

Alternativas e Sugestões para mitigar os impactos do coronavírus sobre o Setor Elétrico Brasileiro

CASTRO, Nivalde de; ALBINO, Jean; BRANDÃO, Roberto. "Alternativas e Sugestões para mitigar os impactos do coronavírus sobre o Setor Elétrico Brasileiro". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 28 de abril de 2020.

Introdução

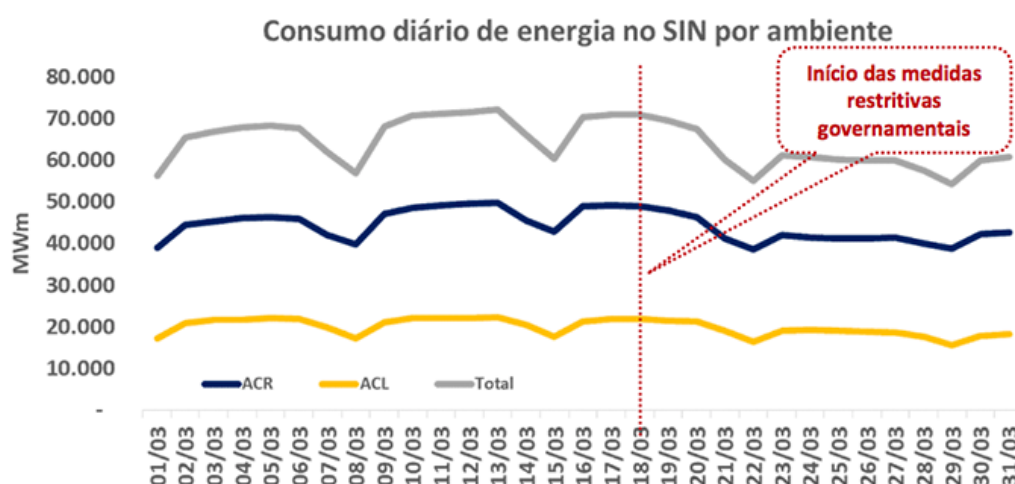
O objetivo central deste artigo é identificar e analisar de forma mais específica os impactos comerciais e empresariais da crise do Coronavírus sobre as empresas dos diferentes segmentos da cadeia de valor do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além disso, com base neste enquadramento analítico, apresentar propostas de mitigação e melhor compartilhamento entre os agentes. Trata-se, assim, de um esforço analítico exploratório que pretende contribuir para a busca de soluções frente à pandemia.

As medidas de saúde pública de combate ao Covid-19 vêm causando grande impacto no consumo de energia elétrica em vários países. No Brasil, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) publicou recentemente um relatório específico sobre o tema, com as variações de consumo dividindo o mês de março em duas partes, a fim de melhor identificar os impactos sobre a demanda de energia, tendo como divisor o dia 18, data de início das medidas governamentais de isolamento social, a base do combate à pandemia.

Este documento aponta, como indicado no Gráfico 1, que ocorreu, na comparação entre os dois períodos, uma redução de consumo de 7,4 % no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), afetando diretamente às distribuidoras, que atendem exclusivamente os consumidores cativos. No Ambiente de Contratação Livre (ACL), que compreende consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores e produtores independentes com carga própria, a redução foi de 9,4%. Em ambos os mercados foi uma redução drástica e súbita.

Gráfico 1

Demanda de energia elétrica nos mercados cativo e livre: março de 2020 (em MW Médio)



De acordo com os dados do Gráfico 2, no ACL, o impacto variou conforme o setor econômico. A maior redução de consumo verificada foi no setor automotivo (de 39%), em função da paralização das linhas de produção para evitar o contágio da força de trabalho. Por sua vez, a menor redução foi no setor de comércio, com 10%, já que a desaceleração das atividades não foi abrupta com muitas unidades consumidoras funcionando em função de serem essenciais como é o caso dos supermercados.

