



*Centro de Estudos
em Regulação e
Infraestrutura*

CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA ACERCA DE QUESTÕES
SOBRE A IMPLANTAÇÃO DO PREÇO HORÁRIO NO MER-
CADO DE CURTO PRAZO DE ENERGIA ELÉTRICA

CP MME 42/2017

CONTRIBUIÇÕES

1. INTRODUÇÃO

O presente documento consolida a contribuição do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getulio Vargas (FGV CERI) a respeito do objeto em discussão na Consulta Pública nº 42/2017 (CP 42/2017) do Ministério de Minas e Energia (MME). A contribuição versa sobre a visão do FGV CERI, que se beneficia de estudos realizados no âmbito das linhas de pesquisa de transição energética e reforma de mercados de eletricidade, e busca abordar algumas das perguntas relacionadas à implantação do preço horário de energia elétrica no mercado de curto prazo, as quais foram elencadas no Relatório da CP 42/2017.

O setor de energia no Brasil e no mundo está passando por grandes mudanças – algumas das quais, de natureza disruptivas. Impulsionados pela agenda climática e ambiental, governos têm se empenhado em aumentar a participação de fontes renováveis não convencionais, como eólica e solar, para atingir objetivos desta agenda.

No Brasil, os efeitos de mudanças climáticas aliados às restrições sociais e ambientais de construção de novas hidrelétricas forçam a pensar em um futuro do setor menos dependente dessa fonte energética. A agenda climática, junto a avanços tecnológicos e ao potencial eólico e solar brasileiro, impulsiona fontes renováveis não convencionais, incluindo Recursos Distribuídos (REDs) – armazenamento, resposta da demanda, eficiência energética, geração distribuída – na matriz energética. Estes recursos, por sua vez, impõem uma maior complexidade operacional do sistema e a participação mais ativa dos consumidores.

Diversos aspectos evidenciam a necessidade de o país promover mudanças no processo de formação de preços no setor. Esse fato é reconhecido explicitamente na CP 33/2017, lançada pelo MME. Dentre eles, tem-se: problemas na governança do Operador do sistema elétrico, modelos atuais que não produzem uma ordem de mérito realista, a frequência de despachos fora da ordem de mérito, além da falta de transparência do processo de formação de preços.

O aumento da penetração de recursos intermitentes (solar e eólicas) na matriz brasileira aliado a redução de capacidade de armazenamento de energia em reservatórios hídricos aumentam a volatilidade e imprevisibilidade dos custos de produção e de congestão nas redes. Para gerenciar essas mudanças, é preciso entender a contribuição dos recursos disponíveis para o sistema. Esta contribuição depende do momento e local aonde é estimada e efetivamente entregue. Além disso, mercados de curto prazo são necessários para formação de preços que dão o sinal para que a operação otimize o uso de recursos disponíveis. Estes sinais só serão eficientes se os preços forem também geograficamente granulares para que reflitam a congestão nas redes.

2. GRANULARIDADE NO PROCESSO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS

O fornecimento de energia elétrica confiável ao menor custo depende também da exposição de consumidores a sinais de preços. Estes, por sua vez, precisam ser mais granulares para dar incentivos aos consumidores para façam um uso mais eficiente da energia, além de permitir a coordenação de um sistema mais descentralizado.

O aumento da granularidade temporal dos preços é requisito fundamental para aumentar a granularidade do sinal que a demanda recebe e, com isso, aumentar a eficiência no uso da energia. Um deslocamento da carga de um momento de pico para um patamar de consumo menor pode reduzir a demanda de pico e, conseqüentemente, diminuir o custo da operação e de investimentos em capacidade. Mais adiante falaremos mais a respeito das inúmeras possibilidades que preços dinâmicos abrem.

