

Consulta Pública nº 137 de 03/10/2022

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

Grupo ENERGISA

Brasília, 03 de novembro de 2022

Sumário

1. CONTEXTUALIZAÇÃO	4
2. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	6
3. CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO REGULADO E LIVRE.....	12
4. EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO E ALOCAÇÃO DO CUSTO DE CONFIABILIDADE/SEGURANÇA 13	
5. EFEITOS DA ABERTURA NOS CONSUMIDORES REMANESCENTES	17
5.1.Efeito do PMIX e do Risco Hidrológico	17
5.2.Sobrecontratação	19
5.3 Custo ou Encargo de Transição	20
6. CONTRATOS LEGADOS.....	20
6.1.Declaração Unificada	21
6.2.Contratos Bilaterais entre Distribuidoras	21
6.3.Redução do lastro contratual da UHE Itaipu Binacional e de CCGF	21
7. SUBSÍDIOS E INEFICIÊNCIAS ALOCATIVAS	22
7.1.Subsídio fonte incentivada	23
8. SEGREGAÇÃO DAS ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO	25
8.1.Desenho de mercado do Comercializador Regulado de Energia	25
8.2O serviço de Suprimento de Última Instância (SUI)	26
9. COMERCIALIZADOR VAREJISTA.....	27
10. AGREGAÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS DE MEDIÇÃO	28
10.1 Metodologia de compatibilização Ciclo Leitura x Período de Contabilização	28
10.2 Agregação de medição	29
11. ASPECTOS COMERCIAIS	30
11.1.Medição e contabilização do mercado	30
11.2 Faturamento	31
11.3 Leitura e arrecadação de faturas	31
11.4 Serviços técnicos, comerciais e atendimento a clientes	32
11.6 Perdas: ações de combate e contabilização	33
12. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS – REDS	33
13. NOVOS MODELOS DE NEGÓCIO	36
14. ESTRUTURA TARIFÁRIA MODERNA E FLEXÍVEL.....	38
15. QUESTÕES JURÍDICAS DA PORPOSTA DE ABERTURA DE MERCADO	39

16. PROPOSTA DE ABERTURA DE MERCADO BAIXA TENSÃO.....	40
17. CONCLUSÃO.....	41
APÊNDICE I.....	43

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, envolvendo os diversos players da cadeia produtiva – Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização – com fins de que a sua implementação ocorra de forma sustentável, com equilíbrio entre os agentes e em benefício de toda a sociedade.

Contudo, para proporcionar condições favoráveis em 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 (REDs) 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, dados os custos e riscos envolvidos em cada atividade, deve ser garantida e a promoção de maior transparência aos clientes, permitindo ainda o suprimento de última instância (SUI).

(vi) A regulamentação do comercializador varejista, agregação de medição, supridor de última instância e as condições para o faturamento 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 último 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 – GT Modernização -, em que evidenciou a constante preocupação para que a implementação dos estudos de forma ordenada e integrada seja, de fato, realizada.

Por esse motivo, foi instituído o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico – CIM -, com o 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 nº. 403/19. Portanto, 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 publicação da Portaria Normativa n. 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, que definiu a abertura de todo o mercado do Grupo A em 2024, e desta Consulta Pública 137/22, que abre o Grupo B a partir de 2026, ficou evidenciado um único mote de endereçamento do tema afeto à modernização do setor, qual seja, a plena abertura de mercado para todos os consumidores, mas sem o endereçamento do tratamento de temas estruturantes que devem se dar de forma prévia a esse processo.

Como se verá, o mercado de energia no Brasil é predominantemente norteado 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.

Desse modo, para que de fato o 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 seu avanço. 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, a presente contribuição, estruturada em dezesseis capítulos, apresenta, inicialmente, um breve *overview* sobre a experiência internacional e os resultados obtidos após a liberalização do mercado de energia em alguns países. Em seguida, caracteriza os ambientes de contratação livre e regulado e aborda os temas estruturantes pontuados anteriormente. Por fim, tangencia algumas questões jurídicas e apresenta uma proposta para abertura de mercado.

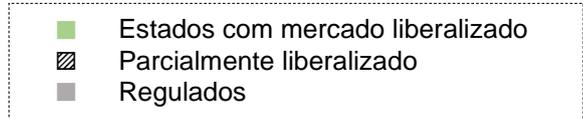
2. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

O sistema elétrico de cada país pode ser caracterizado individualmente, haja vista as suas complexidades intrínsecas. E, portanto, torna-se uma vantagem para o Brasil olhar

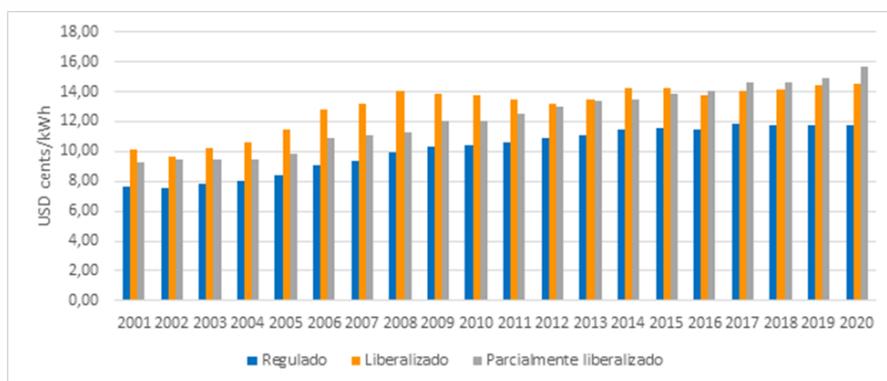
para a experiência de outros países que já tenham passado pelo processo de abertura de mercado com fins de avaliar os principais resultados obtidos por estas nações.

