

Contribuições para a Consulta Pública MME nº 131/2022 sobre Abertura de Mercado

A Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) contratou a CBIE Advisory para elaborar as contribuições no âmbito da Consulta Pública (CP) do Ministério de Minas e Energia (MME) número 131 de 26 de Julho de 2022, cujo objetivo é coletar contribuições à minuta de portaria que apresenta proposta de redução dos limites para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores no mercado livre.

Em que se pese (i) a importância da ampliação do mercado livre, (ii) da liberdade de escolha de fornecedor de energia elétrica, (iii) da portabilidade da conta de luz, replicando-se a experiência do setor de telecomunicações brasileiro, e (iv) da busca contínua pela modicidade tarifária e segurança do abastecimento de energia – objetivos basilares do setor elétrico brasileiro, esta contribuição busca trazer considerações sobre custos legados e de segurança energética – que extrapolam a cobertura dos custos de sobrecontratação das distribuidoras – e a importância de alocação equilibrada de tais custos entre os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL), conforme previsto pelo projeto de lei #414/21.

Embora concordemos que haja precedente de revisão de limites de contratação de energia elétrica por parte dos consumidores no mercado livre por intermédio de portaria ministerial, como já observado nos casos da Portaria MME #514/18 e #465/19 para média e alta tensão achamos salutar que tal processo ocorra no legislativo na deliberação do projeto de lei #414/21. Tal projeto é fruto de mais de 5 anos de discussões setoriais no âmbito das Consultas Públicas #21/16 e #33/17 do MME e que já foi aprovado pelo Senado por intermédio do PLS 232/16 e pressupõe a modernização do setor elétrico endereçando uma série de questões estruturais, dentre elas a abertura de mercado.

Uma abertura de mercado cuja análise de impacto regulatório fique circunscrita ao rateio proporcional do custo do repasse da sobrecontratação das distribuidoras aos consumidores não endereça exaustivamente todos os custos para promoção da segurança energética que recaem de maneira desproporcional aos consumidores do mercado cativo de energia elétrica.

É fundamental que a avaliação dos impactos positivos da abertura de mercado também respeite a ampla discussão setorial sobre todos os custos legados, não somente a sobrecontratação. Um exemplo: descontos tarifários para energia incentivada. Atualmente 88,2% dos consumidores do mercado livre são clientes especiais que compram energia de fontes incentivadas. Os descontos são repassados ao encargo CDE e embora as leis #14.120/21 e #14.300/22 propõe a exclusão de tais descontos para novos projetos, os descontos já concedidos e projetos que tenham obtido liberação para serem desenvolvidos até 1 de Março de 2022 (geração centralizada) ou 6 de Janeiro de 2023 para Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) ainda vão onerar as tarifas do mercado cativo por muitos anos. Tal mercado, que foi responsável por 66% do consumo de eletricidade em 2021 responde pela cobertura integral de tais custos. O que aconteceria caso o mercado livre alcance 73-75% do mercado, como apontam agentes setoriais, para o cenário de cobertura de tais custos,

levando-se em consideração o poder aquisitivo dos consumidores regulados e sustentabilidade das distribuidoras de energia elétrica?

A prerrogativa de cobertura de custos sistêmicos de maneira proporcional ao consumo em ambos os mercados é fundamental, sob o risco de que um subsídio cruzado entre consumidores regulados (de menor poder aquisitivo) e consumidores livres (maior poder aquisitivo) seja vendido como inteligência de mercado por parte de comercializadores e deficiência de contratação por parte de distribuidoras. Quando na realidade, os novos consumidores livres só estão deixando de pagar pela confiabilidade e segurança do abastecimento de energia elétrica – total ou parcialmente dependendo da rubrica – e sobre onerando as tarifas dos consumidores cativos, o que vem sendo considerado no setor como a espiral da morte.

A migração para o mercado livre não faz com que tais custos desapareçam. Por isso a importância de se calibrar adequadamente a alocação de tais custos entre consumidores, como prevê o PL #414/21.