No entanto, é imprescindível que se separe *ganhos de maior granularidade* de *ganhos de eficiência alocativa que possam ser alcançados por processos mais eficientes, a exemplo de mecanismos de mercado* (eficiência alocativa). O despacho por custos, chamado de “*comand-and-control*”, dificulta a descoberta de custos reais de oportunidade¹. Isso se deve a uma assimetria informacional entre os agentes de geração, o regulador e o operador – os agentes de geração possuem informação mais precisa sobre os fatores que afetam sua produção e sua operação e,

¹ Ainda que em um modelo de despacho por custos seja realizada a auditoria dos mesmos, essa é custosa e de frequência insuficiente. Em quadro de crescente número de participantes, operando diferentes tecnologias, se torna cada vez mais difícil promover uma adequada coordenação do sistema elétrico por meio de tais mecanismos.

muitas vezes, possuem incentivos para distorcê-las.² Ademais, custos transacionais e interferência política inerentes ao processo regulatório poderiam ser mitigados com uma coordenação que faça uso crescente de mecanismos de mercado. Ainda que reconheça que mudanças estruturais demandam tempo e requeiram uma transição planejada e negociada com os *stakeholders*, argumentamos que o aumento da granularidade não trará grandes benefícios se não houver uma revisão no processo de formação dos preços.

3. MERCADOS

O objetivo do mercado é a confiabilidade e a eficiência na provisão de eletricidade. Oferta e demanda precisam estar em equilíbrio a todo instante e o custo de armazenar energia ainda é muito alto – o que torna a eletricidade um *produto bem diferente* dos outros commodities. Nesse contexto, um desenho de mercado funcional deve considerar a realidade física do sistema (*por exemplo, as leis elétricas de Kirchoff, requisitos de frequência, estabilidade e tensão*) e suas inúmeras emrecursos.

O papel do mercado é enviar os sinais para a operação e os investimentos. De forma geral, a liberdade de transação entre os agentes requer um mecanismo de coordenação entre estas transações. No caso do sistema elétrico, a infraestrutura física demanda um certo grau de coordenação que sempre existiu. A integração das transações econômicas e física é o desafio para o desenho de mercado e adaptação do Operador à nova realidade. A adoção de um desenho de mercado com oferta de preços, depende de uma operação integrada do sistema e do mercado. A construção de um mercado precisa ser entendida como uma ferramenta que aumenta a eficiência desta operação, através da formação mais coerente de preços.

Este sinal de preço dado pelo mercado é necessário para a eficiência de curto prazo - melhor uso possível da rede e dos recursos possíveis - e de longo prazo - investimento eficiente em novos recursos. Assim, o sinal de preço deve ser determinado com base em oferta de preços pelos agentes por modelos centralizados, e não com base em custos.

Bushnell *et al* (2017) fazem uma revisão da literatura dos efeitos da reestruturação do setor elétrico nos EUA. Apresentam-se referências de evidência do aumento de produtividade dos

² Laffont e Tirole, 1993.

geradores atribuídos à construção do mercado de eletricidade (nos referimos aqui a um mercado centralizado no qual o despacho é baseado em ofertas de preço, e não custo). Cicala (2017) também apresenta evidências de que a introdução de mecanismos de mercados aumentou a produtividade dos geradores nos EUA.

Um mercado bem desenhado tem como objetivo principal a provisão de eletricidade confiável ao menor custo possível através da sinalização do preço. Mercados de curto prazo revelam o valor de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e são fundamentais na coordenação destes recursos. Com o crescimento da geração distribuída, o mercado contribui na operação do sistema ao prover um sinal de preço para coordenação descentralizada. Ao revelar o valor real da eletricidade em diferentes locais, preços locais (LMP - *Locational Marginal Prices*) dão um sinal transparente para guiar decisões de operação e investimento. Essa granularidade geográfica só não seria relevante se não houvessem congestões na rede.

Preço não é custo marginal de operação, principalmente quando o sistema não apresenta excesso de capacidade.³ A incerteza da demanda, pouca – embora crescente – sensibilidade aos preços, alto custo para armazenar energia e congestão podem causar alta volatilidade dos preços. Volatilidade na carga (demanda) e na geração de energia (oferta) resultam em custos voláteis. Esse custo engloba não somente o custo marginal da operação (custo do gerador mais caro), mas também o valor da energia armazenada, o valor marginal de um incremento de demanda, e o valor marginal das reservas operativas e outros serviços auxiliares.

