identificam que a recuperação de parcela significativa dos custos através de um componente fixo é percebida como injusta ou desigual. Essa percepção é



relacionada ao fato de que consumidores que não possuem um nível de consumo alto terão contas mais altas sob esse sistema, e os clientes que consome muita eletricidade terão contas mais baixas do que se estivessem sob um arranjo alternativo em que os custos residuais são recuperados por meio de tarifas volumétricas. Entretanto, os autores destacam que o aumento da participação da GDFV, ao mesmo tempo em que expõe as ineficiências associadas à recuperação dos custos residuais em tarifas cobradas por kWh, “também pode enfraquecer o argumento sobre a “justiça” de cobrar tarifas fixas elevadas, ainda que baseadas nos custos” (BROWN *ET AL.*, 2015, pág. 141). Isso porque a crescente viabilidade de instalar sistemas fotovoltaicos em telhados está alterando a elasticidade-preço da energia elétrica de forma tal que um aumento na tarifa volumétrica, suficiente para induzir novos consumidores a instalar energia sistemas fotovoltaicos, resulta em uma grande queda no montante de eletricidade que esses consumidores demandam da distribuidora, o que pode significar que as ineficiências associadas às tarifas volumétricas são maiores agora do que no passado.

Brown *et al.* (2015) afirmam que a opção de recuperar custos afundados através de tarifas fixas, exceto por ser considerada injusta em comparação às tarifas atuais, está alinhada à estratégia de priorizar o princípio de eficiência na formulação das tarifas.

Outro ponto relevante a ser considerado é que, se todos os consumidores (incluindo os consumidores fotovoltaicos) forem tarifados, inteira ou principalmente, através de tarifas mensais fixas, a questão dos subsídios cruzados não será eliminada, apesar de mudar, quando comparada a outras opções de estrutura tarifária. Assim como acontece com as atuais tarifas volumétricas, as tarifas fixas homogêneas não considerariam, ou refletiriam, como os prosumidores impõem diferentes tipos de custos às distribuidoras (em relação aos diferentes tipos de serviços que demandam da rede elétrica) e/ou oferecem benefícios ao sistema de distribuição. Nesse sentido, os efeitos do aumento do componente fixo das tarifas são ambíguos e, no limite, alterariam o fluxo dos subsídios (BIRD *ET AL.*, 2013).

Estudos desenvolvidos recentemente se propõem a medir o impacto das tarifas fixas mensais sobre a economia do consumidor detentor de sistema fotovoltaico. Os resultados encontrados estão fortemente relacionados aos pressupostos adotados em relação à participação do componente fixo na tarifa e ao fato do aumento do componente fixo estar associado (ou não) a uma redução correspondente do componente volumétrico. Uma análise de um recente aumento de \$7 na tarifa fixa mensal em Wisconsin demonstrou que a correspondente redução no componente tarifário volumétrico levaria a uma queda de aproximadamente 15% no desconto que os consumidores obtêm na conta de eletricidade em função da autogeração (KANN, 2015). Outra análise

sobre os possíveis impactos da adoção de tarifas fixas em Massachusetts concluiu que um aumento hipotético de \$10 no componente fixo da tarifa levaria ao aumento do valor total da conta de eletricidade paga por um prosumidor residencial representativo em aproximadamente 9% (CORNFELD E KANN, 2014).

### **3.1.2. Tarifas baseadas em potência**

As tarifas de potência têm sido consideradas uma possível solução para as perdas de receita das distribuidoras e problemas de subsídio cruzado que emergem com a difusão da GDFV. No caso de prosumidores atendidos por programas de *net-metering*, uma conta de eletricidade baseada na demanda de pico, por exemplo, poderia refletir os custos incorridos pelas distribuidoras ao fornecer serviços de rede a esses consumidores (BIRD ET AL., 2013).

O pressuposto básico por trás da definição dessas tarifas é de que os investimentos na infraestrutura de distribuição são dimensionados com base na carga de pico projetada. Nesse sentido, esse tipo de tarifa permite que a distribuidora melhor aloque os custos da rede, na medida em que a rede elétrica é projetada, e as decisões de investimento de capital das empresas são tomadas no sentido de atender a demanda de pico dos consumidores (BIRD ET AL., 2013).

Embora as tarifas de potência sejam tratadas como uma estrutura tarifária única e uniforme, há muitas alternativas possíveis (HLEIDIK, 2014; HLEIDIK E GREENSTEIN, 2016; SCHITTEKATTE ET AL., 2017). Dois parâmetros são especialmente relevantes ao determinar o *design* de uma tarifa de potência, uma vez que têm enorme influência no nível de precisão da tarifa ao prever a demanda de pico. O primeiro é o ciclo de cobrança da tarifa- ou seja, “se a demanda de pico considerada no cálculo da tarifa de potência a ser paga por determinado consumidor é determinada com base na carga diária, mensal, sazonal ou anual” (SCHITTEKATTE ET AL., 2017). O segundo parâmetro é a duração com que a demanda de pico é medida, ou seja, instantaneamente, com base em uma média de quinze minutos, média de uma ou mais horas etc. Em termos gerais, o nível de precisão da tarifa é influenciado da seguinte maneira: quanto mais longo for o ciclo de cobrança e quanto menor for o período de medição considerado no cálculo da carga de pico média, mais imprecisa é a tarifa ao prever a demanda de pico (SCHITTEKATTE ET AL., 2017). Portanto, as tarifas baseadas em potência podem ser projetadas de diversas formas diferentes, e cada uma delas tem efeitos diferentes, como (CEER, 2017):

- i. Tarifa baseada na maior potência utilizada em um ano: esse tipo de design está próximo de uma tarifa baseada na capacidade contratada. Essa tarifa é parcialmente custo-reflexiva, uma vez que não diferencia entre a capacidade utilizada no horário de pico e fora de pico;
- ii. Tarifa baseada na maior potência demandada em um período de tempo mais curto, por exemplo, no pico de carga mensal: embora seja superior em termos de capacidade de refletir os custos da rede, pressupõe um sistema de medição inteligente, o que pode restringir sua aplicabilidade;
- iii. Tarifa baseada na maior potência utilizada em um período de tempo muito curto (por exemplo, diário ou até mesmo horário): por um lado é o desenho tarifário que melhor reflete os custos das distribuidoras; por outro lado, é extremamente complexa e menos previsível, o que pode torná-la menos aceitável para os consumidores.

Um dos aspectos positivos das tarifas de potência é o inerente incentivo para que os consumidores adotem medidas de eficiência energética e tornem sua curva de carga mais uniforme, de modo a reduzir o seu pico de demanda e, conseqüentemente, diminuir suas contas de eletricidade. Essa mudança no padrão de demanda dos consumidores também reduziria os custos gerais das distribuidoras, uma vez que a redução do pico de carga do sistema implicaria em menor necessidade de contratação de recursos (BIRD *ET AL.*, 2013).

Hleidik e Greenstein (2016) e Simshauher (2016) consideram as tarifas de potência uma opção interessante para lidar com os desafios discutidos anteriormente. Os autores argumentam que esse tipo de estrutura tarifária evitaria aumentos injustificados das contas de eletricidade e, ao mesmo tempo, permitiria que as tarifas melhor refletissem os custos incorridos pelos consumidores às distribuidoras.

Um dos limites desse tipo de cobrança está relacionado ao fato de que alguns custos fixos não flutuam com a demanda de pico (BIRD *ET AL.*, 2013).

Em relação aos impactos das tarifas de potência sobre os consumidores atendidos pelo *net-metering*, por um lado, a redução correspondente no componente volumétrico da tarifa reduziria a economia na conta viabilizada pelo sistema de *net-metering*. Por outro lado, essa redução poderia ser parcialmente compensada pelo deslocamento da carga dos consumidores (associada a mudanças nos padrões de consumo), reduzindo o valor a ser pago referente à tarifa de potência (BARBOSE *ET AL.*, 2016).

Schittekatte *et al.* (2017) também analisam os possíveis impactos da adoção de tarifas baseadas em potência. Os autores consideram uma tarifa de potência baseada na demanda de pico observada no período de uma hora. Os resultados mostram que, com

esse tipo de tarifa de potência em vigor, os investimentos em baterias e sistemas fotovoltaicos foram demasiadamente incentivados em alguns cenários, levando a um aumento da capacidade instalada de REDs por consumidor e subsequentes problemas de equidade. Entretanto, os autores reconhecem algumas limitações dos resultados apresentados, não apenas em relação às restrições consideradas no modelo, mas também no que tange ao design da tarifa de potência. Eles afirmam, por exemplo, que “tarifas baseadas na demanda de pico verificada em um intervalo de 15 minutos, com um ajuste sazonal ou anual, teriam um melhor desempenho em relação aos resultados apresentados nessa análise” (SCHITTEKATTE *ET AL.*, 2017). Outra questão é que, ao considerar os custos da rede elétrica como afundados, os autores se concentraram nas limitações das tarifas de potência. No entanto, reconheceram que esse pressuposto pode não ser válido para países em que a rede de distribuição está sendo expandida e, portanto, os custos irrecuperáveis são menores e muitos investimentos são impulsionados pelas projeções de demanda futura. Nesse caso, os custos totais a serem recuperados pelas distribuidoras seriam uma função do uso da rede.

Ao comparar as tarifas fixas e as tarifas de potência, alguns autores consideram a última estrutura mais justa do que impor a mesma cobrança fixa para todos os consumidores que se enquadram na mesma classe de consumo (COSTELLO, 2015). Costello (2015) argumenta que, devido a aparente correlação entre a potência demandada e o consumo de eletricidade, seria injusto cobrar de clientes que consomem menos e clientes com elevado nível de consumo os mesmos custos fixos. Nesse sentido, a tarifa de potência refletiria melhor a causalidade dos custos (COSTELLO, 2015).

### **3.1.3. Abordagens híbridas**

Embora muito venha sendo discutido acerca da melhor alternativa de estrutura tarifária, conforme apresentado acima, muitos autores também reconhecem que não existe uma única abordagem que seja adequada a todos os casos. No geral, propõe-se que estruturas tarifárias híbridas são altamente recomendadas.

Borenstein (2016) é um desses autores. O principal pressuposto por trás de sua tese é de que “os desafios surgem na medida em que os custos irrecuperáveis correspondem a uma parcela significativa dos custos da rede” e não existem recomendações claras na teoria econômica sobre a melhor forma de alocar os referidos custos, uma vez não existe uma relação clara de custo-causalidade. Portanto, ele argumenta que possivelmente uma combinação de tarifas fixas mais altas e tarifas volumétricas que variam com de acordo com o horário seria a opção menos inadequada.

Tarifas horárias visam fornecer aos consumidores sinais de preços mais eficientes, uma vez que devem refletir a variação do custo de fornecimento de eletricidade e dos serviços de rede ao longo do dia. Além de incentivar o uso mais racional e otimizado da eletricidade e da rede elétrica, a tarifa horária pode desempenhar um papel importante no sentido de fornecer flexibilidade ao sistema e, assim, viabilizar a integração da geração a partir de fontes renováveis intermitentes e a gestão dos REDs e dos sistemas de distribuição (CAPPERS *ET AL.*, 2011; LAZAR, 2014). Um dos tipos mais comuns de tarifa horária são as tarifas do tipo Time-Of-Use (ToU), cujo valor varia ao longo do dia, normalmente de acordo com dois ou três patamares de preços e faixas de horário pré-determinados (BIRD *ET AL.*, 2013).

Brown *et al.* (2015) também não identificaram uma opção única. Todavia, argumentam que definir uma tarifa com múltiplos componentes para os consumidores residenciais - potencialmente incluindo um componente fixo, um componente de demanda e um componente volumétrico - é o mais próximo de uma estrutura tarifária eficiente, posto que cada um dos componentes provoca diferentes impactos sobre o comportamento do consumidor.

Uma questão importante ao analisar as estruturas tarifárias híbridas é a proporção da receita das distribuidoras recuperada através de cada componente da tarifa. Brown *et al.* (2015) ilustram a importância de analisar com cautela o peso de cada componente através da análise do caso italiano. Os autores demonstram que, embora muitos países não cobrem tarifas de potência para consumidores residenciais, na Itália, a estrutura tarifária inclui um componente de potência. Entretanto, o peso desse componente é baixo, uma vez que é responsável pela recuperação de apenas 20% da receita total. Por isso, ainda que a maior parcela dos custos da rede sejam relacionados ao suprimento da carga (kW), e parte irrelevante dos custos estejam ligadas ao fornecimento de energia (kWh), grande parte da receita das distribuidoras italianas é recuperada através de tarifas volumétricas (cobradas por kWh).

Reforçando a tese de que estruturas tarifárias híbridas seriam preferíveis, “a análise da literatura europeia e as respostas da consulta pública da Comissão Europeia sobre o design do Mercado de Energia indicam apoio geral para o avanço em direção a (...) uma tarifa híbrida, ou baseada na potência e no consumo, no sentido de incentivar a mudança no comportamento dos consumidores” (CEER, 2017, pág. 21).

## 4. Estudos de caso

### 4.1. O caso italiano

#### 4.1.1. Informações gerais sobre o setor de distribuição de eletricidade.

O modelo de regulação das tarifas de distribuição em voga na Itália consiste em uma abordagem híbrida, contando com um mecanismo de regulação por incentivo (*price cap*), aplicado ao OPEX, associado a uma regulação baseada no custo do serviço, válida para o CAPEX (Oglietti e Delpero, 2016). As receitas autorizadas das distribuidoras são baseadas no número de consumidores conectados à rede, a fim de desacoplar a receita do volume de eletricidade distribuído (REF-E *et al.*, 2015). Além disso, as receitas autorizadas são garantidas por um mecanismo de equalização *ex-post*, de modo que as distribuidoras não são expostas ao risco de mercado (ENEL, 2016). Atualmente, 151 empresas de distribuição operam no país, atendendo cerca de 27 milhões de consumidores (REF-E *et al.*, 2015).

A tarifa de distribuição paga pelos consumidores residenciais conta com três componentes (REF-E *ET AL.*, 2015):

- Um componente fixo (€/ponto de entrega);
- Um componente de capacidade (€/kW); e
- Um componente volumétrico progressivo (€/kWh).

Apesar da presença dos três componentes, a maior parte dos custos era recuperada através da tarifa volumétrica (CEPA E TNEI, 2017). Em 2013, aproximadamente 66% da tarifa de distribuição paga por um consumidor residencial<sup>3</sup> era associada ao componente volumétrico (REF-E *ET AL.*, 2015).

Uma característica importante da estrutura das tarifas de distribuição na Itália é a existência de uma tarifa “ideal”, custo-reflexiva, para os consumidores residenciais (a tarifa  $D_1$ ) para a qual as tarifas devem convergir. No entanto, essa tarifa não é efetivamente aplicada no país. Na tarifa ideal, o componente fixo deve cobrir os custos da medição e alguns outros custos relacionados aos consumidores. As tarifas de capacidade e energia, por sua vez, devem cobrir os custos da rede.

Além disso, existem duas outras tarifas definidas:

---

<sup>3</sup> Considerando um cliente com um consumo anual de 3.500 kWh, conectado à rede elétrica de baixa tensão e com 6 kW de potência contratada.

- Tarifa  $D_2$ : aplicada a consumidores em suas residências principais, com até 3,3 kW de potência contratada. Aproximadamente 80% dos consumidores residenciais na Itália se enquadram nessa categoria;
- Tarifa  $D_3$ : aplicada a consumidores em suas casas de veraneio e consumidores situados em sua residência principal com potência contratada superior a 3,3 kW.

O componente variável das tarifas  $D_2$  e  $D_3$  é progressivo (ou seja, o custo unitário do kWh aumenta para faixas de consumo maiores). A estrutura tarifária implica que, por um lado, famílias com baixo consumo pagam tarifas de distribuição abaixo do nível custo-reflexivo (ou seja, abaixo das tarifas  $D_1$ ). Consumidores residenciais com consumo mais alto, por outro lado, pagam tarifas acima do nível custo-reflexivo (CEPA E TNEI, 2017; BROWN E FARUQUI, 2014).

Ao analisar a estrutura tarifária residencial na Itália e sua evolução recente, é importante considerar o contexto em que foi adotada pela primeira vez. O sistema de tarifas volumétricas progressivas, cujo valor aumenta de acordo com faixas de consumo, foi implementado no início dos anos 70, quando a Itália estava enfrentando as consequências da crise do petróleo, com o objetivo de desencorajar o consumo excessivo por parte dos consumidores residenciais. Na época, os limites das faixas de consumo eram definidos com base nos seguintes dados, coletados através de pesquisas estatísticas conduzidas com uma amostra de domicílios italianos: metade dos domicílios contavam com potência contratada inferior a 2 kW, apresentavam consumo anual de eletricidade de até 1000 kWh, e consumo residencial médio girava em torno de 1.350 kWh/ano (CEER, 2017). Três faixas de consumo foram definidos com base nesses dados:

- Até 900 kWh/ano para a aplicação dos preços subsidiados;
- 901 a 1.800 kWh/ano para o preço médio, que deveria ser uma proxy das tarifas custo-reflexivas;
- Mais de 1.800 kWh/ano para o preço mais alto.

Desde a implementação dessa estrutura tarifária, o número de faixas de consumo aumentou de três para seis. A definição dos limites das faixas, no entanto, não mudou muito, apesar da clara mudança no perfil de consumo dos lares italianos: em 2013, apenas 2% dos consumidores utilizaram menos de 2 kW, e o consumo médio de eletricidade foi de 2.200 kWh/ano (em comparação com 1.350 kWh/ano em 1972-1973) (CEER, 2017).

A estrutura das tarifas residenciais é melhor ilustrada nas Tabelas 1 e 2 abaixo. A Tabela 1 apresenta os elementos das tarifas  $D_1$ ,  $D_2$  e  $D_3$  para consumidores com baixo nível de consumo, ao passo que a Tabela 2 apresenta os valores do componente variá-

vel, que é constante no caso da tarifa ideal ( $D_1$ ), e apresenta caráter progressivo no caso tarifas para baixos níveis de consumo ( $D_2$ ) e para famílias em suas casas de veraneio ou com patamar elevado de consumo ( $D_3$ ).

Tabela 1: Tarifas  $D_1$ ,  $D_2$  e  $D_3$  para Clientes com Baixo Consumo (<1.800 kWh/ano)

	<b>Componente fixo (€)</b>	<b>Componente de potência (€/kW)</b>	<b>Componente de energia (€/kWh)</b>
D1	20,7	15,6	0,016
D2	6,1	5,7	0,005
D3	20,7	15,6	0,025

Fonte: Brown e Faruqui (2014)

Tabela 2: Componente tarifário volumétrico (€/kWh) nas tarifas  $D_1$ ,  $D_2$  e  $D_3$

<b>Consumo anual</b>	<b>D1</b>	<b>D2</b>	<b>D3</b>
0 a 900 kWh	0,016	0,005	0,025
901 a 1.800 kWh	0,016	0,005	0,025
1.801 a 2.640 kWh	0,016	0,042	0,042
2.641 a 3.540 kWh	0,016	0,082	0,082
3.541 a 4.440 kWh	0,016	0,082	0,082
1.801 a 2.640 kWh	0,016	0,124	0,124

Fonte: Brown e Faruqui (2014)

Também é importante destacar que, inicialmente, o sistema de progressividade do valor das tarifas era aplicado a todos os componentes da conta de eletricidade paga pelos consumidores residenciais. Entretanto, desde julho de 2007, quando o mercado varejista foi completamente liberalizado, essa estrutura progressiva tem sido limitada aos componentes regulados da conta (ou seja, tarifas de rede e tarifas gerais do sistema<sup>4</sup>) (CEER, 2017).

#### **4.1.2. Políticas de incentivo**

As tarifas Feed-in para sistemas fotovoltaicas foram estabelecidas pela primeira vez em 2004, por meio da introdução do programa “*Conto Energia*” (Di Dio, 2013). Entre

<sup>4</sup> A tarifa da rede cobre os custos relacionados a todas as atividades de transmissão, distribuição e medição de energia elétrica em toda a rede. As tarifas gerais do sistema cobrem os custos relacionado a todos os serviços que apresentam utilidade pública, tais como políticas de apoio a fontes renováveis (BOVERA, 2016).

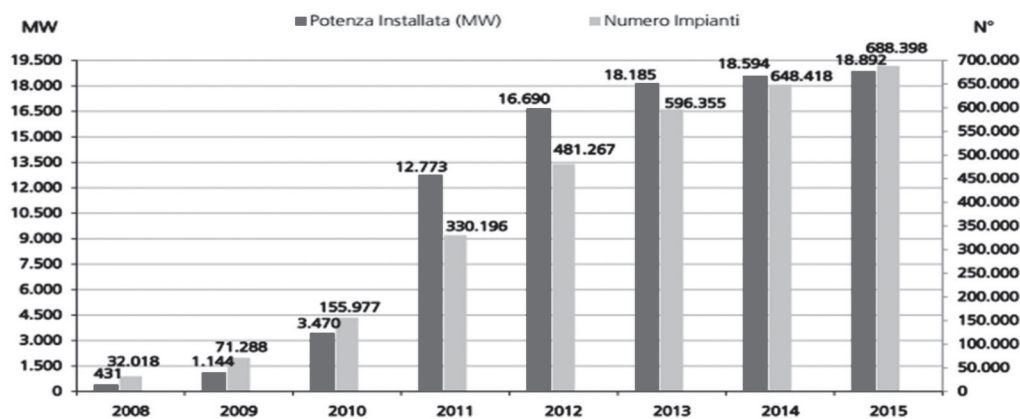


2005 e 2012, o programa passou por cinco revisões (Campoccia, 2014; Orioli *et al.*, 2016). Em sua última versão (*Quinto Conto Energia*), um sistema de incentivo composto por dois termos (uma tarifa *feed-in all inclusive* que remunerava a eletricidade injetada na rede elétrica e uma tarifa *feed-in premium* que incidia sobre o autoconsumo) foi concedido por um período de 20 anos (Campoccia, 2014; Samuele, 2016; Dusonchet e Telaretti, 2015). Adicionalmente, as instalações fotovoltaicas com capacidade inferior a 200 kW podiam optar pelo recebimento das tarifas *feed-in* ou pela participação no sistema de *net-metering* (nas versões anteriores da política, as tarifas *feed-in* e *net-metering* poderiam ser acumulados) (Campoccia, 2014; Di Dio, 2013). O *Quinto Conto Energia* foi encerrado em julho de 2013, após alcançar um custo acumulado de € 6,7 bilhões por ano (IEA, 2015; Samuele, 2016).

Atualmente, a maioria dos sistemas fotovoltaicos com autoconsumo é apoiada por um sistema de *net-billing* denominado “Scambio Sul Posto”, um tipo de esquema de compensação de energia elétrica válido para sistemas com capacidade de até 500 kW, em que diferentes tarifas são utilizadas para valorar o excedente injetado na rede e a eletricidade consumida a partir da rede (GSE, 2017). Os créditos gerados ao exportar eletricidade para a rede elétrica são válidos por um período de três anos.

Refletindo as políticas de incentivo implementadas no país, no final de 2015, a Itália contava com 18,9 GW de capacidade fotovoltaica instalada, responsável por gerar 22.942 GWh, correspondendo a aproximadamente 9% do consumo total no país (GSE, 2016). A evolução da capacidade instalada fotovoltaica e do número de sistemas fotovoltaicos entre 2006 e 2015 pode ser observada no Gráfico 2 abaixo.

Gráfico 2: Evolução da Capacidade Fotovoltaica Instalada e do Número de Sistemas Fotovoltaicos na Itália (2008 - 2015).



Fonte: GSE (2016)

### 4.1.3. Impactos identificados e reformas recentes

As distribuidoras de eletricidade italianas têm enfrentado um quadro de subarrecadação de receita. No entanto, esses déficits têm sido compensados através de aumentos tarifários nos anos subsequentes (CEPA E TNEI, 2017). No sentido de endereçar esta e outras distorções, como os sinais negativos e os incentivos fornecidos pela estrutura progressiva das tarifas volumétricas, a Autoridade Regulatória Italiana para Eletricidade, Gás e Água (AEEGSI) tem trabalhado na reforma gradual da estrutura das tarifas de distribuição aplicadas ao segmento residencial, uma vez que estrutura tarifária anterior “foi considerada ultrapassada e não mais capaz de cumprir seus objetivos originais de promover o consumo sustentável de eletricidade pelos consumidores residenciais” (CEER, 2017). Nesse sentido, na quinta revisão dos preços da transmissão e distribuição de eletricidade, realizada em dezembro de 2015, a proposta final da AEEGSI de reestruturação do sistema tarifário italiano introduziu mudanças cruciais na regulação das tarifas de distribuição. Uma das mudanças mais importantes foi a decisão de eliminar a histórica progressividade do componente volumétrico, introduzida nos anos 70 como uma primeira medida de eficiência energética (REF-E *ET AL.*, 2015; CEER, 2017).

Em termos gerais, a reforma é vista como uma “mudança em direção a um contexto em que maior proporção dos custos de distribuição seja atribuída aos componentes tarifários fixo e de potência” (CEPA E TNEI, 2017). Nesse sentido, o componente de potência das tarifas triplicou e o componente fixo aumentou cerca de 66% (CEPA E TNEI, 2017).

De acordo com a nova abordagem regulatória, o caráter progressivo da tarifa volumétrica será eliminado gradualmente durante o período regulatório atual (ou seja, de 2016 a 2023). Com essa mudança, espera-se que as tarifas de rede (ou seja, o componente tarifário que cobre os custos de distribuição) se tornem lineares, custo-reflexivas (amplamente baseadas na potência) e homogêneas para todos os consumidores conectados à rede de baixa tensão até 2018, fornecendo os incentivos adequados à eficiência energética e ao autoconsumo (CEER, 2017). Em outras palavras, as tarifas de rede serão as mesmas para todas as faixas de consumo, bem como fortemente relacionadas à potência contratada (CEPA E TNEI, 2017).

Em termos de impactos da nova estrutura tarifária sobre a viabilidade da GDFV, dois efeitos são esperados (CEER, 2017):

- i. No caso dos consumidores com os níveis mais altos de consumo (> 2.700 kWh/ano), afetados pelos preços mais elevados, é prevista a redução do valor econômico

da eletricidade que poderia ser economizada investindo em um sistema fotovoltaico. Entretanto, essa redução afeta uma pequena parcela dos consumidores residenciais (15% dos aproximadamente 29 milhões);

- ii. Aumento do valor econômico da economia de eletricidade viabilizada pela instalação de um sistema fotovoltaico, que afetará aproximadamente 43% dos consumidores residenciais italianos (aqueles que consomem até 1.800 kWh/ano).

Outra mudança importante introduzida recentemente na Itália foi a criação de tarifas fixas anuais, específicas para sistemas de autoconsumo, que estão sendo gradualmente implementadas no sentido de contribuir com os custos da rede elétrica (Comissão Europeia, 2015). O valor da tarifa depende da capacidade do sistema. Enquanto projetos de microgeração são totalmente isentos, sistemas com capacidade igual ou superior a 20 kWp, conectados à rede de baixa tensão, pagam aproximadamente €36/ano. Por fim, sistemas com uma capacidade instalada de 200 kWp ou superior (conectados à média tensão) pagam cerca de €237/ano (Comissão Europeia, 2015).

A Tabela 3 abaixo fornece um resumo do estudo do caso italiano, apresentando os principais problemas identificados, as mudanças nos arranjos das tarifas de distribuição e os possíveis impactos.

Tabela 3: Resumo das mudanças nos arranjos das tarifas de distribuição e seus impactos.

<b>País</b>	<b>Sistema de tarifação original</b>	<b>Problema identificado</b>	<b>Mudanças introduzidas</b>	<b>Impactos</b>	<b>Conclusões</b>
<b>Itália</b>	Tarifas residenciais compostas por: - Componente baseado na potência (definido através de medidores inteligentes); - Componente fixo; - Componente volumétrico progressivo.	As distribuidoras italianas têm enfrentado situações de déficit de receita.  Questão tem sido equacionada através do repasse dos déficits para as tarifas nos anos subsequentes.	O regulador italiano está eliminando, progressivamente, o componente progressivo da tarifa.  Em 2018, a network tariff e a system charge tariff serão as mesmas para todos os níveis de consumo.	As mudanças estão em andamento ou ainda serão introduzidas. Dessa maneira, é muito cedo para avaliar possíveis impactos.	Uma vez que a redução do peso do componente volumétrico progressivo possivelmente resultará em impactos de distributivos regressivos, a redistribuição das tarifas pode se tornar uma questão contenciosa.  As reformas também podem diminuir os incentivos à redução do consumo a partir da rede elétrica.

Fonte: Adaptado de CEPA e TNEI (2017)

## 4.2. O caso californiano

### 4.2.1. Informações gerais sobre o setor de distribuição de eletricidade.

O setor de eletricidade da Califórnia é dominado por monopólios verticalmente integrados, com destaque para a três principais *Investor Owned Utilities* (IOUs): Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE), e San Diego Gas & Electric (SDG&E) (Joskow, 2000). Um modelo de regulação do tipo *revenue cap* é utilizado para definir as tarifas de distribuição. O *General Rate Case*, processo de revisão das tarifas, ocorre a cada três anos (CPUC, 2016). Outro importante aspecto da regulação consiste na aplicação de um mecanismo de *decoupling*, que protege as *utilities* de flutuação do mercado (Center for Climate and Energy Solutions, 2016).

Em relação às tarifas de eletricidade, uma estrutura de *tiers*, baseada em um único componente volumétrico progressivo, é aplicada a consumidores residenciais (RMI, 2012). Quatro *tiers* são considerados nessa abordagem. Em geral, a faixa de consumo de base é definida entre 50% e 60% do consumo residencial médio em uma determinada região. O segundo *tier*, por sua vez, corresponde ao intervalo de consumo entre 100% e 130% da linha de base. Os níveis três e quatro consistem, respectivamente, nos níveis de consumo entre 130% e 200%, e acima de 200% do consumo do primeiro *tier*. O objetivo central dessa estrutura tarifária é estimular a eficiência energética.

Em 2001, em resposta à crise do setor elétrico na Califórnia, algumas mudanças no sistema de *tiers* foram implementadas. Considerando que um dos efeitos da crise de 2001 foi a alta volatilidade da tarifa de eletricidade, para proteger os consumidores da trajetória errática dos preços de mercado, o regulador estabeleceu um teto para as tarifas residenciais, cujo resultado prático foi o congelamento do valor dos dois primeiros *tiers* (RMI, 2012). Como resultado do congelamento, durante os anos seguintes, todos os aumentos tarifários foram aplicados aos *tiers* mais altos, penalizando ainda mais os consumidores com maior nível de demanda.

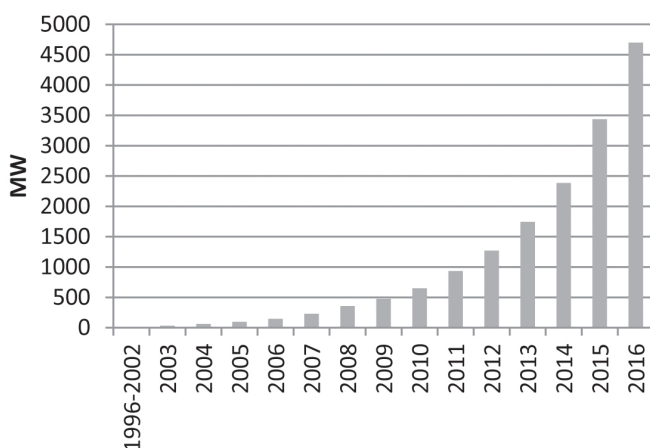
Em 2010, uma medida revogando o congelamento das tarifas dos dois primeiros *tiers*, e autorizando ajustes anuais entre 3% e 5% foi aprovada. Embora essa medida tenha aliviado parcialmente a pressão sobre os *tiers* superiores, os efeitos do congelamento não foram eliminados. Como exemplo, em 2015, um consumidor no primeiro *tier* pagava quatro vezes mais por kWh do que um consumidor do primeiro *tier* (CPUC, 2016).

### 4.2.2. Políticas de incentivo

Uma das principais políticas de incentivo à geração fotovoltaica distribuída em vigor na Califórnia é o Net Energy Metering (NEM), que foi implementado em 1995 (Alquist, 1995). De acordo com o NEM, adicionalmente ao autoconsumo, ao exportar eletricidade para a rede elétrica, os prosumidores recebem créditos de energia, valorados à tarifa final varejista de eletricidade, que são deduzidos do consumo bruto mensal. Assim, o prosumidor é cobrado apenas por seu consumo líquido. (Go Solar California, 2016). O NEM passou por diversas revisões desde 1995. Em 2009, foi aprovado um projeto de lei (AB 920) definindo que, se ao final de um período de faturamento de 12 meses o consumidor exportasse mais eletricidade para a rede elétrica do que o montante demandado da rede elétrica, esse consumidor poderia escolher transferir os créditos para o próximo período de faturamento ou receber a compensação pelo superávit líquido (NSC), calculada com base em uma média móvel de 12 meses da tarifa varejista de eletricidade (Huffman, 2009; CPUC, 2010). O pagamento previsto é proporcional à geração excedente líquida. Essa compensação financeira ainda é válida, e atualmente pode variar de USD 0,04 a USD 0,05 por kWh, de acordo com a *utility* (CPUC, 2016a).

Em 2016, mais de 90% da capacidade fotovoltaica conectada à rede elétrica na área de operação das três principais IOUs era registrada no NEM (CPUC, 2016a). Essa capacidade corresponde a um total de 594.685 sistemas (residenciais e não residenciais), que é equivalente a uma capacidade de aproximadamente 4,7 GW (California Distributed Generation Statistics, 2017). O Gráfico 3 mostra a evolução da capacidade instalada cumulativa sob o esquema do NEM entre 1996 e 2016.

Gráfico 3: NEM da capacidade instalada cumulativa (MW) - (1996 – 2016)



Fonte: California Distributed Generation Statistics (2017)

### 4.2.3. Impactos identificados e reformas recentes

O rápido crescimento da geração fotovoltaica distribuída na Califórnia, em resposta às agressivas políticas de incentivo implementadas no estado, e a resultante redução nas vendas distribuidoras, levaram as *utilities* e o órgão regulador a analisar os impactos da difusão sobre as tarifas varejistas de eletricidade e sobre a questão do *cost-shifting* (BARBOSE *ET AL.*, 2016). Em 2013, um estudo comissionado pela California Public Utilities Commission (CPUC) incluiu uma análise desses impactos para as três principais IOUs do estado. Os resultados indicaram que, em média, os consumidores residenciais inscritos no NEM contribuíram com uma parcela entre 54% (no caso da SDG&E) e 84% (PG&E) dos custos da rede elétrica a eles correspondente (BARBOSE *ET AL.*, 2016).

Também há dados relevantes sobre valores absolutos que estão sendo transferidos dos consumidores “com painel” para os consumidores sem painel. De acordo com as estimativas apresentadas pela San Diego Gas & Electric, em dezembro de 2015, os custos que recairiam anualmente sobre os consumidores sem painel somariam 160 milhões de dólares, o que representaria um aumento médio de USD 100 na conta de eletricidade anual desses consumidores (FRANZ, 2016). A PG&G também encontrou resultados alarmantes. As estimativas preliminares da empresa indicam que, em 2015, entre 25% e 30% da eletricidade de seus consumidores residenciais estavam relacionados ao *cost-shifting*. Além disso, também foi estimado que, se as regras da NEM fossem mantidas, os subsídios cruzados teriam um enorme impacto nas contas dos consumidores residenciais: cerca de USD 45/mês/por família em 2025 (DSIRE, 2017; NC Clean Energy Technology Center, 2016b).

Outra discussão que chama a atenção é a questão da apropriação dos ganhos oriundos dos sistemas fotovoltaicos residenciais. Considerando que 75% dos sistemas fotovoltaicos instalados em telhados na Califórnia são alugados, a maioria dos benefícios vai para a empresa que realiza o *leasing*, em detrimento do proprietário do imóvel (FUNDAÇÃO EDISON, 2014).

Em uma tentativa de responder a esses desafios, a revisão mais recente do NEM entrou em vigor em junho de 2016, trazendo medidas voltadas a alinhar os custos dos consumidores atendidos pelo NEM aos custos dos consumidores que não possuem sistemas fotovoltaicos, uma vez que o *cost-shifting* é um dos principais desafios enfrentados no estado (PG&G, 2017). Os seguintes ajustes foram implementados (CPUC, 2016b; CPETA E TNEI, 2017):

- Taxa única de interconexão (entre USD 75 e USD150), com base nos custos históricos de interconexão;
- Definição de tarifa mensal mínima de USD10 por mês (USD 5, no caso de consumidores de baixa renda) a ser paga pelos prosumidores, mesmo que o consumo seja zero;
- Tarifas que não evitáveis de aproximadamente USD0,03 por kWh consumido da rede elétrica. Essa cobrança será utilizada para financiar programas de eficiência energética, cobrir custos relacionados ao descomissionamento de plantas nucleares e subsidiar consumidores de baixa renda;
- Tarifas do tipo *time-of-use* obrigatórias para consumidores que instalem sistemas fotovoltaicos a partir de 2017.

Mesmo diante da pressão do *lobby* das distribuidoras pela redução da compensação pela eletricidade injetada na rede, a CPUC decidiu manter o sistema de *net-metering* baseado na valoração do excedente de eletricidade exportado para a rede elétrica à tarifa varejista de eletricidade. A aplicação de tarifas de potência e de tarifas fixas aos consumidores fotovoltaicos foi outra proposta rejeitada pelo regulador. As tarifas propostas pelas IOUs consistem em (NC CLEAN ENERGY, 2015):

- PG&E: USD3 por kW, baseada na demanda máxima verificada em 60 minutos durante o ciclo de faturamento;
- SCE: USD3 por KW de capacidade fotovoltaica instalada;
- SDG&E: USD9,19 por kW, baseada na demanda máxima verificada em 60 minutos durante o ciclo de faturamento e uma tarifa fixa mensal de USD20,54.

Outra medida chave adotada no Estado foi a reforma das tarifas residenciais em janeiro de 2016. A CPUC determinou a mudança gradual para uma tarifa de dois níveis, em vez do sistema de quatro níveis, e estabeleceu que a diferença entre as tarifas do dois *tiers* deve ser de, no máximo, 25% (BARBOSE *ET AL.*, 2016). Adicionalmente, foi criada uma sobretaxa (*super-user surcharge*), aplicável a consumidores que demandam um montante de eletricidade superior a 400% do consumo da linha de base, implementada a partir de 2017 (CPUC, 2016). Estima-se que essa tarifa afeta menos de 10% dos consumidores residenciais (CEPA e TNEI, 2017).

O sistema de quatro *tiers* funcionava como um forte incentivo à instalação de sistemas de GDFV. Dados indicam que, em 2012, o custo nivelado de um sistema fotovoltaico para um consumidor residencial era de USD 0,25 a USD 0,29 por kWh, enquanto a tarifa aplicada aos consumidores do quarto *tier* era de USD 0,33 por kWh

(RMI, 2012). Isso indica que, na estrutura anterior, com quatro níveis de tarifas, as tarifas dos *tiers* superiores, que se encontravam acima do nível custo-reflexivo, funcionavam como uma espécie de incentivo à instalação de sistemas fotovoltaicos, impactando os consumidores com baixo nível de consumo de duas formas: as distribuidoras deixam de arrecadar receitas dos consumidores adotantes da geração fotovoltaica, que antes subsidiavam outros consumidores (uma vez que eram tarifados nos *tiers* superiores), e também perdem receitas como resultado de uma tarifa de *net-metering* superior aos custos evitados (COSTELLO, 2015). Nesse sentido, clientes nas faixas mais altas consumo, que subsidiavam clientes com menor consumo e, em média, consumidores de baixa renda, começaram a ser subsidiados por outros consumidores, incluindo os de baixa renda, após a instalação de sistemas fotovoltaicos. “O resultado é uma ineficiência econômica geral e uma redistribuição da riqueza que favorece os consumidores de maior renda” (COSTELLO, 2015).

A Tabela 4 abaixo fornece um resumo do estudo de caso da Califórnia, apresentando os principais problemas identificados, as mudanças nos arranjos tarifários e seus possíveis impactos.



Tabela 4: Resumo das mudanças nos arranjos de cobrança da rede e seus impactos.

Estado	Sistema de tarifação original	Problema identificado	Mudanças introduzidas	Impactos	Conclusões
Califórnia	<p>Net Energy Metering: energia injetada na rede valorada à tarifa varejista de eletricidade, gerando créditos que podem ser compensados posteriormente.</p> <p>Tarifas volumétricas progressivas escalonadas de acordo com tiers. Consumidores com maior demanda líquida pagam mais pelo kWh.</p>	<p>Estimativas de ganhos significativamente mais altos para as empresas solares em relação aos custos evitados pelas distribuidoras.</p> <p>Previsão de significativas transferências de custos dos consumidores com painel para consumidores sem painel (<i>cost-shifting</i>) até 2020.</p>	<p>Reformas adotadas pelo regulador incluem:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Migração gradual do sistema de quatro tier para dois tiers;</li> <li>- Migração mandatória dos prosumidores para tarifas do tipo ToU até 2019;</li> <li>- Tarifa mínima de \$10, mesmo que o consumo líquido seja nulo;</li> <li>- "Non-bypassable charges", antes cobradas sobre o consumo líquido, estendidas para toda a eletricidade demandada da rede;</li> <li>- Autorizada a cobrança de taxa punica de conexão, variando entre \$75 e \$150.</li> </ul>	<p>Medidas consideradas controversas, mas entendidas, de modo geral, como um melhor ponto de equilíbrio entre interesses das utilities e dos consumidores e empresas solares.</p> <p>A mudança para tarifas ToU está se mostrando desafiadoras. Historicamente, a demanda de pico ocorre durante as tardes de verão, porém um efeito de "curva de pato" está começando a ocorrer.</p>	<p>A aceitação das tarifas pelos consumidores depende da percepção de justiça entre os usuários de energia.</p> <p>É importante equilibrar a questão da flexibilidade e da simplicidade das tarifas.</p> <p>As tarifas ToU devem ser flexíveis o suficiente para se adaptarem às mudanças nas tendências na demanda e na geração.</p>

Fonte: Adaptado de CEPA e TNEI (2017)

## 5. Conclusões

Conforme discutido neste capítulo, tarifas de distribuição volumétricas associadas às políticas de *net-metering* criam graves problemas de equidade e ineficiências. Isso acontece porque, à medida que os consumidores instalam sistemas fotovoltaicos e

injetam de rede a geração excedente, o consumo de eletricidade a partir da rede é significativamente reduzido (SCHITTAKATTE *ET AL.*, 2017). Devido a essa redução, as tarifas de distribuição devem aumentar, no sentido de viabilizar a recuperação dos custos da rede. Consequentemente, as tarifas pagas por consumidores “sem painel” aumentam de forma substancial, criando problemas significativos de equidade (EID *ET AL.*, 2014). Como consequência, as tarifas meramente volumétricas já não podem mais ser consideradas uma estrutura adequada à necessidade de recuperação dos custos das distribuidoras de eletricidade.

Em relação aos possíveis impactos econômicos e financeiros sobre as distribuidoras de energia elétrica, a análise dos casos da Itália e da Califórnia, demonstrou que a possível perda de receita, associada à perda de mercado, embora verificada em ambos os casos, é apenas confirmada no curto prazo, no período entre a aplicação do *decoupling*, que é um mecanismo regulatório capaz de proteger as distribuidoras contra os riscos de mercado. Entretanto, esse fator não significa que não existam impactos ligados à maior inserção da GDFV. Nesse ponto, é necessário voltar à discussão sobre o *cost-shifting*, que não é apenas apontado como um dos problemas centrais em ambos os casos, mas também é agravado pela aplicação do *decoupling*, uma vez que as perdas de receita são transformadas em aumentos tarifários anuais. Portanto, embora seja um mecanismo capaz de atenuar os possíveis impactos associados ao risco de mercado enfrentado pelas distribuidoras, o *decoupling* tende a acentuar, e até mesmo acelerar, o problema do *cost-shifting*.

Por conseguinte, é importante considerar que reformas mais profundas são necessárias para garantir que a difusão da GDFV não resulte em um cenário em que os prosumidores deixem de arcar com os custos que efetivamente impõem às distribuidoras. As estruturas tarifárias devem ser reavaliadas no sentido de garantir que os custos da rede sejam recuperados de forma eficiente e justa, e ao mesmo tempo envie sinais adequados aos consumidores (CEER, 2017). Portanto, a criação de tarifas resilientes tem um papel chave nessa discussão.

Embora a literatura forneça muitos argumentos mostrando os méritos de algumas estruturas tarifárias em detrimento de outras, não há um consenso acerca da melhor estrutura tarifária, cem por cento resiliente e à prova de futuras mudanças (SCHITTEKATTE *ET AL.*, 2017).

Nesse contexto, a reforma da estrutura das tarifas de distribuição emerge como uma possível resposta. A aplicação de uma estrutura tarifária composta por elementos que refletem a capacidade demandada, e não apenas o volume de energia consumido, é amplamente discutida na literatura e especialmente relevante nos casos da Itália e

da Califórnia. Embora contem com estruturas tarifárias substancialmente diferentes, ambos os casos têm duas características em comum: a predominância do componente volumétrico na tarifa de distribuição (correspondente a uma parcela de cerca de 80% no caso da Itália e 100% no da Califórnia) e a progressividade do componente volumétrico. Nos dois casos, essa estrutura resultou na geração de subsídios cruzados por diferentes motivos. No caso da Itália, o valor por kWh aplicado às faixas de menor consumo foi estabelecido em um nível inferior ao custo, resultando em uma tarifa subsidiada. No caso da Califórnia, o congelamento do preço do kWh nos dois primeiros blocos de consumo após a crise da eletricidade de 2001 resultou em um contexto em que consumidores com maior demanda pagavam quatro vezes mais por kWh consumido.

Assim, as reformas na Itália e na Califórnia estão caminhando para reduzir as distorções geradas pela aplicação das tarifas volumétricas progressivas e implementar tarifas que estejam de acordo com o pressuposto de custo-reflexividade. Entretanto, as reformas adotadas em cada caso diferem em vários aspectos. Enquanto na Itália o regulador propõe a total eliminação da natureza progressiva da tarifa volumétrica, ao aumentar a participação dos componentes fixo e de capacidade, na Califórnia, a tarifa residencial ainda é composta pelo componente volumétrico, que continua a ser progressivo, apesar do número de *tiers* ter sido reduzido de quatro para dois e tenha se limitado a diferença máxima entre as tarifas aplicadas em cada *tier* a 25%.

Portanto, as mudanças na estrutura tarifária com o objetivo de mitigar o *cost-shifting* são imperativas diante da necessidade de fazer com que os prosumidores arquem com os custos que impõem à rede.

## 6. Referências

Barbose, Galen, John Miller, Ben Sigrin, Emerson Reiter, Karlynn Cory, Joyce McLaren, Joachim Seel, Andrew Mills, Naïm Darghouth, and Andrew Satchwell. 2016. *On the Path to SunShot: Utility Regulatory and Business Model Reforms for Addressing the Financial Impacts of Distributed Solar on Utilities*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-65670. <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65670.pdf>.

Bird, L., J. McLaren, J. Heeter, C. Linvill, J. Shenot, R. Sedano, and J. Migden-Ostrander. 2013. *Regulatory Considerations Associated with the Expanded Adoption of Distributed Solar*. NREL/TP-6A20-60613. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Borenstein, S., 2016. The economics of fixed cost recovery by utilities. *Electr. J.* 29, 5–12. doi:10.1016/j.tej.2016.07.013

Brown, T., Faruqui, A., Grausz, L., 2015. Efficient tariff structures for distribution network services. *Econ. Anal. Policy* 48, 139–149. doi:10.1016/j.eap.2015.11.010

Cappers, P., A.D. Mills, C.A. Goldman, R.H. Wiser, and J.H. Eto. 2011. *Mass Market Demand Response and Variable Generation Integration Issues: A Scoping Study*. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.

Cappers, P., A.D. Mills, C.A. Goldman, R.H. Wiser, and J.H. Eto. 2011. *Mass Market Demand Response and Variable Generation Integration Issues: A Scoping Study*. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.

Cornfeld, J., and S. Kann. 2014. “Here’s Proof that a \$10 Minimum Bill Is Better Than a Fixed Charge for Solar Customers.” *Greentech Media*, 31 de julho. <http://www.greentechmedia.com/articles/read/proof-that-a-minimum-bill-is-better-than-a-fixed-charge>.

Darghouth, N.R., R.H. Wiser, G.L. Barbose, and A.D. Mills. 2015. *Net Metering and Market Feedback Loops: Exploring the Impact of Retail Rate Design on Distributed PV Deployment*. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.

Darghouth, N.R., Wiser, R., Barbose, G., Mills, A., 2016. Net Metering and Market Feedback Loops - Exploring the Impact of Retail Rate Design on Distributed PV Deployment. *Appl. Energy* 162, 713–722.

Hledik, R., 2014. Rediscovering Residential Demand Charges. *Electr. J.* 27, 82–96. doi:10.1016/j.tej.2014.07.003.

Hledik, R., Greenstein, G., 2016. The distributional impacts of residential demand charges. *Electr. J.* 29, 33–41. doi:10.1016/j.tej.2016.07.002.

Kann, S. 2015. “U.S. Solar Market Dynamics.” Presentation at UBS Utilities & Natural Gas Conference, março de 2015.

Lazar, J. 2014. *Teaching the “Duck” to Fly*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project.

Simshauser, P., 2016. Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs. *Energy Econ.* 54, 108–122. doi:10.1016/j.eneco.2015.11.011.



