



Contribuição para Consulta pública sobre proposta
de minuta de Portaria contendo diretrizes para a
oferta de Redução Voluntária de Demanda de
Energia Elétrica - RVD para atendimento ao Sistema
Interligado Nacional - SIN.

Consulta Pública MME nº 114/2021

Da Necessidade e Urgência de Incorporar a Demanda como
Recurso na Operação do Sistema

Elaborada pelo
Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura
da Fundação Getulio Vargas (FGV CERI)

AGOSTO/2021

Apresentação

OBJETO: O presente documento representa contribuição independente do FGV CERI para a Consulta Pública no. 114/2021, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia, com período de contribuições de sete dias para discutir proposta de Portaria de programa de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica - RVD.¹

Nossos principais comentários em face da CP 114/21

1. A demanda é um recurso valioso do sistema: o aproveitamento ou incorporação da resposta da demanda no sistema elétrico aumenta a eficiência do setor, e permite explorar/obter ganhos econômicos, sociais e ambientais para pessoas e empresas.
2. O custo de oportunidade de não incorporá-lo em momento de crise deve considerar dimensão econômica.
3. Linha de base: é preciso reconhecer os enormes desafios relacionados à construção da linha de base: comportamento oportunista, dificuldade de definição de uma linha, e não contempla o sinal de escassez.
4. O aceite das ofertas da demanda tem natureza eminentemente operacional. É difícil entender a razoabilidade de atribuir ao CMSE a competência de dar o aceite das ofertas conforme parágrafo 5º do artigo 3º.
5. A complexidade do desenho de um programa da resposta da demanda (como a definição da linha de base) não pode servir de justificativa para atrasar a incorporação - já tardia - deste recurso, principalmente considerando a criticidade do momento atual.

Introdução

Em 28 de Junho o Governo Federal editou a Medida Provisória 1055, criando a CREG – Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética –, um comitê interministerial presidido pelo Ministério de Minas e Energia. Além do MME, a CREG é formada pelos ministérios do Desenvolvimento Regional, Agricultura, Pecuária e Abastecimento; Meio Ambiente; Infraestrutura; e Economia.

¹ Assina também essa contribuição Mauricio B.C. Salles, Professor da Mauricio B. C. Salles é professor assistente na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Os reservatórios das hidrelétricas do Sudeste e Centro-Oeste, que representam cerca de 70% da capacidade de armazenamento do país, fecharam o mês de julho de 2021 com nível de armazenamento de 25,97%. Apesar de ser repetidamente frisado que estamos frente "a maior crise hídrica dos últimos 91 anos", a situação atual dos níveis de armazenamento não deveria ser atribuída apenas a ocorrências climáticas.

A nota técnica disponibilizada pelo ONS em seu sítio eletrônico no dia 04 de junho contém uma avaliação das condições de atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional (SIN) (NT-ONS DGL 0059/2021). Mesmo considerando a flexibilização das defluências mínimas das UHE Jupia e Porto Primavera (autorizado pelo CMSE), as análises previam que o subsistema do SE/CO chegaria ao fim do período seco com os reservatórios a 10%. Na ausência da referida flexibilização, o valor correspondente seria inferior a 8%. Vale lembrar que mesmo em 2001 e 2014 este valor não ficou abaixo de 15%.

A premissa da carga adotada pelo ONS em sua análise era ainda aquela prevista na 1º revisão quadrimestral, que por sua vez supunha um crescimento de 3% do PIB. Mesmo a nota técnica disponibilizada no sítio eletrônico do ONS no dia 22 de julho² contendo atualização da avaliação das condições de atendimento à carga prevista de energia elétrica do SIN, adota como premissa uma carga que considerava crescimento de 4,5% do PIB. Tal valor foi subestimado nos meses de outubro e novembro, em comparação com a 2º revisão quadrimestral da carga divulgada posteriormente. Nas simulações, considera-se também um cenário conservador e outro menos conservador de disponibilidade. Acreditamos que o cenário conservador é o mais realista, conforme argumentamos no parágrafo a seguir.

Os resultados apresentados mostram uma redução dos níveis de armazenamento de todos os subsistemas quando comparados com a prospecção anterior, e a necessidade de importação para evitar déficit de potência em novembro. Durante o mês de maio o ONS solicitou aos agentes de geração (cartas CTA-ONS DOP 0955/2021 e CTA-ONS DOP 1002/2021) informações relativas ao cronograma de manutenção e disponibilidade de geração ao longo do segundo semestre de 2021. Identificamos uma disponibilidade média das usinas termelétricas 10,6% menor em junho e 11% menor em julho do corrente ano. Esses valores foram calculados através de comparação da planilha "2021-06 - Disponibilidade Térmica - SINtegre-18062021.xlsx" (informações serão consideradas no deck preliminar do modelo NEWAVE – PMO julho e possivelmente para muitas outras simulações) com dados de disponibilidade média semanal para todas as semanas operativas até dezembro de 2021 enviadas pelos agentes até o dia 31 de maio

² Nota técnica apresentada pelo Operador Nacional do Sistema na 250ª Reunião Ordinária do CMSE, realizada em 07 de julho de 2021.

com as disponibilidades médias semanais calculadas através dos valores do Informativo Preliminar Diário da Operação.