Cabe considerar que o custo marginal de operação não é uma *proxy* correta de preços, principalmente quando o sistema não está com excesso de capacidade.⁴ O custo de oportunidade é o custo de atender a um incremento da demanda, seja com acréscimo de geração ou redução da carga. Esse sinal incorpora o sinal de escassez, e na ausência de imperfeições e distorções, provê incentivos em períodos nos quais o sistema está operando próximo à sua capacidade para sinalizar a necessidade de investimento e garantir a adequação de recursos. A grosso modo, se o sistema está operando em sua capacidade máxima, e a demanda ao custo marginal de produção da unidade mais cara é maior do que esta capacidade, o lado da demanda vai fazer ofertas até que os preços se equilibrem. Os geradores serão remunerados por estes preços (de escassez), possibilitando que eles recuperem custos fixos. Estes preços de escassez seriam também o sinal

³ Hogan 2005.

⁴ Hogan 2005.

para os novos investimentos. No entanto, “falhas” do lado da demanda e a impossibilidade de encontrar uma política ótima de apagões seletivos impedem que os preços se equilibrem.⁵ A seguir, discute-se o problema da adequação de recursos (*resource adequacy* – RA) e da insuficiência de recursos (*missing money*).

Importante ressaltar que o desenho de mercado não é estático – ele precisa se adaptar as transformações do setor elétrico. A atual agenda climática tem causado (ou retroalimentado) uma transformação do setor elétrico para acomodar uma parcela maior de renováveis. Essas tecnologias, além de intermitência, são representadas por custo marginal de produção nulo e nenhuma inércia. Reforça-se a necessidade de melhoria na governança e foco nos princípios de mercado.

4. RESOURCE ADEQUACY - RA

A literatura acadêmica e a experiência internacional podem nos ensinar valiosas lições a respeito do desafio do *Resource Adequacy* (RA). A grosso modo, isto significa como contar com recursos suficientes – provenientes da geração e do lado da demanda - para garantir a demanda e requisitos de confiabilidade. Frequentemente, argumenta-se na literatura que o problema central do RA é o “*missing money*” (Bushnell *et al*, 2017).

O termo “*missing money*” se refere à insuficiência de recursos que os geradores conseguem no Mercado atacadista. Medidas administrativas – sendo a mais óbvia o teto nos preços – impedem que os preços no mercado atacadista atinjam valores altos em momentos de escassez que possibilitem aos geradores recuperar seus investimentos. Conseqüentemente, os incentivos para investir são reduzidos. Medidas administrativas relacionadas às preferências dos operadores e reguladores por confiabilidade, com o objetivo de evitar que o sistema não passe por períodos de escassez, acabam por amplificar o problema (não argumentamos que estas medidas estão erradas, apenas avaliando as possíveis conseqüências para o problema do *missing money*).⁶

⁵ Cramton *et al* (2013).

⁶ Cramton and Stoft (2006)

Políticas de incentivos a fontes renováveis que têm custo marginal de operação zero – como subsídios – pressionam ainda mais os preços do mercado. Geradores convencionais, considerados necessários para garantir a integridade do Sistema, recebem pagamentos por fora do Mercado, muitas vezes tecnológico-específicos, depreciando ainda mais os preços.

Se o lado da demanda fosse perfeitamente sensível aos preços e na ausência de restrições administrativas a estes, o equilíbrio de mercado seria atingido. Neste caso, os consumidores nunca sofreriam apagões involuntários.

Medidores inteligentes e outras tecnologias já estão aumentando a elasticidade da demanda. A oferta também se torna menos elástica à medida que o Sistema se aproxima de sua capacidade de geração (principalmente enquanto os custos de armazenamento ainda estão muito altos), e existe a possibilidade de apagões seletivos. Uma grande contribuição da teoria econômica é que mercados de eletricidade não conseguem otimizar os apagões. A duração ótima de apagões depende da capacidade existente, e os incentivos para investimento em capacidade para evitar apagões dependem do preço pago durante os próprios apagões. Entretanto, durante apagões, não existe um preço de equilíbrio do mercado.⁷ Por isso, durante apagões seletivos, os preços precisam ser definidos de forma administrativa. Além disso, quando a geração se aproxima da capacidade máxima do sistema, aumenta a probabilidade de um colapso da rede, e o mercado colapsa quando a rede colapsa.

