



Consulta Pública MME nº 137/2022

24/08/2022



O Grupo Neoenergia entende ser necessária a modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), fundamentada em um modelo onde haja maior liberdade para os consumidores escolherem seus fornecedores de energia, como mecanismo indutor de competição, com foco no aumento de eficiência econômica e oferta de novos produtos e, consequentemente, uma melhor relação entre custo e benefício percebida pelos consumidores finais.

Entendemos como necessária a iniciativa do Ministério de Minas e Energia (MME) de discutir a liberalização do mercado abertamente com a sociedade antes de implementar as mudanças necessárias em relação ao tema. Nesse sentido, ressaltamos que a continuidade do processo de abertura do mercado de energia atingido todos os consumidores, inclusive aqueles de menor porte atendidos em baixa tensão, passa por um conjunto de definições que vão muito além de um cronograma de abertura. O processo de liberalização já iniciado com uma evidente assimetria entre ambientes tem provocado migrações para o ambiente livre que implicam em sobre custo crescente para o ambiente regulado que remanesce. O processo de compra de energia no ambiente regulado durante muitos anos é o que tem viabilizado a expansão da geração, implicando não só em maiores preços (ainda que através de leilões competitivos de novas usinas, mas sob forte direcionamento por órgão público responsável pelo planejamento) como em sobrecontratação de energia o que também implica em custo adicional no ambiente regulado. O grau de liberdade no processo de compra de energia no ambiente regulado é muito mais limitado e produziu obrigações contratuais de efeito futuro. Ademais, o e sobre custo neste ambiente é situação já presente que decorre dessa assimetria. As etapas já implementadas de liberalização que retroalimentam uma diferença crescente de preço entre ambientes regulado e livre. Alguns eventos foram no sentido oposto como a criação de cotas pela MP 579, mas as assimetrias têm implicado em maiores preços no ambiente regulado. A abertura de novas etapas integralizando a liberalização não só não resolve como agrava esse degrau crescente de preços. Nesse sentido, é preciso analisar a situação atual sob perspectiva mais abrangente que apenas a de volumes de energia contratada. É preciso avaliar o preço efetivo da energia incluindo movimentos mais recentes de descotização ou término dos contratos que não necessariamente significa redução de preço. É preciso urgentemente construir soluções para essa diferença de preço já existente e que se acumula em decorrência de evidentes assimetrias durante muitos anos. No ambiente livre não existe a obrigação de contratação de longo prazo atribuída ao ambiente regulado e ainda é possível contratar ex-post. Obviamente isso traz diferenças de preços, sobretudo em momentos como o atual de baixíssimos preços no mercado spot.

Como agravante temos políticas de incentivo a compra de fontes alternativas, mas que apenas refletem em benefício ao ambiente livre. O desconto de 50% na TUSD/TUST pelo lado da carga somente é possível no ambiente livre, mas o encargo da CDE associado a esse desconto é pago por todos os consumidores. No ambiente regulado além de não ter acesso a esse desconto, as condições eram definidas por planejado central. Eram processos competitivos, mas com definições quanto a

início de entrega, prazo de duração e, muitos casos, diretamente da fonte a ser contratada. Houve mudança legal para o término desse estímulo a fontes alternativas hoje já com preços bastante competitivos, mas em data futura e preservando o direito para projetos em andamento. Obviamente essa política ainda está produzindo e continuará produzindo efeitos e estimulando a migração para o ambiente livre.

Não resolver essa atual assimetria e diferença de preço resultante e partir para uma nova e ampla etapa de abertura (a mais ampla representando mais de 40% de todo mercado) não parece ser razoável. A minuta de portaria não apresenta soluções para esse sobrecusto legado que aparentemente é reconhecido no ambiente regulado e certamente a construção dependem de outros níveis normativos (lei e decreto).

Além disso, diferentemente das etapas iniciais de abertura para os clientes de maior porte atendidos em alta tensão já implementadas, à medida que se atingi maior varejo é preciso definir novas funções setoriais e rediscutir as existentes com foco na melhor alocação de risco e eficiência.

Na minuta de portaria menciona algumas dessas novas funções como a do Supridor de Última Instância (SUI), Agregador de Medição e eventual remodelagem de funções já existentes como a do Comercializador Varejista, mas de forma insuficiente e sem os normativos mais adequados como lei e aditivo aos contratos de concessão que dariam a necessária estabilidade e segurança.

Assim, ressaltamos a importância de estabelecer condições mínimas e essenciais que assegurem o equilíbrio econômico e financeiro dos agentes existentes e novos, evitando impactos negativos tanto para a sustentabilidade do setor, como para os consumidores, sobretudo aqueles que permanecerem no mercado regulado, ainda que durante uma transição.

Nesse contexto, a Neoenergia apresenta suas contribuições no âmbito da Consulta Pública nº 137 de 2022 do MME (“**CP 137**”).

1. Aspectos a serem considerados na abertura do mercado

A abertura de mercado é uma mudança estrutural no modelo atual do setor elétrico, cujo mercado é altamente regulado. Qualquer alteração em sua estrutura, mesmo que objetivando atingir apenas um grupo de agentes, inevitavelmente gera impacto significativo em outros segmentos setoriais. Dessa forma, faz-se necessário que, antes de qualquer alteração estruturante, se tenha uma visão sistêmica do setor, possibilitando a avaliação e o dimensionamento prévio dos impactos, proporcionando ações que viabilizem a implantação das mudanças de forma sustentável, responsável e segura, evitando ônus para os diversos envolvidos, sobretudo para o consumidor final.

No âmbito do setor elétrico, o alicerce de uma abertura sustentável deve ser calcado em uma regulação adequada, justa e clara, baseada na competição em condições equivalentes que possa produzir ganhos de eficiência em benefício dos consumidores. A simples opção de escolha entre ambientes assimétricos implica na transferência de custos, não é capaz de promover eficiência. É preciso discutir antes soluções para problemas já existentes, em especial a assimetria entre os ambientes regulado e livre. Se não forem tratados de forma antecipada, tais assimetrias irão se agravar e poderão tornar o setor elétrico economicamente insustentável concentrando custos numa classe cada vez menores de consumidores em poder de escolha.

Na prática, já existe hoje um sobrecusto no ambiente regulado relacionado aos contratos legados, originados por fatores exógenos como o arrefecimento de mercado devido à desaceleração da economia, à pandemia do Coronavírus, migração de clientes para o mercado livre e à corrida dos consumidores para adesão à Micro e Minigeração Distribuída – MMGD. Adicionalmente, a inflexibilidade de boa parte do portfólio contratual, agravada pelo advento das cotas oriundas da Lei 12.783/2013 e a ineficácia dos mecanismos atuais de gerenciamento do portfólio contratual das distribuidoras - que não foram dimensionados para resolver problemas sistêmicos, também são elementos que contribuíram para sobrecontratação generalizada nesse setor.

Várias propostas para mitigação do problema já foram sinalizadas, sendo algumas implementadas. No entanto, como os mecanismos existentes até então não foram repensados e sim, apenas ajustados, as alterações promovidas não foram eficazes. Neste material, citaremos algumas propostas que, se implementadas, poderão contribuir para a mitigação do problema e consequentemente possibilitar um ambiente propício para uma abertura gradual e sustentável.

Outra questão, tão importante quanto a anterior, é a eliminação das assimetrias entre os mercados de contratação regulada e livre, no tocante aos subsídios para fontes renováveis, onde os consumidores livres que comprem energia dessas fontes têm direito ao desconto nas suas tarifas de

uso do sistema de transmissão ou distribuição, desconto este não extensível aos consumidores regulados. Destaca-se que, ao longo do tempo, houve um crescimento significativo da CDE em função do custeio do subsídio a fontes incentivadas atribuído, em parte, à ampliação do mercado livre a partir da redução dos requisitos mínimos de carga instituídos pelas Portarias MME nºs 514/2018 e 465/2019. Embora a lei 14.120/2021 tenha estabelecido que a partir de março de 2022 novos geradores renováveis (exceto PCH) serão outorgados sem o direito ao desconto, é certo que ainda é grande o número de empreendimentos que continuarão dispondo desse benefício até o final de suas outorgas, o que tende a onerar ainda mais a tarifa do consumidor no ambiente regulado.

