

VISÃO DA SECAP SOBRE O SETOR DE ENERGIA

O caso da
Micro e Minigeração
Distribuída

junho/2019

MINISTRO DA ECONOMIA

Paulo Roberto Nunes Guedes

SECRETÁRIO ESPECIAL DE FAZENDA

Waldery Rodrigues Júnior

SECRETÁRIO DE AVALIAÇÃO, PLANEJAMENTO, ENERGIA E LOTERIA

Alexandre Manoel Angelo da Silva

SUBSECRETÁRIO DE ENERGIA

Leandro Caixeta Moreira

COORDENADORA-GERAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Fernanda Gomes Pereira

EQUIPE TÉCNICA

Bruno Beltrame

Thais Abrahim Chaves

O informativo “Visão da SECAP sobre o Setor de Energia” será publicado sem uma periodicidade definida e trará uma análise sobre aspectos regulatórios e concorrenciais do setor de energia (incluindo energia elétrica, petróleo, gás natural e biocombustíveis), com o objetivo de dar publicidade ao tema, fomentar o debate público e colher sugestões de aprimoramento da política pública analisada.

Informações:

Tel: (61) 3412-2358/2360

<http://www.fazenda.gov.br/orgaos/sefel>

Ministério da Economia

Esplanada dos Ministérios, bloco P, 3º andar, Gabinete.

70.048-902 - Brasília-DF

PROJETO GRÁFICO - capa

Walter Luiz Pereira Jr.

AVALIAÇÃO QUALITATIVA DOS INCENTIVOS À MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

1 Introdução

1. Há na literatura especializada evidências de que a Geração Distribuída (GD) proporciona vantagens à sociedade, a exemplo de aumento da segurança eletroenergética, redução de perdas de energia elétrica, postergação da necessidade de investimentos na rede de distribuição, menor poluição e maior conscientização sobre o consumo de energia. No Brasil, as vantagens da GD são ainda mais evidentes, em virtude de haver maior incidência solar em relação à média mundial, que permite maior retorno do ponto de vista do consumidor-produtor (*prossumidor*) por meio dos painéis solares, cujos custos de instalação têm caído substancialmente [1].

2. Sendo assim, dado que a expansão do mercado de GD é desejável, a primeira avaliação que precisa ser feita é se o crescimento dele necessita ou não de estímulos governamentais. Caso se confirme essa necessidade, é preciso avaliar qual é a maneira mais sustentável de incentivar esse mercado e até que ponto os benefícios sociais trazidos pela GD são superiores aos custos por ela incorridos.

3. De forma principiológica, se tal avaliação indicasse a não-necessidade de intervenção governamental, o desenvolvimento da fonte deveria ocorrer de forma natural, sem criação de qualquer tipo de subsídio que venha a distorcer os sinais de preços, resultando em incentivos econômicos incorretos e retirando competitividade da energia elétrica - tão fundamental ao desenvolvimento econômico e bem-estar das famílias.

4. Nesse sentido, o intuito desta publicação é avaliar os dois seguintes temas: i) a ocorrência de subsídios (ou incentivos, como é usualmente tratado o termo no setor) na experiência internacional com micro e mini geração distribuída; e ii) regulamentação, evolução e consequências da GD no Brasil. Adicionalmente, são expostas sugestões de aprimoramentos, para que o desenvolvimento dessa modalidade de geração ocorra de forma sustentável, sem subsídios públicos ou privados, gerando sinalização econômica correta.

2 Experiência Internacional

5. A micro e a mini geração distribuída tiveram seu início mais expressivo na Europa nos anos 1970, em que países como Alemanha e Reino Unido deram início a políticas de incentivo às fontes renováveis e à geração distribuída. O principal objetivo era atender a uma crescente conscientização da população com relação à necessidade de descarbonização da matriz energética.

6. Tendo em vista que esses países vivenciaram diferentes experiências de regulamentação ao longo dos anos, a análise dessas experiências indica os efeitos esperados da implantação de

políticas de micro e mini geração distribuída. Além da Alemanha e do Reino Unido, esta nota também avalia a experiência dos Estados Unidos da América (EUA).

2.1 Alemanha

7. A opção da Alemanha em adotar energias renováveis como base para o abastecimento energético (*Energiewende*) tornou o país referência no incentivo a essas fontes. Com ações iniciadas na década de 70¹, a implementação de políticas públicas mais estruturadas se iniciou em 1990 com o “Programa 1.000 telhados” do Governo Federal para fomentar a instalação de painéis fotovoltaicos [2].

8. Desde 2014, as fontes renováveis fornecem um terço da energia consumida no país, devendo-se destacar que esse crescimento foi promovido significativamente por políticas de fomento a essas fontes. Em 1991, a Lei relativa à Alimentação da Rede de Energia Elétrica, com o objetivo de abrir o mercado para as novas tecnologias, estabeleceu, pela primeira vez, uma taxa de remuneração fixa (Tarifa *Feed-in - FiT*) e a obrigação das empresas de distribuição de energia elétrica comprarem a eletricidade gerada a partir de fontes renováveis [3][4].

9. Após o sucesso do “Programa dos 1.000 telhados”, que concedia subsídio direto de até 70% do custo de investimento, em 1999, a meta foi expandida para 100.000 telhados, com o objetivo de atingir a capacidade instalada de 350 MW, ante aos 5,3 MW alcançados pelo modelo inicial. Outra diferença importante foi que, em vez de repassar os recursos financeiros, o novo incentivo se dava por meio de linhas de financiamento com baixas taxas de juros [4].

10. Essa nova política, no entanto, se mostrou insuficiente para impulsionar uma nova onda de investimentos, de modo que, em 2000, entrou em vigor a Lei relativa às Energias Renováveis (EEG²), transformando-se no motor decisivo para o desenvolvimento de geração renovável na Alemanha [2]. No âmbito da Lei, o modelo FiT foi reformulado com o objetivo de aumentar sua eficácia, especificando a tarifa para cada fonte renovável, além de impor obrigação aos operadores de rede da compra dessa energia por um período de 20 anos [4].

11. O modelo contava, ainda, com a redução anual de 5% na tarifa *feed-in*, iniciando para usinas instaladas a partir de 2002 [4], que buscava acompanhar a queda dos custos associados à implementação de sistemas fotovoltaicos em decorrência dos avanços tecnológicos. Nesse novo arranjo, o crescimento do volume de gastos para subsidiar a FiT deu-se paralelamente à redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, tendo em vista que, do ponto de vista do *prossumidor*, cresciam os incentivos para a instalação dos painéis solares.