# Avaliando o efeito da difusão de energia solar fotovoltaica no setor residencial colombiano e brasileiro

---

Monica Castaneda<sup>a, b, 1</sup>, Sebastian Zapata<sup>a, b, 2</sup>, Daniel Ferreira<sup>c, 3</sup>, Isaac Dyer<sup>b, a, 4</sup>

<sup>a</sup>Universidad Nacional de Colombia

<sup>b</sup>Universidad Jorge Tadeo Lozano

<sup>c</sup>Gesel, Universidad Federal de Rio Janeiro

<sup>1</sup>mcastanr@unal.edu.co

<sup>2</sup>szapatar@unal.edu.co

<sup>3</sup>danielviana.f@gmail.com

<sup>4</sup>idyner@unal.edu.co

## Resumo

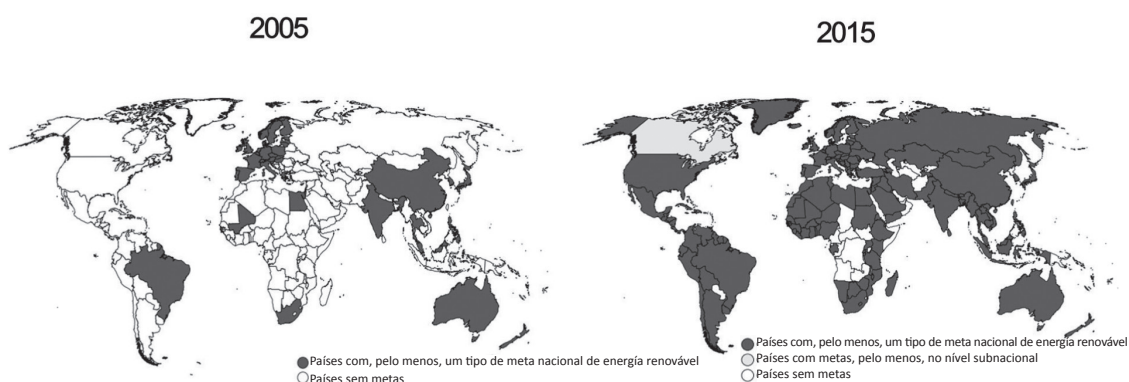
A indústria de eletricidade está mudando em todo o mundo com o advento da Geração Distribuída (GD). A rápida expansão da GD provocou a possibilidade da ‘espiral da morte da empresa de distribuição’. Este é um ciclo de reforço entre a implantação da energia solar fotovoltaica (PV) e os aumentos nas tarifas de eletricidade que aceleram a curva de aprendizado da nova tecnologia, resultando em reduções da demanda para a distribuidora com consequentes perdas de receita para as mesmas. Esses efeitos são questões de grande preocupação dentro do setor elétrico, uma vez que desafiam o modelo de negócios tradicional. Nesse contexto, e dadas múltiplas incertezas, este capítulo avalia o efeito da difusão da tecnologia fotovoltaica sobre as receitas da distribuidora, bem como sobre o bem-estar social nos mercados de eletricidade brasileiro e colombiano.

O capítulo propõe um modelo de Sistemas Dinâmicos (SD) para investigar o efeito que a difusão da energia solar fotovoltaica, dentro do setor residencial, tem sobre as receitas das distribuidoras e sobre as tarifas de distribuição. Conclui-se que, para os casos brasileiro e colombiano, as distribuidoras de eletricidade seriam altamente afetadas pelo desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, principalmente quando os domicílios contratam eletricidade em excesso. Embora grande parte do foco da pesquisa anterior tenha sido voltada a casos isolados, este capítulo discute os resultados da simulação em dois países diferentes com componente hidrelétrico semelhante e altos índices de radiação solar.

**Palavras-chave:** difusão solar fotovoltaica, sistema de compensação de energia elétrica, espiral da morte, modelo de simulação

## 1. Introdução

À medida que os governos aumentam seu empenho para promoção de políticas públicas que contribuam para redução de gases do efeito estufa, mais investimentos são realizados em fontes renováveis de energia. Nesse contexto, economias desenvolvidas e emergentes estão estabelecendo rapidamente metas de participação renovável nas matrizes energéticas, de 43 países em 2005 para 164 em 2015 (IRENA, 2015) (Vide também **Erro! Fonte de referência não encontrada.**); e, conseqüentemente, os mercados de energia estão incorporando grandes quantidades de tecnologias não fósseis.



**Figura 1.** Mapa global de metas nacionais de energia renovável de todos os tipos, 2005 vs. 2015. Fonte: Irena (2015).

Em 2015, 61% de capacidade de energia renovável foi acrescentada em todo o mundo (Irena, 2017), aumentando a participação da energia renovável em 9,3% em comparação com 2014. A maioria das adições de capacidade foi feita em instalações de energia eólica e solar fotovoltaica (PV), que, em conjunto, representam 77% de todas as adições (147GW) (Ren21, 2016).

Os efeitos de aprendizagem tornam as tecnologias de energia renovável mais atrativas e espera-se que isso aconteça nos próximos anos: enquanto se espera que a média do Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE) da energia solar fotovoltaica diminua até 59% em 2025, a energia eólica onshore e offshore deve cair 26% e 35%, respectivamente (Taylor *et al.*, 2016). Além disso, essas tecnologias já atingiram a paridade da rede elétrica em um grande número de regiões em todo o mundo (Breyer & Gerlach, 2013).

A redução do custo das tecnologias de energia renovável tem incentivado a geração distribuída (GD) (Deloitte, 2015) e promove a produção e o consumo de eletricidade simultaneamente na mesma instalação, fazendo com que esses agentes sejam denotados como “prosumidores” (Bonbright *et al.*, 1961).

Os países europeus lideram as atividades de GD em todo o mundo. Enquanto a Dinamarca, Finlândia e os Países Baixos são casos proeminentes na Europa (Gischler & Janson, 2011), o México e o Chile se destacam na América Latina (Gischler & Janson, 2011). O desenvolvimento da DG representa oportunidades, mas também desafios para os formuladores de políticas. Alguns dos desafios incluem aumentar a incerteza nos fluxos da rede de distribuição e aumentar a volatilidade da demanda líquida, bem como no excesso de tensão local.

Além disso, a tecnologia de GD, principalmente quando baseada na energia solar fotovoltaica, pode afetar os modelos de negócios tradicionais das distribuidoras, uma vez que os custos têm demonstrado reduções rápidas nos últimos anos (Costello & Hemphill, 2014; Bronski *et al.*, 2014); e pressionado outras perdas as mesmas em termos de clientes, vendas e lucros (EPRI, 2014; Satchwell *et al.*, 2015a).

O crescimento da GD com base na energia solar fotovoltaica está ligado ao conceito de espiral da morte das distribuidoras. Isso pode ocorrer como uma redução no custo da energia solar fotovoltaica resultando na adoção de painéis fotovoltaicos solares pelas famílias (Castaneda *et al.*, 2016), que, combinada com os efeitos da curva de aprendizado, reduz os custos da energia solar fotovoltaica, e incentiva sua adoção. Observe que o custo da eletricidade da rede - transmissão e distribuição - é em grande parte fixo e recuperado através de tarifas alocadas aos clientes; essas tarifas são calculadas como o custo fixo dividido pela demanda de eletricidade (Hledik, 2014).

A espiral da morte das distribuidoras tem motivado reformas nos mercados de eletricidade, por exemplo, mudando as estruturas de custo dos Operadores de Rede de Distribuição e reformulando os custos da rede (Pérez-Arriaga *et al.*, 2013). Entretanto, sob a regulamentação e o design de mercado correto, a GD pode ser explorada para estabelecer um mercado de eletricidade mais eficiente e limpo (Pérez-Arriaga *et al.*, 2013). O processo de transformação para sistemas descentralizados e verdes pode ser alcançado através da tríade: fornecimento de energia limpa, segura e competitiva (Röpke, 2013).

Alguns países estão se movendo mais rápido do que outros para sistemas de energia mais limpos e descentralizados, mas, sem dúvida, a maioria deles alcançará essa transformação tecnológica nos próximos anos. As distribuidoras de eletricidade enfrentam diversas incertezas na previsão do efeito do desenvolvimento das energias renováveis, o que dificulta seu planejamento em longo prazo. Isso levanta as seguintes questões de pesquisa:

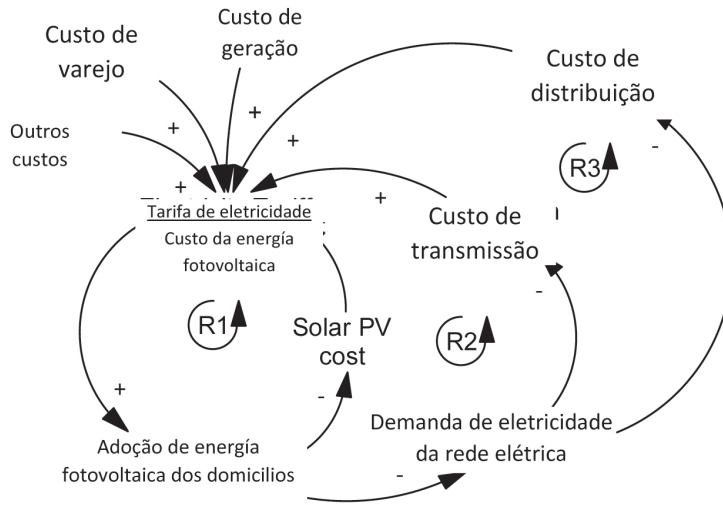


- Qual é o potencial impacto da adoção da energia solar por parte de consumidores residenciais sobre as empresas de distribuição?
- Quais condições de mercado podem levar a uma espiral da morte para as empresas de serviços públicos?
- O que reguladores e distribuidoras podem fazer para evitar que uma espiral da morte alcance o bem-estar social?

Esse capítulo abordará essas questões, contribuindo para análise dos efeitos de longo prazo das energias renováveis sobre agentes do setor elétrico no contexto do Brasil e da Colômbia, pois ambos são países em desenvolvimento com alta parcela de energia hidrelétrica e enfrentam desafios com a difusão de energias renováveis intermitentes. O capítulo aplica uma abordagem de modelo de Sistemas Dinâmicos (SD), uma vez que este tem sido amplamente utilizado no campo de política energética.

## 2. Modelo de simulação

A **Figura 2** mostra a dinâmica do mercado de eletricidade com um foco específico na difusão de sistemas de energia solar fotovoltaica. O Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE) refere-se ao custo de geração dos proprietários de energia fotovoltaica. A tarifa de eletricidade, paga pelos consumidores, incorpora os seguintes componentes: preço de geração de eletricidade, custo de transmissão, custo de distribuição, custo de varejo e outros custos. Os domicílios comparam as alternativas do LCOE com a tarifa de eletricidade para decidir sobre sua escolha de fornecimento de eletricidade. Os efeitos do aprendizado levam a uma redução no custo da energia solar fotovoltaica conforme o número de aderentes de sistemas fotovoltaicos aumenta (Vide *loop* B4 de feedback). A demanda de eletricidade diminui quando os adotantes de sistemas fotovoltaicos aumentam e, conseqüentemente, as tarifas aumentam para garantir a sustentabilidade econômica da rede (veja os *loops* R1 e R2 de feedback). Esses ciclos de reforço reduzem cada vez mais o número de não aderentes da energia fotovoltaica.



**Figura 2.** Espiral da morte da empresa de serviços públicos.

A tarifa de eletricidade, paga pelos consumidores (Eq. (1)) incorpora os seguintes componentes: custo de geração  $G$  (também denominado preço da eletricidade), custo de transmissão  $T$ , custo de distribuição  $D$ , custo de varejo  $R$  e outros custos que incentivam as energias renováveis e a segurança do fornecimento (CREG, 1997).

$$EC = G + T + D + R + \text{Outro} \quad (1)$$

A difusão da energia fotovoltaica segue o modelo de Bass (“Bass (1969) New product growth.pdf,” n.d.) que considera como a informação disseminada por meio das possíveis residências se traduz em adesão à energia fotovoltaica. A Eq. (2) estabelece que a taxa de adoção,  $n(t)$ , depende do potencial número de aderentes,  $m$ , o número cumulativo de aderentes no momento  $t$ ,  $N(t)$ , e coeficientes de inovação e imitação, que correspondem a  $p$  e  $q$ , respectivamente (Mahajan, Muller, & Bass, 1990):

$$n(t) = \frac{dN(t)}{dt} = p[m - N(t)] + \frac{q}{m} N(t)[m - N(t)] \quad (2)$$

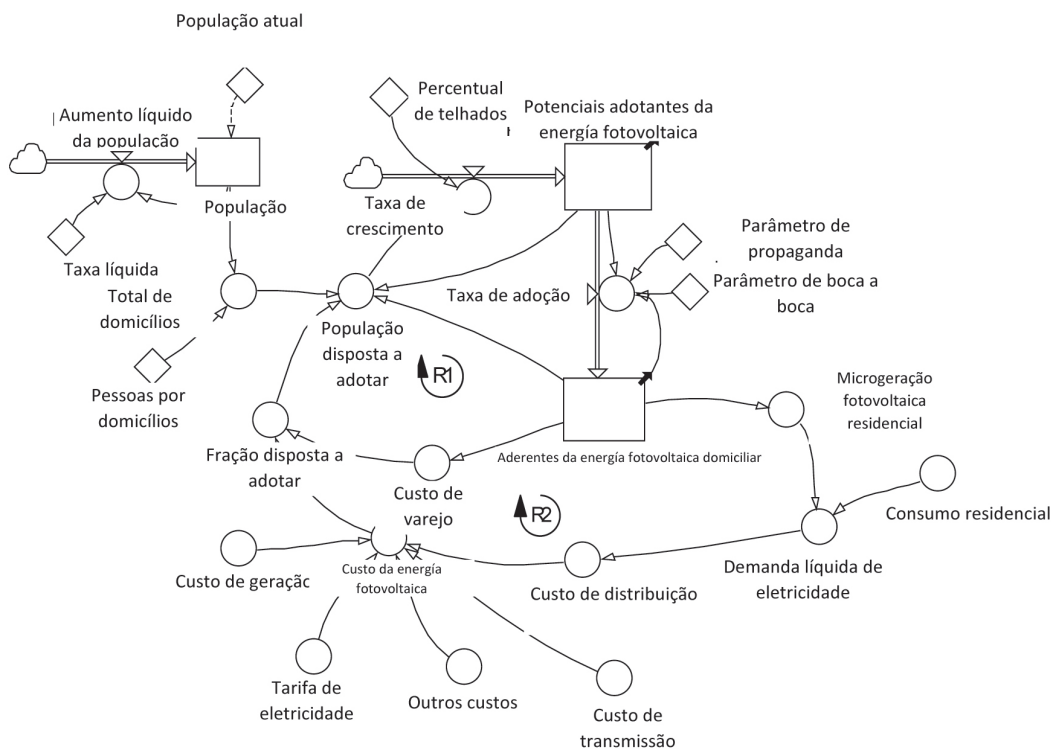
A dinâmica da adoção de energia fotovoltaica, a curva de aprendizado da energia fotovoltaica e o estabelecimento da tarifa são descritos na **Figura 2**, que descreve os principais componentes do modelo utilizando diagramas de estoque e fluxo. “Domicílios” é a unidade de análise utilizada para medir populações de potenciais aderentes e aderentes, uma vez que o sistema de energia solar fotovoltaica geralmente pertence a uma família. De fato, o total de domicílios,  $TH$  é calculado dividindo a população,  $P$  pela média de pessoas em um domicílio,  $q$  (Eq. 3).

$$TH = P / q \tag{3}$$

A adoção da energia fotovoltaica é considerada para clientes domiciliares que vivem em casas com direitos exclusivos sobre o telhado. Os potenciais aderentes da energia fotovoltaica aumentam de acordo com o crescimento da população e novas habitações no local sem instalações fotovoltaicas. Os domicílios dispostos a aderir, *HWA*, aumentam pela fração disposta a aderir, *FWA*, e pelo crescimento da população, que é calculado como o total de domicílios, *TH*, menos o potencial de aderentes domiciliares, *M*, e aderentes, *N* (Eq. 4).

$$HWA = FWA \cdot (TH - M - N) \tag{4}$$

A fração disposta a aderir é uma função que compara o *Custo Fotovoltaico* de eletricidade e a *Tarifa* da eletricidade para representar a atratividade pela instalação fotovoltaica (Sterman, 2000).



**Figura 2.** Estoques e fluxos do setor residencial de espiral de morte da empresa de serviços públicos.

Nessa pesquisa, o custo de distribuição é modelado de forma endógena. O custo de distribuição é principalmente volumétrico, ou seja, os custos fixos são distribuídos sobre o uso de energia dos domicílios ou a demanda líquida de eletricidade. O modelo calcula o custo de distribuição com base no princípio de que a empresa de serviços públicos deve recuperar completamente os custos fixos, atingindo o requisito de receita total. Eq. 5 a 9 mostram como o custo de distribuição é modelado de forma endógena.

$$D_t = \frac{DNC}{E_{vt}} \quad (5)$$

$$E_{vt} = EM + EN \quad (6)$$

$$EM = M \cdot (Z - S) \quad (7)$$

$$EN = (TH - M) \cdot Z \quad (8)$$

$$\text{Receita da empresa de serviços públicos} = D_t \cdot E_{vt} \quad (9)$$

Onde  $D_t$  é o custo de distribuição,  $DNC$  são os custos da rede de distribuição,  $E_{vt}$  é a demanda de eletricidade por nível de tensão,  $EM$  é a demanda de eletricidade dos adotantes fotovoltaicos,  $EN$  é a demanda de eletricidade dos não adotantes da energia fotovoltaica,  $Z$  é o consumo médio de energia por domicílio e  $S$  é a microgeração por domicílio.

### 3. Casos de aplicação

Esta seção apresenta os casos de aplicação: Mercados de eletricidade colombiano e brasileiro. No entanto, ambos os mercados da eletricidade apresentam diferenças regulatórias. Ambos os países têm capacidade hidrelétrica semelhante e alto potencial de energia solar.

#### 3.1 Colômbia

A Colômbia está localizada na zona equatorial da América do Sul, com alta disponibilidade de sol e uma radiação solar média de 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia, o que é favorável à implantação fotovoltaica (UPME & IDEAM, 2005). Apesar de seu potencial solar, a implementação de recursos baseados em energia solar tem sido apenas cerca de 9 e 11 MWp (UPME, 2015b), enquanto sua geração é predominantemente hidrelétrica (cerca de 70%) (UPME, 2015a). Este artigo considera a difusão de painéis solares em telhado apenas no setor residencial, embora seja atraente devido ao seu grande potencial - cerca de 40% da demanda total de eletricidade (SUI, 2015) – que deixa de fora os setores industrial, comercial e institucional – subestimando claramente o efeito geral que a difusão fotovoltaica pode perpetrar no sistema.

Além disso, a difusão fotovoltaica não é apenas favorecida pela Lei 1715 (Congresso da República da Colômbia, 2014), mas também porque a tecnologia alcançou paridade na rede em um grande número de áreas urbanas do país (Jiménez *et al.*, 2014; SUI, 2016). Embora os efeitos da Lei ainda sejam incertos, há, no entanto, desafios no negócio de geração e distribuição de eletricidade, conforme discutido em Jiménez *et al.*, (2016) e Castaneda *et al.*, (2016).

Em 1994, o mercado colombiano de eletricidade adotou o design britânico baseado em *pool*: desagregando as empresas de geração, transmissão, distribuição e comércio, e criando concorrência na geração e comercialização, de acordo com a tendência de liberalização que dominou a indústria na época (Larsen, Dyner, Bedoya V, & Franco, 2004). Em relação à tecnologia, a Colômbia tem uma grande parcela de energia hidrelétrica (cerca de 70% da capacidade instalada total) e um alto potencial para fontes de energia não convencionais. A radiação solar média é de 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia e o potencial de energia eólica na região norte é de 21 GW (excedendo sua capacidade instalada atual, que equivale a 16 GW) (Pérez & Osorio, 2002; UPME, 2005; “XM,” 2015). Além disso, o governo tomou uma medida importante para apoiar o desenvolvimento das energias renováveis, através da Lei 1715 (Congresso da República da Colômbia, 2014).

Isso envolve riscos, considerando que: i) o crescimento sustentado na demanda de eletricidade poderia levar a faltas de energia devido a secas causadas pelo fenômeno El Niño (Larsen et al., 2004); ii) desconsiderando a imperfeição da rede, durante uma estação de chuvas médias, a energia hidrelétrica é capaz de atender a 100% da demanda; iii) à medida que o despacho de eletricidade opera de acordo com regras da ordem de mérito, não há incentivos de mercado para energia *firme* - a capacidade de fornecer energia durante períodos secos - diferente do mecanismo de capacidade em vigor; e iv) quando a Colômbia enfrenta escassez de gás natural, a geração térmica opera com combustíveis líquidos importados a um preço alto de 25USD/MWh, o que, devido a despesas logísticas, é insustentável uma vez que o pico do preço do sistema não é muito superior a 15USD/MWh. No curto e médio prazo, o gás importado não é uma solução, uma vez que a infraestrutura é inadequada.

Em resumo, a Colômbia foi escolhida para análise devido às condições propícias para o desenvolvimento de energia solar fotovoltaica, como a alta radiação solar, a nova Lei de energias renováveis e a disponibilidade de dados de qualidade. Portanto, é necessário estudar as ações transitórias para ajudar as distribuidoras a se adaptarem às mudanças que podem surgir no futuro. Esta pesquisa tenta atender a essa necessidade.

## 3.2 Brasil

Diversas características tornam o sistema de energia brasileiro uma aplicação interessante. O Brasil é o maior mercado de energia da América Latina. Sua capacidade instalada atinge 116 GW e a energia hidrelétrica representa 70% da energia produzida (MME & EPE, 2015). O modelo regulatório brasileiro é baseado em contratos de longo prazo, que visam garantir fornecimento confiável de energia para os consumidores com expansão de menor custo (Maurer & Barroso, 2011). Desde 2004, a eletricidade é negociada em dois ambientes de comércio de energia: O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, as empresas de distribuição compram energia de geradoras por meio de leilões de energia de contratos de longo prazo para atender à demanda de eletricidade de consumidores cativos (regulados). Na ACL, consumidores livres podem negociar contratos bilaterais com as geradoras (Rego, 2013). Além disso, as empresas de distribuição são obrigadas a cobrir 100% da demanda esperada por contratos de energia.

A meta de energia renovável do Brasil exige que 70% de sua energia seja proveniente de fontes renováveis até 2020 (Ministério da Fazenda, 2015). Essa meta atribui grande importância ao desenvolvimento de energia solar fotovoltaica no Brasil, com condições favoráveis para a energia solar fotovoltaica, uma vez que as tarifas de eletricidade são altas, os custos do sistema fotovoltaico são baixos e a radiação solar atinge entre 6,5 e 7,0 kW kWh/m<sup>2</sup>/dia (Bueno *et al.*, 2006). A viabilidade dos sistemas solares fotovoltaicos é analisada no Brasil, particularmente em Minas Gerais, o segundo maior estado do país com potencial de energia solar fotovoltaica de telhado em nível residencial - 3675MW (EPE, 2014). No entanto, a adoção fotovoltaica de consumidores residenciais, industriais e comerciais de baixa tensão é o foco do presente estudo.

Em 2012, o Brasil estabeleceu um sistema de compensação de energia elétrica para sistemas de geração distribuída de pequena escala, por meio da regulamentação 482. O programa brasileiro de compensação de energia elétrica permite que os produtores de energia recebam créditos pelo fornecimento de excedente de energia para a rede elétrica, que podem ser utilizados para reduzir a conta de eletricidade do mês seguinte ou como uma compensação para geração remota para abater os custos de consumo em outros locais vinculados ao mesmo cliente e área de distribuição. Esse esquema também permite que os clientes que não possuem espaço no telhado aproveitem as oportunidades de economia de energia solar via esquemas de geração compartilhada (Aneel, 2012). Os créditos são válidos por até cinco anos. Além disso, a eletricidade retirada da rede elétrica é paga pela tarifa de eletricidade vigente (Aneel, 2015).

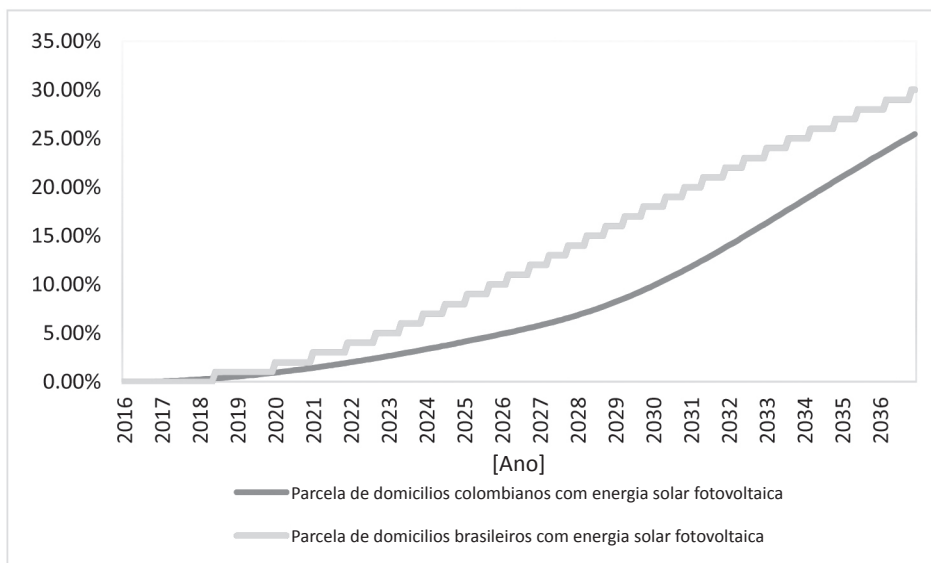
Diversos trabalhos abordaram os efeitos da difusão doméstica da energia solar fotovoltaica sobre as taxas, o lucro das empresas de serviços públicos e a curva de carga (Januzzi & Melo, 2013; Cai *et al.*, 2013; Darghouth *et al.*, 2016; Jiménez, Franco, & Dyner, 2016). No entanto, aspectos importantes relacionados a esse tópico permanecem sem resposta. Em particular, o efeito que a difusão fotovoltaica na residência tem nos países hidrelétricos permanece desconhecido, em base comparativa. Este capítulo preenche a lacuna acima mencionada utilizando uma abordagem dinâmica do sistema.

#### 4. Resultados

Esta pesquisa aplica o modelo de simulação que foi criado para a Colômbia e para o estado de Minas Gerais, no Brasil. Em seguida, esta seção discute os resultados da simulação que aborda as questões colocadas.

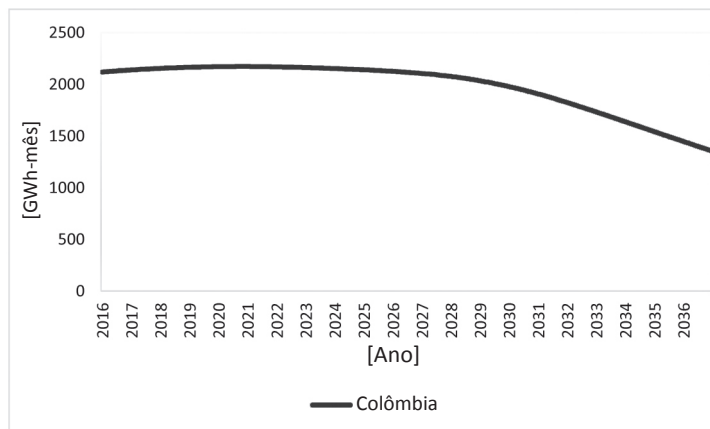
- Qual é o potencial impacto da energia solar de telhado residencial sobre as empresas de distribuição?

Em 2036, a porcentagem de adoção de energia fotovoltaica em relação ao número total de clientes será de 30% e 25% para o setor residencial brasileiro e colombiano, respectivamente. Particularmente, a capacidade fotovoltaica total instalada para o setor residencial na Colômbia em 2036 será de 7,2 GW, considerando um tamanho médio de painel de 1,7kW. Para o caso brasileiro, Minas Gerais, a capacidade solar fotovoltaica residencial representa aproximadamente 276 MW, considerando um tamanho médio de painel de 1,2 kW. (Vide **Figura 3**)



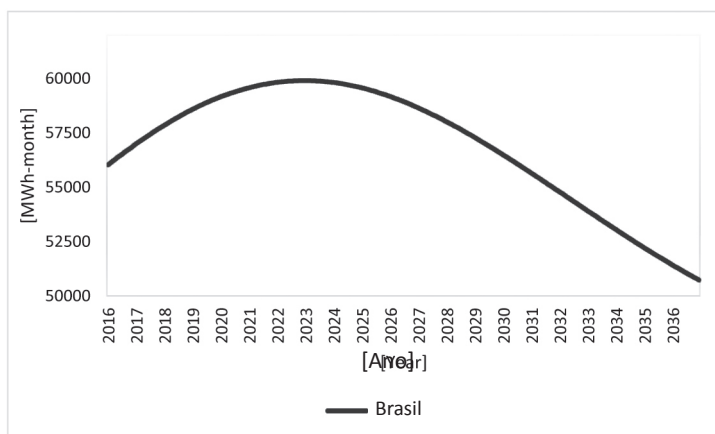
**Figura 3.** Parcela de domicílios com energia solar fotovoltaica

De 2016 a 2036, a demanda de energia residencial diminuirá a uma taxa de 0,5% por ano na região brasileira de Minas Gerais. Enquanto na Colômbia, a demanda de energia residencial diminuirá a uma taxa de 2% por ano.



**Figura 4.** O consumo colombiano de energia do setor residencial

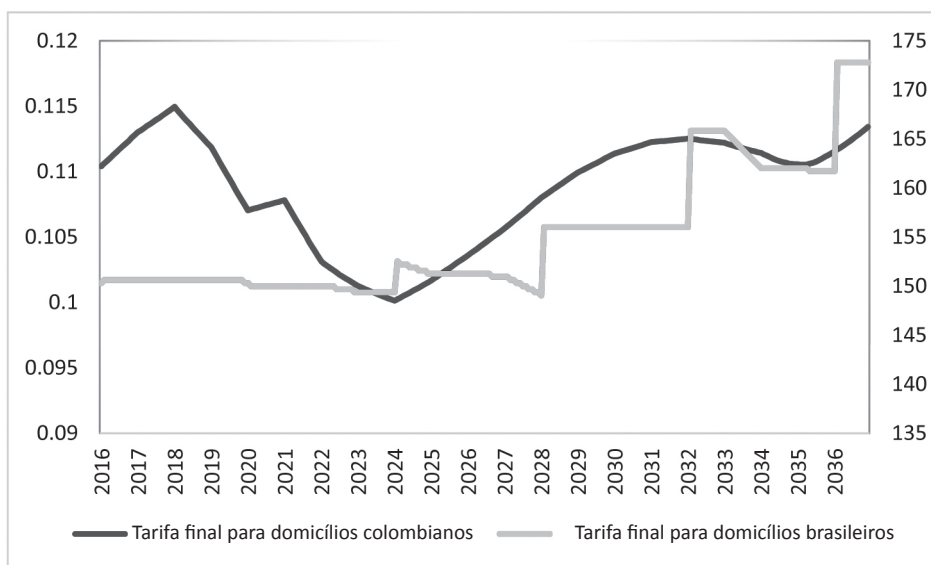




**Figura 5.** O consumo brasileiro, em Minas Gerais, de energia do setor residencial

Entre 2016 e 2036, a tarifa de distribuição para o setor residencial no Brasil aumentará 55%. Comportamento semelhante é visto na tarifa de distribuição do cliente residencial na Colômbia, onde cresce 56%. No Brasil, a revisão da tarifa é mais notável porque a tarifa de distribuição é calculada anualmente, com um atraso de quatro anos, e permanece constante durante cada período até uma nova revisão, o que explica o padrão de etapas.

Na região brasileira de Minas Gerais, o custo de energia para a empresa de distribuição, ou seja, o custo de compra de eletricidade para geradoras através de contratos caiu 11% devido à penetração de energia solar fotovoltaica e ao vencimento do contrato. Na Colômbia, a penetração da energia solar fotovoltaica causa oscilação no custo de energia, que é modelado de forma endógena. O comportamento desses componentes tarifários é representado na **Figura 6**.



- Quais condições de mercado podem levar a uma espiral da morte para as empresas de serviços públicos?

Na Colômbia, se os domicílios contarem com instalações de painéis superiores a 3kW, o sistema entrará em colapso em 2035. A difusão de grande escala da energia solar fotovoltaica provoca a maior tarifa residencial, uma vez que os custos da rede são espalhados por um consumo de energia que reduzirá até 2035 - uma vez que a produção total de energia solar fotovoltaica menos o consumo total de energia cai drasticamente no setor residencial para este caso hipotético (Castaneda *et al.*, 2017).

No Brasil, o sistema de compensação de energia elétrica é claro para os aderentes da energia fotovoltaica. O excedente de energia solar fotovoltaica não é compensado com dinheiro, e os créditos são acumulados para o próximo período. Esses créditos possuem validade. Portanto, parece não existir um incentivo para os aderentes de energia fotovoltaica terem sistemas sobredimensionados de energia fotovoltaica. Entretanto, pode haver um incentivo, caso os aderentes de energia fotovoltaica que tenham diversas propriedades decidam aproveitar o sistema de compensação de energia elétrica virtual. Contudo, isso também pode ser motivado se o Governo brasileiro criar um ambiente propício para novos modelos de negócios, como energia solar comunitária com base em *crowdfunding* (Funkhouser *et al.*, 2015).

- O que reguladores e distribuidoras podem fazer para evitar que uma espiral da morte alcance o bem-estar social?

O desafio para o formulador de políticas energéticas é integrar os sistemas fotovoltaicos garantindo a sustentabilidade do sistema, ou seja, acessibilidade para os clientes. Intervenções alternativas que podem ser implementadas para enfrentar o problema da espiral da morte incluem: (i) reduzir a relação entre a tarifa de eletricidade e o custo da energia solar fotovoltaica, internalizando os custos de transmissão/distribuição envolvidos no apoio aos domicílios, o que, por sua vez, aumentará os custos de transição dos sistemas solares fotovoltaicos; (ii) modificar os métodos de compensação dos prosumidores (por exemplo, Sistema de Compensação de Energia Elétrica) para reduzir os incentivos para instalar matrizes fotovoltaicas sobredimensionadas; (iii) mudar as tarifas para a tarifa de distribuição. Além disso, as empresas distribuidoras podem assumir posturas diferentes para proteger seus modelos de negócios da espiral da morte, tomando ações como: (iv) mudar proativamente seu modelo de negócios; e (v) cobrar seus serviços de forma estratégica (Costello & Hemphill, 2014; Poisson-de Haro & Bitektine, 2015).

## Conclusões

Este capítulo explora os efeitos da energia solar fotovoltaica sobre as empresas distribuidoras de eletricidade no Brasil e na Colômbia. As consequências no longo prazo da implantação da energia solar fotovoltaica incluem reduções nas vendas resultantes de uma maior adoção da energia fotovoltaica e maiores perdas de receita para as empresas de serviços públicos.

Resultados indicam que a espiral da morte para as empresas de serviços públicos é possível quando ocorrem alguns ciclos viciosos, onde o custo da energia elétrica fotovoltaica, a tarifa da eletricidade e a taxa de adoção de energia fotovoltaica para os clientes são variáveis críticas. A revisão da tarifa de distribuição exacerba o efeito da espiral da morte, aumentando as tarifas de distribuição como consequência da adoção de energia fotovoltaica e, portanto, reduzindo o consumo de energia. As consequências no médio e longo prazo da espiral da morte incluem reduções nas vendas resultantes de uma maior adoção da energia fotovoltaica e maiores perdas de receita para as distribuidoras.

Em relação a essas preocupações, foram analisadas diferentes estratégias para lidar com a espiral da morte. As estratégias visam ajudar o processo de transição das empresas distribuidoras para diferentes modelos de negócios, principalmente tomando cuidado com os danos sociais por não tomar medidas preventivas, não favorecendo as empresas

de serviços públicos sobre os benefícios sociais e apenas fornecendo alternativas para evitar a espiral da morte como uma possível ameaça para a sustentabilidade do sistema e o bem-estar social .

Uma vez que a empresa de distribuição tem contratos de energia com uma duração muito longa, o custo da energia não é muito sensível à alta adoção de energia fotovoltaica. Portanto, a redução nos custos de energia não compensa os aumentos das tarifas de distribuição levando ao aumento da tarifa elétrica.

Para o Brasil, uma vez que as distribuidoras realizam contratos de energia com durações muito longas, as tarifas de energia não são muito sensíveis à alta adoção de energia fotovoltaica no curto prazo e os aumentos tarifários ocorrem com atraso. Para o caso colombiano, a tarifa de eletricidade aumenta instantaneamente e, em média, tende a ser maior do que no caso do Brasil.

As consequências no médio e longo prazo da espiral da morte para a empresa de distribuição de eletricidade incluem reduções nas vendas resultantes de uma maior adoção da energia fotovoltaica e maiores perdas de receita para as empresas de serviços públicos. Especificamente, os bens públicos afetados por uma espiral de morte incluem confiabilidade da rede elétrica: se um grande número de clientes se tornarem prosumidor, a confiabilidade da rede é destruída e todos perdem porque os domicílios permanecem conectados à rede elétrica e a distribuição de eletricidade torna-se insustentável. Essa situação sugere que esforços para proteger o sistema dos efeitos negativos de uma espiral da morte seriam desejáveis para possibilitar uma transição suave da tecnologia do sistema de fornecimento.

Embora o design de mercado tenha diferenças entre os casos colombiano e brasileiro, os efeitos de médio e longo prazo são semelhantes, e as descobertas, a recomendação e as lições não diferem significativamente.

## Referências

Aneel. (2012). *Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012.*

Aneel. (2015). *Agência nacional de energia elétrica – aneel resolução normativa Agência nacional de energia elétrica – aneel resolução normativa N° 687.*

Bass (1969) *New product growth.pdf.* (n.d.).

Bonbright, J. C., Danielsen, A. L., & Kamerschen, D. R. (1961). *Principles of public utility rates.* *New York: Columbia University Press.*

Breyer, C., & Gerlach, A. (2013). Global overview on grid parity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 121–136.

Bronski, Peter; Creyts, Jon; Guccione, Leia; Madrazo, Maite; Mandel, J., Rader, B., & Seif, Dan; Liliental, Peter; Glassmire, John; Abromowitz, Jeffrey; Crowdis, Mark; Richardson, John; Schmidt, E. T. H. (2014). *The economics of grid defection: When and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service.*

Bueno Pereira, E., Ramos Martins, F., Luna de Abreu, S., & R  ther, R. (2006). *Brazilian Atlas of solar energy.*

Cai, D. W. H., Adlakha, S., Low, S. H., Martini, P. De, & Chandy, K. M. (2013). Impact of residential PV adoption on Retail Electricity Rates. *Energy Policy*, 62, 830–843. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.009>

Castaneda, M., Franco, C., & Dyer, I. (2016). *The effect of technology transformation on the electricity utility industry.*

Castaneda, M., Franco, C. J., & Dyer, I. (2017). Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, 110(65), 105–116. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063>

Congreso de la Rep  blica de Colombia. Ley 1715. Por la cual se regula la integraci  n de las energ  as renovables no convencionales al Sistema Energ  tico Nacional (2014). Colombia.

Costello, K. W., & Hemphill, R. C. (2014). Electric Utilities' "Death Spiral": Hyperbole or Reality? *The Electricity Journal*, 27(10), 7–26. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.011>

CREG. (1997). Resoluci  n 31 de 1997 - Formula tarifaria.

Darghouth, N. R., Wiser, R. H., Barbose, G., & Mills, A. D. (2016). Net metering and market feedback loops : Exploring the impact of retail rate design on distributed PV deployment, 162, 713–722. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.120>

Deloitte. (2015). *The future of the global power sector.*

ECSIM. (2012). An  lisis de la regulaci  n y estructura tarifaria para los pa  ses de la comparaci  n.

EPE. (2012). An  lise da Inser  o da Gera  o Solar na Matriz El  trica Brasileira.

EPE. (2014). *Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos*.

Funkhouser, E., Blackburn, G., Magee, C., & Rai, V. (2015). Business model innovations for deploying distributed generation : The emerging landscape of community solar in the U.S. *Energy Research & Social Science*, 10, 90–101. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.07.004>

Gischler, C., & Janson, N. (2011). *Perspectives for Distributed Generation with Renewable Energy in Latin America and the Caribbean*.

Hledik, R. (2014). Rediscovering Residential Demand Charges. *The Electricity Journal*, 27(7), 82–96. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.07.003>

Irena. (2017). *Rethinking energy accelerating the global energy transformation*.

IRENA. (2015). *Renewable Energy Target Setting*. Abu Dhabi. Retirado de [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Target\\_Setting\\_2015.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Target_Setting_2015.pdf)

Januzzi, G. D. M., & Melo, C. A. de. (2013). Energy for Sustainable Development Grid-connected photovoltaic in Brazil : Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, 17(1), 40–46. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.10.010>

Jiménez, M., Cadavid, L., & Franco, C. (2014). Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia. *Dyna*, 188(188), 237–245. <https://doi.org/10.15446/dyna.v81n188.42165>

Jimenez, M., Franco, C. J., & Dyner, I. (2016). Diffusion of renewable energy technologies : The need for policy in Colombia. *Energy*, 111, 818–829. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.051>

Jiménez, M., Franco, C. J., & Dyner, I. (2016). Diffusion of renewable energy technologies: the need for policy in Colombia. *Energy*, 111, 24. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.051>

Larsen, E. R., Dyner, I., Bedoya V, L., & Franco, C. J. (2004). Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, 32(15), 1767–1780. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00167-8](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00167-8)

Mahajan, V., Muller, E., & Bass, F. M. (1990). New product diffusion models in marketing: A review and directions for research. *Journal of Marketing*, 54, 125–177.

Maurer, L. T. A., & Barroso, L. A. (2011). *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices*.

Ministry of Economic Affairs. (2015). *Market Study : PV Energy in Brazil*. São Paulo.

MME, & EPE. (2015). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*.

Pérez-Arriaga, I. J., Ruester, S., Schwenen, S., Battle, C., & Glachant, J.-M. (2013). *From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs*. <https://doi.org/10.2870/78510>

Pérez, E., & Osorio, J. A. (2002). Energía, Pobreza y Deterioro Ecológico en Colombia: Introducción a las Energías Alternativas. *Topográficas*.

Poisson-de Haro, S., & Bitektine, A. (2014). Global sustainability pressures and strategic choice: The role of firms' structures and non-market capabilities in selection and implementation of sustainability initiatives. *Journal of World Business*. <https://doi.org/10.1016/j.jwb.2014.10.009>

Ren21. (2016). *Renewables 2016 global status report*.

Röpke, L. (2013). The development of renewable energies and supply security: A trade-off analysis. *Energy Policy*, 61, 1011–1021. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.015>

Satchwell, A., Mills, A., & Barbose, G. (2015). Quantifying the financial impacts of net-metered PV on utilities and ratepayers. *Energy Policy*, 80, 133–144. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.043>

Solar Power Europe. (2016). Global market outlook for solar power/2016-2020, (February 2016).

Sterman, J. D. (2000). *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world*. (I. McGraw-Hill, Ed.), Boston et al: Irwin McGraw-Hill. Unites States: Jeffrey J. Shelstad.

SUI. (2015). Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios. Servicio de Energía. Reportes.

Super Intendencia de servicios publicos. (2016). PRIMEROS EFECTOS DEL NIÑO 2015 - 2016. <http://www.superservicios.gov.co/content/download/10412/85315/version/1/file/Informe+103.pdf>.

Taylor, M., Ralon, P., & Ilas, A. (2016). *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025*.

UPME. (2005). *Unidad de Planeación Minero Energética. Atlas de Radiación solar de Colombia*.

UPME. (2015a). Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2028. Bogotá.

UPME. (2015b). Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2015. Bogotá.

UPME, & IDEAM. (2005). Atlas de radiación de Colombia.

XM. (2015).





# Sistema de Compensação de Energia Elétrica em Nevada: Um Estudo de Caso<sup>1</sup>

---

Dilek Uz, Jeanne Wendel, Thomas Harris  
Universidade de Nevada, Departamento de Economia de Reno

## Resumo

A estrutura tarifária *Net Energy Metering* (NEM) foi implementada pela primeira vez nos EUA em 1983, com o objetivo de incentivar a geração renovável. Sob essa estrutura tarifária, a *utility* precisa comprar a energia injetada na rede pelo cliente. Essa compra é obrigatória e deve se dar mesmo que existam fornecedores disponíveis a preços mais baixos. Além disso os clientes que participam do modelo NEM não possuem obrigação contratual de vender essa energia. Nos EUA, 44 estados implementaram estruturas tarifária do tipo NEM, e a maioria desses estados limitou sua adoção. À medida em que os estados se aproximavam ou atingiam esses limites, os reguladores e formuladores de políticas passaram a enfrentar duas questões relacionadas: a) O estado deveria aumentar o limite e continuar a oferecer a estrutura NEM para clientes com sistemas de geração fotovoltaica distribuída? b) Se não, como o estado deveria realizar a transição para uma nova estrutura tarifária para esses clientes?

Reguladores e formuladores de políticas que enfrentam essas questões encomendaram análises e implementaram mudanças em 27 estados. Eventos recentes ocorridos no estado de Nevada jogaram luz sobre as possíveis implicações políticas associadas o fim do modelo NEM vigente, dado o alto nível atual de preocupação da sociedade com os impactos de longo prazo que estão associados às mudanças climáticas. Tais eventos demonstram a importância da percepção e da compreensão do público sobre as questões regulatórias do NEM, assim como o desafio de transmitir informações claras por meio dos canais de mídia.

Este capítulo preenche a lacuna existente entre análises mais aprofundadas, fornecidas em relatórios técnicos, e descrições mais acessíveis de eventos específicos, fornecidas por meio dos canais de mídia. Ele fornece um resumo não-técnico das vantagens e desvantagens da geração distribuída fotovoltaica. O capítulo também descreve a sequência de eventos ocorrida em Nevada à medida que os reguladores e formuladores de políticas abordavam os problemas apresentados pela estrutura tarifária do modelo NEM no estado. Conclui-se que a tecnologias emergentes associadas às redes inteligentes podem fornecer soluções para esses problemas, solucionando problemas de gerenciamento da rede impostos pela compra compulsória pela *utility* de energia gerada por prossu- midores fotovoltaicos. Além disso, essa tecnologia gerará novos tipos de dados, mais desagregados, que darão suporte aos detalhados estudos de custo necessários para resolver questões sobre até que ponto os clientes que não adotam o modelo NEM subsidiam os clientes que o adotam.

---

<sup>1</sup> Este material é baseado no trabalho apoiado pela Fundação Nacional da Ciência sob Concessão nº IIA-1301726.

## 1. Introdução

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*Net Energy Metering* - NEM) é um sistema de compensação para clientes ligados à rede da distribuidora com capacidade de geração local. Normalmente, esses clientes possuem ou alugam painéis solares em suas próprias residências. No entanto, o sistema de compensação de energia elétrica pode ser aplicado à eletricidade gerada a partir de uma ampla gama de fontes de energia, como energia eólica, geotérmica ou de biomassa. Dentro da estrutura tarifária do NEM, o cliente consome a eletricidade gerada localmente, bem como a eletricidade gerada, transmitida e distribuída pela empresa de distribuição.<sup>2</sup> A geração de eletricidade de forma descentralizada com equipamentos de pequena escala é denominada geração distribuída (GD). A geração distribuída poderia ocorrer sob diversos sistemas de compensação, um esquema NEM.

Durante os períodos em que a eletricidade gerada pelo cliente excede o consumo de eletricidade do cliente, o excesso de eletricidade gerada pelo cliente é entregue para a rede de distribuição e transmissão. O cliente paga a tarifa da distribuidora pela eletricidade líquida consumida durante um período específico de tempo. Esse consumo líquido de eletricidade normalmente é calculado mensalmente nos estados dos Estados Unidos. No entanto, a maioria dos estados permite a transferência de créditos não utilizados para o mês seguinte. A Califórnia, por exemplo, calcula o consumo líquido ao longo de um período de 12 meses. A adoção do modelo NEM geralmente é justificado como um meio de incentivar investimentos privados em energia renovável e diversificar as fontes de energia, enquanto ajuda a economia local e o meio ambiente.

Sob esse sistema de compensação, as empresas de serviços públicos compram energia gerada pelo cliente essencialmente seguindo o preço praticado na distribuição na taxa de varejo. Além disso, essas compras não são opcionais: as distribuidoras não podem se recusar a comprar energia gerada pelo cliente quando os preços oferecidos por outros produtores de energia são menores do que a taxa de varejo obrigatória. A maioria dos estados, portanto, preconizava limites para a capacidade instalada de energia gerada pelo cliente que se qualificaria para as taxas do NEM.

A primeira lei do sistema de compensação de energia elétrica dos Estados Unidos foi promulgada em Minnesota, em 1983 (Wan e Green (1998)). Na época, a participação de fontes renováveis na geração de eletricidade dos EUA era insignificante. O NEM surgiu como uma forma inovadora de atrair investimentos privados em geração

---

<sup>2</sup> A transmissão refere-se à transferência da eletricidade de alta tensão da usina para os transformadores que reduzem sua voltagem e é reduzida. A distribuição, por outro lado, é feita em níveis mais baixos de tensão.

renovável. Para as empresas distribuidoras, realizar tais empreendimentos ambientalmente corretos e simultaneamente permitir que os clientes economizassem dinheiro era uma oportunidade para construir boa reputação com baixo custo extra<sup>3</sup>. Em janeiro de 2011, as instalações de NEM totalizavam 2.024 megawatts, menos de 0,2% da capacidade total de geração.<sup>4</sup>

Recentemente, o consenso em relação a razões antropogênicas que estão por trás dos aumentos na temperatura da superfície terrestre tem se fortalecido entre os cientistas (Stenhouse, Maibach, Cobb, Ban, Bleistein, Croft, Bierly, Seitter, Rasmussen e Leiserowitz (2014), Cook, Nuccitelli, Green, Richardson, Winkler, Painting, Way, Jacobs e Skuce (2013)). Em resposta às preocupações com as mudanças climáticas e a qualidade ambiental, os governos estaduais e federal nos EUA aumentaram a dependência de fontes de energia renováveis, oferecendo subsídios e aprovando regulamentos em favor do NEM. Ao mesmo tempo, os avanços tecnológicos reduziram drasticamente o custo dos painéis solares fotovoltaicos (Barbose e Darghouth (2016)). Essas tendências tornaram a tecnologia de geração de telhado solar residencial acessível e desejável para famílias de renda média ou média-alta nos EUA e a capacidade instalada de NEM quase dobrou de 2013 a 2016 (vide Figura 1).

Em outubro de 2016, 44 estados e o Distrito de Columbia implementaram políticas obrigatórias de NEM com regras variadas<sup>5</sup>. Além disso, dois estados (Idaho e Texas) permitiram que as empresas de serviços públicos implementassem voluntariamente o sistema NEM e três estados (Nevada, Mississippi e Geórgia) implementaram sistemas de compensação não relacionadas ao NEM para a energia gerada pelo cliente. Entretanto, o status não relacionado ao NEM em Nevada durou pouco, uma vez que a política foi revertida na sessão legislativa subsequente.