Gráfico 2



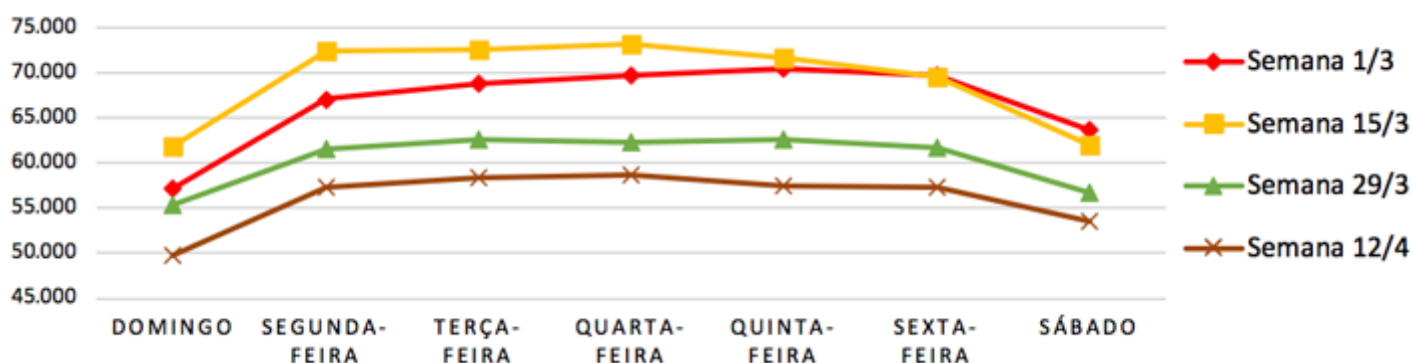
Fonte: CCEE, 2020.

Dados mais detalhados e recentes sobre o comportamento da demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN), disponibilizados pelo Operador do Sistema Elétrico (ONS), reforçam, ainda mais, a tendência da redução abrupta do consumo.

O Gráfico 3 compara o consumo diário de diferentes semanas, desde dia 1 de março até a semana que termina no sábado dia 18 de abril. A redução segue uma trajetória ainda descendente

Gráfico 3

SIN – Carga de energia elétrica diária e semanal: 1 de março a 18 de abril (em MWméd)