Uma terceira grande questão a ser analisada é a capacidade operacional dos agentes em abarcar esse novo modelo e as mudanças comerciais/técnicas necessárias para uma maior eficiência de custos no setor elétrico, visando sempre a modicidade tarifária.

A recente ampliação de clientes do Grupo A passíveis de migração, seguida do projeto de liberalização do Grupo B, tema dessa CP, tornam necessária a criação de novos entes no setor elétrico, a exemplo das figuras do Agregador de Medição e do Supridor de Última Instância - SUI e intensificam a necessidade de aperfeiçoamento da atuação do Comercializador Varejista. Essas novas figuras (não necessariamente assumidas pelas distribuidoras) devem ter suas atribuições reguladas de forma harmônica e bem integrada com os demais agentes, evitando-se tanto lacunas regulatórias no que diz respeito às suas responsabilidades na prestação do serviço ao setor, como quanto aos riscos e custos mal endereçados que possam minar posteriormente o equilíbrio e a sustentabilidade do setor elétrico.

2. Sobrecusto do ambiente regulado

Indubitavelmente, a liberalização do setor elétrico é algo não apenas esperado como almejado, mas sua realização, bem como de outras medidas de modernização, coloca em xeque o modelo estruturado em 2004, que já se fez eficiente no passado, mas que no momento presente demonstra indícios de que não mais atende todas as necessidades que se impõem, hoje, ao setor elétrico. Para o futuro vislumbrado são necessários aprimoramentos disruptivos, os quais precisam ser bem estruturados para que um novo modelo seja sustentável, evitando sobrecustos que onerem, ainda mais, os clientes que, por algum motivo, permaneçam no mercado de tarifa regulada. Um dos pontos

mais sensíveis e que merece atenção especial é o modelo de contratação de energia pelas distribuidoras e a existência de contratos legados, tema tratado a seguir.

DO MODELO DE CONTRATAÇÃO REGULADA

Do ponto de vista do modelo vigente de contratação de energia, há obrigação de contratação de 100% da carga pelas distribuidoras, cujas possibilidades de compra sem restrições se encontram no longo prazo, especificamente por meio de leilões de Energia Nova. Sendo assim, atualmente quanto mais próximo do início do suprimento, maiores são as restrições de volume a ser comprado, fazendo com que a base da compra de energia seja feita com muitos anos de antecedência, deixando um volume marginal para aquisição nos anos mais próximos.

Ainda que assimétrico, era justificável enquanto a garantia da expansão, segurança e confiabilidade do sistema estava somente nas mãos do ambiente regulado, mas hoje se mostra desnecessário frente à inserção de novas tecnologias e à possibilidade de migração. A antiga concepção de que os consumidores serão cativos por anos à frente não é mais válida e não se sabe por quanto tempo eles permanecerão com as distribuidoras. Surge, portanto, a necessidade de flexibilidade para contratação de energia por parte das distribuidoras e isso não se dará apenas por mecanismos pontuais cuja efetividade dependa de outros agentes, mas sim por uma reestruturação do *status quo*.

O advento dos Leilões de Reserva de Capacidade, onde os atributos necessários para a garantia de suprimento são contratados de forma centralizada, com custo compartilhado entre todos os consumidores e com garantia de uma base de remuneração para os geradores que participarem desses certames, permite que as distribuidoras tenham maior flexibilidade na contratação de energia para atender seu mercado regulado. Com isso, os leilões regulados para contratação de energia poderão ser reformulados e realizados com maior proximidade à entrega da energia, com período de suprimento menor, possibilitando às distribuidoras melhor gestão da posição contratual tendo em vista migração e retorno de clientes do ACL, expansão de MMGD, bem como a atividade de Supridor de Última Instância (SUI).

Ademais, leilões de energia existente e o leilão de energia nova A-3 possuem restrições quanto ao montante total permitido a ser contratado, limite este que não se aplica aos leilões de longo prazo. A retirada desses limites, por exemplo, fará com que as decisões de contratação de energia das distribuidoras sejam realizadas nos leilões com início de suprimento mais próximo, o que seria bom para uma melhor adequação do montante contratado para o seu mercado cativo já bastante volátil em função, dentre outras questões, da maior liberalização de mercado. Nessa linha, a estratégia de

compra consideraria premissas mais realistas de saída dos consumidores do ACR, seja para mercado livre ou MMGD, evitando acúmulo de novos contratos legados a fim de estancar o problema. Lembrando que, quanto mais contratos de curto prazo no portfólio, maior a possibilidade de as distribuidoras gerirem melhor seu lastro e, conseqüentemente, menores os custos com sobrecontratação involuntária a serem repassados para a tarifa. São bem-vindas soluções que promovam redução de custos, principalmente aqueles causados por migrações, conforme premissa já estabelecida no § 5º do art. 15 da Lei 9.074/95: *“O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.”*

Tendo em vista esse novo cenário e, dado que a contratação de lastro e energia estão em processo de desassociação, **é imprescindível que a obrigação de contratação de energia de 100% da carga seja repensada, além da retirada dos limites de contratação para os leilões de energia existente e os de energia nova de mais curto prazo, conforme já citado.**

Atualmente, os mecanismos MCSD (Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits) e MVE (Mecanismo de Venda de Excedentes), em função da efetividade observada ao longo do tempo, têm se configurado apenas como ferramenta para ínfimos ajustes, que na atual situação são incipientes, ou seja, de modo geral esses mecanismos não se mostram eficazes para solucionar o problema estrutural de sobrecontratação vivenciado pelas distribuidoras. Melhorias se fazem necessárias e devem ser implementadas, mas não serão suficientes sem uma reestruturação mais ampla e em âmbito modelar, uma vez que a causa raiz do problema está na falta de flexibilidade da própria forma de se contratar energia. Visto que se enxerga o futuro da distribuidora como uma comercializadora que opera no ambiente regulado, **é necessário que a sua gestão de energia se dê de forma equivalente àquela praticada pelas comercializadoras que operam no ambiente livre**, inclusive porque o consumidor poderá optar livremente por transitar entre dois ambientes. Sendo assim, nada mais natural que as formas de gestão sejam igualmente flexíveis. Essa opção será tratada mais à frente.

DA NECESSIDADE DE EQUALIZAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE MCSD A-1 E LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE

Falemos agora dos leilões de energia existente e suas restrições. Atualmente, além do montante de reposição passível de recontração, temos também a recuperação de mercado. A retirada desses limites já seria um avanço significativo nas regras. O montante de reposição e as cláusulas do CCEAR de Energia Existente para redução automática em caso de migração de clientes fazem com que algumas distribuidoras optem por contratar energia em leilões de energia existente ao invés de

priorizar trocas mútuas. Ou seja, algumas distribuidoras com déficits priorizam comprar energia em leilões de empreendimentos existentes de prazo mais curto (LEE A-1 e A-2) em detrimento de sua participação como declaradora de déficits nos MCSD, reduzindo, portanto, a efetividade dos mecanismos. Nesse sentido, cabe enfatizar que, não necessariamente, as análises envolvendo a “Distribuidora Brasil” refletem os resultados individuais das distribuidoras. Não apenas há desequilíbrio nas posições individuais, como há aumento da sobra contratual da Distribuidora Brasil em função dessa situação, o que é ainda mais indesejável numa liberalização, atentando contra o equilíbrio dos ambientes. As inúmeras regras e particularidades do ambiente regulado induzem a essas estratégias individuais que podem resultar em impactos negativos para o equilíbrio do sistema.