O presente documento está estruturado nas seguintes seções:

- 1. Introdução (Histórico do Mercado Livre de Energia no Brasil)**
- 2. Experiências Internacionais de Abertura de Mercado**
- 3. Considerações sobre a Abertura de Mercado**

Para a realização do presente estudo, a CBIE Advisory utilizou-se de dados e informações de fontes públicas, bem como documentos e base de dados próprios, com melhores esforços para que as informações utilizadas fossem as mais atualizadas possíveis e de fontes de reputação ilibada não ensejando verificação independente de nossa parte.

1. Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) iniciou período de privatização após a introdução do Plano Real em 1994 com a promulgação de uma série de leis entre 1995 e 1998 com o objetivo de atrair capital privado para investir no setor. O pano de fundo para o processo de atração de capital foi o estabelecimento de três pilares principais no arcabouço legal: (i) regras claras, (ii) criação de regulador e instituições independentes, e (iii) assinatura de contratos de prestação de serviço de longo prazo.

Com esse contexto, as seguintes leis foram promulgadas:

- **Lei #8.987/95 e Decreto #1.717/95** (regime de concessão e permissão conforme art. 175 CF)
- **Lei #9.074/95 e Decreto #2.003/96** (cria regra de concessão e renovação para empresas privatizadas; categoria Produtor Independente de Energia – PIE)
- **Lei #9.427/96 e Decreto #2.335/97** (cria o regulador independente – ANEEL e define o regime econômico-financeiro das concessões)
- **Lei #9.433/97** (cria Política Nacional de Recursos Hídricos e Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos)
- **Lei #9.648/98 e Decreto #2.655/98** (reestrutura a Eletrobras, cria o Mercado Atacadista de Energia - MAE, atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema-ONS)

Com base no arcabouço legal foi introduzida a partir de 1995 a desverticalização contábil do setor, com regime competitivo (preço) para as atividades de geração e comercialização de energia e regime regulado (tarifas) para as atividades de transmissão e distribuição de energia (atividades de monopólio natural).

Empresas privatizadas entre 1995 e 2002 assinaram novos contratos de concessão com prazo de 30-35 anos e previsão de renovação, a critério do poder concedente, no decurso do prazo inicial.

Os artigos 11, 15 e 16 da lei #9.074 de 7 de Julho de 1995 introduziram no ordenamento setorial as figuras do Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE (artigo 11) e dos Consumidores Livres - CLs (artigos 15 e 16).

O artigo 15 previa que as novas concessões seriam feitas "(...) sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior a 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica."

Já o artigo 16 estabelecia a livre escolha dos novos consumidores "(...) cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica."

Com base nesses artigos, a ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia, associação que defende os interesses dos comercializadores de energia no país considera que o Brasil está mais de 19 anos atrasado para que o mercado de energia fosse aberto a todos os consumidores,

pois essa previsão já estaria contida no teor da lei que foi publicada em 7 de Julho de 1995. Em particular, o parágrafo terceiro do artigo 15 estabelecia que “após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.”. Logo, a partir de 8 de Julho de 2003, o poder concedente – inicialmente exercido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 2 de Dezembro de 1997 até 14 de Março de 2004 e transferido ao Ministério de Minas e Energia (MME) por intermédio da Lei #10.848/04 – detinha a prerrogativa para diminuir limites de carga e tensão, após a introdução do conceito de liberdade de acesso pelo governo do presidente Fernando Henrique Cardoso.

É com base nesse parágrafo terceiro que uma parcela dos agentes do setor elétrico defende a abertura de mercado por intermédio de portarias do MME, como verificado em 2018 e 2019 com a publicação das portarias #514 e #465, respectivamente.

