



Texto de Discussão do Setor Elétrico

TDSE nº 67

Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil

Nivalde De Castro

Guilherme Dantas

Roberto Brandão

Mauricio Moszkowicz

Rubens Rosental

Copyright© 2016 Nivalde De Castro, Guilherme Dantas, Roberto Brandão, Mauricio Moszkowicz e Rubens Rosental

Título Original: Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil

Editor

André Figueiredo

Editoração Eletrônica

Luciana Lima de Albuquerque

P467 Perspectivas e desafios da difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica no Brasil / Nivalde de Castro, Guilherme Dantas, Roberto Brandão, Mauricio Moszkowicz, Rubens Rosental. – Rio de Janeiro : Publit, 2016.

46 p. : 28 cm. (Texto de discussão do setor elétrico, n. 67)

ISBN 978- 85-7773-956-1

Inclui bibliografia.

1. Energia solar. 2. Geração de energia fotovoltaica. I. Castro, Nivalde de. II. Dantas, Guilherme. III. Brandão, Roberto. IV. Moszkowicz, Mauricio. V. Rosental, Rubens.

CDU 620.91

CDD 621.31244

PUBLIT SOLUÇÕES EDITORIAIS

Rua Miguel Lemos, 41 salas 711 e 712

Copacabana - Rio de Janeiro - RJ - CEP: 22.071-000

Telefone: (21) 2525-3936

E-mail: editor@publit.com.br

Endereço Eletrônico: www.publit.com.br

Sumário

Introdução	5
1 – Perspectivas da Micro e da Mini Geração	7
2 – Consequências da Micro e da Mini Geração: abordagem sistêmica	17
3 – Impactos da Micro e Mini Geração na Rede Elétrica	23
4 – Viabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras com a Difusão da Micro e Mini Geração..	29
Conclusões	39
Referências bibliográficas	41

Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil¹

Introdução

Ao longo dos últimos anos, verificou-se o início de um processo de profundas mudanças tecnológicas no setor elétrico, tendo como característica mais visível deste processo o ciclo expansionista de fontes renováveis e alternativas na matriz elétrica. Inicialmente, esta dinâmica esteve basicamente atrelada à difusão da energia eólica. Mais recentemente, a energia solar fotovoltaica também iniciou uma dinâmica de crescimento exponencial. Esta trajetória de expansão é caracterizada pelo seu caráter difuso, com a predominância de projetos de micro e de mini geração nos investimentos realizados. Nestes termos, merece ser assinalado a hipótese de que a expansão solar fotovoltaica deverá ser um elemento central na transição para sistemas elétricos caracterizados pela presença de recursos energéticos distribuídos (RAINERI, 2016).

Em termos prospectivos, é possível vislumbrar a continuidade da expansão de fontes renováveis e a adoção de medidas de gerenciamento da demanda, bem como a possibilidade do uso de sistemas de armazenamento de energia e da prática do *vehicle to grid*. Para lidar com este sistema caracterizado pela presença de recursos energéticos distribuídos, a crescente automação de sistemas de controle e operação de redes elétricas em conjunto com sistemas de medição inteligentes é de grande relevância.

¹ Este estudo está diretamente associado ao Programa de P&D da ANEEL vinculado ao projeto “Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos para as Distribuidoras” executado pelo GESEL para o Grupo Energisa. O texto busca sistematizar as informações e discussões do seminário de *kick off* do projeto realizado em 20/05/2016 na FIRJAN, com apoio do SINERGIA. A elaboração deste estudo contou com a colaboração dos pesquisadores do GESEL e estudantes do Programa de Pós-graduação do Instituto de Economia da UFRJ: Daniel Ferreira, Eduardo Miranda, Francesco Tommaso, Lorrane Câmara, Max Ramalho e Rafael Cancelli. As opiniões expressas neste estudo são de exclusiva responsabilidade da equipe do GESEL não expressando, necessariamente, as posições das instituições envolvidas.

Observa-se com forte consistência a emergência de um novo paradigma no setor elétrico, de oposição crescente ao modelo tradicionalmente vigente focado na oferta.

Para viabilizar este novo paradigma tecnológico, as diretrizes regulatórias e os modelos de negócios do setor elétrico irão precisar de ajustes e reformulações. No caso específico da micro e da mini geração, embora sua difusão propicie benefícios ambientais, menor necessidade de investimentos na expansão da rede de transmissão e redução de perdas, existem custos relativos e derivados da necessidade de lidar com a crescente intermitência da geração e impactos sobre a rede. Mais especificamente, vislumbram-se impactos relevantes no âmbito do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição em função da redução do volume de energia vendido nos seus mercados. O impacto negativo deve-se à predominância da lógica vigente da receita das distribuidoras estar atrelada ao volume de energia entregue aos consumidores finais. Por outro lado, vai aumentar a necessidade de novos investimentos para adaptar e adequar a rede a este novo paradigma tecnológico.

No âmbito do Programa de Pesquisa & Desenvolvimento da ANEEL, o projeto “Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição” executado pelo GESEL para o Grupo Energisa, tem como foco analítico central os impactos da difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica sobre o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição e com o objetivo específico de sistematizar proposições de inovações regulatórias necessárias para garantir e suportar a estabilidade financeira das distribuidoras.

Como marco do início deste projeto, no dia 20/05/2016 foi realizado na FIRJAN seminário tratando das perspectivas, desafios e impactos para as distribuidoras da disseminação da micro e da mini geração solar fotovoltaica. O objetivo principal deste texto de discussão é sistematizar as informações, conhecimentos e discussões realizadas no evento, complementadas com pesquisas bibliográficas especializada no tema.

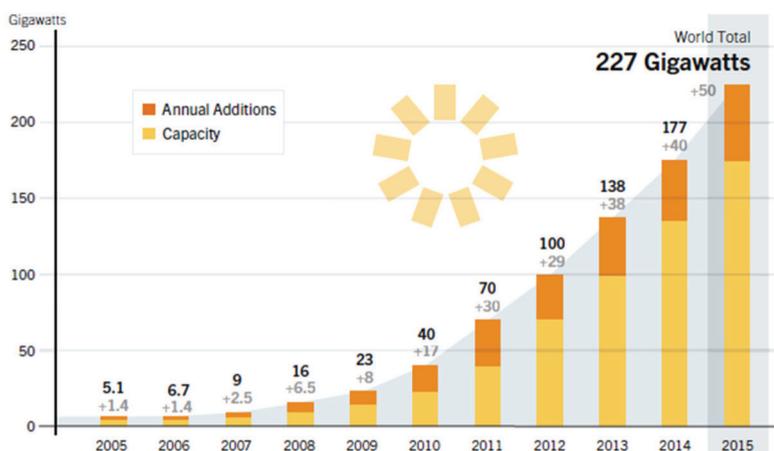
O texto está dividido em quatro partes, além da presente introdução. Inicialmente, são apresentadas perspectivas da micro e da mini geração solar fotovoltaica. Na sequência, a segunda parte é dedicada ao exame dos impactos sistêmicos da difusão de sistemas fotovoltaicos de pequena escala. A terceira parte trata das consequências e impactos desta difusão sobre as redes elétricas. A quarta parte aborda a perversa dinâmica econômica que faz com que a micro e a mini geração determinem um vetor de desequilíbrio econômico financeiro nas distribuidoras. Por fim, são feitas considerações finais, indicando, em linhas gerais que a difusão da micro e da mini geração distribuída representa uma transição tecnológica que afeta diferentes esferas do setor elétrico, de modo que a análise dos impactos sistêmicos deste processo se faz necessário, no sentido de apoiar a proposição de ajustes e inovações regulatórias.

1

Perspectivas da Micro e da Mini Geração

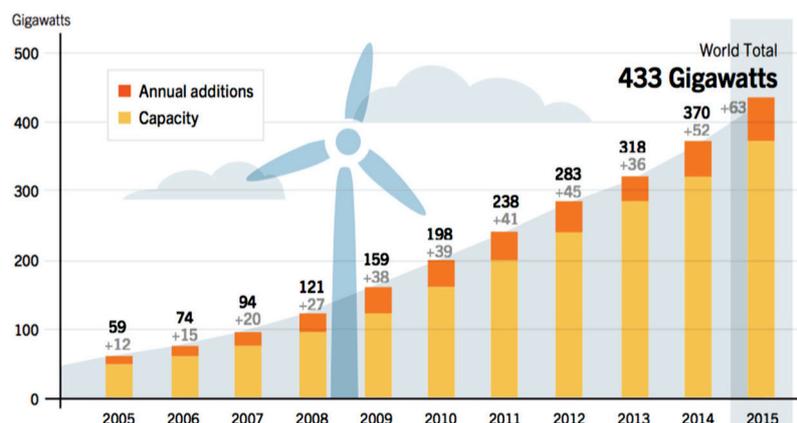
A necessidade de promover uma economia de baixo carbono é um importante *driver* para a realização de investimentos em fontes alternativas e renováveis de geração de energia elétrica, sobretudo nos países mais desenvolvidos, dada a predominância elevada das fontes não-renováveis na matriz elétrica. Como ilustração da crescente importância desta fonte, no período compreendido entre 2005 e 2015, as fontes eólica e solar fotovoltaica apresentaram expansão, conforme indicado nos gráficos 1 e 2.

Gráfico1- Capacidade Global de Geração Fotovoltaica e Crescimento Anual: 2005-2015



Fonte: REN21 (2016)

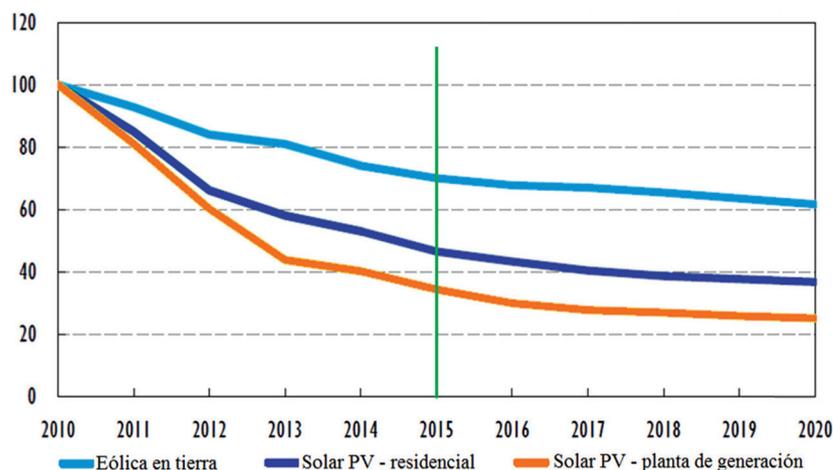
Gráfico 2 - Capacidade Global de Geração Eólica e Crescimento Anual: 2005-2015



Fonte: REN21 (2016).

Este processo de rápido crescimento foi impulsionado por consistentes políticas públicas de incentivo a estas fontes². Como consequência destas medidas de incentivo, os ganhos de escala, de aprendizado da indústria e os avanços tecnológicos possibilitaram uma acelerada redução dos custos destas tecnologias, explicando, em grande parte, sua acelerada difusão. O Gráfico3 ilustra os ganhos de competitividade da geração eólica e dos sistemas fotovoltaicos.

Gráfico 3 - Índice Global de Custos de Geração para ER: 2010-2020 (2010=100)



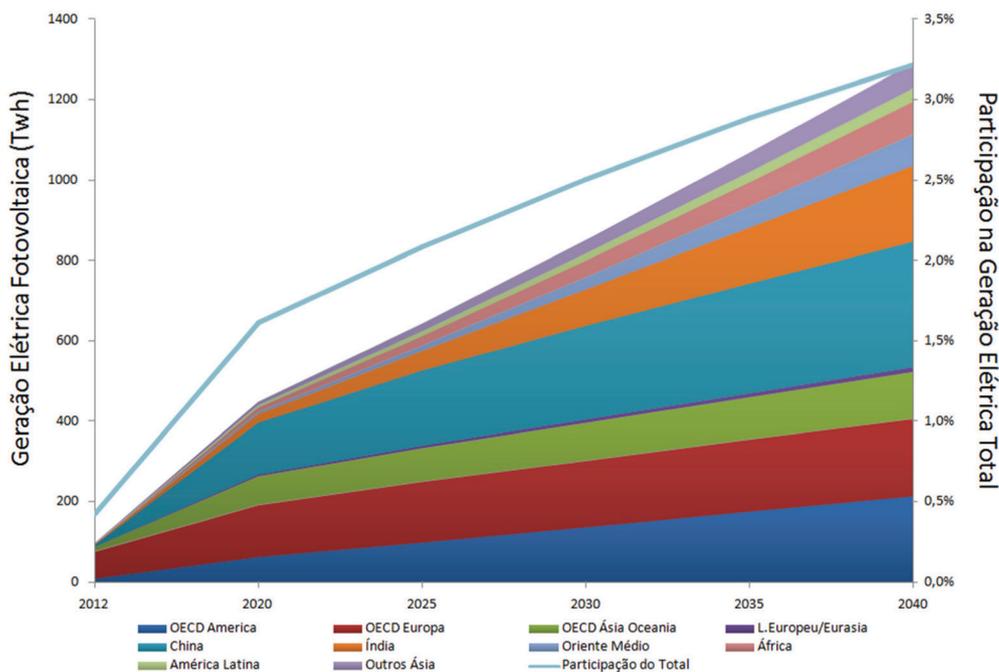
Fonte: Raineri (2016)

² A implementação destas políticas é derivada da necessidade de redução dos impactos ambientais do setor energético, sobretudo aqueles associados à emissão de gases do efeito estufa. Ao mesmo tempo, ressalta-se que países dependentes da importação de grandes volumes de petróleo enxergam o investimento em fontes renováveis como um meio de reduzir sua dependência energética. É relevante o fato que em 2004 existiam políticas públicas de apoio a fontes renováveis em 144 países, contrastando com o número de 44 países verificados em 2004 (REN21, 2014).

