

# **Consulta Pública nº 131 de 26/07/2022**

**Contribuições à minuta de Portaria do  
MME que apresenta proposta de  
redução dos limites para contratação  
de energia elétrica no mercado livre.**

## **Grupo ENERGISA**

**Brasília, 24 de agosto de 2022**

## 1. CONTEXTUALIZAÇÃO

A abertura de mercado é um dos principais temas tratados no âmbito da Modernização do Setor Elétrico. Trata-se de um caminho natural que, em última instância, objetiva trazer maior competição e menores preços ao cliente final.

Para isso efetivar, é fundamental um desenho de mercado com visão sistêmica do setor elétrico, envolvendo os diversos players da cadeia produtiva – Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização – para que a implementação ocorra de forma sustentável, com equilíbrio entre os agentes e em benefício de toda a sociedade.

Contudo, para proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva mitigando riscos e garantindo equilíbrio no curto, médio e longo prazo, alguns temas estruturantes devem ser observados previamente a um processo açodado de abertura de mercado:

- (i) Os custos de confiabilidade/segurança energética devem ser compartilhados por todos os consumidores, dos ambientes regulado e livre para levar menores tarifas a todos, e não serem pagos apenas pelos consumidores do mercado regulado.
- (ii) É preciso racionalizar e flexibilizar a gestão da carteira de contratos regulados, por exemplo, permitindo a gestão unificada das carteiras de grupos econômicos para que de fato a eficiência gere menores tarifas ao cliente final.
- (iii) Para promover ofertas de novos serviços que tragam sinergia das atividades, ampliando o poder de escolha dos clientes, é importante que se tenha diretrizes claras para investimentos em inovação e tecnologia, modernização das redes e estrutura de tarifas mais modernas.
- (iv) A expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos deve se dar alinhando os critérios técnicos e econômicos sem a incidência de subsídios.
- (v) A separação das atividades de distribuição e de comercialização com adequada remuneração, dado os custos e riscos envolvidos em cada atividade, deve ser garantida e dada maior transparência aos clientes, permitindo ainda o suprimento de última instância.

(vi) A regulamentação do comercializador varejista e agregação de medição também são temas que devem ser tratados visando a segurança e o dinamismo do mercado livre;

(vii) Por fim, é preciso que se tenha uma política clara de redução de encargos e subsídios no setor para que de fato o benefício de menores preços e tarifas seja para todos e não para alguns grupos específicos.

Para garantir essa visão sistêmica, o Ministério de Minas e Energia – MME, por meio da Consulta Pública n. 33/17, consolidou uma série de temas estruturantes necessários para a modernização do setor. Desde então sobressaíram o Projeto de Lei 1917/15 e 232/16, este aprovado em 2021 no Senado Federal e encontra-se em tramitação na Câmara dos Deputados por meio do PL 414/21.

Em 2019 o MME publicou o Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico em que evidenciou a constante preocupação para que a implementação dos estudos de forma ordenada e integrada.

Por esse motivo, foi instituído o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico - CIM, com objetivo de “promover as melhores soluções para a modernização setorial, em consonância com os princípios da governança pública, estabilidade jurídico-regulatória e previsibilidade”, conforme Portaria n. 403/19. Para isso, foi sistematizado um plano para implementação de medidas de curto, médio e longo prazo, abrangendo dezenas de ações, divididas em 16 frentes de atuação, conforme figura 1.



**Figura 1.** Frentes de atuação CIM MME.  
**Fonte:** MME (2022).

Ocorre que, com a abertura desta Consulta Pública 131/22, ficou evidenciado um único mote de endereçamento do tema afeto à modernização do setor, qual seja, a plena abertura de mercado para todo o Grupo A em 2024.

Como se verá, no mercado livre a competição é predominantemente norteadada por meio de subsídios tarifários, com distorções alocativas de custos e riscos e a simples abertura de mercado aumentará ainda mais as falhas de mercado – subsídios tarifários e assimetria entre os mercados regulado e livre distorcendo sinais de preço e de tarifa, com prejuízo aos consumidores menos favorecidos. O que pode colocar em risco a sustentabilidade do segmento de distribuição e a confiabilidade do setor elétrico.

Entretanto, para que de fato um processo de abertura de mercado esteja ancorado nos “princípios da governança pública, estabilidade jurídico-regulatória e previsibilidade” e assim traga sustentabilidade ao setor elétrico é fundamental o adequado tratamento de temas estruturantes previamente ao avanço do processo de abertura de mercado.

Ressalta-se que a Energisa tem atuado proativamente visando contribuir de forma efetiva com robustez técnica e visão sistêmica para que a abertura do mercado ocorra de forma sustentável, em prol da competitividade, sem subsídios e ancorada no Brasil real, garantindo assim benefício a toda sociedade brasileira.

Portanto, visando trazer mais luz à presente proposta de abertura de mercado, essa contribuição está estruturada da seguinte forma: inicia-se com um breve *overview* sobre a experiência internacional e os resultados obtidos após a liberalização do mercado de energia em alguns países. Em seguida, é realizada a caracterização dos ambientes de contratação livre e regulado e abordam-se os temas estruturantes apresentação anteriormente. Por fim, tangencia-se algumas questões jurídicas e apresenta-se uma proposta para abertura de mercado.

## **2. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL**

Cada país possui características próprias do sistema elétrico. Porém, uma das vantagens que o Brasil tem é olhar a experiência de outros países que já passaram por esse processo de abertura de mercado e ver os resultados obtidos.

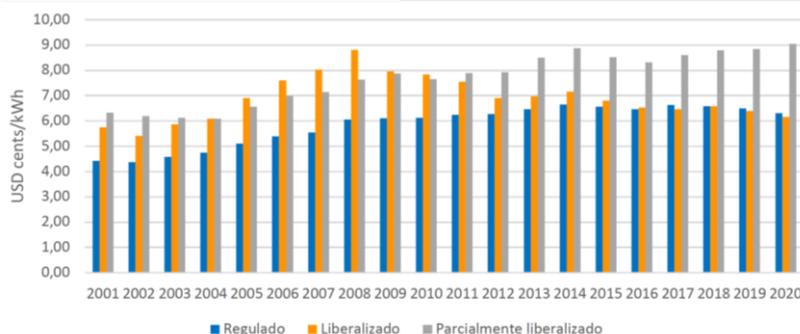
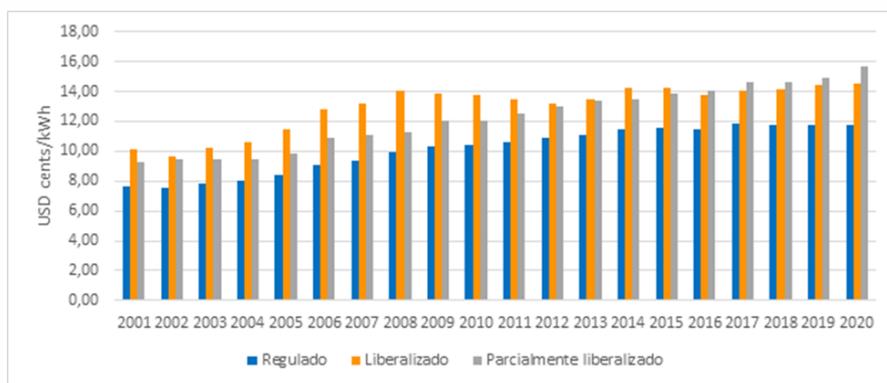
Estudos acadêmicos indicam que ao contrário do esperado, os preços no mercado de eletricidade do varejo têm crescido persistentemente. Podemos citar alguns exemplos: Portugal (Ghazvinia, et al., 2019), Alemanha (Lenz, et al., 2019), Austrália (ACCC, 2018), e Estados Unidos (Chen, 2019).

No caso dos Estados Unidos, os preços varejistas da eletricidade têm se mantido mais elevados nos estados que liberalizaram seus mercados do que nos estados que se mantiveram regulados (MacKay & Mercadal, 2021) (figura 2).



- Estados com mercado liberalizado
- Parcialmente liberalizado
- Regulados

Evolução dos preços de eletricidade nos diferentes mercados Estados Unidos – consumidores residenciais.



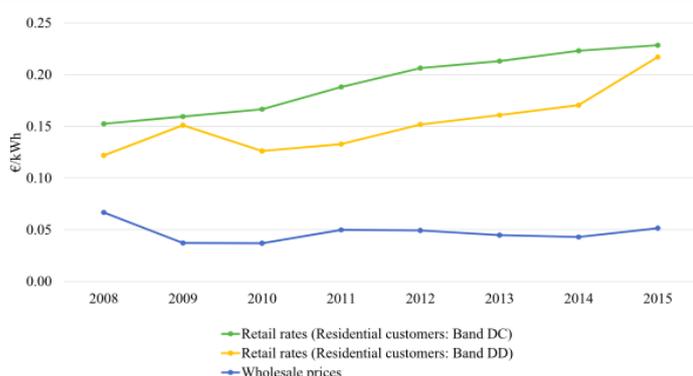
Evolução dos preços de eletricidade nos diferentes mercados Estados Unidos – consumidores Industriais.

**Figura 2.** Evolução dos preços das tarifas residenciais nos EUA, em USD c/kWh.

**Fonte:** MacKay & Mercadal (2021)

Nota-se que ao longo de 20 anos os preços no mercado regulado residencial se mostram menores que no mercado livre. Já para os consumidores industriais somente entre os anos de 2017 e 2020 que se verificou preços mais competitivos no mercado livre.

Em Portugal temos outro exemplo (figura 3). Enquanto o preço do atacado se mostrou constante entre 2008 e 2015, no mercado varejista os preços se elevaram.



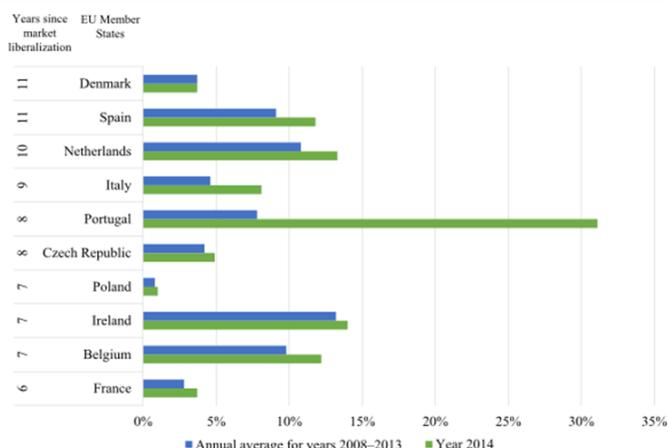
Evolução dos preços varejistas e atacadistas em Portugal.

**Figura 3.** Evolução dos preços das tarifas residenciais em Portugal, em €/kWh.

**Fonte:** Ghazvinia et al. (2019).

Um das explicações da diferença de preço está na taxa de troca de comercializadores. Na Europa a taxa de troca é abaixo de 10%. Mesmo no caso de Portugal, que em 2014 após uma forte campanha atingiu uma taxa de 30% os preços continuaram se elevando (figura 4).

Taxa de troca de comercializadores de energia.