É essencial compreender a raiz do problema de “*missing money*” para um desenho de mercado eficiente. O Brasil ainda possui uma demanda crescente por energia elétrica, e por isso o planejamento de adequação de recursos é entendido como o planejamento da expansão da capacidade. No entanto, um desenho de mercado que seja continuamente aprimorado é capaz de passar por transições e acomodar mudanças, disruptivas ou não, com mais eficiência.

Mercados de curto prazo precisam – e podem – abordar desafios da operação: controlabilidade da geração distribuída, adequação de recursos no curto prazo, requisitos de rampa, incertezas climáticas. O mercado do dia seguinte (*Day Ahead Market* – DAM) é crucial para a programação (eficiente) do despacho no dia seguinte e o mercado de tempo real (*real time markets* – RTM) para o despacho que de fato vai ocorrer, considerando as condições da rede e da demanda no momento. Os preços locacionais, como já mencionado, revelam o valor da energia elétrica em

⁷ Cramton *et al*, 2013.

diferentes locais da carga e dão os sinais para os investimentos (geração e transmissão) e para a demanda (por exemplo, para uma indústria se instalar). Mercados de longo prazo são muitas vezes usados para contratação de capacidade (embora não necessariamente mercados de capacidade sejam mercados de longo prazo).

No caso do Operador do Estado de Nova Iorque (*New York Independent System Operator - NYISO*), a capacidade é contratada em mercados de até 6 meses. Além de capacidade, contratos de longo prazo incluem *Feed-in-Tariff (FIT)* e contratos de comercialização de energia (*purchase power agreement – PPA*). Mercados de médio prazo (contratos bilaterais) permitem aos agentes que gerenciem riscos (de preços de combustível, por exemplo), se protejam da volatilidade de preços, mitiguem incentivos de exercício de poder de mercado e ainda dêem incentivos aos agentes para ofertarem perto de seu preço de custo.⁸ Estes mecanismos, no entanto, dependem de regras sólidas. Direitos financeiros de transmissão também podem ser e, em muitos casos, são negociados em mercados futuros para fazer cobertura contra diferenças locais de preços.

Um efeito não tão imediato, mas de extrema relevância, é que mercados bem desenhados reduzem a quantidade de medidas administrativas necessárias e, com isso, diminui-se o espaço para discricionariedade técnica.

A necessidade de um mecanismo de capacidade em paralelo ao mercado de curto prazo é justificada pelas falhas de mercado, e sua função é prover a capacidade necessária para otimizar a duração dos apagões (Cramton *et al* 2013). A raiz destes está na impossibilidade de acessar o valor que cada consumidor dá à confiabilidade do Sistema. À medida que novas tecnologias de redes inteligentes são desenvolvidas e adotadas, e mais dados são coletados, a precisão da estimativa do valor da carga perdida (*value of loss load – VOLL*) aumenta.

5. DESENHO DE MERCADO

Na teoria, mercados de curto prazo seriam suficientes para garantir a eficiência, tanto no curto prazo – uso eficiente de rede e recursos ao menor custo possível, respeitando requisitos de confiabilidade –, quanto no longo prazo – investimento eficiente em recursos. Se não fosse custoso

⁸ Cramton (2017).

prover incentivos para os agentes fornecerem informações precisas, a existência de distorções – subsídios, medidas de comando-e-controle, imperfeição de medidas de mitigação de poder de mercado e precificação de externalidades –, o despacho centralizado poderia indicar o despacho socialmente ótimo. Assegurar os investimentos necessários no longo prazo no mercado de eletricidade é extremamente desafiador partindo de preços do mercado de curto prazo, que já não conseguem prover o sinal adequado. O requisito de confiabilidade da rede, a insuficiente resposta do lado da demanda, e a dificuldade de acessar as preferências por confiabilidade, aliados às distorções já citadas, diminuem também a eficiência de longo prazo.⁹ Diferentes mercados têm diferentes abordagens para garantir a confiabilidade.