A geração solar fotovoltaica caracteriza-se pela predominância de projetos de micro e de mini geração. Não obstante as questões relacionadas à natureza intermitente da energia solar fotovoltaica, passam a existir desafios inerentes à presença de fluxos bidirecionais de energia. Observa-se assim que a disseminação em larga escala da micro e da mini geração impõe grandes desafios técnicos, econômicos e regulatórios ao setor elétrico derivada, em grande medida pela necessidade de adequação técnica da rede elétrica e dos modelos regulatórios tradicionalmente utilizados.

Será necessária uma dinâmica e estratégica articulação dinâmica entre a difusão da nova tecnologia, o equilíbrio econômico-financeiro entre o “velho” e o novo negócio e a rota regulatória, na medida em que o ciclo de expansão da geração solar fotovoltaica irá permanecer ao longo dos próximos anos. O Gráfico 4 a seguir apresenta a evolução projetada da geração solar fotovoltaica até 2040 para diferentes regiões do mundo.

Gráfico 4 - Produção mundial de energia solar fotovoltaica por região. 2012-2040 (em TWh e %)



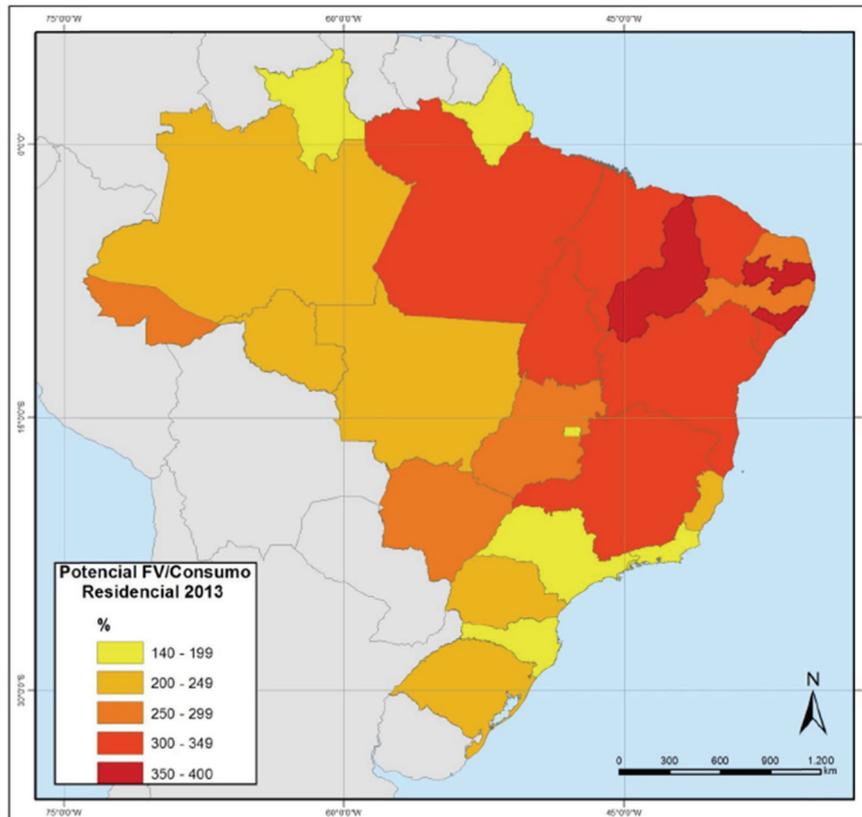
Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2014).

Como é perceptível, nos próximos anos a expansão da geração solar fotovoltaica será impulsionada por investimentos em países emergentes, sobretudo China e Índia. Neste contexto, destaca-se que países detentores de grande irradiação solar, como países do Oriente Médio, da África e da América do Sul, tendem a se deparar com um exponencial crescimento da geração solar fotovoltaica, em grande medida aproveitando a redução dos custos de produção derivada dos ganhos da nova escala da cadeia produtiva, notadamente impulsionada pela cadeia produtiva da China.

No caso brasileiro, o processo de difusão da fonte solar fotovoltaica ainda é bastante incipiente, estando restrito a sistemas isolados e projetos de P&D. Contudo, conforme pode ser observado no

Mapa 1, o Brasil apresenta elevado potencial de geração solar fotovoltaica. Para efeito de dimensionamento, este potencial é estimado pela EPE em 230% do consumo residencial (2014a).

Mapa 1–Brasil. Potencial Técnico de Geração Fotovoltaica



Fonte: EPE, NT 19/2014

A geração brasileira de energia elétrica é majoritariamente de origem renovável em função da predominância da hidroeletricidade, configurando uma das mais eficientes matrizes elétricas do mundo neste requisito. Desta forma, a fonte solar fotovoltaica ser uma fonte renovável não configura um elemento indutor de investimentos na mesma magnitude verificada em outros países com natureza mais “poluída” e dependentes da importação de insumos energéticos. Neste sentido, no Brasil a compreensão dos fatores impulsionadores da geração solar fotovoltaica passa pela análise dos seguintes pontos:

- (i) Transição para um paradigma hidrotérmico, acompanhada pela tendência de elevação da tarifa de energia elétrica em função do acionamento mais frequente das plantas térmicas;
- (ii) Necessidade de elevados investimentos no segmento de transmissão, decorrente da elevada distância das plantas hidrelétricas e parques eólicos dos centros de consumo, o que resulta no aumento das perdas técnicas, elevação das tarifas de energia, além do impacto ambiental provocado pela construção das linhas;
- (iii) Objetivo de universalização do acesso à energia elétrica;
- (iv) Elevado nível de perdas não-técnicas, decorrentes do furto de energia, fator que também exerce pressão de alta sobre a tarifa (Shayani, 2010).

Segundo a EPE (2015), o Brasil inicia o processo de efetiva inserção da fonte solar fotovoltaica em sua matriz. A EPE ressalta a contratação de 891 MW nos leilões realizados em 2014 e estima que o parque gerador brasileiro terá uma potência solar fotovoltaica de 7 GW para o ano de 2024. Merece ser destacado que empreendimentos em *utility scale* serão relevantes, sobretudo quando implementados projetos híbridos entre solar fotovoltaica e energia eólica³.

Por sua vez, EPE (2014a), enfatiza a importância da micro e da mini geração para o atendimento da carga ao longo dos próximos anos. Dado que estes sistemas configuram um abatimento da carga, eles representam a possibilidade de reduzir a necessidade de investimentos em plantas convencionais baseadas na lógica e paradigma da geração centralizada.

Entretanto, apesar do ingente potencial brasileiro para a geração solar fotovoltaica e da relevância de projetos em pequena escala, um aspecto determinante para a velocidade de difusão da micro e da mini geração fotovoltaica pode ser traduzido no conceito de paridade tarifária (*grid parity*), que trata das condições econômicas que tornam a eletricidade fotovoltaica competitiva em relação à tarifa de energia elétrica cobrada para o suprimento pelas redes de distribuidora. A *grid parity* é obtida no ponto em que o consumidor é indiferente entre investir em um sistema fotovoltaico ou continuar sendo suprido pela rede de distribuição⁴. (Spertino *et al.*, 2014; Rüther e Zilles, 2010).

Assim sendo, a atratividade dos investimentos em sistemas fotovoltaicos é função da evolução dos custos destes sistemas e das tarifas de energia. Guerreiro (2016) ressalta esta relação do ponto de vista conceitual através do Gráfico 5.

Gráfico 5 - Dinâmica da Paridade Tarifária



Fonte: Guerreiro (2016).

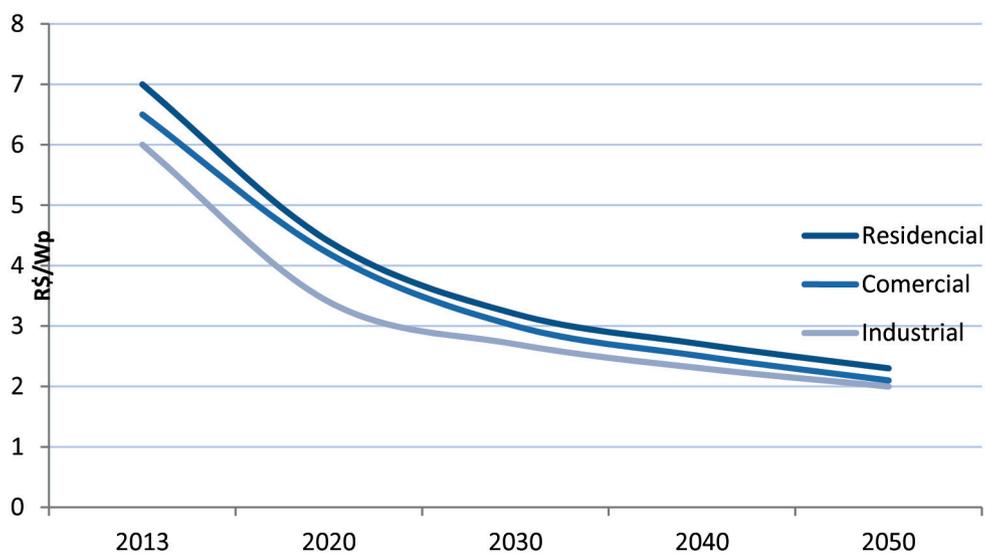
³ A pertinência da construção de parques híbridos é derivada da constatação que as curvas de carga e os picos de geração das fontes eólica e solar fotovoltaico são distintos. Logo, a construção de plantas que conjuguem estas duas fontes otimiza a capacidade de geração das mesmas. Concomitantemente, empreendimentos deste tipo são mais competitivos em função da diluição dos custos médios inerentes à conexão e ao uso da rede.

⁴ Raciocínio análogo pode ser feito para projetos do tipo *utility scale*. Neste caso, o investidor deverá ter como parâmetro de comparação o preço de comercialização de energia no mercado atacadista.

De acordo com a EPE, com base nos dados de projeção de custos apresentados no Gráfico 6:

“Segundo as projeções de reduções de custos, estima-se que a geração fotovoltaica distribuída atinja a paridade tarifária em praticamente todo o território nacional, para os consumidores atendidos em baixa tensão, por volta de 2022, enquanto que para consumidores atendidos em média tensão (grupo A4) a paridade tarifária deve se tornar realidade apenas ao final da década de 2020.” (EPE, 2014b, P.221)

Gráfico 6 - Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos: 2013-2050
(R\$/W_p *)



Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2014b).

(*) **W_p** (Watt-pico) é a unidade de medida utilizada para painéis fotovoltaicos e significa a potência em W fornecida por um painel em condições específicas e reproduzidas em laboratório. É a potência máxima que um painel pode fornecer em condições ideais.”

Fonte: <http://www.neosolar.com.br/aprenda/perguntas-frequentes>

Merecem ser destacados, de acordo com Martins (2015), os entraves para a ampliação da geração solar fotovoltaica de pequeno porte no Brasil, tanto no que diz respeito à ótica do consumidor, quanto no que tange às distribuidoras de energia. As barreiras ligadas ao consumidor podem ser resumidas em:

- (i) Financeiras;
- (ii) Institucionais e regulatórias; e
- (iii) Comerciais.

E no que refere às barreiras a serem enfrentadas pelas distribuidoras, podem ser destacadas as seguintes questões:

- (i) Dúvidas acerca do papel da concessionária na realização da conexão da unidade geradora com a rede elétrica;

- (ii) Aumento da instabilidade da rede, posto que a geração distribuída é composta por fontes renováveis, essencialmente intermitentes;
- (iii) Aumento do grau de complexidade nos procedimentos e na execução de manutenções, medidas de segurança e planejamento do sistema;
- (iv) A disseminação de unidades de geração distribuída vai reduzir o fator de utilização da rede de distribuição e determinar aumento nas tarifas de energia elétrica; e
- (v) Déficits financeiros nas contas das geradoras, transmissoras e distribuidoras decorrentes do aumento do número de unidades de microgeração.

No âmbito das políticas públicas de incentivo ao desenvolvimento brasileiro de geração distribuída a partir de fontes renováveis, destaca-se a Resolução Normativa nº 482/2012 promulgada pela ANEEL. Esta resolução trata de diretrizes que regulamentam o acesso da microgeração (definida como central geradora com potência instalada máxima de 100 kW) e da minigeração distribuída (central com potência instalada entre 100 kW e 1 MW) aos sistemas de distribuição de energia, e também da implementação de um sistema de compensação de energia (*net metering*).

O sistema de compensação de energia possibilita que o excedente de energia produzido pelo consumidor e injetado na rede distribuidora represente, no Brasil, um crédito de energia física. Os créditos são utilizados nos momentos em que a demanda por energia do consumidor é maior que sua geração, ou seja, nos períodos onde o consumidor esteja adquirindo energia da rede, constituindo assim em uma conta gráfica de escambo.