**Figura 4.** Taxa de mobilidade de consumidores na Europa.

**Fonte:** Ghazvinia et al. (2019).

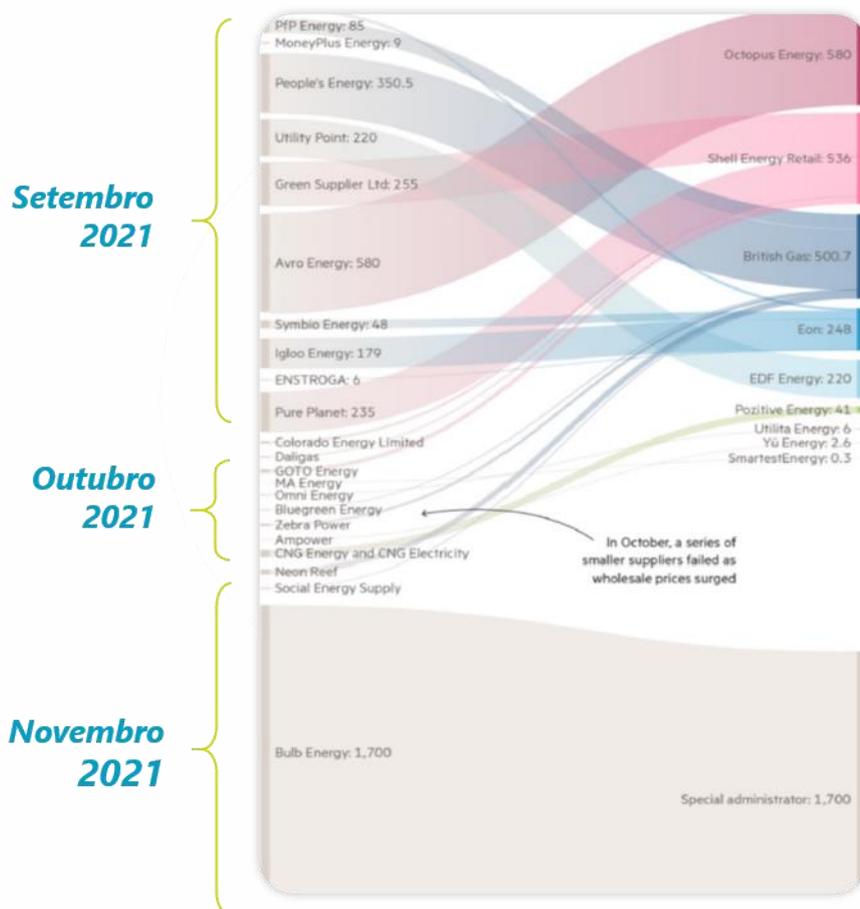
Em resumo, pela experiência internacional, ao verificar o mercado varejista observa-se que a narrativa de trazer maior competição e menores preços ao cliente final não se sustenta pela evidência empírica. O que se observa é apropriação do excedente do consumidor pelo ofertante do serviço. Dentre os motivos, pode-se citar: i) custo de transação mais elevado em comparação a suposta redução de preço; ii) assimetria de informação entre comercializadores e consumidores; iii) além da não observância da do pressuposto da racionalidade econômica moderna explicado pela economia comportamental. O comportamento do consumidor é influenciado por diversas ações que acabam determinado vieses nas escolhas que podem nem sempre ser a mais adequada do ponto de vista econômico.

Outro aspecto importante que precisa ser trazido à luz, refere-se à segurança do mercado varejista. No último semestre de 2021, vimos um colapso parcial do mercado varejista no Reino Unido. Só não foi pior devido à intervenção do governo britânico. Mais de 20 comercializadoras quebraram num intervalo de três meses devido à volatilidade de preços no mercado livre, em que em uma das maiores comercializadoras o governo teve que intervir injetando mais de R\$ 15 Bi (preço dez/21) para não colapsar o mercado e afetar o fornecimento a uma gama significativa de consumidores<sup>1</sup>.

A figura 5 apresenta a migração da carteira de clientes de comercializadoras em default (à esquerda) para outras empresas (à direita).

---

<sup>1</sup> Financial Times, 2022. Collapse of Bulb highlights failings of UK's retail energy sector: company rescues could cost Trasury and bill payers billions of pounds. Disponível em: <https://www.ft.com/content/39b3eacb-17a4-4404-8232-e22a512423b4>. Acessado em: agosto/2022.

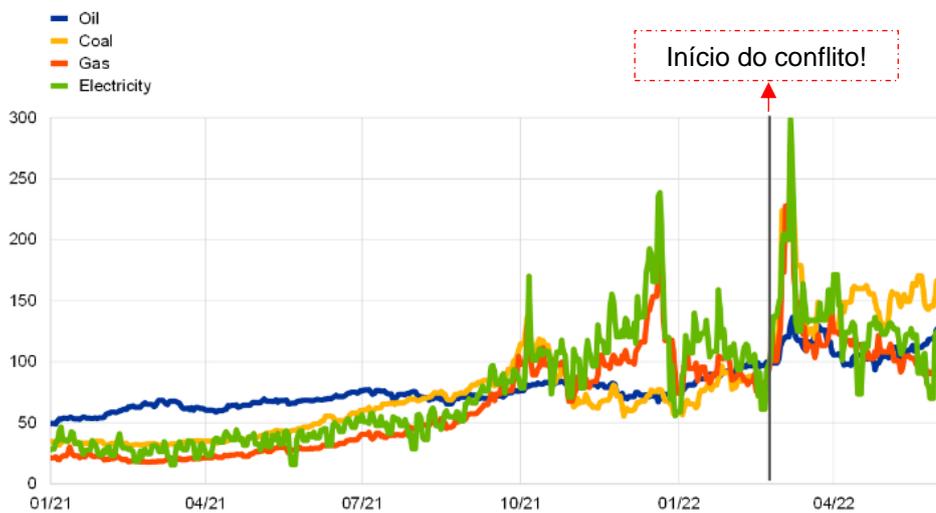


**Figura 5.** Como a crise energética varejista se desenrolou: transferência de contas residenciais e empresariais desde agosto de 2021.

**Fonte:** Financial Times (2022).

Ademais, em determinados casos de stress no mercado, não só a volatilidade do preço no ambiente livre como o preço final podem aumentar significativamente. Segundo o boletim publicado pelo *European Central Bank* (ECB) (2022)<sup>2</sup>, com a guerra na Ucrânia, iniciada em fevereiro de 2022, os preços têm sofrido fortes flutuações, dada a grande dependência europeia em suprimentos russos. A volatilidade teve seu início ao final do segundo semestre de 2021 e dispararam logo após a invasão russa em território ucraniano, conforme figura 6 – aumento de 40% para o petróleo, 130% para o carvão e 180% para o gás natural com repercussões no preço da energia na Europa.

<sup>2</sup> ECB, 2022. The impact of the war in Ukraine on euro area energy markets. Disponível em: [https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2022/html/ecb.ebbox202204\\_01~68ef3c3dc6.en.html](https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2022/html/ecb.ebbox202204_01~68ef3c3dc6.en.html). Acessado em: agosto/2022.



**Figura 6.** Preços da energia antes e depois da invasão na Ucrânia.  
**Fonte:** ECB (2022).

Toda essa experiência internacional nos traz alguns questionamentos: o processo de abertura de mercado no Brasil de fato alcançará modicidade tarifária a todos os consumidores? Como garantir o suprimento de energia a clientes provenientes de comercializadoras que entrem em default? Quem ficará responsável pelo suprimento de clientes inadimplentes? Como será o retorno ao mercado regulado caso não se materializem os aludidos ganhos do mercado livre? São pontos importantes e que devem também ser objeto de debate, pois no fim do dia é a distribuidora a grande garantidora do atendimento final do mercado brasileiro e para isso é preciso que o processo abertura garanta a sustentabilidade também do mercado regulado.

Portanto, importante que as narrativas estejam ancoradas em evidência empírica para que o desenho de mercado a ser implementado no Brasil seja aperfeiçoado e tratados os devidos riscos mitigando as falhas de mercado observadas na experiência internacional.

Assim, conseguiremos de fato ter uma visão de país e alinhar os diversos interesses em prol de uma abertura de mercado sustentável com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

A modernização do setor elétrico deve ser feita de forma sustentável, em prol da competitividade e não dos subsídios e ancorada no Brasil real, garantindo assim benefício a toda sociedade brasileira.

### 3. CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO REGULADO E LIVRE

O estudo consolidado pela CCEE por meio da Carta CT CCEE02898/2022, de 1º de abril de 2022, apresentou uma estratificação dos consumidores do SIN em 2021 (tabela 1).

**Tabela 1.** Estratificação dos consumidores do SIN em 2021.

	GWm (2021)	Participação SIN (%)
<b>ACL</b>	<b>22,8</b>	<b>34,5%</b>
<b>ACR</b>	<b>43,4</b>	<b>65,5%</b>
Grupo A > 500 kW	5,3	8,0%
Grupo A < 500 kW	3,9	5,9%
Grupo B não residencial e não rural	6,9	10,3%
Grupo B residencial e rural	18,0	27,2%
Perdas técnicas e não técnicas	9,3	14,1%
<b>TOTAL</b>	<b>66,3</b>	<b>100,0%</b>

**Fonte:** Adaptado de CCEE.

Como pode-se verificar a partir dos dados resumidos acima, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) representa atualmente 65,5% do consumo, enquanto o Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem participação de 34,5% do SIN.

Observa-se que 8,0% do SIN (ou 12,2% do ACR) é composto por consumidores do ACR pertencentes ao Grupo A com demanda acima de 500 kW e que, portanto, já estariam aptos a migrar de acordo com as regras atuais.

Uma das conclusões do estudo da CCEE seria a possibilidade de o calendário de abertura de mercado incluir, já em janeiro de 2024, a parcela remanescente do Grupo A abaixo de 500 kW. Isso porque, apesar do balanço da “Distribuidora Brasil” estar equacionado considerando esta faixa apenas em jan/2026, haveria uma inércia no movimento dos consumidores, de forma que a migração seria escalonada.

Contudo, a ampliação dos limites da abertura de mercado para os demais clientes da alta tensão significaria permitir a migração adicional de 5,9% do SIN (ou 9,0% do ACR), participação do Grupo A com demanda abaixo do limite atual de 500 kW, que somados aos clientes que já são potencialmente livres permitiria redução do ACR de até 21,2%.

Como mencionado pela Câmara, os estudos de impacto de sobrecontratação foram construídos a partir da “Distribuidora Brasil”: considerando-se os níveis de crescimento

de carga projetados pelo PDE 2031 e o portfólio de compra de energia atual do pool de distribuidoras.

Importa destacar que os 21,2% do ACR podem ter maior relevância quando observada a realidade individual das distribuidoras, tanto do ponto de vista do consumo, quanto considerando sua posição contratual.

Adicionalmente, a pressão tarifária do mercado cativo, como ocorreu em 2016, é um fator relevante impulsionador das migrações, de forma que distribuidoras com tarifa mais elevada, por exemplo, podem ter uma velocidade da migração bem acima da média apresentada, por fatores alheios a sua gestão.

#### **4. EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO E ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONFIABILIDADE/SEGURANÇA**

Antes de entrar no critério alocativo do custo de confiabilidade é importante uma breve contextualização sobre a expansão do sistema no contexto de abertura de mercado para contribuir visando o melhor entendimento do tema.

Quando da Restruturação do Setor Elétrico – RESEB, na década de 1990, um dos temas tratados foi o processo de contratação de energia pelas distribuidoras. A transição de um modelo já ultrapassado de supridoras monopolistas regionais para um modelo onde o mercado pudesse escolher seu fornecedor era um desafio. E como isso foi feito? Definiu-se que as distribuidoras realizariam junto às geradoras (exceção de Itaipu, Eletronuclear e outros poucos) os denominados contratos iniciais, que representavam a transição daqueles contratos de suprimento, com decaimento, a partir de 1999, de 25% ao ano dos volumes contratados.