Diversos estados estão realizando revisões em seus sistemas de compensação de energia elétrica. Devido às reduções programadas nos créditos fiscais federais relacionados à energia e ao aumento do reconhecimento dos desafios impostos pela estrutura tarifária do NEM, a sustentabilidade do NEM sem algumas mudanças importantes é questionável, na melhor das hipóteses (Price, Ming, Ong e Grant (2016)). Em resposta, reguladores de 27 estados com NEM realizaram mudanças ou conduziram outros estudos sobre as políticas do NEM recentemente (Inskeep, Case, Daniel, Lips, Proudlove e Shresta (2015)). Essas políticas em nível de estado devem desempenhar uma função chave na definição do futuro da geração distribuída, devido ao fato de que as empresas

---

3 Principalmente na forma de receitas perdidas.

4 Fonte: <http://www.eia.gov/electricity/data/eia826/>. Acessado em agosto de 2016.

5 Fonte: <http://www.ncsl.org>. Acesso em julho de 2016

de serviços públicos, como as distribuidoras, dos Estados Unidos normalmente são regulamentadas por comissões regulatórias estaduais.

Fontes de informações em torno desta questão são limitadas a relatórios altamente técnicos e cobertura de mídia que tendem a ser limitados ao relato de eventos específicos e/ou argumentos unilaterais. O objetivo desse trabalho é preencher a lacuna, fornecendo uma conta abrangente, imparcial e relativamente acessível deste tópico bastante complicado. Nesse capítulo, discutimos as vantagens e desvantagens das políticas do NEM do ponto de vista conceitual e, em seguida, descrevemos os eventos em Nevada que fornecem uma ilustração concreta das implicações concretas dessas questões e a função dos dados e análise dos debates políticos. Concluímos discutindo o potencial de aprimoramento das técnicas de estimativa de custo, apoiado por dados da tecnologia de redes inteligentes, com o objetivo de apoiar políticas para utilizar eletricidade gerada pelo cliente, ao passo que reduz as desvantagens da estratégia do NEM.

## **2. Vantagens e Desvantagens da Estrutura Tarifária do NEM**

Enquanto as estruturas tarifárias do NEM facilitam diversos objetivos políticos, elas também representam desafios significativos. A formulação efetiva de políticas exige uma avaliação imparcial de todos os aspectos, na medida do possível. Uma vez que a maioria dos aspectos técnicos em relação ao setor elétrico é altamente específica à localização, análises de engenharia locais rigorosas podem ser necessárias para validação de alguns dos itens mais do que a extrapolação de estudos realizados em outras regiões. **[A. Benefícios oferecidos pelo NEM**

A geração distribuída facilitada pelas estruturas tarifárias do NEM oferece diversos benefícios. Primeiro, quando a geração ocorre no local, a eletricidade utilizada por esses consumidores não passa pelas linhas de transmissão. Isso reduz as perdas ocorridas durante a transmissão e a distribuição, que são diretamente proporcionais à quantidade de energia transmitida a qualquer momento. Além disso, a redução do fluxo energético na rede de transmissão pode reduzir a taxa de depreciação dos componentes da rede elétrica. Note, no entanto, que essas perdas evitadas serão limitadas se a maior parte da geração distribuída for exportada para a rede elétrica.

Em segundo lugar, a geração distribuída poderia diminuir a necessidade de investimentos para expansão da geração e da transmissão. Em troca do status de monopólio, a empresa regulada deve atender aos padrões de confiabilidade. Isso significa que a distribuidora do estado de Nevada (NVEnergy), que é verticalmente integrada, deve

manter geração, transmissão e capacidade de distribuição suficientes para fornecer a energia elétrica demandada nos horários de pico. Portanto, o grau em que a existência de capacidade de geração descentralizada evita a necessidade da empresa de investir em novas capacidades depende do nível de coincidência entre a geração distribuída e a demanda de pico. Essa relação entre as demandas de pico do horário do dia e da estação do ano e a geração local de pico do horário do dia e na estação do ano é específica a cada localidade.

Em terceiro lugar, a geração distribuída diversifica o “portfólio” geográfico de recursos energéticos, oferecendo proteção contra potenciais riscos naturais e físicos causados pelo homem. Perez e Collins (2004) sugerem que o apagão de 2003, que afetou os Estados Unidos e o Canadá, poderia ter sido evitado com unidades geradoras de energia fotovoltaica estrategicamente localizadas. Outro benefício associado à maior capacidade de geração geograficamente diversificada é a redução das flutuações na quantidade global de oferta desses recursos. Ho e Perez (2010a) e Ho e Perez (2010b) demonstram que a intermitência de curto prazo de uma frota de geradores de energia fotovoltaica diminui no inverso da raiz quadrada de seu número se as flutuações nas gerações de cada sistema não estiverem correlacionadas. De acordo com Perez, Kivalov, Schlemmer, Hemker e Ho (2012), as correlações entre essas flutuações diminuem com a distância.

Em quarto lugar, as instalações de energia solar fotovoltaica nos telhados reduzem o aquecimento dentro das construções, diminuindo a necessidade de ar-condicionado e possivelmente aumentando a necessidade de aquecimento. Utilizando os dados coletados em San Diego, Dominguez, Kleissl e Luvall (2011) estimaram uma redução da carga de resfriamento de 38% sem impacto significativo na carga de aquecimento. Em contraste, Kapsalis e Karamanis (2015) descobriram que a carga de aquecimento aumentou 6,7% enquanto a carga de resfriamento diminuiu 17,8%, utilizando os dados coletados no oeste da Grécia.

Em quinto lugar, as instalações de energia solar distribuída podem funcionar como substitutas das usinas solares de grande escala. A energia solar de grande escala mantém uma vantagem de custo em relação às instalações de energia solar distribuída. No entanto, essa vantagem de custo pode ser compensada por impactos ambientais adversos associados a maior escala ou por incentivos incorporados em no portfólio de fontes renováveis de geração das distribuidoras. *Trade-offs* entre instalações de energia distribuída solar e usinas solares de grande escala também são específicos da localização (Turney e Fthenakis (2011)).

Por fim, as instalações de energia distribuída solar podem reduzir as emissões de carbono, na medida em que esta geração de energia substitui a geração de combustível fóssil.

## B. Desafios impostos pelo NEM

Em primeiro lugar, as instalações solares de grande escala geram eletricidade a um custo significativamente menor do que as instalações de geração distribuída. Utilizando dados de instalações de energia solar nos Estados Unidos, Barbose e Darghouth (2016) reportam que o preço mediano para sistemas residenciais instalados em 2015 foi de \$4,1/Watt de capacidade instalada, enquanto o preço para sistemas não residenciais com capacidade superior a 500 kW foi de \$2,7/Watt. Além disso, as instalações solares de grande escala geralmente produzem mais eletricidade por Watt de capacidade instalada. Esse diferencial de custo implica que a geração solar residencial não é econômica para clientes das empresas de serviços públicos que não participam do sistema NEM.

Em segundo lugar, a empresa de serviços públicos não pode restringir a eletricidade exportada para a rede pelo cliente NEM, porém pode especificar os termos em que irá comprar energia de outros produtores. Nessa situação, o sistema NEM impede as distribuidoras de garantirem a compra de energia de produtores de menor custo.

Em terceiro lugar, os clientes do NEM vendem a energia gerada principalmente no preço da tarifa de distribuição, varejo. Em contrapartida, outros produtores de energia vendem a eletricidade gerada a uma taxa menor, de atacado<sup>6</sup>, sendo que a diferença entre as tarifas de varejo e atacado cobrem os custos para transmitir e distribuir a energia. Na medida em que a geração do cliente NEM não coincide temporalmente a utilização da eletricidade, os clientes do NEM utilizam as exportações (e as importações) para (e a partir da) a rede sem pagar os serviços da rede elétrica. Isso implica um subsídio cruzado de clientes que não adotaram o sistema de compensação NEM para clientes que o adotaram.

Em quarto lugar, os clientes NEM podem utilizar os serviços da rede elétrica gratuitamente para resolver discrepâncias entre a produção de e o consumo de eletricidade. A disponibilidade desses serviços minimiza os incentivos para que os clientes do NEM ajustem o tempo de consumo de eletricidade ou invistam na capacidade da bateria de armazenamento.

Em quinto lugar, a estrutura da geração distribuída exacerba o problema imposto pela natureza intermitente da geração de energia solar e eólica. Imagine uma situação hipotética em que uma grande nuvem faz uma sombra sobre todos os painéis solares em uma cidade. Os painéis solares nesta cidade não gerarão energia até que a nuvem se afaste. Uma casa com painéis solares fotovoltaicos no telhado não só deixará de expor-

---

<sup>6</sup> A tarifa de eletricidade é de aproximadamente 12c/kWh em Nevada, por exemplo, enquanto a taxa de atacado pode ser de 2c/kWh.

tar eletricidade para a rede, como também começará a importá-la instantaneamente. Essas mudanças repentinas agravarão a volatilidade no sistema geral, possivelmente aumentando a quantidade de reservas girantes necessárias para enfrentar a questão da volatilidade e aumentando a dependência do desequilíbrio do mercado para garantir a resiliência da rede elétrica global.

Por fim, a distribuidora regulamentada deve fornecer serviços universais confiáveis. Por exemplo, a NVEnergy deve comprovar custos incorridos em audiências abertas da PUCN (órgão regulador) antes que tenham permissão para aumentar as tarifas. Além disso, o modelo de negócio das distribuidoras de eletricidade é inerentemente intensivo em capital, em que grandes investimentos em capacidade de geração, transmissão e distribuição são necessários antes que a eletricidade seja vendida e os custos sejam recuperados. De acordo com as políticas regulatórias atuais, os reguladores normalmente exigem que as distribuidoras recuperem esses investimentos ao longo da vida física das usinas. Portanto, a recuperação de custos pode prolongar-se por mais de 40 anos. Quando um cliente NEM começa a utilizar menos eletricidade, a distribuidora economiza dinheiro em combustível para atender a esse cliente. No entanto, a parcela do custo fixo que foi incorrido para atender a esse cliente não diminui. Se o regulador não aumentar as taxas (para todos os clientes) para permitir que a distribuidora recupere completamente esse custo, a empresa enfrentaria “custos redundantes”. “Custos redundantes” ocorrem apenas em indústrias regulamentadas. As empresas de serviços públicos regulamentadas constroem capacidade para atender aos requisitos de atendimento ao cliente exigidos do regulador, após a aprovação do plano de construção pelo regulador. O regulador posteriormente define o preço que os clientes pagarão pela eletricidade, de acordo com o requisito legal de que os preços devem ser definidos para permitir que a empresa de serviços públicos receba um retorno razoável de seu investimento. Assim, a empresa de serviços públicos tem o dever de construir capacidade suficiente para atender seus clientes, e o regulador (que representa os clientes) tem a responsabilidade de permitir que a mesma recupere os fundos investidos. A instalação subsequente de unidades solares por parte de alguns desses clientes não anula essa responsabilidade. As empresas de serviços públicos não possuem o mesmo risco de mercado das empresas não regulamentadas, uma vez que não têm permissão para cobrar preços de compensação de mercado. Se o regulador aumentar as tarifas cobradas aos clientes que não participam do sistema NEM, os mesmos subsidiarão os clientes que participam. Se o regulador não aumentar as taxas o suficiente para permitir que a empresa distribuidora recupere seus fundos investidos, os custos não recuperados são designados como “custos redundantes”.



### 3. Estudo de Caso: Controvérsia e Política em Nevada

Nevada criou o sistema de compensação NEM em 1997, para clientes que instalaram capacidade de geração no local e que não excederam os seus respectivos consumos anuais de eletricidade. Além disso, a capacidade máxima instalada permitida foi fixada em 1 MW. Além disso, o estado exigiu que a capacidade instalada contemplada pelo sistema NEM em todo o estado não excedesse 3% da capacidade de sua demanda máxima. As instalações que utilizam energia solar, eólica, geotérmica, hidrelétrica e biomassa foram elegíveis. No entanto, a energia solar domina esse mercado e a controvérsia política é focada na geração solar nas residências e nos estabelecimentos comerciais.

O estado também reforçou seu portfólio de fontes de geração renováveis (RPS), que especifica a porcentagem de geração de eletricidade que deve utilizar fontes de energia renovável. Está estabelecido que, até 2025, 25% da geração de eletricidade deve ser baseada em fontes de energia renovável. Os clientes do NEM recebem descontos da empresa de serviços públicos por seus investimentos em capacidade de geração renovável e - em contrapartida - a eletricidade gerada por essas instalações é incluída na geração renovável necessária para atender aos requisitos de RPS. A lei de 1997 limitou os gastos com esses descontos em USD 255 milhões.

Para incentivar o desenvolvimento da indústria solar, o estado exigiu que cada quilowatt-hora gerado por usinas solares de maior escala e por painéis solares distribuídos representasse 2,45 kWh e 2,4 kWh de geração renovável, respectivamente. Portanto, cada kWh de geração dessas fontes teve um valor maior para a empresa de distribuição em comparação a outras tecnologias. Sob esta política, os sistemas solares residenciais em Nevada aumentaram a pegada de carbono porque reduziram a capacidade total necessária para atender o padrão de geração renovável. Por lei, esta política foi extinta no final de 2015, de modo que cada quilowatt-hora de eletricidade gerada a partir da energia solar é agora contabilizado como um quilowatt-hora.

O estado de Nevada também concedeu USD 614 milhões de créditos fiscais ao novo investimento de capital em geração de energia renovável no âmbito do Programa de Redução de Impostos de Energia Renovável<sup>7</sup>. Além disso, foram oferecidos empréstimos às empresas que financiam a construção de sistemas de energia renovável, como parte do esforço da Lei Americana de Recuperação e Reinvestimento de 2009, para estimular a recuperação da Grande Recessão. Coincidente com as políticas do estado para incentivar o desenvolvimento da geração de energia renovável, o governo federal

---

<sup>7</sup> Aproximadamente 90% da capacidade de geração construída no âmbito desse programa em 2015 é solar. Fonte: State of Nevada Status of Energy Report (2015)

ofereceu um crédito fiscal para sistemas residenciais de energia renovável instalados até 2019<sup>8</sup>.

A trajetória da indústria solar em Nevada foi ainda mais acelerada pelos ambiciosos esforços de diversificação econômica do estado, além dos objetivos ambientais. Em 2013, a Solar City (uma empresa de energia solar fotovoltaica de telhado residencial) recebeu um incentivo de USD 1,2 milhão para transferir suas operações para o estado<sup>9</sup>. A Solar City começou a aceitar solicitações para instalações solares em telhados em maio de 2014. Isso contribuiu para que a capacidade instalada fotovoltaica atingisse o limite estabelecido pelo regulador até então, de 3% da demanda máxima (225 MW).

Esse pacote de políticas promoveu o rápido crescimento da capacidade instalada de geração distribuída de energia solar via projetos de menor escala, em residências e estabelecimentos comerciais, em Nevada (vide Figura 2). Por sua vez, esse crescimento levantou questões econômicas ligadas ao sistema NEM. Inicialmente, essas questões se concentraram no preço pago pela eletricidade exportada para a rede e na magnitude dos potenciais subsídios cruzados entre adotantes e não-adotantes desse sistema.

Em junho de 2013, o governador do estado aprovou o Projeto de Lei 428 da Assembleia, exigindo que a Comissão de Serviços Públicos de Nevada (PUCN, que regula as empresas de serviços públicos no estado) abrisse um processo de investigação para avaliar os custos e benefícios abrangentes do sistema de compensação de energia elétrica.<sup>10</sup> Durante o processo, a PUCN solicitou soluções adequadas para responder à pergunta por meio de audiências públicas. Eventualmente, a Energy and Environmental Economics, Inc., uma empresa de consultoria privada, foi encarregada de realizar o estudo (E3 a seguir) e os primeiros resultados foram publicados em 2014 (Price, Pickrell, Kahn-Lang, Ming e Chait (2014)). Estima-se que um benefício de aproximadamente USD 36 milhões seria concedido aos não clientes do sistema de compensação de energia elétrica.

Um dos principais pressupostos adotados pelo estudo da E3, foi o de que o custo da geração de energia solar em projetos de maior escala por parte da distribuidora seria de USD 100 por MWh. Este estudo foi publicado em 2014, esse valor foi baseado nos dados disponíveis na época. Entretanto, desde então, o mesmo foi reduzido ainda mais. De acordo com um estudo recente do Laboratório Nacional de Lawrence Berkeley, USD 50 por MWh foram alcançáveis a partir de 2015 (Bolinger, Weaver e Zuboy (2015)). Esses números inevitavelmente afetam as vantagens econômicas ligadas

---

8 Fonte: <http://energy.gov/savings/residential-renewable-energy-tax-credit>

9 Fonte: <http://diversifynevada.com>. Acessado em julho de 2016

10 <https://www.leg.state.nv.us/Session/77th2013/Minutes/Senate/CL/Final/1371>

à manutenção do sistema NEM. O estudo E3 também estimou que a renda mediana de todos os clientes residenciais do NEM era de aproximadamente USD 67 mil, enquanto a renda mediana de Nevada na época era de USD 53 mil. Isso implica que o subsídio cruzado entre adotantes e não adotantes é regressivo.

A sessão de 2015 do Legislativo de Nevada abordou duas questões. Primeiro, o rápido preenchimento da cota de 3%, aumentando a capacidade instalada para 235 MW (SB 374). Em segundo lugar, a PUCN foi orientada a avaliar as taxas aplicáveis aos clientes do sistema de compensação de energia elétrica e a identificar e eliminar quaisquer mudanças irracionais em custos de clientes do sistema de compensação de energia elétrica para outros clientes”. (SB 374). Além disso, a NVEnergy era solicitada a apresentar uma proposta tarifária que deveria ser avaliada e, posteriormente aprovada ou reprovada, até o fim daquele ano. A NVEnergy propôs uma nova estrutura tarifária que eliminou subsídios cruzados separando os pagantes da tarifa em classes. A tarifa incluiu três componentes: uma taxa de serviço básica, que é uma cobrança fixa paga pelo cliente do NEM independentemente do nível de consumo; uma taxa volumétrica que aumenta de acordo com os quilowatts-horas consumidos; e uma taxa de compensação paga pela distribuidora ao cliente NEM pela eletricidade exportada.

As tarifas fixadas podem ser observadas na Tabela 1. A taxa de serviço básica está programada para triplicar nos próximos 12 anos, enquanto o valor pelo qual o excedente de geração será creditado passará gradualmente de 11 centavos/kWh para menos de 3 centavos/kWh. Além disso, os clientes do NEM pagarão um pouco menos por tarifas volumétricas<sup>11</sup>. Essa estratégia de reformulação da tarifa não é exclusiva de Nevada. À medida que os estados aumentam a tarifa fixa e reduzem a tarifa volumétrica, eles diminuem a importância do fato de que o NEM exige que as distribuidoras adquiram energia na tarifa volumétrica do varejo.

Após uma série de audiências e investigações econômicas, a PUCN anunciou decisões que efetivamente tornaram o NEM não econômico para clientes novos e existentes, em dezembro de 2015. Essas decisões encerraram as taxas do NEM para clientes novos e existentes do NEM. Essas decisões provocaram uma oposição vigorosa dos vendedores de energia solar, grupos de defesa de energia renovável, agências de proteção ao consumidor, políticos e também de estrelas de Hollywood (Fehrenbacher (2016)). De acordo com uma pesquisa online realizada pelo Las Vegas Review Journal, grande parte dos entrevistados disse que não está satisfeita com as novas tarifas. A principal

---

<sup>11</sup> Essas mudanças foram programadas para ocorrer inicialmente em 4 anos, e até fevereiro de 2016, o período de transição foi aumentado para 12 anos.

preocupação articulada pelos entrevistados era que a PUCN estava “voltando atrás” ao não integrar os clientes existentes do NEM em uma tarifa em curso do NEM<sup>12</sup>.

O futuro da geração distribuída no âmbito do NEM também ficou obscurecido pelo fato de que o programa de desconto atingiu o limite de gastos de USD 255 milhões. Como resultado, os futuros sistemas no NEM não devem ser elegíveis (Price, Ming, Ong e Grant (2016)) para esse apoio financeiro. Em teoria, os clientes que não receberam incentivos estatais para seus sistemas de energia renovável poderiam receber crédito pela eletricidade que geram. No entanto, na prática, a distribuidora já está superando o RPS<sup>13</sup>. Portanto, atualmente não há nenhum mecanismo para recompensar os proprietários do sistema de energia renovável pelas reduções nas emissões de carbono.

Eventualmente, a PUCN aprovou, em setembro de 2016, o retorno dos clientes existentes do NEM às taxas originais<sup>14</sup>. Embora essa decisão tenha diminuído a tensão de forma significativa, ela não foi o suficiente para determinadas partes interessadas e houve novas pressões para recuperar as taxas do NEM que também favorecessem os novos clientes. Uma tentativa de colocar esta proposta na votação de novembro de 2016 como uma votação eleitoral foi rejeitada pelo Supremo Tribunal de Nevada em agosto de 2016<sup>15</sup>.

Entretanto, os residentes de Nevada puderam participar de uma segunda votação eleitoral para abrir o mercado de eletricidade de varejo para concorrência nas eleições de novembro de 2016. A medida foi aprovada. Para se tornar lei, ela deve aparecer novamente na votação de 2018 e ser aprovada uma segunda vez.

O legislativo de Nevada se reuniu em janeiro de 2017 e aprovou três leis de energia renovável, duas das quais foram vetadas pelo governador Sandoval. O governador assinou o terceiro projeto de lei, AB 405, que essencialmente restaurou o NEM. De acordo com essa legislação, o excesso de crédito líquido será fixado em 95% da taxa de varejo em 2017. Para cada 80 megawatts de energia solar adicional implantada, esse crédito diminuirá 7% até atingir o piso de 75% da taxa de varejo.

A AB 206, que foi vetada, teria aumentado o RPS do estado para 40% até 2030, da meta atual de 25% em 2025. O veto geralmente é atribuído à oposição da indústria de cassinos, que é um importante cliente de eletricidade nos estados. As políticas NEM e RPS se entrelaçam porque a distribuidora recebe créditos RPS quando os clientes

---

12 Fonte: <http://www.reviewjournal.com/business/energy/utility-regulators-ok-phased-rate-hikes-rooftop-solar-customers>. Acessado em setembro de 2019.

13 Comunicação pessoal com o Sr. Jesse Murray, Diretor de Programas de Energia Renovável da NV Energy

14 <http://www.rgj.com/story/money/business/2016/09/13/nv-energy-solarcity-deal-grandfather-residential-rooftop-solar-customers/90306788/>

15 <http://www.greentechmedia.com/articles/read/nevada-supreme-court-blocks-rooftop-solar-referendum>

instalam capacidade de geração de energia renovável. Portanto, aumentar o RPS torna a instalação solar de telhado mais valiosa para a mesma.

O terceiro projeto de lei de energia aprovado pela legislatura, SB 392, teria estabelecido um programa solar comunitário de 200 MW até 2023. Sandoval explicou a lógica subjacente ao seu veto: “Embora esteja confiante de que o sistema criado pela AB 405 será benéfico para Nevada e sua economia de energia solar, não está claro se essas contas são compatíveis ou conflitantes”<sup>16</sup>. Ele também citou a incerteza levantada pela segunda votação sobre a “Iniciativa de Escolha de Energia”, que deverá ocorrer em 2018. Se essa medida for aprovada, uma reestruturação substancial ocorrerá no setor de eletricidade de Nevada, que provavelmente afetará qualquer programa solar da comunidade.

## **A. LACUNAS NOS RESULTADOS ANALÍTICOS DISPONÍVEIS**

O estudo encomendado pela PUCN para estimar os custos e os benefícios da estrutura tarifária do NEM, forneceu estimativas de algumas das questões discutidas na seção 2 deste capítulo. Este estudo considerou as perdas de transmissão evitadas com base nos dados fornecidos nos casos de tarifa geral liderados pela empresa distribuidora (Price, Pickrell, Kahn-Lang, Ming e Chait (2014)). Também discutiu a possibilidade de aproveitamento de economias ligadas à expansão evitada de transmissão e capacidade de distribuição em uma base média de \$/kWh em todo o sistema por cada distribuidora. No entanto, não está claro se o grau de correlação entre as horas de geração do NEM e as horas de carga de pico foi incorporado nesta análise.

O estudo não forneceu estimativas para outros benefícios e desafios. Primeiro, os benefícios da especificação geográfica do portfólio de geração não foram quantificados. O requerimento de dados para análise desta questão seriam substanciais. Por exemplo, os analistas poderiam identificar pontos vulneráveis na infraestrutura e utilizar modelos computadorizados da rede elétrica para simular a geração hipotética de energia em caso de falha do sistema nesses pontos, com e sem a existência de geração distribuída fotovoltaica. Além disso, a análise da correlação da geração de energia solar fotovoltaica em diferentes localidades da área de atuação da distribuidora para avaliar a redução na intermitência ligada à diversificação geográfica deve utilizar dados da geração passada. Em segundo lugar, o potencial impacto da geração distribuída fotovoltaica na redução do uso do ar condicionado não foi contabilizado, apesar do fato de que a maior cidade de Nevada, Las Vegas, está localizada em uma área com importantes requisitos de ar-condicionado. Dados temporais acerca da economia associada de energia seriam neces-

---

<sup>16</sup> Fonte: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/nevada-bill-to-restore-net-metering-for-rooftop-solar-passes-in-the-senate>

sários para produzir estimativas confiáveis, uma vez a essa geração podem coincidir ou não com horários de alta demanda.

Em terceiro lugar, os impactos ecossistêmicos das instalações solares de grande escala e as perdas de valor econômico associadas ainda não foram adequadamente mensuradas.

Dividir os clientes da distribuidora em classes baseadas no status NEM foi um passo na direção certa para evitar subsídios cruzados. No entanto, existem etapas adicionais que devem ser tomadas para tornar isso justo para todos os participantes. Todos os custos e benefícios devem ser estudados localmente utilizando técnicas de engenharia e análise estatística com dados reais de geração, carga e emissões de hora em hora. Os valores de custo e benefício variam de acordo com a quantidade, horário e localização do consumo. Por exemplo, as perdas de transmissão evitadas devido a um kWh de geração do NEM dependerão do congestionamento das linhas de transmissão nesse ponto no tempo, bem como do quanto de geração foi utilizada no local ou injetada na rede.

Além disso, o benefício em termos de redução de emissões de gases do efeito estufa de qualquer sistema renovável deve ser determinado identificando a fonte de geração que ele deslocou em cada ponto do tempo ao longo do dia. Em vez de conceder crédito para cada kWh da geração renovável, o valor dos créditos associados à conformidade do RPS deve ser determinado pela quantidade de carbono deslocada por cada geração específica. Em vez de utilizar as médias de dados passados, os custos e os benefícios podem ser determinados com mais precisão simulando diversos cenários por meio de modelos computadorizados de rede elétrica para desvincular o tempo, a localização e a natureza específica do cliente analisado. As capacidades computacionais modernas permitem esse detalhamento analítico. Como resultado, em vez de tentar estabelecer equidade por meio de uma tarifa universal, a cobrança pode ser granular no nível do cliente. Cada cliente do NEM poderia ser cobrado por cada item de custo e compensado por cada item de benefício separadamente.

#### **4. Considerações Finais**

O estado americano de Nevada foi foco de controvérsias em torno do esforço para modificar e racionalizar sistemas de compensação energética para proprietários de capacidade de geração distribuída. Nos últimos anos, porém, elementos da experiência de Nevada são compartilhados por reguladores e formuladores de políticas na maioria dos estados nos EUA. A partir de 2016, os clientes das empresas distribuidoras com capacidade de geração distribuída foram compensados através de tarifas associadas ao sistema Net Energy Metering (NEM na maioria dos estados. Reguladores e formuladores de

políticas iniciaram discussões e processos para modificar ou afastar-se das estruturas tarifárias do NEM em vários estados.

Os possíveis custos e benefícios do sistema NEM são complexos e a magnitude desses impactos é sensível a uma série de fatores associados à características de cada área de atuação das distribuidoras. Analistas podem quantificar esses benefícios e custos utilizando metodologias passíveis de aplicação localizada.

A crescente adoção de medidores mais avançados e a adoção antecipada de tecnologia de rede inteligente gerarão bancos de dados ricos para respaldar análises mais detalhadas necessárias para entender completamente os impactos da geração distribuída nos custos das empresas de serviços públicos, emissões de carbono, uso de água, ecossistemas sensíveis e outras características ambientais.

## 5. Tabelas e Figuras

Tabela 1: Novas Taxas do Sistema de Compensação de Energia Elétrica Aprovadas pela PUCN em dezembro de 2015

### Nevada Power Company (Norte de Nevada)

Etapa	Data	Tarifa de Serviços Básicos	Vol. Cobrança/ KWH	En. Excedente Cr./KWH
	Antes de 1 de janeiro de 2016	\$12,75	\$0,11	\$0,11
1	1 de janeiro de 2016	\$17,90	\$0,11	\$0,09
2	1 de janeiro de 2019	\$23,05	\$0,11	\$0,07
3	1 de janeiro de 2022	\$28,21	\$0,11	\$0,06
4	1 de janeiro de 2025	\$33,36	\$0,10	\$0,04
5	1 de janeiro de 2028	\$38,51	\$0,10	\$0,03

### Sierra Pacific Power Company (Sul de Nevada)

Etapa	Data	Tarifa de Serviços Básicos	Vol. Cobrança/ KWH	En. Excedente Cr./KWH
	Antes de 1 de janeiro de 2016	\$15,25	\$0,09	\$0,09
1	1 de janeiro de 2016	\$21,09	\$0,08	\$0,08
2	1 de janeiro de 2019	\$26,92	\$0,08	\$0,06
3	1 de janeiro de 2022	\$32,76	\$0,07	\$0,05
4	1 de janeiro de 2025	\$38,59	\$0,07	\$0,04
5	1 de janeiro de 2028	\$44,43	\$0,06	\$0,03



## 6. Tabelas e Figuras

Figura 1: Capacidade Instalada do NEM nos EUA em MWh.<sup>17</sup>

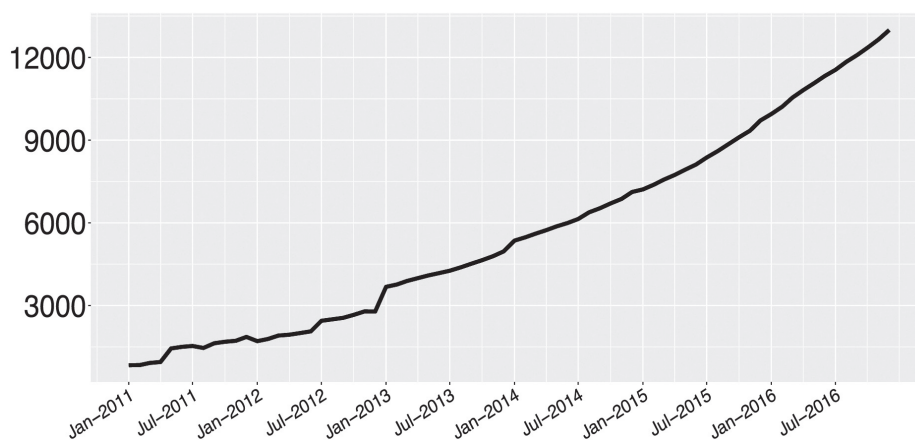
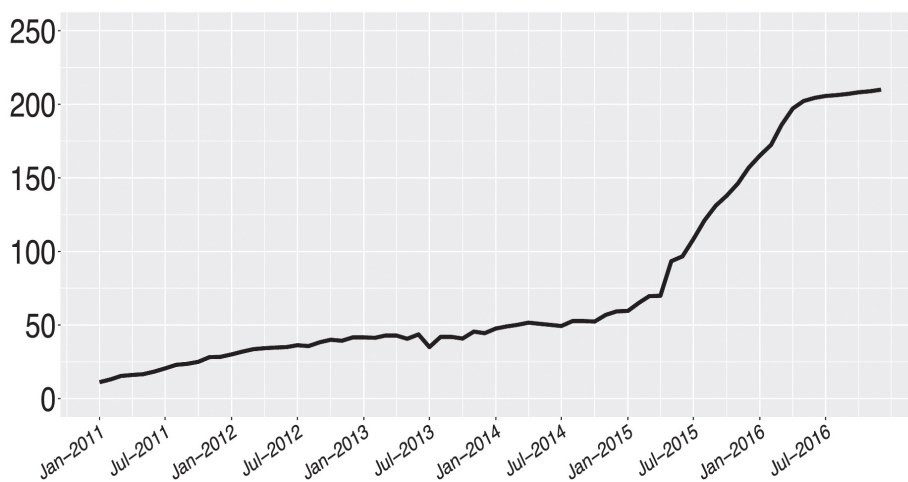


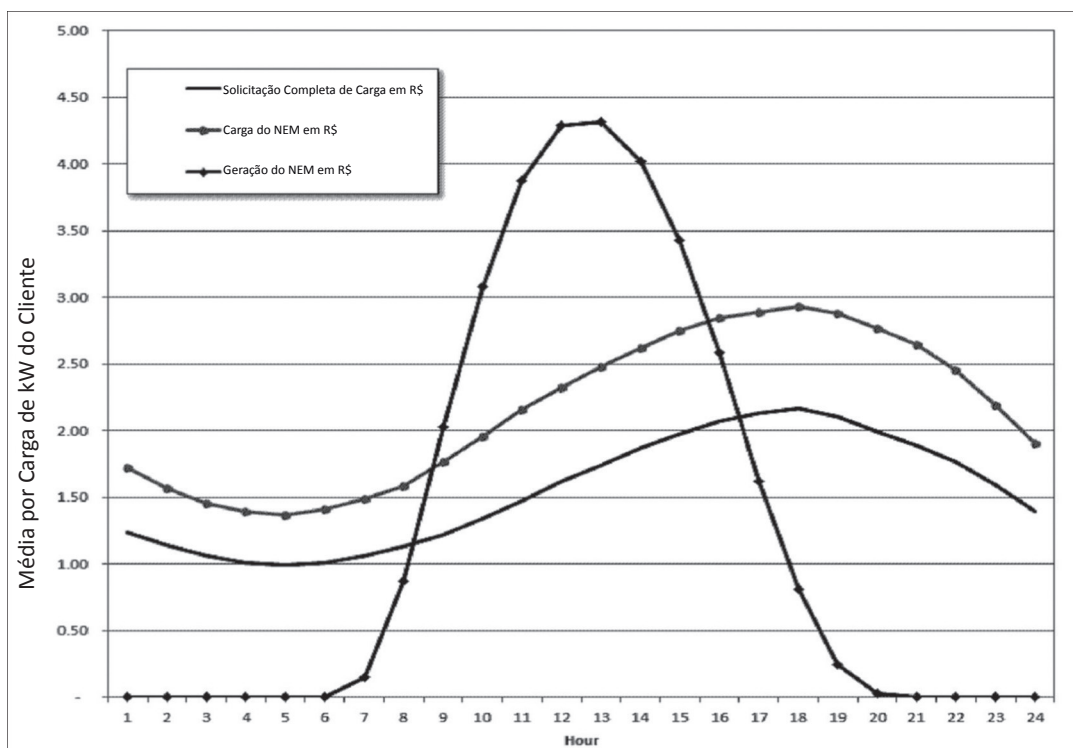
Figura 2: Capacidade Instalada do NEM em Nevada em MWh.<sup>18</sup>



<sup>17</sup> Essa figura mostra como a capacidade instalada total do NEM nos EUA mudou ao longo do tempo, entre 2013 e meados de 2016. Os dados para a elaboração dessa figura foram extraídos do website da Administração de Informação Energética dos Estados Unidos. URL: <http://www.eia.gov/electricity/data/eia826/xls/f826netmetering>

<sup>18</sup> Essa figura mostra como a capacidade instalada total do NEM em Nevada mudou ao longo do tempo, entre 2013 e meados de 2016. Observamos que a tendência foi um pouco estável até o final de 2014, e então começou a aumentar rapidamente. A Solar City, uma das maiores produtoras de energia solar fotovoltaica residencial, recebeu incentivos generosos para transferir suas operações para Nevada logo depois que começou a receber solicitações dos clientes locais, em maio de 2015. Os dados para a elaboração dessa figura foram extraídos do website da Administração de Informação Energética dos Estados Unidos. URL: <http://www.eia.gov/electricity/data/eia826/xls/f826netmetering>

Figura 3: Comparação Horária entre a Geração NEM e a Curva de Carga do Sistema.<sup>19</sup>



19 Nessa figura, observamos como a geração de energia solar do NEM e a carga do sistema variam em diferentes horas do dia. A curva em forma de sino representa a geração solar que atinge o pico ao meio dia. As outras curvas representam as cargas do sistema de clientes do NEM e não clientes do NEM, que atingem o pico entre 18h e 19h. Isso demonstra que não há uma superposição perfeita entre a disponibilidade de energia solar do NEM e a demanda do sistema. Também observamos que, em média, os clientes do NEM costumam utilizar mais eletricidade, o que pode explicar por que desejavam investir no painel solar de telhado, com o qual esperavam economizar dinheiro. Essa figura é um excerto da página 31 do arquivo original da empresa de serviços públicos de energia regulamentada do estado para o Documento 15-07041 da Comissão de Serviços Públicos. URL:[http://pucweb1.state.nv.us/PDF/AxImages/DOCKETS 2015 THRU PRESENT/2015- 7/4401.pdf](http://pucweb1.state.nv.us/PDF/AxImages/DOCKETS%202015%20THRU%20PRESENT/2015-7/4401.pdf)

## 7. Bibliografía

Nevada Governor's Energy Office, 2015, "State of Nevada Status of Energy Report", Carson City, Nevada.

Barbose, G. L., and N. R. Darghouth, 2016, "Tracking the Sun IX: The Installed Price of Residential and Non-residential Photovoltaic Systems in the United States (Washington: US Department of Energy, 2016)", disponible en [emp. lbl. gov/publications/trackin](http://emp.lbl.gov/publications/trackin).

Bolinger, M., S. Weaver, and J. Zuboy, 2015, "Is \$50/MWh solar for real? Falling project prices and rising capacity factors drive utility-scale PV toward economic competitiveness", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(12), 1847-1856.

Cook, J., D. Nuccitelli, S. A. Green, M. Richardson, B. Winkler, R. Painting, R. Way, P. Jacobs, and A. Skuce, 2013, "Quantifying the consensus on anthropogenic global warming in the scientific literature", *Environmental research letters*, 8(2), 024024.

Dominguez, A., J. Kleissl, and J. C. Luvall, 2011, "Effects of solar photovoltaic panels on roof heat transfer", *Solar Energy*, 85(9), 2244-2255.

Fehrenbacher, K., 2016, "The Other Side of the Solar Firestorm in Nevada", *Fortune*.

Hoff, T. E., and R. Perez, 2010a, "PV Power Output Variability: Correlation Coefficients" Discussion paper, Technical Report to the California Solar Initiative", Grant Agreement for Advanced Modeling and Verification for High Penetration PV.

Hoff, T. E., and R. Perez, 2010b, "Quantifying PV power output variability," *Solar Energy*, 84(10), 1782-1793.

Inskeep, B., E. Case, K. Daniel, B. Lips, A. Proudlove, and A. Shresta, 2015, "The 50 States of Solar: A Quarterly Look at America's Fast-Evolving Distributed Solar Policy Conversation", North Carolina Clean Energy Technology Center and Meister Consultants Group.

Kapsalis, V., and D. Karamanis, 2015, "On the effect of roof added photovoltaics on building's energy demand", *Energy and Buildings*, 108, 195-204.

Public Utilities Commission of Nevada, 2016, "Net Metering Rates and Rules."

Perez, R., and B. Collins, 2004, "Solar energy security: Could dispersed PV generation have made a difference in the massive North American blackout?", *Refocus*, 5(4), 24-28.

Perez, R., S. Kivalov, J. Schlemmer, K. Hemker, and T. E. Hoff, 2012, "Short term irradiance variability: Preliminary estimation of station pair correlation as a function of distance", *Solar Energy*, 86(8), 2170-2176.

Price, S., Z. Ming, A. Ong, and S. Grant, 2016, "Nevada Net Energy Metering Impacts Evaluation 2016 Update", *E3 Energy + Environmental Economics*.

Stenhouse, N., E. Maibach, S. Cobb, R. Ban, A. Bleistein, P. Croft, E. Bierly, K. Seitter, G. Rasmussen, and A. Leiserowitz, 2014, "Meteorologists' views about global warming: A survey of American Meteorological Society professional members", *Bulletin of the American Meteorological Society*, 95(7), 1029-1040.

Turney, D., and V. Fthenakis, 2011, "Environmental impacts from the installation and operation of large-scale solar power plants", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 3261-3270.

Wan, Y. H., and H. J. Green, 1998, "Current experience with net metering programs", Discussion paper, National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States)



# Novos Modelos de Negócios com Difusão de Geração Distribuída

---

Joana Resende<sup>1\*</sup>, Thereza Aquino<sup>2</sup>

<sup>1</sup> CEF.UP e Departamento de Economia, Universidade do Porto, Portugal

<sup>2</sup> GESEL – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil e Departamento de Economia, Universidade do Porto, Portugal

## RESUMO

Nos últimos anos a inovação tecnológica tem acarretado uma profunda transformação no setor de eletricidade. Como resultado, estamos assistindo presentemente uma transição para um setor mais sustentável, em que a geração distribuída, a gestão inteligente de energia, a digitalização e o envolvimento do consumidor desempenham um papel crucial. Neste artigo, examinamos como os novos caminhos para um novo paradigma de elétrico estão reformatando o ecossistema de negócios nos mercados de eletricidade, abrindo as portas para novos atores (heterogêneos) e para modelos de negócios inovadores, criando sérios desafios regulatórios. Para tal, realizamos uma extensa revisão dos emergentes modelos de negócios na era da GD. Complementando, examinamos em qual extensão as tecnologias de GD constituem-se em uma armadilha ou uma oportunidade para as empresas incumbentes, ressaltando que a resposta para esta questão depende do ambiente específico regulatório e institucional. A este respeito, colocamos ênfase especial na necessidade de regulação inovadora quanto ao desenho da estrutura tarifária e na existência de mecanismos baseados no mercado para investir em GD. No final do artigo, usamos o estudo de caso brasileiro para ilustrar o quanto os mecanismos regulatórios são importantes em promover a adoção das tecnologias em GD. Como também, os caminhos para um setor elétrico mais inteligente e sustentável é profundamente afetado pela interatividade entre GD, modelos de negócios inovadores e a estrutura regulatória.

## 1. Introdução

Os mercados de eletricidade costumavam ser dominados por estruturas integradas verticalmente (utilitários), que controlavam toda a cadeia de valor da produção até ao varejo. Ao longo dos últimos anos, o setor tem se reinventado, resultando na transição de uma cadeia de valor linear para uma estrutura menos centralizada assumindo a forma de rede (inteligente).

Uma dimensão chave da transformação em curso no setor de eletricidade é a emergência de soluções inovadoras e novos modelos de negócios dentro de uma rede complexa de interações econômicas que prevê a transição para uma economia com baixa emissão de carbono. O e-Lab (2013) resume essa nova realidade destacando os avanços do setor em matéria do desenvolvimento de micro-redes para ajudar a integrar e gerenciar recursos distribuídos a nível local, que são cada vez mais relevantes atendendo aos desenvolvimentos recentes em matéria de comunicações e controles, tecnologias de geração distribuída e armazenamento e utilização cada vez mais generalizada dos veículos elétricos.

Efetivamente, um dos principais impulsionadores da presente transição no setor elétrico é a expansão das tecnologias e aplicações da Geração Distribuída (GD), que estão atuando tanto do lado da demanda como do lado da oferta para promover um sistema de energia mais inteligente e sustentável. A GD também implica efeitos (macro e micro) econômicos positivos. No plano macroeconômico, a expansão da GD estimula a dinâmica da inovação e do investimento. Essa expansão permite a diversificação das fontes de energia, reduzindo a dependência dos países de recursos não renováveis (muitas vezes exógenos) e aumentando a eficiência energética geral do sistema energético. Além disso, ela reduz os custos esperados com a congestão da rede e as perdas energéticas e cria novas oportunidades de trabalho (altamente qualificado). No plano microeconômico, a GD pode reduzir a exposição dos consumidores à variação de preço (em resultado do aumento do auto-consumo) e abre caminho para novas oportunidades de negócios e novos operadores no mercado.

Entretanto, a GD também traz um número sem precedentes de desafios tecnológicos, econômicos, políticos e institucionais que afetam os atores do ecossistema de negócios: o sistema está se tornando cada vez mais digital, há uma crescente penetração das fontes de energia renovável intermitentes (RES); a produção é descentralizada; os relacionamentos entre os agentes econômicos no sistema não são mais lineares e unidirecionais (por exemplo, os consumidores agora estão envolvidos na geração de eletricidade, tornando-se *prosumers*); há um foco forte na gestão e armazenamento do lado da demanda; surgem novos atores no mercado, com características muito heterogêneas e altamente especializados, oferecendo novas proposições de valor (inteligentes).

Assim, à medida que o setor de energia se reinventa, os atores nesse setor (consumidores, empresas, reguladores e agentes responsáveis pelo desenho e implementação de políticas públicas) devem pensar na melhor estratégia para absorver os benefícios econômicos da GD (e minimizar os possíveis custos). Em particular, as empresas de serviços públicos devem revisar seus modelos de negócios (BM), a fim de garantir sua própria estabilidade financeira e preparar-se para os desafios de gestão da rede elétrica impostos pela GD (da mesma forma, os novos participantes devem moldar suas estratégias de negócio para alcançar o sucesso competitivo). Os consumidores precisam repensar seus padrões de consumo (gerenciando o consumo de forma mais eficaz e, eventualmente, assumindo-se como *prosumers*). Por fim, os reguladores e formuladores de políticas precisam refletir sobre as características ideais dos sistemas de eletricidade futuros e tomar as medidas apropriadas para garantir que uma eficaz transição para o paradigma da eletricidade do futuro.

Conforme mencionado anteriormente, um dos resultados mais visíveis da reinvenção em curso no setor elétrico é o surgimento de novas configurações de modelo de negócio, cuja dinâmica obviamente depende da iniciativa dos agentes econômicos, mas também do ambiente institucional e regulatório. De fato, conforme referido por Burger e Luke (2017), a inovação tecnológica é um impulsionador importante da inovação no modelo de negócios (tanto no caso das empresas de serviços públicos tradicionais como de novos atores), porém o maior impulsionador da nova estrutura do modelo de negócios é provavelmente o ambiente regulatório e político. No mesmo sentido, Provance *et al.* (2011) e Huijben *et al.* (2013) também argumentam que empresas e BM devem ser analisados dentro de seus fatores contextuais, principalmente em termos de contexto político.

Neste trabalho, pretende-se contribuir para a literatura sobre inovação nos modelos de negócios no setor de eletricidade, investigando como o aumento do peso da GD possibilita o surgimento de novas configurações de BM e novos atores no setor. Fornecemos uma extensa revisão da literatura existente sobre BM, contribuindo para uma melhor compreensão acerca da dinâmica atual de negócios no setor. O conhecimento desta nova realidade é fundamental para efeitos de uma avaliação dos impactos econômicos gerais da GD, agora e no futuro. Neste trabalho, também avaliamos em que medida a GD constitui uma ameaça ou uma oportunidade para as empresas de serviços públicos atuantes, destacando como a resposta para essa pergunta depende do ambiente regulatório e institucional específico. A este respeito, colocamos especial ênfase na necessidade de inovação regulatória em relação ao design da estrutura tarifária e à existência de mecanismos de incentivo à GD baseados no mercado.

Por fim, reavaliamos as questões teóricas anteriores à luz dos desenvolvimentos específicos da GD no Brasil. Esse é um estudo de caso interessante, uma vez que a GD con-



tinua em uma etapa relativamente precoce no país, porém com um enorme potencial de crescimento (especialmente devido às boas condições naturais para explorar a energia solar fotovoltaica, que é a fonte energética de geração distribuída por excelência) . Portanto, é particularmente importante identificar os desafios atuais no setor e compreender como a inovação no BM pode contribuir de forma bem sucedida para a definição dos objetivos do país nesta matéria, nomeadamente em termos de facilitador de mercado, sustentabilidade, eficiência, flexibilidade, resiliência e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

O restante do trabalho é organizado da seguinte forma. A seção 2 apresenta uma breve visão geral das perspectivas recentes sobre o paradigma da GD. A seção 3 avalia as inovações no BM em resultado das novas tecnologias e aplicações da GD. A seção 4 analisa as ameaças e os benefícios encontrados pelas empresas de serviços públicos atuantes na era da GD, identificando em que medida a inovação regulatória pode mitigar alguns dos impactos negativos da GD sobre o BM convencional das empresas de serviços públicos. A seção 5 apresenta o caso brasileiro e, por fim, a seção 6 conclui.

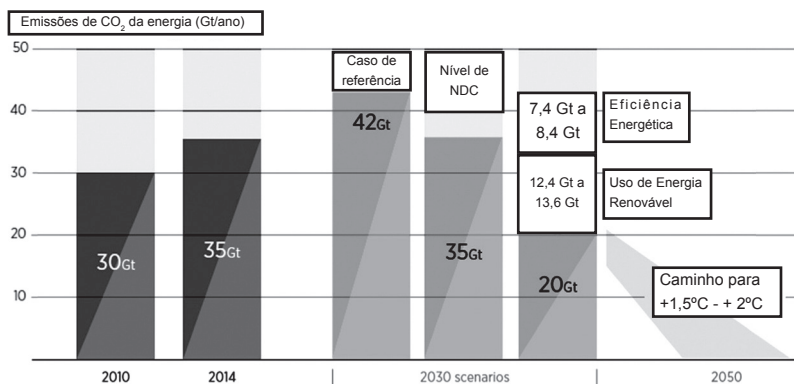
## **2. Geração distribuída de eletricidade: uma visão geral dos desenvolvimentos e tendências recentes**

Atualmente, estamos vivendo uma era de transição nos sistemas de eletricidade em todo o mundo. A cadeia de valor de eletricidade linear anterior está sendo transformada em uma rede complexa interconectada de relacionamentos entre agentes muito heterogêneos, que interagem dentro de um sistema descentralizado e digital (essa complexidade é ilustrada no modelo de DSO proposto por Poudineh e Jamasb (2014), que enfatizam as atividades cada vez mais complexas dos operadores de distribuição na era dos sistemas descentralizados de energia).