Neste sentido, seria importante tornar o MCSD o mecanismo prioritário de gestão dos contratos vincendos, ou seja, garantindo que haja participação das distribuidoras primeiramente no MCSD para somente depois, considerando o saldo remanescente não atendido nesse mecanismo, elas pudessem então participar do Leilão de Energia Existente, equalizando dessa forma as condições entre leilão de energia existente A-1/A-2 e MCSD.

DA IMPORTÂNCIA DO MCSD NO PROCESSO DE LIBERALIZAÇÃO

Muitos estudos sobre liberalização focam no problema de contratos legados para o conjunto das distribuidoras, simulando uma “Distribuidora Brasil”. Contudo, individualmente haverá distribuidoras com sobras de energia de tamanhos distintos e até com déficit de energia ao longo do tempo, pois o comportamento da migração, os contratos legados e as estratégias de compra e ajuste de portfólio não são uniformes entre as distribuidoras, como inclusive já tecemos considerações a respeito anteriormente.

Neste sentido, além do disposto nos itens anteriores, **sugerimos também que seja avaliado o funcionamento de um mecanismo adicional de cessão de sobras e déficits, mas de forma bilateral. A exemplo do MCSD não haveria a troca contratual, mas apenas a cessão financeira. A possibilidade de mecanismo bilateral adicional**, tem por objetivo dinamizar o processo, tornar os ajustes mais ágeis. E preciso buscar alternativas mais dinâmicas e flexíveis a exemplo do mercado livre para “equalizar” as sobras de contratos e gerenciar melhor os custos de sobrecontratação

DOS CONTRATOS LEGADOS

A abertura gradual do ambiente livre faz com que as distribuidoras fiquem mais sobrecontratadas e essa energia involuntária seja um sobrecusto para consumidores cativos, ao mesmo passo que os consumidores no ACL necessitam de mais energia nesse ambiente. Ou seja, **é necessário que a**

energia atualmente contratada no regulado seja transferida para o ambiente livre, por meio de um vaso comunicante eficiente, que possa equilibrar a contratação no ACR e ACL reduzindo a disparidade de custos entre os ambientes. Uma das maneiras disso ocorrer é o endereçamento da criação de um encargo conforme previsto no projeto de Lei 414, atualmente em Comissão Especial da Câmara do Deputados. Outras formas serão sugeridas a seguir.

DAS COTAS COMPULSÓRIAS (ITAIPU)

A energia da UHE Itaipu destinada ao Brasil é rateada entre as distribuidoras dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Em 2023, com a necessidade de revisão do anexo C do Tratado Binacional, dado o término da amortização do investimento da usina, surge a necessidade de redefinição da contratação e preço de Itaipu, o que trará benefício importante para a redução do custo adicional devido à sobrecontratação.

Primeiramente, deve-se destacar a importância desse Ministério envidar esforços para, de fato, promover a redução do preço de Itaipu para que o mercado cativo, que suportou a amortização do investimento por anos, possa então desfrutar de um contrato mais barato como elemento “coringa” dentro do seu portfólio.

Sabemos que a sobrecontratação do setor de distribuição é uma realidade, porém o fenômeno é bem diverso entre as distribuidoras, pois os níveis de exposição variam bastante. Outro elemento que também varia nesse setor é o valor do PMIX. Somando-se essas duas variáveis com a incerteza em relação à magnitude de perda de mercado cativo para o ACL, que também ocorrerá de forma distinta entre os mercados das diversas distribuidoras, a solução sobre as cotas de Itaipu deveria, portanto, receber um tratamento que conferisse ao segmento de distribuição liberdade para decidir o volume necessário de descotização. Essa estratégia tende a ser mais exitosa em termos de endereçar de modo eficiente o destino das cotas de Itaipu, muito mais que qualquer decisão binária (descotizar 100% ou não descotizar) a ser implementada no setor de distribuição.

Uma vez que o nível de sobrecontratação das distribuidoras varia bastante, que a realidade de cada área de concessão é diversa (em razão da distinta predisposição de cada grupo de mercado para migrar e do PMIX da empresa distribuidora) e que o novo preço de Itaipu também é uma incerteza, cada distribuidora poderia analisar os seus próprios riscos e adotar a melhor decisão, a depender de cada caso, sobre descotizar apenas uma parcela do seu contrato com Itaipu. Numa situação de abertura de mercado, logicamente a distribuidora também estará preocupada com o valor do seu PMIX. Portanto, a distribuidora pode optar por permanecer com toda a sua parcela de Itaipu se perceber que os mecanismos de descontração e ajuste do portfólio, que serão criados conforme

ampla discussão que ora segue no setor elétrico, serão eficientes e poderão dar conta de tratar a sua sobrecontratação adequadamente.

Portanto, torna-se salutar adotar soluções tendo como premissa dar liberdade de decisão para a distribuidora, o que está perfeitamente em linha com o que o mercado liberalizado deve ser, além de assegurar equidade entre ACL e ACR para gerir seus contratos.

As eventuais sobras contratuais de Itaipu advindas da opção de desconstrução por algumas distribuidoras, considerando que haverá grande redução de preço de Itaipu, representam oportunidade real para promover a modicidade tarifária. Essas obras seriam vendidas no ambiente livre através de processo competitivo e a diferença em relação ao preço regulado da binacional seria, por exemplo, potencial aporte para a CDE.

DOS CONTRATOS BILATERAIS REGULADOS (CBR) E CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DO AMBIENTE REGULADO (CCEAR)

Pensando nas modalidades contratuais de CCEAR e Bilaterais, uma alternativa viável seria a regulamentação de possibilidade de **resilição contratual para o CCEAR e CBR**, este último se não houver previsão expressa, desde que haja comum acordo entre as partes. O CCEAR prevê as hipóteses de rescisão contratual, porém as hipóteses contidas no rol taxativo não permitem que as partes, em comum acordo e de forma estritamente bilateral, formalizem seu interesse em encerrar o contrato. Tornando possível a resilição bilateral, as partes terão uma alternativa para gestão contratual, sem eximir a importância do desenvolvimento e aprimoramento dos mecanismos vigentes e de novos mecanismos.

Diante do cenário de sobrecontratação generalizada, é importante a análise de mudanças na forma de contratação e gestão dos CCEAR, visto que estes representam a maior parte do portfólio contratual das distribuidoras.

É de extrema importância a **definição do mecanismo de desconstrução previsto na Lei 14.120/2021, construído de forma a não ser vinculado com o risco do PLD para garantir maior efetividade**. Uma alternativa viável é a **desconstrução de usinas com CVU elevado**, que, como já apresentado à ANEEL, traz benefícios tanto para as distribuidoras quanto para os consumidores e

tem potencial de atratividade para os geradores, que poderiam participar de leilões de reserva de potência e substituir os CCEAR que estão vencendo por novos contratos.

Outra oportunidade seria **formular contratos de energia com flexibilidade, contratos de opções (ou outro de caráter financeiro), dentre outros**, para que a longo prazo o intercâmbio entre contratos dos ambientes regulado e livre flua naturalmente, sem sobrecusto indevido a ser suportado exclusivamente pelo ACR. Para tanto, deveriam ser empreendidas alterações das cláusulas dos CCEAR, permitindo flexibilidade contratual para que as distribuidoras possam devolver ou acrescer um percentual definido da energia contratada para os geradores, ajustando o seu portfólio de maneira efetiva à realização da carga. Essa flexibilidade contratual já é largamente utilizada no mercado livre e seria um ganho de gestão dos CCEAR, consistindo na possibilidade de redução ou aumento do volume de energia contratada em um percentual estabelecido no CCEAR a depender do comportamento da carga da distribuidora para o próximo ano. Essa flexibilização contratual seria precificada pelo gerador e adicionada ao preço de negociação do leilão. Para os leilões futuros essa alternativa seria de fácil implementação, visto que os novos CCEAR já seriam elaborados com essas cláusulas. Já para os CCEAR vigentes, existiria a necessidade de concordância por parte dos geradores e assinatura de termos aditivos. Lembramos que, entre os anos de 2020 e 2021, foi elaborado o P&D - Estratégias para a Contratação de Energia das Distribuidoras - com participação da Neoenergia, que realizou uma análise detalhada dos impactos e benefícios dessa proposta.