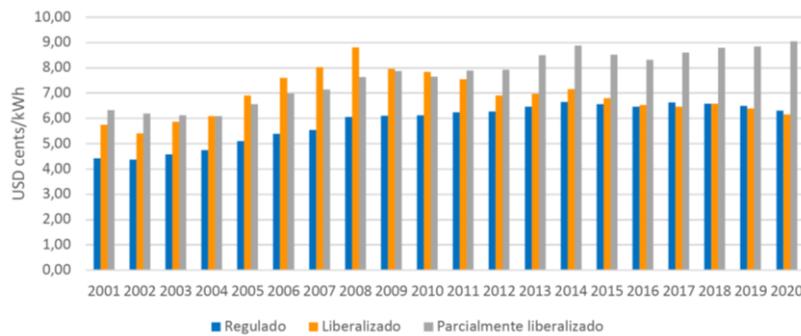
Os estudos acadêmicos indicam que, ao contrário do esperado, os preços no mercado de eletricidade do varejo têm crescido persistentemente. Os trabalhos publicados por Ghazvinia, et al. (2019), Lenz, et al. (2019), ACCC (2018), e Chen (2019), MacKay & Mercadal (2021) apresentam os resultados da abertura de mercado em Portugal, na Alemanha, Austrália e Estados Unidos, respectivamente.

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). A figura 2 apresenta a evolução dos preços da energia elétrica, em USD c/kWh, tanto para os consumidores residenciais, quanto para industriais (figura 2).



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





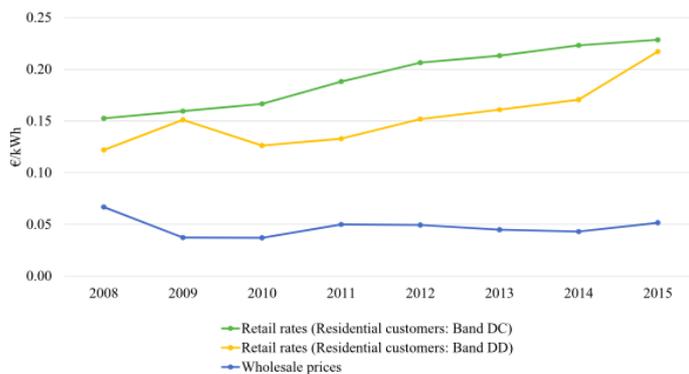
Evolução dos preços de eletricidade nos diferentes mercados Estados Unidos – consumidores Industriais.

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 mostraram 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 ambiente livre.

Em Portugal, tem-se outro exemplo, apresentado na figura 3. Enquanto o preço do atacado se mostrou constante entre os anos de 2008 a 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 para a diferença de preço está na taxa de troca de comercializadores entre os consumidores. Na Europa, a portabilidade de consumidores é abaixo de 10%. Mesmo no caso de Portugal, que após uma forte campanha em 2014 atingiu uma taxa de 30%, os preços continuaram a se elevar (figura 4).

Taxa de troca de comercializadores de energia.

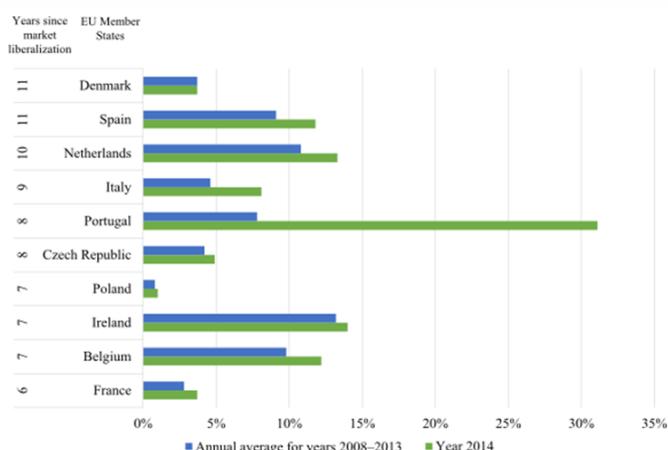


Figura 4. Taxa de mobilidade de consumidores na Europa.

Fonte: Ghazvinia et al. (2019).

Ao verificar, portanto, o mercado varejista pela experiência internacional, 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, na verdade, é a 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 do pressuposto da racionalidade econômica moderna explicado pela economia comportamental. Dessa forma, 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, viu-se um colapso parcial do mercado varejista no Reino Unido, que só não foi pior devido a intervenção do governo britânico. Mais de 20 comercializadoras quebraram num intervalo de três meses por conta da volatilidade de preços no mercado livre. Em um dos casos, o governo teve de intervir injetando mais de R\$ 15 Bi (preço dez/21) para que o mercado não entrasse em colapso, visto que a comercializadora em questão era uma das maiores do setor. Caso não houvesse intervenção, uma gama significativa de consumidores seria afetada¹.

¹ 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.

A figura 5 apresenta a migração da carteira de clientes de comercializadoras em default (à esquerda) para outras empresas (à direita) no Reino Unido.