Seguindo a mesma linha, Gangale *et al.* (2017), que supervisionam projetos de redes inteligentes na União Europeia, identificam uma ampla gama de domínios que atualmente afetam os operadores de sistemas de energia, responsáveis pela gestão de um sistema cada vez mais complexo. Mais precisamente, Gangale *et al.* (2017) agrupam os projetos de redes inteligentes em andamento na União Europeia em vários domínios, destacando questões como: (i) Integração de RES de grande escala; (ii) Integração e armazenamento da GD; (iii) Gestão do lado da demanda; (iv) Gestão de rede inteligente; (v) E-Mobility; e (vi) outros projetos. Gangale *et al.* (2017) concluem que os domínios relacionados à GD são realmente os que atraem mais investimentos (privados e públicos): Investimentos em projetos relacionados à Gestão da Rede Inteligente alcançam 1.600 milhão de euros (com quase 1.000 milhão de euros representando investimentos privados); projetos de Gestão do Lado da Demanda contam com investimentos totais de mais de 1.200 milhão de euros, enquanto o investimento total em GD e Armaze-

namento soma mais de 1.000 milhão de euros. O investimento total em projetos de e-Mobility alcança 600 milhões de euros e a integração de RES de grande escala apenas mobiliza investimentos totais representando menos de 200 milhões de euros. Esses significativos investimentos europeus em diversos domínios da GD são o reflexo de uma estrutura institucional global que favorece a transição para um setor de energia com baixa emissão de carbono, na qual a GD desempenha um papel fundamental, dada a maior sustentabilidade ambiental tanto do lado da demanda como do lado da oferta. A figura 1 ilustra como a eficiência energética (do lado da demanda) e o uso de energia renovável (do lado da oferta) devem contribuir significativamente para uma redução efetiva das emissões de CO<sup>2</sup> da energia (Gt/ano).

**Figura 1.** Caminhos esperados para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> da energia



Fonte: IRENA (2017)

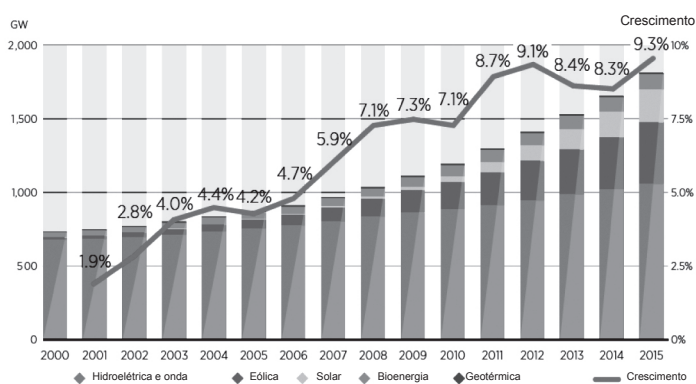
Do lado da demanda, as redes inteligentes permitem uma resposta muito mais eficaz à demanda, aumentando o desempenho do sistema geral em matéria de eficiência energética. Os desenvolvimentos na medição, controle e comunicação digital permitem que os consumidores monitorem de perto seu consumo de energia, permitem que as empresas implementem esquemas de precificação dinâmica e que os consumidores respondam às referidas sinalizações de preço muito mais rápido (até mesmo em tempo real), tornando-as mais eficientes.<sup>1</sup> A Accenture (2016) desenvolveu um modelo econômico para analisar em que medida as soluções de resposta à demanda podem impactar a demanda no pico de consumo, concluindo, por exemplo, que um programa de resposta que cobre 2 horas por mês pode levar a uma variação de 1,5% na carga máxima, apro-

<sup>1</sup> Eurelectric (2015) estima que as novas tecnologias de fornecimento de energia e os novos atores na área de eficiência energética poderão vir a representar €70 bilhões de euros para a economia da União Europeia até 2030.

ximadamente. Caso o programa cubra 6 horas ou mais por mês, a mudança relativa na carga de pico pode alcançar valores de cerca de 4% (ou mais).

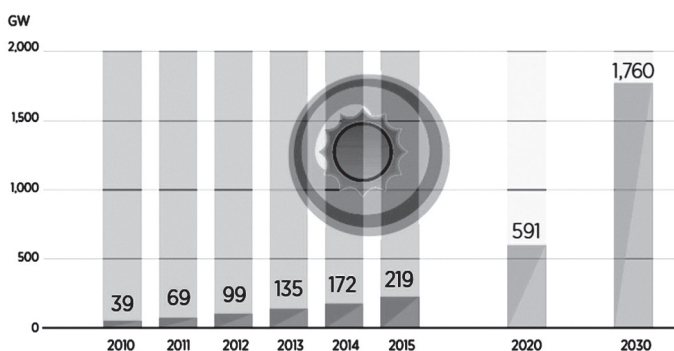
Do lado da oferta, a GD facilita a eletrificação dos sistemas de energia e promove a descarbonização do setor de eletricidade, por meio de uma maior participação das RES no mix de geração de eletricidade, em linha com as vias de transição de energia sustentável estabelecidas pelo Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) de 2015 (UNFCCC, 2015). As Figuras 2 e 3 abaixo ilustram essa tendência, mostrando que as RES estão crescendo rapidamente (em todo o mundo) e a capacidade solar fotovoltaica é a que mais vem crescendo nos últimos anos.

**Figura 2.** Capacidade de energia renovável e taxa de crescimento anual



Fonte: IRENA (2017)

**Figura 3.** Capacidade solar fotovoltaica global instalada e projeções



Fonte: IRENA (2017)

REN21 (2016) estima que até meados de 2015, cerca de 44 milhões de painéis solar fora da rede foram vendidos em todo o mundo (correspondendo a um mercado anual de USD 300 milhões). O aumento na energia solar fotovoltaica nos últimos anos repercutiu na expansão da produção de energia distribuída em todo o mundo, tanto em países industrializados (como EUA, Japão, Alemanha, Itália ou China) como em países em desenvolvimento, onde projetos de energia distribuída são essenciais para fornecer serviços de energia para pessoas que vivem sem eletricidade.<sup>2</sup>

**Figura 4.** Capacidade solar fotovoltaica instalada cumulativa por país em 2015



Fonte: IRENA (2017)

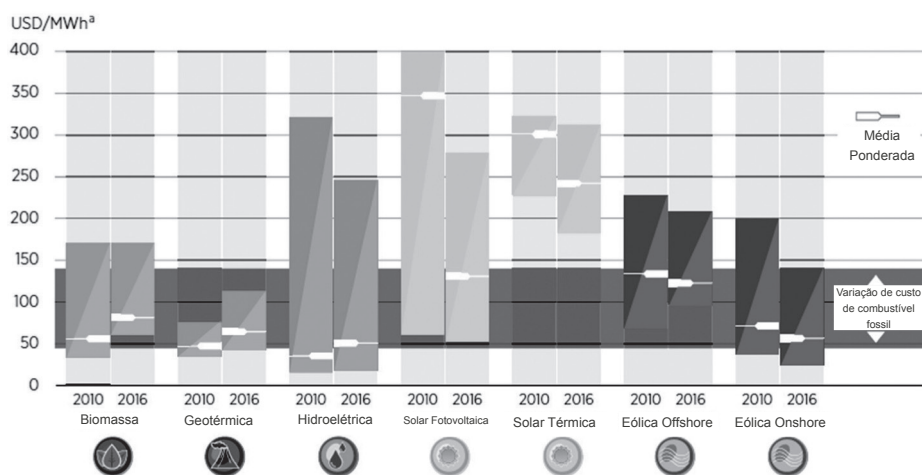
Ao observar a capacidade solar fotovoltaica instalada cumulativa em todo o mundo, sua distribuição assimétrica é bastante evidente. A Figura 4 mostra que alguns países são muito ativos nesse campo (nomeadamente China, EUA, Japão, Alemanha e Itália), enquanto outros países ainda têm capacidade solar fotovoltaica instalada muito limitada, incluindo países com um grande potencial de produção (por exemplo, Brasil). A este respeito, é importante notar que, a nível nacional, o aumento da capacidade solar fotovoltaica pode ter não apenas impactos ambientais muito importantes, mas também impactos econômicos significativos. Grijó e Soares (2016) acreditam que a capacidade solar fotovoltaica instalada possui um impacto positivo sobre o PIB. Utilizando um modelo de efeitos fixos com dados de painel para 18 países europeus, os autores descobriram que um aumento de 1% na capacidade solar fotovoltaica instalada e na

<sup>2</sup> De acordo com REN21 (2016), cerca de 1.2 bilhão de pessoas vive sem eletricidade. Um crescente número de projetos de produção de energia distribuída de pequena escala está sendo implementado para reduzir esse número impressionante.

produção de eletricidade a partir de RES tem, respectivamente, um impacto positivo de 0,0248 e 0,0061% no PIB. Ao contabilizar as diferenças entre os países, os autores acreditam que a Alemanha, França, Itália e o Reino Unido são os países em que a energia solar fotovoltaica tem o maior impacto econômico.

Também é interessante observar que esse aumento na capacidade das RES tem sido acompanhado por uma redução significativa no custo nivelado da eletricidade (LCOE) das RES. Esse fato é ilustrado na figura 5, que representa o LCOE da energia no âmbito das empresas de energia (intervalo e médias).

**Figura 5.** Custo nivelado da eletricidade para energia - empresa de energia (intervalos e médias).



Observação: a) MWh: megawatt-hora  
 b) Todos os custos estão em USD em 2016. O Custo Médio Ponderado de Capital é de 7,5% para a OCDE e a China e 10% para o Restante do Mundo.

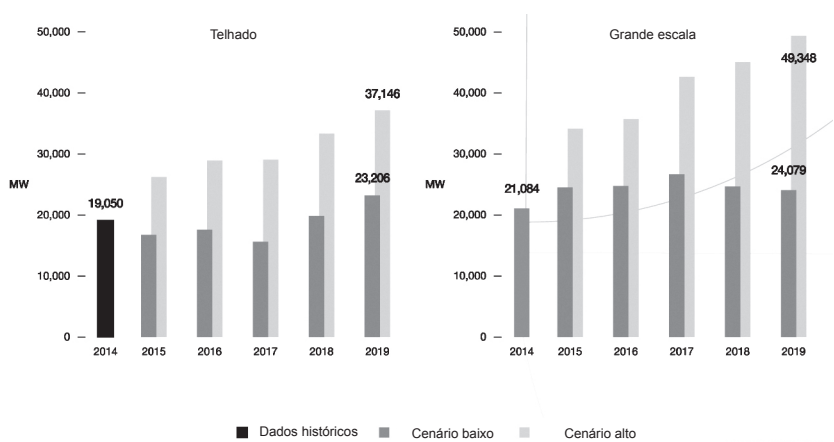
Fonte: IRENA (2017)

A figura 5 uma redução notável no LCOE das RES. Além disso, também mostra que o LCOE eólico onshore está atualmente dentro da faixa de custo do combustível fóssil (tornando-se cada vez mais competitivo). Por fim, destaca a crescente competitividade da energia solar fotovoltaica, fonte de energia que vem registrando a maior redução no LCOE. Essa tendência deve continuar no futuro: à medida que cada vez mais solar fotovoltaica é explorada (tanto ao nível de usuário final como de empresa de serviços públicos), outras reduções no custo devem ocorrer devido a economias de escala e aprendizagem.

Atualmente, as usinas de produção solar permanecem bastante heterogêneas e os microprojetos de usuário final coexistem com usinas de grande escala exploradas pelas empresas de eletricidade (utilities). Isso é ilustrado na Figura 6, que demonstra a proxi-

midade da capacidade de painéis solares global e a capacidade solar das utilities. Também demonstra que ambos os modos de geração devem crescer ainda mais no futuro próximo. Dessa forma, alguns agentes provavelmente continuarão a explorar o BM mais convencional (por exemplo, plantas solares fotovoltaicas de grande escala, cuja produção pode ser trazida para o mercado), enquanto outros projetos (por exemplo, pequenas soluções fotovoltaicas exploradas por comunidades ou novos serviços que agrupam a produção solar fotovoltaica com armazenamento e agregação) estão abrindo a porta para novos atores e forçando as utilities a criarem novas linhas de negócios.

**Figura 6.** Cenários para desenvolvimento de sistema de telhado solar fotovoltaico e sistemas solares fotovoltaicos à escala das utilities até 2019



Fonte: Solar Power Europe (2015)

A transição para um sistema de energia descentralizado com baixa emissão de carbono em que muitos agentes heterogêneos interagem impõe desafios importantes, incluindo:

- (i) **problemas técnicos** relacionados à intermitência<sup>3</sup> e integração dos recursos de GD na rede elétrica;
- (ii) **problemas econômicos**, relacionados a: montantes de investimentos significativos necessários para construir uma rede inteligente interconectada; sustentabilidade

<sup>3</sup> Por exemplo, conforme mencionado por Alves *et al.* (2017), na Califórnia, como consequência do aumento do peso das RES, já houve um aumento na inclinação da “*curva do pato*” refletindo problemas de alavancagem, o que pode afetar a confiabilidade dos sistemas de energia durante determinados períodos. Para evitar o colapso do sistema durante períodos de pico da demanda, é crucial assegurar uma coordenação eficaz entre os agentes no sistema. Pode ser difícil alcançar isso no curto prazo (quando as sinalizações de preço efetivas podem resultar em cronogramas de preços dinâmicos muito complexos) e no longo prazo (quando incentivos para investimento na capacidade de backup podem ser quase inexistentes).

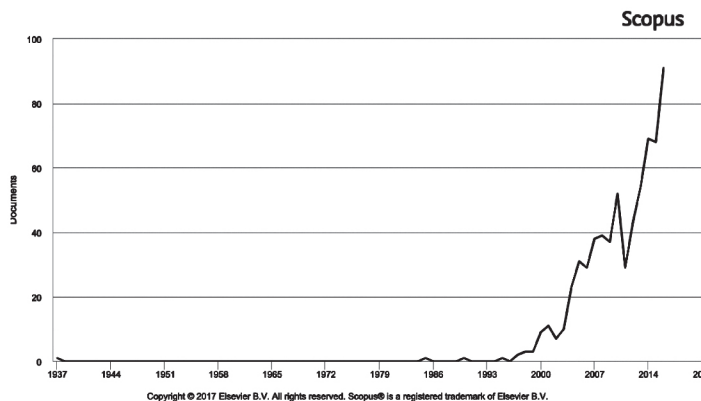
econômica e financeira dos operadores de distribuição, que agora precisam gerenciar um sistema muito mais complexo, mas são privados de um importante volume de receita se o atual sistema tarifário volumétrico permanecer inalterado; design de incentivos ao investimento apropriados baseados em mecanismos de mercado, difusão das tecnologias de armazenamento;

**(iii) problemas regulatórios** relacionados à estrutura regulatória e design de mercado adequados no contexto de uma rede interconectada com muitas partes interessadas heterogêneas.

Dados os desenvolvimentos dos mercados de eletricidade, tem havido um crescente interesse em entender como os países podem se beneficiar plenamente do potencial (ambiental e econômico) da GD, superando os desafios mencionados anteriormente. Nesse contexto, estudiosos têm tentado entender as dimensões técnicas, econômicas, ambientais e sociais por trás da implantação da GD. A inovação no BM tem sido uma área particularmente frutuosa da pesquisa, uma vez que entender a dinâmica do negócio é uma condição necessária para identificar os impactos econômicos da GD e então compreender como os desafios impostos pela GD podem ser superados.

Conseqüentemente, o número de artigos publicados na área de BM nos sistemas elétricos tem aumentado exponencialmente nos últimos anos. Isso é ilustrado na figura 7, que mostra a produção anual de artigos científicos (indexados no banco de dados bibliográfico da Scopus) combinando os termos “modelo de negócio” e “geração distribuída” (traduzidos para Inglês) nos seguintes campos: título, resumo ou palavras-chave.

**Figura 7.** Número de publicações anuais que abrangem simultaneamente as áreas de BM e GD



Fonte: Scopus

O recente interesse dos economistas de energia na inovação do modelo de negócios não é surpreendente, considerando que as mudanças na política e as drásticas inovações ocorridas nos mercados de eletricidade estão levando a um ecossistema de negócios descentralizado, que exige um novo design de mercado e estratégias de negócios inovadoras. Na seção abaixo, fornecemos uma visão geral integrada da ampla constelação de modelos de negócios recentemente surgidos no setor energético.

### **3. Novas configurações de modelos de negócios na era da energia distribuída**

Atualmente, muitos desafios estão moldando a transição para a GD em sistemas de eletricidade, resultando em novas propostas de valor, novos bens e serviços, novos atores, novas dinâmicas competitivas e novos relacionamentos econômicos dentro de uma rede de valor densa e complexa. Como resultado de todas essas mudanças, os sistemas de energia têm testemunhado (e continuarão a testemunhar) um *boom* de inovação no BM (por exemplo, Provance *et al.* (2011); Richter (2012, 2013); Hellstrom *et al.* (2015), Behrangrad (2015); Strupeit e Palm (2016); Hall e Roelich (2016); Burger e Luke (2017), apenas para mencionar alguns).

Uma característica particularmente interessante dos fenômenos de inovação do BM que ocorrem nos sistemas de eletricidade refere-se à mudança de um sistema de bens homogêneos puros (disponibilizados no âmbito de uma estrutura corporativa integrada verticalmente) a um sistema de serviços (por exemplo, Vine (2005) ou Hamwi e Lizarralde (2017)), em que a transição de digitalização e desmaterialização permitiram que as novas proposições de valor se recentrem na entrega da funcionalidade ao invés da mudança de propriedade dos ativos (Hellstrom *et al.* (2015) e Ceshchin (2013)). Nesse novo sistema heterogêneo, os agentes fornecem produtos diferenciados, combinando serviços de fornecimento de energia com outros serviços diferenciados, como por exemplo os serviços na área de eficiência energética, armazenamento, serviços auxiliares ou até mesmo serviços financeiros. Essa nova realidade resulta em uma mudança profunda na estrutura de mercado do setor elétrico. Em particular, os mercados de eletricidade devem mudar de mercados altamente concentrados para estruturas menos concentradas, onde muitas empresas participam ativamente e a diferenciação do produto se torna uma dimensão competitiva chave.

A PwC (2013) fornece uma abordagem holística ao ecossistema do modelo de negócios futuro nos mercados de eletricidade, organizando-o em quatro dimensões: (i) Fornecedores de energia focados em ativos; (ii) Integradores; (iii) Habilitadores e (iv) Otimizadores. Considerando essas quatro dimensões que surgem na rede de valor de



eletricidade, a PwC (2013) identifica oito novos BM, que devem coexistir (às vezes em competição, outras em cooperação) com o modelo de negócios das utilities tradicionais: (i) *gentailer*; (ii) comercializador exclusivo; (iii) desenvolvedor de rede; (iv) gestor de rede; (v) inovador de produtos; (vi) parceiro de parceiros; (vii) facilitador de valor agregado; (viii) concessionária virtual.

Os modelos baseados em ativos (i)-(iv) já existem no contexto dos mercados desregulados tradicionais, porém no modelo linear tradicional, eles surgem de forma muito mais simples. O modelo de comercializador exclusivo inclui empresas cujo alinhamento de negócio é focado principalmente na geração de eletricidade, enquanto o modelo *gentailer* refere-se a linhas de negócio baseadas na combinação de geração e varejo. No novo paradigma de eletricidade, os modelos baseados em ativos incluem não apenas comercializadores puros convencionais e *gentailers*, mas também prosumers (em representação de modelos centrados no consumidor), modelos de geração baseados na comunidade, sistemas de GD de terceiros, entre outros.

Da mesma forma, o desenvolvedor de rede e o gestor de rede já existem no contexto das cadeias de valor convencionais. Contudo, suas funções são muito mais complexas dentro do novo sistema descentralizado e interconectado, uma vez que devem garantir a integração dos recursos da GD, enfrentando os riscos decorrentes da incerteza, intermitência na produção e má coordenação entre os agentes econômicos.

Além da reformulação do BM já existente, a PwC (2013) também prevê a consolidação de um conjunto de configurações de negócios completamente novas, permitidas pela inovação tecnológica, institucional e regulatória. Essas novas linhas de negócios podem ser impulsionadas pelo seguinte:

- surgimento de novos produtos e serviços (“modelo de produto inovador”);
- desenvolvimento de usinas virtuais, aproveitando as novas tecnologias e aplicações de geração e armazenamento;
- oferta de pacotes de serviços baseando-se em parcerias estratégicas (“parceiros de parceiros”);
- soluções de “facilitador de valor agregado” elaboradas para “*alavancar a tecnologia para melhorar o desempenho do sistema e o envolvimento do cliente*”.

A ampla classificação do modelo de negócios proposta pela PwC (2013) está em linha com os estudos recentes que avaliam as novas perspectivas sobre a futura constelação do modelo de negócios nos mercados de eletricidade. Por exemplo, Burger e Luke (2017) analisaram a proposta de valor de 144 BM de energia distribuída, abrangendo um vasto número de tecnologias e aplicações. Os autores analisaram os blocos constitutivos da estrutura do *Quadro de Modelo de Negócios* proposta por Osterwalder e Pigneur

(2010), comparando os modelos existentes em termos de proposta de valor, segmentos de cliente, canais e relacionamentos com o cliente, atividades-chave, recursos e parcerias, bem como fluxos de receita e custo. Como resultado, os autores propõem uma classificação com três categorias para agrupar todos os 144 BMs: (i) resposta à demanda e sistemas de gestão de energia (EMS); (ii) armazenamento; e (iii) Solar Fotovoltaica.

A classificação anterior tem como foco as características das ofertas de serviço e produto disponíveis nos mercados de eletricidade e, até certo ponto, está alinhada com alguns dos domínios dos projetos inteligentes da UE relacionados à GD identificados por Gangale *et al.* (2017), nomeadamente: gestão da rede inteligente, resposta à demanda; integração e armazenamento da GD. Ao analisarmos a classificação proposta por Burger e Luke (2017), concluímos que ela é mais especificamente focada no BM dentro das áreas de GD. A classificação destaca se o BM é orientado a demanda ou ao fornecimento. Os autores destacam o BM focado no armazenamento e na geração descentralizada (em que a Solar Fotovoltaica pode ser considerada um recurso dominante), abrangendo dois pilares importantes do paradigma dos sistemas elétricos do futuro.

É importante observar que a amostra de BM analisada por Burger e Luke (2017) não apenas inclui uma ampla gama de produtos e serviços diferenciados, mas também reflete abordagens muito diferentes em relação ao modelo de receita e custo das empresas. Enquanto alguns atores continuam a ter um fluxo de receitas baseado na venda de *commodity* e pagamento de taxas de acesso (mesmo que essas vendas possam abranger uma ampla gama de serviços de eletricidade, como capacidade ou reservas operacionais), outros atores estão baseando-se em uma estrutura de receita inovadora, que podem incluir a venda de ativos, mas também, taxas de corretagem ou a montagem de operações financeiras, como arrendamento/aluguel/empréstimo.

A tabela 1 resume as novas configurações de modelo de negócio dentro da tipologia sugerida por Burger e Luke (2017).

**Tabela 1.** Novas configurações de modelo de negócios dentro do paradigma futuro do setor elétrico:

<b>Resposta à Demanda e EMS (I)</b>	<b>Armazenamento (II)</b>	<b>Solar Fotovoltaica (III)</b>
Fornecedores de EMS	Otimização de usuário final	Fabricação de tecnologia
Capacidade baseada na empresa de serviços públicos e Reserva DR	Co-otimização de usuário final e sistema	Otimização de usuário final do armazenamento <i>solar-plus-storage</i> (“usina virtual”)

Capacidade baseada em mercado e Reserva DR	Serviços de rede	Co-otimização de usuário final do armazenamento <i>solar-plus-storage</i> (“usina virtual”) e de sistema
	Software <i>pure-play</i> e desenvolvedores de tecnologia	Financiadores e integradores de energia fotovoltaica na escala de empresas de eletricidade
		Financiadores e integradores de energia fotovoltaica distribuída

Fonte: Elaboração própria com base em Burger e Luke (2016, 2017)

A Tabela 1 ilustra claramente a heterogeneidade do modelo de negócios dentro do paradigma do setor elétrico do futuro. Na categoria (I) Burger e Luke (2017) incluem a ampla gama de tecnologias e serviços que visam permitir ou facilitar o ajuste das cargas de energia em resposta às sinalizações de preços ou outros possíveis impulsionadores (refletindo o estado do sistema de energia). Dessa forma, todos os BMs recentes baseados em dispositivos de monitoramento e controle, bem como os serviços destinados a melhorar o controle de frequência e mitigar restrições de rede estão incluídos nesta categoria. O último também inclui um conjunto de soluções inovadoras desenvolvidas por agentes fora do setor de energia. Em particular, as empresas de Tecnologias da Informação e Comunicação (TIC) estão se tornando cada vez mais importantes (principalmente em relação ao fornecimento de EMS), devido a seus conhecimentos e experiência em tecnologia e comunicação digital.

A Categoria II inclui uma ampla gama de serviços relacionados ao armazenamento elétrico e térmico, como serviços de otimização de usuário final (tanto no nível de consumidores residenciais como industriais), otimização de sistema e serviços de rede. Esses serviços compartilham o objetivo de evitar desperdício de produção, reduzir os custos de energia dos consumidores e aprimorar o funcionamento dos sistemas de energia (por exemplo, aliviando as restrições de rede, proporcionando disponibilidade adicional de capacidade ou agregando recursos de armazenamento dos consumidores).

Assim como no caso da categoria I, nesse caso, as novas oportunidades de negócios que surgem nessa área estão abrindo as portas para a entrada de novos atores diversificados (tanto em termos de sua dimensão como em termos de seus principais negócios). No topo das soluções inovadoras em energia, alguns dos atores também oferecem serviços não relacionados à eletricidade (principalmente relacionados à otimização baseada em TIC e outros serviços de controle) tanto para operadores de sistemas quanto para consumidores finais. Também é importante enfatizar o envol-

vimento cada vez mais importante dos fabricantes de automóveis e desenvolvedores de infraestrutura no BM de armazenamento. Essa é uma consequência natural do novo paradigma de mobilidade elétrica (Madina *et al.* 2016), cuja implementação pode oferecer vantagens competitivas muito importantes no negócio de armazenamento para os agentes da indústria automobilística (o sistema de veículo para a rede permite que as baterias dos Veículos Elétricos (EV) armazenem energia e a injetem na rede elétrica), permitindo que suas ofertas sejam também competitivas em outras áreas (por exemplo, através do fornecimento de pacotes constituídos por soluções de EV + armazenamento + energia solar, que tendem a tornar-se cada vez mais populares, esperando-se que venha a tornar-se o paradigma dominante<sup>4</sup> na indústria do automóvel).

A terceira categoria sugerida por Burger e Luke (2017) agrupa novos BMs relacionados à energia solar fotovoltaica. Apesar da estreita relação entre a energia solar fotovoltaica e as outras categorias, o boom na produção solar fotovoltaica (e as novas oportunidades de negócios que estão sendo criadas para os fabricantes de tecnologia, serviços de eletricidade e serviços financeiros) justifica a criação de uma categoria independente e, conforme mencionado por Schleicher-Tappeser (2012), a energia solar fotovoltaica é uma fonte de GD por natureza, permitindo nova dinâmica de mercado e inovação no modelo de negócio. Burger e Luke (2017) de fato incluem diversos agentes nessa categoria, incluindo fabricantes de tecnologia, usinas virtuais, integradores no nível de empresas de eletricidade e energia distribuída fotovoltaica, bem como empresas de serviços financeiros oferecendo produtos especializados projetados para facilitar a aquisição de equipamentos no caso de propriedade direta - ou soluções de arrendamento - no caso de propriedade por terceiros.

O último aspecto é particularmente relevante dentro dos novos arquétipos do BM. Hamwi e Lizarralde (2017) revisam a extensa literatura sobre BMs emergentes na era da GD<sup>5</sup>, agrupando-os em três categorias diferentes: (i) modelos centralizados em produto de propriedade do cliente; (ii) modelos centralizados em serviços por terceiros; e (iii) modelos da comunidade de energia. Essas três categorias de negócios também foram enfatizadas por outros autores, como Huijben *et al.* (2013).

---

<sup>4</sup> Fickling (2017) argumenta que um ponto de inflexão foi alcançado na indústria automotiva mundial, uma vez que a China declarou estar a trabalhar no cronograma para a substituição dos veículos baseados em combustível fóssil.

<sup>5</sup> Hamwi e Lizarralde (2017) utilizaram bancos de dados bibliográficos para identificar artigos neste tópico publicados entre 2000 e 2016: (EBSCO Business Source Complete and EconLit, IEEE Xplore, e Direct Science), incluindo palavras-chave como “Energia, energia elétrica, eletricidade, renovável” e “Modelo de negócio” (devidamente traduzidas para inglês), obtendo um universo de 80 artigos”.

Esse critério de agrupamento torna explícito o fato de que, no contexto de sistemas elétricos distribuídos e interconectados, propostas de valor semelhantes podem ter abordagens muito diferentes à propriedade dos ativos, resultando em diferentes configurações de BM. No caso (i), o cliente possui a tecnologia de geração/gestão de eletricidade (geralmente no local). Esse modelo foi particularmente frequente em países com sistemas de Tarifa Renovável Avançada (FIT) favoráveis para fontes de GD, como é o caso da Alemanha. No caso (ii), pelo contrário, as tecnologias de GD são de propriedade de terceiros que vendem serviços de eletricidade aos consumidores. Esse modelo foi bastante frequente nos Estados Unidos. Por fim, no último caso, os recursos são agrupados e compartilhados dentro de uma comunidade de usuários. Os últimos modelos estão se tornando cada vez mais bem-sucedidos e devem crescer exponencialmente nos próximos anos, de acordo com Augustine e McGavisk (2016).

Os modelos baseados em comunidade têm a vantagem de aliviar as restrições técnicas da instalação (uma vez que a instalação não é feita necessariamente no local). Também permitem que os consumidores compartilhem, entre uma comunidade de usuários mais vasta, o investimento inicial e de manutenção e os riscos de desempenho.<sup>6</sup>

É importante observar que, de forma análoga a outros BMs no setor de energia, os riscos e as taxas de retorno dos modelos baseados em comunidade dependem significativamente das características específicas das políticas energéticas e das opções regulatórias. Herbes *et al.* (2016) ilustram esse ponto ao estudar como as mudanças na estrutura regulatória têm afetado as Cooperativas de Energia Renovável (RECs) na Alemanha. De acordo com os autores, o sistema de FIT favorável na Alemanha tem sustentado um crescimento considerável de RECs, cujo número aumentou para quase 1.000 desde 2004. Entretanto, a lucratividade do BM anterior das RECs foi prejudicada quando os incentivos específicos para as RECs foram reduzidos.

A tabela 2 resume a configuração de modelo de negócio proposta por Hamwi e Lizarralde (2017), identificando alguns exemplos ilustrativos de cada configuração de modelo de negócio.

---

<sup>6</sup> Coughlin *et al.* (2012), cfr. Vilela e Silva (2017) identificam três BMs que têm apoiado o desenvolvimento de soluções solares compartilhadas: o modelo baseado em empresas de serviços públicos, o modelo sem fins lucrativos e o modelo de veículo para fins especiais (SPV) (que isola o risco do projeto no SPV para beneficiar-se de melhores condições de financiamento).

**Tabela 2.** Arquétipos de Modelo de Negócios (de acordo com a proposta de valor e propriedade de ativo)

<b>Centralizado em produto de propriedade do cliente</b>	<b>Centralizado em serviços de terceiros</b>	<b>Modelos da comunidade de energia</b>
<p><b>Tecnologias de Energia Renovável</b> de propriedade do cliente (lado do fornecimento)</p> <p><i>Exemplos de BM: Plug and Play; VM PV de propriedade do cliente; Modelo de propriedade do anfitrião</i></p>	<p><b>Tecnologias de Energia Renovável</b> de terceiros (lado do fornecimento)</p> <p><i>Exemplos de BM: Propriedade de terceiros; BM dirigido pela empresa; BM de venda cruzada; Parceiro de Parceiro; BM local de etiqueta branca</i></p>	<p>Modelos da comunidade de energia <b>patrocinados pela empresa de eletricidade</b></p>
<p><b>Gestão do lado da demanda</b> de propriedade do cliente (lado da demanda)</p> <p><i>Exemplos de BM: Serviços de Eficiência Energética, Modelo Facilitador de Valor Agregado</i></p>	<p>Terceiros para <b>resposta à demanda</b> (lado da demanda)</p> <p><i>Exemplos de BM: Agregador local de terceiros; BM E-balance; BM baseada em tempo: Plataformas de Serviços; BM Peer-to-Peer</i></p>	<p>Modelos de comunidade <b>sem fins lucrativos</b></p> <p><i>Exemplos de BM: REC; plataformas virtuais online (por exemplo, “Modelo Glassroot P2P”); Iniciativas de Participação de Cidadãos</i></p>
	<p>Terceiros para eficiência energética</p> <p><i>Exemplos de BM: Compartilhando economias e Modelos de Economia Garantida; ESCO; BM de Energia Útil; Contratação de Desempenho de Energia (EPC)</i></p>	<p>Modelos de comunidade <b>baseados em mercado</b> (voltado ao lucro)</p>

Fonte: Preparado pelo autor com base em Hamwi e Lizarralde (2017)

A Tabela 2 mostra que a classificação proposta por Hamwi e Lizarralde (2017) agrupa empresas tomando em consideração duas dimensões: (i) a proposta de valor e as características de serviços (por exemplo, geração de energia, gestão do lado da demanda

ou serviços de eficiência energética<sup>7</sup>); bem como (ii) estrutura de propriedade de ativo. Essa é uma consideração importante, uma vez que a mudança no modelo de receita e custo das empresas constitui um importante impulsionador para a inovação no BM. Por exemplo, Richter (2012) indica uma dicotomia importante nas características do novo BM: modelos centrados no consumidor *versus* BM baseado nas utilities, enquanto Huijben e Verbong (2012) incluem os modelos em que a propriedade dos ativos é detida por terceiros, que oferecem serviços energéticos variados aos consumidores.

Outro aspecto interessante da classificação proposta por Hamwi e Lizarralde (2017) refere-se à inclusão de novos serviços de energia como uma subcategoria independente do BM centrado em serviços de terceiros. Por exemplo, Qin *et al.* (2017) estudam diferentes abordagens de negócio adotadas por empresas chinesas de serviços de energia (especificamente focadas em EPC). Os autores identificam quatro tipos diferentes de BM; (i) Modelo de Economias Compartilhadas; (ii) Modelo de Economias Garantidas; (iii) Modelo de Confiança de Custo de Energia; e (iv) Modelo de Arrendamento Financeiro.<sup>8</sup> Os quatro modelos diferem em diversas dimensões, como a alocação de desempenho e risco financeiro entre os agentes econômicos (vide Tabela 1 em Qin *et al.* (2017) para uma descrição detalhada de cada modelo no que respeita à propriedade de ativo durante (e após) o projeto, alocação de benefícios de economia entre ESCO e usuários etc.). Os autores também avaliam como realizar a seleção entre esses quatro modelos, propondo uma abordagem multicritérios que leva em consideração aspectos como: potencial de economia de energia do projeto, requisitos de economia de energia de consumidores, condições e serviços financeiros, credibilidade, experiência técnica e capacidade da ESCO, contexto político.

Gabriel e Kirkwood (2016) também destacam o novo papel das empresas exclusivamente voltadas a serviços no setor de energia, no caso específico dos países em desenvolvimento. Os autores entrevistaram 43 empreendedores de 28 países em desenvolvimento. Sua amostra é agrupada em três categorias diferentes: empresas de consultoria, distribuidoras e integradoras, sendo que a primeira representa estruturas corporativas mais leves (principalmente em matéria de capital humano) e a última referente a serviços com maior grau de complexidade. Os autores concluem que o modelo de integradores é mais frequente em países com um número maior de políticas de energia renovável em vigor, enquanto o modelo de consultores (que é muito mais leve) é mais frequente em contextos caracte-

---

7 Diferentemente de Burger e Luke (2017), os autores não classificam a energia solar fotovoltaica explicitamente como uma categoria independente, o que pode ser um pouco restritivo devido ao enorme dinamismo (em relação à inovação tecnológica e inovação no BM) que temos visto nesse campo.

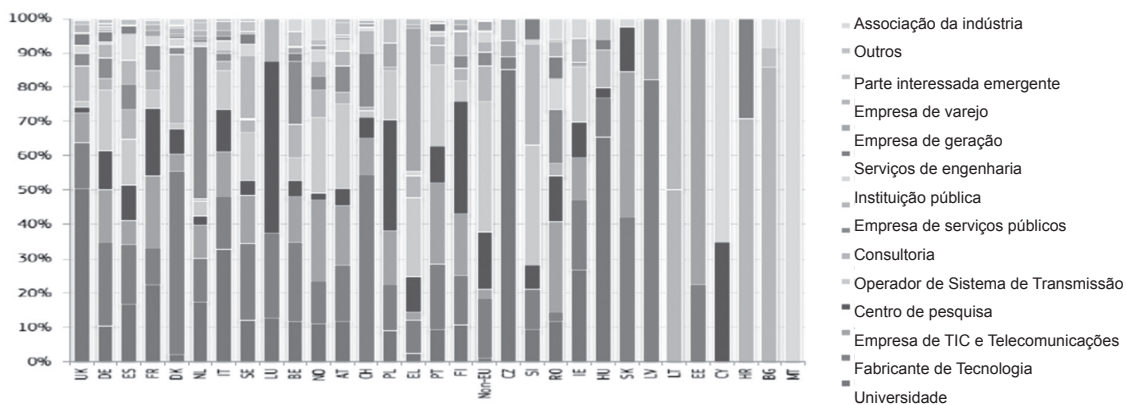
8 De acordo com Qin *et al.* (2017) de 1998 a 2003, foram implementados 283 projetos de EPC, representando um total de investimentos de 600 milhões de CNY foi investido nesses projetos.

rizados por baixa intervenção política (no campo de energia renovável) e pela existência de barreiras mais significativas para a condução de negócios. O modelo de distribuidores (que é mais complexo do que o modelo de consultores, porém menos complexo do que o modelo de integradores) surge em contextos em que conduzir negócios é relativamente fácil, mas o interesse do Governo em energias renováveis é limitado.

Um aspecto particularmente interessante da nova dinâmica competitiva no setor de energia refere-se à entrada de novos atores substancialmente diferentes das empresas de serviços públicos tradicionais com quem podem interagir de formas muito diferentes (às vezes concorrendo, outras cooperando e outras *coopetindo*, o que significa que cooperam em algumas dimensões, mas competem em outras). A este respeito, Hellstrom *et al.* (2015) destacam a importância da colaboração entre diferentes empresas na cadeia de valor de eletricidade como um fator chave para a inovação bem sucedida do modelo de negócio.

Esse novo ambiente colaborativo é bastante evidente quando analisamos, por exemplo, as partes interessadas envolvidas no contexto dos projetos de pesquisa e desenvolvimento de redes inteligentes na UE (vide Figura 8 abaixo).

**Figura 8.** % de distribuição do investimento em gestão de redes inteligentes entre diferentes partes interessadas(stakeholders)



Fonte: Gangale *et al.* (2017)

A figura 8 mostra que o envolvimento dos Operadores do Sistema de Distribuição nos projetos de redes inteligentes em curso na UE no domínio de Gestão de Redes Inteligentes varia muito de país para país. Em alguns países como Reino Unido e Itália, uma alta fração do investimento em projetos de redes inteligentes está sendo assegurada. Entretanto, na maioria dos países, sua adesão é bastante baixa, principalmente se considerarmos os desafios notáveis que esses atores devem enfrentar nos próximos anos.



O peso relativamente baixo de DSOs nos investimentos em projetos de redes inteligentes na UE também é um produto do aumento de outros atores relevantes, que estão moldando o futuro dos sistemas de eletricidade, nomeadamente: *(i)* Universidades e centros de pesquisa - que estão contribuindo ativamente para a inovação técnica intensa no setor; *(ii)* Fabricantes de tecnologia (principalmente da indústria automóvel) - que estão buscando novas oportunidades de negócios associadas à difusão em massa de novas tecnologias de GD, armazenamento e medição; *(iii)* empresas de TIC - cujo papel está se tornando cada vez mais importante à luz das tendências atuais de digitalização e desmaterialização do sistema.

É importante observar que o envolvimento relativo de novas partes interessadas pode depender substancialmente dos tipos de projetos de redes inteligentes. Por exemplo, o peso do investimento dos atores de TIC é maior no campo de gestão de demanda, em que as tecnologias de TIC são fundamentais para desenvolver um sistema de medição online adequado, facilitar a comunicação digital e garantir resposta rápida (às vezes em tempo real) da demanda. De maneira diferente, o peso relativo dos fabricantes de tecnologia é mais relevante no caso de projetos relacionados à integração de GD e armazenamento, que implicarão grandes necessidades de equipamentos quando a GD + armazenamento se vierem a tornar um paradigma dominante.

A complexidade dos relacionamentos que estão surgindo nos novos ecossistemas de negócios dentro do setor de energia é bem ilustrada pela densidade dos vínculos de colaboração entre diferentes tipos de organização. Um BM bem sucedido na era da GD parece exigir o envolvimento de recursos multidisciplinares (altamente qualificados) trabalhando em conjunto para promover produtos e serviços inteligentes que permitem sua diferenciação das soluções existentes e promover a concorrência no mercado.

Conforme o número de serviços, empresas e práticas de negócios crescem dentro da rede elétrica (com expectativa de crescimento ainda maior no futuro), a dinâmica competitiva/cooperativa tem mudado de forma nunca vista antes. Em resultado, o modelo de negócio das utilities começa a ser desafiado, afetando a sustentabilidade econômica e financeira das corporações existentes. Devido à sua função como gestores de rede (que asseguram a confiabilidade de sistemas micro e mini-geradores), tornou-se imperativo mudar o paradigma regulatório e (re)formular medidas políticas apropriadas para assegurar a sustentabilidade das empresas e facilitar a transição atual para mercados de energia com baixa emissão de carbono.

A próxima seção terá como foco específico os desafios de mercado e regulatórios relacionados à sustentabilidade econômica e financeira das empresas. A opção pelo

estudo deste aspecto particular, levou em consideração que a sobrevivência de curto e longo prazo das utilities tem sido um dos desafios mais discutidos da GD entre estudiosos e profissionais do setor. Além disso, essa é uma questão urgente, uma vez que as empresas já estão começando a observar (pelo menos em países com alta penetração de GD, como EUA, Alemanha ou China) perdas de receita sem precedentes (como resultado do efeito de mudança na demanda), problemas financeiros relacionados a desfasagem nas revisões tarifárias para refletir tais perdas e aumento nos desafios de gestão da rede elétrica.

## **4. Empresas de Energia: sustentabilidade econômica e financeira na era da GD**

### **4.1 A ameaça da GD para o BM convencional**

A GD está criando desafios sem precedentes para as utilities. Por um lado, as tecnologias de GD permitem que os consumidores produzam sua própria energia (Schleicher-Tappeser, 2012), reduzindo consideravelmente (ou até mesmo eliminando, pelo menos em alguns períodos do dia/períodos do ano) a demanda enfrentada por empresas de energia tradicionais. Isso se traduz em um forte efeito negativo no modelo de receita dos distribuidores (que até agora tem sido principalmente baseado em um critério volumétrico de acordo com as tarifas regulamentadas), que levam inevitavelmente (i) a um aumento nos preços da energia (principalmente para os consumidores ainda com fornecimento exclusivo da rede elétrica); e (ii) a déficits financeiros para os geradores, operadores de sistema de transmissão e operadores de sistema de distribuição convencionais (vide Castro *et al.* (2016) para uma discussão mais detalhada desses problemas).

Por outro lado, a GD está aumentando o nível de complexidade das atividades de gestão da rede substancialmente (por exemplo, Poudineh e Jamasb (2014) ilustram as tarefas cada vez mais complexas atribuídas aos Operadores de Sistema de Distribuição dentro do novo paradigma da GD). De fato, os operadores de sistema (geralmente empresas de serviços públicos antigas) agora deverão:

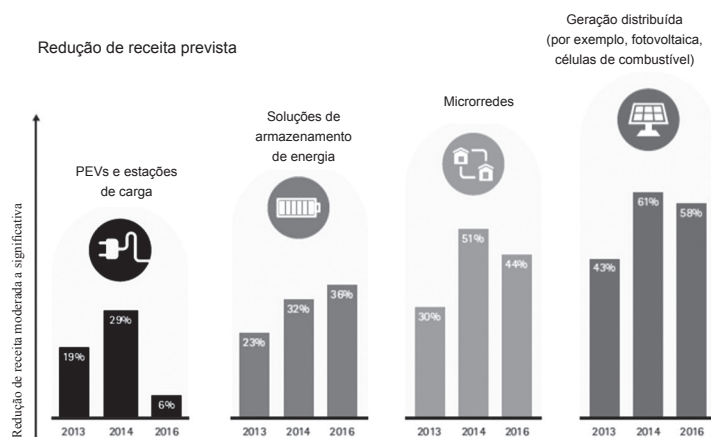
- (i) permitir a integração técnica da produção de GD na rede (por exemplo, Vilela (2014) refere-se às dificuldades técnicas nessa tarefa, uma vez que a rede não foi projetada para permitir fluxos de eletricidade bidirecionais e, portanto, deve ser reestruturada a fim de integrar a GD, exigindo investimentos consideráveis);

- (ii) facilitar a coordenação entre uma multiplicidade de novos atores heterogêneos (por exemplo, prosumers, integradores, EV) dentro de um sistema de energia caracterizado por produção descentralizada e armazenamento incerto;<sup>9</sup>
- (iii) garantir a confiabilidade da rede elétrica sob uma crescente presença de RES (e dos problemas de intermitência que surgem frequentemente associadas a estas fontes energéticas);
- (iv) garantir investimentos (consideráveis) necessários para atingir com sucesso os objetivos anteriores.

Além disso, as dificuldades de gestão da rede mencionadas acima podem ser exacerbadas caso o design do mercado atual deixe de fornecer os incentivos adequados aos agentes, levando a distorções nas escolhas de investimento em capacidade.

Para entender como os gestores das empresas de serviços públicos estão enfrentando as ameaças da GD, a Accenture (2016) conduziu pesquisas e entrevistas recentemente com mais de 100 executivos de empresas de serviços públicos (em 23 países) envolvidos no processo de tomada de decisão em problemas relacionados às redes inteligentes em suas empresas.

**Figura 9.** Impacto dos ativos de rede nas empresas de energia até 2030



Base: todos os entrevistados; exceto respostas "Não aplicáveis".

Fonte: Programa de pesquisa *Digitally Enabled Grid* da Accenture, pesquisa executiva de 2016.

Fonte: Accenture (2016)

<sup>9</sup> Por exemplo, Castro *et al.* (2016) indicam que a falta de adoção generalizada de medidores online impede a visibilidade da produção e do armazenamento de GD, aumentando as dificuldades dos operadores de sistema de gerenciar a rede elétrica em determinados ambientes.

A figura 9 mostra que os gestores de empresas de energia parecem estar relativamente menos preocupados com os desenvolvimentos de mercado relacionados ao armazenamento e adoção generalizada de EV. Esse comportamento pode ser explicado pelo estágio de certa forma incipiente dessas tecnologias (no momento da pesquisa) ou pelo fato de que os gestores serviços realmente vêem a adoção em massa de EV como uma nova oportunidade de negócio. Pelo contrário, os gestores de empresas de energia estão cada vez mais preocupados com a perda de receita referente à transição para o novo paradigma da eletricidade (ou seja, microredes e GD, como a Solar Fotovoltaica).

Diversos autores referiram-se aos desafios drásticos enfrentados pelas distribuidoras (conforme a GD cresce constantemente) utilizando o termo “espiral da morte” para conjugar as ameaças da GD para empresas de serviços públicos (por exemplo, Dyner *et al.*, 2016, Castro *et al.*, 2016, Castaneda *et al.*, 2017).

A justificativa por trás da espiral da morte é a seguinte: o aumento na GD (por exemplo, produção de energia Solar Fotovoltaica dos usuários finais + soluções de armazenamento) leva a uma redução significativa na demanda das empresas de energia, resultando em um aumento nas suas tarifas, a fim de garantir sua viabilidade econômica e financeira (o aumento da tarifa pode ainda ser ampliado por causa do aumento da complexidade da gestão de redes inteligentes). Entretanto, conforme as tarifas destas empresas aumentam, os incentivos aos usuários finais para investir em soluções de geração descentralizada tornam-se maiores (uma vez que a “*grid parity*” se torna mais fácil de alcançar), diminuindo ainda mais a demanda das empresas e agravando sua estabilidade econômica e financeira.

Esse ciclo vicioso constitui um grande problema para a generalização da GD, uma vez que uma gestão adequada do sistema de rede inteligente é crucial para garantir sua sustentabilidade e confiabilidade. De fato, mesmo os sistemas de micro e mini-geração (que estão entre os principais impulsionadores por trás da mudança de demanda das empresas de serviços públicos) geralmente precisam ser conectados à rede (que, à luz de muitos mecanismos de *compensação de energia elétrica*, pode acabar funcionando como uma bateria barata para os referidos sistemas).

Assim, a sobrevivência de empresas de energia antigas (que se tornaram operadoras de sistema) é fundamental. Para superar o problema da espiral da morte, as utilities, não só precisam abraçar novas oportunidades de negócios criadas pela GD, mas também uma mudança no paradigma regulatório deve ocorrer (Castaneda *et al.* (2017)).

Em particular, do lado regulatório, é essencial mudar a estrutura tarifária atual regulamentada no curto prazo para um sistema que reflita o custo, que envie sinais

apropriados para os agentes sobre os custos que impõem à rede e evite ineficiências desnecessárias devido a problemas de subsídio cruzado (problemas de transferência de custos entre diferentes grupos de agentes). Esses aspectos serão analisados mais detalhadamente na Seção 4.3.

Antes de passar para as considerações regulatórias, analisamos brevemente na seção 4.2 como as empresas por si próprias têm modelado seus BMs para superar a espiral da morte e garantir sua própria viabilidade econômica e financeira no futuro.