Cumpre-se destacar um ponto relevante presente no artigo 15 cuja redação foi dada pela Lei #9.648/98: de acordo com o parágrafo quinto, “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”. Portanto, conforme detalhado no capítulo dois deste documento é imprescindível que o poder concedente e órgãos reguladores avaliem integralmente quais as consequências da migração de consumidores para o mercado livre para os consumidores que permaneçam no mercado cativo ou regulado, de forma a garantir que não haja aumentos tarifários para os consumidores remanescentes, como manda o texto da lei.

Mesmo que haja interpretação de que os custos adicionais estariam circunscritos aos custos de sobrecontratação das distribuidoras, as análises de impacto regulatório deveriam ser mais abrangentes contemplando não somente os custos de contratos legados e sobrecontratação, mas todo custo de segurança energética – cujo rateio concentrado no ambiente regulado em cenário de ampla flexibilização dos limites de carga e tensão ao mercado livre poderia ocasionar oneração excessiva das tarifas e riscos crescentes de inadimplência e, no limite, até a deterioração estrutural da arrecadação de recursos para cobertura de tais custos. Essa preocupação será detalhada no capítulo 2.

O regime de paridade cambial introduzido com o Plano Real (1994) levou a alto grau de endividamento do setor em dólares (USD) alcançando até 80% para financiamento da expansão da prestação do serviço público essencial de energia elétrica. Com o advento das crises internacionais (México – 1994, Tigres Asiáticos – 1997, Rússia – 1998), flexibilização do câmbio (1999) e racionamento de energia no Brasil (2001-2002) houve a segunda quebra do setor, com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) injetando capital (dívida e capital próprio) em uma série de empresas entre 2002 e 2004.

A crise do setor suscitou a necessidade de novo modelo setorial, pós eleição do presidente Luís Inácio Lula da Silva (2002). Com base nas discussões setoriais ao longo do ano de 2003 foram publicadas as Medidas Provisórias #144 e #145 de Outubro de 2003 que formaram a base para a introdução do novo modelo setorial através das leis #10.847 e #10.848 de 15 de Março de 2004 e Decreto #5.163 de 30 de Julho de 2004.

Três pilares do Novo Modelo Setorial:

- Garantir o abastecimento de energia elétrica
- Promover modicidade tarifária (menores tarifas possíveis de prestação do serviço em linha parâmetros de qualidade)
- Promover a inclusão social no setor via universalização do acesso à eletricidade em todo território nacional

Dentre as principais mudanças destacam-se:

- Criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para suportar o Ministério de Minas e Energia (MME) na formulação de regras e planejamento do setor no âmbito da Política Nacional Energética
- Criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para avaliar permanentemente as condições de suprimento de energia elétrica
- Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em substituição ao MAE (Mercado Atacadista de Energia)
- Estabelecimento de 2 mercados de comercialização de energia elétrica:
 - **Mercado Regulado:** ou Ambiente de Contratação Regulada (ACR) via Contratos de Comercialização de Energia no ACR (CCEARs) entre distribuidoras e geradoras via leilões federais
 - **Mercado Livre:** ou Ambiente de Contratação Livre (ACL) via Contratos de Comercialização de Energia no ACL (CCEALs) entre geradoras e comercializadoras e consumidores livres
- Governo faz um primeiro leilão de energia existente (7/12/2004) para geradoras recontratarem seus portfólios com PPAs (Power Purchase Agreements) de 8 anos com início de suprimento em 2005, 2006 e 2007 para atender demanda do ACR
- Primeiro leilão de Energia Nova (Greenfield) em 16 de Dezembro de 2005
- Introdução do Modelo de Retorno sobre Ativos (ROA) para revisões tarifárias de distribuidoras e transmissoras a cada 3-5 anos, começando com a distribuição (2003) e posteriormente transmissão (2005)

Conforme Carta da CCEE protocolada no Ministério de Minas e Energia em 29 de Setembro de 2021:

- “O Ambiente de Contratação Regulada é formado pelos consumidores que não têm opção de acesso ao mercado livre ou que a possuem, mas não a exerceram, de modo que a concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica (distribuidora ou permissionária) figura como sua fornecedora de energia ou, em outras palavras, sua comercializadora regulada. Assim, os consumidores regulados compram energia de suas distribuidoras de energia, o que corresponde a uma relação regulada de varejo. Nesse ambiente, o consumidor paga tarifas que são homologadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, não havendo possibilidade de negociação entre as partes ou grande multiplicidade de produtos”.