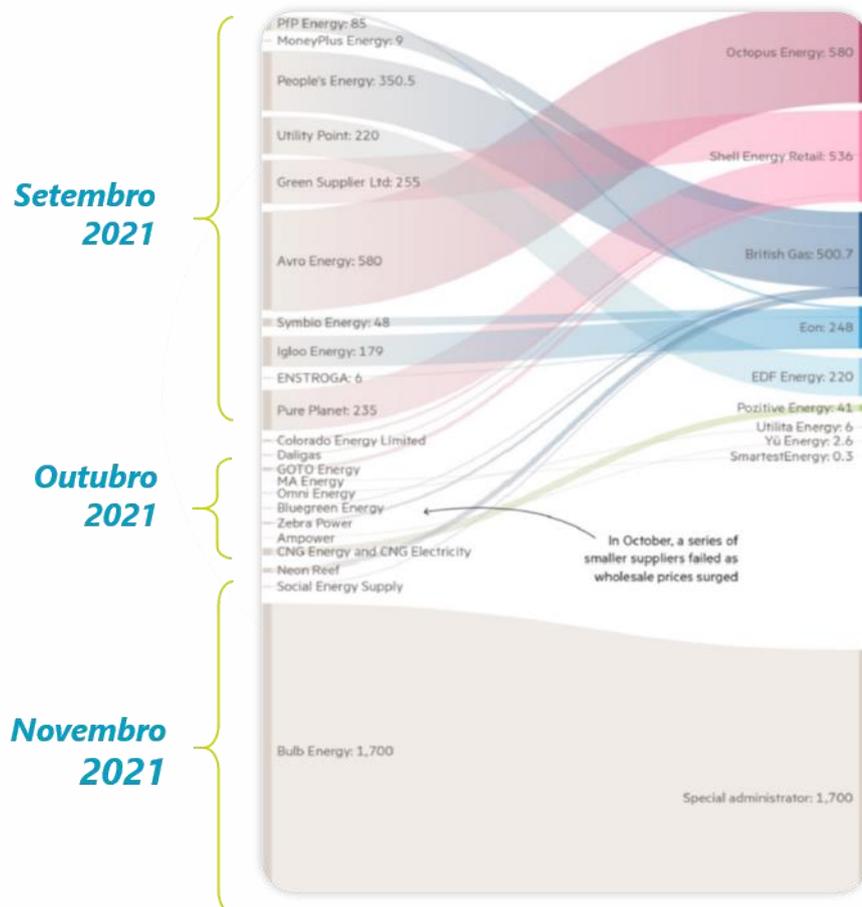


Figura 5. Como a crise energética varejista se desenrolou: transferência de contas residenciais e empresariais desde agosto de 2021, Reino Unido.

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)², 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

² 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. Acessado em: agosto/2022.

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.

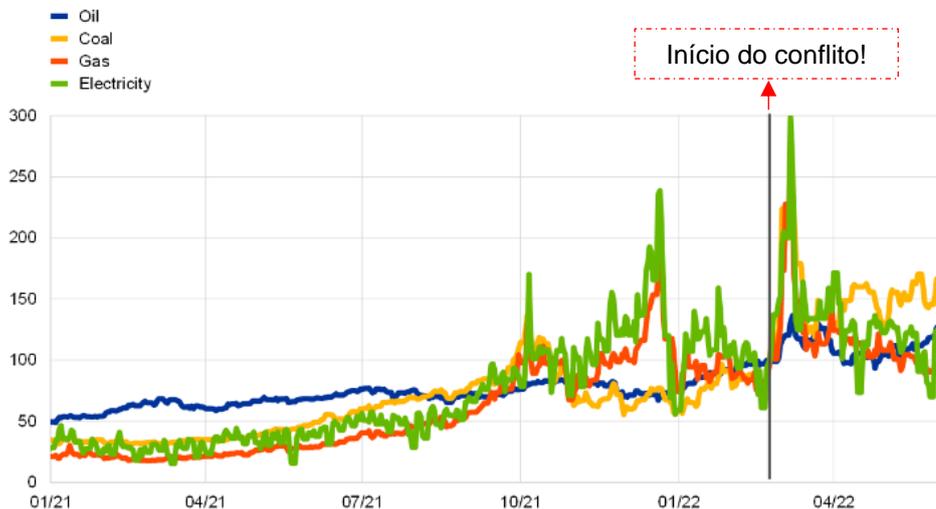


Figura 6. Preços da energia antes e depois da invasão na Ucrânia.
Fonte: ECB (2022).

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?

Estes são pontos importantes e que devem, também, ser objeto de debate. Fato é que, por fim, é a distribuidora a principal responsável pelo atendimento final do mercado brasileiro e, para isso, é preciso que o processo abertura garanta a sustentabilidade também do mercado regulado.

Portanto, é importante que as narrativas estejam ancoradas em evidências empíricas para que o desenho de mercado a ser implementado no Brasil seja aperfeiçoado e, sendo tratados os devidos riscos, mitigadas as falhas de mercado observadas na experiência internacional. Dessa forma, conseguiremos, de fato, desenvolver 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.

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 Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2021 (tabela 1).

Tabela 1. Estratificação dos consumidores do SIN em 2021.

	GWm (2021)	Participação SIN (%)
ACL	22,8	34,5%
ACR	43,4	65,5%
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%
TOTAL	66,3	100,0%

Fonte: Adaptado de CCEE.

Como é possível verificar na tabela 1, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) representa, atualmente, 65,5% do consumo, enquanto o Ambiente de Contratação Livre (ACL) detém a participação de 34,5% do SIN. Observa-se, ainda, que 8% 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.

Deste modo, a proposta da CCEE (tabela 2) é de que ocorra uma migração gradativa, tal como está proposto na Consulta Pública, de modo que seja possível ajustar possíveis impactos às concessionárias em relação aos seus contratos, além de permitir avançar nas questões legais e/ou regulatórias que ainda não foram tratadas.

Tabela 2. Proposta de cronograma de abertura de mercado CCEE.

Abertura do mercado	Data
Grupo A abaixo de 500 kW	Jan/2024
Grupo B não residencial e não rural	Jan/2026
Grupo B residencial e rural	Abertura gradual a partir de Jan/2028

Fonte: CCEE (2022).