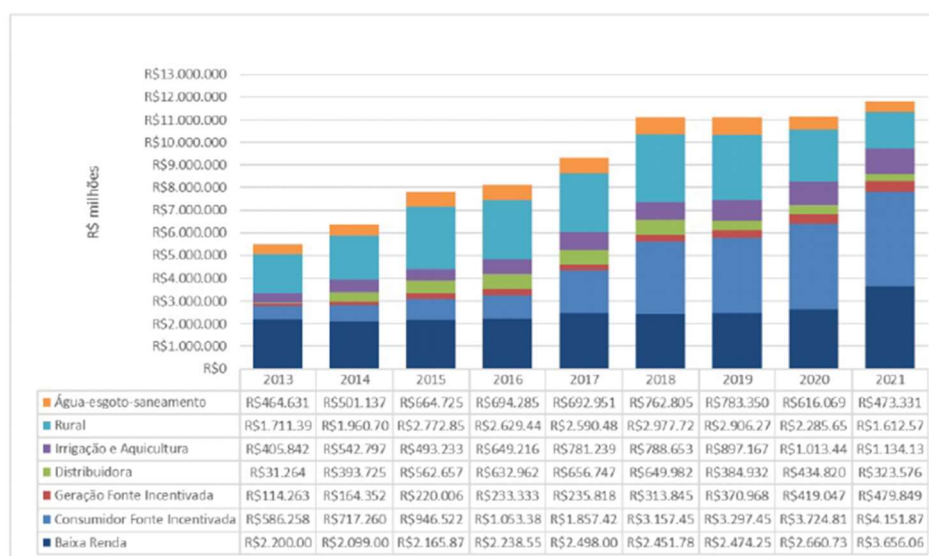
3. Necessidade de revisão dos subsídios e possibilidade de aumento da CDE

CONTEXTUALIZAÇÃO

Existem no modelo vigente subsídios relevantes para consumidores que optam por migrar para o ambiente livre, incentivando essa migração de forma desproporcional.

Esses subsídios criam **assimetrias comerciais** entre consumidores em ambientes de contratação distintos (regulado e livre), proporcionando desenvolvimento de ciclos viciosos de migrações e consequente aumento de tarifas, que por sua vez oneram mais e mais os consumidores remanescentes no mercado cativo, ocasionando elevação dos encargos setoriais além do razoável, o que por seu turno realimenta migrações.

Ao longo do tempo houve um crescimento significativo da CDE em função do custeio do subsídio a fontes incentivadas, atribuído em parte à ampliação do mercado livre a partir da redução dos requisitos mínimos de carga instituídos pelas Portarias MME nºs 514/2018 e 465/2019.



Fonte: ANEEL (2021x)

Figura 1 – Histórico de valores de subsídios custeados pela CDE. Fonte ANEEL

Em setembro de 2019 foi publicado pelo GT Modernização do Setor Elétrico, coordenado pelo MME e com participação ativa da ANEEL, CCEE e EPE, o relatório do grupo temático de Racionalização dos Subsídios e Encargos.

No tocante à CDE, analisada por meio da CP 45/2018 do MME, o relatório apontou conclusões e recomendações. Com base nos resultados da CP 45, foi editado o Decreto nº 9.642/2018, determinando a redução gradativa dos descontos concedidos a empresas de água e saneamento, aos consumidores da Classe Rural e às Cooperativas de Eletrificação Rural autorizadas.

Outras sugestões presentes no Relatório Final da CP 45, não foram implementadas porque demandavam alterações em leis. Dentre elas, pode-se destacar:

“b) Fontes Incentivadas – extinção dos descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição (TUST e TUSD) já para as próximas outorgas, e não renovação dos descontos quando do vencimento das atuais outorgas, além da imediata extinção do desconto para a carga.” (grifos nossos).

No próprio relatório do GT é apontado o que pode afetar a racionalização dos encargos e subsídios, conforme transcrição do item 6 a seguir:

“6. O que pode afetar a racionalização dos encargos e subsídios

A maior dificuldade para a racionalização dos subsídios reside na dificuldade de sua extinção, ou mesmo redução, uma vez que os beneficiários formam grupos de pressão que lutam por sua

continuidade, principalmente no Congresso Nacional. Como grande parte desses subsídios são concedidos por meio de leis, torna-se complexa a sua modificação.

Cabe observar que nem mesmo os subsídios concedidos via decreto são facilmente extintos. Um exemplo claro foi a edição do Decreto nº 9.642/2018, que reduziu a zero, de forma gradual em cinco anos, as alíquotas de vários subsídios. Após sua publicação, foram apresentados inúmeros Projetos de Decretos Legislativos com o objetivo de sustar os efeitos desse decreto e manter os benefícios para os setores afetados.

Por tudo isso, é de extrema importância que a criação de subsídios custeados pelas tarifas de energia elétrica seja desestimulada. Qualquer incentivo a segmentos da economia deve ser discutido no âmbito dos projetos orçamentários dos setores potencialmente beneficiados, os quais farão parte de programas, com metas e indicadores de acompanhamento.”

Embora a Lei 14.120/2021 tenha estabelecido que a partir de março de 2022 novos geradores renováveis (exceto PCH) serão outorgados sem desconto nas tarifas de uso do sistema, é certo que ainda é grande o número de empreendimentos que continuarão dispondo desse benefício até o final de suas outorgas.

Assim, o estoque de energia incentivada ainda persistirá, por longo período, disponível para contratação no ambiente livre.

IMPACTO NA CDE COM A ABERTURA DO MERCADO PARA O GRUPO B

De acordo com a Nota técnica nº 29/2022 - ASSEC / MME, a abertura de mercado é encarada como um processo natural, necessário e que se torna imprescindível com o crescimento da micro e mini geração distribuídas - MMGD, inclusive com a defesa de que seria “mais caro” para o consumidor remanescente a “migração” para a MMGD do que a abertura de mercado.

No que diz respeito ao impacto aos consumidores remanescentes, é importante lembrar o comando do § 5º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995, já mencionado nessa contribuição, de que o exercício da opção pelo consumidor não pode resultar em aumento tarifário para o mercado cativo remanescente.

Adicionalmente, a Nota Técnica nº 29 defende no item 4.15 que:

“(…) o aumento da concorrência propiciado pelo acesso de mais consumidores ao mercado livre pode reduzir o ritmo de crescimento dos subsídios, diminuindo as distorções geradas no mercado”. (grifos nossos).

Dentre os temas considerados prioritários às discussões sobre abertura de mercado, a CCEE encaminhou ao MME a sua preocupação com os acréscimos de custos à CDE que a abertura desordenada do mercado livre poderia promover, especialmente para a Baixa Tensão, sendo, portanto, necessário apontar medidas de sustentabilidade setorial e equilíbrio entre os participantes do mercado.

A seguir são transcritas algumas das ressalvas feitas pela CCEE ao MME com relação ao tema.

Em 29/set/2021, a CCEE enviou a carta CT- CCEE05492/2021 ao MME com Nota Técnica apresentando sua Proposta Conceitual para a Abertura do Mercado. No item 6.7 sobre os efeitos dos descontos na TUSD para consumidores da baixa tensão sobre a CDE:

“(...)