É importante ressaltar que a Resolução 482/2012 não caracterizou o sistema de compensação como compra e venda, mas como empréstimo a título gratuito. Segundo dados da ANEEL, desde a data da publicação da resolução, em 2012, ao primeiro trimestre de 2016, 2.632 plantas geradoras já foram instaladas, sendo que 97,6% do total de projetos são plantas solares fotovoltaicos (ABSOLAR, 2016).

Mais recentemente, com o intuito de ampliar a abrangência e eficácia da Resolução, foram feitas alterações através da promulgação da Resolução Normativa nº 687/2015, que entrou em vigor em 1º de março de 2016, estabelecendo as seguintes modificações:

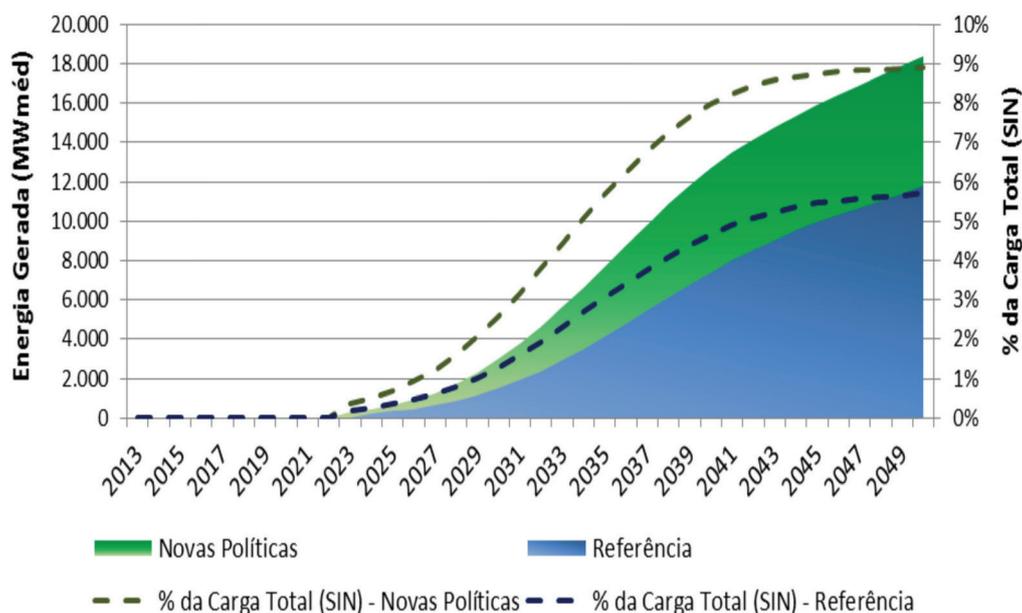
- (i) Altera os limites da microgeração e da mini geração de 100 kW e 1 MW para, respectivamente, 75 kW e 5 MW;
- (ii) Extensão do prazo de validade dos créditos de energia acumulados pelos consumidores de 36 para 60 meses;
- (iii) Cria a possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios, podendo a energia gerada ser repartida entre os condôminos, em porcentagens previamente definidas;
- (iv) Criação da alternativa de geração compartilhada, modalidade em que diversos interessados formam um consórcio ou cooperativa e instalam uma unidade de micro ou minigeração e utilizam o montante de energia gerada para fins de redução da conta dos participantes; e
- (v) Altera os procedimentos necessários para conexão das unidades de geração distribuída à rede de distribuição, reduzindo os requisitos necessários à solicitação do acesso pelo consumidor, e reduz o prazo máximo para a distribuidora realizar a conexão de 82 para 34 dias.

Apesar dos avanços empreendidos pela Agência Reguladora através da REN 687, a questão tributária permanece controversa. Inicialmente, a orientação do CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária), através do Convênio ICMS Nº 6, de 5 de abril de 2013, a alíquota do ICMS era aplicada sobre toda a energia consumida no mês, o que não isentava o volume de energia produzida pelo micro ou mini gerador e injetada na rede (ANEEL, 2014), obrigando as distribuidoras a utilizar o consumo total como base de cálculo dos impostos a serem pagos. O corolário desta forma de tributação era um desestímulo à atratividade dos investimentos em sistemas fotovoltaicos.

Em 2014, a ANEEL (2014) se posicionou contrária a esta lógica de tributação, defendendo que a tributação deveria incidir somente sobre a diferença entre o total consumo e a energia gerada pelo micro ou mini gerador e injetada na rede. A Agência argumentou que, caso o montante de energia produzida superasse a energia consumida, os impostos deveriam ser calculados com base no valor do custo de disponibilidade. Neste sentido, em resposta às críticas advindas dos *stakeholders*, e com destaque para a posição da ANEEL, o Convênio Nº16/2015 alterou a regra então vigente, passando a ser facultativa a cobrança do ICMS, transferindo assim para a esfera estatal o poder de decidir pela cobrança (ou não) do tributo. No entanto, 16 estados aderiram à nova regra, de modo que nos demais estados a questão tributária ainda representa um desestímulo à difusão da micro e mini geração distribuída (MGD).

Considerando que a micro e mini geração no Brasil atingiram um grau de regulação consistente, as tarifas de energia elétrica no país encontram-se em patamares elevados e os entraves tributários estão parcialmente equacionados, a realização de investimentos em sistemas fotovoltaicos por parte de consumidores conectados na rede de baixa tensão tende a se tornar mais atrativos. Neste sentido, EPE (2014b) estima que a energia solar fotovoltaica produzida de forma distribuída poderá responder por 1,3% da carga do SIN em 2030 e por 5,7% da carga em 2050. Para tanto, o estudo prospecta, uma capacidade instalada de 10 GWp em 2030 e de 78 GWp em 2050. Deve ser ressaltado que estes números são referentes ao cenário de referência, pois em cenário mais otimista com políticas de incentivos mais incisivas estima-se uma potência instalada de 118 GWp em 2050, representando 8,7% de micro e mini geração solar fotovoltaica. O Gráfico 7 apresenta a evolução prospectada para os dois cenários.

Gráfico 7 -Evolução da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil. 2013-2050 (MW méd)



Fonte: EPE (2014b)

Observa-se assim que as perspectivas de difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica são fortemente influenciadas pelas diretrizes regulatórias vigentes e de eventuais políticas de incentivos. Desta forma, cabe ressaltar que, embora a REN 687 tenha aberto a possibilidade de novos modelos de negócios no que tange à micro e a mini geração, permanece o impedimento da comercialização dos excedentes de energia elétrica produzidos nas unidades consumidoras. Para alguns especialistas, este fator é um dos grandes entraves ao desenvolvimento desta modalidade de geração.

Em síntese, como o *net metering* não permite a comercialização de excedentes de energia que sejam produzidos, não existem incentivos à instalação de equipamentos que produzam mais energia do que a necessidade do próprio consumo.

Guerreiro (2016) aponta a liberalização da comercialização como um fator chave para a disseminação da geração de pequeno porte. O autor ressalta que, ao impedir a comercialização, a regulação vigente inviabiliza diversos modelos de negócios alternativos. Deste modo, em muitos casos, a atratividade é questionável e, como consequência, a exploração do mercado potencial tende a ser mais restrita e morosa.

Uma alternativa apresentada no seminário da FIRJAN por vários expositores seria a criação de um mercado de geração distribuída permitindo a negociação dos agentes compradores com as comercializadoras, ao invés de pequenos geradores individuais, e uma maior coordenação e interação entre micro e mini geradores e as distribuidoras. A proposta geral seria dos geradores distribuídos se unirem em uma comercializadora, que negociaria a energia excedente para o mercado livre. A vantagem desta proposta é que os preços no ambiente livre são negociados livremente. Além disto, a qualidade técnica das redes de distribuição as quais estes projetos se conectam seria favorecido via

participação de agentes comercializadores que poderiam atender de forma mais adequada as exigências técnicas da ANEEL.

Castro (2016) destaca a importância da liberalização da comercialização de excedentes de geração distribuída no Ambiente de Contratação Livre (ACL), apresentando uma proposta de mecanismo de comercialização alternativo ao sistema de compensação de energia elétrica. No esquema proposto, o micro ou mini gerador teria a opção de comercializar toda a energia injetada na rede, ou seja, a energia líquida depois do consumo. Deste modo, o montante de energia gerada que atualmente é contabilizado como crédito físico a ser compensado posteriormente, considerando o sistema de compensação de energia vigente, no modelo proposto por Castro seria vendido ao comercializador. Neste mecanismo o comercializador de energia elétrica atuaria como um agregador, que seria responsável pela comercialização da energia gerada a partir de uma espécie de planta virtual, que corresponde ao somatório da energia excedente de diversas plantas de micro e de mini geração. Neste sentido, as vendas de excedentes para os comercializadores seriam registradas junto à distribuidora local, agente responsável pela comercialização de eletricidade no mercado varejista, como um serviço remunerado, com destaque para a coleta da medição dos excedentes de mini e microgeração, e agregação da medição de acordo com as negociações de venda de excedentes dos micro ou mini geradores para cada comercializador. No que tange à comercialização no mercado atacadista, os dados agregados (gerados pelas distribuidoras) seriam transferidos para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), representando a geração das usinas virtuais de cada comercializador, que celebrariam contratos de vendas de energia no ACL, sob a lógica da regulação vigente⁵.

⁵ Ressalta-se que as distribuidoras passariam a atuar como agente de medição e de agregação de dado, informando à CCEE somente o total de excedentes de geração em sua área de concessão relacionada a cada comercializador, e seriam remuneradas pela prestação destes serviços. Seria necessária, entretanto, a definição de regulação específica, voltada ao reconhecimento de novos modelos de negócios a serem praticados pelas distribuidoras. Castro aponta, ainda, que a distribuidora poderia fornecer diversos tipos de serviços de informações e sistemas voltados à gestão da micro e minigeração pelos próprios consumidores ou comercializadores. No que diz respeito aos sistemas de medição necessários para a coleta e agregação dos dados de medição pela distribuidora, Castro afirma que os estabelecidos na REN 482/12 já atenderiam a esta necessidade.

2

Consequências da Micro e da Mini Geração: abordagem sistêmica

Conforme examinado anteriormente, a micro e a mini geração distribuída tende a se tornar vez mais atraente para o consumidor de energia elétrica em função da redução dos seus custos da adoção de políticas de incentivos em muitos países. Entretanto, esta dinâmica de difusão da geração solar fotovoltaica tende a provocar impactos significativos no setor elétrico, sendo importante a análise de caráter sistêmico acerca dos impactos da difusão da geração solar fotovoltaica distribuída, que será o foco desta parte do estudo.

Figueiredo (2016) ressalta que a integração dos recursos energéticos distribuídos representa um grande desafio, não apenas do ponto de vista tecnológico, mas também econômico e político-regulatório. O autor destaca que deve ser feito um diagnóstico dos benefícios sistêmicos destes recursos frente à geração centralizada, de modo que os custos de integração de sistemas de micro e mini geração à rede de distribuição não devem ser negligenciados. Figueiredo aponta que a intermitência da geração descentralizada, a necessidade de reforço e adequação de redes, a questão da capacidade de resposta da geração despachada, a qualidade do produto e a infraestrutura de medição são variáveis que precisam ser consideradas numa lógica de custo-benefício.

Comumente, os benefícios ambientais são tidos como uma importante motivação para se incentivar a micro e a mini geração solar fotovoltaica, notadamente nos países desenvolvidos e emergentes onde prevalecem matrizes não renováveis. De fato, seu caráter renovável e a menor necessidade de investimentos na expansão de geração e rede de transmissão, além de trazerem benefícios em termos de redução da emissão de gases poluentes (tanto gases do efeito estufa, como poluentes locais) e os danos inerentes à infraestrutura de transmissão.

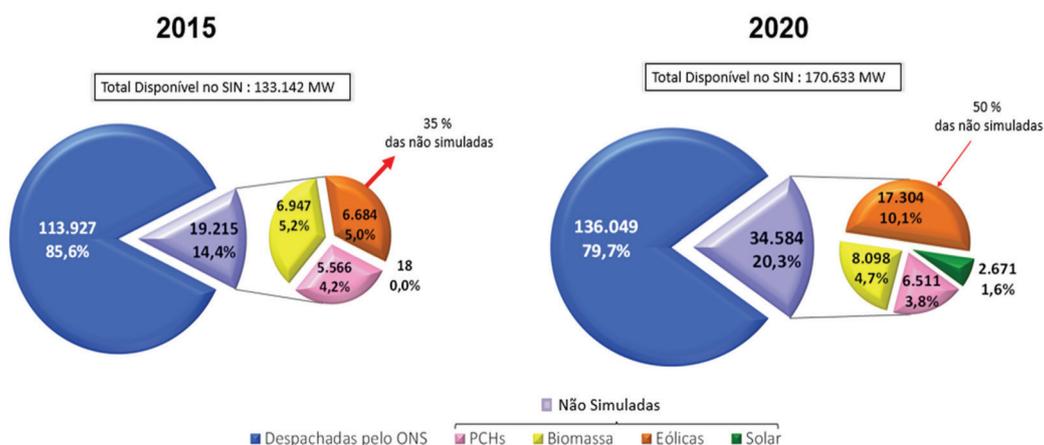
De todo modo, é preciso examinar com mais profundidade os efeitos sobre o setor elétrico. Por um lado, existem benefícios derivados de uma menor necessidade de investimentos em geração e

na rede de transmissão, bem como na redução das perdas do sistema. No caso brasileiro, a difusão da geração solar fotovoltaica contribui para diversificação da matriz elétrica, que é desejável em um contexto de redução da capacidade de regularização da oferta hídrica em função da impossibilidade da construção de novos reservatórios de acumulação⁶. Ao mesmo tempo, a difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica representa custo evitados em função da menor necessidade de investimentos em centrais de geração. Além disso, contribui para auxiliar no controle de parâmetros técnicos da rede que determinam a qualidade do suprimento (e.g. tensão, frequência, harmônicos, potência reativa, etc.), sobretudo em um contexto onde exista a implementação de redes inteligentes.