Como também mencionado pela Câmara em sua contribuição, os estudos de impacto de sobrecontratação foram construídos a partir da “Distribuidora Brasil”. Neste, são

considerados os níveis de crescimento de carga projetados pelo PDE 2031 e o portfólio de compra de energia atual do *pool* de distribuidoras.

Portanto, faz-se necessário, aprofundar os estudos trazendo luz aos reais impactos, para que sejam analisadas alternativas para mitigação de eventuais distorções dada a realidade de cada distribuidora.

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 visando o melhor entendimento do tema.

Na década de 1990, quando da Restruturação do Setor Elétrico – RESEB, 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 em que 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 a 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 se tornou 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, isto é, na expansão da geração. 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, além da expansão de subsídios tarifários notadamente para fontes incentivadas com desconto na TUST e na TUSD na geração e no consumo.

Com o avanço tecnológico e subsídios crescentes fizeram 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, 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 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 autoprodutor, 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 descontração atualmente existentes

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 se mantenha a proposta em discussão no PL 414/21 de se alocar a todos os consumidores o custo de confiabilidade apenas decorrente de novas contratações a partir da segregação do lastro e energia, é fundamental que tal alocação 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 desconstrução (redução dos montantes contratuais) em função da migração de consumidores regulados para o mercado livre nos novos CCEARs.

5. EFEITOS DA ABERTURA NOS CONSUMIDORES REMANESCENTES

5.1. *Efeito do PMIX e do Risco Hidrológico*

Dentro das discussões relativas à abertura de mercado, as associações e as entidades têm concentrado esforço em mensurar o impacto de eventual sobrecontratação. Contudo, chamamos aqui a atenção para efeito que tende a ser ainda mais perverso neste processo, como explicado a seguir.

Notadamente a abertura de mercado provoca a diminuição do requisito energético, fazendo com que as distribuidoras não precisem renovar seu portfólio por meio de novas contratações.

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 ao seu mercado. Neste caso, seria possível a reposição de contratos, 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 7 abaixo, da CCEE, extraída da Carta CT CCEE 02898/2022, propõem-se um exemplo hipotético.

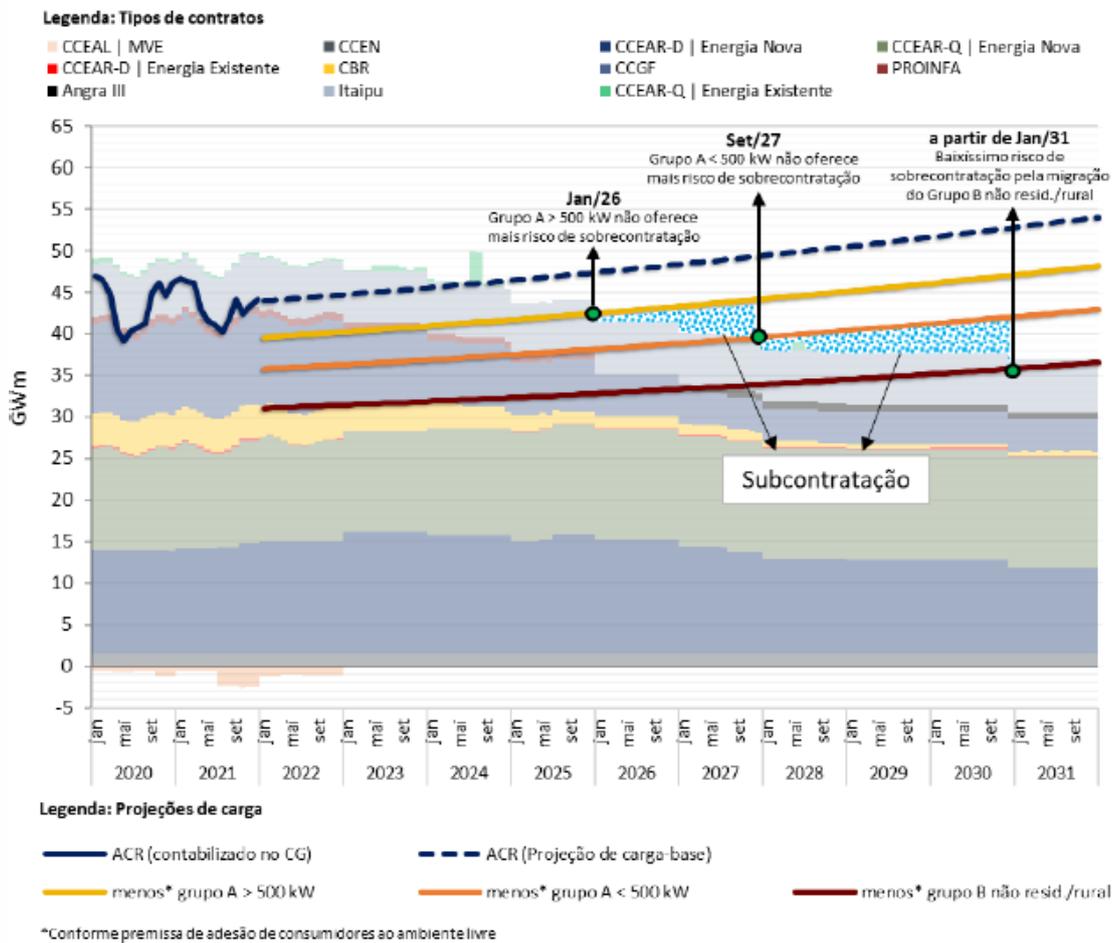


Figura 7. Cronograma de abertura de mercado com risco nulo de sobrecontratação.
Fonte: Carta CT CCEE02898/2022.

- 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.