Paralelamente a descontinuidade de contratação, também seria aberto o mercado com a criação do mercado livre. Ou seja, a parcela de energia descontinuada das distribuidoras seria absorvida pelo mercado livre sem gerar, neste contexto, qualquer impacto na cadeia.

Além disso, foi estabelecido que as contratações futuras seriam exercidas de forma bilateral onde a demanda seria atendida pelo próprio mercado.

Ou seja, o arcabouço foi construído à base de muita interlocução e forte coordenação fez com que o setor elétrico brasileiro, até então fora do interesse do capital privado, sobretudo internacional, ficasse atrativo. Isso fez com que boa parte da distribuição fosse privatizada e parte da geração e transmissão. E atualmente já temos um setor predominantemente privado.

Ocorre que na década de 2000 mudou-se o desenho de mercado setorial, principalmente focado na descontinuidade das privatizações, no planejamento centralizado e na contratação de energia por meio de leilões públicos e compulsórios.

O que aconteceu com a abertura de mercado? Ficou estagnada e focada em alguns clientes de característica eletrointensiva com predominância de autoprodutores.

Com o novo modelo estabelecido, a contratação compulsória a longo prazo de energia pelo Ambiente de Contratação Regulado – ACR ficou como o vetor de lastro de expansão do sistema. Ou seja, mudou-se completamente o papel e a forma de contratação de energia entre o modelo que migraria para o mercado completamente liberalizado e o modelo definido a partir de 2002.

É importante destacar que até aquele momento, mantinha-se o fundamento econômico de custos marginais crescentes na oferta de energia. Assim, os geradores foram divididos em duas classes: (i) a energia existente, teoricamente com custos fixos já amortizados e proveniente de aproveitamentos mais atraentes, e (ii) a energia nova que representava a expansão da oferta, teoricamente com custos unitários progressivamente crescentes. Em outras palavras, o custo marginal de expansão da geração era crescente. Também é importante frisar que num primeiro momento, todos os contratos entre geradores e distribuidoras eram baseados na própria quantidade de energia gerada, ou seja, todo o risco operacional ou hidrológico era assumido pelos geradores.

Gradativamente, porém, surgiram os contratos por disponibilidade, os contratos de energia de reserva, as cotas de garantia física e a repactuação de risco hidrológico, que transferiram para os consumidores do ambiente regulado a maior parte dos riscos que antes cabiam aos geradores, expansão de subsídios tarifários notadamente para fontes incentivadas com desconto na TUST e na TUSD na geração e no consumo, etc.

Com o avanço tecnológico e subsídios crescentes fez com que as gerações por fonte eólica e solar se tornassem muito competitivas, causando uma inversão no antigo paradigma. O custo marginal de expansão da geração tornou-se decrescente. Essa inversão provoca um grave problema de deslocamento da antiga geração, majoritariamente contratada pelas distribuidoras em contratos de longo prazo, o que faz com que uma abertura mais acelerada do mercado gere custos que não serão naturalmente saldados.

Nota-se, portanto, que o desenho de mercado no Brasil para a comercialização regulada de energia vigente, implementado em 2004, acabou alocando, compulsoriamente, sobre os consumidores do mercado regulado os custos da expansão do sistema, com contratos de longo prazo para novos projetos de geração. Como consequência, existe na carteira das distribuidoras um legado de contratos para atender ao mercado regulado que vão até pelo menos 2055, com parcela relevante dos contratos<sup>3</sup>, com vigência até 2040.

Neste bojo de distorções construídas ao longo de anos, com preços crescentes no mercado regulado, diversos subsídios tarifários, ineficiência na alocação de custos e riscos e falta de visão sistêmica e integrada é que estamos discutindo uma abertura acelerada do mercado varejista. Esse contexto nos impõe extrema cautela na discussão de abertura do mercado e requer que temas estruturais sejam tratados previamente sob pena de a escolha pública gerar efeitos não intencionais conhecidos na literatura econômica como falhas de governo.

Além disso, os instrumentos regulatórios atuais para gestão de contratos pelas distribuidoras são pouco flexíveis, resultando em aumento relevante das sobras contratuais. Como agravante, tem-se o fato de que a diferença entre os preços no

---

<sup>3</sup> De 58% a 72%, dependendo do cenário de descotização das usinas da Eletrobras.

mercado regulado e livre está aumentando, tornando a migração cada vez mais atrativas conforme diversas publicações da Abraceel sobre o tema mostrando que no mercado livre os preços trazem redução acima de 20% em relação ao mercado regulado.

Ocorre que a energia competitiva tem sido motivada por subsídios e não por eficiência dos players. Dentre os diversos subsídios pode-se citar: subsídios para o autoproductor, subsídios para fonte incentivada, subsídios de GD a serem pagos apenas pelos consumidores do mercado regulado, ineficiência derivada da rigidez da gestão contratual do mercado regulado, riscos hidrológicos alocados apenas no mercado regulado, sobrecontratação alocada apenas no mercado regulado, alocação predominante da energia nova e incentivada no mercado livre que é mais barata que as contratações de energia existente, distorções dos mecanismos de desconstrução atualmente existente que somado a alocação do custo de confiabilidade/segurança do sistema (lastro) predominantemente no mercado regulado, gera como consequência uma tarifa mais elevada para os consumidores do mercado regulado.

Nesse sentido, uma abertura de mercado açodada que se pretende avançar com a presente proposta sem o tratamento prévio de temas estruturantes só tende a impulsionar ainda mais a assimetria alocativa de custos e riscos entre o ambiente regulado e livre, aprofundando a diferença de preços baseada na ineficiência alocativa presente no mercado de energia e impulsionando as falhas de mercado e de governo.

A política pública e a regulação devem ser aperfeiçoadas para minimizar as distorções existentes entre o ACR e o ACL pautadas pelos princípios que justificam a própria modernização do setor e abertura do mercado. Trata-se de uma falha do desenho da política pública que tem gerado externalidades negativas, na medida em que a escolha privada de um agente traz efeitos adversos a terceiros não envolvidos na transação inicial. Abrir o mercado sem o devido tratamento dos contratos legados em sua plenitude é incentivar a espiral da morte em que cada vez menos consumidores pagarão tarifas cada vez mais elevadas, tornando o processo insustentável.

A solução inicia-se ao compreender o conceito de que a confiabilidade do sistema é um bem de uso comum que beneficia a todos os consumidores de energia elétrica, independente do ambiente de contratação. Cabendo, portanto, a todos sustentar este

custo que deve estar ancorado na busca da eficiência produtiva e alocativa. A forma de implementação pode se dar de várias formas, conforme proposições a seguir.

- A solução terminativa e ideal consiste em segregar lastro e energia de todos os contratos, novos e legados, e alocar o custo do lastro de forma proporcional a todos os consumidores independente do ambiente de contratação.
- Alternativamente, caso mantenha a proposta em discussão no PL 414/21 em alocar o custo de confiabilidade a todos os consumidores apenas decorrente de novas contratações a partir da segregação do lastro e energia, é fundamental que a alocação do custo ocorra de forma complementar ao que já é pago atualmente, de acordo com cada ambiente de contratação.

Qualquer proposta divergente das apresentadas significa postergar o tratamento isonômico entre o ACR e o ACL, prejudicando os consumidores do mercado regulado.

Enquanto essas medidas não sejam tomadas, torna-se premente que o poder concedente e o regulador atuem para estancar a criação de novos contratos legados, conforme a seguir:

- Leilões de energia no ACR sejam realizados com prazo de contratação reduzidos, no máximo com horizonte de 10 anos.
- Prever cláusulas de descontração (redução dos montantes contratuais) em função da migração de consumidores regulados para o mercado livre nos novos CCEARs.

## **5. CONTRATOS LEGADOS**

Desde 2016, presenciamos o agravamento do quadro de sobrecontratação das distribuidoras, passando-se a uma sobrecontratação estrutural do Brasil, em decorrência, ao menos, dos seguintes pontos:

- Na atual gestão de portfólio de contratos de energia, as distribuidoras com déficits priorizam a compra em leilões, tanto de Energia Nova (EN) quanto de Energia Existente (EE), o que restringe a possibilidade das distribuidoras

sobrecontratadas cederem seus excedentes de contratos através dos Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSDs;

- A instauração do regime de cotas pela Medida Provisória 579, de 2012, convertida na Lei 12.783, de 2013, culminou na redução da flexibilidade do portfólio das distribuidoras, com grande parte da energia existente sendo substituída por contratos inflexíveis, e ainda atribuição ao consumidor pelo custo do risco hidrológico;
- No modelo do setor as usinas que comumente apresentam custos médios mais elevados, como as termelétricas a gás natural, responsáveis pela confiabilidade do sistema, são alocadas majoritariamente nos consumidores regulados (ACR). Este fator, aliado aos subsídios cruzados, elevam o incentivo para migração ao mercado livre (ACL), aumentando sobremaneira o custo da energia aos consumidores que não têm condições de migrar, em um processo cíclico e vicioso de majoração das tarifas do ambiente regulado;
- Soma-se a este cenário a inserção da mini e microgeração distribuída em volume sem precedentes, com impacto direto sobre a carga das distribuidoras e com subsídios sendo pagos pelos consumidores do mercado regulado potencializando ainda mais as falhas de mercado.

No âmbito da abertura de mercado, como tratado tanto pela CCEE quanto pela ANEEL em seus estudos, uma importante consequência é a ampliação da sobrecontratação das distribuidoras e a necessidade de se dar tratamento aos contratos legados que não se observa na presente proposta.

### ***Flexibilização na Gestão do Portfólio – Estudo CCEE***

Desde a criação Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM), instituído pela Portaria MME nº 403/2019, a CCEE tem se dedicado a estudar e propor ideias para algumas frentes discutidas no âmbito da Modernização do setor.

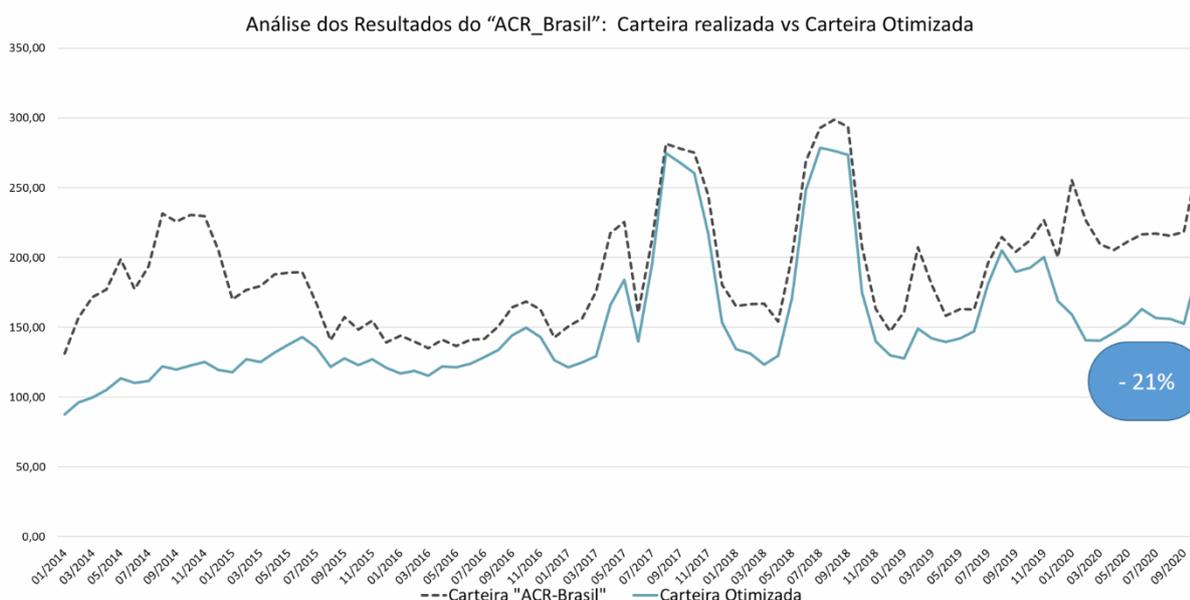
Uma das frentes conduzidas pela CCEE tratou da flexibilização do patamar de contratação do ACR, que historicamente foi responsável por garantir o lastro financeiro

para a expansão da oferta com contratos de longo prazo que eram capazes de garantir a expansão e segurança do suprimento de energia elétrica.