- “(...) o Ambiente de Contratação Livre é composto pelos consumidores que atendem aos requisitos constantes na regulação vigente para participação no mercado livre e exercem sua opção de acessar esse ambiente, deixando de ser atendidos, em termos de energia, pela distribuidora local. No mercado livre há possibilidade de negociação de preço, prazo, montante, sazonalização, modulação, entre outras características”.

Existem duas modalidades de consumidores livres: consumidores livres convencionais (conforme artigos 15 e 16 da Lei #9.074/95) e consumidores especiais cuja caracterização é oriunda da lei #9.427/96 (artigo 26) e Resolução Normativa da ANEEL #247/06. Consumidores especiais só podem comprar energia de fontes incentivadas (Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, eólicas, solares e biomassas) e precisam ter carga entre 500 kW e 1.500 kW, ou se reunirem em comunhão para que, de forma conjunta possam usufruir dos benefícios oferecidos a consumidores especiais.

A ANEEL, poder concedente a época publicou em 13 de Agosto de 1998 a Resolução #265/98 que inaugurou formalmente o mercado livre no país tendo a empresa Carbocloro se tornado o primeiro consumidor livre após registro em 17 de Novembro de 1999 no Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente CCEE.

Após a criação da CCEE (2004), o número de agentes alcançou a marca de 826 antes da criação da modalidade de consumidor livre especial ao final de 2006.

Desde 2012, o número de consumidores livres e especiais aumentou de 1.587 (Janeiro de 2012) para 10.294 consumidores (Julho de 2022), um aumento médio anual de 20,6% segundo dados da CCEE e Boletim ABRACEEL da Energia Livre de Julho de 2022. Do total, 9.080 consumidores são especiais (88,2%) e 1.214 livres convencionais.

Em termos de unidades consumidoras (UCs) houve um avanço médio de 34,1% a.a. entre 2015 e 2022 passando de 3.655 unidades para atualmente 28.575 UCs.

Com relação ao consumo de energia elétrica, o mercado livre alcançou volumes de 24.146 MW médios em Julho de 2022, o que corresponde a 37% do total de consumo no país. Segundo dados da CCEE, o mercado livre representou em média 25,6% do consumo total no quinquênio de 2010-14A, aumentou para 27,8% no quinquênio 2015 a 2019 e estimamos uma média de 34,7% entre 2020 e 2022E, alcançando-se 39,7% do consumo de energia nacional até o final do ano corrente.

A evolução mais expressiva nos últimos 5 anos reflete a gradual redução dos limites de migração para o mercado livre, em particular a partir dos efeitos da lei #13.360/16, do desenvolvimento significativo das fontes eólicas (2009) e solares (2014) consolidando-se como as principais fontes da expansão da geração centralizada e distribuída, assim como a introdução da Resolução #687/15 da ANEEL com efeitos a partir de 2016 que revisitou a regulamentação do segmento de geração distribuída no país possibilitando aumento exponencial no número de consumidores atendidos por micro e minigeração distribuída.

Finalmente, do ponto de vista de limites de migração para o mercado livre, as portarias ministeriais #514/18 e #465/19 estabeleceram a redução do requisito de potência (carga) de 2.500 kW em 2019 para: (i) 2.000 kW a partir de Janeiro de 2020, (ii) 1.500 kW em Janeiro de 2021, (iii) 1.000 kW desde Janeiro de 2022, e (iv) 500 kW a partir de 1 de Janeiro de 2023. Adicionalmente, a portaria #465/19

estabeleceu que até 31 de Janeiro de 2022 a ANEEL e a CCEE seriam responsáveis por apresentar estudo sobre medidas regulatórias necessárias para possibilitar a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW gradativamente a partir de 1 de Janeiro de 2024.