Esse movimento tem o potencial de aumentar o impacto na CDE dos atuais subsídios direcionados às fontes incentivadas, gerando um aumento significativo no custo da energia para todos os consumidores do país.

Entendemos que evitar tal impacto na CDE é uma condição importante para garantir a abertura sustentável do mercado. Para tanto, avaliamos que deva ser levado ao Congresso proposta de alteração na Lei nº 9.427/1996 de forma a restringir o citado efeito.” (grifos nossos)

Em 01/abr/2022, a CCEE encaminhou ao MME a carta CT- CCEE02898/2022 com a Nota Técnica de Análise de cenários constando no item 6.1 o cronograma para a Abertura do Mercado com a ressalva de que a abertura do Grupo B estará condicionada às alterações legais necessárias para afastar a elevação do encargo da CDE, conforme dispositivos recentemente incluídos nos PL 1917/15 e PL 414/21.

Adicionalmente, A CCEE apresentou cronograma constando atividade de tratamento do desconto no uso para BT sob a ótica de abertura (visando evitar o aumento da CDE), com previsão de finalização até o 1º semestre de 2023.

A ANEEL quando da análise das contribuições à TS 010/2021 respondeu contribuições informando que mudanças em relação ao tema dependem de alteração na lei.

“179. Por último, destacamos outro tema citado nas contribuições pela ABRADÉE, Energisa, Equatorial Energia e na carta da CCEE: o possível crescimento dos custos relacionados à CDE em razão do aumento da migração. Entretanto, não há medidas regulatórias a serem tomadas, uma vez que o subsídio é estabelecido por Lei (9.427/1996).” (grifos nossos)

Assim, com a proposta de abertura total do mercado, incluindo o caso de consumidores do Grupo B, fica o alerta para essa tendência de acréscimo significativo do desconto devido à alocação do estoque de energia incentivada nesses consumidores, que possuem tarifa média em R\$/MWh maior.

Diante do exposto, **é necessária a busca por atenuar os efeitos danosos dos subsídios sobre as tarifas dos demais consumidores e sobre a elevação dos custos causada pela manutenção destes subsídios na legislação vigente.**

Adicionalmente, **é importante que qualquer proposta de abertura adicional do mercado, em especial do Grupo B, dada a sua representatividade, seja realizada com parcimônia, de forma gradual e precedida de uma profunda análise de impactos. Além disso, é imprescindível que sejam realizadas as alterações legais necessárias para evitar o sobrecurso para os consumidores remanescentes.**

COMPARAÇÃO COM A MMGD E RELEVÂNCIA DO TEMA

De acordo com a Nota Técnica nº 29/2022, os possíveis impactos na CDE, em razão da migração de contratos de energia incentivada, resultarão em menor impacto em relação ao já provocado pela MMGD.

Este entendimento nos afigura bastante controverso, uma vez que os efeitos provocados por ambos os casos impactam fortemente as distribuidoras e seus clientes remanescentes, além de não serem excludentes, o que potencializa ainda mais este impacto.

Adicionalmente, é questionável afirmar que a abertura de mercado reduziria a atratividade da MMGD, uma vez que algumas limitações da MMGD estão mais diretamente relacionadas à necessidade de investimento, à disponibilidade de área (telhado) com condições de instalação dos equipamentos, à proximidade do cronograma para findar a compensação integral, entre outros.

Dessa forma, basicamente o efeito seria a ampliação do mercado livre em função de um incentivo, o que está na contramão do conceito de se obter a redução de preços por livre concorrência do mercado.

Como ressaltado no relatório final sobre o tema de Racionalização de Subsídios, no âmbito do GT de Modernização do Setor Elétrico, é de extrema importância que a criação e/ou ampliação de subsídios custeados pelas tarifas de energia elétrica seja desestimulada.

Em linha com essa recomendação foi editado o já mencionado Decreto nº 9.642/2018, determinando a redução gradativa dos descontos concedidos a empresas de água e saneamento, aos consumidores da Classe Rural e às Cooperativas de Eletrificação Rural autorizadas. O Decreto

determinou que fossem reduzidos à razão de 20% ao ano sobre o valor inicial, até que a alíquota seja zero.”,

Para o subsídio de fontes incentivadas, a recomendação do GT em 2019 foi de extinção dos descontos nas Tarifas de Uso para as próximas outorgas, e não renovação dos descontos quando do vencimento das atuais outorgas, além da imediata extinção do desconto para a carga.

Nessa linha, pelo lado da geração, a Lei 14.120/21 já conseguiu evitar novos descontos. Entretanto, pelo lado da carga, verifica-se que ao longo do tempo houve um crescimento significativo da CDE, que pode ser amplificado em função da liberação do mercado, em especial do Grupo B, sem as devidas alterações legais.

Cabe observar que os consumidores de baixa tensão, atuais consumidores cativos, não têm direito ao desconto da energia das fontes incentivadas, não sendo, portanto, uma perda de direito a regulamentação da migração para o mercado livre sem usufruir dos descontos das tarifas de uso do sistema.

Ao se permitir que o desconto das tarifas de uso pela compra de energia incentivada seja repassado aos consumidores de BT, cria-se um nicho de mercado para os geradores que ainda possuem o direito de desconto até o final de suas outorgas, indo contra a intenção da redução da reserva de mercado trazida pela Lei 14.120/21

Adicionalmente, vale salientar que, em prejuízo aos consumidores do mercado regulado, o desconto nas tarifas de uso aos consumidores que comprem energia de fontes incentivadas não é extensível aos consumidores regulados, mesmo havendo significativos contratos de energia incentivada no portfólio de compra das distribuidoras. Por outro lado, no ambiente de contratação livre o consumidor se beneficia do desconto referente a energia produzida muitas vezes pelo mesmo empreendimento, o que demonstra certa incoerência.

Como visto anteriormente, **um dos pontos ressaltados pela CCEE é que a proposta de cronograma de abertura do Grupo B tenha como pré-requisito as alterações legais necessárias para afastar a elevação significativa do encargo da CDE por efeito dos descontos na TUSD.**

Estima-se que o custo arcado pela CDE seria, no mínimo, dobrado, em função da aquisição de energia incentivada pelo Grupo B, pois nesse grupo observa-se que a soma das componentes tarifárias TUSD Fio A e TUSD Fio B é mais que o dobro das do Grupo A.

O impacto da liberação de mercado para o mercado BT está minimizado pela Nota Técnica 29 do MME.

Estudos recentes da consultoria PSR indicam que a abertura do mercado de BT, sem alguma mudança legal que limite o subsídio de fonte incentivada, pode ampliar o subsídio em R\$ 125 bilhões, trazidos a valor presente, considerando o período de 2026 a 2050:

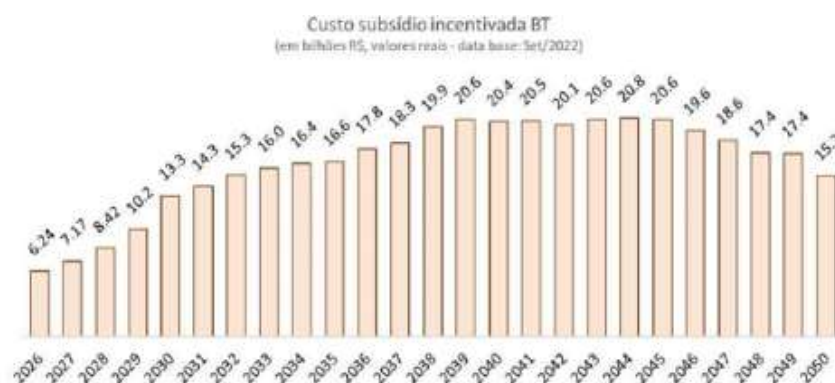


Figura 2 – Custo Subsídio Incentivada BT. Fonte: PSR

Para efeitos comparativos, apresentamos a seguir os impactos realizados e estimados com o tema da MMGD quando ele estava sendo debatido em consultas públicas, conforme trecho de relatório do TCU transcrito a seguir, que acompanhou o Acórdão 3.063/2020.