Observa-se que o modelo foi concebido em um cenário de crescimento contínuo, onde não se imaginava crises econômicas, rupturas tecnológicas, opção de migração de consumidores, dentre outros fatores que afetam o consumo de energia. Nesse sentido, diante de inovações no mercado, tais como abertura de mercado e MMGD, os contratos de longo prazo e o modelo atual de contratação de energia e gestão do portfólio regulado se mostram ineficientes, começando a gerar efeitos colaterais negativos para todo o ACR e culminando em maiores tarifas aos consumidores regulados.

A partir dessas premissas, a CCEE avaliou a possibilidade de maximizar retornos e minimizar perdas ao assumir patamares de exposição aos riscos de mercado, desde que se tenha administração diversificada e ativa do portfólio de investimentos, até porque, observando o passado, pudemos verificar que o ACR, apesar de contratado e até sobrecontratado, não esteve protegido das volatilidades do preço do curto prazo.

Por fim, a própria CCEE conclui que uma gestão ativa do portfólio da ACR pode gerar um benefício de cerca de 21% de redução do preço médio do portfólio das distribuidoras quando comparado com o preço realizado (figura 7).



**Figura 7.** Análise dos Resultados do ACR Brasil: Carteira Realizada vs Carteira Otimizada.

**Fonte:** CCEE (2022).

Reforça-se a importância de se aumentar a flexibilização na gestão do portfólio das distribuidoras como medida prévia a ampliação da abertura de mercado, de forma a mitigar os efeitos dos contratos legados. Para tal, detalharemos a seguir algumas das propostas.

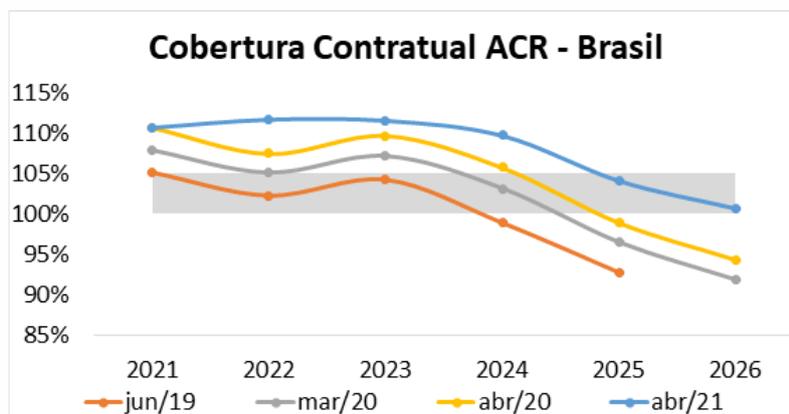
### ***Declaração Unificada***

A atual gestão de portfólio de contratos de energia não prima pela eficiência da contratação das distribuidoras, pois leva aquelas que possuem déficits a priorizarem a compra em leilões, enquanto nos MCSDs se observa volume significativo de sobras não processadas de outras empresas, ou seja, as declarações independentes destes mecanismos aumentam sistematicamente a sobrecontratação da “Distribuidora Brasil”.

Uma maneira de aperfeiçoar a sistemática dos leilões, evitando-se assim uma contratação não necessária de energia ao ACR, é a realização de processamentos dos MCSDs e dos leilões de energia de maneira agrupada, por meio de declaração única, de forma que todos os leilões utilizassem os volumes de déficits não atendidos nos MCSDs, seja para Energia Nova (EN) ou Energia Existente (EE).

Na verdade, até mesmo a distinção ente “Energia Nova” e “Energia Existente”, relevante no passado, mas obsoleta na atualidade, distorce a racionalidade e a busca pela contratação ótima, considerando volume de energia e preço.

Entende-se que esta realização conjunta possibilitaria a correta priorização dos processamentos, tal que se buscaria primeiro o equilíbrio do ACR em detrimento à novas contratações em leilão, evitando-se o incremento de contratos legados e sucessivos aumentos do nível de contratação das Distribuidoras, como mostrado no gráfico baixo decorrentes de falhas de regulação e de diretrizes políticas que ao longo do tempo tem engessado a gestão das carteiras de contratos das distribuidoras (figura 8).



**Figura 8.** Cobertura contratual ACR BRASIL.

### ***Contratos Bilaterais entre Distribuidoras***

Sugere-se a possibilidade de as distribuidoras celebrarem contratos bilaterais regulados de energia elétrica entre si - CBRs, com volumes e prazos livremente negociados e preço regulado, por exemplo, pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia - TM\_EC vigente na data de reajuste da distribuidora vendedora, sem necessidade de participação do gerador pois em nada será afetado.

A possibilidade de se firmar contratos entre distribuidoras parte da premissa de que os contratos originais de energia foram adquiridos integralmente por meio de processos licitatórios ou de chamada pública no ACR, todos homologados pela ANEEL, e pela alocação de CCGF, Angra, Proinfa e Itaipu, e que, portanto, respeitaram o princípio de economicidade na sua contratação, mas que, por tudo já exposto, a dinâmica do mercado de distribuição demanda instrumentos mais autônomos e efetivos de ajustes estrutural e conjuntural. Dessa forma, os CBRs firmados não seriam submetidos à análise ex-post dos seus efeitos financeiros no MCP, pois a definição pela TM\_EC regulada garantiria a neutralidade também ao consumidor.

Corroborando à necessidade de criação deste mecanismo, destaca-se que os MCSDs não são suficientemente flexíveis, pois apenas os MCSDs de energia existente garantem a devolução de contratos em decorrência de migrações para o ACL e como já mencionado não potencializam a eficiência do mercado. Além disso, a cessão de contratos até o final do seu suprimento pode balancear um ano e desequilibrar outro.

Destaca-se que tal proposição pode reduzir de maneira estrutural a problemática da sobrecontratação das distribuidoras, motivo pelo qual defende-se sua regulamentação de maneira ordinária, apresentando como principais vantagens (i) possibilidade de gestão proativa da carteira; (ii) maior equilíbrio entre sobras e déficits no longo prazo; (iii) sinal adequado na contratação de energia nos leilões do ACR; e (iv) baixo custo operacional quando comparado com a cessão.

### **Redução do lastro contratual da UHE Itaipu Binacional e de CCGF**

O histórico dos níveis do GSF desde 2014 mostram que a sobrecontratação “oficial” das distribuidoras, a partir da verificação do lastro, não tem necessariamente resultado em exposições positivas no MCP. É justamente observado o contrário, pois o risco hidrológico das usinas repactuadas, dos CCGF e de Itaipu são alocados aos consumidores, para efeitos das exposições financeiras no MCP, e fazem com que o nível de cobertura efetiva das distribuidoras seja bem inferior, conforme pode ser visto nas figuras 9 e 10 abaixo.



**Figura 9.** Média histórica do GSF.

### Nível de Contratação x Cobertura Efetiva

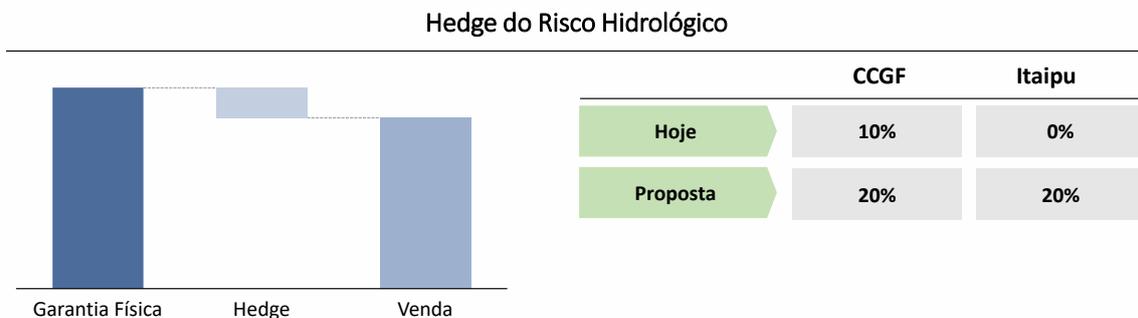


**Figura 10.** Contratação x Cobertura Efetiva – Pool Brasil.

Assim, têm-se a proposta de redução dos lastros contratuais de CCGF e de Itaipu para 80%, buscando a aproximação do lastro contratual (“Contratação”) com a real exposição ao MCP em virtude da aplicação do GSF sobre as garantias físicas (“Cobertura Efetiva”), sem alterar as demais disposições contratuais e normativas, inclusive a garantia física das usinas.

Na prática, a revisão de lastro traria a curva azul mais próxima da laranja demonstrada. Observa-se que a aproximação das curvas além de corrigir relevante distorção, garante que a estratégia de mitigação dos efeitos financeiros de sobrecontratação das distribuidoras esteja alinhada aos efeitos reais percebidos pelo consumidor, ou seja, imprime interesse comum aos dois agentes.

Com essa proposta seria mantida a assunção dos riscos hidrológicos, uma vez que todo excedente ou déficit de geração dessas usinas continuarão sendo assumidos pelo consumidor (figura 11).



**Figura 11.** Proposta de redução de lastro para CCGF e Itaipu.

Em estudos desenvolvidos pelo Grupo Energisa foi possível identificar uma série de benefícios, com baixo impacto em se reduzir o lastro contratual dos contratos de Itaipu e Cotas de Garantia Física. Além disso, tal movimento se equipara ao que fazem os agentes geradores que destinam sua energia para o mercado livre, reduzindo seus volumes de venda para não ficarem sobreendidos e expostos ao PLD nas apurações da CCEE.

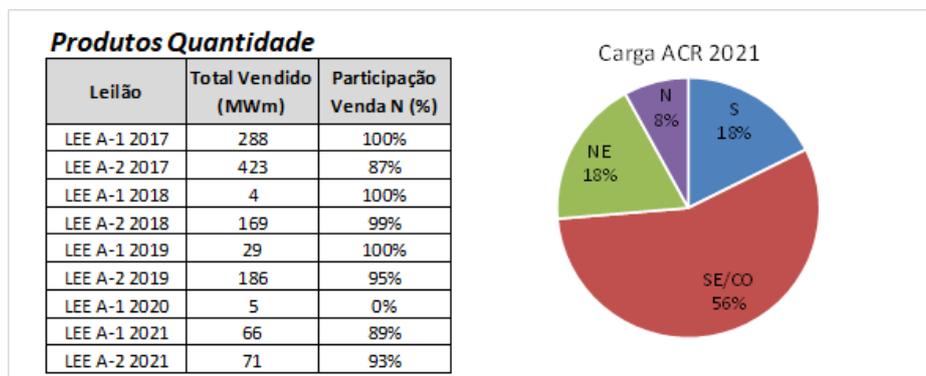
Ressalta-se que, para as duas modalidades de contrato, não haveria alteração tanto na receita auferida pelos geradores como na garantia física dos empreendimentos. Especificamente para o contrato de Itaipu, entendemos que a mudança proposta não tem vínculo direto com os acordos e tratados com o Paraguai, uma vez que tal medida se limita a dar tratamento diferenciado à parcela nacional, seja esta qual for.