Interrupções no fornecimento de eletricidade como verificados na Califórnia em agosto de 2020, e no Texas em fevereiro de 2021, se repetem agora no Noroeste dos Estados Unidos e ameaçam o Brasil. A pergunta é: enfrentamos um problema de potência? Tais episódios refletem uma confluência de eventos cada vez mais comum: picos cada vez maiores de consumo (mudanças climáticas) ocorrem em um contexto em que a matriz energética precisa se afastar de combustíveis fósseis e os sistemas hidrotérmicos experimentam menor capacidade de regularização que incorporam maior parcela de recursos renováveis não convencionais (eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas).

Ainda que existem diversas formas de acomodar flutuações da oferta com a variabilidade da demanda, enquanto a resposta da demanda sempre foi a protagonista do debate em diversos sistemas ao redor do mundo, no Brasil ainda precisamos:

1. Reconhecer a resposta da demanda como um recurso;
2. Conhecer os preços e entender o que ela entrega, ou seja, o que o ofertante (consumidor) está disposto a “vender”.

Esse recurso não é estranho aos economistas: o equilíbrio de mercado passa por ajustes na oferta e na demanda. No entanto, ao longo do texto da NT 8/2021/CGCE/DGSE/SEE, não conseguimos ao menos reconhecer a determinação – ainda que tardia - do Ministério de Minas e Energia de incorporar a Resposta da Demanda como recurso na operação do sistema. Essa ausência segue padrão desde o advento da Consulta Pública 033/2017, que apresenta fundamentos da reforma em fase de implementação. Enquanto a literatura relevante para o tema discute o conceito de “Resource Adequacy”, aqui o conceito que permeia todas as discussões da reforma do setor elétrico é o de “adequabilidade de suprimento”.³ Falha-se em não considerar a demanda como um recurso.

Sabemos que apesar de pouco explorado, a demanda é potencialmente elástica no Brasil.⁴ Trata-se de um recurso valioso para produzir equilíbrio de mercado com ganhos de eficiência, que foi fundamental na crise do racionamento de 2001-2. À época, foram impostas metas de redução de consumo para usuários residenciais e comerciais atendidos em baixa tensão de 20% para usuários atendidos em baixa tensão, como residenciais e comerciais. Aqueles conectados em alta tensão estavam sujeitos a metas variando entre 15 e 25%, dependendo da atividade econômica. Outro instrumento de resposta da demanda

³ Ela et al, 2018, Cramton e Ockenfels, 2011.

⁴ Schutze, 2015.

empregado com sucesso à época foram leilões de certificados de energia, que permitiam aos consumidores conectados em alta tensão negociar direitos de consumo de energia.

Costa e Gerard (2018) mostram que apesar da política de racionamento ter estado ativa por nove meses, seus efeitos na redução do consumo persistiram ao longo dos 12 anos seguintes, o que ilustra os efeitos comportamentais que ainda precisamos conhecer e explorar. Aqueles conectados em alta tensão estavam sujeitos a metas variando entre 15 e 25%, dependendo da atividade econômica. Outro instrumento de resposta da demanda empregado com sucesso à época foram leilões de certificados de energia, que permitiam aos consumidores conectados em alta tensão negociar direitos de consumo de energia. O processo era simples, gerou adesão e realocou energia entre usuários, produzindo ganhos de eficiência.

Apesar do sucesso da resposta do consumidor brasileiro, não mais fomos capazes de incorporar esse recurso no nosso desenho de mercado de eletricidade após a crise do racionamento de 2001-2. Nossa inércia em aprimorar o mercado de curto prazo (de energia e serviços energéticos) alimenta a dificuldade em incentivar sua participação. A ausência da resposta da demanda como recurso traz custos de eficiência no aprimoramento do mercado de curto prazo.

Nesse contexto, é importante rever princípios econômicos básicos que devem nortear o desenho de mercados de eletricidade em tempos de mudanças climáticas, nos quais a frequência de eventos extremos se altera, e o Brasil enfrenta reforma do setor de energia.