Ao longo do ano de 2021, tanto a ANEEL quanto a CCEE desenvolveram tais trabalhos incluindo consultas à sociedade e a agentes especializados no setor que culminaram com a publicação por parte da CCEE em Setembro de 2021 da Proposta Conceitual para a Abertura do Mercado, em consonâncias com as portarias do MME #187/19 (instituiu Grupo de Trabalho – GT Modernização) e #403/19 (instituiu Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico – CIM), que foi apresentada ao MME em Dezembro de 2021.

A figura abaixo replica a Tabela 1 apresentada pela CCEE em sua Nota Técnica de 29 de Setembro de 2021 (CT-CCEE05492/2021) que comparou o potencial de migração de consumidores regulados para o mercado livre e a efetiva conversão de unidades consumidoras e potência associada desde o estabelecimento das reduções dos limites a entre Junho de 2019 e Janeiro de 2021.

Figura 1 – Potencial de Conversão da Categoria de Consumidor Especial para Consumidor Livre e Conversão Efetivada – Portaria MME #514/18 (CCEE)

Portaria MME #514/18	Potencial de Conversão		Conversão Efetiva		% Conversão	
	UCs	Potência (MW)	UCs	Potência (MW)	UCs	Potência (MW)
Jun/19 carga >= 2.500 kW	448	1.592	323	994	72,1%	62,4%
Jan/20 carga >= 2.000 kW	491	1.083	408	901	83,1%	83,2%
Jan/21 carga >= 1.500 kW	906	1.565	742	1.256	81,9%	80,3%

Além de contextualizar a evolução do mercado livre, bem como do arcabouço legal e regulatório, a nota técnica estabeleceu 7 temas prioritários para discussão sobre as implicações da abertura do mercado que formaram a base das consultas públicas que culminaram com a proposta de abertura a época por parte da ANEEL e da CCEE:

- 1) Tratamento da Medição
- 2) Supridor de Última Instância (SUI)
- 3) Comercialização Regulada**
- 4) Contratos Legados e Sobrecontratação**
- 5) Comercialização Varejista
- 6) Modelo de Faturamento
- 7) Efeito da Abertura do Mercado de Baixa Tensão sobre a CDE, devido aos descontos nas Tarifas de Uso de Sistemas**

Os temas 3, 4 e 7 serão tratados na presente contribuição, conforme detalhado no capítulo 2 do documento.

Ainda segundo o rito regulatório, a CCEE protocolou no MME, em 1 de Abril de 2022, nota técnica de análise de cenários e cronograma para Abertura de Mercado, como suporte às discussões técnico-setoriais da presente Consulta Pública #131/2022 do ministério que foi aberta em 26 de Julho de 2022.

A seguir apresenta-se de maneira resumida os principais pontos da proposta de cronograma de abertura do mercado e de ações legais e regulatórias consolidadas pela Nota Técnica da CEEE (CT-CCEE02898/2022).

▪ **Projeções do Consumo Cativo (ACR)**

A nota técnica partiu da carga média do ano de 2021 de 66,3 GWm, da qual 65,5% correspondente ao mercado cativo (ACR) e 34,5% (ou 22,84 GWm) ao mercado livre (ACL). Com base nesse ponto de partida, utilizou-se a evolução de carga prevista pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031 da EPE até Maio de 2031. Conforme projeção de carga foi realizada a estratificação dos consumidores por porte, grupo tarifário e classe respeitando-se uma abertura de mercado gradativa, partindo-se dos consumidores de Alta Tensão do Grupo A, seguidos pelas unidades consumidoras de baixa tensão do Grupo B Não Residencial e Não Rural e, finalmente, Grupo B Residencial e Rural.