Em contrapartida, existem custos envolvidos que necessitam serem considerados, sendo preciso ressaltar que os mesmos afetarão os diferentes agentes do setor elétrico de forma distinta. Por exemplo, é preciso examinar as alternativas a serem implementadas para garantir a segurança e a qualidade do suprimento em um contexto de crescente participação de fontes intermitentes na matriz elétrica. Em paralelo, é plausível supor que haverá a necessidade de investimentos na rede para lidar com fluxos bidirecionais de energia (Figueiredo, 2016).

O exame da matriz elétrica brasileira e suas perspectivas mostra a crescente participação de fontes não controláveis. A impossibilidade de construção de novos reservatórios de acumulação vem acarretando na redução da capacidade de regularização da oferta hidroelétrica. O Gráfico 8 indica uma forte evolução da geração eólica impondo ao ONS - operador do sistema - desafios inerentes à natureza intermitente desta fonte ao aumentar a parcela da geração que não é despachável. Desta forma, a expansão solar fotovoltaica torna o sistema ainda mais sensível à questão da geração não controlável. Este aumento implica em um custo relevante para rede em termos de aumento da complexidade técnica e de operação do sistema a nível do sistema nacional, associado a uma menor controle da geração. Em suma, a garantia do suprimento em termos energéticos e elétricos passa a ser mais complexa.

Gráfico 8 - Evolução da Capacidade Instalada disponível no SIN. 2015 - 2020



Fonte: Elaboração própria com base em Arteiro (2016)

⁶ As novas hidrelétricas serão majoritariamente do tipo a fio d'água e, conseqüentemente, a capacidade de regularização do SIN diminuirá gradativamente, tornando o sistema cada vez mais dependente de geração complementar à hídrica, sobretudo durante a estação seca. A expansão da capacidade instalada hidrelétrica planejada entre 2015 e 2020, apenas 1% possui reservatório. Ver (Arteiro, 2016) e Castro et al. (2010)

As tecnologias de armazenamento aparecem como uma alternativa para atenuar as fortes variações na curva de carga associadas a um sistema de aumento expressivo da participação de fontes intermitentes⁷. Sendo assim, em momentos de grande geração solar, a energia poderia ser armazenada, atenuando essa variação, e mitigando aspectos técnicos negativos advindos deste tipo de geração⁸ (Falcão, 2016). Embora a questão do armazenamento de eletricidade ainda seja incipiente e seus custos ainda sejam elevados, é preciso o monitoramento da evolução desta tecnologia, pois ela pode contribuir para a mitigação de problemas inerentes à expansão em larga escala da micro e da mini geração⁹.

De todo modo, independente dos avanços tecnológicos que irão viabilizar economicamente os sistemas de armazenamento, a natureza intermitente da geração solar fotovoltaica resulta em custos para os sistemas. Estes custos podem ser materializados através de reforços do sistema de transmissão e/ou, principalmente, com investimentos em centrais controláveis de geração aptas a exercerem a função de *backup* do sistema. Neste sentido, apesar da inserção de sistemas de geração distribuída tender a reduzir o custo de operação do sistema¹⁰, é preciso considerar os custos implícitos associados à adoção de medidas que garantam a segurança do suprimento em meio à presença de níveis elevados de geração intermitente.

Apesar da notória necessidade da presença de centrais de geração controláveis em um sistema com alta penetração de fontes intermitentes, destaca-se que, com base nas diretrizes comerciais estabelecidas, a difusão de energia não possibilita e nem mesmo prevê investimentos em projetos dotados de controle, como compromete a viabilidade econômica de usinas já existentes. Isto porque nos momentos em que as plantas de energia fotovoltaica estejam gerando, elas irão deslocar usinas que tradicionalmente eram despachadas. Este deslocamento possui consequências nas esferas econômica e comercial. Mesmo as usinas que consigam ser despachadas, irão se deparar com preços no mercado de energia menores e incapazes de viabilizar o negócio. Este problema já é vivenciado em países europeus em função da alta penetração de fontes intermitentes em anos recentes e a solução encontrada vem passando pela criação de mercados de capacidade.

7 Mesmo desconsiderando as modernas tecnologias de sistemas de armazenamento de energia, ressalta-se que os reservatórios de acumulação associados a usinas hidroelétricas representam uma considerável capacidade de armazenamento por parte do sistema elétrico brasileiro. Neste sentido, níveis baixos de geração intermitente tenderiam a não se constituir em um grande problema na medida em que esses reservatórios podem ser utilizados com vistas a dar flexibilidade operativa ao sistema. Entretanto, conforme já fora mencionado, a fonte eólica já vem se expandindo a taxas elevadas nos últimos tempos. Logo, não parece razoável imaginar que os reservatórios das hidroelétricas serão capazes de sozinhos equacionar os desafios derivados da penetração de fontes intermitentes prospectada para os próximos anos.

8 Ao mesmo tempo, ressalta-se a importância da implementação de redes inteligentes para se lidar com os desafios oriundos da difusão de recursos energéticos distribuídos. Para que isso seja possível, é preciso se equacionar problemas inerentes à precariedade da rede de telecomunicações e, sobretudo, que sejam adotadas diretrizes regulatórias compatíveis com a modernização da rede através de investimentos em tecnologias mais eficientes.

9 A ANEEL atenta à importância desta questão lançou edital para projeto estratégico de P&D na categoria de projeto estratégico (ANEEL, 2016).

10 No caso brasileiro, a geração distribuída é tradicionalmente tratada nos modelos de operação e planejamento do setor elétrico brasileiro como um abatimento da carga. Logo, dada uma determinada configuração do sistema, a maior presença de micro e mini geração solar fotovoltaica resulta em uma redução do custo marginal de operação do sistema.

No caso brasileiro, a dinâmica é bem diferente por não existir um mercado de curto prazo de energia, mas um mecanismo de liquidação das diferenças determinado pelo PLD (preço de liquidação de diferenças). Em linhas gerais, a micro e a mini geração solar fotovoltaica ao abaterem a carga tendem a reduzir o custo marginal de operação do sistema. No entanto, esta sinalização subestima a necessidade da presença de um parque apto a atuar como *backup* e o custo associado ao mesmo.

Não obstante, dentro da lógica do modelo brasileiro de contratação de energia através de contratos de longo prazo, a redução da carga trará consigo um risco financeiro para os agentes. Por exemplo, usinas hidroelétricas que comercializaram energia por quantidade poderão estar sujeitas a risco hídrico e, como consequência, serem obrigadas a liquidarem vultosos volumes financeiros. Por sua vez, as distribuidoras podem ficar sobre contratadas, mas o efeito financeiro líquido dependerá das características do portfólio de energia de cada distribuidora.

Concomitantemente, apesar da crescente participação de micro e de mini geração tender a fazer com que no longo prazo a base de ativos das distribuidoras, entendidas conceitualmente como empresas de rede, venha a se reduzir, é preciso enfatizar que no curto/médio prazo serão requeridas adaptações na rede de distribuição para permitir os fluxos bidirecionais de energia (Figueiredo, 2016). A necessidade destes reforços dependerá, não apenas das características da rede previamente existente e do ritmo de difusão da micro e da mini geração, como também da montante da energia gerada que estará sendo injetada na rede¹¹. De todo modo, é consistente afirmar que a difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica irá impor custos às concessionárias de distribuição que não estão devidamente precificadas pelo marco regulatório vigente¹².

Por sua vez, é preciso examinar com atenção e critérios consistentes o quanto a difusão da energia solar fotovoltaica irá representar de perda de receitas para empresas do setor elétrico, especialmente para as concessionárias de distribuição, vinculada à perda de mercado. Trata-se de um problema dinâmico com implicações que transcendem a análise do equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras.

Sob a ótica de distribuição dos custos associados à difusão da micro e da mini geração, a tarifa aplicada aos que aderem a este tipo de geração será subsidiada pelos que não aderem, num sistema onde os “sem telhados” acabarem arcando com uma parcela do custo de manutenção, e de eventual reforço da rede, dos “com telhados” (Figueiredo, 2016).

Em linhas gerais, a premissa básica do modelo regulatório vigente é remunerar a atividade de distribuição com base no volume de energia demandado pelos consumidores. Desta forma, dada a receita requerida pela distribuidora para cobertura de seus custos operacionais e a remuneração de sua base de ativos, uma redução do seu mercado derivado da expansão da micro e da mini geração solar fotovoltaica significará um faturamento menor do que seria necessário para garantir a viabilidade econômico-financeira da concessionária. Trata-se, assim, de um problema que persistiria até a próxima revisão tarifária da distribuidora. Considerando que não existirão grandes mudanças

11 Observa-se que a análise restrita à capacidade instalada pode ser enganosa, sendo imperativo o exame do quanto da energia gerada é efetivamente injetada na rede.

12 Os impactos sobre a rede de distribuição serão tratados na próxima seção deste texto de discussão.

na estrutura de custos da distribuidora no curto/médio prazo, a solução adotada pelo regular para garantia da receita distribuidora diante de um cenário de redução de mercado será o aumento da tarifa¹³. É perceptível que este aumento da tarifa fortalece ainda mais o incentivo à migração para a realização de investimentos em sistemas de micro e de mini geração solar fotovoltaica e, portanto, acaba por retroalimentar o processo. Este ciclo vicioso, denominado “Espiral da Morte”¹⁴, será abordado com mais profundidade na Seção 4 deste estudo.

Neste processo, consumidores de energia que migrarem tardiamente serão prejudicados pelo aumento das tarifas de uso da rede. Este efeito torna-se ainda mais socialmente perverso quando a renda, que é um dos principais determinantes do grau de imobilidade dos agentes neste processo, é considerada. Desta forma, consumidores que permanecessem sem adotar sistemas de micro e de mini geração acabariam por subsidiar o acesso a rede daqueles que a utilizam apenas como bateria (Dyner *et al.*, 2016).

Adicionalmente, no âmbito das especificidades do setor elétrico brasileiro, outra questão a ser examinada é o tratamento das perdas, sobretudo das perdas não técnicas. Em linhas gerais, o regulador reconhece um nível de perda aceitável sobre o qual a distribuidora possui direito a ser ressarcida. Porém, para um dado nível de perda regulatória, a verificação da redução do mercado derivada da difusão da micro e da mini geração representará um menor ressarcimento. Ou seja, na prática as perdas reais da concessionária de distribuição serão superiores às perdas regulatórias.

Portanto, uma análise de caráter sistêmica indica a necessidade de considerar todos os custos e benefícios envolvidos na difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica, sendo relevante que a análise também contemple a repartição destes custos e benefícios entre os diferentes agentes. Neste sentido, a próxima seção deste estudo irá examinar os impactos da geração distribuída para a rede enquanto que a Seção 4 aborda especificamente os impactos econômicos e financeiros para as distribuidoras da difusão da micro e da mini geração.

13 Este aumento da tarifa tem o efeito colateral de incitar a redução do consumo, em muitos casos através da adoção de medidas de eficiência energética, e o furto de energia.

14 *Utilities Death Spiral* (Dyner et al., 2016).

3

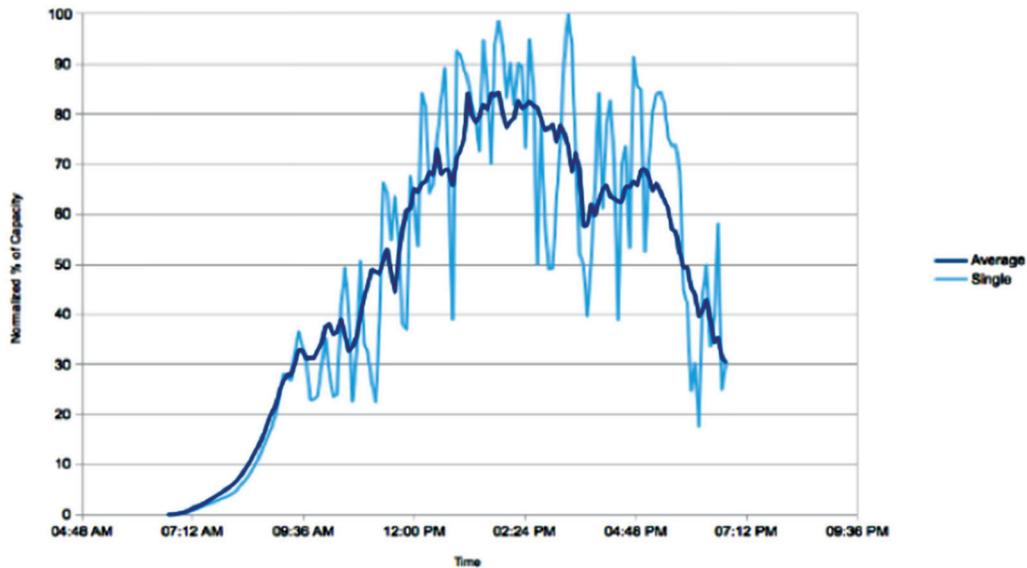
Impactos da Micro e Mini Geração na Rede Elétrica

Tradicionalmente, o setor elétrico brasileiro estruturou-se com base na geração de energia por meio de unidades de grande porte, com predominância das centrais hidroelétricas e em menor grau de termoeletricas convencionais. Atualmente, existe uma forte tendência de expansão da participação de fontes alternativas na matriz energética brasileira. A difusão dessas novas unidades geradoras na rede elétrica leva a uma alteração no paradigma de geração do setor, uma vez que as fontes eólica e solar possuem como características principais a intermitência. Consequentemente, o setor elétrico passa por uma transição de paradigma marcada pelos seguintes e principais aspectos:

- (i) O aumento da variabilidade da geração, dado que a matriz se torna cada vez mais diversa;
- (ii) Redução da previsibilidade, em razão do caráter intermitente da energia fornecida pelas fontes alternativas; e
- (iii) Redução da despachabilidade, uma vez que a geração a partir de fontes intermitentes é pouco controlável e que o modelo de expansão hidrelétrica com base em usinas com grandes reservatórios está exaurido.