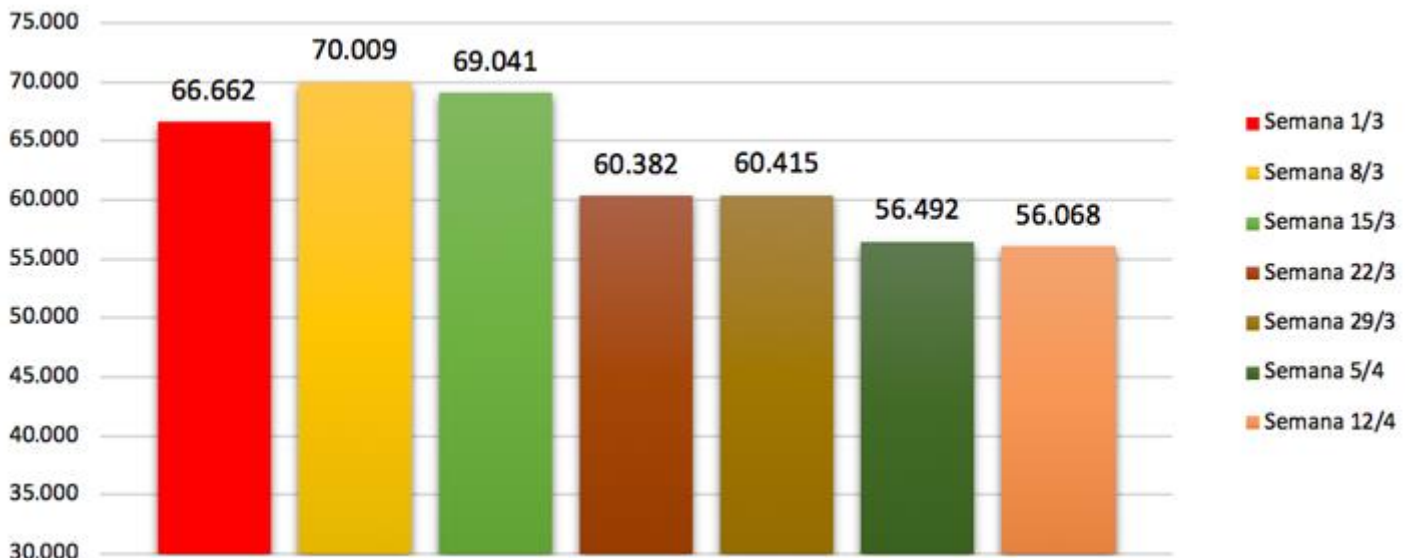


Fonte: ONS

O Gráfico 4 registra o consumo médio semanal desde o início de março até a semana que terminou em 18 de abril. Curiosamente, o comportamento expressa uma evolução descendente em escada, onde há uma estabilização na média de 56 GW médio que representa uma queda de 20% entre a semana de 8 de março em relação à semana de 12 de abril.

Gráfico 4

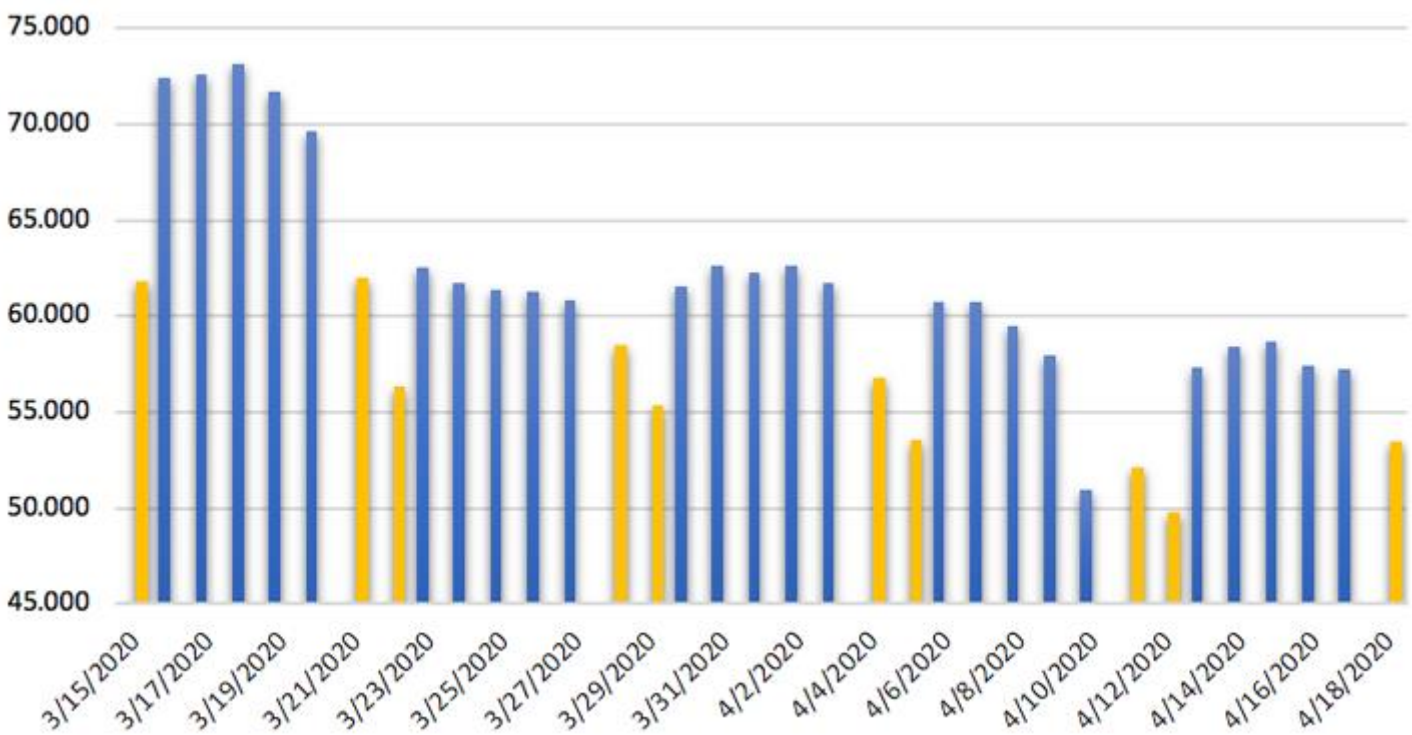
SIN – Carga Média Semanal: 1 de março a 18 de abril (em MWMédio)