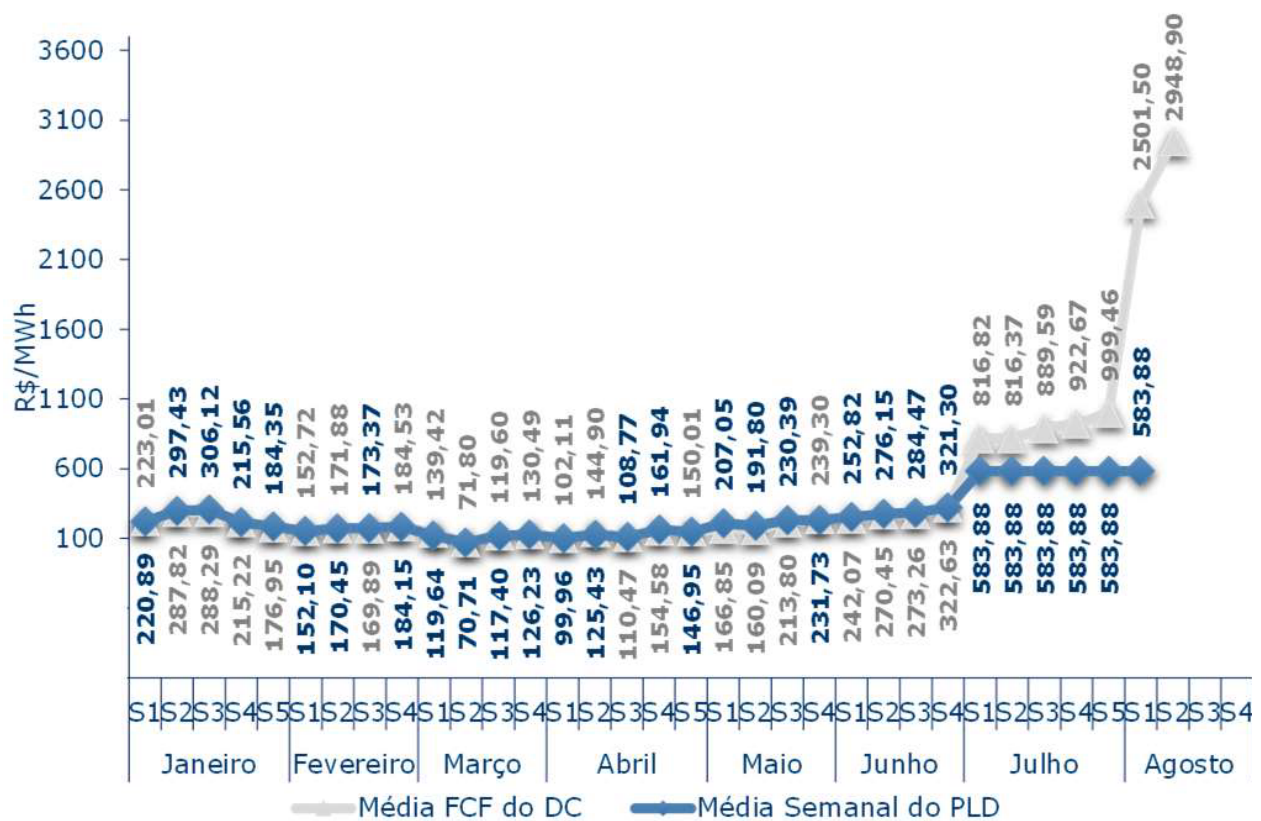
O Relatório do Working Group I divulgado pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) em 09 de agosto de 2021 é claro: as emissões recentes e futuras são os principais drivers de mudanças climáticas. As análises com foco regional têm achados importantes para o funcionamento regular do setor de energia em geral e para o setor elétrico em particular e como tal é importante que sejam utilizadas para informar as reformas e aperfeiçoamentos no setor coerentes com as estratégias de mitigação em geral e descarbonização da economia e do setor.

Preços e Modelo

Apesar do cenário preocupante, apenas na primeira semana operativa de junho (29 de maio a 4 de junho) o Custo Marginal de Operação (CMO), calculado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)

ultrapassou R\$300,00/MWh. Depois de junho, houve um descasamento entre o CMO e o preço de curto prazo médio semanal (PLD), calculado pela CCEE a partir dos mesmos modelos computacionais. Mudanças nas restrições operativas (redução da vazão mínima em algumas usinas hidrelétricas) que não são imediatamente incorporadas pela CCEE contribuem para este descolamento. A seguir, reproduzimos o gráfico do infoPLD disponibilizado pela CCEE, da segunda semana operativa de agosto, que mostra a evolução dos preços semanais do modelo DECOMP e média semanal do PLD no Sudeste/C.Oeste:

Gráfico 1: Info PLD/CCEE: Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP e média semanal do PLD no Sudeste/Centro-Oeste.



Fonte: CCEE

Na terceira semana operativa de junho, o PLD médio semanal ainda não havia ultrapassado os R\$300,00/MWh para qualquer dos quatro subsistemas (SE/CO, Sul, Nordeste e Norte), enquanto o CMO não havia ultrapassado os R\$400,00/MWh apenas no Nordeste. Esse comportamento ilustra um dos muitos problemas observados no país na formação dos preços de curto prazo de eletricidade via modelos.

O Brasil optou por um modelo de despacho centralizado baseado em custos e não em oferta, o que acarreta em problemas informacionais para acessar o custo de oportunidade de cada gerador, distorcendo os incentivos para investidores e a geradores para operarem em momentos críticos e também a capacidade de resposta da demanda (quando ela está incorporada como recurso). Nesses últimos meses, teve lugar também a Consulta Pública (CP) 109/2021 do Ministério de Minas e Energia, que versa sobre proposta do GT Metodologia da CPAMP (ciclo 2020-2021), aberta em 02 de junho de 2021. Referida CP abordou revisão dos parâmetros de aversão a risco do modelo de despacho, assim como outros aprimoramentos.

