

Ofício ABSOLAR N° 044/2018

São Paulo, 17 de dezembro de 2018.

Ao Excelentíssimo Senhor Ministro
WELLINGTON MOREIRA FRANCO
Ministro de Estado de Minas e Energia
Ministério de Minas e Energia – MME
Brasília – Distrito Federal – Brasil

Com cópia para:

Ildo Wilson Grudtner
Secretário de Energia Elétrica

Assunto: Solicitação de Extensão de Prazo para Contribuições para a Consulta Pública MME n° 63, de 11/12/2018, referente à Proposta de regulamentação do § 3° do artigo 15 da Lei n° 9.074, de 7 de julho de 1995 – Portaria que amplia as possibilidades de livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores.

Excelentíssimo Senhor Ministro,

A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR é uma associação com foco na inserção, estabelecimento e desenvolvimento da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica do País. A ABSOLAR coordena, representa e defende os interesses comuns de seus associados para o avanço do setor de energia solar fotovoltaica no Brasil, promovendo e divulgando a utilização desta fonte renovável e de baixo impacto ambiental no País. A entidade representa empresas nacionais e internacionais com operações no Brasil, atuando nos diferentes elos da cadeia de valor do setor solar fotovoltaico.

No que tange à Consulta Pública MME n° 63, de 11/12/2018, referente à Proposta de regulamentação do § 3° do artigo 15 da Lei n° 9.074, de 7 de julho de 1995 – Portaria que amplia as possibilidades de livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, a ABSOLAR recebeu propostas de seus associados para a matéria, para a qual o prazo estabelecido mostra-se bastante exíguo, de apenas sete dias corridos (17/12/2018).

A ABSOLAR entende que a proposta apresentada merece ser aprofundada, no que diz respeito a seus impactos nos diversos segmentos do setor solar fotovoltaico brasileiro, bem como no equilíbrio do mercado livre e do mercado incentivado, este último abrangendo as fontes renováveis de energia elétrica, tão relevantes para o desenvolvimento e a confiabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. A ABSOLAR é favorável à abertura de mercado, leia-se redução gradual dos limites para migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), nos termos constantes da proposta encaminhada pela entidade à Consulta Pública MME n° 33/2017 – Reforma do Marco

Avenida Paulista, 1636, 10° andar, conjuntos 1001 e 1002
Bela Vista • São Paulo - SP • Brasil • CEP 01310-200
Telefone: +55 11 3197 4560

www.absolar.org.br

Legal do Setor Elétrico Brasileiro (CP 33/2017), pela qual defende a abertura de ambos os mercados, convencional e de energia incentivada.

Contudo, a ABSOLAR manifesta e reforça sua preocupação com: (i) o prazo para implementação da redução do limite de migração de apenas seis meses, uma vez que este prazo exíguo pode trazer insegurança jurídica a contratos já celebrados e que não previam alteração repentina da normativa, sendo importante um tempo mínimo para amadurecimento do mercado para essa transição; (ii) o prazo de contribuição muito curto para analisar os impactos e receber propostas quanto a um assunto tão complexo quanto o tema em referência; e (iii) a previsibilidade para o investidor, haja vista que a aprovação de parte da abertura de mercado, discutida a exaustão na CP 33/2017, e ainda em discussão no Congresso Nacional por meio PL 1917/2015, acende um sinal amarelo para os investidores sobre a capacidade de se aprovar uma reforma mais ampla e robusta para o Setor Elétrico Brasileiro.

Caso o MME decida prosseguir com matéria, a ABSOLAR solicita, respeitosamente, a prorrogação do prazo de contribuição para início do próximo ano. Assim, a transparência, a participação setorial e o apreço aos requisitos técnicos que sempre pautaram o atual Governo Federal prevalecerão, permitindo melhores contribuições da sociedade.

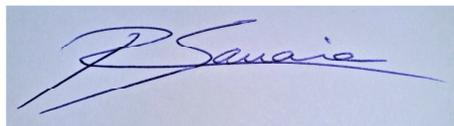
A metodologia para elaboração e aprovação de novas normativas adotada pelo MME desde 2016 trouxe benefícios intangíveis para a credibilidade do investidor e equilíbrio do arcabouço regulatório brasileiro. Nesse sentido, cabe lembrar que na portaria ministerial de “Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico”, merece destaque o princípio da “previsibilidade e conformidade dos atos praticados”, além do princípio da “transparência e participação da sociedade nos atos praticados”, motivo pelo qual entende-se ser mais adequada a discussão da abertura de mercado via PL 1917/2015.

Com isso, a ABSOLAR avalia que a alteração proposta deve ser encaminhada à sociedade através de alteração legislativa, conforme PL 1917/2015, resultado de uma discussão democrática e madura com todos os *stakeholders* do Setor Elétrico Brasileiro, e não de forma pontual por meio de portaria ministerial. Uma mudança dessa magnitude, com reflexos sistêmicos, inclusive podendo impactar a exposição involuntária das distribuidoras de energia e até comprometer a segurança de suprimento do sistema elétrico, tendo em vista que o modelo de leilões regulados que vigora não prevê migração em massa de consumidores livres, deveria ser realizada por meio de uma lei abrangente, que aprimore diversos pontos da oferta e demanda do Setor Elétrico Brasileiro.

Nesse cenário a ABSOLAR: (i) ratifica sua contribuição apresentada na CP 33/2017 no que diz respeito aos limites e prazos para abertura do mercado livre e do mercado incentivado, propondo que, (ii) seja concedido prazo adicional para aprofundamento do tema. Solicita-se, ainda, que (iii) o tema seja precedido de mudança legislativa, visando a necessária robustez e estabilidade regulatória que sempre fundamentaram o Setor Elétrico Brasileiro.

Certos da sensibilidade de Vossa Excelência para a proposição em pauta, a ABSOLAR agradece desde já pela abertura ao diálogo, atenção e interesse, colocando a entidade à inteira disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Com os meus melhores cumprimentos,



Dr. Rodrigo Lopes Sauaia
Presidente Executivo



Consulta Pública MME nº 33 – Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico Brasileiro

Contribuição da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR

Item: 3.2 (Preâmbulo)

Redação do documento:

A evolução tecnológica, com impactos já significativos sobre a competitividade de diversas classes de equipamentos e com perspectivas de reduções ainda mais pronunciadas de custos em um futuro próximo, é uma das principais condições de contorno para mudanças no setor. Destacam-se reduções nos custos de instalação das seguintes classes de tecnologias capital-intensivas:

- *Tecnologias de geração renovável como eólica ou solar fotovoltaica, com custos variáveis de produção desprezíveis e elevada variabilidade de curto prazo.* Efeitos de incrementos de sua participação na matriz elétrica incluem reduções nos custos marginais de operação, nos quais a formação de preços de curto prazo do mercado atacadista se baseia, e aumento da demanda por flexibilidade operativa no sistema.
- *Recursos energéticos distribuídos (RED), incluindo geração solar de pequena escala, armazenamento e carros elétricos.* Efeitos de uma maior participação de RED no sistema incluem alterações na relevância relativa dos fatores que evocam custos de expansão e expansão de redes elétricas, que podem impactar recuperação de receitas por distribuidoras em caso de inação regulatória, aumento do número de agentes buscando se envolver em transações comerciais no setor e abertura de oportunidades para extração de valor sistêmico da atuação individual destes agentes.
- *Tecnologias de medição avançada e de comunicação bidirecional com consumidores varejistas.* Efeitos do incremento da competitividade destas tecnologias incluem a viabilização de uma atuação mais ativa de

A evolução tecnológica, com impactos já significativos sobre a competitividade de diversas classes de equipamentos e com perspectivas de reduções ainda mais pronunciadas de custos em um futuro próximo, é uma das principais condições de contorno para mudanças no setor. Destacam-se reduções nos custos de instalação das seguintes classes de tecnologias **capital-intensivas**:

- *Tecnologias de geração renovável como eólica ou solar fotovoltaica, com custos variáveis de produção desprezíveis e elevada variabilidade de curto prazo.* Efeitos de incrementos de sua participação na matriz elétrica incluem reduções nos custos marginais de operação, nos quais a formação de preços de curto prazo do mercado atacadista se baseia, e aumento da demanda por flexibilidade operativa no sistema.
- *Recursos energéticos distribuídos (RED), incluindo geração solar de pequena escala, armazenamento e carros elétricos.* Efeitos de uma maior participação de RED no sistema incluem alterações na relevância relativa dos fatores que evocam custos **e benefícios para a expansão-e** expansão de redes elétricas, **que podem** capazes de proporcionar o **empoderamento do consumidor, com ganhos líquidos na eficiência e eficácia operativa do sistema interligado nacional e um impactar** ~~recuperação de receitas por distribuidoras em caso de inação regulatória,~~ aumento do número de agentes **com participação ativa buscando se envolver em transações comerciais** no setor ~~e,~~ **com uma consequente** abertura de **novas** oportunidades para extração de valor sistêmico da atuação individual destes agentes.