Fonte: ONS

Por fim, o Gráfico 5, apresenta os valores diários da carga de energia elétrica entre março e abril. Fica bem visível a redução contínua, a partir da semana de 15 de março, quando foram iniciadas as orientações para o isolamento social. A semana de 5 a 11 de abril teve um comportamento atípico em função de ser a Semana Santa. Os dias marcados em amarelo são os fins de semana.

Gráfico 5
SIN – Evolução da Carga diária: 15 de março a 18 de abril de 2020 (em MW médio)



De forma geral, impactos desta magnitude, bem expressos nos gráficos, possuem o potencial de provocar grande perturbação e incertezas nas relações comerciais entre os agentes do setor elétrico. De imediato, algumas distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres apresentaram notificações formais às suas contrapartes contratuais, informando a possibilidade, mas não a execução, de invocação da cláusula de “força maior”, por conta das reduções de consumo decorrentes do covid-19. Na medida em que os agentes do setor elétrico vêm, nas últimas semanas, apontando divergências na interpretação destas cláusulas contratuais e no processo de comprovação jurídica dos

eventos de força maior, há um risco de se caminhar para uma judicialização generalizada, caso não sejam tomadas medidas governamentais e empresariais para mitigar impactos e evitar litígios.

Destaca-se que há um conjunto de efeitos generalizados sobre o mercado, com maior ou menor impacto sobre cada segmento específico. Entre eles, o efeito mais abrangente, sem dúvida, é o fato de que a forte redução de consumo levou o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ao seu menor valor permitido, R\$ 39,68/MWh. Nota-se que o PLD no valor mínimo associado com a forte redução de consumo traz problemas relevantes para vários segmentos e agentes do SEB, os quais serão analisados em seguida.

A redução do consumo é a correspondente redução na geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, por serem plantas que dispõem de flexibilidade operativa para absorver as variações do consumo. Para as usinas hidrelétricas, a redução se reflete no montante de energia que será alocado a cada uma, por conta do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Entre as usinas termelétricas, por sua vez, há uma diferenciação. As usinas que possuem certo grau de inflexibilidade, cujo caso mais extremo são as usinas nucleares, serão despachadas obrigatoriamente. Já as usinas flexíveis serão despachadas pela ordem de mérito, sendo que a maioria delas, por conta da queda da demanda, não gera energia e recebe somente o custo fixo declarado.

Este artigo está estruturado em quatro seções, além desta introdução. Na primeira e segunda serão examinados, de forma mais detalhada, os impactos nos mercados cativo e livre. A terceira seção faz um esforço de examinar e sugerir possíveis soluções. A quarta seção, por fim, apresenta as principais conclusões.

1. Impactos no ACR – Ambiente de Contratação Regulada.

Cada distribuidora possui um portfólio de contratos diferenciado por fonte, volume e preço, vinculado a leilões e obrigações gerais de pleno e minucioso conhecimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e dos agentes. Destaca-se que são informações públicas e este portfólio garante a segurança de suprimento do seu mercado de consumidores.