A teoria microeconômica ensina que a maximização da eficiência requer que o preço de um bem deve ser igual ao custo marginal de produzir uma unidade adicional (ou a menos). O mesmo raciocínio se aplica para a energia elétrica: se o preço estiver abaixo do custo marginal, o consumo acima do socialmente ótimo é ineficiente, tanto no curto quanto no longo prazo.

Para gerenciar as mudanças que a matriz elétrica brasileira vem sofrendo, é preciso considerar a contribuição dos recursos disponíveis para a operação do sistema. A sinalização eficiente do valor da eletricidade (e de seus serviços) depende da localização e do instante nos quais ela é necessária. Conseqüentemente, o valor de de sua flexibilidade para o sistema tem dimensão local e temporal.

As usinas hidrelétricas são excelentes recursos para acomodar a volatilidade na produção de energia variável, cada vez mais presentes na matriz. Vale investigar qual seria a situação do sistema: estaríamos agora com tão pouca água se os agentes fossem remunerados pelo real valor que adicionam ao sistema? Vamos rever brevemente estes conceitos.

Na ausência de assimetria informacional⁵ e outras distorções (subsídios, medidas de comando-e-controle, imperfeição de medidas de mitigação de poder de mercado e precificação de externalidades), mercados de curto prazo conseguiriam refletir o verdadeiro custo marginal do Sistema. Este deve incorporar o sinal de escassez. Os geradores seriam remunerados a estes preços, e teriam assim a capacidade de recuperar custos fixos. Os altos preços em momentos de escassez dão incentivos para que geradores mantenham suas plantas prontas para operar, pois perder receitas nestes momentos é muito custoso. Fica claro que a falta de preços que sinalizem o custo da (escassa) energia elétrica também afeta os incentivos aos agentes de geração para programação na manutenção de suas plantas. E no mundo real, onde existe

⁵ Para abordar questões de assimetria informacional ao desenhar regras que incentivam os agentes a adotar estratégias que, em equilíbrio, levem ao maior nível de bem estar possível considerando as restrições impostas é necessário impor que as restrições sejam *Incentive Compatible*.

assimetria de informação e custos de transação, a sinalização dos preços é ainda mais importante para aumentar a eficiência do sistema.

Demanda de Energia Elétrica

Falhas do lado da demanda são reconhecidamente a maior barreira para o bom funcionamento de mercados de eletricidade.⁶ Além de viabilizar maior flexibilidade operativa, o uso de sistemas de gerenciamento da demanda pode contribuir para reduzir a carga em momentos críticos, como o que vivenciamos hoje. A participação dos consumidores depende dos incentivos que eles recebem. Existem vários mecanismos de Resposta da Demanda: mecanismos baseados em preços ou tarifas – *horosazonal* - Time of use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) e Real Time Price (RTP)⁷ - e mecanismos baseado em incentivos – contratos interruptíveis, controle direto da carga, programas comportamentais, Peak Time Rebates PTR), em que consumidores são pagos (compensados monetariamente) para reduzir a carga, participarem em mercados de serviços ancilares ou de capacidade.

Além dos programas atualmente em vigor no Brasil, o sucesso do racionamento em 2001 mostrou o potencial de resposta da demanda no Brasil. Programas dessa natureza também podem ser divididos em duas categorias: recurso despachável, quando o Operador pode controlar a carga; e não-despachável. Atualmente temos no Brasil apenas mecanismos do tipo não-despachável: bandeiras tarifárias; tarifa branca; tarifa horosazonal para consumidores de média alta tensão (REN nº 414/2010 e Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET); e, o programa do tipo Peak Time Rebates (ou PTR) estabelecido em 2018 para grandes consumidores no Nordeste pela Resolução Normativa 792/2017. Este último programa foi alterado pelas Resoluções Normativas ANEEL 887/2020 e 911/2020, as quais ampliaram sua abrangência de forma a contemplar os consumidores de todos os subsistemas do SIN.

A CP 114/2021 do MME discute a proposta de minuta de Portaria (Nº 538/GM/MME, DE 29 DE JULHO DE 2021) contendo diretrizes para a oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica - RVD para atendimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Trata-se também de um programa do tipo PTR.

⁶ Cramton 2017 e Bushnell et al 2017.

⁷ Pfeifenberger, J. P. e Hajos, A., 2011.

Existe um trade-off entre precisão do sinal e complexidade operacional. Em programas (mais) estáticos, os preços para determinados horários, dias e períodos são fixos e ajustados com menor frequência. As Bandeiras Tarifárias (REN ANEEL 547/2013) são o programa de menor complexidade e consistem em três níveis de cobrança (quatro cores de bandeiras). Em junho deste ano, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) acionou a bandeira vermelha patamar 2. Ademais, foi estabelecido valor adicional que em julho aumentou de R\$0,06243 para 0,09492 por kWh consumido, nível consideravelmente maior do que o indicado pela Consulta Pública 10/2021 ANEEL). Os recursos arrecadados com esta sobretaxa serão alocados em uma conta única - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias -, cujos recursos são destinados a cobrir custos de geração termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem as distribuidoras.