Destaca-se que o estudo da CCEE utilizado não contempla ainda a abertura do BT residencial e rural, prevista para 2028, além de utilizar a projeção da carga conforme o PDE 2031.

Observa-se, portanto, que permanecem no portfólio das distribuidoras apenas os contratos mais caros (PMIX alto), ocasionando impacto no preço médio da tarifa do ACR.

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

5.2. Sobrecontratação

Como já mencionado, este tema tem sido recorrente nas discussões, eventualmente, reflexo do cenário de sobrecontratação generalizada desde 2016 e que poderá se agravar com a redução dos limites de migração para a baixa tensão.

Ainda que considerássemos 1) a minimização de novas contratações; 2) a flexibilização da gestão do portfólio; e 3) premissas de difícil projeção como a velocidade de migração dos consumidores aptos e o PLD de longo prazo, observa-se a necessidade de se antecipar e dar tratamento à sobrecontratação remanescente das distribuidoras face à Abertura, com pena de, a depender do cenário futuro, nos depararmos com custeio insustentável pelos consumidores cativos.

Neste sentido, importa destacar que as involuntariedades e eventual encargo rateado por todos os consumidores mitigam somente o volume de sobrecontratação excedente ao limite regulatório de 105%. Continuará, portanto, a cargo dos consumidores regulados remanescentes arcarem sozinhos com 5% de exposição da área de

concessão. Ou seja, diferentemente do tratamento isonômico de um encargo a nível Brasil, alguns consumidores podem ser mais impactados por estarem em concessões com migração mais acelerada ou ainda com PMIX de contratos de energia mais caro.

5.3 Custo ou Encargo de Transição

Isso posto, a Energisa é a favor da criação do encargo previsto no PL 414, sugerindo que este passe a ser denominado como Custo de Transição, contemplando todos os efeitos decorrentes da abertura, incluindo, mas não se limitando os efeitos do Pmix, do Risco Hidrológico e da Sobrecontratação citados nos 2 itens acima, a fim de garantir isonomia e evitar a ampliação de distorções entre o mercado regulado e livre.

Baseado na premissa de não aumentar a tarifa do consumidor regulado remanescente em decorrência do exercício de opção de migração para o ACL pelos demais consumidores, como previsto no Art. 15 da Lei 9.074/1995, este custo/encargo deveria ser alocado apenas a quem deu causa, isto é, o ACL. Alternativamente, com alocação rateada para todos os consumidores, de forma a minimizar o impacto da migração.

6. CONTRATOS LEGADOS

Reforça-se que não se observa na presente proposta de abertura soluções para a necessidade de se dar tratamento aos contratos legados.

A própria CCEE conclui, em uma das frentes da Modernização do Setor Elétrico que tratou da **flexibilização** do patamar de contratação do ACR, 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.

Com a iminente abertura para os demais consumidores da alta tensão em 2024, que poderá ainda ser potencializada pela baixa tensão, reforça-se a importância de se aumentar a flexibilização na gestão do portfólio das distribuidoras, de forma a mitigar os efeitos dos contratos legados.

De forma resumida, abaixo destacamos algumas das propostas detalhadas pelo Grupo Energisa no âmbito da CP 131/22 que tratou da abertura do Grupo A. O adiamento da implementação destas soluções tem impacto direto no aumento sobrecontratação e das tarifas para os consumidores regulados, uma vez que os leilões de energia seguem

acontecendo nos conforme moldes atuais. Sendo que já deveriam incorporar os aprimoramentos a fim de guardar coerência entre as políticas públicas.

6.1. Declaração Unificada

A atual gestão de portfólio de contratos leva às distribuidoras com déficits a priorizarem a compra em leilões, enquanto nos MCSDs se observa volume significativo de sobras não processadas de outras empresas, aumentando sistematicamente a sobrecontratação da “Distribuidora Brasil”. Isto posto, sugere-se 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 utilizem os volumes de déficits não atendidos nos MCSDs, seja para Energia Nova (EN) ou Energia Existente (EE), afastando uma contratação não necessária de energia ao ACR.

Para esta implementação é vislumbrada a necessidade de alteração da legislação vigente. Portanto, apresentamos no apêndice I sugestão de ajustes à norma para este fim.

6.2. Contratos Bilaterais entre Distribuidoras

Uma vez que a dinâmica do mercado de distribuição demanda instrumentos mais autônomos e efetivos de ajustes estrutural e conjuntural, sugere-se a possibilidade de celebração de contratos bilaterais regulados (CBRs), com volumes e prazos livremente negociados e preço regulado, por exemplo, pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigente na data de reajuste da distribuidora vendedora (sem impacto aos geradores).

Parte-se da premissa de que os contratos originais de energia respeitaram o princípio de economicidade na sua contratação, sendo adquiridos por meio de processos licitatórios ou de chamada pública, homologados pela ANEEL, e pela alocação de cotas, tal que não seria necessário submeter os CBRs firmados à análise ex-post dos seus efeitos financeiros no MCP, pois a definição pela TM_EC regulada garantiria a neutralidade também ao consumidor.

6.3. Redução do lastro contratual da UHE Itaipu Binacional e de CCGF

Considerando-se o GSF histórico e o risco hidrológico alocado aos consumidores, observa-se que a sobrecontratação “oficial” das distribuidoras não tem necessariamente

resultado em exposições positivas no MCP. Dessa forma, sugere-se a redução do lastro de Itaipu e CCGF 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 alteração as demais disposições contratuais e normativas, inclusive a garantia física das usinas. Na prática, tal ajuste corrige a distorção da sobrecontratação “de papel”, alinhando a sobrecontratação aos efeitos reais percebidos pelo consumidor, além de mitigar a exposição dos consumidores ao PLD.