12. A referida Lei foi completamente reformada em 2004, tendo como algumas de suas principais modificações o aumento da remuneração da geração solar fotovoltaica instalada em telhados e a eliminação do limite para a capacidade instalada dos sistemas. Em 2008, o custo

¹ Construção do primeiro bairro residencial abastecido com energia solar no país, na cidade de Penzberg em 1972.

² A *Renewable Energy Source Act* (EEG), baseava-se em três elementos fundamentais: 1) tarifas de remuneração garantidas para diversas tecnologias; 2) alimentação prioritária da rede elétrica; e 3) distribuição dos custos adicionais incorridos por meio de um regime de repartição entre todos os consumidores de eletricidade.

adicional de eletricidade, relacionado ao programa FiT, para o consumidor era 600% superior ao realizado em 2004, o que resultou em uma nova reforma da Lei em 2009.

13. Com essa reformulação, a redução anual da FiT de 5% foi substituída por uma redução variável, que oscilava de acordo com a evolução da capacidade instalada de cada fonte. Além dessa alteração, foram incluídos incentivos para o autoconsumo e implementados instrumentos para amenizar os efeitos negativos sobre a estabilidade das redes elétricas e sobre a qualidade da energia fornecida. Um exemplo desses instrumentos foram as normas regulatórias estabelecidas para usinas com capacidade instalada acima de 100 kW, que as obrigava a instalar controle remoto e medidor de energia [4]. Esse controle possibilitava à distribuidora de energia elétrica, diminuir ou até mesmo zerar a injeção de eletricidade fotovoltaica nas redes, caso as condições pontuais estivessem afetando os padrões regulatórios de qualidade e estabilidade.

14. Novas mudanças foram realizadas na Lei das energias renováveis em 2012. No caso da geração fotovoltaica, a rápida expansão de sua difusão e do consequente custo agregado alocado ao setor público resultou em redução imediata de 15% da FiT, que deveria continuar diminuindo a uma taxa de 1% por mês. Além disso foram definidas metas para aumento da capacidade instalada da fonte, estabelecendo-se a exigência de um dispositivo técnico nos sistemas fotovoltaicos, que permitia o operador minimizar a injeção de energia elétrica na rede, entre outras alterações [4].

15. Foi criado, ainda, a *feed-in premium*, em que o gerador recebia parte de sua remuneração por meio da venda da energia elétrica no mercado livre e, de forma adicional, recebia um prêmio para complementar a remuneração, caso o preço praticado fosse menor que o preço definido no acordo. Nesse sistema, a diferença necessária para que o gerador obtivesse a remuneração garantida era coberta pelos consumidores de eletricidade através de encargo, o *Renewable Energy Surcharge* [5]. A partir de 2014, era de responsabilidade do próprio gerador a venda no mercado *spot* da eletricidade gerada a partir de fontes renováveis, sendo recompensados a partir da *premium*. Dois anos após a implementação desse novo modelo, os estabelecimentos com potência instalada abaixo de 500 kW e 100 kW foram isentas da medida, sendo remuneradas pela FiT³ [4].

16. Na reforma de 2014, os objetivos continuavam a ser: a melhor integração das fontes de geração na matriz elétrica, maior controle da difusão da geração a partir de fontes renováveis e mecanismos para facilitar a transição para um mercado livre sem *feed-in*. Dentre as estratégias utilizadas para cumprimento desses objetivos, pode-se destacar a introdução de projetos pilotos de leilões para sistemas fotovoltaicos de grande porte e a definição de metas para que o atendimento ao consumo de eletricidade no país tenha participação de geração a partir de fontes renováveis.

17. No país, a expansão da fonte fotovoltaica ocorreu de forma mais eficaz a partir da reforma da EEG em 2004. Daquele ano até 2015, o incremento anual médio da fonte foi de aproximadamente 3 GW. No período de 2009 a 2012, em que o autoconsumo passou a ser remunerado, a média anual de incremento ficou acima de 7 GW. Nesse período, a difusão

³ Desde 2017 somente sistemas com capacidade instalada abaixo de 100 kW podem receber a tarifa *feed-in* tradicional, antes incluídos também aqueles com potência até 500 kW. Sistemas com potência instalada acima desse valor são elegíveis a receber a FiT *premium*, dado que, aqueles com capacidade maior que 1MW precisam participar de leilões.

acelerada da geração solar fotovoltaica ocorreu, basicamente, em decorrência das políticas de incentivo e da redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos [4].

18. Os sistemas de pequeno porte possuem importância significativa no país, essa é uma consequência da conciliação das políticas implementadas com o engajamento da população na promoção da *Energiewende*. Somente aqueles conectados na baixa tensão possuíam potência instalada, em 2015, de 23 GW, representando 57% da capacidade fotovoltaica total [4].

19. O elevado número de sistemas de pequeno porte decorre do fato de que as tarifas pagas são inversamente proporcionais ao tamanho do sistema, ou seja, quanto menor o sistema, maior a tarifa recebida pelo gerador por unidade de energia. Além desse incentivo, as unidades consumidoras que possuem sistemas com capacidade instalada menor que 30 kW são isentas de pagamentos relacionados a intervenções na rede para adaptações ou reforços.

20. O início desse movimento na Alemanha foi uma decorrência do desejo social, refletido na esfera política, de limpar a matriz elétrica no país. Embora o subsídio tenha sido extremamente bem-sucedido em elevar a participação das fontes renováveis, há grande controvérsia sobre o balanço custo *versus* benefício do ponto de vista de bem-estar social.

21. No estudo intitulado “*Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies*”, os autores argumentam que os benefícios prometidos não se verificam. O mecanismo de FiT impõe elevado custo à sociedade, sem clareza dos impactos positivos prometidos, uma vez que carece de métricas bem estabelecidas para avaliar os alegados benefícios em termos de redução das emissões de carbono, geração de empregos, segurança energética ou inovação tecnológica [6]. Em resumo, os custos se materializaram, no entanto, os benefícios esperados não foram facilmente verificáveis.

22. Em outro estudo, ao tentar estimar custos e benefícios, os autores concluem que já haveria um custo líquido de 22 bilhões de euros se o programa houvesse sido encerrado em 2007, tendo crescido mais de 8 bilhões até 2010. Novamente, argumenta-se que não houve redução líquida de emissões, que a geração de empregos é nula (em razão do elevado custo de oportunidade do recurso deslocado para subsídios) e que os subsídios diminuem o incentivo ao investimento em pesquisa e ganho de competitividade na indústria de geração solar[7].