“256. Contudo, o SCEE constitui política de subsídio cruzado entre consumidores de energia elétrica, de natureza regressiva em termos de distribuição de renda, que tem pressionado a tarifa dos consumidores de menor poder aquisitivo e tornado menos onerosos os gastos dos consumidores com maior renda. No ano de 2018, o gasto com o subsídio foi de cerca de R\$ 205 milhões; em 2019, de cerca de R\$ 315 milhões; e há expectativa da ANEEL de que chegue a cerca de R\$ 55 bilhões no período compreendido entre os anos de 2020 a 2035, trazidos a valor presente, à medida que aumente a quantidade de unidades consumidoras com sistemas de micro ou minigeração distribuídas.” (grifos nossos)

A expectativa de R\$ 125 bilhões em 25 anos (R\$ 5 bilhões/ano) para a abertura de mercado e de R\$ 55 bilhões para a MMGD em 15 anos (R\$ 3,67 bilhões/ano) representam impactos bastantes significativos, ao contrário do comentário apresentado na Nota Técnica 29.

Uma outra comparação que demonstra a relevância do impacto da abertura de mercado na CDE pode ser realizada por meio de uma analogia com a redução do ICMS.

Recentemente o MME divulgou em seu site estimativas de redução nas contas de energias das distribuidoras em função das mudanças com o ICMS por meio na Lei Complementar nº 194/2022.

Segundo estimativas do MME, a redução da conta de luz tem sido, em média, de 6,8% diretamente na alíquota, podendo reduzir mais 6,5%, em média, após a regulamentação dos estados em relação à base de cálculo do ICMS.

Ou seja, a não aplicação da alíquota de 18% do ICMS sobre as tarifas de uso do sistema pode acarretar uma redução adicional de aproximadamente 6,5% na conta de energia, totalizando uma redução próxima dos 13%.

Alguns estudos indicaram que o impacto da ampliação do subsídio da CDE em função da abertura de mercado para o Grupo B pode ser maior em módulo do que esse benefício proporcionado pela redução da alíquota e da base de cálculo do ICMS, o que demonstra a relevância do tema com essa potencial elevação da CDE e que deve ser mitigada ou limitada a fim de que tenhamos uma abertura de mercado para o Grupo B de forma sustentável, sem trazer impacto para os consumidores.

Por fim, sobre a pressão na CDE em razão da migração de contratos de energia incentivada de grandes consumidores para pequenos consumidores, enfatiza-se que é uma preocupação legítima e que seu impacto não deve ser comparado ao da migração da MMGD, uma vez que não há um estudo que consiga prever o comportamento do consumidor entre migrar para o ACL ou aderir ao sistema de compensação de MMGD e ambos os movimentos podem ter impactos significativos no aumento da CDE.

Mesmo que a abertura do mercado venha a minimizar o impacto sobre a CDE quando comparada à MMGD, ainda assim trata-se de um aumento significativo para os custos da CDE que não pode ser desprezado.

4. Atenção a aspectos operacionais para liberalização plena

O processo de migração de um consumidor do ACR para o ACL envolve uma série de procedimentos e adequações que, além de envolverem grande volume de recursos materiais, exigem a disponibilidade de recursos humanos que conduzirão as diversas etapas, em carteira e em campo, bem como pesadas alterações nos sistemas de medição, telecomunicações e dos sistemas de atendimento comercial.

O processo de abertura de mercado pleno chegando até o grupo de consumidores de menor porte atendidos em baixa tensão passa por um conjunto de definições sobre funções, padrões que não podem ser remetidas para o futuro. Essas definições devem ser prévias a um cronograma de abertura ou pelo menos em conjunto, pois existem diversos efeitos e condicionantes operacionais

que devem ser tratados. A minuta de portaria não explora suficientemente esses temas e a principal manifestação é no sentido de que precisam ser melhor discutidas e definidas essas funções.

Dentre as atividades que são realizadas, pontualmente, em cada unidade consumidora, destacamos:

MEDIÇÃO

No âmbito do novo cenário de abertura de mercado, inicialmente, devem ser **estabelecidos os padrões nacionais mínimos de medição**, principalmente em virtude da possibilidade de atuação das comercializadoras em diversas áreas de concessão, proporcionando assim uma melhor eficiência na definição e aquisição dos medidores, bem como o alinhamento aos protocolos de comunicação.

A normatização em relação ao parque de medição, e o comissionamento do Sistema de Medição para Faturamento para o ACL poderão continuar sendo realizados pela Distribuidora. Já a responsabilidade financeira pela diferença do custo do medidor, bem como as adequações físicas, tais como padrão, cabine, obras civis, entre outros, deverão ficar a cargo do consumidor ou de seu Comercializador Varejista, evitando assim a potencialização do valor da tarifa pelo uso do fio com o processo de migração.

Além disso, quando do requerimento e/ou necessidade (do próprio consumidor), ou ainda, em virtude da contratação de serviços ou instalação de recursos energéticos distribuídos, de implementação de conjunto de medição com tecnologia ou funcionalidades adicionais ao que esteja padronizado e aplicado pela Distribuidora, o consumidor demandante será responsável:

- (i) pelos custos referentes à diferença do valor do medidor demandado em relação ao padronizado e;
- (ii) pelo serviço de troca do medidor e adaptações do canal de comunicação, tendo em vista que a mudança/ampliação do parque de medidores para monitoramento no Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE, por si só, já irá onerar a tarifa referente ao uso do fio.

Por fim, nos casos de migração para o ACL é preciso se definir como alocar o custo referente à comunicação, entre o medidor e os sistemas da distribuidora. Uma possível alternativa é que tal custo seja contemplado no encargo de conexão, sendo regido pelas disposições do contrato de conexão do consumidor com a distribuidora.

LEITURA E FATURAMENTO

Em função do avanço da liberalização do mercado, o faturamento da parcela referente ao Uso da Rede de distribuição, bem como da parcela de energia, pode continuar sendo realizado pelas Distribuidoras ou pode ser realizado pela comercializadora. Nesse sentido, o ponto primário é a definição regulatória quanto à fiel divisão de custos entre os segmentos, de modo a comportar a realização das ações de leitura e de faturamento independente do agente. Também, a depender da

regulamentação, os processos de leitura e de faturamento do uso da rede e da parcela de energia, inclusive decorrente dos processos de irregularidade e consumo não medido, podem ser serviços prestados por um único agente, na forma de atividade assessoria, com a devida legislação da forma de repasse dos custos, incorridos pelo agente executante, por parte do agente contratante.

essas definições são muito importantes inclusive quanto a responsabilidades dos agentes e precisam ser estabelecidas de forma acoplada aos diversos temas considerando aspectos operacionais intrínsecos ao processo de faturamento (ex: *on site billing*, *on site printing*,, novas formas de pagamento, planos de cobrança fixos, inclusive com pré-pagamento ou cobrança recorrente).

INADIMPLÊNCIA

É imprescindível expandir a legislação existente para os casos de assunção do consumidor inadimplente na parcela de energia, pela distribuidora, que assegure a mitigação do risco de inadimplência e de mercado (a saber: caução ou garantia). Nesse sentido, sugere-se a extensão do disposto na Resolução Normativa nº 1000/2021, sobre a possibilidade de oferecimento de garantias quando houver inadimplemento, aos consumidores que estejam inadimplentes com o Comercializador Varejista e que venham a ser compulsoriamente atendidos pela Comercializadora Regulada.