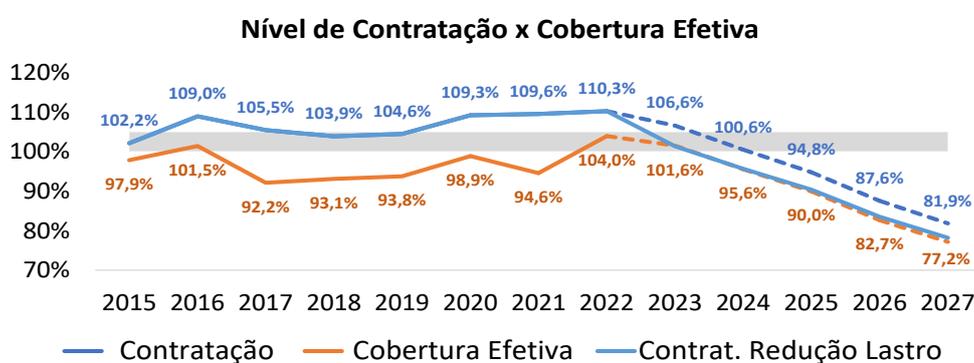


Figura 8. Contratação vs Cobertura Efetiva – Pool Brasil.

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.

7. SUBSÍDIOS E INEFICIÊNCIAS ALOCATIVAS

Como dito, o excesso de subsídios pago pelo mercado regulado, precisam ser revisados antes da abertura de mercado evitando mais distorções e gerando uma tarifa mais elevada para os consumidores que se mantiverem no mercado regulado, visto que cada vez o universo pagante será reduzido.

7.1. Subsídio fonte incentivada

Os subsídios são falhas de mercado que distorcem o mecanismo de preço, privilegiando grupos específicos. Estes subsídios, 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 sobre oferta no sistema, elevando a sobrecontratação das distribuidoras, o PMIX e a tarifa de energia elétrica. O resultado é o aumento substancial da Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE) ano após ano.

Em 2022, o orçamento da CDE ultrapassou 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.

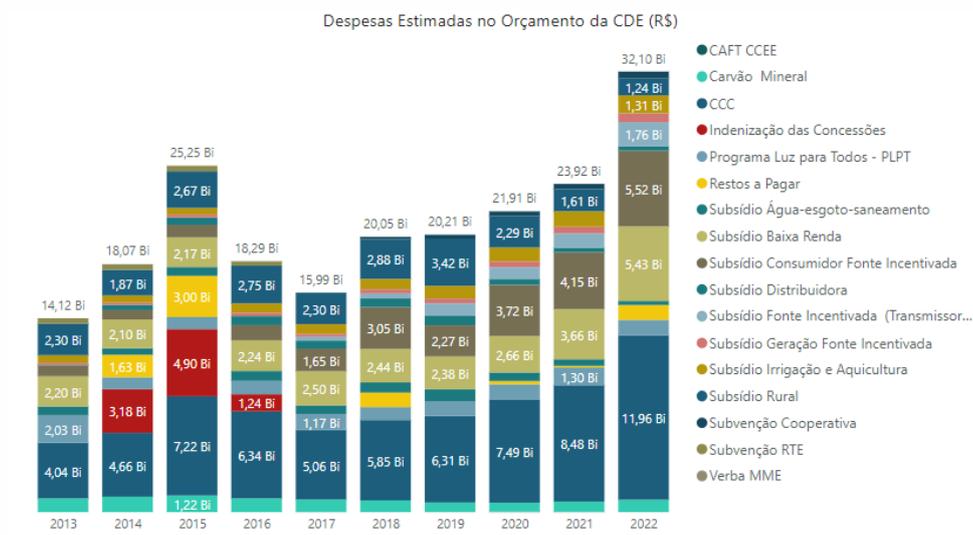


Figura 9. Despesas Estimadas no Orçamento da CDE, em R\$.

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.

Um relevante ponto de atenção não tratado nesta Consulta Pública, refere-se ao impacto do subsídio conferido aos consumidores que adquiram energia de fontes incentivadas, previsto no art. 26 da Lei nº 9.427 de 1996, a partir da inclusão da baixa tensão na abertura do mercado.

Dados da Consultoria PSR demonstraram que apenas o impacto isolado do subsídio da TUSD de fonte incentivada para a baixa tensão traria um aumento de R\$ 125 bilhões de reais para a CDE entre 2026 e 2050, em valor presente, considerando-se que a tarifa destes consumidores é, em média, três vezes maior que a dos consumidores de maior tensão e que haveria forte tendência de migração dos contratos de energia incentivada dos consumidores com menor incentivo para aqueles com maior incentivo.

8. SEGREGAÇÃO DAS ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E DE COMERCIALIZAÇÃO

8.1. *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 e interligações de áreas isoladas.

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.

8.2 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.

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.

9. 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.

Por todo exposto, fazem-se necessários aprimoramentos a regulamentação vigente, de modo que possa trazer segurança para todo o mercado de energia e minimizar caso de colapso do mercado como vivenciado em outros países, como abordado na seção da experiência internacional.

10. AGREGAÇÃO E TRATAMENTO DE DADOS DE MEDIÇÃO

10.1. Metodologia de compatibilização Ciclo Leitura x Período de Contabilização

O desenvolvimento de uma metodologia para transformar os dados de medição colhidos por ciclo de leitura manual para a granularidade do formato de precificação e de contabilização (sejam horários ou calendário civil) será necessário para os clientes da Baixa Tensão. Portanto, a premissa vigente de que seria possível realizar a telemedição dos clientes que aderirem ao mercado acaba por não se sustentar quando vista a condição de sinal de telecomunicação e os custos de implementação de tecnologias similares às utilizadas hoje no mercado livre (remotas dedicadas, vários chips de dados, redundâncias, entre outras). Estas, por sua vez, não terão seus custos compatíveis com a necessidade do cliente no curto prazo.