## **4.2 Novas oportunidades de negócios para as *empresas de energia***

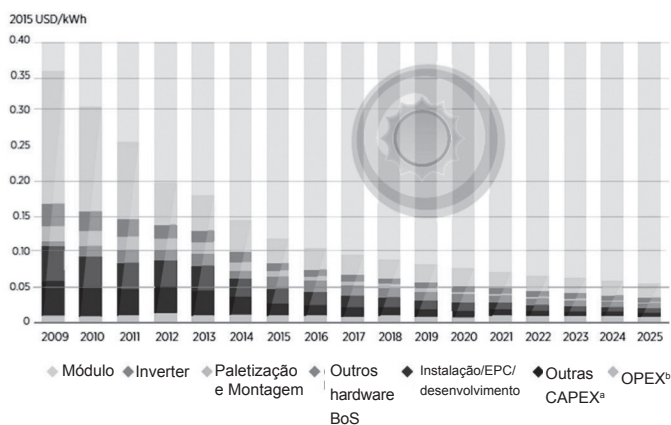
Apesar dos desafios de GD enfrentados por essas empresas, a recente dinâmica do mercado também pode resultar em uma imensa gama de oportunidades de negócios futuras, que requerem mudanças disruptivas, em vez de incrementais no BM da empresa de serviços públicos (eLab (2013)). As utilities precisam aproveitar a facilidade ao acesso de novas tecnologias e aplicações para ampliar o foco de seus negócios e criar vantagens competitivas em relação aos novos concorrentes no mercado (refletidas no aproveitamento de economias de aprendizado e economias de escala, reconhecimento da marca e efeitos de reputação, conhecimento tecnológico).

De acordo com Hamwi e Lizarralde (2017), ainda há uma inércia considerável na transformação do modelo de negócio dessas empresas. A situação varia muito de um país para o outro, e as utilities são mais letárgicas em países com menor penetração de GD. Pelo contrário, em países em que a GD começa a ganhar impulso (e em que o ambiente regulatório, institucional e político é mais favorável à DG), pelo menos algumas empresas parecem estar trabalhando ativamente na mudança estratégica para novos modelos de negócios. Esse é, por exemplo, o caso da Alemanha (E.ON) ou NRG Energy (EUA) que, como referem Burger e Luke (2017) venderam bilhões de dólares em ativos e têm buscado desenvolver novos empreendimentos em recursos distribuídos e energia renovável.” Além disso, as utilities também estão se familiarizando com a (e, em alguns casos, estão profundamente envolvidas na) criação e implantação de tecnologias e soluções inovadoras de GD.

Por um lado, elas tentam explorar (na escala de serviços públicos) os mesmos recursos que constituem a base de muitos micro e mini-sistemas de GD (por exemplo, grandes usinas de solar fotovoltaica), com vantagem competitiva devido a economias de escala consideráveis. A Figura 10 mostra que há uma redução de custo considerável no LCOE de energia Solar Fotovoltaica médio ponderado global quando se consideram projetos de grande escala desenvolvidos por empresas de serviços públicos, princi-

palmente nos componentes de módulo e hardware (em que as economias de escala são bastante prováveis).

**Figura 10.** LCOE de energia Solar Fotovoltaica médio ponderado global real e previsto (projetos grande escala)



Nota: a) CAPEX = despesas de capital. b) OPEX = despesas operacionais.

Fonte: Os resultados utilizam um custo de capital médio ponderado de 7,5% (WACC); todas as outras suposições são de IRENA (2016p)

<sup>10</sup>Essa estimativa assume que 200-300 TWh de energia solar fotovoltaica substitui usinas de carvão, que operam com 35% de eficiência e emitem 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub>

Fonte: IRENA (2017)

Por outro lado, as próprias utilities também estão começando a explorar a ampla gama de serviços de energia e auxiliares que surgem na era da GD. Por exemplo, no caso brasileiro, a CEMIG, que é uma importante distribuidora com atividade integrada verticalmente tem patrocinado *spin-offs* e criado novas empresas especificamente voltadas a serviços inovadores de energia e auxiliares (por exemplo, *Efficientia* é uma ESCO dentro do universo da corporação CEMIG, especializada na oferta de serviços de eficiência energética). Da mesma forma, no caso português, a EDP, a empresa de eletricidade já está desenvolvendo serviços de energia e serviços auxiliares (por exemplo, *Serviço Funciona*<sup>10</sup>, soluções especializadas em aquecimento<sup>11</sup> ou soluções de controle de smart house<sup>12</sup>).

A esse respeito, Vilela e Silva (2017) apresentam uma visão interessante sobre a linha do tempo de desenvolvimentos de GD (principalmente focados em energia solar fotovoltaica), destacando como as empresas de serviços públicos podem acabar se tornando atores centrais no novo paradigma da GD. Esse cronograma é ilustrado na figura

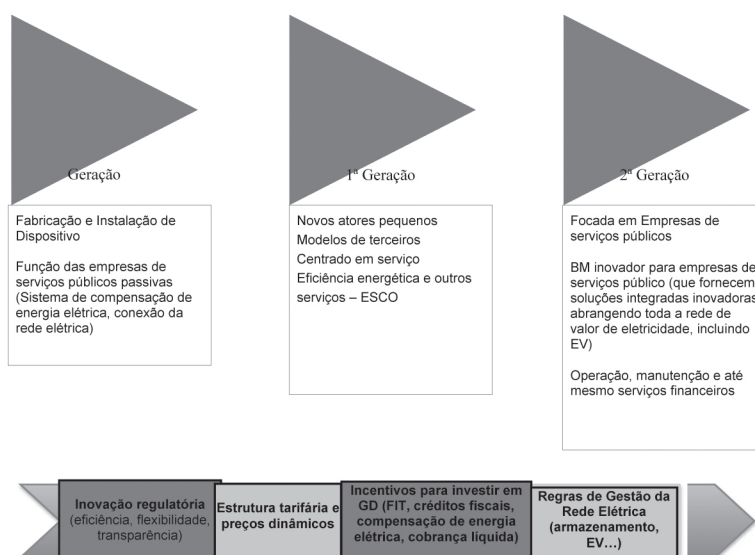
10 <https://energia.edp.pt/particulares/energia/gas-eletricidade-funciona/>

11 <https://energia.edp.pt/particulares/poupar-energia/>

12 <https://energia.edp.pt/particulares/servicos/redy/>

11, em que também destacamos como o ambiente regulatório pode afetar a transição entre as gerações de GD *por meio* (i) da escolha adequada de estruturas tarifárias e esquemas de remuneração de GD, a fim de equilibrar os incentivos de investimento em GD e a estabilidade financeira das empresas de serviços públicos; (ii) do licenciamento e da qualidade das condições de serviços impostas para as empresas de serviços públicos *vis-à-vis* novos atores no setor; (iii) das regras para integração técnica e econômica de novos atores no sistema de energia; (iv) dos sistemas de medição; e (v) das regras de controle de informações e troca dentro das redes de energia.

**Figura 11.** Gerações de difusão de GD



Fonte: Elaboração Própria

A partir da figura anterior, torna-se claro que a evolução da onda da Geração zero até a 2ª Geração depende principalmente de dois fatores (geralmente inter-relacionados), além dos desenvolvimentos tecnológicos: o comportamento estratégico<sup>13</sup> das empresas e a estrutura regulatória. O primeiro aspecto foi abordado na presente subseção. A seção seguinte complementa esta análise, voltando-se aos problemas regulatórios.

<sup>13</sup> Por exemplo, Vilela e Silva (2017) mencionam que o Brasil já está se aproximando do BM de 1ª Geração, porém, na maioria dos casos, as empresas de serviços públicos ainda estão se comportando dentro da configuração de Geração zero.

### 4.3 Inovação regulatória visando a estabilidade econômica e financeira das empresas de energia

A sustentabilidade econômica e financeira dessas empresas constitui um aspecto chave no debate sobre os desafios regulatórios da GD. Diversos países já implementaram mecanismos explícitos para aliviar os impactos da GD sobre as utilities (por exemplo: na Califórnia e no Havaí, há um mecanismo de *decoupling* elaborado para proteger as empresas dos riscos financeiros decorrentes da redução na demanda. Em Nevada, há um Mecanismo de Ajuste de Receita Perdida)<sup>14</sup>.

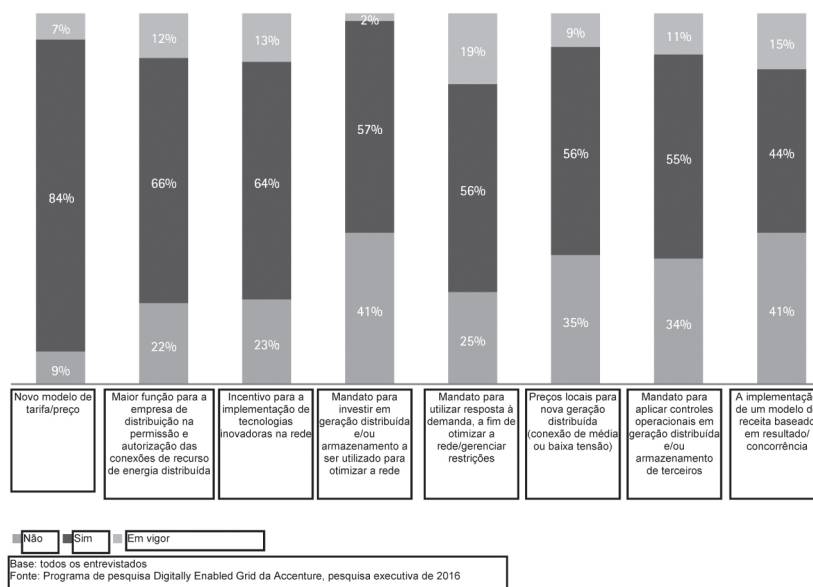
A Accenture (2016) avaliou as mudanças regulatórias mais importantes (a serem introduzidas nos próximos 10 anos), de acordo com uma amostra de 100 gestores de empresas em 23 países. Os resultados são resumidos na figura 12, que mostra claramente que o novo esquema de precificação/tarifa é atualmente a maior preocupação regulatória dos gestores no curto prazo. Os gestores também estão preocupados (até certo ponto) com a especificação regulatória da função das empresas de energia em relação à permissão e autorização da energia distribuída, à implantação de tecnologias inovadoras na rede e ao uso de resposta à demanda para otimizar a rede/gerenciar as restrições (no que tange o último ponto, é importante observar que 19% dos gestores realmente consideram que esse problema já está sendo abordado). Outras preocupações expressas pelos gerentes de empresas de energia incluem: a necessidade de mandatos para investir em geração distribuída e armazenamento (embora 41% da amostra entrevistada considere que esse não é um problema relevante para as mudanças regulatórias nos próximos 10 anos); preços locais para a nova GD; a aplicação de controles operacionais em energia distribuída e armazenamento de terceiros; e a implementação de um modelo de receita baseado em resultados/concorrência (novamente, 41% dos gestores entrevistados não veem margem para mudanças regulatórias neste ponto, pelo menos nos próximos anos).

---

14 Vide Alves *et al.* (2017) para uma análise interessante sobre alguns mecanismos de proteção das empresas de energia, que estão sendo implementados em alguns estados dos Estados Unidos.



**Figura 12.** Desafios regulatórios necessários nos próximos 10 anos, de acordo com os gestores de empresas de energia



Fonte: Accenture (2016)

Conforme já mencionado, o resultado mais marcante da Accenture (2016) é a preocupação dos gestores em relação às mudanças regulatórias necessárias com base nos modelos de tarifas/preços. A este respeito, (pelo menos) duas dimensões muito importantes devem ser consideradas: a estrutura tarifária (que afeta diretamente as receitas das empresas de energia) e os incentivos de precificação da GD (que afetam a paridade da rede elétrica e a rentabilidade relativa dos investimentos da GD, que estão mudando de demanda das empresas de serviços públicos tradicionais para projetos de mini e microgeração). Seguidamente, cada um destes pontos será analisado de forma mais detalhada.

## Estrutura tarifária

Conforme mencionado na Seção 4.1, a estrutura tarifária atual está no centro do problema da espiral da morte, uma vez que o sistema volumétrico existente (que cobra os usuários de acordo com seus níveis de consumo) não reflete a estrutura (possivelmente diferenciada) de custos incorridos com diferentes perfis de usuários na rede elétrica. Os *prosumers*, em particular, acabam sendo favorecidos pelo sistema atual (à custa de outros consumidores e da estabilidade financeira de empresas

de serviços públicos<sup>15</sup>): eles são capazes de satisfazer quase todas as suas necessidades de consumo de eletricidade por meio de tecnologias de mini e microgeração, porém impõem custos aos operadores do sistema já que precisam estar conectados à rede elétrica e até mesmo consomem energia da rede (principalmente durante alguns períodos do dia, como o noturno, em que a rede acaba ficando congestionada devido à correlação nas condições de produção dos diferentes perfis de usuários que dependem da energia solar fotovoltaica).

Nesse contexto, tanto os estudiosos como os profissionais apontaram a necessidade de revisar o sistema tarifário (principalmente) linear atual, substituindo os cronogramas de preços lineares por um sistema não linear que coloca mais peso no componente tarifário fixo para refletir as mudanças no BM das utilities.<sup>16</sup>

Outro tópico amplamente discutido no debate sobre a estrutura tarifária é o uso de esquemas de preços dinâmicos (como *preços de pico crítico*, *descontos de pico crítico*, *preços em tempo real*) ou até mesmo esquemas de tarifas *horárias* mais simples. Nesse cenário, os preços refletem mais o custo (principalmente no caso do preço em tempo real) e, portanto, pelo menos do ponto de vista teórico, constituem sinalizações de preço mais eficazes (por exemplo, os prosumers que obtêm eletricidade apenas da rede elétrica quando esta está altamente congestionada, como em períodos no início da noite,

seriam penalizados pagando preços muito mais altos). No entanto, a implementação desses sistemas representa um crescente nível de complexidade na definição das tarifas (para os reguladores) e sua compreensão (para os consumidores, que precisam ser cada vez mais sofisticados e experientes em tecnologia). Ainda, conforme mencionado por Castro *et al.* (2016), tarifas específicas de hora e localização também podem ter resultados indesejáveis do ponto de vista social, já que podem colocar consumidores de baixa renda em uma posição particularmente frágil.

Apesar das dificuldades em encontrar o mecanismo tarifário adequado que alinhe os incentivos de todas as partes interessadas relevantes, é importante observar que inovações regulatórias já estão sendo introduzidas, a fim de refletir a ideia de “*custo para servir*”, em vez da filosofia prevaiente de “quantidade de consumo”. Por exemplo, a

---

15 Mesmo com a possibilidade de recuperação desses custos (às custas de outros consumidores), o atraso na revisão tarifária para recuperar tais custos expõe as empresas (nomeadamente, as distribuidoras) à sérias dificuldades financeiras.

16 Em alguns países (por exemplo, Portugal), o esquema regulatório atual já é baseado em uma tarifa de duas partes. Entretanto, mesmo nesses casos, mudanças importantes na estrutura tarifária são necessárias para garantir a viabilidade das empresas de eletricidade. Especificamente, à medida que a GD se torna mais importante, é necessário mudar os pesos dos componentes variável e dos fixos, sendo que o anterior deve ter um peso muito maior (em contraste com a situação atual).

este propósito o e-Lab (2013) menciona a Proposta de Cobrança de Uso de Rede da Diego Gas & Electric, em que os consumidores são cobrados pelos custos associados ao uso da rede.

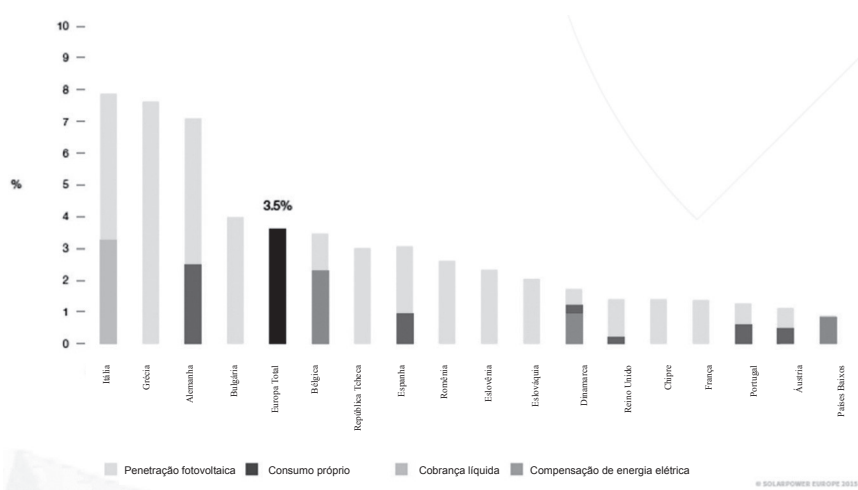
## Incentivos monetários para investir em GD: arranjos de cobrança e outros

Ao longo dos últimos anos, diversos esquemas de incentivo têm sido elaborados para promover a difusão das tecnologias e aplicações de GD, com base em (i) seu maior desempenho ambiental, bem como no (ii) fato de que a maioria dessas tecnologias embrionárias pode precisar de suporte específico nas etapas iniciais de seu ciclo de vida, a fim de alcançar uma massa crítica de usuários e, então, se tornarem tecnologias maduras.

A estrutura regulatória relativa aos incentivos monetários para investir em GD molda consideravelmente os benefícios e os custos dos sistemas de GD, afetando a atratividade desses investimentos (especificamente, a paridade da rede elétrica) e, portanto, determinando até que ponto as empresas de energia estão expostas a cortes na demanda (resultante de mudanças no consumo da rede elétrica para micro ou mini-sistemas de rede elétrica).

Evidentemente, os incentivos regulatórios e institucionais para investir em GD são muito importantes do ponto de vista do investidor e do usuário. Os incentivos existentes são muito diversificados. Os mecanismos de incentivos mais utilizados são baseados em FIT, benefícios fiscais, sistemas de medição líquida ou cobrança líquida favorável. A figura 13 ilustra a diversidade dos incentivos monetários disponíveis para investir em GD, com foco no caso específico da UE.

**Figura 13.** Produção solar fotovoltaica europeia e consumo próprio em 2015



Fonte: Solar Power Europe (2015)

O sistema de feed-in-tariff (FIT) tem sido muito comum na Alemanha (e outros países europeus, como o Reino Unido<sup>17</sup>). Nesse sistema, os usuários são pagos pela eletricidade que geram a uma taxa favorável definida administrativamente. Se esta taxa for suficientemente elevada, esse sistema torna-se bastante favorável à implantação de tecnologias de GD. Por exemplo, Herbes *et al.* (2016) argumentam que a mudança de sistemas FIT para sistemas de licitação de leilões, que consiste em um sistema de licitação de mercado aberto para REC, criará riscos de preço e aumentará a incerteza dos investidores em relação a projetos solares comunitários. Apesar da eficácia da FIT na implantação das tecnologias de GD, esse mecanismo de remuneração não é baseado no mercado e, portanto, os agentes não terão quaisquer sinais econômicos para tomar decisões de investimento adequadas.

O sistema de benefício fiscal consiste em conceder algum tipo de benefício fiscal aos usuários (por exemplo, crédito de imposto *lump-sum*, subsídio *lump-sum*, redução na taxa fiscal etc.). Esse sistema tem sido amplamente utilizado nos Estados Unidos (em nível Federal). Entretanto, de acordo com Burger e Luke (2016), essa não tem sido a principal motivação para os usuários investirem em tecnologias de GD, de fato abrindo espaço para novos BMs que tentam explorar e monetizar o Crédito Fiscal de Investimento (por exemplo, no sistema dos EUA).

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica é baseado em um “sistema de crédito” garantindo que os prosumers que transmitem o excedente de eletricidade para a rede elétrica obtenham um crédito (de consumo) pelo excedente que geram (podendo recuperar o consumo de eletricidade correspondente à posteriori). Do ponto de vista dos consumidores, a filosofia por trás do sistema pode ser bastante favorável (por exemplo, ela permite que os consumidores utilizem a energia solar fotovoltaica gerada durante o dia à noite, sem muitos custos). Entretanto, na prática, os benefícios líquidos das políticas de compensação de energia elétrica para os usuários de GD dependem do seguinte (i) regulamentação do crédito, que pode ser do tipo 1:1 ou apresentar um escopo mais restrito, cobrindo apenas alguns componentes tarifários, como compra de eletricidade, acesso à rede ou impostos; (ii) tratamento fiscal do consumo atrasado (que tem sido um problema controverso no caso brasileiro, em que a reguladora de energia ANEEL tem destacado um tratamento fiscal desfavorável dos créditos de eletricidade, alegando a necessidade de mudar o sistema atual); (iii) período de cobrança em que os consumidores podem recuperar o crédito de consumo.

O sistema de compensação de energia elétrica tem sido amplamente adotado nos EUA (por exemplo, Califórnia ou Nevada), frequentemente com um efeito positivo

---

17 <http://www.energysavingtrust.org.uk/renewable-energy/electricity/solar-panels/feed-tariffs>

na disposição dos agentes de investir em tecnologias de GD. Esse sistema também é utilizado atualmente no Brasil, cujas características específicas serão descritas na Seção 5 com mais detalhes. O modelo também tem sido utilizado em alguns países europeus (como Bélgica, Dinamarca ou Países Baixos).

A grande vantagem do sistema de compensação de energia elétrica reside na possibilidade de permitir que os consumidores desloquem o seu consumo entre períodos, sem grandes custos associados. Isso é importante principalmente no caso de fontes não despacháveis, como solar ou eólica. Entretanto, sem restrições adicionais, os esquemas de compensação de energia elétrica não oferecem os sinais apropriados sobre o congestionamento da rede aos consumidores em cada ponto no tempo. Assim, os prosumers estão utilizando a rede essencialmente para armazenar seus excedentes de eletricidade (às vezes a zero ou baixo custo), negligenciando o fato de que o congestionamento da rede e os preços da eletricidade mudam ao longo do tempo, refletindo a escassez relativa da eletricidade em cada momento.

Parte do consumo de eletricidade não responde aos sinais do mercado, o que afeta negativamente o lucro das empresas e a eficiência geral do sistema de eletricidade. Por esse motivo, diversas tentativas (*vide* Davies e Carley (2016) para um estudo detalhado do caso Nevada) têm sido feitas para revisar os sistemas de compensação de energia elétrica nos EUA<sup>18</sup>, e mitigar seus efeitos negativos na estabilidade econômica e financeira das empresas de eletricidade e criar incentivos mais fortes de resposta à demanda para os usuários. A desvantagem de tais revisões reside no impacto negativo sobre o retorno dos projetos de GD, diluindo incentivos ao investimento.

No contexto dos esquemas de cobrança líquida, os excedentes de eletricidade transmitidos à rede são faturados a um determinado valor. Este último poderia ser um preço de mercado de atacado ou de varejo (fornecendo incentivos baseados no mercado aos agentes) ou poderia ser um preço de “custo evitado”, que tenta refletir a quantidade de custos economizados quando o excedente de energia é transmitido para a rede elétrica. Por exemplo, e-Lab (2013) refere-se à Tarifa de Valor Solar da Austin Energy, que visa incorporar este último conceito, entrando em consideração com “*os impactos líquidos nas perdas de linha, energia, capacidade de geração, transmissão e distribuição, capacidade, benefícios ambientais, mitigação de riscos ou outros fatores*”.

---

18 Em Nevada, a reguladora tem tentado remover os esquemas de apoio à NEM. Califórnia e Nova York também estão tentando reformular sua estrutura regulatória, embora sigam uma abordagem mais gradual do que Nevada (que anteriormente tinha uma configuração muito favorável).

Apesar da visão teórica da abordagem de custos economizados, sua implementação prática é muito complexa devido às dificuldades em avaliar, em cada momento, quais são os custos economizados de transmissão de eletricidade excedente injetada na rede.

Castro *et al.* (2016) referem-se à importância de estabelecer incentivos baseados em mercado, em que as ações dos agentes podem ser guiadas por sinais de mercado adequados. Os autores referem-se a uma solução interessante que consiste na criação de um mercado de geração distribuída em que os varejistas (comprando eletricidade de coalizões de mini e microgeradores) atuam como dispositivos de coordenação (agregadores) que venderiam essa eletricidade no mercado varejista (onde o preço reflete a interação da oferta e da demanda). Essa proposta tem a vantagem de oferecer incentivos baseados em mercado aos agentes na atividade de GD, facilitar a coordenação entre micro e mini-geradores e favorecer a qualidade técnica das redes de distribuição.<sup>19</sup>

## 5. Estudo de Caso - Brasil

A geração fotovoltaica no Brasil tem um grande potencial devido às suas características naturais (ou seja, alto nível e baixa variabilidade da irradiação solar). Embora o potencial de produção não seja o mesmo em todo o país (as áreas com maior potencial de geração solar no período de verão no Brasil, de janeiro a março, estão no Sul e no Sudeste), de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), as áreas com maior potencial de produção são justapostas às áreas com maior demanda, demonstrando o grande potencial da GD (Solar Fotovoltaica) no futuro para reduzir o congestionamento da rede (ou seja, os picos de demanda que causam dificuldade técnica para a transmissão).

De acordo com Castro *et al.* (2016), a maior sustentabilidade ambiental da energia Solar Fotovoltaica não parece ser um elemento indutor de investimentos, como é o caso em outros países em que não-RES tem um grande peso no mix de eletricidade, levantando sérias preocupações ambientais em relação à promoção de um setor elétrico com baixa emissão de carbono (no caso brasileiro, o mix de eletricidade já conta com um grande peso de RES, ou seja, a hidro). Castro *et al.* (2016), destaca que no Brasil, os outros importantes determinantes de investimento em energia solar fotovoltaica incluem:

---

<sup>19</sup> Vide Castro *et al.* (2016) para informações adicionais sobre a implementação prática desse sistema baseado em mercado, que visa equilibrar o *trade-off* entre a criação e a manutenção de incentivos de investimento em GD e a estabilidade financeira das utilities.

- (i) A transição atual para um paradigma hidrotérmico, em que há uma tendência de aumento da tarifa (dada a ativação mais frequente de usinas térmicas);
- (ii) A necessidade de grandes investimentos na rede de transmissão com efeitos econômicos óbvios (e impactos ambientais causados pela construção de usinas de grande porte). Esta é uma questão chave no Brasil, uma vez que sua dimensão resulta em grandes distâncias entre as usinas de geração (como usinas hidrelétricas e parques eólicos) e os pontos de consumo, o que leva a consideráveis perdas técnicas na rede (resultando em tarifas mais altas);
- (iii) Fornecimento universal de eletricidade;
- (iv) Perdas de energia não técnicas severas (devido ao roubo de energia) que também resultam em pressões por aumentos de preços (Shayani, 2010).

As barreiras à difusão de GD para o consumidor no país são de natureza financeira, regulatória e comercial, de acordo com Martins (2015). Para as distribuidoras, elas incluem: a questão da conexão da UG com a rede; a complexidade dos procedimentos, manutenção, segurança e planejamento do sistema; a redução da carga da rede, o aumento resultante da tarifa e os efeitos da espiral da morte (gerando déficits tarifários e financeiros para geradoras, distribuidoras e operadores de sistema de transmissão).

A geração centralizada de energia solar fotovoltaica compreende as usinas maiores, localizadas nas regiões com melhores condições para energia solar fotovoltaica, a fim de maximizar a produção física e os retornos financeiros (esses projetos estão localizados no Nordeste, Centro-Oeste e Sudoeste). Estes são principalmente projetos de escala a nível de empresas de energia sob a responsabilidade de grandes empresas nacionais e estrangeiras no setor de eletricidade brasileiras (por exemplo, ENEL, Green Power, Cobra, EDF, ENGIE, Canadian Solar, Renova, entre outras). A Aneel já realizou quatro leilões de reserva de energia solar fotovoltaica desde 2013, com um total de 3,2 GWp de projetos fotovoltaicos. Nesse universo, 55 usinas de energia solar fotovoltaica estão operando com 236.248 KW. Isso está bastante longe do potencial total do país, já que representa apenas 0,15% da capacidade elétrica brasileira. Contudo, 37 projetos já estão em construção (resultando em uma expansão de aproximadamente 1 GW da capacidade) e outros 65 projetos sem construção iniciada, totalizando o restante. (Aneel - Dados de Informação de Geração).

O Brasil também tem geração distribuída solar fotovoltaica. Essa geração é mais prevalescente nas áreas urbanas (onde os painéis solares fotovoltaicos são integrados nos telhados dos edifícios). Do ponto de vista do investidor individual, a decisão de adotar ou não esse sistema de energia depende principalmente: (i) da paridade da rede

(que é determinada pela tarifa da rede elétrica imposta aos consumidores, os benefícios específicos de investimento dentro do sistema de compensação de energia elétrica brasileiro e, claro, o índice de radiação de sua região, que afetará o valor e o retorno dos investimentos; e (ii) das finanças do investidor.

De acordo com a Aneel (2017), a iniciativa de investir ou não em tecnologias e aplicações de GD deve ser centrada nos consumidores, que precisam equilibrar os custos e os benefícios da GD. Estes possuem diversas variáveis, tais como o custo do equipamento, o tipo de fonte de energia (painéis solares, turbinas eólicas, geradores de biomassa etc.), a tecnologia do equipamento, o tamanho da planta de consumo e geração, a localização (rural ou urbana), o regime tarifário atual dos consumidores, as condições de pagamento e a liquidez dos consumidores, a capacidade de coordenação dos consumidores (por exemplo, coordenação de investimentos em capital inicial através de projetos de energia solar fotovoltaica com base na comunidade ou sistema de compensação para gerenciar os créditos energéticos dos consumidores).

## **Regulamentação no Brasil**

À luz do enorme potencial do Brasil em capacidade de GD (em termos de energia solar fotovoltaica), algumas tentativas recentes tiveram o objetivo de alterar o quadro regulatório para lançar negócios de GD (com sinergias positivas para outros setores da economia). Por meio da Resolução Normativa (REN) 482/2012, o Brasil adotou um mecanismo de compensação de energia elétrica em que as tecnologias de geração de energia solar fotovoltaica (por exemplo, painel solar) podem ser conectadas à rede de eletricidade pública através da Unidade Consumidora (UC) e injetar excedentes na rede elétrica, como se fosse uma bateria de capacidade infinita, acumulando créditos que podem ser compensados em kWh. A REN 482/2012 contemplou um limite de energia de 1.000 kWp em 2012 e em 2016. A REN 687/2015 aumentou esse limite para 5.000 kWp por UC (equivalente ao consumo médio de mais de mil residências de classe média no Brasil). Os créditos da energia injetada na rede elétrica são válidos para compensação durante um período de 60 meses. Conforme mencionado anteriormente (seção 4.3), esse sistema tem a vantagem de criar um ambiente de investimento mais favorável. Entretanto, não fornece incentivos de preço aos indivíduos para assimilar a escassez relativa da eletricidade em cada ponto no tempo. Além disso, ao não permitir a comercialização do excedente de energia, o sistema não cria incentivos para a implantação de tecnologias de GD (possivelmente se beneficiando de locais favoráveis) com capacidade geradora acima do nível esperado de consumo do investidor.



Em 1 de março de 2016, a Anel revisou a estrutura regulatória, introduzindo algumas inovações (RN 687/2015). A primeira inovação referiu-se aos limites regulatórios que definem micro e mini-geração. De acordo com as novas regras, o uso de quaisquer RES conectadas à rede por meio de instalações de unidade consumidora, além da cogeração qualificada denominada microgeração distribuída (no caso de geração de usinas com potência instalada de até 75 quilowatts (KW)) e mini geração distribuída (quando a potência instalada é superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW).

As novas regras também consideraram a revisão do sistema de compensação de energia elétrica brasileiro, expandindo o período de recuperação de crédito. De acordo com as novas regras, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses. Além disso, as novas regras não exigem uma correspondência completa entre o conjunto de produção e consumo, permitindo que os titulares de créditos de energia reduzam as contas de consumo de suas unidades consumidoras localizadas em outro local, desde que este último esteja localizado na área de serviço do mesmo distribuidor. Esse tipo de sistema de crédito de energia foi denominado “*auto-consumo remoto*”.

Por fim, outra inovação importante nas regras de GD introduzida pela RN 687/2015 diz respeito à possibilidade de instalação de GD em condomínios (unidades multi-consumo), estendendo a cobertura de painéis solares aos conceitos de condomínio, consórcio, cooperativas e auto-consumo remoto. Nessa configuração, a energia gerada pode ser dividida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores. Assim, aqueles consumidores que não têm um telhado com boas condições para “*solarizar*”, podem gerar eletricidade em algum lugar e utilizar os créditos de energia correspondentes para compensar o consumo em outro lugar (por exemplo, sua residência), dentro da área de concessão da distribuidora. Os usuários finais também podem constituir um condomínio, cooperativa ou consórcio e instalar um gerador comunitário em um local que não coincida necessariamente com a localização de qualquer um dos membros do condomínio, cooperativa ou consórcio. Essa revisão regulatória amplia a flexibilidade do sistema brasileiro de GD (em termos de energia solar fotovoltaica), de forma que a Aneel estima que, até 2024, mais de 1,2 milhão de geradores solares terão sido instalados no Brasil com uma capacidade de potência máxima de 5MWp.

À medida que a estrutura regulatória começa a ser gradualmente mais favorável à implantação de GD ( energia solar fotovoltaica), os agentes econômicos parecem começar a responder aos maiores incentivos de investimento (apesar da conjuntura macroeconômica desfavorável). Após 2012, a instalação de energia solar fotovoltaica começou a crescer de forma constante, atingindo, em maio de 2017, 11.780 con-

xões e 10.561 consumidores com subsídios de crédito no sistema de compensação de energia elétrica brasileiro.

A relevância da energia solar fotovoltaica é evidente no Brasil quando consideramos o fato de que representa 99% do número total de instalações em GD. Em termos de energia instalada (114,7 KW), a fonte solar representa 70%, seguida da energia eólica com 9%. No que diz respeito aos consumidores, o segmento residencial é dominante na GD, atingindo uma participação de mercado de 79,5%, seguido pelo segmento comercial (com 15% de participação). O restante inclui outros clientes industriais e rurais. Em termos de distribuição geográfica, mais de 40% da capacidade de GD está concentrada nos estados de Minas Gerais e São Paulo, seguido pelos estados do Rio Grande do Sul e Rio de Janeiro, com uma clara predominância do sul-sudeste do país. No que diz respeito às características dos projetos de GD, 93,2% das conexões de GD no Brasil são individuais (servindo apenas uma unidade consumidora), refletindo a grande participação de mercado das residências e das instalações comerciais (no contexto da segmentação do consumo brasileiro). Até o momento, apenas algumas unidades estão se beneficiando do modo de geração compartilhada, permitida pela RN 687/2015. (ANEEL, 2017)

Embora o setor de energia solar fotovoltaica esteja longe da sua maturidade, os números anteriores demonstram que o setor está se expandindo, porém apresenta um grande potencial ainda inexplorado. A estrutura institucional e regulatória constituirá uma variável crítica para promover a expansão sustentada do setor. A tabela 3 resume os incentivos para geração fotovoltaica existentes no Brasil, diferenciando-os entre os projetos centralizados, segmentos de GD ou amb

**Tabela 3.** Incentivos para a Geração de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

Incentivos voltados aos segmentos de GD	Incentivos voltados a projetos centralizados	Incentivos voltados a projetos de GD e centralizados
Contrato 16/2015 - isenção de ICMS para a energia compensada	REIDI	Contrato CONFAZ de isenção de ICMS para equipamentos (C.101 / 97)
Lei 13.169/2015 - isenção de PIS / COFINS	Descontos em TUST e TUSD	PADIS - impostos federais
	Debêntures de Infraestrutura (Lei nº 12.431 / 2011)	Sudene, Sudam e Sudeco - isenção IR e depreciação acelerada

Conforme referido na seção 4.3, um dos pré-requisitos mais importante para promover a implantação da geração solar centralizada e distribuída é o capital financeiro dos investidores. Nos mercados financeiros, as modalidades de financiamento mais comumente adotadas para o caso de geração centralizada, possuem certos requisitos como as garantias, que podem atuar como uma barreira para o investimento. Além disso, existem outras barreiras financeiras e institucionais, como: dificuldades no acesso ao crédito e altos custos financeiros; requisitos de conteúdo local; e questões de burocracia. Para as pequenas e médias empresas, que fazem parte da cadeia de valor deste setor, existem linhas especiais nas agências de desenvolvimento do estado (AgeRio, Bandes, Desenvolve SP etc.) especialmente voltadas aos projetos de energia solar fotovoltaica e para indivíduos, associados do SICREDI, ao financiamento de energia solar, bônus para instalação de sistemas em residências (Celesc), entre outros. Mais precisamente, um suporte financeiro específico para a energia solar fotovoltaica está sendo implementado através do BNDES, do uso de fundos regionais como o Banco do Nordeste ou o Banco da Amazônia, via sistema bancário multilateral (por exemplo, CAF, IDB, IFC, NDB), e do sistema bancário comercial (por exemplo, Banco do Brasil, Bradesco, CEF, Santander, Itaú), Agências de Crédito à Exportação, bem como Fundos de Energia específicos. Além disso, as empresas de energia também começaram a propor soluções de financiamento inovadoras (muitas vezes em parceria com parceiros estratégicos). Em particular, as grandes empresas de energia, integradores e instaladores de sistemas fotovoltaicos estão começando a oferecer mecanismos de fundos financeiros, através dos quais um cliente pode solicitar a instalação de um painel solar em sua residência e pagar o custo desta instalação com os valores gerados pela economia de energia.

## **Novos Modelos de Negócios no Brasil**

Desde a implementação da Resolução 687/2015 da Aneel, novos modelos de negócios com potencial de crescimento significativo já foram estabelecidos, incluindo Condomínios e Consórcio ou Cooperativa. Esses modelos poderão vir a ter um impacto significativo na economia brasileira, tanto diretamente, por meio de efeitos positivos no próprio setor de energia, como indiretamente, por meio de potenciais sinergias com outros setores da economia. De fato, a cadeia de valor do setor de geração de energia solar fotovoltaica compreende muitos atores e atividades, desde matéria-prima (silício metalúrgico), materiais (silício da placa solar, aço, vidro, acrílico etc.), peças (célula fotovoltaica de silício cristalino, lingote e silício, filmes e estruturas etc.) a equipamentos como módulo, inversor, medidor, sistema de monitoramento e armazenamento etc.

O Sebrae/BID/ OEI (2017) mapeou a cadeia de valor brasileira, concluindo que cerca de dez elos (produtos) na cadeia de produção não estão sendo produzidos internamente. Esses produtos compreendem determinados itens e componentes relevantes, que são importados. Em relação aos serviços (que incluem atividades muito diversificadas, como desenvolvedor e integrador de projetos, EPCs, distribuidor de equipamentos, produtor de energia, operação e manutenção), o Sebrae/BID / OEI (2017) menciona que todos eles são fornecidos no território nacional.

O dinamismo da indústria de energia solar fotovoltaica é ilustrado no número de empresas que participam do setor atualmente. Estima-se que aproximadamente 400 empresas produzam bens dentro da cadeia de valor de energia solar fotovoltaica, enquanto mais de 1.000 empresas estão envolvidas em diferentes pontos da cadeia de serviços de distribuição em todo o Brasil. Algumas das grandes empresas envolvidas neste setor incluem WEG, GE, ABB, BYD, Enel Soluções, entre outras. Pequenas e médias empresas também estão ativas no mercado, bem como empresas nacionais e estrangeiras. Também é necessário observar a importante função das start-ups, aceleradoras e incubadoras no setor. Elas estão trazendo dinamismo adicional para o mercado, ao centrar seus esforços no desenvolvimento de novas tecnologias, buscando novos materiais e novos processos de produção, projetando novos produtos finais e investindo em usinas de geração inovadoras menores. As start-ups geralmente desenvolvem novos modelos de negócios estimulando o auto-consumo remoto, condomínios solares, geração compartilhada, serviços de assinatura e adaptação de componentes e equipamentos importados. Algumas grandes empresas e instituições no setor de energia brasileiro apoiam start-ups com programas de incentivo específicos para seu desenvolvimento e posterior aquisição.

O desenvolvimento tecnológico da energia solar fotovoltaica avançou muito em todo o mundo e, no Brasil, ainda precisa de melhorias para se beneficiar de economias de escala e aprendizagem, reduzindo o custo do sistema fotovoltaico, desenvolvendo novos materiais semicondutores e novas aplicações, como armazenamento e baterias, aumentando a eficiência geral tanto em uma perspectiva estática como dinâmica.

Um projeto de pesquisa em andamento na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) ([www.fotovoltaica.ufsc.br](http://www.fotovoltaica.ufsc.br)) identificou situações em que os módulos solares fotovoltaicos utilizados como material de revestimento em edifícios comerciais podem ser economicamente viáveis devido a uma redução nos custos de oportunidade (a saber, custo evitado de substituição de materiais de revestimento de fachadas, como vidro, granito ou ACM (material composto de alumínio)).

Para resumir, é possível concluir que o Brasil está longe de alcançar seu pleno potencial em GD. Entretanto, o setor começa a registrar certo dinamismo. No futuro, espera-se que novas oportunidades de negócios surjam, abrindo as portas para BMs mais sofisticados (por exemplo, auto-consumo remoto e geração compartilhada), fusões e operações de aquisição (atenuando a atual tendência de estruturas de mercado descentralizadas), aumentando a demanda por recursos altamente qualificados, a colaboração entre os diferentes tipos de partes interessadas (sendo muito importante seguir a forma como os produtores de EV se posicionarão no setor de energia solar fotovoltaica), e com um foco mais forte na Qualidade do Serviço e na padronização.

## **Impactos sobre as Distribuidoras**

A Aneel (2017) estimou o número de consumidores residenciais e comerciais que instalarão ou receberão créditos entre 2017-24, de acordo com sua própria metodologia. Embora o número de conexões fosse de apenas 11.780 em maio de 2017, o número estimado de consumidores residenciais e comerciais é de 886.700 para 2024, com uma capacidade instalada de 3.208 MW. Essas projeções também incluem o impacto tarifário, que foi calculado para cada distribuidora, com base nos reajustes ocorridos em 2016. Estes números são bastante significativos, e provavelmente causarão dificuldades financeiras para as distribuidoras atuais.

Os resultados das simulações realizadas mostram que algumas distribuidoras teriam um aumento tarifário devido à GD, variando de 2,4% para a Ampla e 2,6% para a Cemig, e o impacto médio acumulado no país seria de 1,1% entre 2017/24.

Portanto, podemos concluir que o setor brasileiro de energia está passando por uma transformação marcada pelo ingresso da mini e da micro-geração distribuída. As infraestruturas atuais e as características operacionais ainda não estão adaptadas a essa transformação iminente. Consumidores, investidores e reguladores precisam encontrar um dispositivo de coordenação para assegurar que a rede física seja adaptada (sendo substituída por uma rede inteligente) e as questões técnicas sejam superadas. A estrutura regulatória também deve seguir os desenvolvimentos técnicos (e, às vezes, até antecipá-los), mudar a estrutura tarifária e incentivar o uso de tecnologias com maior impacto de sinergia sistêmica, a fim de equilibrar a necessidade de criar condições de investimento para a energia solar fotovoltaica e a necessidade de assegurar boas condições para a viabilidade econômica das distribuidoras (a maioria delas ainda trabalha dentro de um BM de utility tradicional).

## 6. Conclusões e Pesquisa Futura

Nos últimos anos, o paradigma comercial nos sistemas de eletricidade tem passado por uma mudança disruptiva a nível mundial. O BM dominante que consiste em empresas de serviços públicos integradas verticalmente está sendo substituído por um sistema complexo descentralizado e digitalizado, sustentado por um sistema com baixa emissão de carbono. Esse processo complexo obviamente levanta muitas questões interessantes, em domínios muito diferentes, como desempenho ambiental, inovação tecnológica, modelos de comunicação, inovação no modelo de negócios, design de mercado, regulamentação, design de políticas públicas, apenas para mencionar alguns.

Esse trabalho teve como principais objetivos: Primeiro, revisar a literatura do estado da arte sobre inovação em BM no setor de eletricidade, a fim de obter uma visão mais sistemática sobre a dinâmica de negócios atual. Em segundo lugar, compreender como as empresas de energia estão lidando com a inovação em BM na era da GD, destacando as ameaças e as oportunidades que podem estar encontrando. Em terceiro lugar, ilustrar como a análise da questão anterior depende das especificidades das opções regulatórias dos países, destacando como a interação entre a regulamentação e a inovação no BM pode moldar o caminho de transição para mercados de eletricidade com baixa emissão de carbono. Por fim, ilustrar todas essas questões no caso específico do sistema de energia brasileiro, onde a GD ainda está em estágio relativamente inicial, porém com um enorme potencial de crescimento, considerando as condições naturais para a geração de energia solar fotovoltaica no país.

Nossa análise revelou que o novo paradigma de eletricidade ainda não foi alcançado, porém o sistema já é bastante complexo, com muitos agentes heterogêneos coexistindo lado a lado dentro de uma estrutura de “coopetição”. Essa nova realidade está resultando na entrada de diversos novos atores (com a redução concomitante dos índices de concentração do mercado) e a mudança de variáveis competitivas chave (por exemplo, no mercado a jusante, a interação estratégica está mudando de um ambiente de concorrência de preços \_ em mercados de varejo desregulamentados \_ para uma configuração de diferenciação de produtos, em que as empresas de multiprodutos/serviços investem ativamente na oferta de soluções inovadoras diferenciadas).

As dinâmicas de negócios emergentes em torno da GD estão ameaçando o BM tradicional das utilities, possivelmente causando um fenômeno da espiral da morte. Entretanto, também estão abrindo novas oportunidades de negócios. Em particular, eLab (2013) destaca que a atividade das utilities precisa ser repensada, a fim de acomodar suas novas funções, como *“1) coordenadora de operações de sistema de distribuição,*

2) prestadora de serviços de confiabilidade/standby e de energia de qualidade para clientes que não podem gerar esses serviços para consumo próprio, e/ou 3) integradora de recursos de fornecimento de grande escala, recursos de energia distribuída e armazenamento, todos sob circunstâncias em que a regulamentação cria condições equitativas para que as empresas de serviços públicos combinem esses recursos pelo menor custo global”.

A extensão em que essas empresas podem ou não se beneficiar dessas oportunidades está altamente relacionada à estrutura regulatória. Acreditamos que uma inovação regulatória deve ser implementada para melhor equilibrar a necessidade de incentivos de investimento em GD e a estabilidade financeira das distribuidoras. No curto prazo, dois dos elementos mais importantes neste processo de inovação regulatória incluem: a revisão do sistema tarifário atual (cuja estrutura linear (ou quase linear) está bastante desfasada da estrutura de custos das empresas, expondo-as a dificuldades financeiras e penalizando os consumidores que só estão obtendo eletricidade da rede elétrica); e a definição de mecanismos de remuneração baseados no mercado para os excedentes de GD transmitidos para a rede, a fim de equilibrar o *trade-off* entre a estabilidade financeira das empresas de serviços públicos e os incentivos de investimento em GD.

Nesse sentido, tanto estudiosos como profissionais concordam com a necessidade de uma mudança regulatória gradual para acomodar a mudança de paradigma no sistema elétrico, sem dificultar a estabilidade do sistema e a confiança dos agentes na configuração regulatória (o que criaria riscos regulatórios consideráveis, com um impacto negativo óbvio nas decisões de investimento dos agentes).

Além disso, a mudança regulatória para o novo paradigma da eletricidade nem sempre é fácil, uma vez que, por um lado, diferentes partes interessadas podem favorecer mudanças conflitantes em termos de regulamentação; e, por outro lado, ainda existem muitas camadas de incerteza quanto ao futuro dos mercados de eletricidade. Por conseguinte, reguladores e formuladores de políticas públicas devem refletir sobre as características ideais do sistema de eletricidade futuro e contribuir de forma proativa para o seu surgimento.

Neste contexto, o eLab (2013) identifica alguns atributos importantes que os reguladores e formuladores de políticas devem levar em consideração ao revisar a configuração regulatória e institucional: (i) promover a eficiência, a resiliência e a confiabilidade da rede através do desenvolvimento de mecanismos que facilitem a comunicação entre operadores de sistema, como o operador do sistema de transporte e distribuição; (ii) promover a inovação de produtos e processos, incentivando a concorrência sempre que possível; (iii) garantir uma apropriada relação de custo-benefício; (iv) assegurar condições equitativas para a concorrência; (v) garantir a transparência e a simplicidade do sistema geral; (vi) atuar como facilitador na transição para um novo paradigma de

negócios, apoiando “a harmonização de modelos de negócios de prestadores de serviços regulamentados e não regulamentados”.

## Referências

Accenture (2016), The future of demand response in electricity distribution, Accenture's Digitally Enabled Grid research program

Aneel (2017). Nota Técnica nº0056/2017 de 24/05/2017 <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica0056PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>

Alves, J. F., Dantas, G., Ferreira, D. V., Castro, N. (2017), Estado da arte da difusão de recursos energéticos distribuídos em quatro estados norte-americanos, Textos de Discussão do Setor Elétrico TDSE nº72, GESEL, UFRJ

Augustine, P., & McGavisk, E. (2016). The next big thing in renewable energy: Shared solar. *The Electricity Journal*, 29(4), 36-42.

Behrangrad, M. (2015). A review of demand side management business models in the electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 270-283.

Burger, S. P., & Luke, M. (2017). Business Models for distributed energy resources: A review and empirical analysis. *Energy Policy*, 109, 230-248.

Burger, S. P., & Luke, M. (2017). Business Models for distributed energy resources: A review and empirical analysis. *MIT Energy Initiative Working Paper* (abril de 2016)

Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J., & Dyner, I. (2017). Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, 110, 105-116.

Castro, N., Dantas, G., Brandão, R. Moszkowicz, M., Rosental, R. (2016). Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil, GESEL, UFRJ

Ceschin, F. (2013). Critical factors for implementing and diffusing sustainable product-Service systems: insights from innovation studies and companies' experiences. *Journal of Cleaner Production*, 45, 74-88.

Clift, R. (2007). Climate change and energy policy: the importance of sustainability arguments. *Energy*, 32(4), 262-268.



Coughlin, J., Grove, J., Irvine, L., Jacobs, J. F., Johnson Phillips, S., Sawyer, A., & Wiedman, J. (2012). *A Guide to Community Shared Solar: Utility, Private, and Non-Profit Project Development (Book)* (No. DOE/GO-102012-3569). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.

Costello, K. W., & Hemphill, R. C. (2014). Electric utilities' 'death spiral': hyperbole or reality?. *The Electricity Journal*, 27(10), 7-26.