Uma redução de consumo drástica, como a atual, faz com que surja um excedente contratual, ou seja, uma parcela do volume total contratado deixa de ser comprada pelos consumidores cativos e as concessionárias não são remuneradas por esta energia. Porém, as distribuidoras ainda possuem a obrigação de pagar as geradoras por toda a energia contratada. Este fenômeno, derivado do modelo de contratação do SEB, é denominado sobrecontratação e é uma das principais preocupações das distribuidoras, pois o valor dos contratos com as geradoras é, hoje, bem maior do que o PLD, que está em seu valor mínimo. O problema ganha gravidade por estar ocorrendo em um momento de expressiva redução na receita das distribuidoras, o que dificulta ou mesmo inviabiliza o cumprimento de suas obrigações contratuais, ou seja, o pagamento das geradoras.

As distribuidoras além de não obter receita suficiente para o pagamento dos contratos com as geradoras, possuem outras obrigações financeiras no âmbito da CCEE. A combinação de redução de consumo e PLD baixo faz com que as despesas na CCEE aumentem para alguns tipos de contratos e diminuam para outros. A despesa global das distribuidoras na CCEE com o instrumento de ajuste das bandeiras tarifárias, por exemplo, é consequência desta diversidade de efeitos dependente do valor do PLD. Assim, a lógica vigente estabelecida pela ANEEL para as bandeiras tarifárias, baseada na análise dos efeitos da variação do PLD sobre os contratos, é de que quanto maior o PLD maior a despesa na CCEE e, portanto, maior deve ser a bandeira tarifária para cobrir estas despesas.

No entanto, a bandeira tarifária não cobre a situação em curso de redução forte e rápida no consumo. Hoje, a bandeira verde – que corresponde ao atual preço do PLD – vai na direção oposta à necessidade das distribuidoras, as quais precisam honrar contratos com geradoras, em volume superior ao consumo. Assim, nesta situação paradoxal, são necessárias outras medidas para preservar o equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras e de suas contrapartes contratuais.

Além disso, é relevante indicar e examinar o efeito direto sobre as empresas de geração que vendem energia ao ACR. Como assinalado, a redução de consumo trouxe também uma redução na geração, especialmente de usinas hidrelétricas e termelétricas a combustível fóssil, em geral flexíveis. Se o

contrato for com base no Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por quantidade sem Repactuação do Risco Hidrológico (RRH) ou um contrato por quantidade clássico (celebrado antes da Lei nº 10.848/2004 ou de geração distribuída registrado na CCEE), a redução da geração do vendedor poderá fazer com que não haja energia suficiente para cumprir o seu compromisso de venda. Neste sentido, a diferença entre o montante vendido e sua geração efetiva (ou alocação, se for usina participante do MRE) deverá ser adquirida ao PLD mínimo na CCEE. Assim, embora tenha um custo menor, este débito perante a CCEE não existiria caso não houvesse a redução de consumo.

Por outro lado, as geradoras hidrelétricas que possuem CCEARs com RRH, conforme Lei nº 13.203/2015, ou que estão no Regime de Cotas de Garantia Física, assim como a própria Usina Binacional de Itaipu, não incorrem em novos custos por conta da redução de geração, uma vez que são as distribuidoras que assumem os resultados decorrentes da variação de geração hidrelétrica perante a CCEE. Destaca-se que estes resultados representam, no momento atual, uma despesa menor do que existia antes da crise, tanto que a bandeira tarifária vigente hoje é verde.

As geradoras de fontes renováveis com CCEARs não apresentam efeitos negativos diretos, pois são tipicamente inflexíveis na produção, ou seja, o nível de geração não varia conforme o consumo total. O mesmo ocorre para as cotas de energia nuclear das Usinas de Angra I e II.

Nota-se que a redução de consumo faz com que as usinas térmicas a combustível fóssil deixem de produzir a parcela de energia que depende do valor do PLD, pois seus custos variáveis são bem maiores do que o PLD mínimo. Por conseguinte, estas geradoras pararam de receber a parcela variável (dependente do PLD) de seus contratos e fazem jus somente à parcela fixa, o que representa uma redução nos custos das distribuidoras. Em tese, a geradora térmica é indiferente à parcela variável, pois esta se destina apenas a cobrir seus gastos com combustível fóssil. Desta forma, não há impacto direto relevante no resultado financeiro deste tipo de geradora.