▪ **Estratificação dos Consumidores**

Figura 2 – Estratificação dos Consumidores do SIN (CCEE, 2021)

Ambiente	Grupos	Participação no SIN	GWm (2021)
ACL	Consumidores livres e especiais	34,5%	22,84
	Grupo A > 500 kW	8,0%	5,33
	Comercial	2,6%	1,73
	Industrial	1,8%	1,16
	Rural	0,6%	0,40
	Serviço Público	1,7%	1,10
	Consumo Próprio	0,0%	0,02
	Iluminação Pública	0,0%	0,03
	Poder Público	1,3%	0,88
	Grupo A < 500 kW	5,9%	3,89
ACR	Comercial	2,9%	1,94
	Industrial	2,0%	1,30
	Rural	0,7%	0,44
	Serviço Público	0,1%	0,06
	Consumo Próprio	0,0%	0,00
	Iluminação Pública	0,0%	0,01
	Poder Público	0,2%	0,14
	Grupo B não residencial e não rural	10,4%	6,85
	Comercial	5,8%	3,84
	Industrial	0,7%	0,45
Serviço Público	0,4%	0,26	
Consumo Próprio	0,1%	0,03	
Iluminação Pública	2,7%	1,78	
Poder Público	0,7%	0,49	
Grupo B residencial, rural e perdas na distribuição⁵	41,3%	27,34	
Residenciais	24,4%	16,18	
Rural	2,8%	1,82	
Perdas técnicas	7,1%	4,70	
Perdas não técnicas	7,0%	4,64	
	Total	100%	66,26

▪ Adesão ao Mercado Livre pelos Consumidores

Partindo da estratificação de consumidores e histórico de migração de clientes para o mercado livre ao longo dos últimos anos, a CCEE considerou a premissa de que os consumidores das classes comercial, industrial e rural não-residencial exerceriam a opção por migrar ao mercado livre (ACL). No caso de consumidores de serviço público e poder público assumiu-se que apenas parte do rol de consumidores migraria para o ACL.

Em suma, a figura abaixo resume as premissas de adesão ao mercado livre contempladas pela CCEE:

Figura 3 – Premissa de Adesão ao Mercado Livre por Classe de Consumidor (CCEE, CBIE Advisory)

	Grupo A > 500 kW	Grupo A < 500 kW	Grupo B não residencial e não rural
Comercial	100%	100%	100%
Industrial	100%	100%	100%
Rural	100%	100%	N/A
Serviço Público	50%	50%	50%
Consumo Próprio	0%	0%	0%
Iluminação Pública	0%	0%	0%
Poder Público	50%	50%	50%
Percentual do SIN	6,5%	5,7%	7,0%
GWm (2021)	4,29	3,78	4,67
Tamanho do ACL	41,0%	46,7%	53,7%
Estimativa CBIE Advisory	40,9%	44,1%	50,7%

▪ Análise de Cenários de Migrações e seus Efeitos em sub e sobrecontratação

Com base no portfólio de energia contratada das distribuidoras de energia e o consumo remanescente no mercado cativo (ACR) em função das migrações para o mercado livre, a nota técnica desenhou cronograma de migração para estabelecimento de datas para a abertura do mercado, bem como estimativa de custos máximos de sobrecontratação a serem rateados por todos consumidores de energia (ACR e ACL) com base na previsão do PL #414/21, bem como no cenário de rateio dos custos de sobrecontratação somente no ACR, com base na atual redação do PL #1.917/15.

As figuras 4 e 5 abaixo resumem a estimativa de impactos econômicos, bem como proposta de cronograma de abertura do mercado por classe de consumo e patamar de carga, contemplando-se tanto consumidores de alta tensão quanto de baixa tensão. Ressalva-se que a abertura para consumidores do Grupo B está condicionada a alterações legais, portanto não há espaço para que a abertura seja realizada por medida infralegal via portarias ministeriais.