Item: 3.2 (Preâmbulo)	
consumidores na gestão de seu consumo de energia, incluindo respostas a preços e tarifas.	<ul style="list-style-type: none"> <i>Tecnologias de medição avançada e de comunicação bidirecional com consumidores varejistas.</i> Efeitos do incremento da competitividade destas tecnologias incluem a viabilização de uma atuação mais ativa de consumidores na gestão de seu consumo de energia, incluindo respostas a preços e tarifas.
Justificativas/comentários:	
<p>Proposta de alteração no texto para remover a subjetividade, adequar à realidade do mercado e dar maior coerência ao texto na ideia da transição: com as reduções de custo de instalação, tais tecnologias já deixaram de ser capital-intensivas. Essa premissa inserida no texto está inadequada e defasada da realidade dos mercados solar fotovoltaico e eólico. Existem diversas referências¹ que evidenciam a alta competitividade das tecnologias solar fotovoltaica e eólica frente às demais fontes de energia elétrica e o custo cada vez menor de sua infraestrutura operativa. A energia solar fotovoltaica vem quebrando inúmeros recordes de redução de preços², tanto em mercados tradicionais quanto em mercados emergentes, como EUA, México, Chile, Peru, Arábia Saudita, Índia, Emirados Árabes Unidos, entre outros. Adicionalmente, as perspectivas de redução de preços futuros destas tecnologias permanecem significativas, com estudos projetando redução média de 57% nos preços da energia solar fotovoltaica até 2025³.</p> <p>Por outro lado, é fundamental destacar, de forma equilibrada, transparente e coerente, que os efeitos de uma maior participação de RED no SIN vão além de possíveis impactos à receita das distribuidoras. Diferentemente do que a redação induz, os efeitos líquidos do aumento de RED no SIN são positivos para o sistema e para a sociedade brasileira como um todo, motivo que reforça a importância no papel indutor do Estado Brasileiro na aceleração da participação de RED na matriz elétrica brasileira.</p> <p>Conforme as avaliações realizadas pela ANEEL em sua Análise de Impacto Regulatório sobre a Resolução Normativa nº 482/2012⁴: “<i>pode-se concluir que a relação custo-benefício melhora à medida que se aumenta o número de consumidores e a potência instalada com microgeração</i>”. A redução de receita média das distribuidoras em função de microgeração e minigeração distribuída também foi calculada pelo estudo e, mesmo considerando-se os melhores</p>	

¹ Bloomberg. World Energy Hits a Turning Point: Solar That's Cheaper Than Wind, 2016. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-15/world-energy-hits-a-turning-point-solar-that-s-cheaper-than-wind>

² PV Magazine. Renewables sweep Chile's electricity market and set historic low prices. Disponível em: https://www.pv-magazine.com/2016/08/17/renewables-sweep-chiles-electricity-market-and-set-historic-low-prices_100025801/

³ IRENA, 2016. The power to change. Solar and wind cost reduction potential to 2025. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

⁴ Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL – Anexo V – Análise de Impacto Regulatório do Aprimoramento da RN 482/2012.

Item: 3.2 (Preâmbulo)

cenários da avaliação, será inferior a 0,1% até 2020 e a 1% ao longo de 10 anos de análise, sendo proporcionalmente insignificante frente aos demais fatores que influenciam a tarifa de energia elétrica. Adicionalmente, tal custo é amplamente compensado pelos benefícios associados à microgeração e minigeração distribuída, benefícios estes que precisam ser efetivamente calculados, em favor da transparência e adequada alocação de ganhos aos agentes que investem em RED.

O texto da forma como está escrito demonstra um posicionamento sem neutralidade ao afirmar que RED representam apenas custos, ignorando seus benefícios associados, amplamente conhecidos no setor elétrico. Os RED têm funções essenciais no balanço de carga e suprimento nas redes de distribuição, além de trazerem ao sistema inúmeros benefícios sinérgicos, dentre os quais cabe citar:

- Fornecimento de energia elétrica à rede de distribuição pelo consumidor viabilizada por investimento privado, proporcionando economia à expansão da geração, pela compra evitada de energia centralizada.
- Suprimento próximo ou junto à carga, postergando ou ainda evitando investimentos em linhas de transmissão e distribuição.
- Alívio de capacidade de subestações, alimentadores e linhas de distribuição, permitindo economia nos custos de operação e manutenção da rede de distribuição.
- Balanço elétrico pelo lado da demanda (ex. veículos elétricos, quando para diminuição da carga por autoconsumo). Esse balanço representa ferramenta estratégica para equilíbrio de preços e sustentabilidade financeira dos agentes, inclusive as distribuidoras.
- Segurança energética, pois tratando-se de RED provenientes de recursos renováveis, reduz-se a dependência do sistema de custos flutuantes de combustíveis fósseis e aumenta-se o portfólio de geração disponível para atendimento da demanda.
- Ampliação da eficiência energética: os RED e suas ferramentas de controle proporcionam maior gestão do consumo de energia elétrica e da performance do suprimento, contribuindo para que decisões sejam orientadas para o alcance de maior eficiência do sistema por meio de decisões racionais dos consumidores.
- Redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE).
- Entre outros.

Um elevado nível de penetração de RED na matriz elétrica brasileira não está previsto para o próximo horizonte decenal, mesmo considerando as projeções já atualizadas de participação da microgeração e minigeração distribuída no sistema. Neste horizonte, o Brasil sequer atingirá os níveis de participação observados atualmente em países com algum protagonismo no uso de RED, como EUA, Japão, Alemanha, Austrália, China, Reino Unido, entre outros. Mesmo no caso de maior penetração de RED na matriz, acomodar uma parcela crescente de geração distribuída na matriz proporcionará oportunidades de investimentos em novas tecnologias e serviços para monitoramento e adequação operativa do sistema. Desse modo, é fundamental que o Brasil dê início ao desenvolvimento de análises imparciais de custo-benefício destas tecnologias, com base em metodologias internacionalmente reconhecidas e de forma

Item: 3.2 (Preâmbulo)

imparcial e neutra⁵, considerando não apenas os custos, mas de igual forma os benefícios proporcionados pelos RED ao setor elétrico e, principalmente, à sociedade brasileira.

Item: 3.3 (Preâmbulo)

Redação do documento:

Adicionalmente, a valorização da possibilidade de escolhas individuais é um fenômeno social que também deixa suas marcas no setor elétrico, contribuindo para as pressões sobre a criação de condições para a participação mais ativa de consumidores na gestão de seu consumo de energia, por meio de ações que incluem a implantação de geração distribuída atrás do medidor a mudança de padrões de consumo em resposta a preços e a contratação de serviços – incluindo comercialização de energia - ajustados aos perfis de consumidores.

Redação proposta:

Justificativas/comentários:

A ABSOLAR apoia a valorização do consumidor como agente central do setor elétrico brasileiro e o reconhecimento do seu direito de gerar a sua própria energia elétrica.

⁵ NREL. Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System, 2014. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62447.pdf>

Grupo 1 – Compromissos de Reforma e Elementos de Coesão

Item: 3.19 (Autoprodução)	
<p>Redação do documento:</p> <p>Não obstante, a figura da autoprodução é carente de uma previsão legal que ajuste adequadamente os contornos e diretrizes que equilibrem seus benefícios e ônus. Para tanto, se propõe as seguintes alterações na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995:</p> <p>(..)</p>	<p>Redação proposta:</p> <p>Não obstante, as figuras da autoprodução, da microgeração distribuída, da minigeração distribuída e do sistema de compensação de energia elétrica, são carentes de uma previsão legal que ajuste adequadamente os contornos e diretrizes que equilibrem seus benefícios e ônus. Para tanto, se propõe as seguintes alterações na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995:</p> <p>(...)</p> <p style="text-align: center;">Seção III</p> <p style="text-align: center;">Das Opções de Compra, da Autoprodução, da Microgeração e Minigeração Distribuída e do Sistema de Compensação de Energia Elétrica por parte dos Consumidores</p> <p>Art. 14-D Considera-se microgerador e minigerador distribuído de energia elétrica o consumidor que possua central geradora de energia elétrica a partir de fontes renováveis e cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, diferenciados entre microgerador e minigerador distribuído de acordo com a potência injetada da central geradora, conforme regulamentação da ANEEL.</p> <p>§1º É assegurado ao microgerador e minigerador distribuído o direito de acesso às redes de distribuição de energia elétrica.</p> <p>§2º Também é considerado microgerador e minigerador distribuído de energia elétrica o consumidor que participe do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), conforme Art. 14-E, e de outros modelos regulatórios de microgeração e minigeração distribuída regulamentados pela ANEEL.</p>

Item: 3.19 (Autoprodução)

§3º A destinação da energia elétrica produzida por microgeração e minigeração distribuída independe da localização geográfica da geração e do consumo, ficando o microgerador e minigerador distribuído submetido às disposições da ANEEL para instalação e conexão à rede dos sistemas de microgeração e minigeração distribuída, garantido tratamento específico, simplificado e ágil.

§4º O pagamento de encargos e a cobrança de bandeiras tarifárias pelo microgerador e minigerador distribuído deverá ser apurado com base no consumo líquido.

§5º Considera-se consumo líquido do microgerador e minigerador distribuído o consumo de energia elétrica fornecida pela rede de distribuição subtraído da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela central de microgeração e minigeração distribuída e, no caso de unidade consumidora participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, também subtraído dos créditos de energia elétrica acumulados, conforme regulamentado pela ANEEL.

§6º Todos os atributos e serviços técnicos, elétricos, ambientais e demais, provenientes da central geradora de microgeração e minigeração distribuída e da energia elétrica por ela gerada, são de titularidade do proprietário da referida central.

§7º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para central de microgeração e minigeração distribuída, sendo suficiente a emissão pela distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração distribuída e a celebração do Acordo Operativo para a minigeração distribuída, conforme regulamentado pela ANEEL.