Ainda assim, temos exemplos de mercados de curto prazo que garantem os investimentos necessários no curto e no longo prazo para adequação de recursos, como é o caso do Texas (e já foi o caso da Argentina) – caso conhecido como *Energy-Only*. O operador independente do Texas (*Electricity Reliability Council of Texas – ERCOT*) baseia-se em altos preços de escassez quando as reservas estão baixas. Em estruturas do tipo *Energy-Only*, os pagamentos se dão com base no valor da energia e dos serviços ancilares providos pelas geradoras. Ainda que essa remuneração tenha como base o valor da geração e dos serviços ancilares, em muitos casos os investimentos em geração são lastreados/garantidos por contratos bilaterais com as *Load Serving Entities* (LSEs). Existem diversos Modelos de Negócio (MN) que poderiam surgir para provisão desses serviços ancilares, por exemplo.¹⁰ Vale ressaltar que mesmo nestes mercados de energia, algumas medidas administrativas também são necessárias (curvas de demanda por reserva – *operating demand reserve curve*).

Mercados centralizados possuem um alto grau de transparência. Centralização do equilíbrio de mercado e do despacho conjuntamente são, talvez, necessários para eficiência, confiabilidade e segurança.¹¹ A integração do mercado e do despacho podem produzir resultados cada vez melhores com os avanços tecnológicos e de técnicas de otimização.

Ao longo do tempo, os outros sistemas (como no caso dos operadores nos EUA, à exceção do ERCOT) criaram mercados de capacidade (paralelos ao de energia) para garantir capacidade suficiente - necessidades da adequação de recursos. No entanto, a literatura econômica é clara ao afirmar que mercados de capacidade não podem ser desenhados para resolver problemas no

⁹ Cramton 2017, entre outros.

¹⁰ Ver Burger e Luke (2016).

¹¹ Cramton 2017

desenho do mercado atacadista. Primeiro vem o aperfeiçoamento (no caso do Brasil, a criação) do *wholesale*¹² com preços de escassez (*scarcity pricing*) e depois o mercado de capacidade. E quanto mais bem desenhados forem os mercados de curto prazo, menor será a necessidade do mercado de capacidade.

O mesmo raciocínio vale para a valoração de externalidades. Por mais difícil que seja esta tarefa, ela precisa ser perseguida. Do contrário, o governo poderia ceder à tentação de impor alguma restrição a fontes mais sujas no *wholesale*, distorcendo o processo de alocação. É importante manter a neutralidade tecnológica nos mercados de energia e capacidade.

A abertura dos códigos e transparência do modelo de despacho também é fundamental, mas os preços não devem se dar por uma regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada. Acreditamos que eles deveriam se formar por ofertas de preços feitas por agentes de geração, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticompetitivas. O regulador não pode atuar em separado do CADE.¹³

Quando o Brasil optou por um modelo de despacho econômico centralizado baseado em custos, existia uma crença – talvez ainda presente no setor – de que a grande participação de geração hidrelétrica na matriz energética brasileira levaria à falência de termelétricas quando houvesse longos períodos de cheia. O preço seminal PLD é usado apenas na contabilização das diferenças. De fato, custos marginais baixos, inclusive zero, são uma preocupação em todos os mercados em um momento no qual as fontes renováveis de custo marginal zero de produção estão aumentando sua participação na matriz energética mundial. Muitos operadores e reguladores contam com contratos “*reliability must run*” para garantir que plantas consideradas essenciais para a integridade do sistema não se aposentem por não conseguirem nos mercados a remuneração necessária. Isso mostra a complexidade de desenhar um mercado que de fato remunere os serviços e a energia.

Além disso, mercados de eletricidade são extremamente sujeitos ao exercício do poder de Mercado. A demanda é altamente variável e pouco elástica no curto prazo, e os custos de armaze-

¹² Usaremos ambos os termos *wholesale* e atacadista para alinhar com a literatura internacional.