Davies, L. L., & Carley, S. (2017). Emerging shadows in national solar policy? Nevada's net metering transition in context. *The Electricity Journal*, 30(1), 33-42.

Eid, C., Guillen, J. R., Marin, P. F., & Hakvoort, R. (2014). The economic effect of electricity net-metering with PV Solar: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, 75, 244-254.

eLab (2013), *New Business Models for the Distribution Edge: The transition from Value Chain to value constellation*, Rocky Mountain Institute

Flicking, D. (2017), "Electric Cars Reach a Tipping Point", Bloomberg Gadfly, <https://www.bloomberg.com/gadfly/articles/2017-09-11/electric-cars-reach-a-tipping-point>

Gabriel, C. A., & Kirkwood, J. (2016). BM for model businesses: Lessons from renewable energy entrepreneurs in developing countries. *Energy Policy*, 95, 336-349.

Gangale F., Vasiljevska J., Covrig F., Mengolini A., Fulli G., (2017). Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe, EUR 28614 EN, doi:10.2760/701587

Grijó, T., & Soares, I. (2016). Solar photovoltaic investments and economic growth in EU: Are we able to evaluate the nexus?. *Environment, Development and Sustainability*, 18(5), 1415-1432.

Guerreiro, A. (2016). Seminário Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição.

Perspectivas de Difusão dos RED. Rio de Janeiro, Firjan. 20 de maio de 2016

Hall, S., & Roelich, K. (2016). Business model innovation in electricity supply markets: The role of complex value in the United Kingdom. *Energy Policy*, 92, 286-298.

Hamwi, M., & Lizarralde, I. (2017). A review of BM towards service-oriented electricity systems. *Procedia CIRP*, 64, 109-114.

Hirschberg, S., Dones, R., Heck, T., Burgherr, P., Schenler, W., & Bauer, C. (2004, December). Sustainability of electricity supply technologies under German conditions: a comparative evaluation. PSI.

Hellström, M., Tsvetkova, A., Gustafsson, M., & Wikström, K. (2015). Collaboration mechanisms for BM in distributed energy ecosystems. *Journal of Cleaner Production*, 102, 226-236.

Huijben, J. C. C. M., & Verbong, G. P. J. (2013). Breakthrough without subsidies? PV business model experiments in the Netherlands. *Energy Policy*, 56, 362-370.

Herbes, C., Brummer, V., Rognli, J., Blazejewski, S., & Gericke, N. (2017). Responding to policy change: New BM for renewable energy cooperatives—Barriers perceived by cooperatives' members. *Energy Policy*, 109, 82-95.

IRENA (2017), Rethinking Energy 2017, Accelerating the global energy transformation

Madina, C., Zamora, I., & Zabala, E. (2016). Methodology for assessing electric vehicle charging infrastructure BM. *Energy Policy*, 89, 284-293.

Martins, V. A. (2015). Análise do Potencial de Políticas Públicas na Viabilidade da Geração Distribuída no Brasil. Dissertação da Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2015.

Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2010). *Business model generation: a handbook for visionaries, game changers, and challengers*. John Wiley & Sons.

Pereira, E.B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., de Lima, F.J.L., Ruther, R., Abreu, S.L., Tiepolo, G.M., Pereira, S. V., Souza, J. G. (2017) -Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª edição - INPE - National Institute for Space Research / CCST - Earth System Science Center - LABREN

Poudineh, R., & Jamasb, T. (2014). Distributed generation, storage, demand response and energy efficiency as alternatives to grid capacity enhancement. *Energy Policy*, 67, 222-231.

Provance, M., Donnelly, R. G., & Carayannis, E. G. (2011). Institutional influences on business model choice by new ventures in the microgenerated energy industry. *Energy Policy*, 39(9), 5630-5637.

PwC (2013), The road ahead gaining momentum from energy transformation, disponível online em <https://www.pwc.com/gx/en/utilities/publications/assets/pwc-the-road-ahead.pdf>

Qin, Q., Liang, F., Li, L., & Wei, Y. M. (2017). Selection of energy performance contracting BM: A behavioral decision-making approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 422-433.

REN21 (2016), Renewables 2016 Global Status Report

Richter, M. (2012). Utilities' business models for renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 2483-2493.

Richter, M. (2013). Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy. *Energy Policy*, 62, 1226-1237.

Sebrae/BID/ OEI (2017). Cadeia de valor da energia solar fotovoltaica no Brasil, 2017- CELA. <http://energygreenbrasil.com.br/wp-content/uploads/2017/06/apresentacao-estudo.pdf>

Schleicher-Tappeser, R. (2012). How renewables will change electricity markets in the next five years. *Energy policy*, 48, 64-75.

Shayani, R. A. (2010). Método para determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE. TD-0e51/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, DF, 161 p.

Solar Power Europe (2015), Global Market Outlook for Solar Power / 2015 – 2019

Strupeit, L., & Palm, A. (2016). Overcoming barriers to renewable energy diffusion: business models for customer-sited solar photovoltaics in Japan, Germany and the United States. *Journal of Cleaner Production*, 123, 124-136.

UNFCCC, 2015. Adoption of the Paris Agreement.

<https://unfccc.int/documentation/documents/advancedsearch/items/6911.php?>

Vilela, I. N. R., and Silva, E. P. (2017). A geração compartilhada de energia: uma análise dos modelos e o papel da concessionária. *Revista Brasileira de Energia*, 23 (1), 24-35.

Vilela, I. N. R. (2014). Identificação de nichos de Mercado da Geração Distribuída Fotovoltaica para o desenvolvimento de modelos de negócio, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais.

Vine, E. (2005). An international survey of the energy service company (ESCO) industry. *Energy Policy*, 33(5), 691-704.

# Impactos Sistêmicos da Geração Distribuída

---

Gabriel Castro  
Daniel Ferreira  
Francesco Tommasso  
Rafael Morais

## Resumo

Um expressivo aumento na geração solar distribuída é esperado para o Brasil nos próximos anos, movido por uma queda nos preços dos painéis fotovoltaicos, mudanças regulatórias e uma crescente preocupação da sociedade acerca da emissão de gases do efeito estufa. Embora existam benefícios potenciais da difusão dessa tecnologia para o sistema elétrico, existem também custos potenciais, explícitos ou não. Além disso, é necessário considerar como esses custos e benefícios, assim como os riscos envolvidos no processo, são alocados entre os diferentes agentes afetados por essa difusão. Com base numa ampla revisão bibliográfica, o capítulo identifica métricas para a valoração desse recurso energético e de seus impactos, considerando também desafios específicos a aplicação das mesmas no Setor Elétrico Brasileiro.

## 1. Introdução

Com a queda nos preços de painéis fotovoltaicos, os avanços da regulamentação – como a Resolução Normativa 482/2012 da Aneel (ANEEL, 2012) – e as crescentes preocupações da sociedade com as emissões de gases de efeito estufa, espera-se um grande aumento da produção de energia elétrica de forma descentralizada no Brasil nos próximos anos. Comumente, a difusão da geração distribuída solar fotovoltaica é tida como benéfica para o sistema elétrico. De fato, este processo apresenta potenciais benefícios para o sistema. Entretanto, é preciso ressaltar que também existem custos, sendo que muito deles não são explícitos. Além disso, é preciso considerar como estes custos e benefícios, assim como os riscos envolvidos no processo, estão alocados entre os diferentes *stakeholders*.

Neste contexto, é perceptível a necessidade do exame dos impactos da difusão da micro e da mini-geração solar fotovoltaica sobre o sistema brasileiro em diferentes óticas. O presente documento apresenta uma descrição dos potenciais impactos a serem observados pelo Brasil devido à entrada em larga escala da geração fotovoltaica distribuída. Estes impactos são de naturezas mais diversas, como econômicas, ambientais, elétricas, entre outras.

Cabe ressaltar que se tratam de impactos potenciais. A sua efetiva verificação depende do nível de difusão da geração distribuída fotovoltaica e das características de cada sistema elétrico. Por exemplo, a postergação de investimentos na rede é normalmente vista como um benefício da difusão da geração distribuída. Mas é preciso ponderar que esta postergação só é verificada quando existe coincidência temporal entre a demanda de ponta do sistema e a geração solar fotovoltaica.

A metodologia de elaboração deste relatório teve como base ampla revisão bibliográfica e contatos com especialistas<sup>1</sup> com vistas a ter o entendimento de como estas questões estão ocorrendo em sistemas elétricos em que a difusão da geração distribuída solar fotovoltaica já é uma realidade. Nessa análise internacional, identificaram-se métricas para o dimensionamento destes impactos. Em paralelo, destaca-se a análise das características do setor elétrico brasileiro para uma melhor compreensão de como estes impactos podem ocorrer no Brasil.

---

<sup>1</sup> Esse contato resultou de uma visita técnica aos Estados Unidos, em que se dialogou com instituições diversas, como operadores de redes de distribuição, reguladores, entre outros.

## 2. Caracterização do setor elétrico

O problema da operação do setor elétrico consiste em atender à demanda aos menores custos, assegurando baixa probabilidade de interrupção no fornecimento. Tradicionalmente, as usinas têm custos variáveis para gerar energia elétrica. Assim, de modo a operar o sistema ao menor custo possível, priorizam-se as que tenham menores custos variáveis. Caso a demanda não seja totalmente atendida, usinas mais caras passam a entrar em operação.

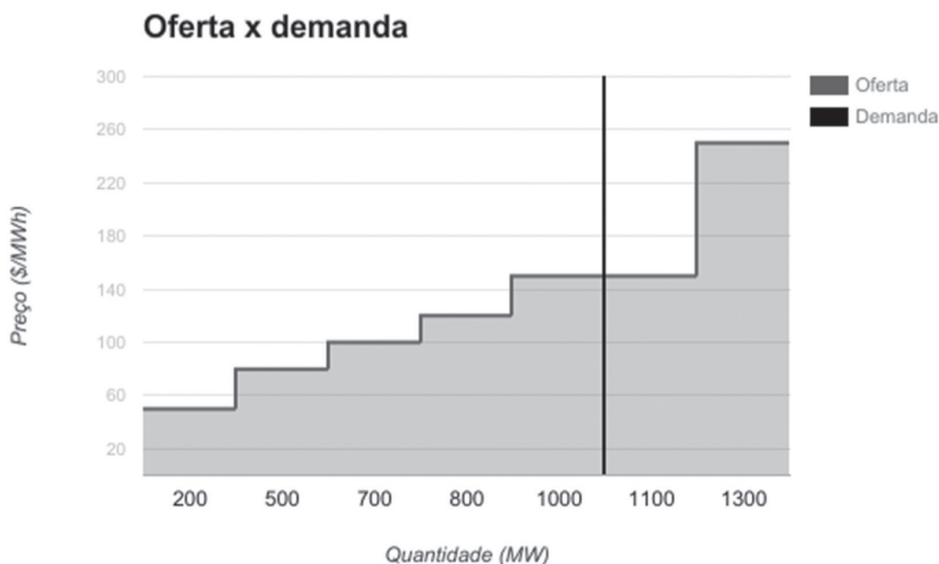
Dessa forma, desconsiderando restrições de inflexibilidade, as usinas são organizadas em ordem crescente de custos variáveis. Sendo assim, as usinas eólicas, fotovoltaicas e hidrelétricas são prioritárias, pois seu custo variável é próximo a zero. Depois, estão as com custos variáveis baixos como termelétricas nucleares e a carvão. Entre as mais caras, em geral, estão as movidas a óleo combustível ou óleo diesel.

A Figura 1 ilustra um exemplo hipotético de um sistema composto por usinas com custos variáveis de 50, 80, 100, 120, 150 e 250 unidades monetárias por megawatt-hora (\$/MWh). Observa-se que a demanda de 1.000 MW<sup>2</sup> pode ser atendida despachando todas as usinas, exceto a mais cara, de 250 \$/MWh. Um pequeno aumento na demanda poderia ser atendido ao custo adicional de 150 \$/MWh. Por isso, diz-se que o custo marginal de operação do sistema é 150 \$/MWh. Caso a demanda aumente para mais do que 1100 MW, a usina mais cara passaria a operar e o custo marginal aumentaria para 250 \$/MWh.

---

2 Demanda considerada completamente inelástica neste exemplo.

Figura 1 – Exemplo Hipotético de Oferta e Demanda no Setor Elétrico



Fonte: Elaboração própria

No jargão do setor, essa ordenação das usinas despachadas é chamada de “ordem de mérito”. Usinas renováveis como eólicas e fotovoltaicas têm custo variável muito baixo. Dessa forma elas deslocam a curva de oferta para a direita, podendo diminuir o custo marginal de operação.

Em setores elétricos em que a venda de energia elétrica é liberalizada, geralmente existem mercados *spot* que formam o preço da eletricidade em função da demanda e da oferta de curto prazo. Grosso modo, os agentes geradores indicam quanta energia estão dispostos a produzir e a que preço. A oferta é “empilhada” até atender à demanda. Em muitos casos, o preço da energia elétrica é definido como igual ao custo marginal de operação. Assim, mesmo que seu custo variável seja menor, todas as usinas que geram recebem o custo marginal. Esse ganho das usinas acima de seu custo variável pode ser usado para abater os seus custos fixos. Com isso, incentiva-se a eficiência e o investimento em expansão da capacidade. Esse é um mecanismo que funciona bem em sistemas com usinas com custos variáveis acima dos custos médios<sup>3</sup>. Porém, a entrada em grande quantidade de fontes com custos variáveis baixos pode fazer com que os preços no longo prazo se mantenham abaixo dos custos médios. Isso desincentiva novos investimentos, pois nesse caso as empresas não conseguem recuperar o valor investido (Castro *et al.*, 2010).

<sup>3</sup> O custo médio é dado pela razão entre custos totais (dado pela soma dos custos variáveis e dos custos fixos) em relação à quantidade produzida (no caso, unidades energéticas).

As usinas hidrelétricas, assim como outras renováveis, possuem custo variável de geração reduzido, pois não consomem combustível fóssil. Por outro lado, elas têm a capacidade de armazenar a água nos reservatórios. Caso se opte por gerar energia no presente, haverá menos água disponível no futuro. Dessa forma, observa-se que há um custo de oportunidade em relação à produção de energia. O valor desse custo de oportunidade é chamado de “valor da água”.

Logo, observa-se que, no Brasil, a operação é feita de forma centralizada. Não há mercados *spot* para atender à demanda de curto prazo. A decisão de despacho é feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que opera buscando atingir a segurança do sistema (i.e., baixa probabilidade de *déficit*) e também menores custos de operação. Em linhas gerais, o despacho é apoiado por modelos computacionais, que a partir das condições atuais do sistema – como níveis de armazenamento nos reservatórios e capacidade instalada – e da expansão prevista para o parque gerador, define a estratégia ótima para o atendimento da carga. Nesse processo, as fluências são modeladas em cenários sintéticos e a partir de análises do uso da água sobre o custo futuro da geração, o despacho ótimo é calculado (Castro *et al.*, 2009).

É perceptível que sistemas elétricos com a predominância de fontes caracterizadas por uma alta proporção de custos fixos sobre os custos totais levam à necessidade de adaptação dos mercados à vista de eletricidade<sup>4</sup>. Nesses mercados, ganha importância o estabelecimento de contratos de longo prazo. Sendo assim, no Brasil, optou-se por realizar a expansão através de leilões de novos empreendimentos, os chamados Leilões de Energia Nova (LEN). Nesses leilões, são celebrados contratos de longo prazo<sup>5</sup> entre os geradores e as distribuidoras de energia. Assim, há uma certa garantia no retorno financeiro do investimento<sup>6</sup>.

Segundo d’Araujo (2009), por produzir a maior parte de sua eletricidade<sup>7</sup> através de geração hidrelétrica, o sistema é altamente interligado de forma a aproveitar a com-

---

4 Em um mercado competitivo, o preço deve convergir para o custo marginal. Dessa forma, sistemas elétricos com predominância de fontes com baixos custos variáveis apresentam custos marginais baixos. É o caso de sistemas fotovoltaicos e nucleares. Logo, o preço baixo no mercado de energia pode gerar desincentivos econômicos a determinadas usinas de geração, na ausência de outros mecanismos, como mercado de potência. Mais recentemente, essa dinâmica passou a ser verificada na Europa, em função da difusão das fontes eólica e solar.

5 Mínimo de 15 anos.

6 No caso das termelétricas, o contrato é feito por disponibilidade, em função do risco hídrico. Elas recebem um valor fixo anual para estarem disponíveis para a geração. No momento em que elas efetivamente entram em operação, seus custos variáveis são reembolsados pelos consumidores. Dessa forma, ela vende a disponibilidade para gerar eletricidade a um determinado custo, assemelhando-se, assim, a uma opção de compra.

7 Considerando o período entre 1971 até 2015, a participação média da hidrelétrica é 87,74%.

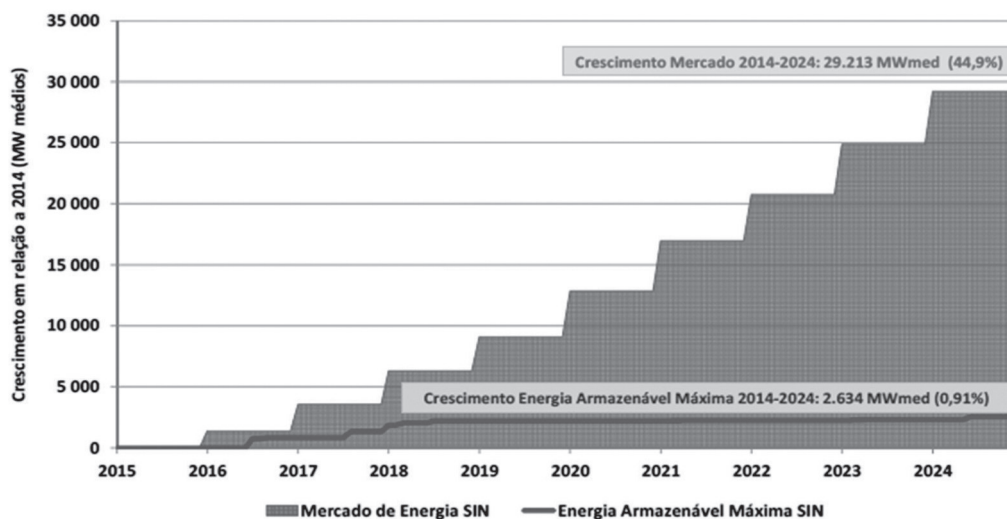


plementaridade e sinergia entre a operação de diferentes usinas hídricas localizadas em diferentes regiões geográficas. Esse sistema integrado é chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN). Ele abrange grande parte do território brasileiro e atende a maioria de sua população, sendo que, atualmente, apenas uma capital, Boa Vista, não faz parte dele. Essa grande interligação é uma característica marcante do sistema brasileiro, não sendo comum noutras localidades. Por exemplo, nos Estados Unidos – país com dimensões semelhantes ao Brasil, mas com demanda muito maior – existem vários sistemas elétricos isolados entre si ou com pequena capacidade de interconexão.

A grande integração do SIN pode ser uma vantagem para a expansão das usinas renováveis não controláveis, como eólicas e fotovoltaicas. O fato de interligar regiões com diferentes características climáticas faz com que os riscos e a variabilidade diminuam.

O setor elétrico brasileiro está passando por um processo de transformação do seu paradigma operativo. A capacidade de regularização dos reservatórios de energia elétrica, que historicamente contribuiu para a estabilidade da geração hidrelétrica no país, vem se reduzindo nas últimas décadas. Segundo Dantas *et al.* (2015), a segurança do abastecimento depende da capacidade de regularizar a oferta de energia ao longo dos anos através do armazenamento de água em grandes reservatórios com complementação de termelétricas em situações de hidrologia desfavorável. Os reservatórios de acumulação permitem a regularização da afluência ao longo de períodos extensos (meses ou anos). Entretanto, essa capacidade de regularização vem diminuindo nos últimos tempos, em parte pelo crescimento da demanda, em parte porque os melhores potenciais de armazenamento já foram explorados e em parte pela maior resistência da sociedade em relação aos impactos ambientais de grandes reservatórios. A Figura 2, a seguir, mostra a expansão da capacidade de armazenamento prevista em comparação com o aumento de demanda projetado no mesmo período.

Figura 2: Projeção da capacidade de regularização brasileira



Fonte: EPE, 2015

Segundo a EPE (2015), espera-se que a demanda em 2024 aumente 29.213 MWmed<sup>8</sup> (256,1 TWh) em relação aos níveis de 2015, enquanto o acréscimo de capacidade de armazenamento será de apenas 2.634 Mwmed (23,1 TWh), mesmo com a previsão de acréscimo de capacidade instalada de usinas hidrelétricas de 28.349 MW no mesmo período.

A maioria do potencial remanescente de usinas hidrelétricas corresponde àquelas cujos reservatórios são insuficientes para armazenar o excesso de água do período úmido por meses. Essas usinas são chamadas de fio d'água. Isso representa uma grande mudança no sistema elétrico brasileiro, que deve mudar os seus paradigmas de operação, historicamente baseados em hidrelétricas com reservatórios, com capacidade de armazenamento plurianual.

Ressalta-se que os modelos de despacho usados para o planejamento da operação no Brasil não captam as características e incertezas de fontes renováveis não controláveis na matriz elétrica, que apresentam tendência de crescimento, com destaque para a fonte eólica. O ano 2015, inclusive, foi o primeiro no qual a eletricidade gerada por fonte eólica ultrapassou a de origem nuclear<sup>9</sup>. Enquanto a energia vinda dos ventos foi

<sup>8</sup> MWmed é a energia correspondente a geração de 1 MW durante um determinado período de tempo. No caso em questão, o período é de um ano. Então, 1 MWmed = 1 MWano = 1 MW x 8766 horas (duração média de um ano) = 8766 MWh.

<sup>9</sup> Vale lembrar que a geração da fonte nuclear é de base, constante ao longo do tempo, enquanto a eólica varia de acordo com o regime de vento. Isso faz com que essas fontes contribuam de formas diferentes para o sistema.

21,6 TWh no ano, a nuclear gerou 14,7 TWh. Em termos de capacidade instalada, a eólica fechou 2015 com 7,6 GW e a nuclear com 1,9 GW.

Nesse contexto de queda da capacidade de regularização dos reservatórios, de aumento das incertezas derivado das mudanças climáticas e de expansão da geração através de fontes intermitentes e não-despacháveis, torna-se mais desafiadora a operação do SIN e também o trabalho de quantificação dos benefícios potenciais da geração fotovoltaica distribuída para o sistema elétrico brasileiro. Além disso, verifica-se a necessidade de adaptação do modelo regulatório do setor elétrico para a garantia da sustentabilidade na evolução da matriz elétrica nacional, de forma a preservar a segurança de abastecimento e custos módicos.

### **3. Impactos da difusão fotovoltaica sobre o setor elétrico brasileiro**

#### **3.1. Custos evitados de geração**

Do ponto de vista sistêmico, a geração fotovoltaica distribuída equivale a um abatimento de carga, pois é consumida no próprio local onde é produzida. Assim, evita-se a geração de uma fonte que seria despachada para atender a carga caso não houvesse a essa produção (Denholm *et al.*, 2014). A usina que deixará de gerar devido à difusão da fotovoltaica distribuída será a que for marginal naquele momento, ou seja, a com maior custo variável sendo despachada.

Assim, para o cálculo da economia resultante do deslocamento da geração é necessário fazer a correlação entre a produção fotovoltaica e a geração do sistema para estimar qual usina deixaria de produzir. Há maneiras mais simplificadas (e.g., considerar que a usina marginal é sempre uma termelétrica específica) e outras mais complexas para definir qual seria a usina marginal. No caso do sistema elétrico brasileiro, verifica-se uma complexidade ainda maior nesse cálculo, pois muitas vezes a usina marginal é uma hidrelétrica. O fato de ela deixar de gerar devido à expansão da capacidade instalada fotovoltaica é benéfico para o sistema, pois apesar de a água não ter um custo direto, como teria o combustível de uma termelétrica, mantê-la armazenada faz com que mais água esteja disponível no futuro. Ou seja, há um custo de oportunidade de se utilizar a água que está no reservatório. Para quantificar o valor dessa água armazenada, entretanto, é necessário usar as ferramentas mais complexas, como modelos de otimização da operação.

Denholm *et al.* (2014) identificam as principais formas de quantificar os custos evitados devido à geração deslocada pela produção fotovoltaica. A primeira delas é

chamada de “gerador evitado simples”, em que se pressupõe que a usina marginal cuja produção seria evitada no momento da geração fotovoltaica é sempre a mesma. No caso dos Estados Unidos, em geral, considera-se uma planta de gás natural em ciclo combinado. Assim, o cálculo é feito pelo produto entre o consumo específico da planta e o custo de combustível. Esse método tem como vantagem a sua grande simplicidade de cálculo. Assim, este método serve como uma primeira estimativa para verificar a ordem de grandeza dos custos evitados. Por outro lado, essa simplicidade impede que se observem as características específicas de cada sistema, bem como o fato de que diferentes usinas podem ser marginais em diferentes momentos.

Um desdobramento desse método seria o “gerador evitado ponderado” (Denholm *et al.*, 2014). A ideia é que nos períodos de pico de carga, a produção fotovoltaica desloca plantas menos eficientes, enquanto plantas mais eficientes são deslocadas no período fora de ponta. Essa suposição advém da ideia de que para atender à ponta do sistema, um número maior de plantas é despachado e espera-se que as mais eficientes entrem no sistema antes das menos eficientes. Dessa forma, é feita a mesma conta do método do gerador evitado simples, porém ponderada pela proporção da produção fotovoltaica nos horários de ponta e de fora da ponta. Esta metodologia acrescenta um pouco de precisão ao cálculo, em relação à metodologia anterior, mas, também, um pouco mais de complexidade, pois é preciso estimar a proporção de geração fotovoltaica que ocorre nos períodos de ponta e fora da ponta.

Os dois primeiros métodos tratados têm a vantagem de serem mais simples e de requererem relativamente menos dados do que as outras metodologias que serão expostas. Todavia, eles consideram que a geração fotovoltaica distribuída substituirá apenas uma ou poucas usinas termelétricas típicas. Na prática, em sistemas elétricos de grande porte, há vários tipos de usinas com diferentes características que podem ser marginais. Embora apresentem suas limitações, essas abordagens podem ser úteis para fornecer uma primeira aproximação dos benefícios em termos de custos operacionais evitados pela difusão fotovoltaica distribuída para o sistema elétrico estudado.

Sendo assim, existe um terceiro método, chamado de método de preços históricos, que consiste em correlacionar os dados históricos de preços de curto prazo, ou seja, os custos marginais de operação do sistema ou região analisada, com a geração fotovoltaica prevista. Com isso, pode-se verificar o valor monetário da produção deslocada pela fotovoltaica distribuída. Para isso, multiplica-se a produção fotovoltaica estimada para o período analisado pelo preço da energia no mesmo momento para se obter o valor total da geração evitada daquele período. Esse valor pode ser agregado para se calcular o valor anual total ou o valor médio por unidade de energia (por exemplo, R\$/MWh) de um certo período (Denholm *et al.*, 2014).

A aplicação desta metodologia apresenta a vantagem de que o analista não necessita definir qual usina é a marginal a cada momento, pois isso já foi definido no instante do despacho e ficou registrado no histórico de preços. Por outro lado, a desvantagem é se basear em preços passados, que não necessariamente se refletirão no futuro, principalmente ao se considerar as mudanças que devem ocorrer no consumo e na produção de energia elétrica. Mudanças essas como: maior entrada de fontes renováveis não controláveis, gerenciamento de consumo por parte da demanda, *smart grids*, carros elétricos, eficiência energética, entrada em operação de grandes usinas hidrelétricas na região amazônica.

Um aprimoramento dessa metodologia foi sugerido por Morais (2015) para verificar a contribuição monetária da entrada das fontes eólica e solar para o sistema elétrico. Considerou-se os preços históricos, a penetração dessas fontes e a necessidade de expansão do sistema, medida pela trajetória histórica do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), para calcular o valor dessas fontes.

No caso do Brasil, a maior discretização que existe para preços de curto prazo é semanal e *ex-ante*, dada pelo PLD. Essa característica se mostra como uma desvantagem, pois os preços de curto prazo não são dados de forma horária, mas sim em três patamares semanais ligados a períodos do dia pré-definidos (patamares de carga pesada, média e leve). Nesse caso, o método forneceria uma receita calculada a partir de preços semanais e não capturaria a variabilidade da produção solar, o que é capturado em sistemas com mercados *spot* com preços definidos em menores intervalos temporais.

Outra desvantagem da aplicação dos preços históricos para o caso brasileiro é que o sistema de definição de preços vigente não necessariamente reflete as usinas que estão sendo despachadas e que seriam deslocadas com a entrada de geração fotovoltaica distribuída. Em muitos casos, o ONS despacha usinas termelétricas para atender à demanda de ponta e essa geração não se reflete nos preços de curto prazo, sendo paga através de encargos. Além disso, o preço é definido por subsistema e não por barramento elétrico. Assim, eventuais despachos para atendimento a restrições elétricas locais não entram no cálculo de formação de preço e são pagas através de encargos. Por último, os valores publicados de PLD nem sempre refletem o custo marginal de operação calculado para a semana operativa. Isso ocorre porque há limites de valores máximo e mínimo<sup>10</sup> de PLD. Por esses motivos, a estimativa dos custos evitados a partir dos preços históricos tenderia a encontrar valores abaixo dos reais.

---

<sup>10</sup> Em 2017, os limites eram:  $PLD_{\min} = R\$ 33,68/MWh$ ,  $PLD_{\max} = R\$ 533,82/MWh$ .

Por fim, a forma mais completa de estimar os custos evitados de geração é através da simulação do sistema elétrico, considerando as características de suas usinas num modelo de despacho ótimo. Essa simulação permite estimar de maneira mais precisa quais seriam os custos evitados, embora seja a metodologia mais complexa, tanto em termos de esforço computacional como em requisito de dados. Esse tipo de programa é muito usado pelos agentes do setor elétrico para analisar e antecipar as condições de atendimento futuras. Há várias opções comerciais disponíveis, como Plexos (Energy Exemplar, 2016), GE MAPS (GE Energy Consulting, 2017)<sup>11</sup>.

Uma desvantagem de usar esse tipo de ferramenta é o chamado efeito “caixa-preta”, em que o usuário não tem acesso ao funcionamento interno do programa, nem pode verificar o código fonte (Denholm *et al.* 2014). Em geral, esses programas são disponibilizados através da venda da licença de uso, com valores relativamente elevados. Essas características limitam a transparência e a reprodutibilidade dos resultados. Outro problema de usar essa metodologia é a grande quantidade de dados necessária para representar de forma adequada um determinado sistema elétrico.

No Brasil, os modelos mais usados para simulação da operação são Newave (Cepel, 2015) e Decomp (Cepel, 2015b), desenvolvidos pelo Eletrobras Cepel. O horizonte da simulação do Newave é de médio prazo e são feitas algumas simplificações na formulação do problema, como reservatórios equivalentes e a discretização mensal. Os resultados do Newave servem de dados de entrada para o Decomp, que possui discretização semanal em três patamares de carga (pesada, média e leve).

O ONS usa esses dois programas em suas simulações oficiais do planejamento mensal da operação. De forma semelhante, o PLD é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) usando as mesmas ferramentas. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) também usa o Newave em algumas de suas atividades, como a elaboração do Plano Decenal de Expansão (PDE) e a definição da garantia física das usinas. Pelo fato de esses modelos serem usados pelo Operador e para formação de preço, as empresas de geração e comercialização de eletricidade tendem a usá-los em suas análises internas. Os dados de entrada para a simulação do SIN estão disponíveis publicamente. Dessa forma, o uso dessas ferramentas, a princípio, seria o mais indicado para a análise dos custos evitados da geração solar fotovoltaica.

Entretanto, embora esses modelos sejam capazes de apresentar configurações ótimas de atendimento à demanda a custos mínimos, eles não reproduzem a operação em discretização horária, de modo que isso dificulta a representação adequada da geração

---

<sup>11</sup> Uma listagem e descrição analítica de alguns desses softwares pode ser encontrada em Foley *et al.* (2010).

distribuída fotovoltaica, que varia ao longo do dia. Consequentemente, com o uso dessas ferramentas, a identificação dos impactos da entrada em larga escala dessa fonte fica prejudicada. Esse problema foi apontado por Gemignani *et al.* (2014) em estudo que analisa os impactos da inserção de fonte solar em larga escala no SIN utilizando o Newave. Dessa forma, análises mais precisas devem ser feitas com ferramentas que possibilitem simulações mais discretizadas, como as usadas em estudos internacionais (Jorgenson *et al.*, 2014, Denholm *et al.*, 2013, e Xcel Energy Services Inc., 2013) e nacionais (Castro, 2015).

Diferentes penetrações da tecnologia fotovoltaica no sistema elétrico trazem diferentes impactos. Ao contrário dos métodos anteriores, que consideram sempre uma contribuição marginal da fonte, essa metodologia permite realizar análises de custos evitados considerando os efeitos de penetrações maiores da tecnologia fotovoltaica no sistema.

### **3.2. Postergação de investimento em novas usinas**

A geração fotovoltaica distribuída pode adiar o investimento em outra usina para atendimento à demanda máxima do sistema. A métrica usada para quantificar esse benefício é o valor de capacidade (Denholm *et al.*, 2014). Quando uma nova usina é adicionada a um parque gerador, ela aumenta a confiabilidade do sistema, pois diminui a chance de que falte capacidade de atender a toda a demanda em dado momento. De modo geral, não é possível obter 100% de confiabilidade de atendimento, pois mesmo num sistema composto somente por usinas termelétricas flexíveis existe o risco de ocorrerem indisponibilidades forçadas nos geradores. Assim, o planejamento é feito de forma a garantir um nível de confiabilidade aceitável, aos menores custos possíveis e seguindo determinadas restrições operativas.

No contexto da geração fotovoltaica distribuída, trata-se de um recurso extra para o sistema. Desse modo a confiabilidade do sistema<sup>12</sup> é maior ou igual à situação sem esse recurso. No caso mais específico do Brasil, é provável que sua contribuição seja significativa, pois a época do ano com maior consumo de eletricidade é o verão (ONS, 2017), quando as maiores demandas diárias costumam ocorrer na parte da tarde, devido à grande quantidade de aparelhos de refrigeração e condicionamento de ar ligados<sup>13</sup>. Esse momento coincide com a geração das usinas fotovoltaicas.

---

12 Considerando os riscos em termos de índices de confiabilidade, tais como LOLP (Loss of Load Probability – Probabilidade de não atendimento à demanda) e LOLE (Loss of Load Expectation – Valor esperado de não atendimento).

13 Até o final de janeiro de 2017, a demanda máxima registrada no Sistema Interligado Nacional (SIN) ocorreu no dia 5/2/2014 às 15h41 com o valor de 85.708 MW (ONS 2014).

Para estimar essa contribuição na capacidade do sistema de atender à demanda, existe uma métrica específica, chamada de crédito de capacidade. Com isso é possível saber a colaboração da usina para suprir a capacidade do sistema. Em geral, o crédito de capacidade é informado em percentual da capacidade instalada, mas também pode ser dado em termos absolutos. Assim, se a potência nominal de uma usina é 100 MW, dizer que seu crédito de capacidade é de 30% equivale a dizer que é de 30 MW<sup>14</sup> (Madaeni *et al.*, 2012).

Após definir o crédito de capacidade de uma usina, é possível quantificar esse benefício em termos monetários. Isso é chamado de valor de capacidade ou pagamento de capacidade (*capacity payment*). Esse valor é determinado pelo que se requer para incentivar a instalação de unidade geradora capaz de atender os requisitos de potência, e pode ser dado pelo mercado de capacidade de uma região, se houver. Outra forma de estimá-lo é pelo custo de implantação de uma planta com características de atendimento à ponta, por exemplo uma usina a gás natural em ciclo simples e partida rápida.

Existem diversas metodologias para estimar o crédito de capacidade, que variam consideravelmente em termos de complexidade, esforço computacional e necessidade de dados (Madaeni *et al.*, 2011)<sup>15</sup>. As metodologias mais robustas são as baseadas em análises de confiabilidade como a ELCC (Effective Load Carrying Capability), ECP (Equivalent Conventional Power) e EFC (Equivalent Firm Capacity), todas discutidas em Madaeni *et al.* (2012). Para calcular o ELCC, verifica-se qual é o aumento de carga no sistema que – após o acréscimo da usina analisada – mantém o mesmo risco de não-atendimento que havia inicialmente<sup>16</sup>. Esse aumento de carga é o crédito de capacidade da usina.

A desvantagem dessa metodologia e das outras que utilizam análises de confiabilidade é que são necessárias grandes quantidades de dados e esforço computacional. São necessários dados de capacidade e taxa de indisponibilidade forçada (TEIF) de todos os geradores do sistema analisado. Além disso, o cálculo da LOLE deve ser realizado de forma iterativa até que o resultado esperado seja alcançado. Dessa forma, muitos autores

---

14 Resultados de estudos realizados em outros países mostram um crédito de capacidade para usinas fotovoltaicas de, aproximadamente, 40% em Toronto no Canadá (Pelland e Abboud, 2008) e 52% a 70% em diferentes localidades no oeste dos Estados Unidos (Madaeni *et al.*, 2012). Observa-se que, nesses casos, o crédito de capacidade é maior do que o fator de capacidade da usina, que no caso das fotovoltaicas, tipicamente varia de 15 a 25%.

15 Um resumo das principais metodologias aplicadas à geração fotovoltaica pode ser encontrado em Perez *et al.* (2008). Outra boa descrição e comparação das diferentes metodologias aplicadas à tecnologia fotovoltaica pode ser encontrada em Madaeni *et al.* (2012).

16 O EFC (Capacidade Firme Equivalente) é definido como a capacidade de uma usina com taxa de falha nula que substituiria a usina analisada com o mesmo nível de confiabilidade. Já o ECP (Potência Convencional Equivalente) é a capacidade de uma usina com taxa de falha típica que substituiria a usina analisada com o mesmo nível de confiabilidade.



preferem utilizar outras metodologias para esse cálculo. Estas, por vezes, apresentam resultados semelhantes aos da metodologia ELCC.

Análises feitas por Madaeni *et al.* (2012) para geração fotovoltaica situada na interconexão ocidental dos Estados Unidos (WECC) mostram que o método de aproximação com resultados mais próximos do ELCC é o que considera o fator de capacidade da usina nas horas mais críticas para o sistema. A definição de quais seriam estes períodos varia, podendo ser as horas de máxima demanda<sup>17</sup>, de maiores preços de curto prazo ou de maior risco de não atendimento. A quantidade de horas consideradas como as mais críticas também varia. Essa metodologia é mais simples de ser calculada e requer menos dados do que o ELCC.

Estudos mostram (Pelland e Abboud, 2008) que o crédito de capacidade de um grupo de geradores solares fotovoltaicos é maior do que o de uma instalação individual. Por outro lado, uma maior penetração de fotovoltaicas no sistema tende a diminuir o crédito de capacidade dessas usinas (Perez *et al.*, 2006). Isso ocorre devido a um efeito de saturação, efeito esse explicado com mais detalhes na Seção 3.9 deste TDSE, que trata da “curva do pato”.

Considerando a aplicação do conceito de crédito de capacidade para o caso brasileiro, um problema encontrado para a sua implementação são os escassos dados de irradiação solar confiáveis para o país. Como destacado por Morais (2015), as estações de medição de dados solares do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) apresentam um elevado número de observações indisponíveis (lacunas), o que restringe seu uso em análises acerca da geração solar. Isso prejudica a qualidade dos resultados, pois Madaeni *et al.*, (2012) mostram um viés relacionado à influência do ano utilizado sobre os resultados obtidos por isso o ideal seria o uso de dados de vários anos para possibilitar o cálculo do valor médio do crédito de capacidade.

### **3.3. Postergação de investimentos em transmissão e distribuição**

Os investimentos em transmissão são motivados pelo aumento da demanda de eletricidade verificada em determinada região. Neste contexto, a geração fotovoltaica distribuída pode contribuir, caso haja coincidência entre geração e demanda de pico, para postergar a necessidade de investimentos nesta rede.

Segundo Denholm *et al.* (2014), em termos de benefícios para transmissão, a geração distribuída fotovoltaica pode influenciar tanto no alívio do congestionamento

---

<sup>17</sup> Neste caso, já descontando a geração de outras usinas não-despacháveis, como eólicas.

das linhas<sup>18</sup> quanto na confiabilidade do sistema de transmissão. Da mesma forma que os painéis evitam a necessidade de geração, eles também aliviam a necessidade de transmitir energia, pois a geração é próxima à carga, de modo que se reduz a necessidade de adição de capacidade de transmissão. Como a linha de transmissão é dimensionada para atender à demanda de pico, é necessário que haja coincidência entre geração fotovoltaica distribuída e consumo dentro da área atendida pela rede de transmissão considerada para que eventuais benefícios sejam verificados.

Essa característica de postergação de investimentos na transmissão pode ser um fator positivo não apenas em termos de redução de custos, mas também de impactos ambientais. O parque gerador brasileiro é usualmente construído distante dos centros de carga, havendo inclusive previsão de construção de novas hidrelétricas na região amazônica. Dessa forma, torna-se necessária a construção de linhas de transmissão que podem se estender por áreas pouco antropizadas, com grandes áreas de floresta natural preservada e ecossistemas relevantes, ou em proximidade com terras indígenas, comunidades quilombolas e unidades de conservação. Infere-se, portanto, que a geração fotovoltaica distribuída pode ter influência positiva ao postergar a necessidade desses investimentos.

Existem diversas abordagens utilizadas para se estimar o impacto da geração distribuída fotovoltaica sobre o valor da capacidade de transmissão. Entre essas abordagens, destaca-se a análise que essa geração teria sobre as diferenças de custos marginais de operação das barras em que se poderia ocorrer expansão, denominado, em inglês, *Congestion Cost Relief*. Pode ser chamado também de benefício marginal da transmissão<sup>19</sup>. Essas poderiam ser uma *proxy* do valor de se eliminar restrições na transmissão, podendo reduzir a carga em regiões onde estes preços estivessem em patamares elevados. Por exemplo, na localidade A o custo marginal é 50 \$/MWh, enquanto na localidade B o custo marginal é 300 \$/MWh. Assim, o benefício marginal é 250 \$/MWh. A geração fotovoltaica de 1 MWh em B reduziria em 1 MWh a importação de energia de A, tendo um valor de 250 \$. Observa-se que esse é um método que considera apenas o impacto marginal da geração fotovoltaica.

Uma segunda metodologia para se estimar o valor da postergação de investimentos de transmissão é com o uso de modelos de otimização do despacho, como discutido na Seção 3.1. Compara-se a operação esperada com e sem a geração fotovoltaica e observa-se

---

18 A ocorrência de congestionamentos na rede é um indicativo da necessidade de novos investimentos em transmissão, posto que evidencia que a linha está operando em sua capacidade máxima.

19 A diferença de custo marginal entre dois barramentos (ou subsistemas) indica quanto seria economizado se houvesse capacidade de transmissão de mais 1 MWh/h. Por isso, é o benefício marginal de expandir a capacidade de transmissão.

as mudanças nos custos de congestionamento da rede. Essa metodologia permite avaliar esse benefício mesmo em caso de níveis de penetração mais elevados, que alterem a decisão de despacho e os fluxos de potência esperados (Denholm *et al.*, 2014). Vale destacar que a metodologia da simulação requer um elevado volume de dados e um grande número de simulações, dependendo da quantidade de cenários considerado, o que tende a gerar complexidade computacional.

No caso da distribuição, a expansão da geração distribuída apresenta efeitos dígnos na necessidade de aumento de capacidade da rede. Sob certas circunstâncias, essa geração poderia reduzir, ou evitar, a necessidade de investimentos provendo energia localmente e reduzindo o fluxo de eletricidade requerido na rede. Entretanto, acomodar uma grande difusão fotovoltaica distribuída pode ser desafiador e requerer melhorias em fios, transformadores, e equipamentos de regulação da tensão. Os benefícios dessa geração são maiores em sistemas em que existe maior flexibilidade operacional por parte do operador da rede de distribuição (e.g., gerenciamento pelo lado da demanda, veículos elétricos e armazenamento).

Dessa forma, existe a possibilidade de se considerar que o sistema de distribuição instalado não sofrerá nenhum impacto em situações de baixa penetração de geração fotovoltaica distribuída. Nesse caso o valor da capacidade de distribuição é simplesmente considerado zero. Neste caso, não se consideram os ganhos ou custos potenciais ligados à redução da demanda de pico.

Outra metodologia consiste em estimar o custo médio de investimento em expansão da capacidade de distribuição e verificar o quanto a geração fotovoltaica distribuída diminui a demanda de ponta. É necessário verificar quanto da geração fotovoltaica coincide com o período de pico de demanda local. Também é preciso considerar a possibilidade o máximo requerimento de energia da rede ocorrer em outro momento em que não haja geração fotovoltaica. Uma análise de confiabilidade, semelhante ao ELCC poderia ser feita para estimar a redução da demanda de ponta. No entanto, Denholm *et al.* (2014) destacam que não há uma metodologia formal e amplamente aceita para essa estimativa.

Sendo assim, fica claro que o benefício que a energia fotovoltaica pode gerar para as redes de transmissão e de distribuição depende das características dessas redes e dos padrões de geração da fotovoltaica e da curva de carga dos sistemas elétricos considerados, principalmente da existência da coincidência entre esta geração e a demanda. Portanto, uma avaliação mais precisa de custo-benefício dessa difusão para os sistemas de transmissão e distribuição depende de uma análise pormenorizada que considere as características de cada um destes sistemas.

### 3.4. Necessidade de investimentos nas redes de distribuição

Com a expansão da capacidade instalada fotovoltaica distribuída pode haver a necessidade de novos investimentos na rede de distribuição. Como apresentado em Denholm *et al.* (2014), a difusão da geração distribuída fotovoltaica pode levar a problemas na manutenção da voltagem na rede de distribuição. A eletricidade deve chegar ao consumidor final dentro de uma faixa permitida. Flutuações de tensão acima dos níveis permitidos<sup>20</sup> podem danificar equipamentos eletrônicos.

Tradicionalmente, a tensão ao longo de um alimentador diminui à medida que aumenta a distância em relação à subestação. Já no caso de existir geração local, a tensão tende a aumentar. Assim, a introdução da geração fotovoltaica distribuída faz com que a tensão na localidade onde essa energia é gerada aumente. Esse aumento não é constante, pois ocorrem variações na energia gerada devido a passagem de nuvens, por exemplo. Assim, pode ocorrer um aumento da ativação de mecanismos de controle de tensão no sistema de distribuição. Esse fato pode desgastar e reduzir a vida útil de equipamentos, principalmente dispositivos mecânicos como os *taps* dos transformadores e as chaves dos bancos de capacitores. Também pode ser necessária a instalação de equipamentos de regulação de voltagem na rede. Para a correta quantificação do potencial impacto sobre a tensão da rede e possíveis necessidades de investimentos é preciso conhecer as características do alimentador, da localidade da geração fotovoltaica e o padrão da curva de carga.

Por outro lado, os inversores mais modernos são capazes de fornecer ou absorver potência reativa, colaborando para manter a tensão dentro da faixa desejada. Esses inversores podem, inclusive, ajudar em casos de sobregeração no sistema, deixando de fornecer energia quando a frequência aumentar muito<sup>21</sup>.

Na questão da segurança da rede de distribuição, os sistemas de geração fotovoltaica distribuída apresentam impactos menores que outras fontes de geração distribuída nos sistemas de proteção, pois há pouca energia estocada nos inversores e existem mecanismos integrados que permitem uma desconexão rápida da rede em caso de falha, como destacado por Denholm *et al.* (2014). Mesmo assim, altos níveis de difusão de geração distribuída fotovoltaica podem apresentar riscos. Os equipamentos de proteção geralmente operam por meio da detecção de sobrecorrente na rede. Uma fonte de geração distribuída é conectada após os equipamentos de proteção, por isso acaba reduzindo a

---

20 No caso do Brasil, 5% da tensão nominal para cima ou para baixo.

21 O aumento da frequência do sistema indica que há mais energia sendo gerada do que demandada. Da mesma forma, a diminuição da frequência indica a necessidade de mais geração.

corrente que passa sobre eles. Este fenômeno pode fazer com que esses equipamentos funcionem de forma inadequada e não atuem quando deveriam.

Além disso, os equipamentos devem ter dispositivos anti-ilhamento, ou seja, serem desativados em caso de apagão no sistema. Caso isso não aconteça, além de danos aos equipamentos pode haver riscos de choques elétricos para a equipe responsável pela manutenção da rede da distribuidora. Sendo assim, sistemas com maior difusão da geração distribuída fotovoltaica podem gerar custos também na coordenação da proteção da rede.

### **3.5. Subsídios cruzados, *cost shift* e perdas comerciais**

Segundo Taylor *et al.* (2015), os formuladores de políticas públicas possuem interesse em garantir que a unidade geradora de eletricidade receba o pagamento pelos seus serviços e que o subsídio cruzado entre adotantes e não-adotantes solares seja minimizado. Esse tipo de subsídio pode ser definido como o pagamento por um consumidor de um valor maior ou menor dos que os custos gerados para o fornecimento de determinado serviço.

No caso de um arcabouço regulatório em que vigora o *net energy metering* (NEM), as classes que não participam desse sistema de compensação podem arcar proporcionalmente mais com os custos da rede. Por exemplo, se houver uma grande expansão de geração fotovoltaica distribuída num determinado distrito da área de concessão e a distribuidora precisar fazer reforços pontuais nessa rede, os custos desses procedimentos serão cobrados na tarifa, sendo repassados, em maior ou menor escala, para outros consumidores que não fazem parte do sistema NEM.

Um exemplo desse fenômeno foi observado nos EUA e destacado no estudo da *California Public Utilities Commission* (CPUC) realizado pela E3 (2013). Este estudo mostrou que os consumidores NEM residenciais da *San Diego Gas and Electric* (SDG&E) contribuíam, em média, com 54% de seus custos. Um outro estudo realizado pela *Arizona Public Service* (APS, 2015) mostrou que consumidores residenciais NEM contribuíam, em média, com 36% dos custos associados ao seu consumo. Ou seja, os consumidores residenciais NEM nesses estados estavam pagando menos do que o custo do serviço fornecido.