23. Por fim, outro estudo aponta que o sistema foi muito bem-sucedido em atingir o objetivo político de aumentar a participação de renováveis na matriz, porém os custos são muito elevados e regressivo, em termo de renda, pois penaliza fortemente as famílias mais pobres, visto que a elevação tarifária reduz a renda disponível das famílias, especialmente a das famílias mais pobres, dado a essencialidade da energia elétrica e a dificuldade de substituir seu uso [8]. Dito isso, vale destacar que, no caso de países onde a concentração de renda é ainda maior, a exemplo do Brasil, tais apontamentos devem ser considerados com atenção ainda maior.

2.2 Reino Unido

24. No Reino Unido, a política de subsídios para geração de energia elétrica, a partir de fontes renováveis para projetos de pequeno porte⁴, também foi baseada em FiT. No mecanismo de incentivos (subsídios) implementado em 2010, eram elegíveis para o recebimento das FiTs projetos de geração a partir de energia solar fotovoltaica, eólica, hídrica, microgeração e geração a partir de biogás [4].

25. Nos sistemas fotovoltaicos, foi definido o recebimento de uma tarifa garantida por um período de 25 anos, que foi reduzido para 20 anos em 2012 [4][5]. Analogamente ao que foi feito na Alemanha, um sistema de regressão das tarifas para geradores solares fotovoltaicos foi adotado, em função da perspectiva de redução dos custos desses sistemas [4].

26. No Reino Unido, os projetos participantes do programa são remunerados por uma tarifa de geração (diferenciada por fonte e porte da usina), incidente sobre o montante total de energia elétrica gerada pelo projeto, independente se a energia foi autoconsumida ou injetada na rede. Caso o projeto exporte para a rede algum excedente sobre o consumo, incidirá somente nesse montante a tarifa de exportação (única), adicional à FiT. Dessa forma, o excedente exportado para a rede gera para o projeto uma receita equivalente à soma da tarifa de geração (*feed-in*) e da tarifa de exportação. O custo correspondente ao pagamento da tarifa de exportação é repassado aos consumidores [4].

27. Outras características são importantes de serem trazidas. Primeiro, o pagamento vem sendo reduzido ao longo dos anos, na medida em que cada uma das tecnologias elegíveis têm seus custos reduzidos. Segundo, o pagamento também depende de investimentos feitos pelo usuário em eficiência energética (instalações que tenham um certificado de eficiência energética tem maior pagamento). Por fim, há uma limitação de número de plantas elegíveis ao pagamento por consumidor.

28. A título de informação, o maior pagamento possível, vigente até 13 de março de 2019, que corresponde à solar fotovoltaica com maior nível de eficiência energética e menor capacidade (de 0 a 10 kW de capacidade instalada) corresponde a 3,79 p/kWh (37,9 libras por MWh gerado, algo como R\$ 194,05/MWh na cotação do dia 15/05/2019). O pagamento cai drasticamente com a elevação da capacidade instalada e ausência de eficiência energética, chegando a somente 0,15 p/kWh⁵. A título de comparação, a tarifa média residencial brasileira é de R\$ 750,00/MWh⁶, ou seja, um consumidor brasileiro recebe, em média, quase quatro vezes a máxima FiT do Reino Unido.

29. Cabe ressaltar que, de forma geral, os consumidores residenciais possuem tarifa binômia, composta por uma parcela fixa⁷ e outra volumétrica, sendo a maior parte da receita de distribuição de baixa tensão recuperada a partir da parcela volumétrica⁸. A componente fixa possui peso relativamente pequeno na tarifa. Uma parte dos consumidores possuem tarifa volumétrica

⁴ No Reino Unido, são considerados de pequeno porte, projetos com capacidade instalada inferior a 5MW.

⁵ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates>

⁶ A média Brasil da tarifa B1 em março de 2019 é R\$ 777,10/MWh com impostos e encargos.

⁷ Pode ser uma tarifa fixa ou uma tarifa por potência, dependendo da distribuidora e da região.

⁸ Em 2014, através da parcela volumétrica, eram recuperados entre 80 e 93% dos custos da rede por meio dessa componente.

diferenciada⁹ conforme o período do dia, sendo maior durante as horas de pico e muito menor durante as horas fora de pico¹⁰ [4].

30. Os resultados obtidos a partir do programa de subsídio para a tecnologia solar fotovoltaica superaram as expectativas no Reino Unido. A meta era de 137 MW, prevista para abril de 2012, foi atingida em julho de 2011, e, em novembro do mesmo ano, a capacidade instalada chegava a três vezes o valor da meta.

31. Diante dessa difusão inesperada e do conseqüente aumento do custo de manutenção do programa, iniciou-se uma revisão das FiT ainda em 2011, com medidas a serem implementadas gradualmente. As medidas se resumem, basicamente, em:

- I. reduções significativas das FiTs, sendo as mais bruscas aplicadas inicialmente a sistemas de grande porte;
- II. fontes de energia solar fotovoltaica passaram a obedecer um critério de classificação exclusivo, condicionado ao nível de eficiência dos edifícios em que esses sistemas estão conectados;
- III. redução do período de vigência da FiT;
- IV. mudança no mecanismo de regressão tarifária¹¹; e
- V. maior flexibilidade das tarifas vis-à-vis as alterações de mercado.

32. Em estudo sobre as mudanças implementadas, foi argumentado que os custos para comprar e instalar um sistema fotovoltaico no Reino Unido caíram bruscamente; mesmo após as mudanças impostas pelo Governo, os investimentos feitos pelos *prossumidores* ainda geravam retornos atrativos (entre 6% e 8%). Nesse sentido, sugeriu-se que os consumidores deveriam ser incentivados a investir em sistemas pelo custo evitado com compra de energia do *national grid*, em vez de ser observado simplesmente como um retorno sobre um investimento feito [9].

33. Em relação a números do programa, ao final do quinto ano de vigência, a capacidade instalada total no Reino Unido era de 3,3 GW, com 2,2% de todas as residências gerando energia elétrica sob o regime de FiT e com a predominância das instalações domésticas em termos de número de instalações (96% do total). Em março de 2015, somente 1% das 592.065 instalações registradas não correspondiam à geração a partir da fonte de energia solar fotovoltaica [4].

34. Em dezembro de 2018, o Governo do Reino Unido anunciou que o esquema de tarifa *feed-in* se encerraria a partir de abril de 2019 para novos geradores. Ou seja, atualmente não há mais qualquer mecanismo de incentivo à instalação de micro e minigeração distribuída. Conseqüentemente, investimentos serão feitos na hipótese de o prossumidor entender que o custo evitado ou o resultado da comercialização da energia que gera viabilizam o investimento. O

⁹ Denominada de “tarifa doméstica duas partes” (*Domestic Two Rate Tariff*).