Adicionalmente, a redução do lastro contratual dos CCGF e Itaipu abre espaço para que a expansão do mercado seja contratada em leilões do ACR, lastreada em contratos com menor risco hidrológico para os consumidores e melhor performance de entrega, o que contribui para a segurança do suprimento.

### ***Exposição Submercado***

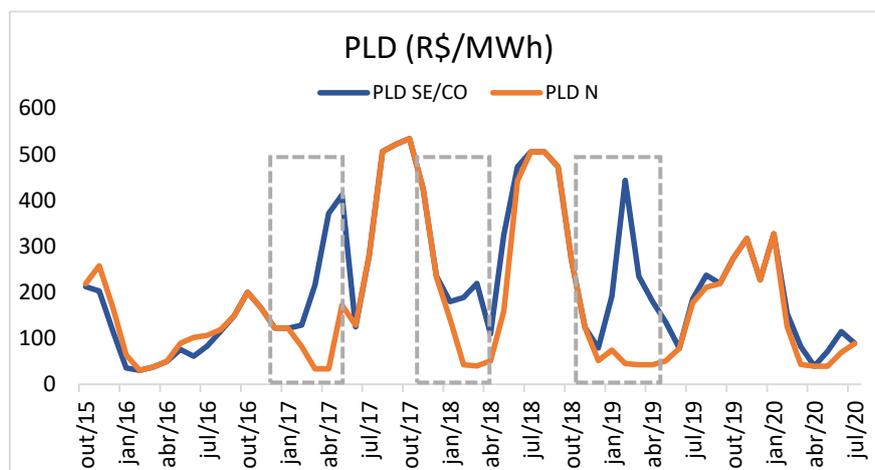
O Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu artigo 28, § 1º, define que o CCEAR, na modalidade por quantidade de energia elétrica, deverá ter como ponto de entrega o centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração.

Porém, podemos observar que nos últimos anos os vendedores dos leilões de energia existente são, em sua maioria, Comercializadoras que estão ofertando produtos no submercado Norte, sem comprovar o lastro associado ao empreendimento gerador, uma vez que os editais destes certames permitem tal possibilidade (figura 12).



**Figura 12.** Participação da venda no Norte - CCEAR-Q versus Representatividade da Carga do ACR.

Considerando que a grande concentração de carga do SIN é no submercados Sudeste/Centro-Oeste esse tipo de atuação acaba provocando um descasamento entre a oferta e demanda e, por consequência, gerando exposições financeiras em função da diferença de PLDs entre os submercados conforme vivenciamos nos últimos anos (figura 13).



**Figura 13.** Diferença de PLD entre submercados.

Entende-se que o risco de submercado pode ser mais bem gerenciado pelos vendedores dos CCEARs e que a entrega da energia dos leilões ACRs deveria se dar em um mix de submercados que refletisse a demanda declarada das Distribuidoras. Este mix por submercado seria informado aos potenciais vendedores anteriormente ao leilão, em percentual, obviamente sem a divulgação dos volumes demandados. Tal medida evitaria a artificialidade de preços que vem contribuindo com o aumento de custo final ao consumidor.

### ***Encargo de sobrecontratação***

Ainda que considerássemos a minimização de novas contratações e a flexibilização da gestão do portfólio, observa-se a necessidade de dar tratamento à sobrecontratação remanescente das distribuidoras face à abertura, com pena de tornar insustentável o custeio da tarifa pelos consumidores do mercado cativo.

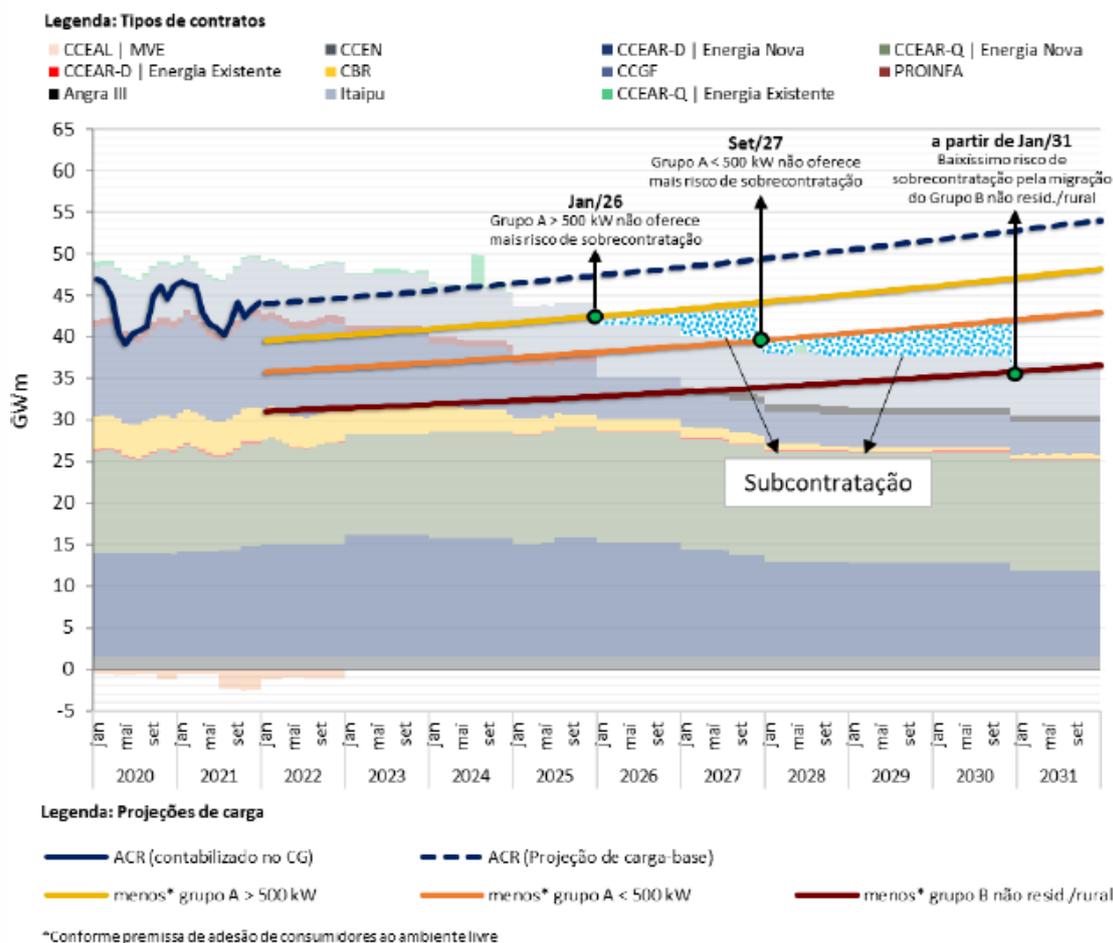
Desta forma, o Grupo Energisa é a favor da criação do encargo de sobrecontratação, como previsto no PL 414, idealmente a ser alocado apenas a quem deu causa as sobras de energia, isto é, o ACL, porém, alternativamente, com alocação rateada para todos os consumidores, de forma a minimizar o impacto da migração.

### ***Efeito PMIX e do Risco Hidrológico***

Notadamente a diminuição do requisito energético, consequência da abertura de mercado, faz com que as distribuidoras não precisem renovar seu portfólio por meio de novas contratações em leilões.

Observa-se que caso houvesse a manutenção das regras para acesso ao mercado livre, sem redução dos atuais limites, as distribuidoras necessitariam voltar a recorrer a leilões de energia para atendimento do mercado. Neste caso, seria possível a reposição, por exemplo, com energia proveniente de empreendimentos de energia renovável, que possuem indubitavelmente preços mais módicos em relação aos contratos antigos, permitindo uma redução do custo do mix de contratos.

A partir da análise da figura 14 abaixo da CCEE, extraído da Carta CT CCEE02898/2022, propõem-se um exemplo hipotético.



**Figura 14 - Cronograma de abertura de mercado com risco nulo de sobrecontratação.**  
**Fonte:** Carta CT CCEE02898/2022.

- Em 2031, caso não houvesse a abertura de mercado, haveria uma necessidade de compra de energia de aproximadamente 18 GWm para atendimento à projeção de carga base do ACR, isto é, uma contratação adicional próxima a 50% do que o volume já contratado para aquele ano.
- Se assumirmos um preço médio nominal do portfólio de contratos de energia da ordem de 240 R\$/MWh (preço nominal), a contratação adicional em novos leilões, por exemplo, poderia se dar por meio de contratos de fonte renovável, assim como é feito no mercado livre, ao preço hipotético de 150 R\$/MWh.
- Nesse sentido, caso não houvesse a abertura de mercado, o preço médio nominal de energia seria reduzido de 240 R\$/MWh para aproximadamente 210 R\$/MWh, uma redução de aproximadamente 12,5%, equivalente a R\$ 9,5

bilhões por ano, que, considerando o exemplo apresentado, será mais um montante financeiro a ser pago exclusivamente pelos consumidores regulados remanescentes subsidiando a política de abertura de mercado.

Como supracitado, apenas o custeio do financeiro da sobrecontratação regulatória, quando esta perdurar após o acesso aos mecanismos de energia, por si não mitiga todo o efeito dos custos de energia repassados aos consumidores cativos em função da abertura de mercado, pois permanecem no portfólio os contratos mais caros (PMIX alto), impactando o preço médio da tarifa do ACR.

Neste momento, recorda-se que o Art. 3º do Decreto 10.350/2020 definiu que os consumidores que formalizassem sua migração para o ACL após 8 de abril permaneceriam obrigados a pagar sua proporção dos custos da CONTA COVID, podendo ser avaliada a possibilidade do consumidor que migrar arcar tanto com o encargo decorrente da elevação do PMIX, como com o repasse dos custos de risco hidrológico, na proporção de seu consumo, outra distorção que vem sendo alocada exclusivamente no ACR.

Como tratado nessa seção dos contratos legados, há uma série de ineficiência alocativa e produtiva que trazem falhas de mercado potencializada pelos subsídios implícitos que geram distorções para os consumidores que estão no mercado regulado em detrimento daqueles que estão no mercado livre.

Além disso há ainda vários outros subsídios, que serão apresentados na seção seguinte, em que alguns estão na CDE e outros ainda sem transparência e sem publicidade afetando diretamente o *accountability* necessário das políticas regulatórias, que distorcem ainda mais a competitividade e o sinal de preços para a escolha dos consumidores afetando principalmente os consumidores do mercado regulado.

## **6. OS SUBSÍDIOS DO MERCADO LIVRE E INEFICIÊNCIAS ALOCATIVAS**

Como dito, a competitividade do mercado livre está mais ancorada em subsídios do que na eficiência de custos e riscos.

São diversos os subsídios existentes e ineficiência alocativa no setor: subsídios para o autoproductor, subsídios para fonte incentivada, subsídios de GD a serem pagos

apenas pelos consumidores do mercado regulado, ineficiência derivada da rigidez da gestão contratual do mercado regulado, riscos hidrológicos alocados apenas no mercado regulado, sobrecontratação alocada apenas no mercado regulado, alocação predominante da energia nova e incentivada no mercado livre que é mais barata que as contratações de energia existente, distorções dos mecanismos de desconstrução atualmente existente que somado a alocação do custo de confiabilidade/segurança do sistema (lastro) predominantemente no mercado regulado, gera como consequência uma tarifa mais elevada para os consumidores do mercado regulado que cada vez mais em reduzido o universo pagante.