O Gráfico 9 ilustra o efeito da intermitência na geração distribuída, mostrando a curva típica de geração de uma planta solar fotovoltaica. Devido à influência da nebulosidade, a potência de saída é inconstante e imprevisível, de maneira que não há energia firme associada à geração solar. Em um dia ensolarado, a curva aproxima-se do limite superior teórico, enquanto em dias fortemente nublados, valores irrisórios de geração são registrados (Guerreiro, 2016).

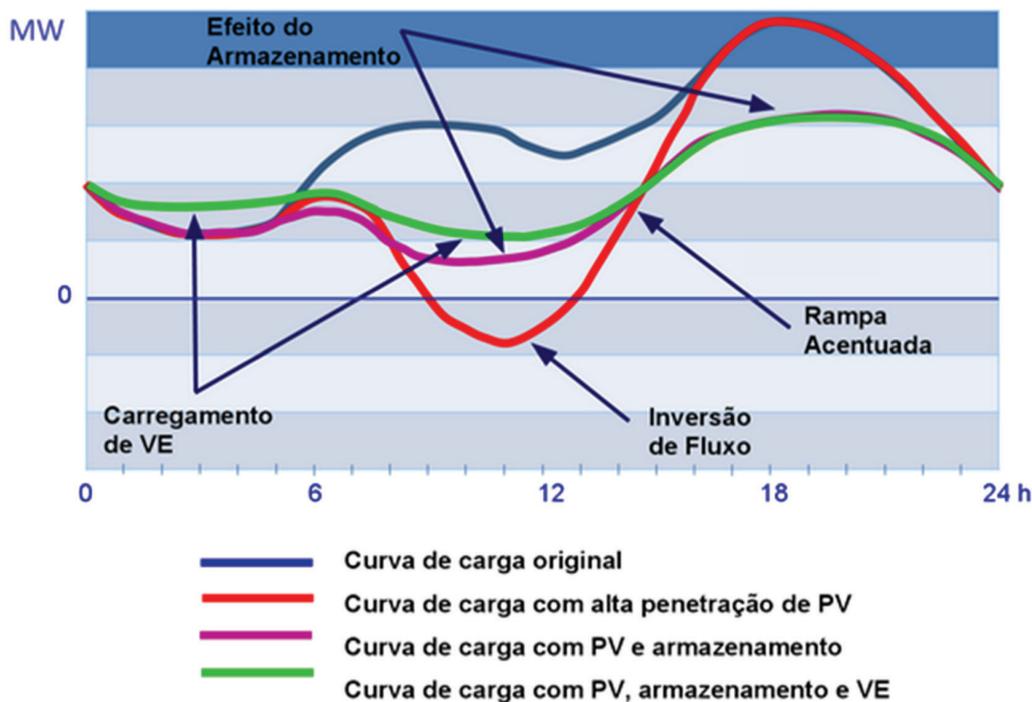
Gráfico 9 - Geração solar em um dia típico
(% da capacidade normalizada).



Fonte: Guerreiro (2016).

Observa-se que o principal impacto da microgeração distribuída é a distorção da curva de carga, conforme indica o Gráfico 10. A geração fotovoltaica, por depender da intensidade da luz solar, funciona em seu ótimo em torno de meio-dia. Num cenário de grande difusão desta tecnologia, a maior geração das células fotovoltaicas do final da manhã até o início da tarde distorce significativamente para baixo a curva de carga. Neste contexto, onde existe grande quantidade de consumidores produzindo sua própria eletricidade, oscilações não convencionais que irão determinar uma característica do novo paradigma.

Gráfico10 - Impacto Técnico da MGD sobre a curva de carga diária em diferentes cenários (em MW).



Fonte: FALCÃO (2016)

Eventualmente, é possível imaginar inversão no fluxo de potência, de maneira que a microgeração alimenta a rede elétrica. Em contrapartida, à medida que a densidade energética incidente sobre as placas fotovoltaicas diminui, os consumidores voltam a solicitar eletricidade da rede, de modo que durante o período da tarde ocorra uma abrupta alta na curva de carga. Portanto, a inserção da geração distribuída fotovoltaica implica uma curva de carga nada suave. Em vez de variações graduais, observam-se picos e vales de demanda. Isto não é desejável do ponto de vista operacional, uma vez que traz dificuldades quanto ao controle de tensão, eleva as perdas de transmissão¹⁵, piora qualidade do serviço de fornecimento de eletricidade e exige uma maior capacidade ociosa do sistema.

Como mencionado anteriormente, uma solução técnica que possui o potencial de amenizar significativamente esse efeito deformador é a expansão das tecnologias de armazenamento de energia¹⁶. O avanço tecnológico e redução de custos, ao permitir o aumento da capacidade de

¹⁵ Um possível impacto negativo da geração distribuída é, paradoxalmente, o aumento das perdas. Originalmente, uma das vantagens da geração distribuída é a proximidade à carga e, conseqüentemente, a redução das perdas transmissivas. Contudo, com uma eventual reversão do sentido do fluxo de potência, a situação se inverte. Para se conhecer quantitativamente a relação entre os ganhos proporcionados pela proximidade à carga e às perdas relacionadas à inversão do fluxo, é necessário estudar o ciclo de carga como um todo.

¹⁶ São diversas as tecnologias existentes para armazenamento de energia. No entanto, atualmente, as usinas reversíveis representam praticamente a totalidade da capacidade instalada global, com aproximadamente 130 GW. Este número equivale a 99% do total de potência instalada de tecnologias de armazenamento de energia no mundo (GUERREIRO, 2016). Uma usina hidroelétrica reversível (UHR) possui um reservatório de água

armazenagem permitirá o intenso fluxo solar das 12h em outros momentos do dia, evitando um subconsumo ao meio-dia e, ao mesmo tempo, diminuindo a inclinação da curva de carga entre os horários da tarde e da noite. Num cenário tecnologicamente mais promissor à difusão dos sistemas de geração distribuída, a frota de veículos elétricos contribuirá para a suavização da curva de carga.

O transporte da energia elétrica das centrais geradoras até o ponto de carga é realizado por meio dos sistemas de transmissão e distribuição. Pelo fato de trabalharem com elevadas tensões e por transportarem grandes quantidades de energia, os sistemas de transmissão já dispõem de sofisticados sistemas de controle e proteção. A situação é diferente para as redes de distribuição. Os sistemas de rede de distribuição se dividem em:

1. Sub-transmissão ou distribuição em alta tensão, em que se opera, comumente, a 138 kV. A sub-transmissão alimenta as subestações, em cuja saída conectam-se linhas de média tensão;
2. Distribuição em média tensão (alimentadores), que opera tipicamente com tensão de 13,8 kV. Trata-se, por exemplo, das linhas aéreas urbanas interligadas por postes;
3. As redes de baixa tensão, com tensão elétrica que pode variar entre 110 e 440 V, são aquelas que, também afixadas nos mesmos postes de concreto que sustentam as redes de média tensão, localizam-se a uma altura inferior. As redes de baixa tensão levam energia elétrica até as residências e pequenos comércios por meio dos ramais de ligação (ABRADEE, 2015).

Quanto mais distantes do sistema de transmissão, menos controle há sobre as linhas de distribuição. O sistema de sub-transmissão, por exemplo, possui atualmente um nível satisfatório de controle. Os sistemas de média tensão, em menor escala, enquanto a distribuição em baixa tensão conta com poucos recursos de proteção e controle.

A mudança de paradigma derivada da difusão da geração distribuída deverá inexoravelmente engendrar investimentos para melhoria dos mecanismos de proteção e controle, sobretudo para as redes de média e baixa tensão às quais estarão conectados majoritariamente os mini e micro geradores (FALCÃO, 2016). Neste sentido, a eletrônica de potência tem papel crucial, uma vez que, se bem utilizada, pode exercer uma dupla função na interface geração distribuída-rede elétrica. Dado que as fontes intermitentes geram em corrente contínua, para que sejam conectadas à rede, é preciso realizar uma conversão para corrente alternada através de inversores. Ocorre que certos inversores têm a capacidade de controlar a tensão de saída, não se limitando a converter correntes contínuas em alternadas. Com o advento da geração distribuída, é fundamental que se aproveite o potencial de controle desse tipo de equipamento para melhor controle das redes de baixa e média tensão.

superior e um outro inferior. A água é bombeada do reservatório inferior para o superior durante períodos de baixa demanda energética no sistema, sendo liberada para ser turbinada quando se eleva a demanda por energia (ZUCULIN *et al.*, 2011). Embora, quantitativamente, nenhuma faça frente às UHRs, existem outras tecnologias de armazenamento de energia. Neste grupo, merecem destaque as baterias elétricas convencionais (aproximadamente 700 MW de capacidade instalada no mundo), mas há também o armazenamento de energia em ar comprimido (CAES), o armazenamento térmico, os volantes de inércia, as baterias de fluxo, entre outras tecnologias cujo percentual de participação na potência instalada total é ainda muito reduzido. A perspectiva para as próximas décadas é de um considerável aumento da capacidade instalada de armazenamento de energia. Nos próximos 20 anos, um total de 300 GW deve ser acrescido à potência existente (GUERREIRO, 2016).

A tensão da rede é outro aspecto afetado pela expansão da geração distribuída, por ter que se manter entre 95% e 105% do seu valor nominal. A manutenção deste parâmetro é dificultada pela intermitência de fontes como a fotovoltaica e pela própria alteração de tensão trazida pelos núcleos de microgeração. Na rede de distribuição, a tensão nos barramentos, normalmente decrescente à medida que se afasta da subestação do alimentador, passa a ter um maior potencial de flutuação. No instante em que um micro gerador conecta-se à rede, por exemplo, pode ocorrer uma abrupta variação da tensão na rede de distribuição. Além disso, convencionalmente, o fluxo de potência dá-se apenas em um sentido. A inserção de micro geradores distribuídos faz com que haja possibilidade de inversão dos fluxos segundo o nível de carga do sistema. Estas questões reforçam novamente a necessidade de investimentos em mecanismos de controle e proteção nas redes de distribuição como resposta ao desenvolvimento da mini e microgeração distribuída.

Neste contexto técnico, um fator que pode contribuir para diminuição dos problemas técnicos causados pela expansão da micro e da mini geração é o desenvolvimento das redes inteligentes, que se referem a uma nova geração de redes de energia elétrica, em que são usadas alternativas tecnológicas em busca de maior eficiência, confiabilidade e segurança do sistema de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica¹⁷ (Yan *et al.*, 2012). Um aspecto interessante da rede inteligente é a presença de sistemas de comunicação em duas vias, onde os centros de controle do sistema elétrico controlam o funcionamento de aparelhos inteligentes, sendo possível gerenciar a carga desses aparelhos em horários de pico, por exemplo.

O Quadro 1 destaca os principais impactos no sistema com relação ao planejamento, operação e manutenção em cada segmento da cadeia de energia elétrica, geração, transmissão e distribuição.

Quadro 1 – Impactos da Difusão da Micro e da Mini Geração sobre os Segmentos do Setor Elétrico

Segmentos	Planejamento	Operação	Manutenção
Geração	Previsão de demanda e armazenamento.	Dimensionamento da energia de <i>backup</i> .	—
Transmissão	Previsão de demanda.	Controle de tensão.	—
Distribuição	Capacidade de hospedagem.	Capacidade de hospedagem e ilhamento.	Necessidade de investimentos em reguladores de tensão, LTC e outros equipamentos.

Fonte: Elaboração própria

¹⁷ Outra definição de rede inteligente é uma rede de eletricidade que integra eficientemente os comportamentos de todos os usuários da rede, consumidores conectados aos seus geradores, de modo a garantir uma operação eficiente e sustentável dos sistemas de energia elétrica com baixas perdas e confiabilidade e segurança (Agrell *et al.*, 2013).