¹³ Em outros países, como os da União Europeia, órgãos concorrenciais foram bastante atuantes em processos de liberalização – mas no caso brasileiro, o papel do CADE precisa antes ser pensado dentro do contexto nacional.

namento ainda são proibitivos. Além disso, a oferta também se torna inelástica quando o sistema se aproxima da capacidade de geração. Incentivos para mitigar o exercício do poder de Mercado são parte fundamental do desenho. O problema de decisão de geradores hidrelétricos com reservatórios é um problema dinâmico – a quantidade de energia gerada em um período impacta a quantidade de insumo para geração nos períodos subsequentes - e estocástico – incerteza quanto a fatores que afetam a vazão da água e nível dos reservatórios, diferente de termoelétricas. Desta forma, questões relacionadas a competição são diferentes. Além desta característica intertemporal, geradores em cascatas pertencentes a diferentes donos trazem outras preocupações relativas a práticas anticompetitivas.

6. RESPOSTA DE DEMANDA

O aumento da granularidade de preços abre espaço para a incorporação de uma miríade de mecanismos de Resposta da Demanda (DR). Estes mecanismos são importantes para reduzir o impacto da variabilidade e não-previsibilidade, e ausência de inércia das novas fontes de energia que vão ganhando espaço maior na matriz energética brasileira (eólica e solar). As recentes inovações tecnológicas permitem também controle remoto da carga, frequência, voltagem e capacidade. O uso de sistemas de energia distribuídos em geral tem o potencial de viabilizar maior flexibilidade operativa e contribuir para reduzir o estresse do sistema, diminuir o custo de operação do sistema e aumentar a segurança do suprimento. Como a Resposta da Demanda é uma ferramenta que pode ser usada para enfrentar variações (aumento ou diminuição) da carga a qualquer momento, ela pode auxiliar na integração destes recursos intermitentes ao sistema. No entanto, é preciso que haja essa maior granularidade nos preços para que a demanda receba um sinal também mais granular.

A participação mais ativa dos consumidores pode contribuir enormemente para a confiabilidade e eficiência do sistema elétrico. Gerenciamento do lado da demanda é uma mudança nos padrões de consumo, direta ou indiretamente. De acordo com o Regulador Federal de Energia Americano (*Federal Energy Regulatory Commission – FERC*), a resposta da demanda (DR) pode ser definida como “mudanças no consumo elétrico de consumidores finais com relação a seu consumo padrão em resposta a mudança nos preços ou incentivos monetários desenhados para induzir uma redução do consumo quando preços no mercado atacadista estão altos ou a confi-

abilidade do sistema ameaçada”. De acordo com a agência internacional de energia (*International Energy Agency- IEA*), o gerenciamento da demanda tem sido usado para deslocar o consumo no pico. Note que o sinal para esta indução ao deslocamento da demanda depende do preço vindo do mercado atacadista. Borenstein (2005) e Borenstein e Holland (2005) estimam uma perda de eficiência de 5 a 10% de tarifas uniformes.

No entanto, consumidores precisam receber os sinais corretos, o que, conforme exposto, envolve granularidade e precisão na formação do preço e mecanismos de engajamento e informação. Avanços tecnológicos e no campo da ciência comportamental têm também um papel fundamental. Existem vários mecanismos de DR baseados em preços – *Time of Use (TOU)*, *Critical Peak Pricing (CPP)* e *Real Time Pricing (RTP)* – e baseados em incentivos – como contratos interruptíveis e outros programas que incluem serviços ancilares.

O SEB tem caminhado na direção de apresentar aos consumidores preços e/ou tarifas que melhor refletem mudanças nos custos subjacentes. Um exemplo é o sistema de bandeiras tarifárias, cuja adoção não requer medidores inteligentes e é de baixíssima complexidade. Ainda que seja facilitada a participação dos consumidores, referido mecanismo não captura bem a variação de custos marginais. Programas mais dinâmicos, se pudessem contar com estes preços mais granular e precisos, captariam estas variações, mas impõe um custo transacional maior. É neste trade-off que a tecnologia e a ciência atuam.¹⁴

Novas tecnologias já permitem a precificação a tempo real a um custo cada vez mais baixo. Os consumidores que geram energia (com painéis solares, por exemplo) poderiam aproveitar melhor as flutuações de preço para controle e troca de energia excedente. No entanto, isso requer não apenas sistemas de gerenciamento de energia sofisticados, mas também um conjunto de regras eficientes e um mercado de trocas que viabilize isso. O desafio é associar tecnologia a uma regulação econômica eficiente para novos modelos de negócio.