Chama a atenção a falta de uma definição clara no Brasil do que é a Resposta da Demanda e os objetivos a serem atingidos com o uso deste recurso, o que se reflete no texto da Resolução Normativa 792: “resposta da demanda - redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.”

Argumentamos que a resposta da demanda não deveria representar um recurso alternativo ao despacho fora da ordem de mérito, e sim à própria geração. Fica claro pelo discurso e pela forma como este mecanismo é gerenciado que o aumento do valor da bandeira tem um foco maior em cobrir custos do que em dar um sinal para o consumidor que lhe permita de modo mais eficiente gerenciar seu consumo de eletricidade (apesar de ter também um efeito sinalizador). Por sua vez, a tarifa branca é uma tarifa TOU aplicável a consumidores cativos; porém, sua adesão ainda é inexpressiva.⁸

A nota técnica referente a CP MME 114/21 afirma que o novo programa é “política conjuntural”, que, portanto, não será considerada nos processos de planejamento e programação da operação e de formação do PLD. Por certo que o momento atual é de crise, como evidenciado pela instituição da CREG por meio de Medida Provisória. E que o gerenciamento em momentos de crise não raro requer medidas excepcionais e subótimas. Ainda assim, é imperativo aproveitar essa oportunidade para subsidiar uma incorporação da RD como recurso parte do funcionamento ordinário do sistema elétrico e de modo ágil. Logo, cabe avaliar qual é a necessidade de estabelecer fluxo que envolva ou exija a participação de vários entes integrantes da governança do setor para acionar a RD. A título ilustrativo, cabe indagar se o

⁸ Dados da ANEEL de maio de 2020 mostram que há atualmente entre os brasileiros uma adesão média à Tarifa Branca de 0,04% para o setor residencial e de 0,12% para o setor comercial (EPE (2020).

benefício de incluir a participação do CMSE como entidade a validar as ofertas de redução de demanda é eficiente ou se apenas adiciona custos de transação excessivamente altos. Por que deveria um comitê como este fazer este tipo de “auditoria”? O aceite das ofertas tem natureza eminentemente operacional.

Teto de preço, VOLL e o Custo do Déficit

Um problema constantemente discutido em mercados de eletricidade é o fato de serem especialmente sujeitos a abuso de poder de mercado, principalmente em estruturas de despacho baseado em lances⁹. No entanto, o modelo adotado no Brasil é de despacho por custo, o qual reguladores frequentemente argumentam ser um desenho que previne comportamento estratégico. De qualquer forma, tetos de preço seriam relevantes para conter abuso de poder de Mercado. Na ausência de um teto, os geradores teriam incentivos para aumentar os preços a níveis abusivos quando o sistema estivesse se aproximando do limite de sua capacidade. Quanto mais inelástica é a demanda, maior é esse efeito. Por outro lado, os geradores - principalmente de custo variável mais elevado e menos despachados - recuperam os investimentos fixos justamente nestes momentos de elevada demanda, quando os preços atingem patamares elevados. Por isso, a definição de um teto de preços é de extrema importância no desenho de mercado. Nesse contexto, apresenta-se aqui uma breve reflexão sobre o tema.

Os limites máximos para o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no Brasil, estabelecidos atualmente pela Resolução Normativa 858, de 2019, da ANEEL, não são calculados a partir de um valor associado ao custo da falta de energia elétrica para o consumidor, ou ao Value of Loss Load (VOLL). A Nota Técnica nº 70/2019–SRM-SRG/ANEEL cita que “o preço teto do PLD, PLDmax, no mercado de energia elétrico brasileiro tem a função de hedge (proteção) dos agentes de mercado em termos econômicos e financeiros quando há escassez de energia elétrica”, e que o parâmetro teto “PLDmax_horário deve ser calculado com base na média ponderada, pela potência instalada, dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termelétricas a óleo”.

Valor essencial para operação do sistema, determinação de preço e despacho, é o custo do déficit. O custo do déficit, atualmente calculado para patamar único, se encontra em R\$6.542,05/MWh; entretanto, se calcularmos o custo do déficit pelo modelo GCPS¹⁰ para patamares de 5%, 5-10%, 10-20%, ou

⁹ Para referências, veja-se: Thomas-Olivier Leautier, *Imperfect Markets and Imperfect Regulation: an introduction to the microeconomics and Political Economy of Power Markets*. Cambridge, MA, 2018.

¹⁰ Valores para o modelos GCPS com aprimoramentos metodológicos. Para mais detalhes ver FGV CER, 2018.

maior que 20% são de R\$710,50/MWh, R\$1652,00/MWh, R\$8.939,00/MWh e R\$11.308,00/MWh (atualização pelo IPCA). Atualizado pelo IGP-DI para o ano base 2021 estes valores ficam em R\$869,50/MWh, R\$2.021,00/MWh, R\$10.940,00/MWh e R\$13.838,00/MWh. Isso significa que o custo marginal da operação estaria hoje acima do custo do déficit de 10% de acordo com este modelo.