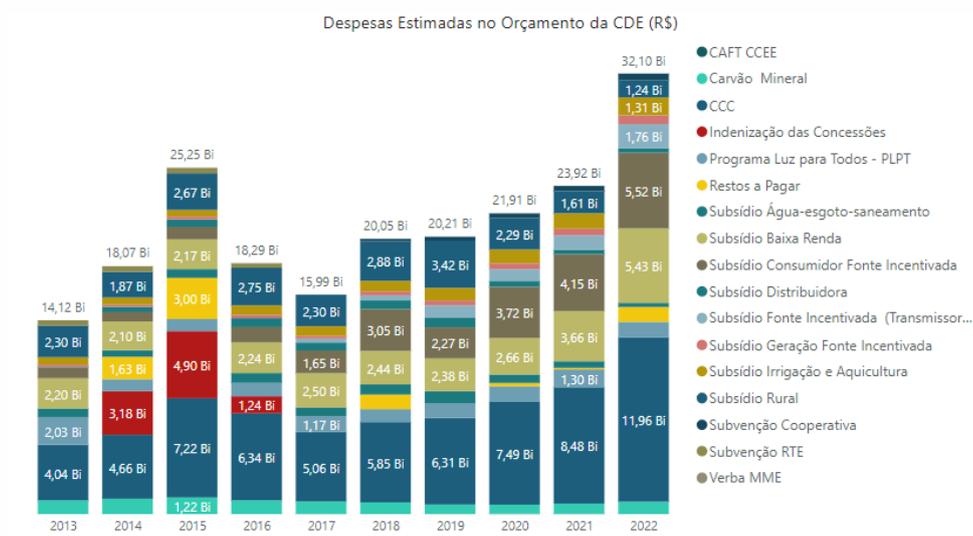
### **6.1. Subsídio fonte incentivada**

Os subsídios são falhas de mercado que distorcem o mecanismo de preço privilegiando grupos específicos. No caso dos subsídios tarifários destinados à geração e ao consumo de fontes incentivadas têm elevado constantemente as assimetrias de custos entre os consumidores dos ambientes de contratação regulado e livre, fazendo com que aqueles que saiam do ambiente regulado deixem sobreoferta no sistema, elevando a sobrecontratação das distribuidoras, o PMIX e a tarifa de energia elétrica. O resultado é o aumento substancial da CDE ano após ano.

O orçamento da Conta de Desenvolvimento econômico (CDE) ultrapassou, em 2022, a cifra dos R\$ 32 bilhões. Considerando os últimos três anos, enquanto em 2020 o valor aprovado foi de R\$ 21,9 Bilhões, em 2021 foi de R\$ 23,9 Bilhões e agora em 2022 chegou-se ao expressivo montante de R\$ 32,1 Bilhões (figura 15). Aumento em mais de R\$ 10 Bilhões em dois anos.

E esse aumento de subsídio para o mercado livre tende a se elevar ainda mais. Por dois motivos: i) tem uma série de pleitos para outorgas de fontes incentivadas a serem negociadas posteriormente no ACL que segundo dados divulgados pela ANEEL chegam a quase 200GW de potência instalada e ii) quanto mais se reduz os requisitos para migração do mercado livre, muito maior será o subsídio concedido, uma vez que em níveis de tensão inferior há uma maior representatividade da TUSD em que se incide o desconto tarifário para do lado do consumo.

Considerando apenas o segundo item, e em simulação feita nas áreas de concessão do Grupo Energisa, o aumento do subsídio especificamente no ano de 2024 será da ordem de 11% em relação ao cenário de não abertura de mercado. Dada a representatividade desse mercado na distribuidora Brasil, o impacto tende a ser bem mais elevado no agregado.



**Figura 15.** Despesas Estimadas no Orçamento da CDE, em R\$.

Fonte: Aneel (2022).

Dentre os beneficiários, o subsídio para o mercado livre leva a segunda maior fatia com quase R\$ 8 Bilhões em 2022. Somado com o subsídio da CCC, essas duas rubricas representam 62% do total de subsídio da CDE, correspondendo a quase R\$ 20 Bilhões, representando quase 4 vezes o custeio do programa de tarifa social que atende populações de baixa renda com caráter social e inclusivo.

## 6.2. Subsídio APE

Conforme definido no Decreto nº 2003/1996, o Autoprodutor de energia elétrica é “a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo”.

Inicialmente, esta figura foi criada com o objetivo de prover maior previsibilidade e menores custos de energia ao segmento industrial eletrointensivo, que possui unidades

geradoras próprias, sendo estes beneficiados com a isenção de pagamento da CDE, PROINFA, ESS, EER, além de potenciais subsídios na TUST e TUSD quando se tratar de fontes renováveis.

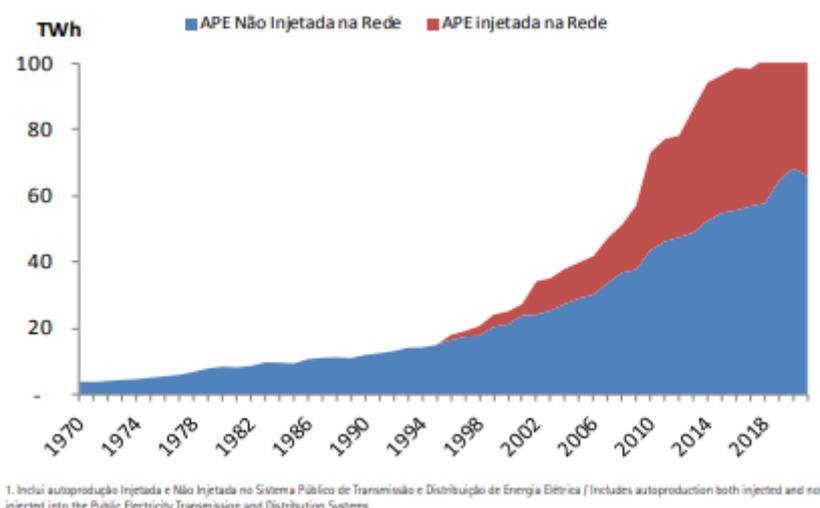
Ocorre que o objetivo primário do benefício foi distorcido a partir da Lei nº 11.488/2007, que criou o autoprodutor por equiparação, e ainda Lei nº 13.205/2015, que passou a permitir a participação de acionistas em SPEs de geração com direito a voto, com o objetivo de configurar a autoprodução por equiparação.

A brecha regulatória permitiu o crescimento massivo deste segmento, e conseqüentemente do seu volume de subsídios, provocando notadamente um sobrepeso para a tarifa dos consumidores do mercado cativo (figuras 16 e 17).

Encargos	Valores médios aproximados
CDE	25 - 55 BRL/MWh
Proinfa	8 - 10 BRL/MWh
ESS	4 - 7 BRL/MWh
EER	2 - 6 BRL/MWh

**Figura 16.** Valores estimados em 2021 para o subsídio de Autoprodução.

**Fonte:** GESEL.



**Figura 17.** Centrais Elétricas Autoprodutoras - APE.

**Fonte:** Balanço Energético Nacional - BEN 2022.

Com base nas informações acima e fazendo uma estimativa mais geral e considerando a média dos valores apresentados pelo GESEL, pode-se dizer que o subsídio de

autoprodução seria da ordem de 58,50 R\$/MWh e se considerar que ao menos 30% desta autoprodução não deveria fazer jus aos incentivos, estima-se em R\$ 1,8 bilhões o custo adicional socializado para os demais consumidores.

Por fim, observa-se ainda que parte significativa desses APEs são de fonte renovável, usufruindo ainda do benefício na TUSD ou TUST, não considerado na conta acima e estimado em aproximadamente R\$ 1,2 bilhões, mantida a estimativa de 30% do volume total.

## **7. SEGREGAÇÃO DAS ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO**

### **7.1. Desenho de mercado do Comercializador Regulado de Energia**

Para que o Mercado de Energia Elétrica se desenvolva com maior transparência e eficiência é preciso que todos os agentes, sejam eles livres ou regulados, possam atuar com maior liberdade e agilidade, preferencialmente sem qualquer tipo de subsídio, exceto por questões de equidade como o caso da tarifa social ou programas de universalização de acesso.

Um dos caminhos na redução de subsídios e que traz maior transparência ao processo de abertura ao passo que permite uma melhor comunicação junto aos consumidores a fim de gerar um maior engajamento decorre da separação das atividades de distribuição e de comercialização (D&C) como ocorreu nas diversas experiências internacionais e que precisa caminhar notadamente quando se inicia o processo de abertura para o mercado varejista.

Para isso, um passo inicial é a regulamentação do Comercializador Regulado de Energia – CRE, como previsto na própria Portaria MME 465/19, mas que não foi objeto de detalhamento nessa consulta pública. O CRE tem um papel primordial que consiste em suceder a gestão das atuais carteiras de contratos de compra de energia das distribuidoras.

Para que a abertura ocorra de forma eficiente, sem distorções alocativas, desperdícios de recursos da sociedade e desincentivos a investimentos, é importante que a separação

D&C garanta o equilíbrio econômico e financeiro de cada atividade de forma isolada, sem subsídios cruzados entre usuários da rede e consumidores de energia.

Há diversos arranjos possíveis compreendidos entre a integração vertical (modelo atual) e a desverticalização completa das atividades de rede e de comercialização, cenário em que a prestação dos serviços é realizada por duas pessoas jurídicas distintas.

Para dar início a esse processo é fundamental avançar desde agora na separação contábil/regulatória. Além de mitigar sobremaneira o problema de subsídios, e possibilitar a análise do equilíbrio econômico e financeiro por segmento, ela é uma etapa prévia necessária para a separação contratual e eventual desverticalização completa.

A separação contratual é um passo importante que precisa ser permitido por três razões principais. A primeira é que ela permite a definição clara das atribuições do CRE, seus direitos e obrigações, regras de equilíbrio econômico e financeiro, e regulação econômica. A segunda é que ela irá permitir, quando houver racionalidade econômica, a unificação das atuais áreas de concessão para atuação do CRE. Por fim, ela irá permitir a eventual transferência da atividade de comercialização para outros agentes, quando houver racionalidade econômica e eficiência.

Na medida em que essa maior racionalidade pode ocorrer em algumas áreas e em outras não, sugerimos flexibilidade para que a análise quanto à separação contratual ocorra caso a caso, avaliando as características específicas de cada área de concessão. Além disso, dado que os contratos de concessão atuais são diferentes, essa flexibilidade é importante para preservar direitos e obrigações existentes.

De todo modo, já para a primeira etapa que consiste na separação contábil/regulatória, obrigatória a todas as distribuidoras, a proposta envolveria a definição de diretrizes no âmbito do poder executivo para ao menos estabelecer as tarefas típicas de cada atividade, a necessidade do adequado reequilíbrio econômico-financeiro e definição de tarifas para cada atividade que dependerá de tratamento por parte do regulador.

Esse Comercializador Regulado continuará atendendo aos consumidores de forma universal, prestando o serviço mediante tarifa definida pelo Regulador e provendo

energia a todos os consumidores que decidam não migrar para o Ambiente de Contratação Livre, podendo inclusive exercer a função de supridor de última instância.

## **7.2. O serviço de Suprimento de Última Instância (SUI)**

Em qualquer mercado de energia liberalizado é preciso que se definam regras claras sobre o que acontecerá se um consumidor atendido por uma Comercializadora Varejista no ACL perder repentinamente o seu contrato. Isso pode acontecer por insolvência da comercializadora, pelo término do contrato de comercialização ou outras razões.