Item: 3.19 (Autoprodução)

§8º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora.

§9º A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída.

§10º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 14-E Fica estabelecido o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), sistema no qual a energia elétrica injetada por central geradora classificada como microgeração e minigeração distribuída é posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica.

§1º É assegurado o direito de participar do SCEE aos consumidores das seguintes categorias, conforme regulamentado pela ANEEL:

- I- com microgeração e minigeração distribuída;
- II- integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;
- III- caracterizada como geração compartilhada; e
- IV- caracterizada como autoconsumo remoto.

§2º Para fins de compensação, a energia elétrica injetada por central geradora classificada como microgeração e minigeração distribuída passa a representar crédito de energia, em quantidade de energia, que poderá ser compensado com o consumo de energia elétrica, conforme regulamentado pela ANEEL.

Item: 3.19 (Autoprodução)

§3º Quando o crédito de energia for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo o montante de energia elétrica equivalente ao custo de disponibilidade.

§4º O excedente de energia elétrica que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto.

§5º O faturamento de consumidores participantes do SCEE deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh.

§6º O titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do SCEE, podendo solicitar a alteração deste percentual junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, conforme regulamentado pela ANEEL.

§7º Os créditos de energia são determinados em termos de energia elétrica, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica.

Justificativas/comentários:

A microgeração e minigeração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) são ferramentas estratégicas para consumidores de todos os portes, perfis e mercados que busquem economia, maior previsibilidade de preços, autonomia de suprimento e responsabilidade ambiental. As

Item: 3.19 (Autoprodução)

figuras elencadas carecem de previsão legal que traga a necessária segurança jurídica e previsibilidade aos consumidores e empreendedores do setor para investirem em novos projetos.

Desse modo, analogamente ao exposto no item 3.19 para a autoprodução, os conceitos de microgeração e minigeração distribuída, bem como do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecidos a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, necessitam de adequada fundamentação legal. Consequentemente, com base nos princípios da isonomia, coerência e segurança jurídica, a ABSOLAR recomenda o estabelecimento de marco legal objetivo para estes conceitos, em linha com a intenção de aprimorar as regras de funcionamento do setor elétrico brasileiro e trazer maior transparência e previsibilidade para os agentes do mercado. A proposta está diretamente alinhada com os princípios almejados pelo MME, valorizando o consumidor e proporcionando maior clareza para a tomada de decisões, com mais eficiência e racionalidade de mercado, trazendo a necessária segurança jurídica e previsibilidade para o desenvolvimento do segmento da geração distribuída.

Complementarmente, é fundamental assegurar aos proprietários destes sistemas a titularidade sobre os atributos e serviços proporcionados pela microgeração e minigeração distribuída à matriz elétrica, uma vez que os mesmos são frutos de investimentos privados oriundos diretamente destes agentes. Portanto, a ABSOLAR recomenda explicitar no texto do marco legal para os conceitos em pauta que tais atributos e serviços são de titularidade dos proprietários do sistema de microgeração e minigeração distribuída e não podem ser apropriados ou utilizados por terceiros, sem prévio consentimento dos mesmos. Esta diretriz também contribui para o desenvolvimento futuro de novos modelos de negócio, voltados para áreas como: créditos de carbono; certificados de energias renováveis; prêmio de incentivo às renováveis; comercialização de serviços ancilares; mecanismos de desenvolvimento limpo (MDL); entre outros.

Item: 3.34 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)

Redação do documento:

Redação proposta:

Para tanto, em relação aos consumidores do mercado livre, é preciso alterar o art. 15 da Lei no 9.074, de 1995:

“Art. 15

§7º-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o §7º a percentual inferior à totalidade da carga.

Item: 3.34 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)

§7º-B O consumidor que exercer a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei deverá, a partir de 1º de janeiro de 2018 garantir o atendimento de 15% de sua carga através dos empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação, observado o disposto no art. 3º, inciso X, da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§7º-C O consumidor que exercer a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei deverá, a partir de 1º de janeiro de 2025 garantir o atendimento de 20% de sua carga através dos empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação, observado o disposto no art. 3º, inciso X, da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§7º-D O consumidor que exercer a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei deverá, a partir de 1º de janeiro de 2030 garantir o atendimento de 25% de sua carga através dos empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação, observado o disposto no art. 3º, inciso X, da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996.
.....” (NR)

Essa mudança também repercute no art. 3o da Lei no 9.427, de 1996, com supressão do termo totalidade:

“Art. 3º

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento ao mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores

Item: 3.34 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)	
	<p>que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.” (NR)</p> <p>No que tange aos consumidores regulados, é apropriado ajustar o art. 2o da Lei no 10.848, de 2004, prevendo a flexibilização pelo Ministério de Minas e Energia:</p> <p>“Art. 2º ... §1o-A O Ministério poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o caput a percentual inferior à totalidade da carga.” (NR)</p>
Justificativas/comentários:	
<p>A ampliação do mercado livre como está proposta no texto apenas elimina o mercado para a contratação de energia incentivada por meio de consumidores especiais e não estabelece nenhuma forma de compensação para as fontes incentivadas participarem do mercado livre.</p> <p>A simples diminuição do limite de carga para migração do consumidor livre de 3.000 kW para 75 kW, por exemplo, promove uma ampliação do mercado livre para o gerador de energia convencional de grande porte, em detrimento dos pequenos e médios produtores de energia renovável, como as fontes solar, eólica e biomassa. Desse modo, faz-se necessário estabelecer mecanismos para manter a isonomia capazes de promover, de forma prioritária, a incorporação das fontes renováveis e de baixo impacto ambiental na matriz elétrica brasileira, valorizando também os benefícios decorrentes da incorporação de geração distribuída a partir de fontes renováveis na matriz elétrica nacional.</p> <p>Para que a expansão do mercado livre ocorra de forma sustentável, regras devem ser construídas para estruturar o setor de forma ordenada e em alinhamento com o planejamento de longo prazo, a citar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estabelecer sinais de incentivo ao desenvolvimento das fontes renováveis estabelecidas como prioritárias ao desenvolvimento sustentável e de longo prazo do país, contribuindo para o cumprimento das metas de redução de emissões de gases de efeito estufa assumidas pelo Brasil junto ao Acordo de Paris (exemplos de políticas públicas que poderiam ser aplicadas ao ACL: Renewable Energy Standards – RES; Renewable Portfolio Standards – RPS; Renewable Energy Certificates – REC); 	

Item: 3.34 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)

- Garantir mecanismos competitivos à geração distribuída a partir de fontes renováveis, promovendo a incorporação destas tecnologias por geradores de energia elétrica participantes do ACL;
- Observar a financiabilidade da expansão e os contratos legados;
- Mecanismos adequados de habilitação para comercializador/gerador;
- Figura de comercializador varejista;
- Tratamento de inadimplências (desligamento, garantias, etc);
- Especificação de medidores (balancear demandas de equipamentos em determinados períodos);
- Tratamento para clientes com alto risco de crédito tais como, baixa renda, hospitais, prefeituras, etc;
- Equilíbrio econômico-financeiro de todos os envolvidos.

Assim, a proposta visa incorporar nova sistemática de incentivo. Propõe-se o estabelecimento de uma porcentagem mínima de contratação de fontes renováveis de energia elétrica pelos agentes de mercado pertencentes ao mercado livre para a formação de seu lastro contratual, como também do portfólio contratado pelas distribuidoras de energia para o atendimento de seu mercado regulado. Adicionalmente, recomenda-se o alinhamento desta porcentagem com as metas previstas para a incorporação de fontes renováveis não-hídricas à matriz elétrica brasileira, parte das propostas apresentadas pelo Brasil ao Acordo de Paris, de 23% de fontes renováveis solar, eólica e biomassa até 2030, motivo pelo qual propõe-se adequação de meta para 25% até 2030.

Um possível efeito colateral que poderia ser verificado com a adoção desta nova política seria o estímulo do mercado de agentes comercializadores e comercializadores varejistas que dariam maior liquidez e agilidade na estruturação destes lastros contratuais ao mercado, simplificando a operacionalização desta nova política junto ao mercado livre.

Como a CCEE já possui o controle adequado dos lastros de contratação (Energia Convencional e Energia Incentivada), os mercados das fontes de geração convencional como também da geração incentivada seriam preservados, garantindo a competição saudável de cada um deles. Desta forma ficaria preservada, com a implantação destas medidas, a valoração de atributos e externalidades e a melhor representação do preço. Além disso, cria-se um estímulo para a busca da eficiência técnica e locacional entre as fontes de geração incentivadas.