De qualquer forma, independentemente de a geradora ter ou não impacto direto em seu resultado financeiro por conta da redução de consumo, todos correm o risco de contraparte, dada a situação bastante difícil que a crise do Covid-19 causa às distribuidoras.

A energia da Binacional Itaipu, por sua vez, envolve um risco particular em relação às outras geradoras, pois sua receita é definida em US\$, cuja cotação subiu mais de 30%, em 2020. As distribuidoras assumem os custos da variação cambial imediatamente, mas repassam esta diferença cambial às tarifas somente no reajuste anual seguinte. Como a ANEEL está postergando os reajustes tarifários por três meses, visto como período crítico da crise da pandemia, a situação financeira das distribuidoras tende a piorar ainda mais, em função do pagamento imediato da energia de Itaipu.

Além das questões contratuais, as distribuidoras sofrem também grande pressão dos consumidores industriais e comerciais, que solicitam um tratamento especial frente à queda da demanda vinculada diretamente à pandemia, o que, na prática, pode resultar em uma redução adicional na receita das concessionárias de distribuição.

Nesta mesma linha de problemas relacionados com os consumidores, o segmento residencial apresenta uma posição paradoxal, pois por um lado a demanda aumenta em função do isolamento social. E por outro há o aumento da inadimplência e dos furtos de energia, derivado diretamente da redução de renda e do aumento do emprego. A possibilidade de atrasar as contas por três meses e a proibição de cortes por inadimplência alimentam, ainda mais, o vetor de desequilíbrio financeiro.

2. Impactos no ACL – Ambiente de Contratação Livre

O impacto da expressiva redução do consumo verificada no ACL (ver Gráfico 1) recai sobre os contratos de compra de energia dos consumidores livres e especiais, autoprodutores e produtores independentes com carga própria.

Assim, a maioria dos consumidores livres passou a ter um excedente contratual, que é liquidado ao novo PLD, a um valor bem menor do que o preço que pagam por sua energia, configurando uma

situação análoga a das distribuidoras. O resultado é um relevante prejuízo para estes consumidores livres, o qual não existiria sem a crise do Codiv-19.

Neste sentido, muitos consumidores livres estão em processo de renegociação dos montantes contratados para os meses de isolamento social com as empresas geradoras. Além disso, diversas comercializadoras também precisam renegociar a energia comprada diretamente de empresas geradoras, assumindo o risco de revender para consumidores livres. Desta forma, evidencia-se a possibilidade de um efeito cascata de excedentes contratuais, que irá afetar todo o mercado livre, provocando perdas e incertezas.

Com o nível de redução do consumo e as perspectivas, ainda incertas, sobre o fim do isolamento social e a retomada das atividades produtivas e sociais, os contratos bilaterais entre consumidores livres e geradoras ou comercializadoras cuja renegociação não foi possível firmar acordos, devem ser levados à apreciação da Justiça. Deste modo, a discussão judicial em torno da aplicação da cláusula de força maior resultará, de pronto, na concessão de liminares que suspenderão a necessidade de pagamento dos consumidores livres às geradoras e comercializados, transferindo os prejuízos à jusante. E alimentando o efeito em cascata.

3. Possíveis soluções

O principal princípio subjacente às sugestões apresentadas a seguir é de que todos os segmentos devem contribuir para a solução do problema derivado do descasamento entre demanda e contratos. Nota-se que há inúmeras propostas que colocam o peso da solução sempre em outros segmentos do setor, sem incluir o seu próprio, comportamento comum neste tipo de crise. Assim, o esforço deste conjunto de sugestões é na direção de que a conta seja repartida de forma efetiva e mais equitativa possível entre todos os segmentos do SEB.