¹⁰ Essa estrutura possui também uma componente fixa.

¹¹ Com essa mudança, a capacidade instalada adicionada a cada faixa de potência é verificada a cada três meses. Caso o teto de capacidade estabelecido tenha sido ultrapassado, uma redução percentual na FiT é aplicada no período seguinte.

encerramento não afetou as instalações já credenciadas, que continuam a receber pagamentos pela geração e exportação renovável e pela eletricidade de baixo carbono¹².

35. A decisão do Governo de encerramento da tarifa de exportação e da tarifa de geração deu-se em função da tarifa fixada e da tarifa de exportação não estarem alinhadas aos objetivos mais amplos do Governo, de avançar em direção a soluções baseadas no mercado, a preços mais justos, tarifas refletindo os custos e no esforço contínuo para minimizar os custos de apoio aos consumidores, conforme estabelecido no controle de baixas taxas de carbono. Além disso, o esquema FiT não apoiava a visão estabelecida na estratégia industrial e na estratégia de crescimento limpo. A intenção do Governo em encerrar a FiT era sinalizada desde 2015¹³.

36. O caso do Reino Unido, portanto, mostra que uma política nacional de mudança da matriz energética em razão da necessidade de reduzir as emissões de carbono por meio do sistema FiT – que explicita o subsídio, com todos conhecendo o custo do programa - permitiu que o desenvolvimento da tecnologia ocorresse de forma sustentável, com flexibilidade nas regras de remuneração. Os pagamentos foram sendo reduzidos, à medida que as tecnologias se desenvolviam, foram agregados incentivos à eficiência energética para potencializar as externalidades ambientais e, assim que a tecnologia se tornou viável, o subsídio foi extinto.

2.3 Estados Unidos da América (EUA)

37. A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis nos EUA tem sido incentivada, pelos governos de alguns estados americanos, por meio de vários mecanismos. Especificamente para geração distribuída, principalmente aquelas a partir de painéis solares, o mecanismo predominantemente utilizado pelos estados tem sido o *Net Metering*. Adotado por 42 estados¹⁴, o mecanismo compensa a tarifa cheia do consumidor pela energia produzida e injetada por ele na rede elétrica.

38. Além do *Net Metering*, outros mecanismos subsidiam a geração a partir de fontes renováveis, independentemente de serem realizadas por agentes de pequeno ou médio porte ou produtores independentes de médio porte, ou pertencerem a empresas concessionárias verticalmente integradas. Esses mecanismos são: créditos fiscais para pessoas físicas e empresas que investirem em fontes renováveis de geração de energia elétrica; incentivos fiscais no imposto sobre propriedade também para investimentos a essas fontes e a definição, por parte dos governos estaduais, de porcentagens mínimas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

¹² UNITED KINGDOM. OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. Feed-in Tariffs: Guidance for Renewable Installations (Version 13). 2019. Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/12/fits_guidance_for_installations_v13.pdf. Acesso em: 15 maio 2019.

¹³ UNITED KINGDOM. Department For Business, Energy and Industrial Strategy. United Kingdom Government. The Feed-in Tariffs Scheme. 2018. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/consultations/feed-in-tariffs-scheme>. Acesso em: 15 maio 2019.

¹⁴ De um total de 51 estados que compõem os EUA.

39. Em 2016, a *federal energy regulatory commission* (ferc¹⁵), dos EUA, aprovou uma proposta para que agentes geradores de pequeno porte se agrupem e participem do mercado atacadista da Califórnia¹⁶. Outra iniciativa que merece destaque é a do estado de Nova Iorque, lançando, em 2014, a *reforming the energy vision* (rev), uma iniciativa política e regulatória, de longo prazo, com o objetivo de descarbonizar o setor energético do estado. O maior propósito da rev é a transformação de um sistema elétrico gerenciado passivamente para um gerenciado ativamente, em que geradores distribuídos participem da operação e planejamento de redes [10].

40. Para que as metas da política fossem atingidas, foram necessárias alterações no arcabouço regulatório do setor elétrico de Nova Iorque. No âmbito da distribuição de energia elétrica, a política propõe que as distribuidoras se transformem em plataformas de sistemas de distribuição. Com essa iniciativa, alivra-se que a maior parte da receita das distribuidoras não esteja atrelada à venda de eletricidade e grandes investimentos em expansão das redes, como anteriormente, mas sim gerada através da prestação de serviços de rede e de mercado. Assim, as concessionárias tornam-se neutras à expansão tradicional da rede e às iniciativas relacionadas à Recursos Energéticos Distribuídos [5].

41. Vale mencionar que, de forma similar ao sistema tarifário dos consumidores brasileiros, nos EUA, em geral, os consumidores de energia elétrica de maior porte pagam tarifas binômias e, frequentemente, esses consumidores também estão sujeitos a tarifas horo-sazonais. Já os de pequeno porte, em geral, pagam tarifas monômias, proporcionais ao volume consumido [5].

42. Em regiões onde não há competição no varejo, o estabelecimento das tarifas para os consumidores finais cabe às agências reguladoras estaduais¹⁷. Essas, em cinco estados americanos, incluindo Nova Iorque, têm autorizado as concessionárias a recuperarem seus custos fixos, predominantemente, através de componentes fixos ou proporcionais à demanda de potência no período de ponta. A recuperação por meio das tarifas foi autorizada até mesmo para os consumidores de pequeno porte [5].

3 Origem dos Subsídios à GD no Brasil

43. No Brasil, as discussões sobre os subsídios para a geração distribuída de pequeno porte se tornaram mais robustas no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a Consulta Pública nº 15, de 2010. Naquele momento, entendia-se que haviam barreiras que impediam o desenvolvimento desse mercado, que precisavam ser superadas¹⁸. Na discussão com a sociedade, foram tratadas questões elementares como: qual seria a melhor forma de caracterização dos empreendimentos, como seria o processo de conexão com a rede das distribuidoras, quais eram os gargalos regulatórios que dificultavam a sua expansão, como seria a remuneração desses produtores, entre outras questões.

¹⁵ No setor elétrico, a FERC é a entidade federal reguladora do setor, em nível nacional. Dentre suas principais responsabilidades no SE, têm-se: regular os mercados atacadistas no comércio interestadual, as linhas de transmissão interestaduais, licenciar e fiscalizar projetos de usinas hidrelétricas e analisar fusões e aquisições de empresas no setor [4][5].

¹⁶ Desde que atendido o limite mínimo do mercado atacadista (0,5MW).