Além do disposto acima, tendo em vista que poderá elevação dos quantitativos de suspensão do fornecimento, dado que o consumidor deverá arcar com a parcela de uso, bem como a de energia, também deve ser estendido o regramento vigente para a definição das compensações ao agente responsável pela execução da suspensão, quando o consumidor estiver adimplente com o uso da rede e houver necessidade da suspensão motivada por inadimplemento na parcela de energia ou por encerramento na relação contratual com a comercializadora.

Sobre a ação da suspensão do fornecimento, quando não houver inadimplência do uso da rede, mediante a contratação prévia da distribuidora, a responsabilidade financeira pelo citado serviço é do comercializador demandante, devendo se responsabilizar por todas as informações necessárias para a execução do serviço. O referido conceito de responsabilização financeira também se aplica nos casos de encerramento contratual entre comercializador e consumidor, que venha a ensejar em realização de suspensão do fornecimento.

Com relação ao serviço de religação, quando de suspensão de fornecimento por inadimplemento, ressalvados os casos de suspensão indevida atualmente regulados, a responsabilidade financeira deve continuar nos moldes da regulamentação vigente, ou seja, sendo arcados pelo consumidor motivador.

5. Outros aspectos que devem ser observados

SUPRIDOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA - SUI

Antes de avançar na discussão da configuração do Supridor de Última Instância – SUI, é imprescindível destacar a importância do aprimoramento da segurança de mercado, fundamental para minimizar as possibilidades de quebra de um comercializador varejista e reduzir o risco associado a uma maior abertura do mercado livre. Com as discussões do monitoramento de mercado, os consumidores terão parâmetro(s) (fator de alavancagem, p.ex.) para escolherem melhor seus fornecedores. O robustecimento das garantias financeiras para operar na CCEE contribuirá para que a quebra de um agente não provoque um efeito em cadeia, possivelmente resultando na quebra de outros comercializadores varejistas, que são imprescindíveis para o atendimento dos consumidores cujo fornecedor original tenha encerrado sua representação junto à CCEE. Porém, se ainda assim ocorrer a quebra de um comercializador varejista, devem ser previstas as condições de atendimento para esses consumidores.

Inicialmente, é importante que se tenha em mente que, por força da legislação atual do Setor Elétrico Brasileiro – SEB, as distribuidoras não são obrigadas a reabsorver esses consumidores imediatamente, devido à carência estabelecida em lei de até cinco anos para que recebam de volta consumidores que migraram para o ACL. Deste modo, os consumidores sob um agente varejista que tiver o encerramento de suas atividades devem, a princípio, diligenciar pela busca de um novo fornecedor.

A proposta do MME considera que a quebra do comercializador varejista teria efeitos equivalentes à hipótese de rescisão contratual prevista nas normas atuais atinentes à comercialização varejista, sendo que o SUI atuaria como substituto do comercializador no prazo estabelecido ao consumidor para que busque outro fornecedor, já que seu fornecedor original estará incapacitado de atendê-lo e que há restrição legal para sua volta ao mercado cativo¹. Importa destacar que, neste sentido, as demais hipóteses de extinção da comercialização varejista não serão abarcadas na figura do SUI, especialmente no que diz respeito à resolução contratual por inadimplemento do consumidor, conforme destacado na Nota Técnica nº 29/2022/ASSEC.

O SUI é, por sua natureza, submetido a um risco elevado, já que não conhece *a priori* o momento em que terá que recepcionar consumidores que perderam involuntariamente representação.

¹ §§ 5º e 8º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995.

Quando o SUI estiver atendendo algum consumidor, haverá a cobrança de tarifa regulada que, tendo-se em vista os riscos associados a essa condição de suprimento, provavelmente será mais elevada do que a tarifa aplicável aos consumidores cativos ou mesmo à faixa esperada de preços de atendimento do mercado livre. Como consequência, essa tarifa mais elevada também teria um caráter inibitório à inércia do consumidor em buscar um novo fornecedor.

As diferenças financeiras decorrentes da tarifa de fornecimento e o preço médio de compra pelo SUI (ou o PLD) devem ser objeto de algum tipo de repasse, já que não se espera que o SUI tenha lucro ou prejuízo em sua operação.

A atribuição deste custo de atendimento a determinados agentes pode ser interpretada como criação de encargo tarifário, o que encontraria restrição no que determina o inciso III do Parágrafo Único do art. 175 da Constituição Federal, por se tratar de reserva legal na definição de política tarifária).

Outro ponto que cabe mencionar, findado o prazo máximo de fornecimento via SUI, é estabelecer o que ocorrerá com os consumidores que não encontraram outro fornecedor no mercado. Conforme se denota da minuta de portaria colocada em discussão nessa CP, especialmente no que determina seu art. 2º², o MME propõe que o consumidor tenha seu fornecimento físico interrompido caso não encontre outro fornecedor no prazo de 90 dias.

Por essas características (cobrança de tarifa mais elevada, recuperação de custos na forma de encargo e possibilidade de corte de suprimento físico), entende-se que há um grande risco de o SUI ser objeto de intensa judicialização por parte dos consumidores varejistas, o que certamente se agravará caso a figura seja criada por via infralegal.

Finalmente, pelas razões expostas, a Neoenergia entende que a criação do SUI deva se dar na forma de lei.

PROPOSTA PARA TRATAMENTO DE CONSUMIDORES LIVRES RELIGADOS POR FORÇA DE MEDIDA JUDICIAL

É de conhecimento da ANEEL que as distribuidoras têm sido obrigadas a suportar os efeitos de medidas protetivas judiciais que demandam que estas procedam com o religamento de consumidores livres que perderam sua condição de serem atendidos no mercado, por terem ficado inadimplentes com seu fornecedor, no caso de varejistas, ou na liquidação do Mercado de Curto Prazo (MCP) na CCEE, no caso de consumidores livres auto representados. Dada a sua inadimplência e após o decurso do processo regulamentar aplicável (notificação prévia, processo de desligamento,

² Especialmente no trecho onde referencia o art. 4º-A, § 2º, da Lei 10.848/2004, que, por sua vez, determina que o consumidor que não diligenciar pela continuidade de seu atendimento deve ter seu fornecimento físico suspenso.

entre outros), seu fornecedor ou a CCEE solicitam que a distribuidora efetue a suspensão do fornecimento físico do consumidor.

Ocorre que, nas ocasiões às quais nos referimos, o consumidor permanece adimplente com o seu CUSD. Assim, quando as distribuidoras efetivam o corte de seu fornecimento físico, estas buscam na justiça a reversão dessa medida, isto é, seu religamento na rede de distribuição, sustentados na tese de que permanecem adimplentes com suas obrigações com a distribuidora. Em muitos dos casos, esses consumidores têm obtido êxito em suas demandas judiciais. Apesar do esforço das distribuidoras em incluir as outras partes envolvidas no processo, como a CCEE, por exemplo, isso não tem sido reconhecido pelo juízo, que acaba por manter a distribuidora como único polo passivo das ações demandadas pelos consumidores.

Com isso, quando são religados, como estes consumidores não têm contrato de fornecimento de energia estabelecido com a distribuidora ou com qualquer outro fornecedor no ACL e nem são agentes da CCEE, isso acaba resultando em aumento das perdas não técnicas da distribuidora, o que prejudica em um primeiro momento, a distribuidora e, no momento seguinte, os demais consumidores da referida distribuidora.

Recentemente, as distribuidoras foram oficiadas pela ANEEL para descreverem as medidas que estão tomando na busca de reverter essas ações judiciais, o que evidencia o reconhecimento do problema pela Agência, bem como sua dimensão. As medidas que estão sendo tomadas serão apresentadas em resposta ao mencionado ofício, porém ressalta-se que as distribuidoras não têm obtido êxito, já que a elevada complexidade do Setor Elétrico e o entendimento pela condição de hipossuficiência dos consumidores frente às distribuidoras têm levado a justiça a manter as medidas protetivas em favor dos consumidores.