O papel de supridor de última instância precisa ser regulamentado e pode ser exercido, num primeiro momento do período de transição, pelo próprio Comercializador Regulado de Energia da área de concessão em que se situa o consumidor desassistido.

Naturalmente que também precisam ser definidas as regras de atendimento (tarifas e prazos) a esse consumidor, diferentes das regras de atendimento universal regulado, uma vez que o retorno intempestivo de um consumidor pode causar elevações de custo e não seria justo que os demais consumidores regulados arcassem com tais ônus.

Após o período de transição (fim dos contratos legados e abertura total do mercado) o papel de supridor de última Instância poderia até ser exercido por qualquer comercializadora para determinadas áreas geográficas, como um serviço a ser prestado, escolhida por processo seletivo do Poder Concedente como ocorre em alguns países.

## **8. COMERCIALIZADOR VAREJISTA**

A Comercialização Varejista está regulamentada pela REN nº 1.011/2022, que consolidou as regras para autorização de comercialização de energia elétrica e revogou a REN nº 570/2013, que criou este tipo de comercialização. Entretanto, passados nove anos da sua criação, esta forma de comercialização ainda não está plenamente consolidada, com poucos agentes efetivamente representando plenamente consumidores varejistas.

A abertura do mercado para limites de carga inferiores a 500 kW, limiar que obriga a representação por Comercializador Varejista, deve se dar de forma gradual para permitir

a consolidação deste tipo de agente e possibilitar, eventualmente, o aprimoramento das regras relacionadas a modelagem de ativos de medição, desligamento de consumidores inadimplentes, entre outros aspectos.

Nesse sentido, é fundamental o estabelecimento claro do papel do comercializador varejista, regras de faturamento, se unificado com os serviços de rede ou segregado, questões de medição e de agregação para representatividade junto à CCEE, serviços a serem prestados pela distribuidora ao comercializador varejista, regras de precificação ou de tarifação, critério de segurança e solvência para operação no mercado varejista, entre outros temas.

Como apresentado na experiência internacional, no caso de default de um comercializador varejista as regras desde já precisam estar claras para prover a higidez necessária do setor. Isso porque à medida que se avança no mercado varejista a pulverização de clientes se eleva consideravelmente, como apresentado na caracterização do mercado regulado e livre, e deve já de início ter as regras e papéis previamente definidos antes de se aventurar na expansão da abertura do mercado livre para o ambiente varejista.

## **9. AGREGAÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS DE MEDIÇÃO**

A condição de agregador de dados de medição é indispensável se considerarmos a abertura de mercado proposta nesta consulta pública, tendo em visto o potencial de clientes em aderir a esta condição de migração ao ACL.

Trata-se de um serviço que pode ser prestado pela própria distribuidora em sua área de concessão, dada a maior simplicidade no período inicial e redução de custos de transação, de acordo com as regras a serem detalhadas pelo regulador.

A CCEE por sua vez visualizará apenas 1 cliente como sendo o aderido ao ACL, uma vez que o agregador será o responsável por consolidar este grupo de consumidores, como tem sido pontuado pela CCEE.

Diante deste cenário é de extrema importância que a CCEE reveja as regras dos procedimentos de comercialização. A seguir apresentam-se, a título de exemplo, algumas propostas que devem ser tratadas previamente antes de avançar no processo de abertura do mercado varejista.

- Flexibilizar os prazos para ajustes de medição, pois dado o volume de informações que precisarão ser contabilizados, existirão casos em que haverá necessidade de ajustes sistêmicos para fins de faturamento;
- Dispensar a obrigatoriedade do envio de dados diariamente, sendo estes enviados pelo agregador de forma consolidada em horizonte mensal, considerando todo o montante de energia consumido no ciclo.
- Dispensar a necessidade de processos relacionados a modelagem de pontos em seu sistema para os consumidores varejistas;
- Flexibilizar procedimentos de comercialização relacionados a penalidades de medição por ausência de dados.
- Dispensar a cobrança de emolumentos referentes a processos de recontabilizações de energia para este tipo de cliente que apresentam algum tipo de irregularidades de medição (falhas técnicas ou fraudes).
- Estabelecer em procedimento regras atribuindo as responsabilidades referentes aos custos com adequação ao sistema de medição (padrão de medição e demais equipamentos necessários para adequação) para os clientes que aderirem à esta modalidade.

## **10. ASPECTOS COMERCIAIS**

A entrada de um perfil de clientes de demandas menores trará ao mercado uma complexidade maior exigindo regramento da convivência comercial entre comercializador varejista e distribuidora. Por isso, há uma série de temas que precisam ser tratados previamente ao avanço da abertura do mercado varejista. A título de exemplo apresentam-se alguns assuntos que precisam ser debatidos e ter regramentos claros sobre pena de trazer inviabilizar questões comerciais.

- Corte do cliente por não pagamento ao comercializador varejista. Operação e remuneração, dado que o volume das operações será maior do que no mercado livre atual;
- Retorno do cliente ao mercado regulado – estabelecimento de um regramento de retorno do cliente ao mercado regulado;
- Contratação de demanda – dado que o mercado passará a ter mais oportunidades de flexibilizações contratuais, precisariam ser avaliadas regramentos de contratação de demanda, prazos e flexibilidades;
- O aumento de volume de clientes, ensejará aumento de custos nas distribuidoras, pelo aumento da complexidade de atendimento, orientação e acompanhamento de documentação dos clientes;
- Questões procedimentais que atestem que o cliente está realmente migrado ao mercado varejista, entre outros aspectos.

## **11. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS – REDs**

Para que possa haver protagonismo do consumidor e desenvolvimento do mercado de RED duas condições precisam ser asseguradas. Primeiro, os serviços prestados por meio dos RED não devem ser tratados como externalidades (positivas ou negativas) e não devem ser suportados por subsídios cruzados (implícitos ou explícitos). Em outras palavras, é preciso que a regulação assegure que os REDs sejam remunerados por transações econômicas em que o preço praticado reflita a integralidade dos serviços prestados de modo que todos os benefícios e valores gerados pela exploração de REDs sejam apropriados e remunerados com base na lógica de mercado.

A experiência recente vivenciada com a geração distribuída evidencia o quanto os aspectos técnicos e econômicos já devem estar alinhados desde o nascedouro da regulamentação. Só assim, é possível garantir o desenvolvimento de um mercado equilibrado entre os agentes e em benefício da sociedade. E isso se dá por meio de uma alocação eficiente de custos e riscos. Com isso, a competitividade do mercado será

impulsionada pela produtividade dos *players* e pela redução dos custos advindos da tecnologia e não por meios artificiais como ocorre no caso dos subsídios cruzados em que os consumidores hipossuficientes são os mais afetados dada a transferência de recursos econômicos entre os agentes.

Ademais, é preciso haver o correto alinhamento dos interesses econômicos entre todos os *stakeholders* envolvidos, sejam eles os provedores de RED, os usuários de RED, os consumidores de energia elétrica, os agregadores, os comercializadores e, principalmente, as distribuidoras de energia elétrica. Para que tal alinhamento ocorra, todavia, é necessária a revisão do modelo de negócios da distribuição com sua transição para o modelo de plataforma, em que a distribuidora atua com a integradora dos demais agentes e provedora dos serviços de rede e de comunicação (incluindo medição) necessários para a efetivação física e comercial das transações entre REDs e usuários da rede.

Assim, para se possibilitar a internalização de externalidades e a adoção do modelo de negócio da distribuidora plataforma, já é preciso mesmo no curto prazo deixar claro o caminho a ser seguido, seja por meio de diretrizes de política regulatória seja por meio da regulação. A seguir propõem-se algumas iniciativas:

- a. Para prover as condições tecnológicas mínimas, é preciso realizar o alinhamento dos sinais regulatórios e tarifários para possibilitar a ampliação da digitalização e modernização da rede de distribuição em que se inclui a penetração de medidores inteligentes;
- b. Para possibilitar o desenvolvimento de modelos de negócios de RED, é preciso haver sinais de preço adequados para os diferentes serviços prestados, o que somente será possível com flexibilização e descentralização da oferta de modelos de prestação de serviço de distribuição com diferentes estruturas tarifárias das concessionárias de distribuição, de modo a possibilitar, inclusive, sinais adequados de preço horário (ou por patamar de carga) de acordo com o perfil dos consumidores, observando-se os horários de ponta real em cada alimentador;

- c. Para evitar que o desenvolvimento do mercado de RED gere efeitos adversos na concessão de distribuição e na sociedade, é preciso rever e adequar a relação de atividades inerentes do serviço de distribuição de energia elétrica, bem como o instrumento regulatório de compartilhamento de outras receitas ao modelo de negócios de uma distribuidora provedora de plataforma de serviços;
- d. Ademais, deve-se pavimentar o caminho de contratação e operação de REDs pelas distribuidoras bem como a prestação de serviços ancilares. Removendo barreiras regulatórias impeditivas para que os serviços prestados com valor agregado pelos RED sejam adequadamente remunerados. Ao mesmo tempo que se garante a adequada remuneração da rede permitindo que custos associados ao desenvolvimento dos diferentes REDs sejam pagos pelos respectivos usuários sem pressionar as tarifas de terceiros;
- e. O que naturalmente leva a necessidade de estabelecimento de protocolos de acesso à rede de distribuição por parte dos RED's com o tratamento adequado das questões técnicas envolvidas, dado que se exigirá um sistema de rede flexível e resiliente. Como será uma operação de vários atores, temas como fluxo bidirecional, potência reativa, pico de demanda e mudanças climáticas tendem a afetar a estabilidade do sistema o que requererá serviços flexíveis que devem ser geridos pela distribuidora com o olhar de uma plataforma de serviços.

Em resumo, tem vários aspectos que precisam evoluir conjuntamente com a proposta de abertura de mercado varejista, com ações já de curto prazo e previamente a efetivação do início do avanço da abertura, que demandam uma maior interação e sinergia entre o MME e a ANEEL.

De todo modo, a mensagem principal que deve se ater é que o protagonismo do consumidor não pode ser um fim em si mesmo. Deve-se avaliar os impactos das medidas de forma que o caminho para o protagonismo do consumidor não onere outros consumidores que devido ao elevado custo de transação envolvido tendem a não exercer certas escolhas que um processo de abertura venha a incentivar. Portanto, como exemplificado acima, é fundamental o correto tratamento regulatório dos riscos e a

alocação eficiente de custos para não tornar o caminho de protagonismo do consumidor como um caminho de insustentabilidade do setor.

Por fim, importante destacar que as ações para promover a inserção sustentável dos REDs devem respeitar o contexto local de cada concessionária de distribuição. A heterogeneidade do mercado de energia no Brasil exige uma regulação mais flexível e capaz de adaptar às reais necessidades dos consumidores.

## **12. NOVOS MODELOS DE NEGÓCIO**

Os novos desafios do setor elétrico têm ampliado a relevância e o papel das redes de distribuição frente à modernização do setor elétrico e abertura de mercado. As distribuidoras, por sua vez, esperam um debate amplo acerca do papel que outros serviços podem ter nesse futuro cada vez mais próximo. Trata-se de uma mudança relevante de papel de uma operadora de rede (DNO - Distribution Network Operator) para uma operadora de sistema de distribuição (DSO's – Distribution System Operators).

Cabe destacar que no presente o serviço público de distribuição já demanda a criação de meios que favoreçam a inovação e a prestação de um serviço cada vez mais customizado atendendo as demandas do mercado consumidor. Ocorre que enquanto a inovação for mitigada pela ausência de incentivos, várias mudanças que já são realidade em outros países não encontram caminho adequado para prosperar no Brasil.