7. CONCLUSÃO

O momento atual experimentado pelo setor elétrico no Brasil combina problemas estruturais, fruto de uma matriz elétrica em transição, inclusive exacerbada por mudanças climáticas. Nesse

¹⁴ Ver Borenstein 2005 e 2007 para mais.

contexto, o aumento da participação de fontes intermitentes e sem inércia (solar e eólica) aumenta a variabilidade e imprevisibilidade da carga e produção, aumentando a necessidade de flexibilidade na operação de curto prazo. Além disso, o baixo custo marginal destas fontes, ao pressionarem os preços do mercado atacadista, impõe um desafio adicional à recuperação de custos fixos e investimentos. O contínuo aprimoramento do desenho do Mercado de energia precisa se adaptar a essa nova realidade, que pode exacerbar o problema do “*Missing Money*”. A tecnologia para incorporar estes recursos existe e seus custos estão diminuindo.

No entanto, é preciso que a formação de preços, assim como a granularidade temporal e espacial seja revisitada, para que operação e incentivos para novos investimentos sejam eficientes e se adequem à transformação que o setor de energia está vivendo.

No presente documento, foram discutidos aspectos dessa transformação que demandam aperfeiçoamento no processo de formação de preços para que se garanta sustentabilidade no funcionamento do SEB. Esses fatos são reconhecidos na CP 33/2017 e nesta CP 42. A proposta atual versa sobre ganhos advindos de uma maior frequência nos sinais dados aos agentes de produção e consumo como forma de alcançar ganhos de eficiência. Argumentamos que essa mudança, ainda que seja positiva, é tímida e insuficiente. Urge investigar uma transição para um sistema de formação de preços que aprofunde o uso de mecanismos de mercado.

Ainda que a agenda e os desafios de desenhos de mecanismo em mercados de eletricidade sejam diferentes daqueles enfrentados nas reformas do final do século XX, a adoção de mercados de dia seguinte (DAM) e *real time*, com preços que aproximam a operação nos parece a única alternativa para verdadeiramente promover ganhos de eficiência alocativa.

8. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Borenstein, Severin and Holland, Stephen "On the Efficiency of Competitive Electricity Markets With Time-Invariant Retail Prices," *Rand Journal of Economics*, Vol 36, 2005.

Borenstein, Severin "The Economics of Fixed Cost Recovery by Utilities", Energy Institute at Haas, WP 272, 2016.

Brown, Ashley, Jillian Bunyan. "Valuation of Distributed Solar: A Qualitative View." *The Electricity Journal*. 27.10 (2014): 27-48.

Burger, S.P., and Luke, M. "Business Models for Distributed Energy Resources: A Review and Empirical Analysis", MIT Energy Initiative WP-2016-02, April 2016.

Bushnell, J., Flagg, M., and Mansur, E. "Capacity Markets at a Crossroads", EI @ Haas WP 278, 2017.

Cramton, Peter , Ockenfels, Axel and Stoft, Steven "Capacity Market Fundamentals", working paper 2013

Cramton, P. "Electricity Market Design" *Oxford Review of Economic Policy*, forthcoming, 34, 2018.

Hogan, W. W. "On an "Energy Only" Electricity Market Design for Resource Adequacy", Harvard WP 2005.

Laffont, Jean-Jacques e Tirole, Jean. *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press, 1993.

Campbell, R.J. "Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency." *Congressional Research Service*, August 28, 2012.

Taneja, Jay, "Measuring Electricity Reliability in Kenya", working paper.

Cramton, Peter "Electricity Market Design", *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 33, Number 4, 2017, pp. 589–612

Steve Cicala , *Imperfect Markets versus Imperfect Regulation in U.S. Electricity Generation*, 2017



*Centro de Estudos
em Regulação e
Infraestrutura*