¹⁷ Nos EUA, estados e municípios constituem o poder concedente e regulam, no varejo, as atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica.

¹⁸ Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL.

44. Havia, naquele momento, um debate sobre o papel da ANEEL na regulamentação desse novo mercado. O parecer da Procuradoria Federal nº 0282/2011-PGE-ANEEL sedimentou o entendimento de que cabia à ANEEL a competência para regulamentar a adoção do Sistema de Compensação de Energia (*Net metering*) pelas distribuidoras para pequenos geradores.

45. Posteriormente, nova consulta à sociedade foi realizada, dessa vez, através da Audiência Pública (AP) da ANEEL nº 42, de 2011. O resultado dessa AP foi a Resolução Normativa (REN) nº 482, de abril de 2012, em que se regulamentou a GD, estabelecendo-se o sistema de compensação de energia elétrica para os *prossumidores* e as regras gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

4 Regras Atuais

46. A REN ANEEL nº 482/2012¹⁹, em sua versão atual, define as regras e as condições gerais para o acesso de microgeração distribuída (central geradora com potência instalada até 75kW) e minigeração distribuída (potência acima de 75kW e menor ou igual a 5MW) aos sistemas de distribuição e para o intercâmbio de eletricidade com a distribuidora local, regido pelo sistema de compensação de energia elétrica. Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores:

- a) com microgeração ou minigeração distribuída;
- b) participantes de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- c) caracterizados como geração compartilhada;
- d) caracterizados como autoconsumo remoto.

47. Para essas unidades consumidoras, ao final de cada mês, é apurado o saldo entre a energia elétrica injetada na rede de distribuição e a energia consumida na unidade consumidora (sistema *Net metering*). Se esse saldo for positivo, constitui-se um crédito a favor daquela unidade consumidora, que deve ser utilizado posteriormente, em um prazo de até 60 meses.

5 Consequências das Regras Atuais

48. Na regulação em vigor, o faturamento das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica considera a energia, de fato, consumida da rede. Assim, deduz-se desse consumo a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em períodos de faturamento anteriores²⁰, por posto tarifário, quando for o caso, devendo incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh. Ao apurar o saldo, esse sistema pressupõe que a energia injetada na rede e a consumida têm o mesmo valor global.

¹⁹ Alterada pelas Resoluções Normativas nº 517, de 11 de dezembro de 2012, nº 687, de 24 de novembro de 2015, e nº 786, de 17 de outubro de 2017.

²⁰ Para essa forma de faturamento, as unidades geradoras que se enquadram como empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras são excluídas, havendo faturamento conforme percentual de energia excedente alocado à UC.

49. Nessa sistemática de compensação, o *prossumidor* tem sua geração remunerada pelo mesmo valor da tarifa da distribuidora. Tendo em vista que a tarifa é composta por diversos itens (remuneração dos agentes de geração, transmissão e distribuição, além de encargos e impostos) e o que o *prossumidor* injeta é puramente energia, o que ocorre, de fato, é que o consumidor que gera sua própria energia elétrica recebe muito mais do que um gerador convencional.

50. Esse sistema de subsídios cruzados faz com que entremos em um círculo vicioso[11], que torna esse sistema cada vez mais ineficiente, pois quanto mais consumidores se tornam *prossumidores*, maior fica o custo a ser repartido pelos demais consumidores de uma mesma área de concessão da distribuidora. Em outras palavras, à medida que cresce o incentivo econômico para a instalação de painéis solares, eleva-se a tarifa daqueles que não possuem geração distribuída. Portanto, esse sistema provê incentivos econômicos incorretos para a tomada de decisão de consumidores que deixam de pagar pelo uso da rede, mas continuam necessitando do serviço prestado tanto para gerar quanto para consumir energia elétrica.

51. Essa característica do sistema atual vem sendo bastante debatida, justamente por gerar um subsídio cruzado daqueles que não possuem equipamentos de GD instalados para aqueles que possuem. Além disso, visto que os detentores de equipamentos de GD instalados apresentam, em geral, renda mais elevada do que os demais consumidores, é possível argumentar que esse sistema de subsídios cruzados é regressivo do ponto de vista da distribuição de renda.

52. Ademais, não se trata de um sistema no qual o pagamento é reduzido na medida em que a fonte se torna mais competitiva com a evolução tecnológica. Pelo contrário, como depende do valor da tarifa que, usualmente, cresce, o valor pago ao *prossumidor* também cresce; enquanto os custos de implantação são reduzidos, gerando uma rentabilidade desproporcional, custeada pelos demais consumidores que não possuem equipamentos de GD.

5.1 Subsídio Cruzado: Enfatizando as Distorções no Sinal de Preços e a Distribuição de Renda Regressiva

53. O subsídio cruzado pode ser definido como o subsídio embutido na própria estrutura tarifária, ou seja, por meio de mecanismos tarifários são estabelecidos preços artificiais que não condizem ao valor de mercado. Essa distorção possibilita que usuários sujeitos a um mesmo custo de produção paguem valores distintos pelo produto, ou, de modo inverso, usuários sob custos distintos de produção paguem valores similares pelo bem [12].

54. Conforme explanado, o atual sistema de compensação fomenta um subsídio cruzado daqueles que não têm painéis solares instalados para aqueles que possuem sistemas fotovoltaicos. A energia injetada pelos *prossumidores* durante os momentos ensolarados é consumida pelas demais unidades consumidoras da área de concessão, que, na prática, “pagam” por essa energia um preço que não condiz com o preço de compra praticado pelas distribuidoras nos leilões, distorcendo o preço da energia elétrica regulada.

55. A distorção pode ser percebida, quando observados os resultados do Leilão nº 01/2018 - “A-4”, em que, a energia solar contratada pelo ambiente regulado teve preço médio final de R\$

118,57/MWh²¹, enquanto que, ao compensar a energia gerada pela tarifa cheia de baixa tensão, é como se esse *prossumidor* “vendesse” energia à distribuidora por um valor de aproximadamente R\$ 750,00/MWh²², o que amplia muito a rentabilidade dos investimentos em micro e minigeração solar distribuída.

56. Outro potencial efeito prejudicial da GD recai sobre as distribuidoras de energia elétrica, que perdem mercado no momento em que os painéis solares começam a gerar. As distribuidoras naturalmente repassam esses efeitos para os demais consumidores cativos, pois existem mecanismos²³ que permitem à distribuidora compensar essa redução de mercado na parcela energia, na ocasião dos reajustes e revisões tarifárias. Dessa forma, o incentivo à instalação de painéis solares é financiado pelos consumidores que não possuem centrais geradoras em suas residências, configurando, assim, um subsídio cruzado.