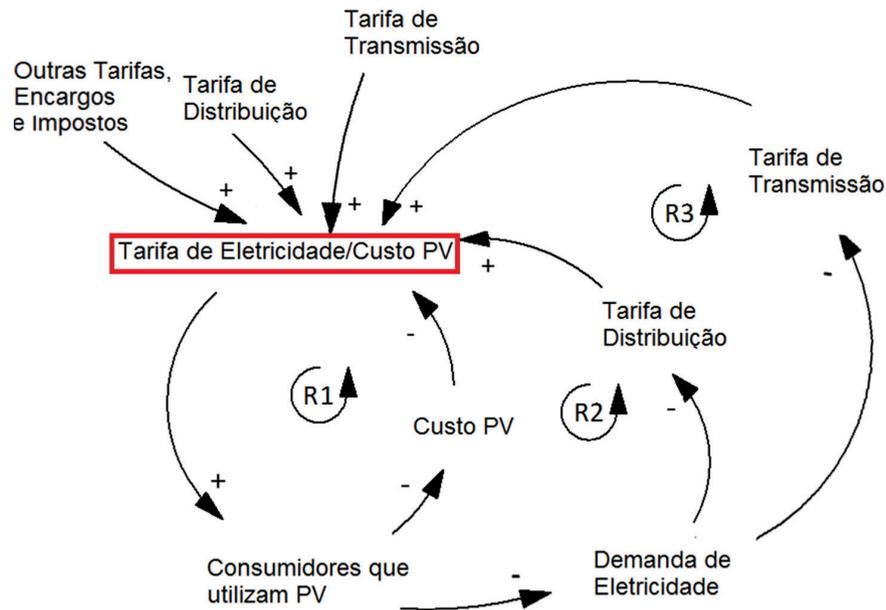
Conclui-se, portanto, que o setor elétrico brasileiro passa por uma transformação marcada pelo ingresso da mini e a microgeração distribuída. Ocorre que a atual infraestrutura, bem como as características operativas, ainda não se encontram adaptadas a esta iminente mudança. Questões técnicas relativas ao controle de tensão, inversão de fluxo de potência, aumento de perdas, entre outras, deverão ser consideradas nas decisões de investimento das distribuidoras, passando pela adaptação da rede física e pelo desenvolvimento de redes inteligentes. O potencial impacto destes e de outros aspectos associados à difusão da mini e micro geração distribuída sobre as finanças das distribuidoras será abordado na seção seguinte.

Viabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras com a Difusão da Micro e Mini Geração

A atratividade para o consumidor da instalação de sistemas fotovoltaicos é função da relação entre a tarifa de eletricidade (TE) e o custo de instalação de um sistema fotovoltaico (CPV). Logo, aumentos da tarifa de energia elétrica¹⁸ e/ou redução dos custos dos sistemas fotovoltaico tendem a tornar mais atrativo o investimento. Neste contexto, observa-se que o aumento do número de residências dotadas de sistema fotovoltaica resulta em redução de custos dos mesmos devido a ganhos de economia de escala (R1). Como consequência, a instalação de sistemas fotovoltaicos torna-se mais atrativa e o aumento do número dos consumidores que utilizam painéis fotovoltaicos diminui a demanda por eletricidade e, por conseguinte, leva à necessidade de readequação das tarifas de distribuição e de transmissão, respectivamente representadas pelos efeitos R2 e R3, levando novamente a aumentos na razão TE/CPV. Esta dinâmica é ilustrada de forma simplificada através da Figura 1.

¹⁸ Tais aumentos podem estar associados a elevações nos dispêndios com aquisição de energia, nas tarifas de uso da rede, nos encargos ou mesmo na carga tributária.

Figura 1 - Modelo geral de difusão da geração fotovoltaica



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

O esquema cíclico da Figura 1 é conhecido como “Espiral da Morte”. O termo surgiu pela primeira vez na década de 1970, em um contexto internacional de crise do petróleo, quando a demanda por energia elétrica sofreu redução e, concomitantemente, os custos de capital e operação das distribuidoras subiram. O termo tornou-se bastante utilizado por economistas e analistas para descrever a possibilidade de um ciclo vicioso de aumentos de custos e queda da demanda. A queda inicial no nível de consumo de energia elétrica força as distribuidoras a repassar os seus custos a uma quantidade menor de energia consumida, tornando a tarifa mais cara. O fato dos custos absolutos terem aumentado em função da crise torna a elevação tarifária ainda mais severa. Esta elevação, por sua vez, pode induzir a uma nova redução do consumo. Não obstante, o processo não se desencaixou da maneira esperada pela teoria, e uma década depois, como apontado por Felder e Athawale (2014), a espiral da morte foi considerada como resultante de condições pouco verossímeis, relacionadas à reação dos consumidores.

No final de 2013, o termo voltou a ganhar grande repercussão da mídia com a publicação de um artigo no *The Wall Street Journal*, onde este fora mencionado sob uma nova ótica. Esta retomada de atenção a este fenômeno, no entanto, começou a ressurgir, em menor escala, antes mesmo da publicação do artigo, em função de novas incertezas relacionadas com a crescente disseminação da geração distribuída. A concretização da “espiral da morte” não depende apenas do “se”, mas também de “o quanto” os consumidores irão reagir à subida das tarifas de energia elétrica. É exatamente este o ponto que a proximidade de um cenário de paridade tarifária da geração distribuída pode afetar. Nestes termos, a possibilidade de migração para a geração distribuída tornou a reação dos consumidores mais ativa. Nota-se que a geração distribuída desafia a própria natureza do monopólio natural das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A dinâmica aludida acima tem um caráter simplificado. Para uma análise mais precisa e profunda é necessário que se acrescente mais informações quanto às características da estrutura tarifária, da demanda, da possível difusão da geração distribuída, e das condições de equilíbrio.

No Brasil, a tarifa de fornecimento de energia elétrica segue um critério de remuneração dos custos em duas categorias:

- (i) Custos não-gerenciáveis (Parcela A), nos quais estão contidos os custos de compra de energia e os associados à transmissão e aos encargos setoriais; e
- (ii) Custos gerenciáveis (Parcela B), que são os custos de prestação do serviço de distribuição e a remuneração dos investimentos em capital físico feitos pelas distribuidoras.

Os custos da Parcela A, pagos pela distribuidora, são repassados em sua totalidade para a tarifa. Os custos da Parcela B devem ser aprovados pela ANEEL, seguindo os princípios de prudência e eficiência, considerando os custos de prestação do serviço de distribuição e a remuneração e depreciação dos ativos vinculados à prestação do serviço de distribuição. Após determinação dos custos da Parcela B, o órgão regulador pode calcular a Receita Requerida, que é a receita necessária para que a distribuidora possa pagar todos os seus custos e possa obter um retorno justo dos investimentos físicos que realizou para viabilizar a oferta de serviços. Esta receita requerida será revista periodicamente, nos processos de revisão tarifária, que costuma ocorrer a cada quatro anos. Porém, anualmente são feitas novas estimativas e ajustes relativos à Parcela A atualizada a Parcela B da distribuidora com base no IGP-M distribuidoras. Nesta revisão anual aplica-se também o chamado “Fator X”, que objetiva permitir a apropriação de parte dos ganhos de escala e de produtividade pelo consumidor, atuando como um incentivo aos ganhos de eficiência.

Outra maneira de realizar a separação de custos da distribuidora é pela sua natureza técnica. A tarifa de fornecimento de eletricidade da distribuidora pode ser dividida em:

- (i) Tarifa de energia (TE), relacionada ao pagamento dos custos de compra de energia elétrica e encargos setoriais; e
- (ii) TUSD: tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD), paga pelos consumidores cativos e livres que se destina à remuneração dos investimentos e serviços das concessionárias de distribuição e de transmissão.

Os custos que formam a TE são remunerados volumetricamente: cada consumidor paga em função do seu nível de consumo. Estima-se a demanda do período subsequente e, a partir desta, calcula-se a tarifa unitária por unidade de consumo (seja esta unidade um kWh ou um MWh) necessária para cobrir os custos. Concomitantemente, parte dos custos existentes da TUSD são remunerados pelo mesmo princípio volumétrico do consumo, sendo que no caso dos consumidores conectados na rede de baixa tensão toda a TUSD é baseada no princípio volumétrico. A outra parte é remunerada pela cobrança de uma taxa fixa baseada na potência contratada.

Embora maiores detalhes acerca da tarifação baseada em critérios volumétricos fujam do escopo deste texto, é importante compreender que tais critérios estão sujeitos a erros de previsão da demanda.

Neste sentido, a tarifação pela potência assume relevância. Esta relação entre tarifação por critérios volumétricos e tarifa por potência é essencial para analisar a possibilidade de uma espiral da morte.

Cabe ressaltar, que os impactos derivados do ingresso de consumidores no novo paradigma de geração distribuída para as distribuidoras serão temporalmente distintos. Logo, é importante fazer o exame da dinâmica prospectada para o curto prazo e daquela vislumbrada no longo prazo.

4.1. Curto prazo

No curto prazo a migração de consumidores para a geração distribuída pode trazer prejuízos e afetar o fluxo de caixa destas entre os períodos de revisão tarifária. Isto é decorrência do efeito da migração, que provocará um menor volume de consumo. Como a estrutura tarifária é formada de tal maneira que parte dos custos é coberta a partir do volume de consumo, e se este volume é menor do que o esperado, a tarifa multiplicada pelo consumo gerará uma receita menor que a requerida para remunerar as distribuidoras. Ou seja, o *lag* regulatório torna-se um risco para as distribuidoras em caso de entrada de geração distribuída. Pela regulação atual, a tarifa é reajustada para a nova demanda, porém as perdas incorridas não são recuperadas. Em partes, é este fenômeno de curto prazo que torna as distribuidoras contrárias à entrada de geração distribuída.

Uma solução para o problema de curto prazo descrito anteriormente é o *decoupling*. Ele objetiva remunerar as distribuidoras em cima dos custos, independentemente do volume de venda de energia. Ou seja, se a previsão de demanda não se concretizar e, por exemplo, for menor, as perdas de receita deste período serão compensadas no período seguinte, com um acréscimo da tarifa. O mesmo ocorre se o erro for uma superestimação. A receita a mais adquirida neste período será usada como um “subsídio” na nova tarifa. Este mecanismo do *decoupling* atua por meio de chamadas *contas de balanceamento*, que registram estas diferenças. Desta maneira, não há um acúmulo de perdas. Pode-se considerar que a distribuidora se torna, no curto prazo, indiferente à entrada de geração distribuída.

No entanto, é necessário destacar que, se por um lado o *decoupling* atua para incentivar a entrada de geração distribuída, por outro lado gera um incentivo adverso. Uma firma concessionária de distribuição protegida pelo *decoupling* será estimulada a elevar a sua base de ativos e, em muitas ocasiões, buscará expandir os seus custos por meio de bens físicos de capital (aumento de CAPEX), e não por meio de uma operação mais eficiente (aumento de OPEX). Este incentivo é o efeito Averch-Johnson¹⁹. Steve Kihm (2009) demonstra este efeito. A remuneração pelos serviços prestados por uma distribuidora deve levar em conta o seu custo de investimento (CAPEX) e os seus custos de operação e manutenção (OPEX). O OPEX é apenas coberto pela receita requerida. Já o CAPEX, não apenas é coberto, mas leva em conta uma taxa de retorno do capital, a partir do seu custo de oportunidade. O cálculo desta remuneração tem como base o custo de capital médio ponderado (WACC). Devido às assimetrias de informação entre o regulador e os agentes, o regulador tem dificuldade em determinar com exatidão os verdadeiros custos de capital (WACC). Os custos nunca poderiam ser

19 O efeito Averch-Johnson é a tendência de companhias reguladas engajarem-se em um excesso de investimentos de capital, de maneira a elevar o volume de seus lucros.

subestimados, pois desta forma a concessionária de distribuição não entraria no negócio. Os custos devem ser, ou estimados com exatidão, ou superestimados, para que a concessionária tenha incentivo econômico e financeiro para se manter no negócio.

A estimação do custo com exatidão é pouco exequível, em função das dificuldades relacionadas à assimetria de informação. Neste caso, o mais provável é que, de maneira geral, os custos (WACC) sejam superestimados. Logo, na maioria dos casos, as distribuidoras recebem uma remuneração pelo capital investido acima do seu custo de oportunidade. Se o *decoupling* for utilizado, a segurança da remuneração por esta taxa de retorno mais elevada aliada aos próprios ganhos desta remuneração acima do custo de oportunidade, gerará incentivos para o aumento desta base de ativos, ou seja, incentivos para aumento do CAPEX.

A entrada de geração distribuída exigirá novos investimentos para garantir viabilidade técnica, principalmente em relação à intermitência. Inicialmente, investimentos físicos na rede serão imprescindíveis. No entanto, após esta fase inicial, as concessionárias de distribuição podem manter as suas práticas usuais (atuando *business as usual*) ou podem utilizar a geração distribuída de maneira proativa, contribuindo para uma gestão eficiente e tornando o problema inicial, parcialmente, em uma solução (THINK, 2013). Ou seja, se as distribuidoras optarem por uma condução *business as usual*, as dificuldades de entradas subsequentes ocorrerão, majoritariamente, por meio de investimentos em capital físico, elevando o CAPEX. Em contrapartida, se a estratégia de uso da geração distribuída para a gestão da rede for priorizada, então grande parte do aumento de custos de CAPEX do *business as usual* será substituído por um aumento de OPEX, visto que uma gestão mais proativa da entrada de geração distribuída será capaz de adiar parte dos investimentos de rede. Assim, se uma distribuidora de energia elétrica estiver protegida pelo *decoupling*, e tiver incentivos a investir em capital, elevando o seu CAPEX, a decisão estratégica a ser adotada como mais efetiva é a do *business as usual*. Este é o efeito negativo do *decoupling*.