Outro conceito importante e ideal é que o consumidor cativo não deveria arcar com nenhuma parte da conta derivada da crise. Um empréstimo financeiro, solução análoga à Conta ACR (Decreto nº 8.221/2014) já foi autorizado por meio da Medida Provisória nº 950/2020. Este instrumento apesar de eficaz em seu objetivo de solucionar as dificuldades de caixa das distribuidoras, deixa como contrapartida um impacto tarifário para os anos seguintes.

As vantagens deste instrumento de financiamento para a recomposição do caixa das distribuidoras, o que irá garantir todo o fluxo de pagamentos dos segmentos e respectivas cadeias produtivas de transmissão e geração vinculadas ao ACR, são:

- i. Experiência acumulada;
- ii. Taxas de juros bem baixas em relação ao financiamento de 2014-2015;
- iii. Pagamento de longo prazo, com sugestões de 48 a 60 meses; e
- iv. Capacidade da ANEEL para estabelecer clara e objetivamente a necessidade de reposição do caixa de cada uma das distribuidoras.

Destaca-se o esforço da ANEEL no sentido de antecipar recursos e utilizar fundos setoriais para alimentar o caixa das distribuidoras. Este esforço corrobora a expressão de um líder empresarial do setor, de “fazer um aperto de parafusos”. Ou no dizer de um diretor da ANEEL de “raspar o tacho”, obviamente com o cuidado de não quebrar nada de importante, como originalmente se pensou em acabar com o Programa de P&D da ANEEL. Estas ações vão ajudar para que o empréstimo seja menor, caso ele venha a ser adotado. Mesmo assim, a qualquer valor o empréstimo é uma solução que irá repassar custos às tarifas do mercado cativo, podendo tornar ainda mais lenta a retomada econômica no pós-crise.

Em consonância com estes conceitos, sugere-se um desembolso específico da União Federal, visando apoiar a sociedade no enfrentamento da crise e ajustar a receita total das distribuidoras para que possam honrar com seus compromissos contratuais e operacionais, que serão recalculados em função da implantação das outras propostas apresentadas neste artigo.

O desembolso, não reembolsável, deve ter como fonte de recursos os fundos constituídos externamente ao setor elétrico, cuja extinção foi proposta pelo governo por meio da Proposta de Emenda Constitucional nº 187/2019. Se antes a extinção dos fundos visava o equilíbrio fiscal, com os valores sendo incorporados ao Tesouro Nacional, agora os recursos represados podem ser

direcionados para viabilizar a sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro, a partir do segmento de distribuição, pela sua posição estratégica de ingresso do fluxo de caixa que irriga praticamente todos os outros segmentos e suas respectivas cadeias produtivas.

A seguir, são formuladas as sugestões de contribuição que geradoras, transmissoras e distribuidoras poderiam fazer para o enfrentamento da crise.

Sugere-se que os contratos CCEAR sejam reduzidos em percentual específico (por exemplo, 10%) por um período mínimo de três meses, prorrogáveis a critério dos Ministérios de Minas e Energia (MME) e da Economia, sendo que os montantes reduzidos seriam calculados e postergados para após o final dos contratos.

No caso de CCEARs oriundos de Leilões de Energia Nova, deve ser proferido o mesmo tratamento em relação às parcelas e à duração do financiamento do BNDES ou de outros bancos estatais. Assim, a redução temporária da parcela mensal de juros e amortização seria na mesma proporção da redução dos contratos e da postergação destes valores para após o final da sua vigência original.

Caso a concessão ou autorização da usina tenha duração igual à vigência dos CCEARs a ela associados, deverá haver uma extensão equivalente aos montantes que serão postergados. Destaca-se que as extensões de concessões e autorizações requerem medidas provisórias, enquanto os ajustes dos CCEARs e suas eventuais postergações e os ajustes dos financiamentos podem ser feitos por decreto federal.

As cotas de energia nuclear e da Binacional Itaipu não sofreriam alteração de montantes. Entretanto, para os contratos da energia de Itaipu, propõe-se que a parcela de variação do dólar de 2020 seja incluída no montante do desembolso da União às distribuidoras.