57. As vantagens econômicas decorrentes do investimento são evidentes quando se observa o crescimento exponencial desse mercado. A capacidade instalada de painéis fotovoltaicos registrou no Brasil um forte crescimento em 2017. Do total de 1,1 GW instalado no país, 0,9 GW foi instalado apenas no ano em questão, tornando o Brasil o segundo país a superar a marca de 1 GW de capacidade instalada de painéis solares na América Latina e Caribe, ficando atrás apenas do Chile [13].

58. Outro tipo de distorção no sinal de preços decorre da desconsideração da relação entre oferta e demanda nos momentos de injeção e consumo de energia da rede elétrica. Como ocorreria em um mercado de concorrência perfeita (desconsiderando-se, portanto, custos de transação), se o *prossumidor* injeta energia na rede em um momento de baixa demanda frente à oferta, ele deveria receber também um valor mais baixo pela energia gerada em função do momento de geração. Analogamente, se ele figura como um consumidor líquido em um momento de alta demanda, deveria pagar mais pelo MWh consumido naquele período. A mesma analogia vale para o uso infraestrutura da rede de distribuição.

59. Uma possível mudança que caminharia para uma maior adequação desse sinal de preços seria a adoção de tarifas *Time of Use* (TOU)²⁴, tanto para o consumo quanto para a venda da energia gerada. Nessa modalidade, divide-se o dia em dois ou mais períodos, variando os preços de acordo com o período. Se o consumo ocorre na faixa de horário em que historicamente o consumo é mais alto, maior será o valor dessa tarifa. Nesse caso, se o *prossumidor* injetar energia nesse horário, também deveria receber mais pela energia injetada, pois é o momento em que o sistema é mais beneficiado por essa injeção.

60. Ademais, ressalte-se o fato de que esse sistema de subsídio é regressivo do ponto de vista da distribuição de renda, em virtude de aqueles que não possuem equipamentos de GD financiarem os *prossumidores* via tarifa, considerando também que a instalação de equipamentos

²¹ http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-geracao-a-4-termina-com-desagio-de-59-07-/656877?inheritRedirect=false.

²² A média Brasil da tarifa B1 em março de 2019 é R\$ 777,10/MWh com impostos e encargos.

²³ Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits (Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004) e Mecanismo de Venda de Excedentes (Resolução Normativa ANEEL nº 824/2018).

²⁴ A exemplo da tarifa branca.

de GD, em função do elevado investimento inicial, restringe-se ao grupo de consumidores com maior nível de riqueza ou renda.

5.2 Aspectos Tecnológicos e Operacionais

61. A configuração atual do sistema de compensação faz com que a rede de distribuição funcione como uma espécie de bateria para o *prossumidor*. Esse serviço “gratuito”, por um lado, incentiva a instalação de GD, e, por outro, reduz a demanda por baterias, que também geram benefícios ambientais e ao sistema elétrico como um todo. Recentemente, a tecnologia de armazenamento de energia tem evoluído rapidamente e o custo relativo ao armazenamento apresenta uma significativa tendência de queda.

62. As vantagens que as baterias, associadas aos painéis solares, trazem ao sistema elétrico são desconsideradas pela regulação atual e o que se verifica é um desestímulo ao investimento nessa tecnologia, uma vez que, pelas regras atuais, não é economicamente atrativo. Na transição energética, vislumbrando a existência de estruturas tarifárias mais eficientes, o papel do armazenamento e da automação é tão importante quanto o da geração distribuída [14].

63. A partir de uma sinalização de preço mais eficiente e tarifas diferenciadas por horários do dia, o uso de baterias como recurso para gestão do consumo passa a ser incentivado, uma vez que podem ser carregadas durante os períodos em que a demanda do sistema elétrico é baixa e utilizadas em períodos de maior demanda no sistema (períodos com custos de fornecimento de energia elétrica mais elevados). O mesmo incentivo à gestão é válido para proprietários de veículos elétricos [14].

64. Outro ponto a ser considerado são os efeitos operativos provocados pela geração solar fotovoltaica na rede elétrica, dado que a intermitência dessa fonte de geração demanda uma nova configuração operativa do fornecimento de energia. Essa intermitência, marcada não só pelo ciclo diário de irradiação solar, mas também pela influência significativa que um dia nublado pode ter na capacidade de geração, por exemplo, gera custos adicionais à operação da rede.

65. Em um cenário de alta inserção de geração fotovoltaica distribuída, a demanda total de uma distribuidora pode variar em função da incidência solar. Essa possibilidade exige adaptações consideráveis na forma de gerenciamento do fornecimento de energia, implicando custos adicionais diretamente proporcionais à representatividade dessa fonte [15].

66. Na atual conjuntura, os investimentos adicionais por parte das distribuidoras são arcados por todos os consumidores e, proporcionalmente, mais por aqueles que não possuem central de geração. Esses custos deveriam ser suportados em maior volume pelos *prossumidores*, uma vez que são os agentes causadores dessa mudança sistêmica no curto prazo.

6 Propostas de Melhoria

67. Atualmente, no Brasil, não existe uma diretriz clara a respeito de metas para a expansão do mercado de GD. Apesar de a geração descentralizada ser reconhecidamente benéfica, a ausência de políticas e diretrizes dificulta a mensuração, em termos de neutralidade de bem-estar social. Em outras palavras, não se tem clareza com relação à efetiva necessidade ou, se for o caso, qual é a intensidade do incentivo que induz um crescimento da geração distribuída, de modo que o bônus supere o ônus dele decorrente.

6.1 Aprimoramento do Sistema de Compensação *Net Metering*

68. Tendo em vista a indefinição política quanto ao objetivo a ser atingido e o atual arcabouço regulatório do segmento de distribuição, entendemos que o realismo tarifário deve ser aplicado para a GD. Desta maneira, dada a adoção de um sistema de *Net Metering*, o *prossumidor* deve ser remunerado apenas pela tarifa de energia (equiparando a um gerador líquido). Essa medida, além do realismo tarifário, vai ao encontro da necessidade de o mecanismo ser ajustado à medida que a tecnologia se torna mais competitiva com a evolução tecnológica.

69. A necessidade de uma estrutura tarifária eficiente para os *prossumidores* foi objeto de análise desta Secretaria no âmbito da Audiência Pública nº 01/2019, da Agência Nacional de Energia Elétrica, na qual abriu discussões para a revisão das regras aplicadas à micro e mini GD (REN nº 482/2012). Para a AP foi apresentado, por esta SECAP, o Parecer SEI nº 28/2019/COGEN/SUENE/SECAP/FAZENDA_ME²⁵.