Por outro lado, o *decoupling* possui uma vantagem relacionada à facilidade de obtenção de capital a um custo reduzido. O custo de capital de uma distribuidora depende, em parte, da estabilidade de previsão de lucros. Investidores podem investir financeiramente em renda fixa ou em *equity*. Investimentos em renda fixa são mais seguros, detém menos riscos e remuneram a uma taxa menor que o investimento em *equity*. Investimentos em *equity* estão sujeitos a riscos, mas costumam ter um rendimento superior. Historicamente, investidores sempre identificaram os negócios em mercados regulados como bons investimentos do ponto de vista da segurança, pois uma regulação corretamente executada irá proteger a firma regulada e permitir um retorno justo (EEI, 2013). No entanto, a entrada de geração distribuída, conforme analisado anteriormente, ameaça a estabilidade e a rentabilidade das distribuidoras no curto prazo, em função do acúmulo de perdas derivadas do *lag* regulatório, e no longo prazo, por meio da “espiral da morte”. Esta instabilidade e aumento de dificuldade de previsão de lucros iria elevar o custo de capital, tornando a tarifa mais elevada. O *decoupling*, ao garantir o retorno regulado, elimina a possibilidade de aumentos decorrentes da incerteza de curto prazo, podendo diminuir o efeito destas sobre o custo de capital.

Portanto, o *decoupling*, enquanto solução de curto prazo terá resultados mistos em relação à sua influência sobre a tarifa. Se por um lado, há um claro incentivo à expansão dos investimentos por

meio do aumento do capital físico, elevando o CAPEX e tornando a operação menos eficiente do que poderia ser, por outro, possibilita obtenção de capital com custos mais baixos. O efeito sobre a tarifa não é claro *ex ante*.

4.2. Longo prazo

Com relação ao longo prazo, deve-se compreender melhor quais as condições determinantes para a efetiva concretização da “espiral da morte”, que é um tipo de equilíbrio instável. Implica assim afirmar que quando houver uma primeira perturbação, o equilíbrio não será mais restaurado, pois as variáveis tenderão a seguir trajetórias de divergência e não mais será possível equalizá-las. Henderson (1986) demonstra analiticamente qual é a condição necessária para que exista um equilíbrio estável.

Uma apresentação das condições torna necessária a compreensão do termo *elasticidade-preço da demanda*, definida como a razão entre a variação percentual da quantidade e a variação percentual do preço. Em outras palavras, o quanto, percentualmente, varia a quantidade demandada quando há uma variação percentual do preço.

A condição de Henderson é mais facilmente disposta seguindo a equação utilizada por Costello e Hemphil (2014):

Equação 1 - Condição de Henderson.

$$e > \frac{P}{P - cm}$$

Onde:

e representa a elasticidade-preço da demanda,

P representa o preço (ou a tarifa) e

cm representa o custo marginal²⁰.

Ou seja, quando a resposta da demanda dos consumidores for muito elevada, a ponto de superar a razão do lado direito, se dará início a um quadro de equilíbrio instável que resulta na “espiral da morte”. Torna-se necessária então a compreensão dos fatores que afetam esta desigualdade.

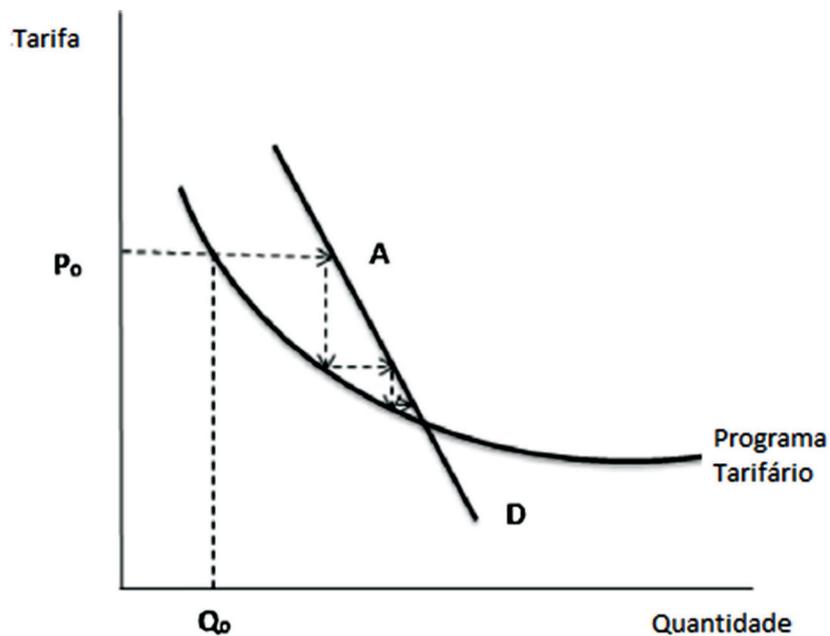
A começar pelo lado direito da desigualdade, percebe-se a presença de duas variáveis: o preço e o custo marginal. O preço é a tarifa, e esta é determinada regulatoriamente pela Receita Requerida e pelo volume de consumo. Ou seja, existe reduzido controle sobre o nível da tarifa uma vez que a estrutura tarifária esteja definida. No entanto, uma estrutura tarifária que permita desacoplar a remuneração de custos fixos (que não diminuem com a queda de consumo) do volume consumido, pode torná-la menos sujeita a elevações bruscas em função da queda do volume consumido. Esta questão será analisada mais adiante, com a sugestão de uma tarifa binômia.

²⁰ O custo marginal é o custo de produzir uma unidade a mais. Neste caso, de fornecer um MW/h a mais, por exemplo.

Quanto à elasticidade, esta depende principalmente da existência de bens substitutos. No caso das distribuidoras, refere-se aos substitutos de fornecimento de energia, onde entra a geração distribuída, que desafia o papel de monopólio natural da distribuidora. Ao criar uma opção, a elasticidade aumenta, pois os consumidores poderão migrar para esta, caso os preços tornem-se mais elevados.

Esta condição de equilíbrio pode ser visualizada graficamente. Antes, porém, é necessário introduzir o conceito de *programa tarifário*. A tarifa depende de dois fatores: Receita Requerida e quantidade de energia consumida. Para diferentes quantidades de energia consumida e uma Receita Requerida fixa, haverá diferentes tarifas que satisfaçam a condição de atender a esta. Esta relação é denominada de programa tarifário. A elasticidade (lado esquerdo da equação) pode ser vista como a inclinação da curva de demanda. O lado direito da condição de “espiral da morte” é a inclinação do programa tarifário. Ou seja, a condição acima pode ser interpretada em função da inclinação da curva de demanda e do programa tarifário. Sempre que a curva de demanda for menos inclinada (supõe elasticidade elevada) que a curva do programa tarifário, haverá a possibilidade de perturbações, como por exemplo, uma primeira migração para a geração distribuída, por alguns consumidores cativos, que vai determinar a “espiral da morte”. O Gráfico 11 exemplifica o caso de um mercado estável, com a curva de demanda mais inclinada que a do programa tarifário.

Gráfico 11 - Exemplo de Mercado de Distribuição Elétrica Estável.

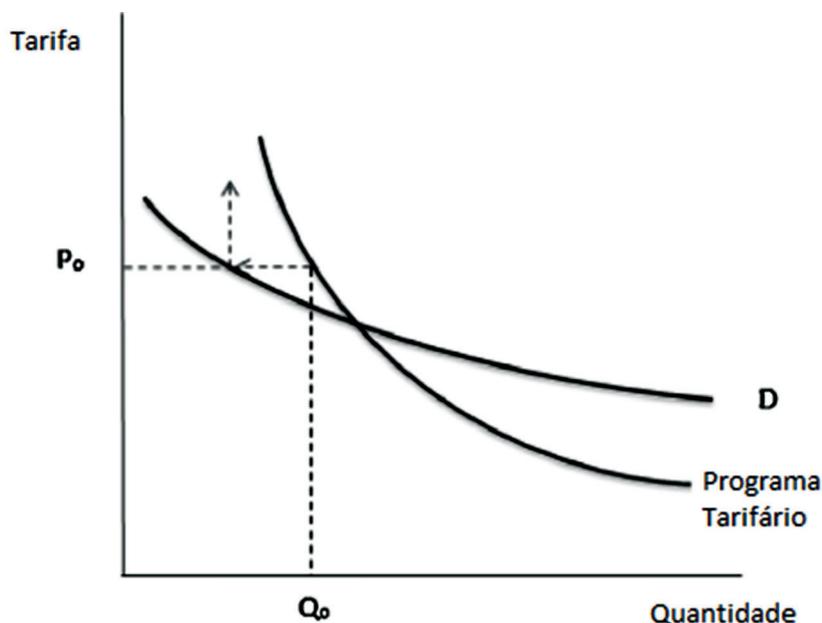


Fonte: Adaptado de Costello e Hemphil (2014)

Neste gráfico, quando o preço aumenta, a curva de demanda descola-se para a esquerda e obtém-se um novo equilíbrio. Não há realimentação endógena para que este equilíbrio seja perturbado. É como se, após uma entrada de consumidores na geração distribuída, não houvesse um estímulo muito grande para que outros mais migrassem, seja porque o preço não subiu muito, seja porque os custos de migração na caíram muito.

O Gráfico 12 procura ilustrar o caso de um mercado instável, onde um aumento de preços vai deslocar a demanda de tal maneira que será necessário um novo aumento de preços, o qual, por sua vez, afastará ainda mais a demanda, impossibilitando qualquer equilíbrio.

Gráfico 12 – Exemplo de Mercado de Distribuição Elétrica Instável.



Fonte: Adaptado de Costello e Hemphil (2014)

Uma vez esclarecido como a geração distribuída cria condições para a “espiral da morte”, é necessário analisar de que maneira pode-se responder a esta possibilidade. Em outros termos, como alterar o lado direito da desigualdade que conduz à “espiral da morte”.

O custo marginal é difícil de ser alterado no curto prazo. A sua alteração depende de progressos tecnológicos e de aprimoramentos de gestão. Não obstante, enquanto exista algum controle sobre este e desde que os custos de sua alteração não afetem a tarifa, que é o outro componente do lado direito, a sua redução deve ser procurada. Uma queda do custo marginal permite uma elasticidade mais elevada.

O outro componente é a tarifa, que depende da estrutura tarifária. Uma maneira de tornar este componente menos reativo a quedas do consumo, oriundas da migração de consumidores para a geração distribuída, por exemplo, é tornar os custos fixos menos dependentes do caráter volumétrico. Uma forma simples de entender isto é constatar que quedas no consumo vão resultar em quedas de custos variáveis, mas não em quedas do custo fixo, o qual permanecerá igual. Assim sendo, se a remuneração dos custos fixos tem um caráter estável na estrutura tarifária, quedas no consumo resultarão em aumentos menores da tarifa. A tarifa na qual existe separação dos custos fixos dos custos variáveis de fornecimento na tarifa de energia, remunerando os primeiros por uma taxa fixa e os segundos por critério volumétrico é denominada tarifa binômia. Figueiredo (2016) reforça a importância da segregação dos componentes tarifários destinados a remuneração do fio e da

commodity eletricidade, posto que a adequação da estrutura tarifária é crucial não apenas no sentido de fornecer sinalização econômica adequada aos consumidores, mas também como meio de garantir a sustentabilidade financeira das distribuidoras.

Andrade (2016) exemplifica o processo descrito acima através da demonstração do impacto da difusão da micro e da mini geração, sob o arcabouço regulatório atual, sobre a receita da Light. O autor argumenta que desde 2013 a participação da parcela A na tarifa de eletricidade tem aumentado consideravelmente, o que implicou em uma redução sucessiva da participação da parcela de Distribuição. Esta tendência comprimiu significativamente o EBITDA regulatório, que consiste na parcela da tarifa que efetivamente remunera o acionista pelos investimentos. Por exemplo, entre novembro de 2013 e novembro de 2015 a parcela B passou de uma participação de 23% para 13% da fatura da Light, com o EBITDA regulatório respondendo por apenas 7,6% deste montante. Andrade faz alusão à Audiência Pública 026/2015 (ANEEL, 2015), onde a nota técnica projetou que no cenário de maior difusão da micro e da mini geração, o máximo impacto seria de 2,3% em termos de redução de receita das distribuidoras. No entanto, o autor demonstra que quando esse percentual projetado é rebatido no EBITDA, o impacto sobre a remuneração da distribuidora até a Revisão Tarifa Periódica seria de 30%, o que resultaria em forte desequilíbrio econômico.