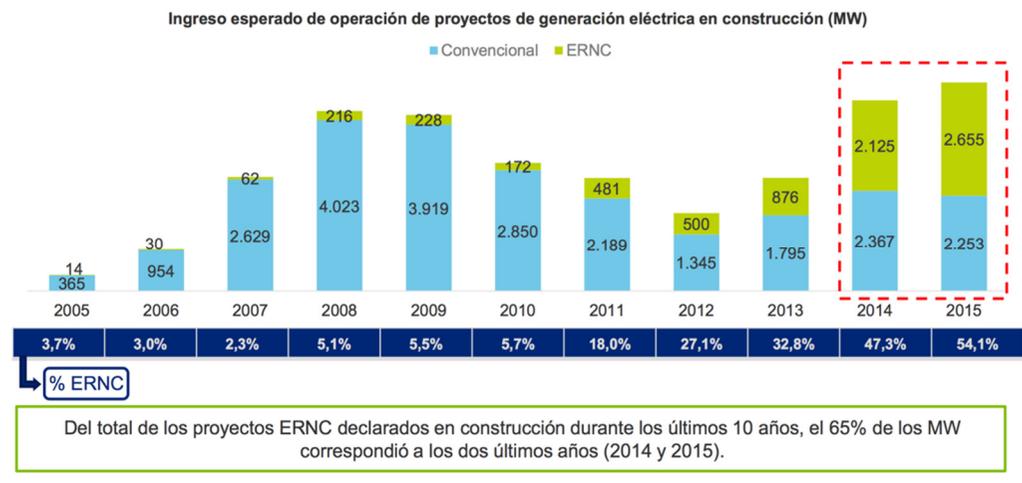
A sugestão também está baseada nas experiências de sucesso da Inglaterra (<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro>) e do Chile que pode ser verificada no Estudo do Setor Elétrico do Chile realizado pela DELOITTE, em anexo.

Como resultado de uma Política Governamental bem implantada, iniciada em 2005, verificamos no Chile em sua evolução nos investimentos em Geração de Energia desde 2005 até 2015, a ampliação de implantação de energias renováveis sustentáveis (ERNC) e sustentabilidade do seu Sistema Elétrico.

Item: 3.34 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)

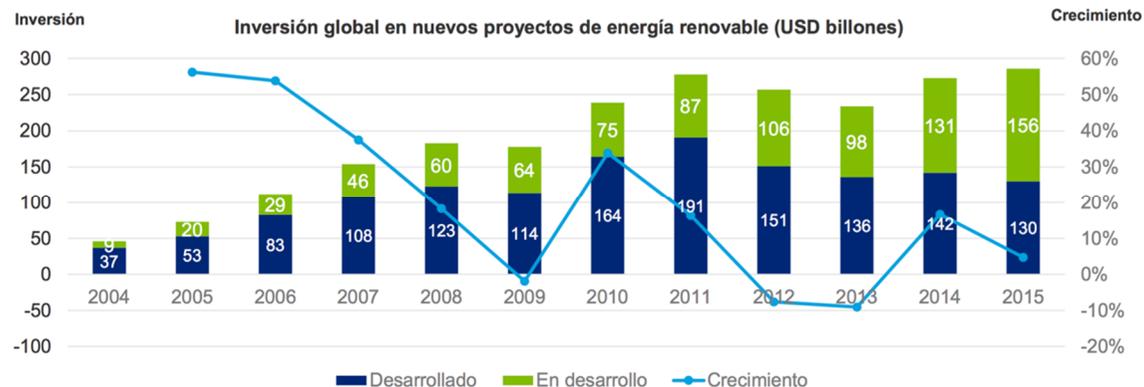
Como podemos ver abaixo, de 2005 a 2015 (as informações detalhadas podem ser verificadas nos estudos da DELOITTE), houve a manutenção do crescimento de Geração Convencional juntamente com um aumento significativo de Energias Renováveis, com a investimentos de US\$ 82 bi somente em 2015.

No Brasil, no entanto, as políticas utilizadas pela Inglaterra e pelo Chile que definiam como premissa a obrigatoriedade pelo gerador da obtenção de parte de sua energia elétrica a ser vendida proveniente de fontes incentivadas, podem ser ajustadas ao nosso ambiente de contratação livre (ACL) e regulada (ACR) que já operam com energia convencional e energia incentivada, facilitando muito a sua implementação.



Observando o exemplo do Chile que implantou uma política semelhante em 2005 através da Lei nº 20.018 (Ley 20.018 – Ley Corta II) que estabeleceu a porcentagem de 5% para fontes de energia incentivada (no caso do Chile, a % de energia incentivada deveria ser adquirida pelo gerador e não pelo consumidor, o que mais aderente as regras vigentes no Chile pela inexistência das regras de mercado que temos no Brasil para controle de lastro dos agentes). Em 2008, o Chile ampliou este limite para 10% através da Lei 20.257 (Ley ERNC 2008), e novamente em 2013, o Chile ampliou este limite para 20% a partir de 2025. Desta forma observamos o seguinte efeito (fonte Estudo do Mercado de Energia do Chile – Deloitte):

Item: 3.34 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)



Este estímulo foi tão benéfico ao sistema elétrico chileno que hoje, a utilização energia incentivada superou as exigências mínimas estabelecidas pelo marco legal do país.

Item: 3.36 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)

Redação do documento:

A mesma medida de separação entre atacado e varejo é repercutida na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, em relação à parcela dos consumidores especiais que permanecerão nessa condição até que os limites de acesso amplo e irrestrito ao mercado livre se reduzam. Além disso, limita-se a comunhão de fato e de direito às migrações que se concretizem até o fim de 2017. A partir de 2018, além do respeito à fronteira do atacado e do varejo, o segmento especial só poderá ser composto por unidades consumidoras que individualmente tenham carga de pelo menos 500 kW.

A mesma medida de separação entre atacado e varejo é repercutida na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, em relação à parcela dos consumidores especiais que permanecerão nessa condição até que os limites de acesso amplo e irrestrito ao mercado livre se reduzam. Além disso, limita-se a comunhão de fato e de direito às migrações que se concretizem até o fim de ~~2017~~2023. A partir de ~~2018~~2024, além do respeito à fronteira do atacado e do varejo, o segmento especial só poderá ser composto por unidades consumidoras que individualmente tenham carga de pelo menos 500 kW.

“Art. 26.

§5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste art., os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil

Item: 3.36 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)	
<p>“Art. 26.</p> <p>§5º Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste art., os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem.</p> <p>§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.</p> <p>§5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017.</p> <p>§5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput.</p>	<p>quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500-75 kW (quinhentos-setenta e cinco quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº no 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem.</p> <p>§5º-A A partir de 1º de janeiro de 20182022, no exercício da opção de que trata de que trata o Art. 16º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.</p> <p>§5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista de que trata o Art. 16º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, neste art. até 31 de dezembro de 2017.</p> <p>§5º-CB Os consumidores que realizarem a escolha prevista de que trata o Art. 16º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, neste art. até 31 de dezembro de 20172024 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput.</p>
Justificativas/comentários:	

Item: 3.36 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)

É proposto ajuste nas datas da Lei, sendo a vigência da possibilidade da união de consumidores por comunhão de interesses de fato ou de direito, possível até a data de abertura do mercado do mercado livre para empreendimentos inferiores a 500 kW (a partir de 2024).

A ABSOLAR não concorda com a retirada da possibilidade de empreendimentos de fonte solar, eólica e biomassa de comercializarem energia para um conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito. Nesse caso, a carga mínima pode ser de 75 kW (setenta e cinco quilowatts). Analogamente ao estabelecido na regulamentação atual, unidades consumidoras unidas por comunhão de fato e de direito que totalizem carga de pelo menos 75 kW podem ingressar no mercado livre e contratar energia incentivada, conforme Art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Na realidade, atualmente, o limite econômico desta migração se encontra em um patamar próximo a 200 kW devido principalmente aos custos necessários para adequação do sistema de medição e secundariamente, aos custos de comunicação com CCEE e demais taxas do mercado. Desta forma, unidades com baixa carga entre 75 kW e 200 kW encontram hoje inviabilidade econômica de migração.

No §5º-A e §5º-B propõe-se o ajuste de data para ficar compatível com a ampliação do mercado livre, respectivamente para inferior a 1000 kW e inferior a 500kW. Caso essa mudança seja incorporada, o §5º-B perde sentido e por isso sugere-se sua revogação.

Corrige-se “este art.” para a referência adequada.

A ampliação do mercado livre sem estabelecer condições pode resultar em uma redução da competitividade da minigeração distribuída (empreendimentos entre 75 kW e 5 MW). É importante notar que, seguindo os princípios de decisões de mercado orientadas pela eficiência que regem esta proposta de reorganização do SEB, a manutenção da competitividade da GD é fundamental de modo que a mesma se apresente como possibilidade factível aos agentes para estimular tomadas de decisão por parte do mercado de maneira eficiente com sinais econômicos adequados.

Item: 3.38 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)

Redação do documento:

Os consumidores especiais possuem restrição de compra de energia de fontes incentivadas. Essas fontes gozam de desconto nas tarifas de uso das redes de transmissão e de distribuição, aplicável sobre a produção e sobre o consumo da energia, de modo que cada unidade de expansão do segmento especial implica um aumento dos subsídios pagos pela Conta de

Redação proposta:

Os consumidores especiais possuem restrição de compra de energia de fontes incentivadas. **À exceção da fonte solar**, essas fontes ~~gozam já~~ **usufruíram durante inúmeros anos** de desconto nas tarifas de uso das redes de transmissão e de distribuição, aplicável sobre a produção e sobre o consumo da energia, de modo que cada unidade de expansão do segmento especial implica um aumento dos subsídios pagos pela Conta de

Item: 3.38 (Redução dos limites para acesso ao mercado livre)

Desenvolvimento Energético – CDE. Este desenho resulta em subsídios cruzados, afetando adversamente a alocação de custos no setor.

Desenvolvimento Energético – CDE. Este desenho resulta em subsídios cruzados, afetando adversamente a alocação de custos no setor.