Para as empresas do segmento de transmissão, assim como para as empresas de geração no Regimes de Cotas de Garantia Física, propõe-se uma solução análoga à proposta para os CCEARs, qual seja, a redução temporária das Receitas Anuais Permitidas, em percentual correspondente ao mesmo percentual de redução dos CCEARs incidindo sobre a remuneração das concessionárias, com a parcela reduzida das tarifas sendo postergada para o fim de cada concessão.

A contribuição das distribuidoras também seria uma redução em sua remuneração (WACC), análoga à redução das transmissoras, com o mesmo processo de postergação.

Destaca-se que, para a viabilização destas sugestões, caso sejam aceitas pelos envolvidos, são necessárias:

i. A negociação e assinatura de um amplo acordo envolvendo os principais grupos empresariais e suas associações, em moldes análogos ao Acordo Geral do Racionamento, de 2001. O setor já tem esta experiência, que foi rica e eficaz. Uma diferença entre 2001 e 2020 é a quantidade e a heterogeneidade dos agentes do mercado elétrico brasileiro e as associações de classe podem ter um papel importante.

ii. A liderança da competente e experiente equipe técnica da ANEEL no cálculo das tarifas e dos desembolsos mensais da União às distribuidoras durante a crise é uma garantia a mais de o processo ser transparente e eficiente. Cada distribuidora tem um portfólio de contratos específico e uma realidade de mercado cativo diversa, sempre acompanhados de perto pela Agência. Assim, é indispensável que estas propostas sejam implementadas caso a caso, para que não ocorram distorções que comprometam a equivalência da contribuição de cada agente neste acordo.

Para o ACL, não há outra solução que não seja a negociação bilateral. De acordo com os princípios que regem e fundamentam este mercado, todos os agentes envolvidos devem usufruir de sua liberdade de negociação de forma responsável, madura e colaborativa. A judicialização é evitável, indesejável e absolutamente oposta à postura requerida para este momento tão grave do setor elétrico e do país. Acordos análogos aos sugeridos para os CCEARs seriam uma solução simples e de fácil implantação, mas não impedem outras soluções e complementos que a criatividade e a necessidade das partes venham a estabelecer. O ponto central é que, por se tratarem de contratos privados bilaterais e com grande heterogeneidade, não há justificativa e nem necessidade da atuação do MME.

Conclusão

Uma frase antiga, mas sempre verdadeira, é perfeitamente aplicável agora: tempos extraordinários requerem medidas extraordinárias. Soluções baseadas apenas em exemplos do passado podem não ser adequadas ao momento, tampouco suficientes para que o setor elétrico atravesse este período sem graves sequelas, mas certamente contribuem para que as soluções sejam mais consistentes.

Por outro lado, soluções baseadas em contribuições diferenciadas por segmento também não irão garantir a sustentabilidade e a harmonia do setor, podendo criar privilegiados e prejudicados.

O conjunto de sugestões formuladas, aqui, indica caminhos para equilibrar as contribuições de todos os segmentos do SEB, de modo a manter o racional empresarial e minimizar o impacto do ponto de vista fiscal. As medidas para a superação da crise do Coronavírus, completamente exógena ao setor elétrico, diferentemente das crises de 2001 e 2014, podem ser marcadas pelo equilíbrio de condutas e de iniciativas. Desta forma, o SEB poderá retornar à normalidade de suas operações com sua saúde financeira e econômica preservadas.

Nivalde de Castro é professor do Instituto de Economia da UFRJ e coordenador do GESEL-Grupo de Estudos do Setor Elétrico.

Jean Albino é consultor.

Roberto Brandão é Pesquisador Sênior do GESEL.

Nota dos Autores: Os autores agradecem e destacam a colaboração de Arthur Tavares e Luiza Masseno, pesquisadores do GESEL, na coleta dos dados do ONS sistematizados nos gráficos.