70. No documento supracitado, foi explanado que é necessário compreender o perfil do consumidor que detém geração distribuída e a disponibilidade do sistema de distribuição fornecida aos *prossumidores*, para que esses custos sejam corretamente alocados. Sabe-se que os autoprodutores fazem uso da rede tanto ao injetar o excesso de geração no sistema de distribuição (durante períodos de elevada insolação), quanto ao consumir energia da rede nos momentos em que sua geração é insuficiente (baixa insolação: período noturno e dias nublados ou chuvosos, por exemplo). Dessa maneira, todos os custos relativos a disponibilidade da rede e custeio de políticas públicas inerentes aos usuários da rede de distribuição deveriam ser exigidos dos *prossumidores*, uma vez que a não exigência configura subsídios cruzados e distorcem preços.

71. Do exposto, entende-se que sob o ponto de vista da eficiência da regulação econômica, para um sistema de *Net metering*, os sinais de preços estarão melhor definidos quando o consumidor com geração distribuída deixar de pagar apenas a parcela referente à tarifa de energia pelo seu consumo líquido. Trata-se da escolha que evita subsídios cruzados na tarifa e, pelos cálculos da própria ANEEL, ainda preserva a atratividade da geração distribuída local. A adoção dessa prática fará com que a desenvolvimento da micro e minigeração distribuída possa ocorrer de forma economicamente sustentável.

²⁵ Parecer disponível em: <https://bit.ly/2JtaEOg>.

6.2 Racionalidade na Concessão de Incentivos

72. A criação de um subsídio deve ser justificada, principalmente, pela relação positiva entre as vantagens que dele se espera *versus* os custos por ele incorridos. Além disso, ainda durante a sua concepção, devem ser estabelecidos os mecanismos de verificação que atestarão se as metas perseguidas de fato estão ou não em vias de serem atingidas [16]. Nesse sentido, destaca-se a importância na definição de metas, formas de acompanhamento, avaliação e prazo para todo e qualquer subsídio, de modo que se revelando ineficaz ou que já tenha alcançado o objetivo pretendido, este seja descontinuado [16].

73. A ausência de avaliação *ex ante* tende a facilitar a incorporação de subsídios sem garantia de efetividade. Essa tendência se amplifica no caso de subsídios cruzados, uma vez que o custeio da política pública é diluído; neste caso, entre todos os consumidores de energia elétrica. Em virtude da insuficiência de informações relativas ao alcance dos objetivos estabelecidos, há dificuldade na avaliação *ex post* dos subsídios, restringindo a transparência e o controle deste mecanismo de financiamento da ação governamental [17].

74. Na maioria dos países que implementaram políticas de incentivo à micro e à minigeração distribuídas, o que moveu a concessão de subsídios foi a necessidade de descarbonização da matriz elétrica daqueles países. A matriz brasileira, predominantemente hidrelétrica, configura uma realidade distinta em que, por um lado, não há essa necessidade de descarbonização e, por outro lado, a produção de energia com origem na GD não necessariamente desloca a geração termoeletrica. Apesar disso, se mesmo neste cenário houver o entendimento do Poder Público de que há a necessidade de incentivos à micro e mini GD, a experiência internacional considera o *net metering*, atualmente adotado no Brasil, um sistema que apresenta uma dificuldade relevante no que diz respeito ao acompanhamento dos custos e benefícios.

75. Outro fator que agrava a complexidade de avaliação dos subsídios concedidos à micro e mini GD é a heterogeneidade das concessões de distribuição de energia elétrica e da composição tarifária de cada área. O modelo de tarifação volumétrica na baixa tensão encobre os custos que cada componente tem na tarifa de energia elétrica e torna o peso dos subsídios cruzados diferentes para cada área de concessão do país, comprometendo a quantificação do ônus do subsídio e a transparência deste custo para a sociedade.

76. A tarifa de energia elétrica é basicamente composta pela componente tarifária de uso do sistema de distribuição (TUSD) e pela tarifa de energia (TE). De maneira simplista, supondo que a compensação de toda a TE não configura subsídio, e somente a TUSD seria um subsídio cruzado na tarifa de energia elétrica, esses subsídios poderiam estar custando de R\$ 208,70/MWh a R\$ 414,70/MWh aos demais consumidores, a depender das áreas de concessão²⁶. Isso demonstra que a variação é bastante significativa entre as regiões e que os custos podem ser muito maiores que o esperado para o país, a depender da intensidade da penetração da GD em cada área.

²⁶ Custo da TUSD das concessionárias de distribuição Celesc e Amazonas-D, respectivamente. Dados disponibilizados pela ANEEL através do link: <https://bit.ly/2rIGBYK>.

77. A concentração da potência instalada de GD nas regiões Sul e Sudeste que detêm, respectivamente, 27,30% e 40,45% da potência total [18] também dificulta a avaliação dos benefícios da GD à rede, uma vez que a concentração pode demandar mais custos de adaptação da rede para receber esses geradores do que benefícios pela postergação de investimentos.

78. Outro fator a ser considerado é a evolução da política segundo os seus resultados. Em um estudo publicado na *Harvard Business*, o autor argumenta que a manutenção do sistema *net metering* traz dificuldade à mudança de regras, dada a expectativa dos consumidores que fizeram investimentos em continuar no sistema e nos que não fizeram de ter a mesma oportunidade. O autor ainda afirma que os políticos deveriam fazer alterações rápidas, dado que uma agenda que parece atrativa no início, logo se transforma num atoleiro, como os alemães têm aprendido. Além disso, argumenta que nos EUA não seria tolerada uma elevação tarifária como a observada na Alemanha, em razão dos subsídios às fontes renováveis e que, no longo prazo, a manutenção do sistema pode resultar em complicações legais e jurídicas [19].