Justificativas/comentários:

A ABSOLAR destaca que, ao contrário do que expõe o texto, a fonte solar fotovoltaica não fez uso de desconto nas tarifas de uso da rede de transmissão e distribuição, muito menos pelos períodos de décadas já aproveitados por outras fontes mais maduras. Por meio de levantamento histórico de dados da CDE, se demonstra claramente que a fonte solar não contribuiu e não contribui para os custos e subsídios cruzados da CDE para fontes incentivadas. Dessa forma, para garantir o tratamento isonômico entre as fontes, a fonte solar deve receber mesmo suporte governamental para a sua fase inicial de estabelecimento e desenvolvimento na matriz elétrica brasileira que já foi concedido para fontes convencionais (hidrelétricas de grande porte e termelétricas) e fontes incentivadas (eólica, biomassa e PCHs). Adicionalmente, fala-se em eliminação de subsídios para fontes incentivadas em função de maior isonomia e desoneração da CDE, porém não se menciona os subsídios fornecidos atualmente aos combustíveis fósseis, carvão mineral e óleo diesel para atendimento aos sistemas isolados. Ou seja, a tratativa na Nota Técnica sobre este tema mostra-se preocupantemente incompleta, parcial e ferindo os princípios da isonomia, na medida em que não menciona os representativos subsídios atualmente existentes na CDE para as fontes convencionais de geração de energia elétrica do país e nem estabelece prazos para sua efetiva eliminação. Tal diretriz arrisca aprofundar ainda mais o desnivelamento histórico entre fontes convencionais frente às fontes renováveis incentivadas. Neste sentido, faz-se fundamental avaliar de forma madura e aprofundada os impactos dos subsídios destinados a estas fontes, que representam bilhões de reais por ano em custos adicionais aos consumidores brasileiros e como minimizá-los, por exemplo: (i) subvenções destinadas à geração de energia elétrica por termelétricas; (ii) cobertura dos dispêndios com a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); (iii) subsídio ao custo de combustíveis de empreendimentos termelétricos; entre outros. Recomendamos ao MME que traga estes temas a debate junto à sociedade brasileira e ao setor elétrico nacional, de modo que possamos tratar com transparência o tema e definir os caminhos destes pesados subsídios que oneram consumidores de todos os portes e perfis.

Grupo 2 – Medidas de Destravamento

Item: 3.48 (Destravamento da obrigação de contratação)	
<p>Redação do documento:</p> <p>A proposta também exige alteração da Lei nº 9.074, de 1995, desta vez no art. 17: “Art. 17 §9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.</p> <p>§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL.</p> <p>§11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.</p> <p>§12. Após instituição da centralizadora de contratos: I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.”</p>	<p>Redação proposta:</p> <p>A proposta também exige alteração da Lei nº 9.074, de 1995, desta vez no art. 17: “Art. 17 §9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.</p> <p>§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede e titulares da transmissão, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL.</p> <p>§11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.</p> <p>§12. Após instituição da centralizadora de contratos: I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.”</p>
<p>Justificativas/comentários:</p> <p>A proposta visa contribuir para uma alocação justa e equilibrada dos custos de liquidação centralizada da transmissão entre todos os agentes de mercado que fazem uso do procedimento e se beneficiam do mesmo, tanto pelo lado da oferta, quanto pelo lado da demanda.</p>	

Item: 3.60 (Acoplamento entre formação de preço e operação)	
<p>Redação do documento: (...) III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (...) §5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários.</p>	<p>Redação proposta: (...) III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão deverão ser adquiridos em mecanismo competitivo regulamentado pela ANEEL e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (...) §5º-A Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o §5º deve ser feita no máximo em intervalos de tempo horários.</p>
<p>Justificativas/comentários:</p> <p>A proposta de troca da palavra “poderão” para “deverão” visa prover maior clareza à redação, estabelecendo um compromisso objetivo para a regulamentação de um mecanismo de contratação e remuneração de serviços ancilares de energia elétrica. A definição de preços com base em intervalos horários é bem-vinda pelo setor solar fotovoltaico, seguindo as seguintes premissas⁶, deve:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ser implementada anteriormente ou simultaneamente à implementação da tarifa binômia. • Ser bem definida, transparente e de fácil compreensão para o consumidor permitindo que os mesmos tomem ações responsivas para reduzir o consumo de energia adaptar seu perfil de carga ou se beneficiar de microgeração ou minigeração distribuída. • Incluir sinais de preços precisos, para uso de energia de pico, fora de pico e possivelmente transição entre os períodos. <p>Fomentar o desenvolvimento de novas soluções tecnológicas e de mercado, capazes de agregar valor ao setor elétrico brasileiro em prol de uma operação mais estável, robusta e segura da matriz elétrica nacional. Cabe destacar que as tarifas horárias devem ser estabelecidas sem prejuízo à implementação de novas tecnologias, como microgeração e minigeração distribuída, armazenamento de energia ou gestão da demanda, entre outras.</p>	

⁶ SEIA. Rate Design Guiding Principles for Solar Distributed Generation. Disponível em: <http://www.seia.org/research-resources/rate-design-guiding-principles-solar-distributed-generation-0>

Item: 3.78 (Separação de Lastro e Energia)

Redação do documento:

Do ponto de vista formal, a implementação da separação de lastro e energia exige alteração da Lei nº 10.848, de 2004:
(...)
§3º Os custos da contratação de que trata o caput serão pagos por meio encargo tarifário para essa finalidade e serão rateados na forma do art. 3º-A.
(...)
§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:
I - confiabilidade;
II – velocidade de respostas às decisões de despacho;
III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica;
IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada;
V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e
VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência."

Redação proposta:

Do ponto de vista formal, a implementação da separação de lastro e energia exige alteração da Lei nº 10.848, de 2004:
(...)
§3º Os custos da contratação de que trata o caput serão pagos por meio encargo tarifário para essa finalidade e serão rateados na forma do art. 3º-A.
(...)
§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos, físicos, **econômicos, sociais e ambientais dos empreendimentos habilitados no certame**, tais como:
I - confiabilidade;
II – velocidade de respostas às decisões de despacho;
III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica;
IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada;
V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo;
VI – capacidade de regulação de tensão e de frequência;
VII – **previsibilidade, disponibilidade e preço do recurso primário para a geração de energia elétrica;**
VIII – **capacidade de atração de investimentos e geração de empregos em território nacional;**
IX – **emissões de gases de efeito estufa e material particulado por MWh gerado; e**
X – **uso de recursos hídricos por MWh gerado.**

Justificativas/comentários:

Item: 3.78 (Separação de Lastro e Energia)

Conforme levantamento com os associados da ABSOLAR, a incerteza relacionada à separação do lastro e energia é alta. Ponderamos algumas advertências sobre o modelo proposto:

- Não há track-record para esse tipo de mercado, prejudicando a bancabilidade de projetos. A garantia de segurança do suprimento depende da financiabilidade da expansão, que não está assegurada pelo modelo proposto, o que poderá resultar em aumento de custos aos consumidores ou ainda restrição de suprimento de energia elétrica ao país;
- É necessária maior clareza quanto ao modelo de precificação; a credibilidade do modelo de formação de preços é um requisito necessário para implantação do modelo.
- A precificação do lastro deve ser robusta para viabilizar novos investimentos e não gerar custo adicional aos consumidores;
- Necessidade de avaliação detalhada do impacto regulatório da proposta de separação de lastro e energia.
- Definir o período de transição para o modelo, por exemplo, criar um histórico de pelo menos 5 anos para tornar os preços críveis. Uma recomendação seria realizar leilões cujo PPA seja baseado em lastro somente a partir de 2025 para que seja possível ter referências de mercado com base na energia existente.

O conceito de separação de lastro e energia proposto pelo MME valoriza lastro elétrico, mas não lastro energético. Na medida em que o lastro elétrico não leva em consideração os atributos e qualidades das fontes renováveis, existe prejuízo para as fontes renováveis com o modelo proposto. Seria fundamental que a separação de lastro e energia também levasse em consideração os atributos energéticos e ambientais, de modo a nivelar a competição para as fontes renováveis.

A separação de lastro e energia precisa levar em consideração os atributos das fontes renováveis: previsibilidade; CVU nulo (baixo risco cambial e de garantia de suprimento); versatilidade e agilidade de construção (resposta rápida ao crescimento de demanda); complementariedade; projetos geograficamente distribuídos; redução de emissões de gases de efeito estufa; entre outros.

Sobre o §3º, é fundamental realizar uma análise do impacto desse encargo aos consumidores previamente ao seu estabelecimento.

Grupo 3 – Alocação de Custos e Racionalização

Item: 3.101 (Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas)	
<p>Redação do documento:</p> <p>3.101. Para tanto, são propostas alterações na Lei no 9.427, de 1996: “Art. 3º</p> <p>XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes:</p> <p>b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;</p> <p>c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e</p> <p>d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.” (NR)</p> <p>“Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:</p> <p>I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e</p> <p>II – podem prever tarifas diferenciadas por horário.</p>	<p>Redação proposta:</p> <p>Para tanto, são propostas alterações na Lei no 9.427, de 1996: “Art. 3º</p> <p>XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes:</p> <p>b) a partir de 31 de dezembro de 2025, utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;</p> <p>c) a partir de 31 de dezembro de 2025, utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e</p> <p>d) a partir de 31 de dezembro de 2025, valorizar os eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga, incluindo os benefícios elétricos, econômicos, ambientais e sociais, calculados pela ANEEL.</p> <p>e) para as unidades consumidoras com microgeração e minigeração distribuída e unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, a cobrança da tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição se dará de forma diferenciada, proporcional ao seu efetivo uso dos serviços transmissão e distribuição, bem como diferenciada para os casos de central geradora com e sem carga associada, com base em metodologias específicas regulamentadas pela ANEEL.</p> <p>Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:</p>

Item: 3.101 (Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas)

§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.