Além disso, retirar um cliente da rota de leitura da distribuidora por ter migrado ao mercado varejista não retiraria custos, dado que ainda seriam necessários leituristas na região para a leitura dos clientes regulados. A complexidade de migração de clientes seria um outro ponto a ser avaliado. Esta precisaria aguardar um processo de instalação da medição, comissionamento e cadastramento técnico.

Portanto, faz necessário o desenvolvimento de metodologia que compatibilize o regramento do mercado com a característica do processo de leitura por rotas e que poderia ocorrer em diferentes períodos do mês para cada cliente. Fato que requer uma série de ajustes infralégais e operacionais que devem ser tratados de forma antecipada a um processo de abertura de mercado sob pena se elevar demasiadamente o custo regulatório e impactar a tarifa final do consumidor.

10.2 Agregação de medição

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

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 um cliente como sendo o aderido ao mercado varejista, 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. Ademais, seria importante que esta definisse regras para o mercado varejista, já prevendo a evolução do modelo sugerido no item anterior para um processo telemedido, pavimentando o caminho para quando a tecnologia e os custos permitirem.

A seguir, são apresentadas propostas que devem ser tratadas previamente ao avanço do 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.

11. ASPECTOS COMERCIAIS

11.1. Medição e contabilização do mercado

A entrada de um perfil de clientes de Baixa Tensão trará ao mercado uma maior complexidade, 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 que precisam de regramentos claros sob pena de 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;
- **O aumento de volume de clientes.** Tal fato 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.
- **Revisitar os prazos** atuais para denúncia dos contratos CUSD e CCEAR e retorno ao mercado cativo (desde que o cliente esteja adimplente).

- **Definir procedimento padrão**, não se limitando a prazos e informações sobre todo o fluxo de tratativa de mudança do ACR para o ACL.

Dessa forma, o entendimento do Grupo Energisa é de que o equipamento de medição, bem como a responsabilidade sobre o dado de medição deva ser da distribuidora, cabendo o reconhecimento dos custos inerentes ao aumento de complexidade geradas ao mercado bem como abrindo possibilidades de prestação novos serviços a serem prestados pelas distribuidoras aos players do mercado varejista.

Outro ponto importante é que, atualmente no mercado livre, a CCEE tem acesso direto aos dados de medição e atua como agente de fiscalização e de mediação de conflitos. Com a abertura do Mercado Varejista é importante que se tenha uma governança bem definida para que possam ser discutidas divergências em dados de medição e agregação. A expectativa é que, pelo aumento de volume e de complexidade, as dúvidas e conflitos aumentem significativamente em relação às taxas atuais, que são relativamente baixas.

11.2 Faturamento

O Grupo Energisa entende que a responsabilidade do faturamento da TE precisa ser do Comercializador Varejista. Isso porque o ato de venda, combinações de modelos de faturamento e preço (regramento comercial), além das particularidades de aplicação de impostos, precisam ser de responsabilidade do Comercializador Varejista. Caso a distribuidora entenda que, por meio de um acordo com o Comercializador este possa prestar esse serviço, então que seja diretamente negociado entre as partes, prevalecendo as regras de mercado.

A distribuidora, portanto, não pode arcar com riscos tributário, cíveis e comerciais, de devolução de faturamento em dobro pela regulação atual, bem como os custos de atendimento à reclamações causados por erros ou mal entendimentos de negócios de outras partes, haja vista que o mercado livre hoje já opera nesse formato.

11.3 Leitura e arrecadação de faturas

O processo de leitura é de extrema importância, visto que este é necessário para o faturamento da TUSD. Neste sentido, o melhor ganho de escala para o processo ocorre na Distribuidora, onde seus custos necessitam ser reconhecidos em sua totalidade.

No que se refere à arrecadação de faturas, entende-se que caberá ao Comercializador Varejista faturar e arrecadar seu faturamento. Neste caso, podendo haver acordos bilaterais entre as partes para prestação desse serviço.

Entretanto, faturamentos de terceiros não podem ser incluídos nas faturas da distribuidora compulsoriamente, principalmente pelos riscos cíveis, comerciais e tributários já citados acima.

Portanto, é preciso regulamentação clara no que tange ao faturamento, sob pena de dúvidas e erros gerados por comercializadores, possam repercutir negativamente no negócio de distribuição.

11.4 Serviços técnicos, comerciais e atendimento a clientes

Os serviços técnicos e comerciais de campo devem ser executados apenas pelas Distribuidoras com a devida alocação de custos seguido de aprimoramentos na regulamentação vigente.

Quanto ao processo de Atendimento à Clientes, este terá um visível aumento em sua complexidade. Fato é que a abertura da tarifa de uso e energia gerará um aumento de contatos, dúvidas sobre faturamento, preço, além do entendimento inicial do que deverá ser tratado com a Comercializadora Varejista e/ou com o Comercializador Regulado e/ou com a Distribuidora.

Portanto, aqui há uma série de tratamentos regulatórios relacionados a serviços técnicos, comerciais e de atendimento a clientes que devem ser também endereçados previamente ao processo de abertura de mercado.

11.5 Cobrança por inadimplência

A distribuidora não pode ficar responsável pelo custo de cobrança por inadimplência da energia dos clientes do Comercializador Varejista. O regramento atual da Comercialização do Mercado Livre de eventual suspensão de fornecimento, com prazos rígidos, não pode ser operacionalizado no mercado varejista, dado que o risco de judicialização, pagamento de indenizações e penalidades por erros de faturamento pela Comercializadora Varejista não podem compor o risco da distribuição, além do risco de perda de escala nos processos de corte e religação.