Os Custos Marginais de Operação têm atingido frequentemente valores acima de R\$2.500,00 (assim como o CMO do PMO) para todos os subsistemas em agosto, valor consideravelmente mais elevado que o CVU da usina W. Arjona de R\$1.741,00/MWh - atualmente o mais elevado dentre as termelétricas despachadas pelo ONS. Isto significa, que possivelmente (provavelmente) estamos operando o sistema a um custo mais alto do que incorrer num déficit de até 10%! Isto já é um sinal claro que o consumidor estaria disposto a reduzir sua demanda se os incentivos estivessem postos. O custo de não o fazer é incorrer em uma operação INEFICIENTEMENTE cara e ao custo de uma confiabilidade ameaçada.

Note que o valor do custo do déficit é referente ao custo para toda a sociedade de um déficit de energia. No entanto, o programa de resposta da demanda aqui considerado abrange apenas consumidores com ofertas com volume mínimo de 30 MW médios. A grande maioria dos consumidores e do consumo segue míope à escassez de energia e não recebe os incentivos apropriados, ainda que o custo de um apagão (ou de um racionamento, que é menor) seja consideravelmente menor do sua disposição a pagar para evitar este evento. Um novo programa de resposta da demanda para o consumidor residencial precisa ser lançado com urgência se o governo pretende contar com este recurso para enfrentar a crise.

A crise ainda é usada por agentes para satisfazer interesses que vão de encontro ao objetivo de descarbonização, como ilustra emenda incluída na MP 1031/2021 da privatização da Eletrobras que determina a contratação (em leilões de energia de reserva) de 8.000 MW de potência de termelétricas a gás natural com período de suprimento de quinze anos. Grande parte dessa capacidade de geração será instalada em regiões que não possuem infraestrutura para suprimento do gás natural. Semelhante campanha de desinformação ocorreu recentemente no Texas após eventos climáticos extremos que atingiram a região e levaram alguns governantes a questionarem a capacidade das fontes renováveis de ocuparem um espaço maior na matriz elétrica sem comprometer a confiabilidade do sistema; lá os preços atingiram patamares acima de US\$ 9.000,00/MWh.

Ainda que, por exemplo, a agência reguladora federal americana Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tenha estabelecido, através da FERC Order 831 de 2017, um teto para fins de formação de

preço locacional marginal de até US\$ 2.000,00/MWh para o lance de energia incremental baseado em custo verificado do agente para os RTO/ISOs sob sua jurisdição, dois pontos são importantes ressaltar. O primeiro é que ela se refere a tetos para os lances no mercado de energia, não para o preço final. Outro ponto de atenção está nos detalhes no texto da Ordem 831. Ela ressalta a importância de o teto aumentar de US\$ 1.000,00/MWh para US\$ 2.000,00/MWh para que preços locais não sejam suprimidos em momentos de escassez e que agentes devem sempre ser incentivados a ofertar lances que reflitam seus custos reais em momentos de altos custos marginais. A Ordem 719 do FERC de 2008 estabelece as normas para orientar a precificação durante períodos de escassez. Quando o operador recorre a reservas operativas, redução de voltagem ou racionamentos seletivos, ainda existe o entendimento que o preço deve estar mais próximo ao VOLL.

Esse não é o caso no Brasil. O teto de preços do PLD está distante de parâmetros que reflitam o custo da escassez de eletricidade. Como a maior parte dos usuários de eletricidade são atendidos no ambiente regulado, com insuficientes mecanismos de gestão e sinais oportunos para uma resposta assertiva, prefere-se onerar as faturas em prejuízo de uma resposta contemporânea capaz de gerar ganhos de eficiência para o sistema e para a sociedade.

Tetos de preço e Resposta da Demanda

Em teoria, não fossem os problemas de comportamento estratégico, deveria existir uma relação entre o teto de preços, a política de cortes seletivos e a confiabilidade do sistema. A confiabilidade do suprimento de energia pode ser dividida em três pontos: confiabilidade da oferta de combustível e confiabilidade, que pode ser dividida entre confiabilidade da operação do sistema e adequação de recursos (resource adequacy - RA). Uma meta comum em sistemas elétricos é adotar o critério de 1 em 10 Loss of Load Expectation (LOLE) . Se o sistema atingir um pico de demanda e as reservas operativas chegarem ao mínimo determinado (administrativamente), o preço atingiria o VOLL (que seria o price cap). A partir deste ponto, se a demanda aumenta, o sistema sofre cortes seletivos.

Todos os sistemas (RTOs e ISOs) norte-americanos precisam satisfazer os critérios de preços de escassez do FERC (FERC ORDER 719), que determina a formação de preços do mercado de energia. A mesma resolução determina que eles devem contemplar regras que diminuam barreiras à participação da resposta da demanda em períodos de escassez e requerem propostas para que os preços de equilíbrio durante escassez de reservas operativas reflitam o real valor da energia.

Desafios da Resposta da Demanda Através de Tarifas Dinâmicas (PTR)

Nos EUA, o Energy Independence and Security Act de 2007 determinou ao FERC que fizesse um levantamento do potencial da resposta da demanda e um plano de ação fosse estabelecido. Todos os sistemas (RTOs e ISOs) americanos, precisam satisfazer os critérios de preços de escassez do FERC (FERC ORDER 719), que determina que a formação de preços do mercado de energia deve contemplar regras que diminuem barreiras à participação da resposta da demanda em períodos de escassez e demandam propostas para que os preços de equilíbrio durante escassez de reservas operativas reflitam o real valor da energia. As reformas propostas pela 719 visam eliminar barreiras à participação da Resposta da Demanda como recurso comparado à geração, muito diferente do caminho que aponta o MME.