§2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Art. 15-B A fatura de energia elétrica deverá discriminar, para qualquer tensão de fornecimento:

I - as tarifas segregadas de que tratam o inciso I do art. 15-A; e

II – os valores correspondentes à compra de energia elétrica, ao serviço de distribuição de energia elétrica, ao serviço de transmissão de energia elétrica, às perdas de energia de energia e aos encargos setoriais.”

I – **A partir de 31 de dezembro de 2025**, devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e

II – ~~podem~~ **devem** prever tarifas diferenciadas por horário, **sinal locacional, benefícios elétricos, econômicos, ambientais e sociais, conforme alínea d do inciso XVIII do Art. 3º, calculados pela ANEEL.**

§1º **As componentes da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão relativas ao transporte de energia elétrica não poderão** ~~ser cobradas~~ **em Reais por unidade de energia elétrica consumida,** ~~vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.~~

§2º **As componentes da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão relativas às perdas e encargos setoriais deverão ser cobradas em Reais por unidade de energia elétrica consumida.**

§3º ~~§2º~~ **A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer a partir de 31 de dezembro de 2024-2025 e, para a microgeração e minigeração distribuída, deverá ocorrer de forma gradual, em incrementos de 10% ao ano, até a integralidade de sua implantação em 31 de dezembro de 2035.**

Justificativas/comentários: O conceito de aplicação de tarifação binômica a todos os consumidores de energia elétrica do país constitui um tema extremamente complexo e que requer uma avaliação aprofundada de impactos regulatórios, jurídicos, tributários, econômico-financeiros e de quais tipos de sinais serão transmitidos aos consumidores com esta medida. Consideramos necessária uma avaliação específica, voltada exclusivamente para este tema, sujeita a um debate em separado junto aos demais órgãos do setor elétrico e agentes do mercado, com transparência, coerência e maturidade. É necessário que passo anterior seja instituído, de forma a se obter mais subsídios para analisar esta questão, com a devida profundidade e fundamentação técnica e econômica. A transição para esse modelo tarifário deve ser pensada de maneira gradual, minimizando os impactos para os consumidores atuais. Em

Item: 3.101 (Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas)

particular, consumidores com microgeração e minigeração distribuída devem poder permanecer no seu modelo de tarifação atual, de modo a evitar a perda de direitos e reduzir o risco de judicialização.

A aplicação de tarifação binômica agrega um risco elevado de um aumento significativo de custos aos clientes de baixa tensão, pressionando em especial os clientes residenciais, comerciais, micro, pequenas e médias empresas, assim como os custos com energia elétrica na administração pública. O impacto desta medida no atual momento de crise da economia brasileira é crítico, aumentando o custo de vida da sociedade e reduzindo a competitividade dos pequenos negócios no país, responsáveis por uma parcela significativa da geração de empregos, renda e movimentação econômica do Brasil.

Anteriormente a qualquer mudança estrutural no modelo de tarifação aplicado aos consumidores, é necessário um estudo detalhado das possibilidades de tarifação e como elas afetariam os diferentes segmentos de atuação do mercado de energia elétrica nacional, de modo a garantir a adequada participação dos agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização, bem como incentivar a adoção pelos consumidores de tecnologias e tendências nacionais e internacionais de interesse para o desenvolvimento sustentável e eficiente do setor elétrico brasileiro.

Em especial, faz-se necessária uma avaliação madura e aprofundada sobre como valorar adequadamente os benefícios trazidos pela geração distribuída de energia elétrica a partir de fontes renováveis e de baixo impacto ambiental, capaz de contribuir sensivelmente para o atingimento das metas de redução de emissões de gases de efeito estufa assumidas pelo Brasil, através de investimentos privados diretamente efetuados pelos consumidores.

Neste sentido, cabe destacar que o modelo de tarifação binômica atualmente aplicado a consumidores de alta tensão não provê tal valoração em sua composição tarifária. Isso representa um considerável desincentivo econômico-financeiro a soluções como a microgeração e minigeração distribuída, o que acaba por inviabilizar a participação dos consumidores atualmente sujeitos a tarifação binômica no Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Particularmente sobre a microgeração e minigeração distribuída, no caso da simples aplicação do modelo atual de tarifação binômica, conforme estudo realizado na área de concessão de dez distribuidoras sobre o impacto da tarifação binômica ao investimento dos microgeradores fotovoltaicos⁷, os cálculos demonstram que: *“Caso fosse implementado um regime de tarifação binômica, cerca de 50% da economia mensal deixaria de existir, sendo agora destinada à cobertura de custos fixos da distribuidora. Dessa forma, em seis distribuidoras o investimento não se pagaria, enquanto nas outras quatro a média do payback seria de 22 anos. Portanto, a implementação de um modelo de cobrança binomial praticamente inviabilizaria o investimento em microgeração fotovoltaica no país”*. Desse modo, zelando pelo adequado reconhecimento do valor da geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil, a ABSOLAR recomenda revisão do texto proposto para a Lei nº 9.427, de 1996, com base nas seguintes premissas:

⁷ Konzen, G., Naciff de Andrade, G. O efeito de uma tarifa binômica no retorno financeiro da microgeração fotovoltaica, VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte (MG), abril de 2016.

Item: 3.101 (Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas)

- (1) Cronograma:** ressalta a importância de se definir um cronograma para implantação de sinais locais na definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, que esteja concatenado à implementação gradual da tarifação binômica. A proposta de adequação da data de referência para este processo “a partir de 31 de dezembro de 2025” encontra inúmeras fundamentações. O cronograma proposto pela ABSOLAR leva em consideração a necessidade de desenvolvimento de processos internos e externos nos agentes do setor, bem como da operacionalização aos mais de 80 milhões de consumidores brasileiros, de mecanismos de tarifação com incorporação simultânea dos sinais horários e locacional, bem como da valoração dos benefícios elétricos, econômicos, sociais e ambientais provenientes da microgeração e minigeração distribuída. Adicionalmente, este prazo permitirá o desenvolvimento de um cronograma gradual de implementação da tarifação binômica, com tempo adequado para que todos os agentes envolvidos neste processo planejem e implementem os profundos ajustes necessários aos seus modelos de negócios, operações, gestão e planejamento futuro. Diferentemente, ao propor um prazo de “até 2021” para a implantação da tarifa binômica, cria-se insegurança jurídica e imprevisibilidade cronológica por conta da palavra “até”, uma vez que a mesma não estabelece data definida para a efetiva implementação da medida, motivo pelo qual consideramos a palavra inapropriada. Por sua vez “a partir de” garante a adequada clareza legal aos agentes e aos órgãos do governo para a efetivação desta transição. Quanto ao prazo, conforme ampla consulta aos associados da ABSOLAR, incluindo empresas com grupo de distribuição de energia elétrica, houve consenso de que o prazo até 2021 seria inapropriado para a efetivação de todas as mudanças necessárias para aplicar e efetivamente operacionalizar um modelo de tarifação binômica no país, sendo considerado o prazo de 2025 extremamente desafiador, mas mais realista. No caso específico da microgeração e minigeração distribuída, visando garantir que o procedimento de segregação das componentes tarifárias ocorra gradualmente, recomendamos o estabelecimento de uma rampa gradual para a incorporação desta segregação aos microgeradores e minigeradores distribuídos. Desse modo, a cada ano seriam incorporados +10% das componentes segregadas à metodologia de cálculo tarifário dos consumidores, evitando prejuízos bruscos e significativos aos consumidores participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.
- (2) Tarifação horária:** um dos objetos principais neste item é a autorização legal para definição de tarifas diferenciadas por horário, dando segurança jurídica à regulação da matéria. No entanto, é necessário remover a incerteza associada à palavra “podem”. Desta forma, ficam estimuladas a geração distribuída em horários mais adequados ao SEB, como o estímulo à implantação de sistemas de armazenamento de energia associado a geração de energia, além de tornarem o consumo mais eficiente por meio de um maior acoplamento entre o sinal de preço e a operação. Desse modo, a tarifa binômica deve estar atrelada aos sinais horário, locacional e valoração dos benefícios provenientes da geração distribuída, sendo implementada de forma simultânea a estes mecanismos tarifários. Em alinhamento com este posicionamento, o item 3.39 da Nota Técnica indica que a eficiência de alocação de custos para a geração distribuída está associada a um compromisso de implantação da tarifa binômica com prazo predeterminado à cobertura legal para tarifas horárias, sinal locacional na rede de distribuição e valoração de benefícios dessa geração. Adicionalmente, cabe destacar que os medidores de energia elétrica atualmente utilizados nas unidades consumidoras do país, em especial naquelas de baixa tensão, não possuem funcionalidade de medição horária. Por este motivo, será necessária a implementação de um cronograma estruturado de substituição de medidores, que exigirão tempo e recursos financeiros adequados para sua efetiva implementação. Desse modo, o prazo até 2021 não comportaria a implementação de todas estas alterações em tempo hábil e com os recursos escassos da conjuntura atual do setor elétrico brasileiro e da economia do país. A implementação deste

Item: 3.101 (Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas)

modelo tarifário a partir de 2025 ainda representa um cronograma extremamente desafiador, mas com maior probabilidade de sucesso em sua operacionalização junto aos consumidores. Resta em aberto, no entanto, a pergunta de quem pagará por esta adaptação de infraestrutura, uma vez que os consumidores, especialmente os de baixa tensão, encontram-se pesadamente pressionados por um cenário macroeconômico desfavorável, com 14 milhões de brasileiros desempregados e pequenas empresas altamente endividadas.