Para tanto, seria importante o desenvolvimento de um mecanismo de garantias e de um processo específico para o caso, dado que em Mercado Varejista, os índices de inadimplência de energia tendem a ser superiores aos atuais índices do Mercado Livre. Este fato é comprovado quando comparadas as atuais taxas de inadimplência de Grupos A e B.

11.6 Perdas: ações de combate e contabilização

O direito de ações de combate às perdas precisa ser garantido às Distribuidoras, independente do cliente estar em mercado Cativo ou Varejista. No que tange à sua contabilização, é muito importante que a Distribuidora tenha controle sobre a agregação/medição dos clientes, pois qualquer erro de contabilização de medição acabará interferindo no seu balanço energético e, por consequência, gerando perdas nas distribuidoras.

12. 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.

13. 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 encontrarão caminho adequado para prosperar no Brasil.

O objetivo dos Operadores de Sistemas de Distribuição (DSO's) 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 RED's, fica imprescindível estabelecer 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 impulsionador 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.

14. 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.

15. 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.

16. PROPOSTA DE ABERTURA DE MERCADO BAIXA TENSÃO

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

- i) Condicionar o processo de abertura do mercado de baixa tensão 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) Superados os itens anteriores, a abertura de mercado da baixa tensão deve ser feita de forma gradual iniciando com os maiores consumidores até chegar na abertura total do mercado de baixa tensão.

17. 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 de energia 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.

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.

APÊNDICE I

Conforme destacado no capítulo 6, subitem *Declaração Unificada*, a Energisa entende que a Declaração Unificada é uma importante ferramenta para mitigar novos legados, contribuindo para o reequilíbrio do portfólio do ACR. Isto posto, vislumbra-se a necessidade de alteração da legislação vigente para tal implementação, a saber o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004.

Abaixo, encaminhamos sugestão de alteração do Art. 18 contemplando a nova interpretação:

“Art. 18. Sem prejuízo da obrigação referida no art. 17, todos os agentes de distribuição, a partir de 1º de janeiro de 2006, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do Ministro de Estado de Minas e Energia, definindo os montantes a serem contratados por meio de mecanismos de gestão de energia e dos leilões, a que se refere o art. 19, para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas.”

“§ 5. Os montantes a serem contratados referidos no caput serão priorizados de forma a buscar primeiramente o equilíbrio entre as distribuidoras por meio de mecanismos de compensação de sobras e déficits de energia elétrica. Se ainda houver déficits remanescentes, haverá contratação por meio dos leilões a que se refere o art.19.”

Adicionalmente, caberia a ANEEL regulamentar a nova regra, realizando os devidos ajustes na REN 1.009, de 22 de março de 2022, complementada pela REN 1.018, de 26 de abril de 2022. Abaixo, detalhamos uma sugestão para contemplar tais ajustes no Art. 107:

“Art. 107. O processamento do MCSD Energia Nova será realizado:

*I – duas vezes ao ano, uma no mês de junho e outra ~~em dezembro~~ **em conjunto com a realização dos Leilões de Energia Existente A-1 e A-2**, para cessões que terão vigência no ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova, processado em rodadas sucessivas que abranjam os seguintes intervalos, em ordem de prioridade:*

- a) 1º de janeiro a 31 de dezembro;*
- b) 1º de janeiro a 30 de setembro;*
- c) 1º de janeiro a 30 de junho; e*
- d) 1º de janeiro a 31 de março.*

II – duas vezes ao ano, uma no mês de março e outra em setembro, para as cessões que terão vigência de 12 meses a partir de:

- a) 1º de janeiro do ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;
- b) 1º de janeiro do segundo ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;
- c) 1º de janeiro do terceiro ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;
- d) 1º de janeiro do quarto ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;
- e) 1º de janeiro do quinto ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova.
- f) 1º de janeiro do sexto ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;
- g) 1º de janeiro do sétimo ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova.

III – duas vezes ao ano, após a realização dos MCSD Energia Nova de que trata o inciso II, para as cessões que terão vigência de 60 meses, a partir de 1º de janeiro do ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova;

IV – excepcionalmente, até o final de 2022, três vezes ao ano para cessões com vigência a partir do mês de finalização do processamento do MCSD Energia Nova até o final do ano; e

V – a partir de 2023, duas vezes ao ano;

- a) no mês de abril, para cessões com vigência a partir de abril até o final do ano, e;
- b) no mês de julho, para cessões com vigência a partir de julho até o final do ano, com limitação de declaração de montante individual por distribuidora de até 5% (cinco por cento) de sua carga verificada no ano anterior ao processamento.

VI - anualmente, em conjunto com a realização dos Leilões de Energia de Nova AN, para as cessões que terão vigência de 12 meses a partir de 1º de janeiro do N-ésimo ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova.

§ 1º Os resultados do processamento de que trata o inciso I realizado no mês de junho deverão ser divulgados pela CCEE até o dia 15 de junho.

§ 2º Excepcionalmente para o ano de 2022, o processamento do MCSD Energia Nova de que trata a alínea “f” do inciso II deste artigo previsto para o mês de março, poderá ser realizado em qualquer mês do ano de 2022 antes da realização do Leilão A-6 e por meio de Mecanismo Auxiliar de Cálculo.

§ 3º Quando ocorrer Leilão de Energia Nova para ano igual ou superior ao A+5, haverá processamento para as cessões que terão vigência de 12 meses a partir de 1º janeiro do N-1-ésimo ano seguinte ao de realização do MCSD Energia Nova, adicional ao processamento de que trata o inciso VI.”