Um aspecto interessante é que, caso se verifique um aumento da tarifa para consumidores que não aderiram ao sistema NEM, a atratividade da instalação de módulos fotovoltaicos aumenta. Além disso, economias de escala são incentivadas com o aumento das vendas de módulos. A coexistência de subsídios cruzados e de economias

de escala pode levar a um fenômeno conhecido como espiral da morte (*Death Spiral*), que tende a gerar problemas alocativos e distributivos. No caso do Brasil, essa questão ganha relevância, posto que o baixo poder aquisitivo do consumidor médio de eletricidade não permite que ele adquira um sistema fotovoltaico e contribui para existência de um subsídio perverso dos consumidores mais pobres (não adotantes) para os mais ricos (adotantes).

Segundo Araújo (2006), o furto de eletricidade, também chamado de perdas não-técnicas ou comerciais, pode ser explicado por diversos fatores socioeconômicos, dentre eles o nível tarifário. Sendo assim, caso o problema dos subsídios cruzados entre adotantes e não adotantes não seja corrigido, o aumento da tarifa possivelmente provocará o aumento de ligações clandestinas com o intuito de furtar energia. Consequentemente, as finanças das distribuidoras poderão ser afetadas, já que as mesmas são ressarcidas apenas por parte dessas perdas.

Mesmo sem considerar o possível aumento de perdas não-técnicas em termos absolutos de quantidade de energia, a difusão da geração distribuída fotovoltaica pode fazer com que o índice relativo de perdas não-técnicas de determinada distribuidora aumente em relação a um cenário em que essa difusão não seja observada. Isso porque menos energia será demandada da distribuidora pelos clientes com geração própria. Assim, a proporção entre as perdas não-técnicas e a carga total aumenta, porque a carga total diminui.

### **3.6. Impactos nos contratos de comercialização de energia**

A expansão de fontes com baixo custo variável pode afetar a formação de preços de energia elétrica. Castro *et al.* (2010) indicam que os mercados *spot* podem apresentar falhas na promoção da eficiência nesses casos. Esses mercados podem funcionar corretamente apenas se os geradores térmelétricos determinarem, frequentemente, os preços. A partir do momento em que os custos fixos passam a prevalecer, o mercado deixa de ser eficiente economicamente. Sendo assim, eles passam a exibir certas características, como: (i) baixos preços – que são independentes dos custos de produção; (ii) não garantir que o *break even* de firmas existentes ocorra; (iii) falta de incentivos adequados para sinalização de novos investimentos; (iv) tendência à concentração com grandes *players* dentro dos mercados e frequentes intervenções regulatórias para correção de distorções nos sinais econômicos emitidos pelos preços de mercado.

Dessa forma, as empresas geradoras de eletricidade são afetadas com a entrada da tecnologia fotovoltaica. Em alguns estados dos Estados Unidos, por exemplo, elas

experimentam perdas de receita e alguns ativos de geração passam a ficar inoperantes, uma vez que a geração de usinas maiores é deslocada. Os geradores com estrutura de custos baseadas em custos marginais (e.g., termelétricas movidas a combustíveis fósseis) também podem encontrar problemas em vender sua energia.

Já no caso brasileiro, as regras de comercialização de energia elétrica são ditadas pela Lei 10.848 de 2004 (Brasil, 2004). Ela está inserida no contexto do novo modelo do setor elétrico implantado com a reforma de 2004. Ela definiu os ambientes de contratação regulado e livre e determinou regras para a entrada de cada agente em cada um desses ambientes. Uma de suas características mais marcantes, no caso do mercado regulado, é a contratação compulsória pelos consumidores (distribuidoras) de certificados de energia em volume equivalente a 100% do consumo, com risco de pagamento de penalidades para o não cumprimento desse consumo projetado.

Neste contexto as distribuidoras declaram ao Ministério de Minas e Energia (MME), de forma sigilosa, suas necessidades estimadas para os próximos anos. Esta demanda deve ser atendida pelos Leilões de Energia Nova. Já os Leilões de Energia Existente, são realizados para que geradores que possuem energia descontratada possam utilizá-la para o suprimento das distribuidoras no ano seguinte, considerando o término dos contratos de energia existentes e as oscilações de mercado.

Considerando um aumento da participação da geração distribuída fotovoltaica, a carga remanescente a ser atendida pela distribuidora pode diminuir consideravelmente a ponto de superar o limite de 5% estabelecido pela Lei 10.848, gerando um viés de sobrecontratação. Uma vez que a distribuidora incorre em penalidades caso isso ocorra, existe a possibilidade de que a difusão fotovoltaica traga um efeito negativo sobre sua saúde financeira.

Além disso, a entrada em larga escala da geração distribuída fotovoltaica traz a possibilidade de a distribuidora ficar sobrecontratada mesmo se acertar sua previsão de demanda, porque os contratos de comercialização no ambiente regulado entre distribuidoras e geradoras são estabelecidos para o período de 15 a 35 anos (Brasil, 2004). Historicamente, o modelo de contratação se deu com base em uma perspectiva de crescimento do consumo ao longo dos anos. Portanto, ele não contempla situações em que o consumo de energia apresenta trajetória de queda. Sendo assim, o acréscimo de geração fotovoltaica distribuída pode fazer com que a demanda percebida pela distribuidora diminua e, dessa forma, pode trazer riscos de sobrecontratação das distribuidoras.

### 3.7. Impactos ambientais da difusão fotovoltaica distribuída

Diversos benefícios ambientais podem ser destacados em um contexto de difusão da geração distribuída fotovoltaica. O principal deles é o fato desse tipo de geração de eletricidade não emitir gases de efeito estufa (GEE) durante a sua fase de operação. Conforme discutido na seção 3.1, a energia elétrica gerada a partir da fonte solar substitui a geração de outra fonte. Essa geração substituída pode ser de alguma usina que emite gases de efeito estufa. Se for esse o caso, uma determinada quantidade de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$  deixa de ser emitida.

Na seção 3.1, foram discutidas as metodologias de estimação da geração evitada, que poderiam ser úteis para esta análise com algumas exceções. Usando essas metodologias, bastaria verificar, nos resultados, quais usinas deixaram de gerar devido à fotovoltaica e, a partir das emissões dessas usinas específicas, calcular as emissões evitadas em  $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$ .

Além da redução da emissão de gases de efeito estufa, a menor necessidade de geração de energia elétrica por plantas tradicionais, principalmente em países com predominância de parques termelétricos, apresenta o impacto positivo de preservar a qualidade do ar, através da redução da emissão de poluentes com impacto local<sup>22</sup>. Em outras palavras, quando comparado com uma usina que queima combustíveis fósseis, a geração fotovoltaica distribuída evita a emissão de poluentes como óxidos nitrosos ( $\text{NO}_x$ ), óxidos sulfúricos ( $\text{SO}_2$ ) e materiais particulados. A preservação da qualidade do ar decorrente desses fatores contribui para uma redução nos riscos de doenças respiratórias da sociedade em geral.

Outro benefício oriundo da geração fotovoltaica distribuída é o fato dessa tecnologia utilizar menos recursos naturais quando comparado com os sistemas tradicionais. Por exemplo, no que tange a necessidade de área, NCAT (2010) afirma que seriam necessários 60.000  $\text{km}^2$  de células fotovoltaicas para atender toda a demanda dos Estados Unidos. Isso representa 20% da área do estado do Arizona. Akorede *et al.* (2010) afirmam que, sistemas fotovoltaicos distribuídos necessitam de menos área para produzir um MWh de eletricidade do que as termelétricas a carvão considerando a área necessária para a mineração do carvão e essa área não ocupada poderia ser utilizada para outros propósitos. No caso da geração fotovoltaica distribuída, os benefícios de diminuição de área ocupada são ainda maiores, pois, em geral, são instalados na parte

---

<sup>22</sup> Vale lembrar que reduzir a emissão de poluentes locais através do fomento de renováveis elimina o tradicional *trade off* em que mecanismos de redução de poluentes locais acabam por aumentar a emissão de gases do efeito estufa em função do consumo parasítico que reduz eficiências das plantas.



de cima das edificações. Dessa forma, não há competição do uso do solo para geração de energia elétrica com outros usos.

### 3.8. Diversificação da matriz elétrica brasileira

Uma vantagem da expansão em larga escala da geração fotovoltaica distribuída é a diversificação da matriz elétrica. Uma forma em que ela se reflete é o aumento de fontes de geração de eletricidade no país, tornando o sistema menos vulnerável a problemas que podem impactar a geração e o custo de uma determinada fonte, como uma seca generalizada ou um aumento nos preços internacionais do gás natural. Outra forma é a diversificação espacial advinda da geração descentralizada. Cabe destacar ainda a diversificação como um meio para promover segurança energética.

Com relação à geração de energia elétrica, segundo EPE (2016), há no Brasil oito fontes primárias principais, mostradas na Tabela 1 abaixo. Essa tabela também reflete a evolução da participação dessas fontes na geração de eletricidade do país.

Tabela 1: Evolução da matriz elétrica brasileira

Fonte	2000	2005	2010	2013	2015
Hidráulica	88,68%	85,17%	79,61%	70,57%	64,01%
Gás Natural	1,03%	4,25%	6,61%	11,29%	12,90%
Biomassa	2,00%	3,07%	5,72%	6,62%	7,96%
Derivados petróleo	3,88%	2,65%	2,92%	4,26%	4,70%
Carvão e derivados	2,87%	2,60%	2,12%	3,65%	4,52%
Eólica	0,00%	0,02%	0,39%	1,08%	3,51%
Nuclear	1,54%	2,23%	2,63%	2,53%	2,39%
Solar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%

Fonte: EPE (2016)

Apesar da diminuição nos últimos anos, é possível observar que a fonte hidráulica é predominante na matriz elétrica brasileira, o que torna o sistema bastante vulnerável a períodos com pouca vazão afluente aos reservatórios. Inclusive, essa é uma das causas do aumento da participação de derivados de petróleo e gás natural na matriz, o que elevou os custos da energia elétrica neste período.

Dessa forma, a diversificação das fontes de energia pode diminuir o risco de não atendimento ou de custos elevados de forma semelhante à teoria moderna de portfólio de Markowitz (1952). Aplicando essa teoria para o problema de expansão da oferta de energia elétrica, é possível considerar as usinas geradoras como os ativos candidatos a

formar a carteira ótima e o sistema elétrico, a carteira a ser otimizada. Portanto, um sistema com um número maior de usinas de fontes diferentes tende a reduzir os riscos sistêmicos de *déficit* e de custos elevados.

Schmidt *et al.* (2016) mostram que as médias mensais de produção hidrelétrica são complementares às médias de produção eólica dos quatro estados brasileiros com mais usinas eólicas. Em termos gerais, no primeiro semestre do ano, a produção hidrelétrica é maior do que sua média anual e tende a diminuir na medida em que se aproxima da metade do ano, enquanto a produção eólica é menor do que a sua média anual, mas tende a aumentar. A partir do sexto mês do ano as curvas se cruzam, de modo que a geração de energia eólica passa a ser maior do que a sua média anual.

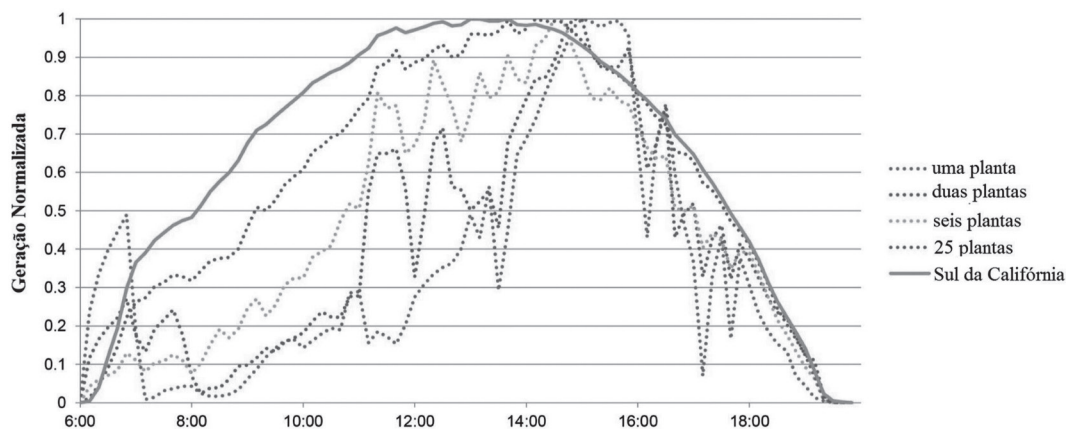
Dito isso, é possível perceber que o perfil de produção da geração solar fotovoltaica é mais estável (sazonalidade menos acentuada) do que os perfis de produção das fontes hidrelétrica e eólica, ou seja, os valores médios mensais são mais próximos da média anual. De acordo com Schmidt *et al.* (2016), a variância da produção hidrelétrica anual é significativamente maior do que a variância das outras renováveis. Em outras palavras, os desvios na geração em relação a sua média tendem a ser maiores. A solar fotovoltaica apresenta a menor variância entre todas fontes analisadas no estudo (eólica, hidrelétrica e solar fotovoltaica). Em termos da distribuição de probabilidade da produção anual, os valores de P75 e P90 são mais próximos à média para a fonte fotovoltaica, ou seja, a probabilidade da produção, em termos anuais, ser significativamente abaixo do esperado é menor.

Ainda sobre o perfil de produção solar, a análise de Schmidt *et al.* (2016) constatou que a produção solar mensal das 24 localidades analisadas apresenta uma variação entre 14% abaixo da média e 35% acima da média. Isso significa que a localidade que apresentou a menor produção num determinado mês gerou 14% abaixo da média daquela localidade. Analogamente, a mesma interpretação pode ser aplicada para o limite superior da variação. A título de comparação, os valores da geração eólica ficam entre 50% abaixo do valor médio e 50% acima da média e os valores da produção hidrelétrica varia entre 20% do valor médio e o dobro da média. Assim, a fonte solar fotovoltaica apresenta uma característica sazonal menos intensa do que as fontes hídrica e eólica.

Outra forma de diversificação da geração fotovoltaica distribuída está relacionada ao fato dela permitir a descentralização da produção de eletricidade. Isso ajuda a mitigar um dos problemas da geração fotovoltaica, que é a variação brusca na geração devido à passagem de nuvens. Ao se instalar painéis em locais diferentes, o sistema aproveita melhor os recursos disponíveis e reduz os riscos de não operação da fonte como um

todo, porque um local pode apresentar interrupção momentânea enquanto painéis em outra localidade podem estar gerando. Nesse sentido, embora seja percebida no âmbito local, a intermitência instantânea pode não ser observada pelo sistema como um todo. A Figura 7 mostra que variações relativas à passagem de nuvens são grandes no nível da usina, mas pouco significantes considerando o impacto no sistema como um todo (Lew *et al.*, 2013).

Figura 7 – Geração normalizada para diferentes agregações de solar fotovoltaica no Sul da Califórnia num dia parcialmente nublado



Fonte: Adaptado de Lew *et al.*, 2013

Outra característica importante é que se trata de uma geração cuja fonte primária está disponível livremente no ambiente. Assim, diminui-se a exposição dos custos do setor elétrico aos preços internacionais dos combustíveis fósseis<sup>23</sup>. Dessa forma, percebe-se que as cotações internacionais dos combustíveis influenciam os custos da geração de energia elétrica, mesmo que o país não seja importador. No caso específico do Brasil, os custos dos combustíveis das usinas termelétricas<sup>24</sup> são indexados pela cotação internacional do petróleo ou do gás natural.

Em resumo, a entrada em maior escala da fonte solar fotovoltaica apresenta a diversificação como uma nova fonte a ser explorada pelo sistema elétrico brasileiro e como uma possibilidade de aumentar os locais de geração de eletricidade. Com uma fonte a mais e um maior número de pontos de geração de eletricidade, é possível afirmar que

<sup>23</sup> No caso de países que dependem de importação de combustíveis fósseis, outro benefício é a diminuição da dependência externa. A dependência externa é definida como a situação do balanço de pagamentos.

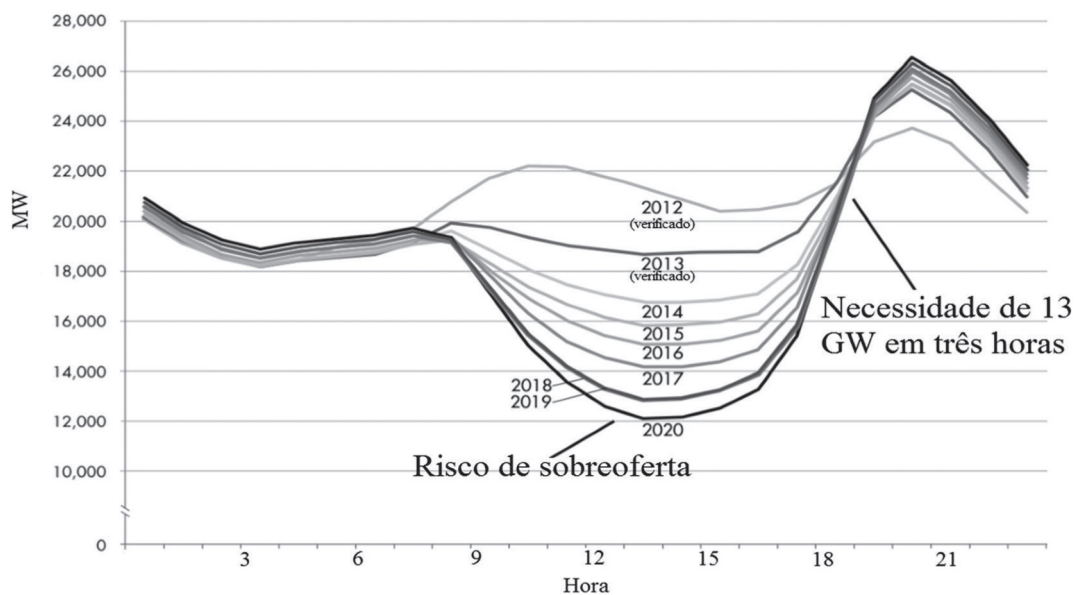
<sup>24</sup> Essa regra vale para usinas participantes de leilão de energia nova, exceto no caso de usinas que usam combustíveis produzidos no Brasil, como carvão nacional e biomassa.

o sistema tende a aumentar a sua confiabilidade de modo a gerar uma maior segurança de abastecimento para a população.

### 3.9. Curva do pato e flexibilidade do sistema

Num sistema elétrico com elevadas participações de painéis fotovoltaicos, as variações na curva de carga diária podem ser percebidas com maior amplitude. Neste contexto, verifica-se o fenômeno conhecido como curva do pato (*duck curve*). Trata-se da queda acentuada da carga líquida (*ramp down*) que pode ocorrer em torno da metade do dia, momento de produção máxima dos painéis solares. Em outras palavras, a curva do pato se refere a possibilidade de uma grande parcela da carga ser atendida pela geração distribuída na metade do dia, o que se refletiria numa queda na carga observada pelo sistema elétrico, que seria retomada nas horas subsequentes (*ramp up*). A curva de carga líquida, originada da diferença entre a carga e a geração fotovoltaica horária teria o formato de um pato. Esse fenômeno foi identificado pelo Operador independente do sistema da Califórnia (CAISO) em 2013. A Figura 8 ilustra a curva do pato (CAISO, 2016).

Figura 8: Curva do Pato projetada para o sistema da Califórnia no dia 31 de março em diferentes anos



Fonte: Adaptado de CAISO (2016)

Segundo o CAISO, na Califórnia, a curva do pato se acentua ano a ano, chegando a valores críticos no ano de 2020, com uma rampa de aumento de carga de 11 GW em apenas três horas. Porém, autores, como Fowlie (2016), identificaram, já no ano de 2016, o comportamento que era esperado apenas para 2020.

Fowlie (2016) destaca dois desafios decorrentes do fenômeno da curva do pato. O primeiro deles é a carga líquida reduzida na metade do dia, também chamado de risco de geração excessiva de energia (*overgeneration risk*). O possível problema é que a carga líquida se reduza a um montante tal que o operador do sistema precise desligar usinas com baixa flexibilidade de operação. Em outras palavras, a geração atinge um valor muito elevado a ponto de ser necessário desligar usinas projetadas para terem poucas interrupções na operação.

Por exemplo, uma usina nuclear<sup>25</sup> tem como característica o tempo maior para iniciar e interromper o funcionamento, devido ao tempo em que as caldeiras demoram para aquecer e resfriar, respectivamente. Além de deixar de fornecer energia por várias horas, a interrupção traz custos para a usina, como desgastes dos equipamentos. Sendo assim, é interessante que essas usinas operem com o menor número possível de interrupções e, portanto, a diminuição de carga durante o dia proporcionada pela geração fotovoltaica distribuída pode trazer alguns problemas na operação de sistemas com grande quantidade de geração de base.

Outro desafio que a curva do pato traz é a rápida necessidade de retomada de carga conforme a produção solar vai diminuindo e o pico da carga vai se aproximando. Isso acontece, normalmente entre 17 horas e 20 horas. Essa retomada requer usinas flexíveis, que possam começar a gerar energia elétrica rapidamente e fontes de armazenamento, que permitam usar a energia armazenada enquanto um número maior de usinas entra em operação. O operador da Califórnia indica que o sistema já experimentou uma recuperação de, aproximadamente, 10,89 GW em um período de 3 horas em 1º de fevereiro de 2016 (CAISO, 2016).

Lista-se, abaixo, as medidas que o operador da Califórnia observa como necessárias para manter a elevada participação da geração fotovoltaica e garantir a segurança energética para a sua população.

- Incentivo a geração de energia por tecnologias mais flexíveis, que sejam preparadas para ligar ou desligar máquinas rapidamente, de modo a permitir um rápido atendimento da carga e uma rápida entrada das fontes renováveis;

---

<sup>25</sup> Outros tipos de usinas que tendem a operar com inflexibilidade são as que utilizam carvão mineral como combustível. As usinas a gás natural também apresentam inflexibilidade mas, em muitos casos, por questões contratuais do fornecimento de gás (take-or-pay).

- Investimentos em tecnologias de armazenamento de energia elétrica, inclusive as hidrelétricas reversíveis (*pumped storage*)<sup>26</sup>;
- Aumento da área de comercialização da CAISO, permitindo aumentar o número de comercializadores, facilitando tanto a compra quanto a venda de eletricidade;
- Implantação de formas de tarifação mais sofisticadas como o *time-of-use*<sup>27</sup>.

Além dessas, medidas que incentivem o autoconsumo no momento da geração para as pessoas que possuem geração fotovoltaica distribuída podem ajudar a mitigar os efeitos da curva do pato.

### 3.10. Serviços ancilares

Serviços ancilares são serviços que auxiliam os operadores do sistema a manterem a confiabilidade da rede com suficiente qualidade de energia. Exemplos são operações das reservas (de regulação, contingência e flexibilidade) e controle de tensão.

Cada sistema elétrico define de forma diferente qual a reserva de contingência necessária no sistema. No caso da reserva seja baseada numa única grande contingência<sup>28</sup>, o impacto da expansão da geração distribuída fotovoltaica sobre as reservas de contingência é nulo. No caso de as reservas serem definidas como uma proporção da carga, a expansão dessa geração poderia contribuir para a redução dos requerimentos de reserva. Já no caso do impacto sobre as reservas de regulação, como a maior difusão fotovoltaica aumenta a variação de curto prazo na rede, isso leva a maiores requerimentos de reservas.

Já o cálculo dos custos e benefícios da expansão de geração distribuída fotovoltaica sobre serviços ancilares podem se dar de diferentes formas. A primeira delas é assumir que esta difusão não impacta no fornecimento de serviços ancilares. Isto é explicado porque, num nível baixo de difusão, a geração distribuída fotovoltaica não fornece significativos serviços ancilares para a rede e também não implica impactos negativos relevantes.

Uma outra abordagem, simplificada, é verificar os custos totais com reservas nos anos anteriores e sua proporção em relação aos custos totais com a geração de energia.

---

26 A tecnologia de bombeamento de água de um rio em momentos de carga baixa (de madrugada, por exemplo) para abastecer o reservatório de uma hidrelétrica e gerar energia no momento em que a carga é maior.

27 É a tarifação que aplica diferentes preços para a eletricidade em diferentes partes do dia. Assim, a energia elétrica é mais cara na ponta e mais barata fora da ponta. A ideia é semelhante à tarifa branca que será aplicada ao setor elétrico brasileiro.

28 Como a perda da maior máquina do sistema.

Ao se estimar os custos evitados de geração da fonte fotovoltaica, considera-se que os custos evitados de serviços ancilares futuros serão na mesma proporção (E3, 2013).

#### 4. Conclusões

É possível constatar que há diversos impactos potenciais decorrentes da difusão da geração fotovoltaica distribuída. Alguns desses impactos são mais significativos e diretos, enquanto outros ocorrem de forma mais indireta e com menos intensidade. Neste capítulo, buscou-se identificá-los e explicá-los, considerando as particularidades do sistema elétrico brasileiro.

As principais metodologias usadas para quantificação desses benefícios foram apresentadas. Elas são bastante variadas na forma e complexidade. A escolha da metodologia ideal varia caso a caso e depende de vários fatores, mas de modo geral, pode-se resumir nos seguintes: o grau de precisão do resultado esperado, a disponibilidade de dados do sistema e os recursos computacionais disponíveis. Como o presente trabalho não teve o objetivo de mensurar esses impactos, estudos futuros podem ser desenvolvidos com o intuito de implementar as metodologias sugeridas no Brasil.

#### 5. Referências

Akorede, M., F., Hizam, H., Pouresmaeil, E. *Distributed energy resources and benefits to the environment*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010. 14. 724 - 734.

ANEEL. 2012. *Resolução Normativa No 482*, 2012. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em janeiro de 2017.

ANEEL. 2015. *Resolução Normativa No 697*, 2015. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>>. Acesso em fevereiro de 2017.

APS (Arizona Public Service). 2015. *Cost of Service Summary: APS's Application for Approval of Net Metering Cost Shift Solution*. October 8, 2015. Arizona Corporation Commission, Docket No. E-01345A-13-024.

Castro, G., M. 2015. *Avaliação do valor da energia proveniente de usinas helio-térmicas com armazenamento no âmbito do sistema interligado nacional*. Universidade Federal do Rio de Janeiro. [http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/castro\\_malta.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/castro_malta.pdf).

Castro, N., Brandão, R., 2009. *Problemas no cálculo das garantias físicas para os leilões de energia nova*. TDSE nº11. Disponível em <[http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04\\_TDSE11.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_TDSE11.pdf)>. Acesso: fevereiro de 2017.

Castro, N., Brandão, R., Marcu, S., Danta, G., 2010. *Market design in electricity systems with renewables penetration*. TDSE nº28. Disponível em <[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52\\_TDSE28.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52_TDSE28.pdf)>. Acesso: fevereiro de 2017.

Cepel, 2015. *NEWAVE - Modelo de Planejamento de Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo*. Disponível em <<http://www.cepel.br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acesso em janeiro de 2017.

d'Araújo, Roberto Pereira. "Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil." Brasília: Confea 1 (2009).

D.A. Cunha, L.V. Ferreira. *Impacts of the Belo Monte hydroelectric dam construction on pioneer vegetation formations along the Xingu River*, Pará State, Brazil, Rev. Bras. Bot. 35 (2) (2012) 159 - 167.

Denholm, Paul, Yih-Huei Wan, Marissa Hummon, e Mark Mehos. 2013. "An Analysis of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a California 33% Renewable Scenario". NREL/TP-6A20-58186. Golden, Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory.

Denholm, P, R Margolis, B Palmintier, C Barrows, E Ibanez, L Bird, e J Zuboy, orgs. 2014. *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System*.

E3 (Energy and Environmental Economics). 2013. California Net Energy Metering (NEM) Cost Effectiveness Evaluation. San Francisco, CA: Energy and Environmental Economics.

Electricity Local. 2016. Disponível em: <<http://www.electricitylocal.com/states/california/>> Acesso em: 26/01/2017;

Energy Exemplar, 2016. *PLEXOS® Integrated Energy Model: Simulation software for energy market analysis*. Disponível em <<http://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/>>. Acesso: janeiro de 2017.



EPE, 2014. *Avaliação de alternativa de suprimento em sistemas isolados do Acre*. EPE-DEE-NT-027 /2014-r0. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/EPE-DEE-PT-027-2014-r0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/EPE-DEE-PT-027-2014-r0.pdf)>. Acesso em fevereiro de 2017.

EPE. 2015. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Disponível em <<http://epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acesso: fevereiro de 2017.

EPE. 2016. *Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração — Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração Metodologia de Cálculo*. EPE-DEE-RE-102/2008-r7. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/Anexo%2013%20-%20Metodologia%20do%20C%C3%A1lculo%20do%20ICB%20A-5%202016.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Anexo%2013%20-%20Metodologia%20do%20C%C3%A1lculo%20do%20ICB%20A-5%202016.pdf)>. Acesso em fevereiro de 2017.

Foley, A.M., B.P. Ó Gallachóir, J. Hur, R. Baldick, e E.J. McKeogh. 2010. *A Strategic Review of Electricity Systems Models*. Energy 35 (12): 4522–30. doi:10.1016/j.energy.2010.03.057.

Fowlie, M. 2016. *The duck has landed*. Energy Institute at Haas. Disponível em <<https://energyathaas.wordpress.com/2016/05/02/the-duck-has-landed/>>. Acesso: janeiro de 2017.

GE Energy Consulting. 2017. *Multi Area Production Simulation Software - MAPS*. Disponível em <<http://www.geenergyconsulting.com/practice-area/software-products/maps>>. Acesso em janeiro de 2017.

Gemignani, M., Kagan, N. e Castro, G. 2014. *Energia solar na matriz energética - impactos técnicos e econômicos no sistema interligado nacional*. Revista Brasileira de Energia Solar, julho.

Green Power in Montana National Centre for Appropriate Technology. Disponível em <<http://www.montanagreenpower.com/greenpower/index.html>>. Acesso em fevereiro de 2016.

Lew, D., Brinkman, G., E. Ibanez, B. M. Hodge, e J. King. 2013. *The western wind and solar integration study phase 2*. Contract 303: 275–3000.

Jorgenson, J., Denholm, P. e Mehos, M. 2014. *Estimating the Value of Utility-Scale Solar Technologies in California Under a 40% Renewable Portfolio Standard*. NREL/TP-6A20-61685. Golden, Colorado, EUA: NREL.

Madaeni, S., Sioshansi, R. e Denholm, P., 2011. *Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants*. NREL/TP-6A20-51253. Golden, Colorado, EUA: NREL. <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51253.pdf>.

Madaeni, S., Sioshansi, R. e Denholm, P.,. 2012. *Comparison of capacity value methods for photovoltaics in the Western United States*. Disponível em <<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54704.pdf>>. Acesso em fevereiro de 2017.

Morais., R. C. 2015. *Aplicação do fator de valor na avaliação do benefício associado às novas fontes renováveis*. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/cancelli.pdf>>. Acesso em janeiro de 2017.

Moroni, S., Valentina, A., e Bisello, A.. 2016. *Energy Sprawl, Land Taking and Distributed Generation: Towards a Multi-Layered Density*. *Energy Policy* 98 (novembro): 266–73. doi:10.1016/j.enpol.2016.08.040.

ONS. 2014. *IPDO – 5/2/2014*. Disponível em <[http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano\\_2014/M%C3%AAs\\_02/IPDO-05-02-2014.pdf](http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano_2014/M%C3%AAs_02/IPDO-05-02-2014.pdf)>. Acesso em fevereiro de 2017.

ONS. 2017. *ONS - Evolução Mensal da Carga*. Disponível em <[http://www.ons.org.br/sala\\_imprensa/energia/carga\\_propria.aspx](http://www.ons.org.br/sala_imprensa/energia/carga_propria.aspx)>. Acesso em janeiro de 2017.

Pelland, S., e Ihab. A. 2008. *Comparing Photovoltaic Capacity Value Metrics: A Case Study for the City of Toronto*. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16 (8): 715–24. doi:10.1002/pip.864.

Pereira JR, A.,O.; Soares, J. B., Araújo, M., La Rovere, E., L. Costa, R., C. *Modelos Energéticos: Uma Proposta de Planejamento Integrado*. In: V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2006.

Pereira Jr., A., O., Costa, R., C., Costa, C., V., Marreco, J., M., La Rovere, E., L., 2013. *Perspectives for the expansion of new renewables energy sources in Brazil*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 23. 499 – 59.

Perez, R., Margolis, R., Kmieciak, M., Schwab, M. e Perez, M. 2006. *Update: Effective load carrying capability of photovoltaics in the United States*. In *Proc. ASES Annual Conference, Denver, CO*. Citeseer. Disponível em Disponível em <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.502.7354&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em fevereiro de 2017.

Perez, R., Taylor, M., Hoff, T., Ross, J. P. e Solar, V.. 2008. *Moving toward consensus on a photovoltaic generation capacity valuation methodology*. Solar Electric Power Association, Washington, DC, USDOE Tech. Rep., Contract DE-FC36-07GO17036. Disponível em <[https://www.researchgate.net/profile/Mike\\_Taylor17/publication/237229241\\_Moving\\_Toward\\_Consensus\\_on\\_a\\_Photovoltaic\\_Generation\\_Capacity\\_Valuation\\_Methodology/links/00b495398df6f6a3d5000000.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Mike_Taylor17/publication/237229241_Moving_Toward_Consensus_on_a_Photovoltaic_Generation_Capacity_Valuation_Methodology/links/00b495398df6f6a3d5000000.pdf)>. Acesso em fevereiro de 2017.

Theologitis, I., T., Masson, G. *Potential for cost reduction of PV technology - impact of cheetah research innovations*. 2015.

Xcel Energy Services, Inc. 2013. *Costs and Benefits of Distributed Solar Generation on the Public Service Company of Colorado System*. Disponível em <<http://www.eei.org/issue-and-policy/generation/NetMetering/Documents/Costs%20a20Benefits%20of%20Distributed%20Solar%20Generation%20on%20the%20Public%20Service%20Company%20of%20Colorado%20System%20Xcel%20Energy.pdf>>. Acesso em fevereiro de 2017.

# A Política de Geração Distribuída: O Caso da Alemanha

---

Por Max Staib Ramalho

## Resumo

Desde o início do século 21, a Alemanha passou por uma expansão sem precedentes de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Esse processo é normalmente associado a uma transição conhecida como *Energiewende* (transição energética), que incorporou uma infinidade de esforços políticos com a finalidade de transformar o sistema energético alemão. Uma parte central desse processo foi a disseminação dos RED e, com isso, a descentralização da geração de energia elétrica.

Este capítulo analisará a contestação política em torno da implementação e da reforma da Lei de Fontes de Energia Renováveis (a principal política de incentivo às energias renováveis da Alemanha), a fim de ampliar a compreensão acerca da disputa política em torno do modo pelo qual o setor elétrico deveria ser transformado. Neste sentido, será realizado um estudo sobre a dimensão política da Geração Distribuída.

Neste sentido, o processo de reforma do EEG e o potencial das iniciativas da *Bürgerenergie* ilustram a disputa entre diferentes grupos de interesse e suas tentativas de moldar e influenciar a arena política a seu favor. Embora isso possa parecer simples, o potencial para novos modelos de governança que a Geração Distribuída oferece constitui aspecto frequentemente negligenciado no debate sobre políticas eficazes e adequadas de energia renovável. Assim, a transição para um sistema de energia renovável não resulta apenas de um obstáculo técnico a ser superado, mas representa, também, a necessidade de uma reorganização política e econômica do setor, para que a transição energética tratada neste artigo seja sustentável e mais benéfica para a sociedade.

Palavras-chave: Energia Renovável, *Energiewende*, Geração Distribuída, *Bürgerenergie*

Desde o início do século 21, a Alemanha apresentou uma expansão sem precedentes dos recursos energéticos distribuídos (RED). O crescente papel desempenhado pelos SER no setor de eletricidade dos países faz parte de um esforço de efetivar a transição para uma economia mais ‘verde’ e sustentável. Esse processo de transição é comumente referido como *Energiewende* (transição energética), que abrange múltiplos esforços políticos com o objetivo de transformar o sistema de energia alemão. Hoje, o país estabeleceu a meta de gerar pelo menos 40 a 45% de sua energia a partir de fontes renováveis até 2025 e pelo menos 80% de sua energia a partir de fontes renováveis até 2050.

A disseminação dos RED tem sido uma parte central desse processo, e, com isso, ocorreu a descentralização da geração de eletricidade. Nesse sentido, sistemas eólicos e, especificamente, sistemas de energia fotovoltaica, são interessantes para implementação na forma de geração distribuída (GD). Na Alemanha, a GD cresceu junto com o aumento da capacidade de energia renovável e representa uma mudança no paradigma da organização tradicional e da estrutura do setor de eletricidade. Deste modo, a GD oferece oportunidades e desafios ímpares para o processo de transformação que está ocorrendo no setor. O caso alemão apresenta uma contribuição peculiar em relação às oportunidades dessa forma descentralizada de geração para contribuir com uma maior aceitação política e participação da sociedade na política energética e, especificamente, na transição energética. Em outras palavras, a GD (e a disseminação dos RED) permitiu maior participação dos cidadãos no setor de eletricidade, o que consequentemente contribuiu para uma mobilização política mais forte a favor das políticas de energia renovável.

O próximo capítulo analisará a contestação política em torno da implementação e da reforma da *Lei de Fontes de Energia Renovável* (principal política de incentivo aos RED na Alemanha), com o objetivo de esclarecer a disputa política sobre a forma como o setor de eletricidade deve ser transformado. Nesse sentido, far-se-á uma tentativa de ilustrar a dimensão política da GD. Isso inclui as possibilidades oferecidas pela GD para ‘democratizar’ e para remodelar a estrutura de governança do setor, por meio de maior participação regional e dos cidadãos. Para isso, o papel da *Bürgerenergie* (energia dos cidadãos) em fazer avançar a disseminação dos RED será explorado, assim como contribuições, condições favoráveis e suas formas organizacionais. Com isso, permitir-se-á que o leitor avalie melhor o debate político e os conflitos de interesse que informam e remodelam a reforma de apoio político para a energia renovável na Alemanha.

## A Lei de Fontes de Energia Renovável (EEG)

Para compreender a difusão bem-sucedida dos RED e, ao mesmo, um fator importante para a maior participação dos cidadãos nesse processo, é necessário entender os mecanismos de incentivo/apoio dos países para a energia renovável. No caso da Alemanha, a principal ferramenta política utilizada para avançar a disseminação das tecnologias de energia renovável foi a tarifa *feed-in* (FiT), ou, de forma mais específica, a Lei de Fontes de Energia Renovável (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, resumidamente: EEG). Uma versão inicial desse mecanismo de incentivo foi introduzida no início dos anos 90 como o *Stromeinspeisungsgesetz* (StromEinspG)<sup>1</sup>. No entanto, foi a reforma de 2000 que implementou a famosa EEG e marcou o início de uma nova dinâmica na difusão de energia renovável.

Em poucas palavras, a política implementa uma remuneração para a eletricidade gerada por sistemas de energia renovável (ou seja, uma *tarifa feed-in*). A taxa de remuneração é diferenciada entre as fontes renováveis e os tamanhos do sistema, além de ser revisada regularmente, com um processo de revisão da lei a cada 3 ou 4 anos. Além disso, as fontes de energia renovável garantem o acesso à rede. Os operadores da rede são obrigados por lei a comprar energia renovável, e os níveis de remuneração dos sistemas aprovados são garantidos por 20 anos.

A justificativa por trás da determinação das tarifas *feed-in* é bastante direta: o custo de um sistema por quilowatts-hora é determinado pela divisão do custo de um sistema específico pelo número de quilowatts-hora que o sistema pode gerar de forma razoável ao longo de sua vida útil (geralmente 20 anos). A isso acrescenta-se um retorno sobre o investimento (ROI), que, no caso da Alemanha, é geralmente estipulado em cerca de cinco a sete por cento (MORRIS E PEHNT, 2016). O fato de que a meta do ROI é a mesma para todas as tecnologias ajuda a explicar porque a taxa de remuneração é diferente para cada tecnologia, chegando a aproximadamente três vezes a taxa de varejo da energia fotovoltaica em 2004.

Por outro lado, os custos de pagamento das tarifas *feed-in* é repassado aos consumidores de eletricidade. Isso é feito por meio de uma sobretaxa de eletricidade consumida que, em 2016, correspondia a 6,4 centavos por quilowatt-hora - quase um quarto do preço de energia de varejo (MORRIS E PEHNT, 2016).

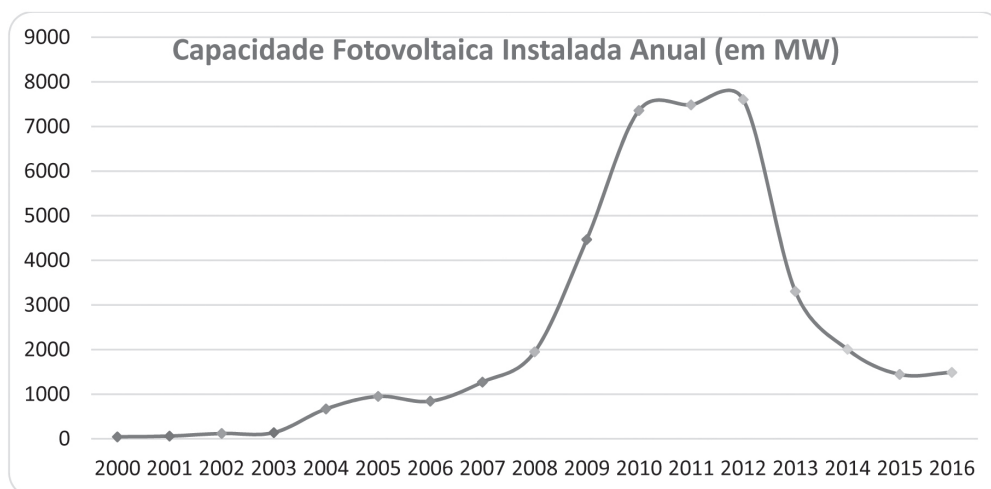
Como consequência, embora os anos após 2008 tenham apresentado um aumento sem precedentes no crescimento da capacidade anual de energia fotovoltaica, após

---

<sup>1</sup> O StromEinspG pode ser considerado o predecessor da EEG. Ele introduziu uma versão anterior da tarifa renovável avançada para as RETs e formalizou os direitos de acesso à rede para esses sistemas.

2012, esse aumento foi seguido por uma rápida desaceleração (vide Gráfico I). Entre 2010 e 2012, o crescimento médio anual foi de aproximadamente 7.5 GW. Esse momento foi revertido, o que resultou em uma taxa de crescimento inferior a 2 GW entre 2014 e 2016, aquém das próprias metas de crescimento do governo. Reduções expressivas do custo das tecnologias de energia renovável (RETs), principalmente de energia fotovoltaica, em conjunto com altos níveis de remuneração explicam, em parte, a rápida expansão até 2012. Por outro lado, as reformas como reação a essa difusão acelerada, posteriormente provocaram um colapso na expansão da energia renovável (ER). A notável queda no crescimento da capacidade fotovoltaica em 2013 foi criticada por muitos *stakeholders*.

Gráfico I: Capacidade Fotovoltaica Acumulada instalada e crescimento anual da Capacidade Fotovoltaica.



Fonte: BMWi, 2017

Nos 17 anos após ser implementada, a EEG contribuiu fortemente para a difusão da energia renovável, em geral, e fotovoltaica, em particular. Isso se torna evidente ao considerar que a capacidade fotovoltaica em 2000 era de 114 MW e, uma década e meia depois, aumentou exponencialmente para 41.275 MW (BMWi, 2017). No entanto, esse progresso na expansão fotovoltaica (e RED como um todo) foi fortemente oportunizado por meio de esforços e investimentos dos cidadãos e por iniciativas dos cidadãos.

## A Geração Distribuída e o Papel das Iniciativas dos Cidadãos

Conforme descrito por Morris e Jungjohann (2016), se o esforço alemão para fazer a Energiewende (transição energética) avançar é compreendido como um movimento de base, em vez de um “plano diretor do governo”, é possível reconhecer a necessidade de melhor entender a luta entre esses movimentos de base e as empresas de energia incumbentes dentro da arena política. Os autores (*ibid.*, pág. 9) ilustram esse cenário escrevendo: “Como é possível fazer com que as empresas de serviços públicos fechem usinas que estão funcionando bem para dar espaço à eletricidade renovável? O desafio é financeiro, e não técnico, e a solução só pode ser política”.

De muitas maneiras, os RED são compatíveis com o modelo de geração centralizada de eletricidade, administrado por grandes fornecedores de energia ou grandes investidores. No entanto, as possibilidades de uma organização descentralizada de geração de energia oferecida pelos RED aumentou o interesse dos atores, tradicionalmente excluídos da participação nesse setor. Nesse sentido, a importante função da geração distribuída e descentralizada está sendo cada vez mais reconhecida não apenas como um fator que contribui para a expansão ou RETs, mas também como um nicho em que inovações técnicas e institucionais importantes para as transições de energia podem e estão sendo desenvolvidas, testadas e trazidas para aplicação nos níveis regional e local. Como consequência, o apelo por mais descentralização envolve a produção de eletricidade tanto quanto a governança/organização. Assim, isso também é impulsionado por uma crescente demanda por muitos atores no nível local de estabelecer o controle da política energética local. Fuchs e Hinderer (2016, p. 6) identificam isso como a “transformação de um campo”.

Por outro lado, os projetos de geração descentralizada não são financeiramente atraentes para as grandes empresas de energia, uma vez que suas taxas de retorno sobre o investimento, de geralmente 4 a 6%, estão muito abaixo dos seus empreendimentos tradicionais. Isso é exacerbado pelo impacto negativo da concorrência que os projetos de geração distribuída têm sobre as plantas existentes de combustível fóssil, que pertencem a fornecedores de energia que operam em todo o país. Como consequência, embora as concessionárias estejam construindo parques eólicos e solares gigantes em todos os lugares, isso ocorre em grande parte no território concorrente e não em seu próprio território. Nesse sentido, os projetos da comunidade e a geração distribuída como um todo geralmente são vistos como uma ameaça, uma vez que competem com seus ativos existentes de energia convencional<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> As Quatro Grandes concessionárias são responsáveis por 0,2% das matrizes fotovoltaicas na Alemanha em 2010.



As investigações empíricas das estruturas de propriedade das capacidades existentes de energia eólica (*onshore*) e fotovoltaica têm destacado o papel central desempenhado pelos modelos de participação do cidadão (também referido como *Bürgerenergie* (energia dos cidadãos)). Esses esquemas de participação do cidadão em um sentido mais estreito representam 34,4%, enquanto no sentido mais amplo<sup>3</sup> representaram aproximadamente 47% da capacidade instalada na Alemanha em 2012 (enquanto os fornecedores tradicionais de energia possuíam apenas 12,5%) (LEUPHANA UNIVERSITÄT LÜNEBURG UND NESTLE, 2014). No caso específico da energia fotovoltaica, esse número é ainda maior, com 48% da capacidade instalada de propriedade dos cidadãos, apenas atrás dos investidores institucionais e estratégicos com uma participação de 48,5% (deixando os fornecedores tradicionais de energia com 3,5%) (LEUPHANA UNIVERSITÄT LÜNEBURG UND NESTLE, 2014). Em termos de investimento total em energia renovável, os cidadãos foram responsáveis por uma participação de 30,6% (ou aproximadamente 5 bilhões de euros) em 2012 (LEUPHANA UNIVERSITÄT LÜNEBURG UND NESTLE, 2014).

As atividades das cooperativas de energia são geralmente classificadas de acordo com seu principal campo de negócio dentro da cadeia de valor do setor de energia: geração, distribuição ou consumo. Deste modo, as cooperativas de energia estão predominantemente envolvidas na produção de energia (incluindo comercialização), o que constitui 86% das cooperativas. Isso ocorre mesmo em um cenário de crescente debate sobre a remunicipalização e o envolvimento de cooperativas no setor de distribuição (mesmo havendo apenas 1% das cooperativas ativas neste segmento) (DGRV, 2016).

Uma manifestação deste boom em *Bürgerenergie* pode ser observada pelo crescimento do número de cooperativas de energia. Enquanto o número de novas cooperativas de energia criadas no *Deutschen Genossenschafts- und Raiffeisenverbands (DGRV)* (uma organização tutelar para as cooperativas alemãs)<sup>4</sup> era apenas 8 em 2006, esse número cresceu para 43 dois anos depois e para 167 em 2011 (DGRV 2014). Nesse período, desde 2006, o DGRV uniu cerca de 130.000 membros, sendo 92% deles cidadãos particulares.<sup>5</sup>

---

3 Os modelos de participação do cidadão (*Bürgerenergie*) no sentido mais estreito são definidos como projetos em que os cidadãos ou empresas locais investem igualmente em sistemas de energia renovável e esses atores detêm pelo menos 50% dos direitos de voto. A definição mais ampla é utilizada quando menos de 50% dos direitos de voto são detidos por partes interessadas locais, e os participantes são provenientes de diferentes regiões (LEUPHANA UNIVERSITÄT LÜNEBURG UND NESTLE, 2014).

4 O DGRV também está envolvido na auditoria de possíveis novas cooperativas, fornecendo, assim, um nível de legitimidade/portas de controle.

5 Agricultores, igrejas, empresas e bancos (cooperativos), bem como municipalidades e entidades municipais representam as partes restantes.

Uma reforma em 2006 facilitou o estabelecimento de cooperativas, reduzindo o número mínimo de membros fundadores e permitindo que membros investidores (ou seja, que não usam eletricidade, por exemplo) participassem, melhorando o acesso ao capital. Outras duas condições importantes permitiram esse crescimento na participação do cidadão:

- i) um *framework* legal, que definiu e facilitou o surgimento de modelos de negócios para a participação financeira dos cidadãos dentro do setor de energia renovável;
- ii) a implementação do sistema FiT, que ofereceu uma estrutura regulatória estável para investidores e garantiu receitas para a energia produzida.<sup>6</sup>

No entanto, o aumento das cooperativas de energia constitui mais do que apenas uma forma de participação financeira. Yildiz (2014) argumenta que elas também devem ser apreciadas como um modelo alternativo para o avanço dos investimentos em infraestruturas de energia distribuída, governança e participação em políticas de energia locais. Uma característica particular desses tipos de modelos de negócio/investimento é sua preocupação com o bem-estar público/da comunidade, afastando os retornos financeiros como a principal motivação (YILDIZ, 2014). Deste modo, esses investimentos combinam segurança, embora com retornos moderados, com fatores não financeiros como proteção climática e desenvolvimento da comunidade (BEERMANN, 2009).