7 Considerações Finais

79. A partir da avaliação da experiência internacional – em que foram considerados erros e acertos dos modelos, e considerando a recente experiência brasileira de incentivo à expansão do mercado de micro e mini GD, conclui-se que:

- Diferentemente da maioria dos países que adotou políticas de estímulo à GD, a descarbonização da matriz elétrica não deve ser usada como argumento para esse movimento no Brasil, dado que a predominância da geração hidrelétrica já caracteriza sua matriz como limpa. No Brasil, nem mesmo há metas para a descarbonização da geração elétrica, pois, em um comparativo internacional, o quadro atual é genuinamente favorável. Além disso, a ampliação da produção de energia via GD não seria capaz de desmobilizar a produção das termoelétricas, dado que, para o Sistema Interligado Nacional, essas duas fontes não são substitutas, no que concerne à segurança energética.
- Outro fator bastante debatido na literatura é se existe ou não a necessidade de estímulos do poder público para que haja expansão do mercado de GD. Diversos estudos concluem que a expansão desse mercado é muito mais sensível ao nível de desenvolvimento tecnológico dos painéis e processos de instalação do que aos estímulos governamentais. Em alguns casos, defende-se que a opção por incentivar diretamente a instalação pelos cidadãos tem um efeito muito menor sobre a expansão, se comparado ao cenário em que esses recursos são empregados em pesquisas que resultam em redução dos custos dos painéis e sua instalação.
- Ainda assim, se o poder público entender que o estímulo à instalação de painéis fotovoltaicos deve ser feito via subsídio, deve-se mencionar que o sistema atualmente adotado no Brasil não é o mais adequado, considerando que:

- a. Não otimiza o uso do recurso energético. O investimento depende mais da tarifa de cada distribuidora do que da eficiência da geração em cada região do país;
 - b. Não é transparente na explicitação do subsídio que gera, dificultando o acompanhamento e a mensuração de seus impactos;
 - c. Cria um círculo vicioso, na medida em que a adoção por um prosumidor eleva a tarifa dos demais, aumentando o incentivo para que também adotem. No limite, torna insustentável o negócio de distribuição e o pagamento das tarifas pelos consumidores que não instalam a geração;
 - d. Representa um subsídio regressivo com relação à renda, na medida em que o investimento dos *prosumidores* é financiado pelos consumidores que não possuem equipamentos instalados, que, em geral, possuem renda inferior;
 - e. Não reduz tamanho do subsídio, à medida em que a fonte se torna mais competitiva, em razão da evolução tecnológica;
 - f. Não é eficiente sob o ponto de vista de estrutura tarifária, uma vez que o prosumidor faz uso de serviços que não remunera;
 - g. Os custos de melhorias na rede exigidos pela intermitência da GD recaem mais sobre aqueles que não possuem esses equipamentos instalados; e
 - h. Desestimula o investimento em baterias, uma vez que, no modelo atual, a rede de distribuição desempenha o mesmo papel de uma bateria, sem que seja cobrado tal valor.
- Os problemas identificados seriam reduzidos se houvesse maior realismo tarifário, de modo que o sinal de preços refletisse adequadamente os custos do sistema elétrico. Ainda que não seja possível uma mudança rápida para esse cenário, os passos nessa direção, apresentados no presente estudo, tendem a reduzir as distorções também aqui elencadas.

8 Bibliografia

[1] POMPERMAYER, F. M. *et al.* **Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico**. Brasília: Ipea, 2018. Texto para Discussão, n. 2388. Disponível em: <<https://bit.ly/2vPsym8>>.

[2] MINISTÉRIO FEDERAL DAS RELAÇÕES EXTERNAS. **A Transição Energética Alemã**. Disponível em: <<http://www.energiewende-global.com/pt/?topic=erneuerbare-energien>>. Acesso em: 04 abril. 2019.

[3] MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERNAS. **A Energiewend Alemã**: A reestruturação do sistema energético da Alemanha. Disponível em: <<http://www.energiewende-global.com/pt/>>. Acesso em: 29 mar. 2019.

[4] GRUPO DE ESTUDO DO SETOR ENERGÉTICO UFRJ (GESEL). **Experiências Internacionais em Geração Distribuída**: motivações, impactos e ajustes. Rio de Janeiro: Publit, 2018. 442 p. ISBN 978-85-525-0068-1. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/livro_experiencias_internacionais_em_gd.pdf>. Acesso em: 01 abril. 2019.

- [5] INTERNATIONAL ENERGY INITIATIVE (IEI BRASIL). **Geração Distribuída e Eficiência Energética**: reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. 1 ed. Campinas, 2018.
- [6] FRONDEL *et al.* **Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies – The German Experience**. Ruhr Economic Papers, 2009. No. 156, ISBN 978-3-86788-173-9.
- [7] FRONDEL *et al.* **Germany's Solar Cell Promotion**: Dark Clouds on the Horizon, Ruhr Economic Papers, 2008. No. 40, ISBN 978-3-86788-038-1
- [8] GRÖSCHE, P.; SCHRÖDER, C. **On the redistributive effects of Germany's feed-in tariff**. Economics Working Paper. Kiel University, Department of Economics, Kie, 2011. No. 2011-07.
- [9] CHERRINGTON, *et al.* **The feed-in tariff in the UK**: A case study focus on domestic photovoltaic systems. 2013.
- [10] MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **Utility Of The Future**: an MIT Energy Initiative response to an industry in transition. Dezembro, 2016. ISBN (978-0-692-80824-5).
- [11] HARTLEY, Peter R. **DOE and Net Metering**: Issues to Consider. Revista Forbes. Setembro, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2J9ZvCB>>. Acesso em: 03 abril. 2019.
- [12] CRUZ, Karlos Arcanjo da; RAMOS, Francisco de Sousa. **Evidências de Subsídio Cruzado no Setor de Saneamento Básico Nacional e suas Consequências**. Nova Econ., Belo Horizonte, v. 26, n. 2, p. 623-651, Aug. 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2W5YtVf>>. Acesso em: 11 abril. 2019.
- [13] REN 21. **Renewables 2018 Global Status Report**. Paris: REN 21 Secretariat, 2018. ISBN 978-3-9818911-3-3.
- [14] BADTKE-BERKOW, Mina *et al.* **A Primer on Time-Variant Electricity Pricing**. New York: Environmental Defense Fund (edf), 2015. 24 p. Disponível em: <<https://bit.ly/2E0l6sO>>. Acesso em: 17 abr. 2019.
- [15] GESEL, 2017. **Impactos da Difusão da Micro e da Mini Geração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição**. TDSE nº 73.
- [16] SECRETARIA DE ACOMPANHAMENTO FISCAL, ENERGIA E LOTERIA. **Energia**: Diagnósticos e Propostas para o Setor. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/analises-e-estudos/arquivos/2018/energia-diagnosticos-e-propostas-para-o-setor-1.pdf/view>>. Acesso em: 05 maio 2019.
- [17] SECRETARIA DE ACOMPANHAMENTO FISCAL, ENERGIA E LOTERIA. **Orçamento de Subsídios da União**. 2 ed. 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/2YjKhP0>>. Acesso em 28 março. 2019
- [18] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>. Acesso em: 28 abr. 2019.
- [19] RASKIN, David. **The Regulatory Challenge of Distributed Generation**. Harvard Business Law Review Online. 2013.