Figura 4 – Estimativa Financeira do Risco Máximo de Sobrecontratação (CCEE)

Anos	Custo total (Bilhões de reais)	Consumo base do SIN para pagamento dos encargos conforme PL 414/2021 (GWm)	Consumo base do SIN para pagamento dos encargos conforme PL 1.917/2015 (GWm)	Encargo pelo PL 414/2021 (R\$/MWh)	Encargo pelo PL 1.917/2015 (R\$/MWh)
2022	-	64,0	41,1	-	-
2023	-	65,8	42,9	-	-
2024	1,99	67,6	44,8	3,35	5,06
2025	2,05	69,6	46,7	3,36	5,01
2026	3,97	71,8	49,0	6,31	9,25
2027	2,92	73,8	51,0	4,52	6,55
2028	1,89	75,9	53,0	2,83	4,05
2029	1,36	77,8	54,9	1,99	2,82
2030	1,02	79,8	57,0	1,46	2,04
2031	0,27	81,9	59,1	0,38	0,53
Média:				2,95	4,25

Figura 5 – Proposta de Cronograma para a Abertura do Mercado (CCEE)

Abertura do Mercado	Data Sugerida
Grupo A abaixo de 500 kW	jan/24
Grupo B não residencial e não rural	jan/26
Grupo B residencial e rural	A partir de jan/2028

Nas considerações finais do documento, a CCEE explicita que a abertura do Grupo B tem como pré-requisito as alterações legais necessárias para afastar a elevação significativa do encargo da CDE por efeito dos descontos na TUSD. A CCEE estima que o custo arcado pela CDE dos subsídios tarifários desta natureza seria no mínimo dobrado em razão da aquisição de energia incentivada pelo Grupo B.

Recomenda-se a aprovação do Projeto de lei (PL) #414/21 que garante a segurança legal do encargo de sobrecontratação em especial no que tange à abertura do mercado para a baixa tensão.

Parcela relevante das ações necessárias para a viabilização da abertura do mercado livre, segundo a nota técnica, envolve direta ou indiretamente as distribuidoras de energia elétrica. Portanto deve ser dada a devida atenção à sustentabilidade da atividade de distribuição no desenho do processo de abertura.

2. Experiências Internacionais de Abertura de Mercado

A partir da década de 90, uma série de países desenvolvidos e em desenvolvimento iniciaram processo de abertura do mercado, dentre estes os EUA, Reino Unido, Espanha, Alemanha, Colômbia, Brasil, Argentina entre outros. Dentre as experiências, processo de privatização, unbundling separando atividades de mercado competitivo (geração e comercialização) de atividades reguladas de monopólio natural (transmissão e distribuição) e abertura de mercado, dependendo do país abrangendo até a baixa tensão já desde a concepção. Passados mais de 20 anos de alguns desses processos, importantes reflexões podem ser compartilhadas como pano de fundo para o projeto de abertura brasileiro.

No caso norte-americano, a experiência é diversa e conta com exemplos positivos como o caso do Texas que possibilitou abertura do mercado até a baixa tensão desde o início e conta com mais de 109 comercializadores varejistas atendendo ao mercado, como exemplos negativos da Califórnia cujo objetivo de se garantir segurança de abastecimento e preços mais competitivos com estímulo ao mercado varejista não foram alcançados.

Atualmente, dos 50 estados dos EUA, somente 13 e o distrito de Colúmbia possuem comercializadores varejistas atendendo o mercado que permite migração até a baixa tensão. Porém a adesão de consumidores residenciais é bem baixa quando comparada a consumidores industriais e comerciais e alguns estados retrocederam no plano de abertura total do varejo. Mesmo nos estados com a possibilidade de abertura, a existência de distribuidoras incumbentes e tarifas reguladas ainda cobrem boa parcela dos consumidores, de maneira que não é possível afirmar que o processo alcançou os resultados buscados de menores preços para consumidores via competição de maneira generalizada¹.