Mecanismos baseados em incentivos incluem reembolsos pela redução da demanda em determinados momentos. Um dos maiores desafios deste tipo de programa é a dificuldade de definir a linha base. Este é o tipo do programa piloto atualmente em uso no Brasil, e o novo programa que está sendo discutido na Consulta pública sobre proposta de minuta de Portaria contendo diretrizes para a oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica – RVD. Antes de entrar em maiores detalhes a respeito da atual proposta, falaremos em linhas gerais de programas deste tipo.

Em primeiro lugar, é preciso ter em mente que como ele depende de um contrafactual, ele é sujeito a erro e manipulação por parte dos agentes. Além disso, se os incentivos para redução da demanda não são bem calibrados, eles podem levar a um consumo abaixo do desejável, o que poderia, erroneamente, ser confundido com sucesso. A redução do consumo só é socialmente ótima quando o valor desse consumo é menor do que o custo marginal social total. A discussão em torno da Federal Energy Regulatory Commission (FERC), Order No. 745, estabelecida em 2011 é um excelente exemplo desse tópico, pois evidencia que uma compensação exagerada pode acarretar redução no uso de eletricidade quando seu benefício é maior do que o custo de produzir essa energia.

A Resolução Normativa ANEEL 792/2018, que estabeleceu os critérios para um projeto piloto para consumidores do Norte e Nordeste de alta e média tensão, também é do tipo Peak Time Rebate (PTR), e teve baixa adesão: apenas um consumidor participante. Esse programa remunera o agente de acordo

com seu lance e o consumo reduzido auferido. A teoria da ciência comportamental indica que os agentes-consumidores têm comportamento que revela aversão à perda: entre evitar uma perda ou ter um ganho, preferimos evitar a perda. Mas o que isto tem a ver com Peak Time Rebate e tarifas do tipo - Time of use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP) e Real Time Price (RTP)? Seria então de se esperar que os consumidores reagiram mais fortemente a um programa do tipo CPP, onde os preços aumentam muito em determinados momentos (e eles experienciam uma perda) e o risco é mais saliente do que num PTR, onde eles experienciam um ganho. Experimento conduzido pela Green Mountain Power no âmbito do Consumer Behavior Program (CBS) corrobora essa teoria.¹¹ A nova proposta submetida à CP também não apresenta o componente mais dinâmico, pois o ONS deverá definir previamente às ofertas de RVD a grade horária para cada mês dessas ofertas.

A determinação da linha base consiste num dos desafios deste tipo de programa. Para calcular o consumo reduzido, é necessária uma estimativa de quanto teria sido consumido caso não houvesse a redução (determinada a partir de dados passados). Entre os problemas do programa está a remuneração baseada no PLD (Lance-PLD), ainda desconhecido no momento do lance, requerimentos de retorno ao nível de consumo em três horas após o momento da redução, e a própria definição de uma linha base. Este problema pode ser amenizado com a nova proposta.

Além disso, se os incentivos para redução da demanda não são bem calibrados, eles podem levar a um consumo abaixo do desejável, o que poderia, erroneamente, ser confundido com sucesso. Uma compensação exagerada pode acarretar redução no uso de eletricidade quando seu benefício é maior do que o custo de produzir essa energia. A redução do consumo só é eficiente (socialmente ótima) quando o valor desse consumo é menor do que o custo marginal social total. Mas de novo: como construir um programa que contribua para aumentar a eficiência do mercado de energia se não conhecemos, ou não informamos este custo marginal?

O próprio processo de definição da linha base pode distorcer incentivos: o agente pode aumentar o consumo dele durante os dias que formarão essa linha base, ou aumentar o consumo durante o “evento” quando seria acionada a resposta da demanda¹². Além disso, este tipo de programa não incentiva a conservação fora do “evento”, além de não dar incentivos para conservação para quem não aderir ao programa ou não reduzir o consumo (através de um preço alto). Apesar das autoridades não estarem

¹¹ Avaliações e descrição do estudo podem ser vistas em:
https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/consumer_behavior_studies.html.

¹² Um caso emblemático ocorreu em 2010 (!!) na área de atendimento do PJM, nos Estados Unidos, quando as luzes do estádio Camden Yards foram ligadas num dia em que o Baltimore Orioles não jogaria, apenas para ser pago pela “redução”.

alertando para um risco de déficit de energia, o CMO e a possibilidade de termos outro período com hidrologias desfavoráveis deveriam ser um alerta. **Preços que representam o real custo marginal da operação e a resposta da demanda como recurso se traduzem em menor risco de déficit, e menor custo.**

Outro exemplo bastante ilustrativo dos desafios da remuneração com base numa linha base e atenção do operador ao fato dele ser sujeito a erro e manipulação por parte dos agentes foi o ocorrido na área de concessão da Southern California Edison (SCE) em Junho de 2017, quando a resposta da demanda foi “ativada”, uma redução de aproximadamente 500 MW pode ser observada (graficamente), mas não foi reconhecida pelo operador da Califórnia - o CAISO. O argumento utilizado foi de que a demanda anterior estava acima da linha base; então o que ocorreu teria sido um consumo superior ao da linha base nas horas que antecederam a ativação do recurso. Uma das desvantagens deste tipo de programa, é a dificuldade de identificar se houve algum comportamento oportunista do agente, ou seja, se ao perceber que no dia a resposta da demanda seria ativada ele elevou seu consumo.