Além disso, as baixas contribuições financeiras necessárias para participar dessas cooperativas<sup>7</sup>, em conjunto com sua estrutura de governança<sup>8</sup>, permitem uma redução na barreira imposta para a participação. Ademais, a responsabilidade pessoal dos membros geralmente também é limitada ao capital investido, eliminando o risco de outros custos financeiros. De fato, a forma jurídica das cooperativas tem sido identificada como de menor probabilidade de se tornar insolvente (SOZIALINVESTIEREN, 2013). Yildiz (2014) destaca que algumas RETs, como fotovoltaicas, favorecem a participação do cidadão, devido às suas características técnicas de modularidade, simplicidade, alta confiabilidade, baixos requisitos de manutenção e *lead times* curtos.

---

6 Além do FiT, o governo alemão ofereceu empréstimos a taxas de juros baixas (por exemplo, por meio da 'Iniciativa 100.000 Tetos Solares') para cidadãos em projetos de energia renovável ou outros programas de empréstimo pelo banco estatal de desenvolvimento alemão (Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW)

7 A barreira financeira para participar em cooperativas de energia normalmente é baixa, variando de 50 a 5.000 euros por ação (cooperativa) (YILDIZ, 2014).

8 Cada membro de uma cooperativa de energia possui voto igual, independente da contribuição financeira. Isso se traduz nos membros tendo papel ativo dentro dos processos de tomada de decisão empreendedora.

Como consequência, a maior participação dos cidadãos nos investimentos em energia fotovoltaica (e RETs no geral) foi facilitada pela tradição/legado histórico de movimentos de base e ativismo em política energética e proteção ambiental. Por outro lado, um facilitador fundamental para essa tendência foi o *design* e a eficácia do esquema de tarifa *feed-in* adotado em 2000. Assim, traçar o processo de reforma dessa política de apoio e o debate societário/político que a acompanha permite uma melhor compreensão da mudança de papel e da importância da geração distribuída na condução da maior transição energética.

Portanto, a seção abaixo apresentará o processo de reforma da EEG com foco particular na energia fotovoltaica, devido à sua compatibilidade específica com a GD e sua história controversa na Alemanha.

## **Contenção Política e Institucional**

Durante o período decorrido desde sua implementação, a EEG passou por reformas de quatro coalizões governamentais diferentes em mais de 5 períodos legislativos. A responsabilidade pelas energias renováveis passou por três mudanças nos ministérios, e a evolução da EEG foi acompanhada de perto por um debate político, que teve uma mudança nas linhas partidárias e maior relevância da política regional. A seguinte seção oferecerá uma visão geral de alguns desenvolvimentos políticos e debates durante os últimos 17 anos, mantendo seu foco na energia fotovoltaica, sobre o futuro da EEG. Esta seção ilustrará, em particular, a luta política para determinar como e se devem ser mantidas e/ou adaptadas as políticas de apoio.

Inicialmente, é necessário enfatizar que a origem das políticas de apoio para as energias renováveis na Alemanha antecedeu a implementação da EEG e que a base para a expansão bem-sucedida da energia renovável dos países foi criada durante o final dos anos 80 e 90 (o que Fuchs e Hinderer (2016) classificaram como ‘primeira fase’).

## **A Implementação da EEG (1998–2008)**

As eleições de 1998 na Alemanha representaram um marco para a política de energia renovável no país. O partido Social-Democrata (SPD) e a Aliança Verde garantiram votos suficientes para formar um governo de coalizão. Foi a primeira vez que o Partido Verde participou do governo federal, e essa coalizão iniciaria um dos maiores avanços políticos para favorecer ou promover energia renovável e solar.

O governo prestou atenção especial à introdução de uma mudança no paradigma da política de energia, que teve como foco o apoio a tecnologias de energia renovável e

culminou na adoção da EEG. A Lei entrou em vigor no dia 1 de abril de 2000, substituindo efetivamente a Lei de Tarifa *Feed-in* de Eletricidade de 1991.<sup>9</sup>

Os sistemas de tarifa *feed-in* desenvolvidos e implementados em níveis comunitários também contribuíram para o desenho e a formulação de um sistema similar a nível nacional. Isso levou Gründiger (2017, pág. 279) a observar: “A herança política criou, portanto, uma nova *path dependence* com efeitos de *feedback* positivos”.

O estado da Turíngia, lar de muitas fábricas de painéis solares, desde cedo reconheceu que a promoção de energia solar era de interesse econômico para o estado. Como consequência, os políticos ambientalistas e as indústrias locais pressionaram efetivamente o governo a apoiar a EEG.

A coalizão dos grupos de defesa e simpatizantes da energia fotovoltaica acabou incluindo as associações renováveis tradicionais (como BEE) e organizações ambientais, mas também incluiu o sindicato dos metalúrgicos (IG Metall), a Associação de Agricultores e as iniciativas de painéis solares de cidadãos e igrejas. Notavelmente, a Associação Alemã de Engenheiros (VDMA), também um importante setor industrial convencional, passou a integrar o grupo.

Com a reeleição de 2002, Wolfgang Clement (SPD) assumiu o cargo de Ministro de Economia, enquanto Juergen Trittin (Partido Verde) permaneceu como Ministro do Meio Ambiente. Além disso, como reconhecimento dos ganhos eleitorais dos Verdes durante as eleições de 2002, a responsabilidade pela política de energias renováveis foi transferida do ministro da economia para o ministro do meio ambiente (a cargo dos Verdes). Essa foi uma importante vitória para a aliança pró-energias renováveis e impactaria fortemente a formulação e as negociações da reforma da EEG em 2004.

“Quando a autoridade do setor de energia renovável foi transferida do BMWi [ou seja, o ministro da economia] para o BMU [ou seja, o ministro do meio ambiente] no início dos anos 2000, o BMU, liderado pelos Verdes, expandiu rapidamente sua experiência com a ajuda dos defensores de energia renovável e, desde então, tem dominado as revisões periódicas da EEG. O BMU também forçou sua entrada nas cúpulas de energia que são convocadas de forma irregular pela Chancelaria e trouxe consigo representantes do setor de

---

<sup>9</sup> Como reação ao desastre nuclear de 1986 e à crescente pressão política, o Governo alemão aprovou a Lei de Tarifa Renovável Avançada da Rede Elétrica em 1991 (em resumo, StromEinspG). Uma remuneração de 90% foi estabelecida - o preço médio de compra da energia gerada por sistemas de tecnologia renovável pelo cliente, cerca de 0,17 DM (JACOBSSON E LAUBER, 2006). Embora a tarifa renovável avançada tenha alguns efeitos positivos sobre o investimento em energia eólica, a lei não teve efeito mensurável sobre o uso de energia fotovoltaica. A tecnologia ainda era muito pouco rentável para ser um investimento atrativo devido aos incentivos financeiros oferecidos pela StromEinspG.

energia renovável. Isso abriu o último baluarte do setor de energia tradicional” (STEFES, 2013, págs. 15-16).

Como se tornou evidente, o conflito ideológico entre o ministro da economia com o ministro do meio ambiente influenciou fortemente a reforma da EEG. Entre outras propostas, o ministro da economia pressionou por maiores isenções para a indústria. O ministro da economia enviou esforços especiais para pressionar o aumento das isenções industriais (HIRSCHL, 2008) e buscou influenciar outros aspectos.

No entanto, a grande popularidade da EEG entre os dois grupos parlamentares do governo resultou em uma grande crítica ao ministro da economia, Wolfgang Clement, por sua posição anti-EEG e seu isolamento dentro de seu próprio partido, o SPD (LAUBER E MEZ, 2004). Esse exemplo é impressionante porque demonstrou um suporte intrapartidário à EEG e às energias renováveis, que se sobrepôs a lealdades e à consistências internas do partido. O grupo parlamentar do SPD colaborou para que o ministro do meio ambiente dos Verdes ficasse contra seu próprio ministro da economia do SPD. Isso se tornaria um dos muitos exemplos do importante papel desempenhado pelo Parlamento, como base para a coalizão pró-energias renováveis.

Como já fazia parte do acordo da EEG no ano 2000, a lei foi reformulada em 2004, levando em consideração os desafios e as limitações que encontrou durante os quatro anos anteriores. Essa reforma foi particularmente importante para a energia fotovoltaica, uma vez que representou o primeiro ponto em que a FiT para energia fotovoltaica foi forte o suficiente por si só. Ao reconhecer a necessidade de maiores níveis de remuneração para os sistemas fotovoltaicos, devido à descontinuação dos empréstimos com juros baixos, a tarifa para sistemas fotovoltaicos de telhado aumentou em relação ao tamanho dos sistemas (57,4% abaixo de 30 kW, 54,6% abaixo de 100 kW, 54,0% acima de 100 kW)<sup>10</sup>.

A EEG permaneceu altamente contestada, principalmente entre os segmentos industriais e das grandes corporações de energia. Com poder econômico forte e recursos financeiros, esses grupos utilizaram seus laços com os formuladores de políticas decorrentes da tradição corporativa de intermediação de interesse, a fim de influenciar e direcionar o desenvolvimento das políticas energéticas a seu favor.

Curiosamente, Angela Merkel, então presidente do grupo CDU/CSU<sup>11</sup> expressou preocupações semelhantes após a ratificação da nova EEG, declarando: “Não é realista aumentar a participação das energias renováveis no consumo de eletricidade para 20%. Acredito que não seja realista esperar que as energias renováveis possam fechar uma

---

<sup>10</sup> Um bônus adicional de 5,0% para sistemas integrados de fachada.

<sup>11</sup> A União Democrata-Cristã/União Social-Cristã são os principais partidos conservadores da Alemanha.

lacuna que seria aberta pelo fechamento antecipado das usinas nucleares” (MERKEL, 2005). Em sua defesa, havia muita confusão no momento em relação ao desenvolvimento futuro do mercado de energias renováveis e de EEG. A Associação Federal de Energias Renováveis (BEE), um grupo de defesa de energias renováveis, subestimou completamente o desenvolvimento de custo, prevendo custos de até 4,4 bilhões de euros em 2010 e 7,0 bilhões de euros em 2020 (BEE, 2004). A título de contraste, esses números alcançaram 8,2 bilhões de euros em 2010 e 20,4 bilhões de euros em 2013 (BMU, 2013).

Durante esse período, a indústria de energias renováveis, que foi inicialmente caracterizada pela fragmentação, fracas estruturas organizacionais e pouca importância em termos financeiros, começou a deliberadamente profissionalizar seus esforços de *lobby* e a consolidar sua força. Pode-se afirmar que a crescente força econômica e financeira dos setores, que acompanhou o crescimento das energias renováveis, foi um fator que contribuiu positivamente. As declarações cada vez mais coordenadas e o *lobby* político direto das associações DFS, UVS e BSE constituíram uma materialização desses esforços.

Um dos precursores desse movimento está no *lobby* da indústria solar. Em 2003, com o objetivo de aumentar sua eficácia, o DFS e o BSE se fundiram, estabelecendo a Associação da Indústria Solar Alemã (*BundesverbandSolarindustrie*, BSi). Além disso, a BSi mudou sua sede para a capital do país, Berlim, estabelecendo seus escritórios no mesmo edifício da UVS. As duas associações (BSi e UVS) coordenaram suas atividades cada vez mais por meio do grupo de trabalho “ARGE Solarwirtschaft” e, finalmente, fundiram-se em 2006.

Em paralelo, foram envidados esforços para fortalecer a colaboração dentro da ‘Coalizão Ambiental’. Isso levou à criação da “Aliança de Energias Renováveis” (*Aktionsbündnis Erneuerbare Energien*), em 1 de setembro de 2003, que abrangeu um amplo grupo de partes interessadas do ambiente de negócios, dos sindicatos e dos movimentos ambientais, incluindo a BEE, Eurosolar, a Associação de Agricultores, a Associação Alemã de Pequenas e Médias Empresas (*Bundesverband Mittelständische Wirtschaft*, BVMW) e os sindicatos Ver.di, IG Metall e IG BAU. Ao apresentar as energias renováveis como um motor para o crescimento e para a geração de empregos, esperava-se mobilizar pequenos investidores e proprietários em favor dessas novas tecnologias, não a partir de uma crença puramente idealista, mas através de um objetivo econômico privado. Elas entenderam que esses grupos precisavam de oportunidades para participar desses lucros e investir, a fim de consolidar favoravelmente o pleito das energias renováveis na sociedade (BSW, 2012).

Notavelmente, os grupos parlamentares em exercício foram atrás da estratégia de garantir um consenso entre partidos com a CDU/CSU para manter a tradição das políticas renováveis serem um projeto entre partidos, assim como foi com o caso da Lei de Tarifa *Feed-in* de Eletricidade de 1990/91. Ao mesmo tempo, a oposição da CDU/CSU já tinha começado a demonstrar sua oposição à EEG e buscar aproximar-se da coalizão pró-energias renováveis (REICHE, 2004, pág. 142).

Diferentemente do *Bundestag*, o *Bundesrat* (câmara dos estados) foi regido por uma maioria liderada pela CDU/CSU. Em maio de 2004, um comitê de mediação foi convocado para discutir a proposta de reforma da EEG, adiando efetivamente sua implementação inicial de 1 de junho de 2004. Esse atraso e a possível incerteza política ameaçaram a segurança do investimento em energias renováveis. O *Bundesrat* se uniu aos grandes fornecedores de energia, que eram donos de grandes partes da rede elétrica e queriam evitar o aumento da participação da energia eólica. Além disso, os estados da Baviera e Baden-Württemberg expressaram preocupações em relação aos impactos negativos dos parques eólicos sobre o cenário natural. Enquanto o *Bundestag* tinha o direito de anular o recurso, promovendo a sua versão original da reforma, o SPD/Os Verdes estavam dispostos a buscar um consenso para fortalecer o apoio entre as partes para a EEG.

A heterogeneidade das posições e referências em relação à EEG e tecnologias individuais foi um resultado interessante dessas negociações entre os governos de Estado, liderados pela CDU/CSU, e as associações de estado das partes. Determinados padrões ficaram claros, como uma preferência e um apoio mais forte à bioenergia em estados fortemente agrícolas, um consenso entre os estados costeiros do Norte em favor da energia eólica e uma prioridade na energia fotovoltaica nos estados do Sul mais ensolarados como a Baviera e Baden-Württemberg.

O último foi resultado do reconhecimento da energia solar por parte dos agricultores como um investimento econômico promissor, resultando em uma pressão política mais forte em favor dessas tecnologias nos Estados da Baviera e Baden-Württemberg, tradicionalmente fortalezas da CDU/CSU (que eram predominantemente contra subsídios solares) (DAGGER, 2009; EVERT, 2005).

Como se tornou claro durante os debates do *Bundestag* sobre a reforma da EEG, os proponentes da lei haviam criado seus próprios círculos eleitorais, fortalecendo a capacidade global de conflito da coalizão ambiental. Isso se deu, em parte, devido ao fato de que o *lobby* pró-energias renováveis poderia demonstrar números impressionantes de emprego e de relevância econômica regional, além do nível de confiança elevado tradicionalmente do público.

Dessa forma, partes fundamentais do grupo CDU/CSU começaram a apoiar a EEG, em parte devido à função histórica que o partido desempenhou na implementação do antecessor das EEGs, “... uma história de êxito que eles não queriam sacrificar para os oponentes políticos...” (GRÜNDIGER, 2017, pág. 303), mas também como uma reação à mudança na pressão e no interesse de seu eleitorado. Esse desenvolvimento trouxe Gründiger (2017, pág. 303) a avaliar que “os efeitos auto reforçadores da *path-dependence*, rastreáveis à herança política de antes, reformas aparentemente menores podem ser claramente observadas”. O governo federal buscou consenso com base na solução, fazendo concessões para as formulações originais, a fim de garantir a colaboração e o apoio dos Estados na implementação da lei e futuras alterações.

O resultado da eleição federal de 2005 resultou em uma mudança no governo. A CDU/CSU formou uma grande coalizão com o SPD, com Angela Merkel como Chanceler. No acordo de coalizão, ambas as partes asseguraram seu compromisso com “a expansão ambiental e economicamente sólida das energias renováveis” como um “elemento importante” da política energética (DAGGER, 2009, pág. 101-103; HIRSCHL, 2008, pág. 168-171).

A nova Chanceler convocou três cúpulas de energia em 3 de abril de 2006, 9 de outubro de 2006 e 3 de julho de 2007 (DAGGER, 2009; HIRSCHL, 2008), com o objetivo de envolver um grande número de partes interessadas na elaboração da nova estratégia de energia. Os problemas centrais discutidos durante a primeira cúpula foram relacionados à segurança do fornecimento, preços competitivos de energia, pesquisa, eficiência energética e energias renováveis.

Isso fez parte de um esforço para reconquistar terreno político no debate sobre energias renováveis/proteção climática. Na visão das partes, a CDU/CSU com Angela Merkel como líder, conseguiu retratar-se como campeã das energias renováveis e a “Chanceler do Clima”. Portanto, para reforçar sua posição como a ‘força ambiental líder’ no Governo, o ministro do meio ambiente, Gabriel (SPD), e os políticos para o meio ambiente no Parlamento avançaram com um perfil claro na política de energia e clima (DAGGER, 2009).

### **Aumento dos custos da política (2008–2012)**

No entanto, durante o mesmo período, observou-se que o setor de energias renováveis começou a defender seus subsídios da mesma forma que as indústrias tradicionais (como a indústria do carvão), posicionando-se como uma indústria “normal” que perdeu seu impulso idealista (SCHRÖDER, 2013).



Em 2008, tornou-se inegável que a energia fotovoltaica era a energia renovável mais cara. Suas altas tarifas representaram 24,6% dos pagamentos totais de remuneração pela EEG, enquanto fornecia apenas 6,2% da eletricidade oriunda de fontes renováveis naquele mesmo ano (RWI, 2009). Isso ajuda a explicar o motivo pelo qual muitos consideraram o subsídio ‘ineficiente’, isto é, muito dinheiro para retorno muito baixo. Para agravar ainda essa questão, havia o fato de que as demandas enormes associadas ao baixo fornecimento na produção de painéis solares significavam que a indústria estava alcançando grandes lucros. É claro que essa crescente demanda pode ser rastreada diretamente às tarifas generosas.

Outra mudança de rumos nos acontecimentos foi a retirada de apoio da VZBV (a organização do consumidor). Embora tenha apoiado a EEG e, naturalmente, desconfiavam das grandes empresas de eletricidade tradicionais, foi crítica em relação ao aumento dos custos da promoção que a EEG representou para os domicílios privados e os lucros excessivos para a indústria de energia solar. Isso foi alcançado à custa dos consumidores e, portanto, a VBZV pressionou por cortes tarifários mais fortes e taxas decrescentes.

O estabelecimento político reconheceu a importância da criação de uma estrutura política que promoveria um ambiente estável para investimentos. Além disso, as contribuições positivas da indústria solar foram aparentes, e os empregos da indústria e o potencial promissor do setor também foram aparentes para a maioria. Por outro lado, os políticos também reconheceram a necessidade de enfrentar o aumento nos preços da eletricidade e os crescentes custos associados com a promoção da indústria. Um compromisso feito significou que sistemas fotovoltaicos pequenos (que representavam a maior parte do mercado) seriam poupados de cortes substanciais, enquanto sistemas maiores levariam o peso dos cortes. Ainda, a ideia de um teto flexível foi adotada, elaborada originalmente pelos políticos do Partido Verde (GRÜNDIGER, 2017).

O conflito entre o ministro da economia e o ministro do meio ambiente continuou. A crescente confiança do ministro do meio ambiente significou que sua defesa das energias renováveis e a concorrência política resultantes reforçaram as alas do partido do meio ambiente e os grupos de interesse pró-energias renováveis. Chegou ao ponto de o ministro da economia ser abertamente criticado pelo Secretário de Estado (SPD) por desperdiçar o dinheiro do contribuinte com estudos supérfluos em áreas fora de suas tarefas (BMU, 2008).

Ao mesmo tempo, a crescente complexidade da EEG significou que a experiência ministerial se tornou inestimável como suporte para formuladores de políticas e parlamentares que estavam lutando para lidar com a pesada carga de trabalho. Consequentemente, a capacidade dos ministros de influenciar e aconselhar a reforma dos processos aumentou.

Novamente, em um esforço para criar consenso entre os formuladores de políticas, o governo do Estado foi convidado para contribuir na formulação da reforma da EEG. Isso foi feito para evitar novos atrasos na implementação da reforma, por meio de recursos no Bundesrat. Durante esse processo, ficou claro como o crescimento da indústria solar afetou os diferentes governos regionais. Todos os cinco antigos governos estaduais do leste da Alemanha expressaram sua renúncia a cortes de energia fotovoltaica. Em todas essas regiões, a indústria ganhou importância econômica significativa, e preocupações consideráveis foram levantadas em relação às repercussões econômicas dos principais cortes de promoção.

As dificuldades em prever os desenvolvimentos de custos da energia fotovoltaica foram causados, principalmente, por incertezas no desenvolvimento do mercado, problemas de fornecimento e demanda, progresso tecnológico e avanços nas manufaturas. Deste modo, enquanto o período entre 2004 e 2006 foi marcado por uma estagnação e até um aumento parcial dos preços de mercado da energia fotovoltaica, principalmente devido à alta demanda causada pela escassez de produção, os anos seguintes viram uma redução acelerada nos preços do sistema de energia fotovoltaica, devido a importações baratas da China. No ano de 2009, os preços caíram aproximadamente 30% (GRÜNDIGER, 2017).

A crescente concorrência dos mercados externos (principalmente da Ásia), posteriormente acompanhada pelo declínio mencionado anteriormente no crescimento da capacidade, deixou a indústria em uma crise existencial. A indústria fotovoltaica solar nacional foi mal sucedida, sofrendo uma redução de 38% nas vendas em 2014. Os empregos caíram 32%, alcançando 38.300 postos (uma queda do pico de 113.900 postos de trabalho em 2012) no final do ano. Enquanto isso, o setor alemão de energia fotovoltaica foi marcado por insolvências e empresas deixando o mercado (O'SULLIVAN *ET AL.*, 2015). Como resultado, 2009 testemunhou a falência de um dos maiores fabricantes de grandes usinas solares, a Solar City.

O crescimento da capacidade fotovoltaica continuou a dificultar a previsão. O Lead Study de 2008 do ministro do meio ambiente previu um crescimento de 1.300 MW para o ano seguinte, enquanto 2009 de fato viu um crescimento de 3.800 MW da capacidade (quase três vezes superior). O mesmo ocorreu em 2008, quando o crescimento da capacidade foi de 1.933 MW e as estimativas previam 1.250 MW (BMU, 2008; BNetzA, 2012).

Em 2010, o novo governo apresentou seu 'Conceito de Energia Nacional' (*Energiekonzept*). Embora tenha dado continuidade aos ambiciosos objetivos para as energias renováveis de 35% até 2020, 50% até 2030, 65% até 2040 e 80% até 2050 (BMW*i*,

2010), colocou-se forte ênfase sobre a necessidade de desenhar a expansão para que fosse mais rentável.

Na época, o sentimento dominante era de que as tarifas deveriam ser ajustadas, porém as incertezas do mercado dificultaram a determinação de como poderia e deveria ser seu alcance. A hesitação dos formuladores de políticas abriu o caminho para que *lobbies* influenciassem a tomada de decisões.

Gründiger (2017, pág. 335) observa que: “Esse intenso debate sobre custos reforçou a imagem pública da energia fotovoltaica como uma forma de produção de eletricidade cara, ainda que seus preços já tivessem caído”. Contudo, uma pesquisa conduzida pela Forsa, no início de 2010, demonstrou que a opinião pública ainda apoiava a EEG e a indústria solar. Na pesquisa, 71% dos respondentes declararam que estavam dispostos a arcar com o aumento da tarifa de EEG de 3% a 5% em sua conta de eletricidade ao longo dos próximos cinco anos (FORSA, 2010).

Baseado em um consenso de que as tarifas precisavam ser reduzidas, o principal debate concentrou-se em determinar a extensão desses cortes. O ministro do meio ambiente Norbert Röttgen apresentou seus planos no início de 2010, propondo um corte de 15% para placas solares de telhado. Em oposição, o ministro da economia Rainer Brüderle (FDP) defendeu cortes mais severos de 17% para placas solares de telhado (DER SPIEGEL, 2010).

Uma discrepância ficou nítida quando o governo federal identificou a necessidade de controlar os aumentos da tarifa de EEG, enquanto os governos estaduais do Parlamento Alemão estavam focados em proteger suas indústrias regionais. Assim, o Bundestag revelou-se um importante poder de veto, uma vez que a sua demanda por cortes mais baixos (apenas 10%) resultou em um compromisso em que um corte de 13% foi estabelecido a partir de 1 de junho com uma adição de 3%, que entrou em vigor a partir de 1 de outubro.<sup>12</sup>

O processo político de tomada de decisões foi formado pelas grandes incertezas em relação à situação atual do mercado e ao desenvolvimento futuro do mercado. Como consequência disso, os formuladores de políticas precisaram enfrentar condições de pressão de tempo - reagir a mudanças de mercado baseadas em fatos e aumento de custos - e acesso limitado a informações sobre o ambiente de mercado extremamente volátil e dinâmico.

Como consequência, a crescente pressão para reduzir esses custos levou à Lei Fotovoltaica de 2010, que introduziu cortes tarifários drásticos variando entre 8% e 13%,

---

<sup>12</sup> Isso ocorreu para as placas solares de telhado. No caso de sistemas independentes em espaços abertos, os cortes foram de 15%.

a depender do tipo de sistema. Um corte adicional de 3% foi feito em uma segunda etapa, que entrou em vigor durante o segundo semestre do mesmo ano. Com isso, também ocorreu uma taxa decrescente dependente do crescimento, de 1-12%, além da regressão básica de 9%. Se o crescimento da capacidade ficasse abaixo do corredor de crescimento, a redução normal seria estabelecida de acordo com isso.<sup>13</sup>

Apesar dos grandes cortes tarifários, como resposta à pressão para melhorar a redução do custo, a expansão fotovoltaica continuou a acelerar (a nova capacidade de 7.400 MW foi instalada em 2010 (BMU, 2011)). Com isso, a tarifa da EEG aumentou, e a energia fotovoltaica foi responsável por uma participação de 56% dos custos totais de remuneração em 2011, enquanto representava apenas 20% da produção de eletricidade renovável<sup>14</sup>(BMWi/BMU, 2012, pág. 36).

O ministro da economia Rösler da FDP solicitou uma reforma fundamental da EEG, pressionando por corredores de crescimento restritivos e cortes substanciais na tarifa de energia solar. Em particular, ele fez *lobby* por uma redução na meta de crescimento de 3.000 MW para 1.000 MW como uma forma de reduzir efetivamente os custos de promoção (RÖSLER, 2012).

Por outro lado, os estados exigiam cortes menos severos, taxas de redução mais leves, entre outros. Isso envia um forte sinal de que “... os governos de Estado se transformaram em protetores políticos da transformação de energia, independentemente da composição do partido, e utilizam o Bundesrat para dar impulso às suas demandas e preservar o *status quo* contra a regressão” (GRÜNDIGER, 2017, pág. 379).

## **Reinventando a EEG (2012 – até o presente)**

Os anos de 2012 e 2013 marcaram a primeira vez em que a existência da EEG foi seriamente questionada. Isso foi exemplificado pelo ministro do meio ambiente, Peter Altmaier (CDU) (ministro que tradicionalmente apoiou a EEG), que expressou sua preocupação em entrevista com relação ao custo do apoio às energias renováveis. O ministro argumentou, de forma controversa, que o programa custaria 1 trilhão de euros até 2040<sup>15</sup>. Enquanto havia debates por anos dos custos da EEG, as pressões políticas estavam aumentando.

---

13 A Lei Fotovoltaica de 2012 manteve essa tendência e introduziu um grande corte tarifário de até 30%.

14 Em comparação, a energia eólica onshore constituiu uma participação de 14% dos custos de remuneração, enquanto contribuía com 44% da produção de eletricidade renovável (BMWi/BMU, 2012, pág. 36).

15 Após uma forte crítica da oposição (principalmente dos Verdes), destacando a falta de evidência para esse número, o ministro se distanciou dessas afirmações.

O governo de coalizão do SPD e CDU/CSU, que entrou no poder em 2013, identificou como uma de suas prioridades a reforma impactante da EEG. Já em março de 2014, a proposta política, conhecida como EEG 2.0, foi aprovada pelo Bundestag e entrou em vigor em agosto. Um dos principais elementos introduzidos pela política foi o projeto piloto de energia fotovoltaica que testaria os mecanismos de leilão para a determinação da elegibilidade de remuneração para projetos futuros. Isso representou um primeiro passo na principal revisão do sistema de tarifa *feed-in*, que deveria ocorrer 2 anos depois.

A EEG 2.0 foi condenada pela maioria dos grupos ambientais por não continuar a fornecer um forte quadro de incentivo para as energias renováveis. A continuação dos corredores de crescimento para a energia fotovoltaica (e outra RET) foi vista por muitos como contraproducente para os objetivos de transição energética dos governos.

Em geral, a coalizão pró-energias renováveis articulou suas preocupações sobre o debate de custo unilateral associado à EEG. A Lei de Fontes de Energia Renovável foi vista como reduzida ao debate de custo unilateral, descrevendo os custos para o desenvolvimento das energias renováveis como um fardo, em vez de um investimento no futuro. Isso foi ecoado por sugestões de novos caminhos para abordar os custos associados à EEG.<sup>16</sup>

Por outro lado, representando a indústria tradicional, as empresas de energia saudaram a implementação de mudanças pela reforma como passo importante para uma integração mais forte do mercado, para a introdução de mais competitividade e para mais segurança para a infraestrutura da rede elétrica.

Como continuação dos esforços da reforma de 2014, a EEG 2017 introduziu um sistema de licitação para instalação fotovoltaica com capacidade que excede 750 kW. O desenho do modelo de leilão já havia sido testado por meio de um programa piloto, que foi iniciado em 2015. Em essência, isso significava que a elegibilidade para receber um prêmio de tarifa *feed-in*<sup>17</sup> flutuante (por 20 anos) era determinada por um processo de licitação em que apenas os projetos mais competitivos eram escolhidos. Sistemas com capacidade inferior a 750 kW continuam a ser elegíveis para o modelo de remuneração tradicional (sistema de tarifa *feed-in* ou prêmio).

---

<sup>16</sup> O VZBV, por exemplo, sugeriu uma nova abordagem para cobrir os custos de apoio às energias renováveis introduzindo um novo fundo estadual para cobrir parte dos custos, reduzindo, assim, a sobretaxa da EEG. O Öko-institute sugeriu que uma revisão das isenções de sobretaxa da EEG para as indústrias reduziria a sobretaxa em 20% (ÖKO-INSTITUT, 2014).

<sup>17</sup> Um prêmio flutuante, diferente de um prêmio fixo, é ajustado em relação à flutuação do preço da eletricidade.

A reforma pode ser considerada uma das mais controversas nos últimos anos, não apenas por seu abandono das tarifas *feed-in* pela maioria dos tamanhos e tipos de sistema.<sup>18</sup> Mesmo que algumas pessoas tenham visto as mudanças como um passo no caminho certo (IW, 2016), muitos dentro da coalizão pró-energia renovável e a oposição política argumentaram que essas mudanças prejudicam o futuro do desenvolvimento da energia renovável e a *Energiewende* como um todo. Com isso, o Presidente do *Bundesverband Erneuerbare Energien* avaliou “... até o momento, a EEG foi um motor para o desenvolvimento de energias limpas, mas com a reforma de hoje, ela serve principalmente para preservar as energias fósseis e reduzir significativamente a velocidade da *Energiewende* (BEE, 2016).”

Muitas dessas críticas tinham origem na preocupação com os diferentes mecanismos introduzidos para controlar e reduzir a expansão da energia renovável do que com cortes nos níveis de remuneração. Especificamente, o sistema de leilão foi visto como um acréscimo ao teto de expansão. Especialistas argumentaram que a desaceleração da expansão poderia ser exacerbada pelo fato de que os tetos anuais de expansão não consideravam se os projetos eram de fato implementados (BWE, 2015) e não consideravam o descomissionamento dos sistemas antigos. Como resultado, um estudo argumentou que, até 2023, todo o volume de expansão planejado será utilizado para substituir as instalações superadas,<sup>19</sup> resultando em reduções líquidas na capacidade (BWE, 2015).

As preocupações em relação aos efeitos negativos da expansão da energia renovável devido à reforma da EEG 2017 também se sobrepuseram a discussões sobre a viabilidade dos objetivos da *Energiewende*. Especialistas destacaram a necessidade futura por mais energia renovável, a fim de apoiar a crescente eletrificação do setor de transporte e aquecimento. Ao mesmo tempo, as crescentes isenções na indústria eram contraproducente, desde que não combinadas com demandas por eficiência energética.

## Conclusão

Conforme ilustrado anteriormente, a EEG passou por uma transformação substancial desde o início de sua implementação no início do século. Especificamente, os recentes processos de reforma têm enfatizado preocupações sobre os crescentes custos relacionados à remuneração de energia renovável e o controle da taxa geral de expansão

---

18 Consulte a seção “Reforma da EEG”, no capítulo 3, para mais detalhes.

19 O estudo teve como foco o caso da energia eólica onshore. Entretanto, a crítica aos aumentos bruto e líquido no valor da capacidade continua a ser relevante para a energia fotovoltaica também, principalmente quando o primeiro contrato de tarifa avançada renovável de 20 anos terminar.

da energia renovável. Consequentemente, a elegibilidade para receber a FiT tradicional foi consideravelmente reduzida, praticamente ficando disponível apenas para sistemas com capacidade abaixo de 100 kW ou por meio do novo sistema de licitação.

Essas mudanças geraram preocupações com relação às ramificações dessa revisão para o futuro das iniciativas de *Bürgerenergie*. Conforme discutido anteriormente, o desenho/acessibilidade original da FiT deu lugar a um nível de segurança no investimento, que permitiu e até incentivou a participação do cidadão. Em outras palavras, as RETs representaram uma oportunidade interessante de investimento para os alemães. Assim, os críticos apontam que a trajetória recente de apoio à energia renovável na Alemanha prejudicou as iniciativas/o envolvimento dos cidadãos, em favor das “grandes empresas”. A introdução de licitantes tem sido criticada por aumentar os obstáculos financeiros para uma participação mais ampla, por meio de custos financeiros e de transação mais altos. Por outro lado, a mudança para prêmios da tarifa *feed-in* aumenta o risco para os geradores, incluindo as cooperativas de energia. Nas palavras de Morris e Jungjohann (2016, pág. 417): “... a política de energia renovável do governo parece ser cada vez mais projetada para excluir os cidadãos e os grupos da comunidade que têm sustentado a transição da energia ao longo dos últimos 25 anos”.

Uma ênfase recente à energia eólica *offshore* também é vista como problemática, uma vez que esses projetos são executados exclusivamente por grandes corporações<sup>20</sup>. Além disso, a ênfase sobre as reduções do custo da política é incompatível com os altos níveis de remuneração para esse tipo de RET. Conforme indicado por um estudo conduzido pela Agora Energiewende (2015), o apoio *offshore* será responsável quase de forma exclusiva pelo aumento no custo da remuneração do sistema de tarifa *feed-in* nos próximos anos.

Ainda, essa preocupação com a redução do custo parece incompatível com a tendência dos governos de isentar cada vez mais certas indústrias de uso intensivo de eletricidade de pagar a remuneração da energia renovável.<sup>21</sup> Durante o período de 2012 a 2014, o número de empresas isentas de pagar os custos totais da sobretaxa da EEG aumentou de 734 para 2098. Em termos de isenções monetárias, o aumento foi de 2,7 bilhões de euros em 2011 para 5,1 bilhões de euros em 2014 (MAYER E BURGER, 2014).<sup>22</sup>

---

20 Em parte, devido aos elevados custos de investimento.

21 As críticas observam que isso é particularmente preocupante devido à queda dos preços da eletricidade no varejo, impulsionando a expansão das energias renováveis.

22 Um estudo recente realizado pelo Öko-Institut argumentou que uma reforma das isenções da indústria estabelecida pela EEG poderia reduzir os custos de sobretaxa em 20% para os consumidores, ao adotar apenas a classificação de indústrias intensivas em energia da União Europeia que são expostas à concorrência internacional (reduzindo drasticamente o número de indústrias isentas) (ÖKO-INSTITUT, 2014).

Conforme ilustrado anteriormente, os últimos anos têm visto uma desaceleração substancial da expansão da energia renovável, principalmente nas energias eólica e fotovoltaica *onshore* (duas tecnologias em que o envolvimento do cidadão desempenhou um papel importante). Ao mesmo tempo, isso naturalmente desafiou a adoção mais ampla de um modelo de geração distribuída.<sup>23</sup> Contudo, conforme discutido anteriormente, o valor da geração distribuída vai além de sua mera contribuição para a expansão da energia renovável. A porta de entrada que a GD significa para maior participação dos cidadãos representa implicações para a organização, para a legitimação e, finalmente, para a governança da transição energética como um todo. Engerer (2014) enfatiza que essas iniciativas contribuem, no nível local, para a aceitação de maior transição energética, mas também através de uma maior conscientização sobre as tecnologias e as questões energéticas. Isso também é feito por meio de seu papel na redução dos custos de participação nessas tecnologias e da oferta de serviços de consultoria.

A trajetória da reforma da EEG também é interessante, uma vez que demonstra o crescimento do peso político das coalizões pró-energia renovável. No geral, o cenário político alemão tem sido transformado pela expansão da energia renovável, pela crescente influência política das indústrias através do *lobby*, *Bürgerenergie* e pela profissionalização institucional/organizacional. A tradição política de construção de consenso dos países e a concorrência regional e ministerial também têm sido fundamentais para defender e permitir a continuidade das políticas. Conforme expressado por Morris e Jungjohann (2016, págs. 229 e 240):

“A transição energética da Alemanha ocorreu dentro do sistema político alemão e isso fez a diferença... O sistema alemão tem como foco o consenso de longo prazo entre as linhas partidárias, níveis políticos (federal e estadual) e as regiões geográficas, dando a um grande número de atores políticos uma forma de ajustar a legislação ao seu gosto sem bloqueá-la de forma definitiva”.

Assim, conforme este capítulo tentou ilustrar, a trajetória das políticas de energia renovável, a abordagem política e a aplicação tecnológica precisam ser entendidas no contexto do debate político. O processo de reforma da EEG e o potencial das iniciativas *Bürgerenergie* ilustram a disputa entre os diferentes grupos de interesse e suas tentativas de moldar e influenciar a arena política a seu favor. Embora isso possa parecer direto ao ponto, o potencial dos novos modelos de governança oferecidos pela GD é um aspecto muitas vezes negligenciado no debate sobre políticas de energia renovável

---

23 Os crescentes debates sobre a estabilidade da rede elétrica e a necessidade de expansão da rede têm tentado legitimar as críticas em relação à geração distribuída.



eficazes e adequadas. O caso alemão demonstra claramente que a transição global de energia se beneficia da participação do público em geral, não apenas por meio de debate teórico, mas também por meio de envolvimento prático.

Ao mesmo tempo, é necessária mais apreciação para as limitações de se confiar em uma abordagem tradicional de ‘grande negócio’ para a expansão da energia renovável. A transição para um sistema de energia renovável não é meramente um obstáculo técnico a ser superado, mas representa a necessidade de uma reorganização política e econômica do setor, a fim de que a transição seja sustentável e mais benéfica para a sociedade.

## **Bibliografia**

AGORA, 2015. Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. *Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt. Kurzstudie des Öko-Instituts für die Agora Energiewende.*

BEE, 2004. Antworten des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. (BEE). A-Drs. 15(15)231: 49-94. Berlin.

BMU, 2008b. „Leitstudie 2008“. Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Berlin.

BMU, 2013b. Renewable Energy Sources in Figures – National and International Development. Berlin.

BMWi AND BMU, 2012. Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“. Berlin.

BMWi, 2017. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.

BNETZA, 2012. Zubau an Photovoltaik-Anlagen 2011 noch höher als im Rekordjahr 2010. Press release, 9.1.2012. Bonn.

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi), 2010. Energiekonzept: Für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Muenchen: PRpetuum GmbH.

BUNDESVERBAND ERNEUERBARE ENERGIE e.V (BEE), 2016. Bilanz zum EEG 2017: Deutliche Drosselung der Energiewende, leichte Verbesserungen im Detail. Berlin, 08.07.2016.

- BUNDESVERBAND WINDENERGIE (BWE), 2015. Ausschreibungen für Windenergie an Land: Ein Modell für den Leistungsträger Wind?. Berlin
- DAGGER, S. (2009). *Energiepolitik & Lobbying – Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2009*. Stuttgart: ibidem.
- DGRV. (2014). *Energiegenossenschaften. Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände*.
- DGRV. (2016). *Energiegenossenschaften. Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände*.
- ENGERER, H., 2014. *Energiegenossenschaften in der Energiewende* (No. 30). DIW Roundup: Politik im Fokus.
- EVERT, A. (2005). *Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004. Eine Analyse des Politikformulierungsprozesses. Diplomarbeit*. Berlin: FU Berlin.
- FORSA, (2010). Akzeptanz Solarförderung. Berlin.
- FUCHS, G. and HINDERER, N. (2016): One or many transitions: local electricity experiments in Germany, *Innovation: The European Journal of Social Science Research*
- GRÜNDINGER, W., 2017. *Drivers of Energy Transition: How Interest Groups Influenced Energy Politics in Germany*. Springer.
- HIRSCHL, B., 2008. *Erneuerbare Energien-Politik*. VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- JACOBSSON, S. AND LAUBER, V., 2006. The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology. *Energy policy*, 34(3), pp.256-276.
- LAUBER, V. AND MEZ, L. 2006. ‘Renewable electricity policy in Germany, 1974 to 2005’, *Bulletin of Science, Technology & Society*, vol. 26, no 5, pp105-120
- LEUPHANA UNIVERSITÄT LÜNEBURG AND NESTLE, U. (2014), *Markrealtät von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen*, Studie für das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) und dem Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND).
- MAYER, J.N. and BURGER, B., 2014. Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage. *Fraunhofer ISE, Freiburg, 14*, p.2014.

Morris, C. and Jungjohann, A., 2016. *Energy democracy: Germany's Energiewende to renewables*. Springer.

MORRIS, C. AND PEHNT, M., 2012. German energy transition. Arguments for a renewable energy future, Heinrich Böll Foundation, Berlin.

O'SULLIVAN, M. , LEHR, U. , EDLER, D. 2015. Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz -Zulieferung für den Monitoringbericht 2015, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

ÖKO-INSTITUT e.V, 2014. EEG fair reformieren – Ausnahmen für Industrie und Eigenerzeuger verringern.

REICHE, D. (2004). *Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien in Deutschland. Möglichkeiten und Grenzen einer Vorreiterpolitik*. Frankfurt am Main.

RÖSLER, P. (2012). „Die Energiewende ist eine Mammutaufgabe“. Interview. *Handelsblatt*, 17.1.2012.

RWI, 2009. Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies. The German Experience. Essen: RWI.

SPIEGEL, DER, 2010. Subventionen: Schwarz-Gelb streitet um Solarförderung. Berlin:19.1.2010.

STEFES, C. (2013). Energy Transition: Critical Junctures and Path Dependencies Since 1990. Paper prepared for: Tagung: (Rapid) Politikwechsel in der Bundesrepublik, May 16-17, 2013. Berlin: Humboldt University.

Yildiz, Ö., 2014. Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation–The case of Germany. *Renewable Energy*, 68, pp.677-685.

## Sobre os Autores

**Daniel Viana Ferreira** - é pesquisador do GESEL / UFRJ e aluno de doutorado na Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia. Graduado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ (2013), possui mestrado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2015). Sua área de interesse inclui Economia da Energia, Planejamento Energético, Modelagem Energética e Análise de Input-Output.

**Dra. Dilek Uz** - é professora assistente do departamento de Economia da Universidade de Nevada, Reno. Especialista em microeconomia aplicada em recursos energéticos renováveis, em particular a energia solar. Sua área de interesse inclui a interconexão da economia com a política e do panorama regulatório das energias renováveis, e geração distribuída nos Estados Unidos. Dr. Dilek Uz obteve seu PhD pela UC Berkeley (2016), em Economia de Recursos Ambientais.

**Dr. Jeanne Wendel** - É professora de Economia na Universidade de Nevada, Reno. Tem publicado artigos sobre questões regulatórias na economia da saúde. Também publicou estudos sobre: os efeitos das políticas regulatórias nas estratégias de investimento; impactos das interações firma-agente regulador, nos esforços da concessionária para reduzir os custos operacionais; propostas de avaliação para proteger os consumidores de serviços públicos e medir os impactos fiscais dos projetos construídos em áreas rurais. Ela também publicou trabalhos sobre cartão de crédito bancário e regulação; e uma série de papers sobre economia da saúde.

**Dr. Thomas Harris** - é professor do Departamento de Economia da Faculdade de Negócios da Universidade de Nevada; especialista em Extensão Estadual para Desenvolvimento Econômico Comunitário nessa universidade; membro do corpo docente da Estação Experimental Agrícola de Nevada; diretor do Centro Universitário de Desenvolvimento Econômico desta Universidade. As principais áreas de ensino, pesquisa e extensão do Dr. Harris são a modelagem de impacto econômico e estudos de viabilidade no desenvolvimento econômico rural.

**Francesco Tommaso Gianelloni Zubira** - é graduado em Economia pela Universidade do Estado Rio de Janeiro (UERJ), Mestre em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Pesquisador do Grupo de Pesquisa do Setor Elétrico (GESEL), desenvolve pesquisas sobre recursos energéticos distribuídos (RED), geração distribuída (GD), mecanismos de resposta à demanda (RD), veículos elétricos (VE) e tecnologias de armazenamento.

**Gabriel Malta Castro** - é Engenheiro Eletricista pela Universidade de Brasília (UnB), possui Mestrado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Atualmente, é doutorando na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Foi analista e pesquisador em energia, da Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE) e engenheiro de operações das Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte). Possui experiência em modelagem de energia, planejamento energético, energia renovável e sistemas off-grid.

**Guillermo Ivan Pereira** - é pesquisador em sistemas de energia sustentável no Programa, MIT Portugal com a Universidade de Coimbra. Possui M. Sc. em Energia Sustentável, com especialização em Políticas para Sistemas de Energia, pela Faculdade de Ciência e Tecnologia da Universidade de Coimbra. É Bacharel em Administração de Empresas pela Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra. Sua pesquisa concentra-se na sustentabilidade da transição do setor elétrico, smart grids, e modelos de inovação para novos negócios.

**Isaac Dyner** - possui PhD em Ciências da Decisão pela Universidade de Londres (LBS); mestrado em Estatística e Pesquisa Operacional. Graduação em Matemática. Leciona na Universidade Nacional da Colômbia nas áreas de Pesquisa Operacional, Sistema Dinâmico, Estratégia, e Energia e Regulação.

**Joana Resende** - Economista com doutorado em Economia e Gestão da Ciência pela Université Catholique de Louvain.

Diretora de pesquisa do Grupo “Teoria e Métodos” do Centro de Economia e Finanças da Universidade do Porto (CEF.UP). Leciona na Universidade do Porto em vários cursos no campo da Economia Industrial.

Seus interesses de pesquisa estão relacionados aos mercados de energia e economia digital.

Ela publicou em vários periódicos acadêmicos como o Energy, Marketing Science, IJIO, Jornal de Economia Matemática ou Journal of Public Economic Theory.

**Lorrane da Silva Costa Camara** - Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento da Universidade Federal do Rio de Janeiro (2017). Graduada em Economia pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (2014). Experiências com Economia de Energia. Pesquisadora júnior do GESEL na área de Regulação Econômica.

**Max Staib Ramalho** - Possui licenciatura em Ciência Política e Relações Internacionais na Universidade de Aberdeen (2013), com Mestrado em Ciências Econômicas da

Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2017. Experiência em cooperação internacional, desenvolvimento econômico, Políticas de Energia Renovável e Regulação do Setor Elétrico.

**Mónica Castañeda** - Engenheira com graduação em Engenharia de Gestão (2011), pela Universidade Nacional da Colômbia. Mestrado em Engenharia de Sistemas (2014). Doutoranda com interesse em pesquisas por mercados de eletricidade, energia renovável, simulação e análise de políticas.

**Patrícia Pereira da Silva** - Possui Ph.D. em Finanças pela Universidade de Coimbra; é Pesquisadora no INESC Coimbra e no CeBER; é professora da Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra, onde leciona nos cursos de Finanças Corporativas, Análises Financeiras, Orçamentos, Contabilidade Financeira, Introdução a Gestão Financeira; é membro do corpo docente do Programa MIT Portugal, lecionando Economia da Energia e Mercado; é membro do corpo docente da “Energy for Sustainability Initiative” da Universidade de Coimbra.

**Rafael Morais** - é pesquisador e doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE / UFRJ. Economista com mestrado em Planejamento Energético. Como parte de seus estudos de doutorado, trabalhou no programa energético do Instituto Internacional de Análise de Sistemas Aplicados (IIASA), da Áustria. Sua pesquisa enfoca os desafios da integração elétrica especificamente sobre a energia renovável no Brasil. Possui experiência em estimativa de consumo de energia e regulamentação de mercados de eletricidade.

**Sebastian Zapata** - formado em engenharia de sistemas desde 2010 pela Universidade Nacional da Colômbia, seu mestrado em Engenharia de Sistemas foi obtido em 2013; atualmente é doutorando, e seus interesses de pesquisa são: mercados de eletricidade, energia renovável e simulação de análises políticas.

**Thereza Aquino** - Economista, possui pós-doutorada pela Universidade do Porto (Portugal), e doutorado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Professora do Departamento de Engenharia Industrial da UFRJ; ministra cursos de Finanças, Microeconomia, Avaliação e Financiamento de Projetos. Suas áreas de interesse são relacionadas à energia, eletricidade, petróleo e gás, abrangendo aspectos econômicos, como regulação, mercados, investimento estrangeiro, indicadores financeiros, inovação e novos modelos de negócio. É consultora do GESEL, Grupo de Pesquisa do Setor Elétrico da UFRJ.













ISBN 978-85-526-0083-4



9 788552 500834

**PUBL!T** SOLUÇÕES  
EDITORIAIS



**EKLA**  
Regional Programme Energy  
Security and Climate Change  
in Latin America