O objetivo dos Operadores de Sistemas de Distribuição é operar e gerenciar as redes de distribuição de energia elétrica de maneira segura e eficiente provendo diversos serviços na plataforma de distribuição. Na prática, o que se espera é que os DSO's é que sejam responsáveis por desenvolver redes de distribuição que tenham a habilidade de entregar serviços de alta qualidade aos usuários e outros stakeholders do sistema elétrico agregando valor na cadeia.

Tradicionalmente, operadores de redes de distribuição têm realizado sua missão por meio de planejamento e operação adequados da rede elétrica. Porém, dada a transição energética que tem ocorrido em todo o mundo, impulsionada pelo uso de fontes de energias renováveis e de Recursos Energéticos Distribuídos, está impondo novos

desafios aos DSO's para realizarem a operação do sistema de maneira segura e eficiente, levando em conta os custos envolvidos.

No Brasil não é diferente, uma quantidade representativa de Geração Distribuída já está conectada às redes de distribuição. Atualmente já temos mais de 12 GW de potência instalada, sendo esperado muito mais conexões no futuro conforme projeções da EPE. Além disso, a quantidade de veículos elétricos e de estações de recarga, públicas ou privadas, irá crescer significativamente nos próximos anos. Essas tendências são combinadas com uma evolução tecnológica exponencial que permite que fontes de energia descentralizadas sejam conectadas em níveis de tensão mais baixos e que, ao mesmo tempo, permita que consumidores interajam de forma ativa com o mercado em resposta às condições da rede elétrica.

Trata-se de um cenário premente que aumenta significativamente os desafios para a operação e estabilidade da rede de distribuição. Ocorre que essa problemática pode ser compensada ou minimizada por meio de serviços de flexibilidade (FS - Flexibility Services). Por exemplo, utilizando-se de baterias, incluindo a integração de fontes de energias renováveis, que podem em conjunto performar de acordo com a necessidade e condições operativas da rede elétrica.

Além disso, a eletrificação tem crescido continuamente devido à inserção de novos dispositivos e aparelhos com melhor desempenho, aumentando a complexidade e a incerteza que resulta das mudanças de padrões de consumo, particularmente àqueles oriundos de cargas móveis, tais como os veículos elétricos, que criam maiores desequilíbrios de geração. Adicionalmente, o controle reativo e o gerenciamento de congestionamentos de redes são preocupações relevantes que requerem dispositivos inteligentes para melhorar o controle ao longo do sistema elétrico. Assim como o controle supervisor e sistemas de aquisição de dados necessitam adicionar interfaces e protocolos específicos para facilitar o gerenciamento desses dispositivos.

Em suma, são vários os temas envolvidos nesse debate que podem ampliar o grau de liberdade das distribuidoras e ao mesmo tempo agregar valor aos consumidores. A título de exemplo, apresenta-se a seguir alguns modelos de negócios que devem ser objeto de discussão e ter o caminho pavimentado por meio de diretrizes a fim de estarem

aderentes ao escopo da Modernização do Setor Elétrico e da abertura de mercado objeto de discussão dessa consulta pública e alinhado ao caminho de transição de uma Operadora de Rede de Distribuição para uma Operadora de Sistema de Distribuição: agregador de medição; agregador de carga; mercado de capacidade; operador de serviços de armazenamento de energia; operador de microrredes isoladas off e on grid; redes virtuais, infraestrutura para veículos elétricos, serviços behind the meters, serviços de operação de Recursos Energéticos Distribuídos para melhoria da confiabilidade da rede; serviços ancilares; serviços flexíveis; serviços customizados; serviços provenientes de smart metering e smart grid como impulsor de incorporação de novas tecnologias; incorporação de tecnologia nas redes de distribuição para prestação de serviços relacionados à IoT; gerenciamento de resposta da demanda; provedor de serviços para telecomunicações, incluindo a entrada do 5G; serviços voltados para eficiência energética; entre outros serviços em que o uso do ecossistema de rede de distribuição e tecnologia traga mais eficiência ao mercado e amplie o poder de escolha dos consumidores.

Portanto, para avançar é preciso ter diretrizes que reduzem a percepção de risco do mercado e abrem caminho para ampliar o uso de tecnologia e a inovação no segmento de distribuição, com claros benefícios na percepção de valor pelos usuários dos serviços prestados.

Propõem-se, portanto, como exemplo de diretriz, a necessidade em estabelecer prazos para compartilhamento de receitas oriundas de novos arranjos tecnológicos ou com atributos de inovação que sejam superiores a 10 anos a fim de incentivar a oferta de novos serviços e com regras de compartilhamento aderentes à sustentabilidade dos novos modelos de negócio.

### **13. ESTRUTURA TARIFÁRIA MODERNA E FLEXÍVEL**

O modelo de tarifação atual não está atualizado para um processo de avanço do mercado livre. A Estrutura Tarifária é estabelecida centralizadamente pelo regulador para todas as Distribuidoras do Brasil não guardando aderência às diversas realidades enfrentadas em cada área de concessão. Ademais, com os consumidores tornando mais

ativos no sistema, com crescimento exponencial de recursos energéticos distribuídos e desenvolvimento social e tecnológico, fatores que influenciam diretamente na mudança do comportamento e do perfil de consumo dos clientes de média e baixa tensão, é fundamental dar o correto sinal para o lado da demanda.

A experiência internacional, com cenário de maior inserção de REDs, novas tecnologias e desregulação do mercado, mostra que o modelo brasileiro carece de uma revisão normativa no que tange a construção de tarifas para mitigar distorções na alocação de custos, ineficiência de investimentos e dar a correta sinalização ao consumidor.

Em paralelo às discussões de abertura de mercado, deve-se priorizar as iniciativas que visam a modernização e flexibilização da estrutura tarifária, de forma que haja sinergia entre as agendas. Conhecer a resposta dos consumidores a novos modelos de tarifação e incentivos de eficiência do uso da rede é fundamental para construção da estrutura ótima das tarifas, que sabidamente varia conforme as características de cada mercado e de cada área de concessão.

Propõem-se, portanto, como exemplo de diretriz, a necessidade em estabelecer tarifas aderentes à realidade de cada área de concessão que assegurem a correta alocação de custos com sinal que busque a eficiência do lado da oferta – otimização de investimentos em rede – e do lado da demanda – induzir o comportamento ótimo do consumidor.

#### **14. QUESTÕES JURÍDICAS DA PORPOSTA DE ABERTURA DE MERCADO**

Conforme discorrido, o processo açodado de abertura do mercado proposto, sem tratamento adequado de medidas estruturais previamente ao processo de abertura do mercado varejista, tende a elevar as tarifas dos consumidores do mercado regulado, seja pelos subsídios tarifários, seja pela ineficiência alocativa de custos e riscos, seja pelo estoque de contratos legados entre outras medidas já apresentadas.

Ocorre que quanto mais acelerado for o processo de abertura do mercado, inevitavelmente, maior também será o impacto tarifário para os consumidores remanescentes do ambiente de contratação regulada. Nesse sentido, cabe aqui uma pergunta, a proposta atende ao comando legal expresso no § 5o do Art. 15 da Lei nº 9.074, incluído pela Lei 9.658/1998? Veja o que dispõe:

*“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”.*

Nota-se que a lei assegura a neutralidade na elevação das tarifas para o consumidor que permanece no ambiente de contratação regulada. Nesse sentido, devem ser observados os princípios da legalidade, isonomia e eficiência ao longo de todo o processo de regulamentação de abertura de mercado.

Permanecer com a proposta apresentada em consulta pública seria admitir uma elevação tarifária custeada somente por uma categoria de consumidor (ACR), além de potencializar as falhas de mercado já apresentadas ao longo do texto.

É preciso, pois, reequilibrar os riscos e custos entre os consumidores do ACR e do ACL, a fim de reduzir as assimetrias entre os dois ambientes de contratação, de forma que a opção do consumidor em migrar ao ambiente livre não resulte em aumento tarifário como prescrito na lei.

Importante compreender que a regulamentação da abertura do mercado deve estar voltada, principalmente, para os consumidores do mercado regulado, cuja maioria são consumidores de menor poder aquisitivo.

O aperfeiçoamento conjunto da política pública e da regulação para minimização das distorções existentes entre os dois mercados é a solução necessária. Suas atuações devem estar pautadas no princípio da eficiência, a partir da alocação de custos e riscos, de forma a potencializar energia competitiva a todos os consumidores e não somente àqueles poucos que se beneficiam de diversos subsídios que estão no mercado livre.

Para tanto, é fundamental que o poder concedente avalie não só qualitativamente, mas também quantitativamente os custos e os benefícios do processo de ampliação da abertura de mercado. Nota-se que o Decreto nº 10.411/2020 que regulamentou o art. 6º da lei 13.848/2019 (lei geral das agências reguladoras) e o art. 5º da lei 13.874/2019 (lei da liberdade econômica), disciplinou a análise de impacto regulatório no âmbito do poder executivo, englobando as ações do MME.

Tema fundamental para a melhoria da qualidade da escolha pública e garantir também “as melhores soluções para a modernização setorial, em consonância com os princípios da governança pública, estabilidade jurídico-regulatória e previsibilidade”, conforme Portaria MME n. 403/19.

## **15. PROPOSTA DE ABERTURA DE MERCADO MENOR QUE 500 KW**

Por todo o exposto, a proposta da Energisa consiste em:

- i) Condicionar o processo de abertura do mercado varejista, abaixo de 500 KW, ao tratamento estrutural das diversas ineficiências apresentadas nesta contribuição, sob pena de potencializar as falhas de mercado e elevar ainda mais as assimetrias entre os ambientes regulado e livre;
- ii) Necessidade de apresentar de forma transparente a análise de custo e benefício de forma sistêmica da proposta escolhida após a avaliação das contribuições;
- iii) Demonstrar que a proposta não trará aumento tarifário para os consumidores remanescentes do mercado regulado, a fim de atender os comandos legais;
- iv) Superado os itens anteriores, abrir o mercado do Grupo A de forma gradual iniciando em 2024 para os consumidores com carga maior ou igual a 300 kW; a partir de 2025 para os consumidores com carga maior ou igual a 150KW; e a partir de 2026 para todo o Grupo A.

## **16. CONCLUSÃO**

Como apresentado nessa contribuição, o processo de abertura de mercado é uma das principais frentes para modernização do setor elétrico. Para tanto, a sua efetivação dependerá de visão sistêmica e estratégica contando com a participação dos principais agentes do setor elétrico para que a implementação ocorra de forma sustentável, com equilíbrio entre os agentes e em benefício de toda a sociedade.

Ocorre que atualmente a competição no mercado livre é predominantemente norteadas por meio de subsídios tarifários, com distorções alocativas de custos e riscos e a simples abertura de mercado aumentará ainda mais as falhas de mercado – subsídios tarifários e assimetria entre os mercados regulado e livre distorcendo sinais de preço e de tarifa,

com prejuízo aos consumidores menos favorecidos. O que pode colocar em risco a sustentabilidade do segmento de distribuição e a confiabilidade do setor elétrico.

Contudo, para proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva mitigando riscos e garantindo equilíbrio no curto, médio e longo prazo, temas estruturantes devem ser tratados previamente ao processo de abertura de mercado. Razão pela qual a Energisa apresentou ao longo do texto as contribuições.

Por fim, a Energisa reforça o reconhecimento do MME para bem tratar as questões trazidas que visam contribuir de forma efetiva com robustez técnica e visão sistêmica para que a abertura do mercado ocorra de forma sustentável, em prol da competitividade, sem subsídios e ancorada no Brasil real, garantindo assim benefício a toda sociedade brasileira.