Outra dúvida que se coloca é como as empresas, principalmente industriais, ainda não experientes neste tipo de programa, vão reorganizar sua produção para gerar respostas da demanda eficientes. O horário de ponta das distribuidoras não é homogêneo para todo país. Então, fixar o horário de redução desta forma parece pouco eficiente para resolver o “problema de potência” que muito tem sido citado como a única ameaça de suprimento em 2021.

O horário de ponta das distribuidoras varia. Ainda que tenhamos um aumento de geração eólica (quanto?), qual seria o risco – de potência (?!) – de incentivarmos a indústria a deslocar seu consumo para este horário? A nossa falta de experiência com esse tipo de programa traz ainda a incerteza a respeito de como esses consumidores se comportam frente a esse incentivo: haverá uma redução do consumo diário? O consumo será deslocado? E se uma grande parcela deslocar o consumo para o mesmo horário? Para o sucesso de um mecanismo de resposta da demanda, é necessário conhecer o custo marginal da operação – este com tantos problemas de cálculo atualmente - assim como prover incentivos corretos para o consumidor - procurando conhecer e impactar sua resposta. Significa dizer que nesse momento de crise vale a pena adotar programa mais flexível para incentivar a participação de grandes consumidores. Diversas são as referências de que a resposta da demanda mais eficiente se dá através da participação de grandes consumidores; contudo, também eles precisam ter condições de entender seu potencial de resposta nesse momento de reaquecimento da economia na recuperação da crise da pandemia do COVID-19. Trata-se de solução do tipo ganha-ganha.

No dia 05 de fevereiro de 2021, por exemplo, o subsistema SE/CO registrou CMOs acima de R\$ 2.000,00 /MWh nas primeiras horas do dia, e o PLD horário estava abaixo de R\$ 150,00 /MWh. Se algum grande consumidor está localizado numa região onde o CMO é zero, qual é a eficiência operacional e o custo de pagar um valor tão alto para ele reduzir a demanda? E se o preço não atinge patamares mais elevados, não temos um hiato grande entre o que o valor operador vai pagar e a quantia que ele aceitaria para reduzir sua carga, de forma a alinhar os incentivos dos consumidores para a melhor eficiência operacional, e ainda reduzir os custos, que por sua vez serão socializados via encargo?

Conclusão

Segundo o novo relatório do Painel Intergovernamental sobre o Clima da ONU (IPCC), apresentado dia 9 de agosto de 2021, eventos climáticos extremos se tornarão cada vez mais frequentes. Secas e hidrologias desfavoráveis no Brasil também poderão ocorrer com frequência aumentada. Ao mesmo tempo, impulsionado pela agenda climática e ambiental (restrições sociais e ambientais à construção de novas hidrelétricas com reservatórios), e avanços tecnológicos, o Sistema Interligado Nacional (SIN) experimenta um aumento na participação de fontes renováveis, caso da eólica e solar. O aumento da penetração destes recursos variáveis aliado à redução da capacidade de armazenamento de energia em reservatórios hídricos, por sua vez, aumentam a complexidade da operação e a necessidade de flexibilidade. Dessa forma, o valor de recursos que podem prover flexibilidade e capacidade também aumenta. É imperativo e urgente que o Brasil incorpore a Demanda como um recurso do Sistema para operação e que considere fortemente a Resposta da Demanda na modernização do setor elétrico.

Referências

Bushnell, J., Flagg, M. e Mansur, E. “Electricity Capacity Markets at a Crossroads”, DEEP WP 017, 2017.

Erik Ela, Michael Milligan, Aaron Bloom, Audun Botterud, Aaron Townsend and Todd Levin, Long-Term Resource Adequacy, Long-Term Flexibility Requirements, and Revenue Sufficiency de Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs, Springer, 2018.

Cramton, P., e Ockenfels, A. “Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector”, 2011.

Cramton, P. “Electricity Market Design,” Oxford Review of Economic Policy, 33:4, 589–612, 2017.

FGV CERI, P&D Estratégico ANEEL Metodologia de Elaboração da Função Custo do Déficit/ Joisa Campanher Dutra (Coord.), 2018.

FERC, “A National Assessment of Demand Response Potential”, Staff Report, Federal Energy Regulatory Commission, June 2009.

Pfeifenberger, J. P. e Hajos,A., “Demand Response Review”, The Brattle Group, 2011.

Schutze, Amanda, “A demanda de energia elétrica no Brasil”, PUC, 2015.