É evidente que as distribuidoras têm sofrido um dano colateral (custas judiciais e aumento das perdas não técnicas) de uma condição de inadimplência originada no ACL, o que é completamente inadequado. Deve-se, portanto, buscar uma solução para essa situação.

Nessa direção, ressalta-se que a suspensão do fornecimento físico do consumidor é condição necessária para a efetivação:

- a. do desligamento de consumidores da CCEE, conforme § 3º do art. 50 da Resolução Normativa nº 957/2021 – Convenção de Comercialização; e
- b. do término da representação varejista caso o consumidor não diligencie pela continuidade de seu fornecimento nos prazos previstos na regulamentação, conforme § 5º do art. 18 da Resolução Normativa nº 1.011/2022.

Ora, **se a suspensão do fornecimento físico do consumidor tiver ocorrido por alguma das duas hipóteses relatadas acima e caso a distribuidora seja obrigada por força judicial a desfazer a referida**

suspensão (religamento do consumidor), torna-se evidente que as condicionantes elencadas anteriormente deixaram de ser cumpridas. Como consequência lógica, deveria ser também reestabelecida a condição anterior à suspensão do fornecimento físico do consumidor, o que na prática é dizer que o desligamento da CCEE ou o término da representação varejista (o que for aplicável) deixaram de ser exequíveis por perda de condição para tal.

O que não poderia, mas infelizmente tem ocorrido, é a atribuição dos efeitos deletérios advindos de relações contratuais no ACL ao ACR, impactando os consumidores regulados ou as próprias distribuidoras. Ressalte-se que o § 5º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995 é bem claro ao determinar que não pode haver aumento tarifário aos consumidores remanescentes do mercado cativo em decorrência da migração de outros para o ACL.

Adicionalmente, cabe ressaltar que a previsão da extensão dos efeitos das medidas judiciais com retorno do consumidor à condição anterior de fornecimento (antes do corte), além de tecnicamente razoável, também aprimora os sinais de mercado para que haja um melhor critério dos comercializadores varejistas na hora de decidir se determinado consumidor deve ou não compor sua carteira de clientes.

Importa destacar que essa discussão só se faz presente devido à aparente dificuldade do judiciário em entender as regras, por vezes bastante complexas, do mercado de energia. Assim, **é imprescindível que haja um trabalho institucional de conscientização junto ao judiciário sobre o funcionamento do ACL, bem como sobre as consequências atinentes à eventual inadimplência dos consumidores livres (incluindo varejistas) com seus fornecedores, ressaltando-se sobretudo que a migração entre ambientes se deu por livre escolha dos consumidores, que aceitam os riscos associados a essa escolha.**

COMERCIALIZADOR VAREJISTA

A regulamentação da comercialização varejista está estabelecida atualmente na Resolução Normativa nº 1.011/2021. Especificamente no que trata do processo de encerramento da comercialização varejista por inadimplência, a referida resolução estabelece que o comercializador varejista deve notificar o consumidor inadimplente e a CCEE com ao menos 30 dias de antecedência à data de fim de representação varejista pretendida. Ressalte-se que a data de encerramento da representação deve ser coincidente com o último dia útil do mês contabilizado pela CCEE, ou seja, na prática, o prazo de antecedência da notificação pode totalizar cerca de 60 dias.

Caso, no decurso desse prazo, o consumidor não comprove ter obtido um novo fornecedor para atendê-lo, a referida resolução faz remissão aos procedimentos operacionais atinentes ao desligamento de agentes da CCEE, especialmente com vistas à suspensão do fornecimento físico. Destaca-se aqui a inoportuna remissão de um tema tão sensível a um outro normativo. É imprescindível trazer para um mesmo normativo todo o detalhamento do processo de suspensão.

Passado todo esse processo, que, rememora-se pode totalizar cerca de 60 dias, a CCEE deve notificar as distribuidoras em até 5 dias para que essas procedam com a suspensão do fornecimento físico do consumidor. As distribuidoras, por sua vez, têm entre 5 e 10 dias para efetivar o corte.

Nota-se que o prazo para efetivar a suspensão de fornecimento físico do consumidor inadimplente pode totalizar 75 dias, no decorrer do qual o comercializador varejista permanece responsável pelo fornecimento de energia ao consumidor inadimplente. Nessa direção, ressalta-se a falta de isonomia entre o procedimento aplicável aos consumidores varejistas em relação aos consumidores regulados, aos quais as distribuidoras têm a obrigação de notificar com 15 dias de antecedência à suspensão de fornecimento físico.

É urgente a revisão do modelo de comercialização varejista, especialmente no que diz respeito ao prazo para o encerramento da representação por ocasião de inadimplência do consumidor.

6. Conclusão

A Neoenergia, assim como já pontuado em outras consultas e tomadas de subsídios, a exemplo da recente CP 131/2022 deste Ministério, que tratou da abertura para o mercado livre do Grupo A, ratifica a defesa da abertura de mercado como forma de ampliar a liberdade dos consumidores e promover eficiência na contratação de energia. No entanto, enfatiza como primordial a garantia da isonomia entre ambientes livre e regulado (ACL e ACR) para que a liberalização se reverta em benefício econômico e social e não em novos subsídios cruzados e transferência de renda entre classes de consumidores. O grau de liberdade na contratação entre ACL e ACR é hoje muito diferenciado, sendo urgente a flexibilização e criação de novos mecanismos de gestão do portfólio das distribuidoras

Uma nova e mais representativa etapa de abertura do mercado sem resolver as assimetrias existentes e sobrecustos já acumulados no ambiente regulado ampliará sobremaneira as distorções atuais. Desta forma, faz-se necessária e urgente, a resolução das disformidades atuais, sendo esse um pré-requisito para a ampliação da liberalização de mercado. Entendemos que 3 grandes questões precisam ser solucionadas previamente à continuação do processo de abertura de mercado. A primeira refere-se ao necessário tratamento prévio do sobrecusto legado, conjunção de sobras sistêmicas, mecanismos ineficazes e preços desfavoráveis. Propomos nesta CP diversas alternativas que, se implementadas, algumas de forma conjunta, no nosso entendimento, teriam grandes chances de, se não resolver, mitigar o problema, sendo a solução por novo encargo setorial necessária como elemento final a garantir essa equalização. A segunda questão trata da necessidade de eliminar ou estagnar a assimetria entre o ACR e o ACL, com vista a não implicar em novos ou adicionais sobrecustos ao ambiente regulado. Por fim, a terceira questão está relacionada à capacidade

operacional do setor elétrico em se adequar a essa nova realidade, no prazo estabelecido, levando em consideração a melhor alocação dos custos, mitigação dos riscos e remuneração adequada. Nesse caso, está incluída a necessidade de criação de novas figuras como o Supridor de Última Instância – SUI e o Agregador de Medição inspiram bastante cuidado em sua regulação. Na efetiva solução dessas 3 questões fundamentais que deve anteceder a abertura de mercado, se faz necessário amparo em Lei, de forma a garantir a segurança jurídica-regulatória para o endereçamento de questões fundamentais de novo encargo de equalização de custos entre ambientes, eliminação de subsídios cruzados ou subvenções assimétricas e definição de novas funções e agentes setoriais. Adicionalmente, ressaltamos a importância da regulamentação voltada para questões relacionadas à segurança de mercado, aprimoramento e adequação da figura do agente varejista,

Por fim, o Grupo Neoenergia, manifesta que, **qualquer proposta de abertura adicional do mercado, em especial do Grupo B, dada a sua representatividade, deve ser realizada com muita prudência, de forma gradual e sobretudo, antecedida de uma profunda análise de impactos e das alterações legais necessárias. Elementos esses que não se demonstraram atendidos na proposta em consulta pública ensejando discussões anteriores adicionais com minutas de outros elementos normativos (lei, decreto e aditivo aos contratos).**