O autor aponta, ainda, que o valor pago pelos consumidores do grupo B (Baixa Tensão) como tarifa mínima está muito a quem do pagamento do custo do serviço da rede prestado pela distribuidora. No caso de um cliente B3 bifásico, por exemplo, no caso de um consumo verificado de 10.000 kWh-mês, o montante destinado ao pagamento da infraestrutura (da fatura de R\$ 5.435) seria de R\$ 1.250. No entanto, se o consumidor migrar para a geração distribuída e apresentar consumo menor que a geração, então ele pagará a tarifa mínima, no valor de R\$ 54. Andrade questiona, portanto, a eficiência do sinal de preço emitido nesta situação. Argumenta que, em um primeiro momento, essa diferença será paga pela distribuidora; posteriormente, entretanto, será rateada pelos consumidores remanescentes. Esta situação ilustra bem a existência de um subsídio perverso, que transfere renda do consumidor com menor renda para o consumidor com maior renda.

A tarifa binômica afeta também a elasticidade, a componente do lado esquerdo da Equação 1 na condição da espiral da morte. A migração para a geração distribuída, com a atual estrutura tarifária, permite uma redução do pagamento dos custos fixos para os consumidores, já que parte destes depende do critério volumétrico. Ou seja, consumidores que migram para a geração distribuída deixam de pagar por boa parte dos custos de rede. Conforme visto por Andrade (2016), existe algum grau de correlação entre renda e migração para geração distribuída, dado que alguns consumidores cativos não possuem condições financeiras para investir em micro e minigeração. Desta forma, este seria um subsídio perverso, com consumidores de menor renda subsidiando consumidores de maior renda. Quem deve pagar por estes custos são os consumidores cativos que não migraram para a geração distribuída. Este mecanismo constitui um subsídio cruzado, com os consumidores que migram sendo subsidiados pelos consumidores que permanecem integralmente dependentes da rede. A tarifa binômica elimina o subsídio cruzado. Sem este subsídio, o grau de atratividade da geração distribuída diminui, o que por sua vez reduz a elasticidade.

Um dos grandes desafios em desenvolver a tarifa binômica está em determinar um critério de discriminação dos custos fixos entre os consumidores que detêm um grau mínimo de dependência da rede de distribuição. O critério volumétrico permite uma discriminação muito eficiente dos custos a partir do consumo: consumidores que consomem mais (e possivelmente detêm maior renda) pagam por um volume maior destes custos que os consumidores que consomem menos (geralmente com uma renda menor). Quando se perde este instrumento de discriminação, dado que os consumidores que migram para a geração distribuída já não mais consomem apenas energia fornecida pela distribuidora, mas também própria, é necessário substituí-lo por outro, que detenha algum grau de correlação com a renda e o uso da rede.

Este critério de discriminação é importante e deve ser respeitado. Se, por exemplo, todos consumidores tiverem que pagar uma parcela fixa da tarifa exatamente igual, com a finalidade de cobrir os custos fixos das distribuidoras, não há nenhuma discriminação. O efeito resultante é o de os consumidores de menor renda, menor consumo e possivelmente menor uso da rede, terão que pagar parte considerável da sua tarifa apenas para remunerar os custos fixos, os quais antes eram baixos. Ou seja, houve uma transferência de custos dos consumidores de maior consumo para os de menor.

Uma sugestão para realizar a discriminação e alocação dos custos fixos de maneira fixa entre os consumidores é o uso do critério de potência. É possível medir a potência de uso da rede mesmo com um consumo muito pequeno. E a potência, espera-se, tem uma relação próxima com o nível de consumo e de renda, embora não perfeita. Talvez não seja um instrumento tão adequado para realizar a discriminação, mas é muito melhor que cobrar uma tarifa uniforme de todos os consumidores.

Conclusões

É importante destacar que o crescimento da participação da micro e da mini geração não deve ser analisado como uma mera diversificação da matriz elétrica. Esta interpretação tende a minimizar a necessidade de ajustes no:

- (i) Paradigma operativo do sistema;
- (ii) Arcabouço regulatório; e
- (iii) Modelos de negócios.

Em linhas gerais, é preciso reconhecer que está em curso uma transição tecnológica que impactará o setor elétrico em suas diferentes esferas. Prospecta-se, não apenas a continuidade da difusão de micro e mini geração e a crescente importância do gerenciamento da demanda, como também é preciso considerar os impactos da crescente participação de veículos elétricos na frota de veículos elétricos, sobretudo considerando a possibilidade do *vehicle to grid*, corroborando drive de possível disseminação de sistemas de armazenamento de energia nas unidades de consumo. Esta revolução tecnológica e o conjunto de medidas que serão tomadas para garantir sua difusão podem ser definidos como Recursos Energéticos Distribuídos, estando associados à implementação de sistemas de medição inteligentes e à crescente automação da rede elétrica. É possível vislumbrar um sistema onde consumidores sejam *prosumers* e, ao mesmo tempo, os dispositivos elétricos sejam monitorados em tempo real dentro do conceito de “internet das coisas”.

Um sistema elétrico caracterizado pela presença de recursos energéticos distribuídos e redes inteligentes deve ser entendido como o avanço da fronteira tecnológica. A implementação destas tecnologias e medidas são de grande importância para a garantia do suprimento de energia elétrica ocorrer com base em maiores níveis de qualidade e sustentabilidade. De todo modo, dado consistir em um processo de transição energética, é perceptível a necessidade de se considerar também questões econômicas, regulatórias, políticas e sociais.

A atual abordagem da ANEEL acerca da geração distribuída enfatiza e estimula a difusão da tecnologia de sistemas de micro e mini geração, não avaliando, ainda, aspectos associados a contratos de energia existentes, perda de faturamento da distribuidora, necessidade de investimentos em novos equipamentos de rede para lidar, por exemplo, com fluxos reversos de energia, implantação de novos procedimentos e ferramentas associadas à operação e manutenção, implantação de novos índices de qualidade dos serviços, implantação de novos critérios de segurança, aspectos de planejamento de ampliações e reforços na rede e finalmente novos critérios de contratação de energia. Deste modo, dado o estado incipiente de difusão tecnológica dos Recursos Energéticos Distribuídos, os problemas apresentados não são ainda identificados e quantificados com clareza e precisão, em especial a ênfase que tem que ser dada na criação de condições financeiras para a promoção da difusão.

Embora o Brasil já tenha avançado em alguns aspectos relacionados à inserção da micro e da mini geração, observa-se que marco regulatório ainda não é capaz de lidar com todas as mudanças e impactos da difusão da micro e mini geração nos sistemas elétricos. O estudo da experiência internacional revela diversas questões regulatórias que devem ser estudadas para promover uma difusão segura para manter a viabilidade técnica e econômica das distribuidoras e da garantir uma tarifa justa para os usuários que não têm intenção de migrar para o uso da micro e mini geração. Portanto, há incertezas acerca da forma de atuação e mecanismos de remuneração das empresas de distribuição, em função da necessidade de disponibilizar uma rede confiável. Tudo isso torna fundamental a análise do potencial de difusão destas tecnologias, o exame dos impactos sistêmicos deste processo e a proposição de ajustes e inovações regulatórias.

Ressalta-se que incentivos regulatórios à geração distribuída atuam como catalizadores do processo supracitado, provocando impactos diretos, como descontos sobre a TUSD e necessidade de adequação da rede de distribuição, e indiretos, como a redução do consumo e na receita das distribuidoras. O papel da regulação é essencial e estratégico para evitar que o processo de difusão da geração distribuída na matriz se dê em bases econômicas e técnicas pouco robustas, de forma a garantir o máximo benefício social possibilitado pelos Recursos Energéticos Distribuídos. Este equilíbrio poderia ser alcançado, por exemplo, através da introdução de tarifas diferenciadas²¹ e do incentivo ao uso de tecnologias que possuem uma maior sinergia sistêmica com a rede.

21 Este tipo de tarifa permitiria um sinal regulatório adequado, através de uma melhor separação entre o pagamento pela rede elétrica (fio) e pela *commodity* (energia) (Figueiredo, 2016). Atualmente, o artigo 13 do Decreto 62.724/1968, impede a cobrança por meio de tarifas diferenciadas, mas a Aneel pretende revisar este decreto até 2019 (Andrade, 2016).

Referências bibliográficas

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. “Tarifas de Energia.” (2015). Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>> acesso: <03/06/2016>

AGORA ENERGIEWENDE (Org.). Current and Future Cost of Photovoltaics. Berlin: Agora Energiewende, 2015.

AGRELL, P. J., BOGETOFT, P., MIKKERS, M., 2013. *Smart-grid investments, regulation and organization*. Energy Policy. v. 52, pp. 656-666.

ANDRADE, Diego. **Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição**. Rio de Janeiro, Firjan: Diego Andrade, 2016. 25 slides.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica nº 0017, de 13 de abril de 2015 que trata da proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST(Anexo IV)*.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 que trata do sistema de compensação de energia elétrica para geração distribuída*. Diário Oficial Da União. Seção 1, n. 76, pag. 53, Brasília, 2012

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 que altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST*.

ANEEL, C. T. (2014). *Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc.

CASTRO, R. Seminário Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição. *Geração Distribuída de Energia Elétrica* Rio de Janeiro, Firjan. 20 de maio de 2016

CASTRO, N. J. d. et al. Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro. Rio de Janeiro: UFRJ/IE/GESEL, Textos de Discussão do Setor Elétrico n 15. 2010.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. “Alternativas Energéticas: uma visão CEMIG.” Belo Horizonte (2012)

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária. *Convênio ICMS nº6 de 05 de abril de 2013 que estabelece disciplina para fins de emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de energia Elétrica.* Diário Oficial Da União. 12.04.23, despacho 73/13

COSTELLO, Kenneth W.; HEMPHILL, Ross C.. Electric Utilities’ ‘Death Spiral’: Hyperbole or Reality? **The Electricity Journal**. Amsterdã, p. 7-26. 10 dez. 2014.

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

E-BRIDGE CONSULTING, IAEW, OFFIS (Alemanha). *Moderne Verteilernetze für Deutschland: Verteilernetzstudie.* Bonn: E-bridge, 2014.

EPE, 2014a. Nota Técnica DEA 19/14– Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Brasil, Rio de Janeiro, 2014.

EPE, 2014b. Nota Técnica DEA 13/14– Estudos da Demanda de Energia – Demanda de Energia 2050. Brasil, Rio de Janeiro, 2014.

EPE, 2015. Plano Decenal de Expansão de Energia 2014. Brasil, Brasília, 2015.

EPE, 2016. Balanço Energético Nacional. Disponível em https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf . Acesso em 10 de maio de 2016.

FALCÃO, D. Seminário Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição. Rio de Janeiro, 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.

FIGUEIREDO, Job. **Perspectivas de Difusão de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs).** Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: Job Figueiredo, 2016. 46 slides.

GUERREIRO, A. 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.

International Energy Agency, 2014. World Energy Outlook. OECD/IEA, Paris.

JANNUZZI, Gilberto de Martino; DE MELO, Conrado Augustus. Grid-connected fotovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, v. 17, n. 1, p. 40-46, 2013.

Martins, Vanderlei Affonso. ANÁLISE DO POTENCIAL DE POLÍTICAS PÚBLICAS NA VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL. Diss. Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2015.

RAINERI, R. Seminário Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição. Rio de Janeiro, Firjan. 20 de maio de 2016.

REN21 - Renewable Energy Policy Network For the 21st Century(Org.). Renewables 2016 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat, 2016.

REN21 - Renewable Energy Policy Network For the 21st Century(Org.). The first Decade: 2004-2014.. Paris: REN21 Secretariat, 2014.

RODRIGUEZ, C. R. C., 2002. *Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Dissertação de Mestrado. Planejamento de Sistemas Energéticos. Universidade Estadual de Campinas. Campinas/SP, Brasil.

ROMAGNOLI, H. C., 2005. *Identificação de Barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro*. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis/SC, Brasil.

Rüther, R., & Zilles, R. (2011). Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy policy*, 39(3), 1027-1030.

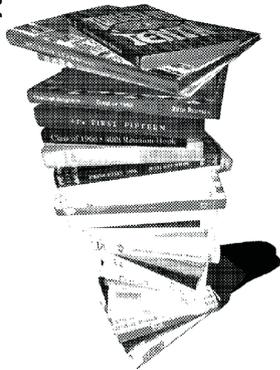
SAUAIA, Rodrigo. **Geração Distribuída Solar Fotovoltaica**. Rio de Janeiro: Rodrigo Sauaia, 2016. 17 slides, color.

SAUAIA, Rodrigo. **Energia Solar Fotovoltaica: Potencial, Oportunidades e Desafios**. Rio de Janeiro: Rodrigo Sauaia, 2016. 33 slides, color.

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.

SPERTINO, Filippo; DI LEO, Paolo ; COCINA, Valeria. (2014). Which are the constraints to the photovoltaic grid-parity in the main European markets? *Solar Energy*, July, v. 105, p.390-400.

YAN, Y., QIAN, Y., SHARIF, H., TIPPER, D., 2012. *A Survey on Smart Grid Communication Infrastructures: Motivations, Requirements and Challenges*. *Communications Surveys & Tutorials*, IEEE, v. 15, n. 1, pp. 5–20.



GOSTOU DO LIVRO?

acesse www.publit.com.br e descubra
ou encomende novos títulos de seu interesse.

QUER PUBLICAR O SEU?

Conheça nossas soluções editoriais de publicação.
Qualidade, Rapidez e Baixo custo.

PUBLIT SOLUÇÕES
EDITORIAIS

Prazer em Publicar



Rua Miguel Lemos, 41 - salas: 711 e 712 - Copacabana - Rio de Janeiro | RJ

email: editor@publit.com | 21 2525 3936