(3) Sinal locacional: a tarifa binômica deve estar atrelada aos sinais horário, locacional e valoração dos benefícios provenientes da geração distribuída, sendo implementada de forma simultânea a estes mecanismos tarifários. Para a transmissão, o sinal locacional é parcialmente contemplado pelo EUST. Para o sistema de distribuição, a ANEEL com base em informações das concessionárias deve definir os atributos locacionais de acordo com a rede, e sem arbitrariedade da distribuidora local. A mensuração de atributos locacionais no sistema de distribuição é viável técnica e economicamente, requerendo, no entanto, capacidade computacional adicional, tanto em software quanto em hardware, e os agentes necessitam garantir estarem aptos para realizar tal contabilização. Adicionalmente, o sinal locacional deve prever a adequada valoração dos benefícios provenientes da geração distribuída junto ou próximo à carga, estimulando os agentes a buscar os pontos nas infraestruturas de transmissão e distribuição que agreguem mais benefícios e, conseqüentemente, gerem maior valor para a implantação de geração distribuída, em favor de um sistema elétrico mais eficiente e eficaz. Os atributos locacionais promovem uma gestão mais otimizada da rede, com maior eficiência operacional e possibilidade de redução de novos investimentos em reforço de rede. Sendo assim, estes benefícios deverão ser adequadamente valorados e objetivamente explicitados como atributos da geração distribuída. Adicionalmente, devido às complexidades técnicas e operacionais de implementação do sinal locacional para todos pontos da rede na baixa tensão, é necessário um cronograma realista para a implementação da medida aos consumidores de baixa tensão. O prazo até 2021 não comportaria a implementação de todas estas alterações em tempo hábil e com os recursos escassos da conjuntura atual do setor elétrico brasileiro e da economia do país. A implementação deste modelo tarifário a partir de 2025 ainda representa um cronograma extremamente desafiador, mas com maior probabilidade de sucesso em sua operacionalização junto aos consumidores.

(4) Valoração dos benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga: a tarifa binômica deve estar atrelada aos sinais horário, locacional e valoração dos benefícios provenientes da geração distribuída (geração de energia elétrica próxima da carga), sendo implementada de forma simultânea a estes mecanismos tarifários. Quanto à redação do item **d)**, que aborda esta valoração, seria inadequada a inclusão da palavra “eventuais” aos benefícios, pois isso traria subjetividade ao texto em lei”. Diferentemente, é necessário realizar o devido reconhecimento dos atributos que a geração de energia elétrica junto ou próximo da carga trazem ao sistema. Tais benefícios devem ser avaliados de forma abrangente, incorporando tanto os aspectos elétricos, quanto econômicos, ambientais e sociais atrelados à energia elétrica. Esta abordagem proporcionará maior transparência e previsibilidade aos agentes na valoração dos benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.

Em relação à valoração da microgeração e minigeração distribuída (item **e)**), a geração distribuída traz benefícios tangíveis ao sistema elétrico, que devem ser corretamente quantificados e alocados aos seus usuários. As componentes da TUSD que representem tais benefícios ou custos evitados não devem ser aplicadas a unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída. A não aplicação de tarifas diferenciadas que reflitam

Item: 3.101 (Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas)

tais benefícios consistiria em um subsídio cruzado às avessas e representaria uma contradição com a diretriz de correta sinalização de preços da proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Em unidades consumidoras onde não houver carga, e sim somente uma instalação de microgeração ou minigeração distribuída, faz-se mais adequada a aplicação da TUSDg ao invés da TUSDc, uma vez que a primeira aloca mais precisamente os custos de distribuição decorrentes do atendimento àquela determinada unidade consumidora.

Diversos estudos técnicos e científicos internacionais⁸ que já realizaram análises detalhadas quanto às suas contribuições à sociedade, comparando inclusive seus benefícios e custos, comprovam que (ver figura a seguir⁸) o saldo líquido entre benefícios e custos da inserção de geração distribuída em matrizes elétricas é vastamente positivo, sendo que os benefícios superam, por ampla margem, os custos. Em especial, os benefícios da geração distribuída não se limitam unicamente aos ganhos à infraestrutura do sistema elétrico e incorporam uma série de outros eixos estratégicos ao país.

⁸ Rocky Mountain Institute. A Review of Solar PV Benefits and Costs Studies, 2013. Disponível em: https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/05/RMI_Document_Repository_Public-Rep_rts_eLab-DER-Benefit-Cost-Deck_2nd_Edition131015.pdf

Xcel Energy, Inc. Costs and Benefits of Distributed Solar Generation on the Public Service Company of Colorado System. May 2013.

SAIC. 2013 Updated Solar PV Value Report. Arizona Public Service. May, 2013 Beach, R., McGuire, P., The Benefits and Costs of Solar Distributed Generation for Arizona Public Service. Crossborder Energy May, 2013.

Norris, B., Jones, N. The Value of Distributed Solar Electric Generation to San Antonio. Clean Power Research & Solar San Antonio, March 2013.

Beach, R., McGuire, P., Evaluating the Benefits and Costs of Net Energy Metering for Residential Customers in California. Crossborder Energy, Jan. 2013.

Rabago, K., Norris, B., Hoff, T., Designing Austin Energy's Solar Tariff Using A Distributed PV Calculator. Clean Power Research & Austin Energy, 2012.

Perez, R., Norris, B., Hoff, T., The Value of Distributed Solar Electric Generation to New Jersey and Pennsylvania. Clean Power Research, 2012.

Mills, A., Wiser, R., Changes in the Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot Case Study of California. Lawrence Berkeley National Laboratory, June 2012.

Energy and Environmental Economics, Inc. Technical Potential for Local Distributed Photovoltaics in California, Preliminary Assessment. March 2012.

Energy and Environmental Economics, Inc. California Solar Initiative Cost-Effectiveness Evaluation. April 2011.

R.W. Beck, Arizona Public Service, Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Jan. 2009.

Perez, R., Hoff, T., Energy and Capacity Valuation of Photovoltaic Power Generation in New York. Clean Power Research, March 2008

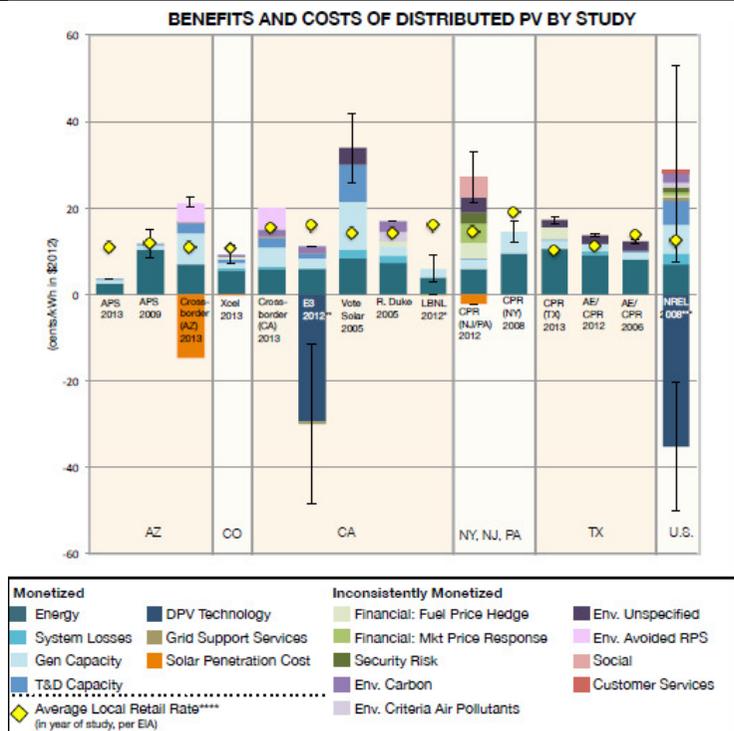
Contreras, J.L., Frantzis, L., Blazewicz, S., Pinault, D., Sawyer, H., Photovoltaics Value Analysis. Navigant Consulting, Feb, 2008.

Hoff, T., Perez, R., Braun, G., Kuhn, M., Norris, B., The Value of Distributed Photovoltaics to Austin Energy and the City of Austin. Clean Power Research, March 2006.

Smeloff, E., Quantifying the Benefits of Solar Power for California. Vote Solar, Jan. 2005.

Duke, R., Williams, R., Payne A., Accelerating Residential PV Expansion: Demand Analysis for Competitive Electricity Markets. Energy Policy 33, 2005. pp. 1912-1929

Item: 3.101 (Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas)



Apesar de reconhecer a existência de diversos desses benefícios, não se conhece nenhuma análise específica do MME, ANEEL ou EPE acerca do assunto. Por este motivo, a ABSOLAR recomenda que o MME realize um estudo quantitativo aprofundado, analisando e comparando todos os principais benefícios e custos da microgeração e minigeração distribuída, para que possa estabelecer, de forma objetiva e qualificada, o real valor à sociedade brasileira oriundo da energia elétrica gerada por meio da microgeração e minigeração distribuída, para, a partir daí, concluir pela melhor abordagem, sob o ponto de vista técnico e do interesse público, de tarifação. O prazo até 2021 não comportaria o estudo e definição de valor para cada uma destas componentes em tempo hábil de sua aplicação. A implementação deste modelo tarifário a partir de 2025 ainda representa um cronograma extremamente desafiador, mas com maior probabilidade de sucesso em sua operacionalização junto aos consumidores.

Item: 3.101 (Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas)

Com a avaliação dos custos e benefícios advindos da geração distribuída, avança-se no reconhecimento do valor que esta energia elétrica gerada próxima do ponto de consumo proporciona ao sistema, garantindo uma adequada remuneração dos seus atributos à matriz e à sociedade e contribuindo para um crescimento sustentável e de longo prazo da geração distribuída na matriz elétrica nacional. Um ponto de atenção está em garantir que não ocorram distorções tarifárias, nas quais as unidades consumidoras sejam oneradas em excesso ou desproporcionalmente pelo uso do sistema de distribuição, fator que comprometeria a adequada alocação de responsabilidades entre os agentes e prejudicaria o desenvolvimento da geração distribuída no país.

Item: 3.113 (Subsídios às Fontes Incentivadas)

Redação do documento:

Essas propostas resultam em alteração do art. 26 da Lei no 9.427, de 1996:

“Art. 26.

§1o-C Os percentuais de redução a que se referem os §§ 1o, 1o-A e 1o-B:

I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; e

II – serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-D Para outorgas concedidas a novos empreendimentos entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, exceto para consumo próprio, com observância das seguintes características:

I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.;

Redação proposta:

Essas propostas resultam em alteração do art. 26 da Lei no 9.427, de 1996:

“Art. 26.

§1º-C Os percentuais de redução a que se referem os §§1o, 1o-A e 1o-B:

I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; e

II – serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de ~~2018~~2017.

§1º-D Para outorgas e registros concedidos a novos empreendimentos ~~entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029~~ até 31 de dezembro de 2030, deverá ser pago prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia ~~injetada produzida, exceto para consumo próprio,~~ pelo período de outorga do empreendimento, contabilizado a partir da data de entrada em operação do mesmo, com observância das seguintes características:

Item: 3.113 (Subsídios às Fontes Incentivadas)

II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts);

III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.

§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D:

I - corresponderá ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir;

II - será idêntico entre as fontes de que trata este art.; e

III – será pago ao titular da outorga.

§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E:

I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e

II – será pago até 31 de dezembro de 2030 para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029; e

III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

I - aproveitamento referido no inciso I do caput deste art.;

II - empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts);

III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais; e

IV – empreendimentos classificados como microgeração e minigeração distribuída, conforme Art. 14-D da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

§1º-E O prêmio de que trata o §1º-D:

I - será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética, sendo divulgado em 1 de janeiro de cada ano, valendo para os contratos celebrados no ano em questão e sendo corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir ~~corresponderá ao valor médio, em reais por unidade produzida de energia elétrica, exceto aquela destinada a consumo próprio, pago no ano de 2016, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir;~~

II - será diferenciado por fonte de que trata este art. ~~será idêntico entre as fontes de que trata este art.; e~~

III - será diferenciado para microgeração e minigeração distribuída; e

Item: 3.113 (Subsídios às Fontes Incentivadas)

§1º-G Os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicuem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.” (NR)

IIIIV - será pago ao titular da outorga, do registro ou do empreendimento de microgeração e minigeração distribuída.

§1º-F O valor do prêmio de que trata o §1º-E:

I - será calculado observando os percentuais incidentes na produção e no consumo e a participação proporcional dos tipos de empreendimentos beneficiários; e

II – será pago até 31 de dezembro de 2030 pelo período de outorga do empreendimento, contabilizado a partir da data de entrada em operação do mesmo para empreendimentos outorgados entre 1º de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2029 ou registrados até 31 de dezembro de 2030; e

III – será pago pelo prazo da outorga atual, no caso de empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2017.

§1º-G Os titulares das outorgas dos empreendimentos de que tratam os §§1º, 1º-A, 1º-B e inciso II do §1º-C poderão receber o prêmio de que trata o §1º-D desde que abdicuem da aplicação dos percentuais de redução previstos nos arts. §§1º, 1º-A, 1º-B.” (NR)

Justificativas/comentários: Os descontos na TUST e TUSD foram estabelecidos com o objetivo principal de ampliar a participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. Sob a perspectiva da fonte solar fotovoltaica, que ainda não se beneficiou de desconto nas tarifas de uso da rede de transmissão e distribuição, tal desconto tem papel fundamental para o adequado estabelecimento e desenvolvimento da tecnologia no país, situação também válida para outras fontes renováveis de menor maturidade, contribuindo para o desenvolvimento de novas fontes renováveis de geração de energia estratégicas ao país e de interesse da sociedade brasileira. Diferentemente de outras fontes renováveis mais maduras (hídrica, biomassa, eólica), que tiveram apoio governamental direto para o seu desenvolvimento e amadurecimento no país, por meio de programas como PROINFA I, PROINFA II e pela própria utilização dos descontos na TUST e TUSD, a fonte solar fotovoltaica está em processo embrionário de inserção na matriz elétrica brasileira, com participação atual de 0,01% do atendimento da demanda nacional, conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN) 2016. Por este motivo, é de fundamental importância o estabelecimento de um prêmio que efetivamente considere as diferenças entre as fontes renováveis e que sejam capazes de promover o avanço das

Item: 3.113 (Subsídios às Fontes Incentivadas)

fontes renováveis em diferentes estágios de maturação no país, consideradas estratégicas para o desenvolvimento das nações no século XXI. Em especial deve-se levar em consideração as metas estabelecidas pelo Brasil de aumento da participação das fontes renováveis não-hídricas (solar, eólica e biomassa) na matriz elétrica nacional ao longo das próximas décadas, com o objetivo de contribuir para a diversificação da matriz elétrica brasileira, aumento da segurança energética, redução de perdas elétricas, redução de emissão de gases de efeito estufa, entre outros fatores.

Sobre o prêmio de incentivo a ser pago, a ABSOLAR recomenda o aprimoramento da redação dos artigos com base nos aspectos elencados a seguir:

- (1) Prazo para duração do prêmio:** consideramos inadequado o estabelecimento de um prazo temporal fixo para o acesso ao benefício, pois isso indicaria uma redução homogênea do apoio governamental ao desenvolvimento das fontes renováveis de energia elétrica, sem levar em consideração que tais fontes possuem níveis de maturidade heterogêneos. Isso resultaria em tratamento injusto e desigual, proporcionalmente mais benéfico justamente às fontes que já receberam mais subsídios no passado, ou seja, aquelas que se encontram em situação mais madura e independente. Tais fontes são as que menos precisam de prêmios como este para viabilizar seus empreendimentos. Desse modo, buscando um tratamento mais equilibrado entre as fontes abarcadas pelo mecanismo, recomenda-se a concessão do prêmio pelo período de outorga do empreendimento, contabilizado a partir da data de entrada em operação do mesmo, evitando distorções severas entre as diferentes fontes incentivadas.
- (2) Incorporação da microgeração e minigeração distribuídas no prêmio:** assim como os empreendimentos de autoprodução de energia elétrica, a microgeração e minigeração distribuída, compostas por fontes renováveis e cogeração qualificada, portanto incentivadas, contribuem de maneira representativa para a sustentabilidade e redução de emissões de gases de efeito estufa da matriz elétrica nacional, devendo ser também incorporadas como empreendimentos elegíveis ao prêmio de incentivo. Esta medida contribui para a isonomia de tratamento entre geradores de energia elétrica e, adicionalmente, contribui para o desenvolvimento da microgeração e minigeração distribuída a partir de fontes renováveis e cogeração qualificada.
- (3) Prêmio diferenciado por fonte:** da forma como proposta, a remuneração por unidade de energia gerada e sem diferenciação entre as fontes representa enorme retrocesso na lógica de mercado do setor elétrico brasileiro. As fontes renováveis incentivadas não são homogêneas, possuem características técnicas e econômicas distintas e tiveram acesso a volumes significativamente diferentes de subsídios ao longo das últimas décadas. Propor um valor de prêmio igual para todas as fontes é nivelar por baixo as renováveis, em detrimento justamente das fontes em fase ainda emergente de desenvolvimento, como é o caso da fonte solar fotovoltaica e de diversas outras. Ainda, a proposta induz a direcionamento tecnológico, medida que está em desacordo com os princípios de atuação estabelecidos pelo MME em seus pilares para a reorganização do setor elétrico brasileiro, ferindo os princípios da isonomia e coerência defendidos pelo MME. Ao beneficiar desproporcionalmente determinadas fontes em detrimento da competitividade de outras, o prêmio torna-se um fator perverso de desnivelamento entre as renováveis, prejudicando o desenvolvimento das fontes emergentes no país, justamente aquelas que mais necessitam de incentivos do MME para atingir o seu potencial.

Item: 3.113 (Subsídios às Fontes Incentivadas)

Desse modo, recomendamos que o prêmio seja calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e diferenciado por fonte e, ainda, passe por processo anual de atualização em seu valor para novos contratos, permitindo ao MME levar em consideração a evolução tecnológica e amadurecimento gradual de cada uma das fontes em separado. Com isso o MME terá condições de melhor ajustar os fatores de competitividade entre as fontes e eliminar gradualmente os incentivos das fontes que se tornarem mais maduras e capazes de competir sem diferenciais econômicos de mercado em um ambiente de mercado livre.