O caso do Reino Unido – que completou 20 anos de abertura do mercado em 2019 – é ainda mais emblemático. Segundo estudo do The Oxford Institute for Energy Studies², o desenho da abertura do mercado inglês até o varejo (baixa tensão) não só falhou no alcance dos objetivos, como não serviu para acompanhar o ritmo de mudanças tecnológicas, preferência do consumidor e transição energética.

Segundo o autor, as medidas para reduzir as barreiras de entrada para novos ofertantes varejistas não só distorceram o ambiente competitivo, como colocaram os consumidores em situação de risco de modelos de negócios de varejo não sustentáveis e ainda ocasionou uma distribuição injusta dos custos sistêmicos e do rateio de custos de políticas públicas. A falta de engajamento do consumidor – após 20 anos mais de 50% do mercado optou por continuar atendido pelo mercado de atacado com tarifas reguladas – foi uma das principais fraquezas do modelo. Sendo as principais razões para o baixo engajamento, a complexidade do mercado e das tarifas de eletricidade, custos de transação, barreiras percebidas e vieses de comportamento.

Inicialmente, a introdução da abertura do mercado levou ao aumento no número de fornecedores de eletricidade e gás natural de 10 agentes (2004) para 70 agentes em 2018. Porém a partir de Novembro de 2016, segundo o artigo, 16 destes fornecedores faliram e 4 deixaram o mercado,

¹ “An Introduction to Retail Electricity Choice in the United States”, 21st Century Power Partnership, 2017.

² POUDINEH, R. “Liberalized retail electricity markets: What we have learned after two decades of experience? OIES Paper: EL 38, December 2019.

portanto 20 fornecedores que tiveram que adotar arranjos de Supridor de Última Instância (Supplier of Last Resort – SoLR). A despeito da liberalização de mercado, a oferta de energia no Reino Unido ainda permanece bastante concentrada, com o grupo das 6 principais utilities (BG, EDF, E.ON, Npower, Scottish Power e SSE) respondendo por 75% do mercado consumidor varejista (2018) vs. 100% em 2004.

Ainda segundo Poudineh, a troca de fornecedores de eletricidade no Reino Unido se mostrou bastante limitada. Em 2018, somente 18% dos consumidores trocaram de fornecedor de energia, dos quais 7% pela primeira vez, enquanto 14% somente alterou a categoria tarifária com o mesmo supridor. O perfil de troca segue tendência sazonal ao longo do ano e embora 40% das trocas é a favor de fornecedores varejistas de menor escala, outros 40% migraram para ou entre as 6 grandes utilities devido a poder da marca (branding) e fidelidade do consumidor.

O problema de baixo engajamento de consumidores não é circunscrito ao Reino Unido, mas uma característica marcante de todos os mercados varejistas. Com exceção de Portugal, Noruega e Nova Zelândia, a maioria dos países possuem níveis de troca de fornecedores inferior ao observado no Reino Unido.

O baixo engajamento de consumidores possibilita que fornecedores tenham um poder de mercado unilateral sobre uma base de consumidores inativa. O que acaba levando para intervenção do governo no mercado varejista e estabelecimento de medidas de proteção ao consumidor, como a introdução do preço-teto no Reino Unido.

Um dos exemplos citados no artigo remete a Littlechild, 2018a³ menciona que uma das razões para os preços mais baixos no mercado varejista não advém de competição, mas ao fato de que fornecedores varejistas de menor escala possuem subsídios e não pagam custos sociais e ambientais que ficam sob exclusividade dos grandes fornecedores e, em segundo lugar, a sustentabilidade dos preços no Reino Unido não foi comprovada, pois somente em 2018, um total de 11 fornecedores deixaram de atuar no mercado.

A proteção do consumidor é uma preocupação legítima. Pois o argumento de que os preços do mercado de varejo conseguem abarcar todos os consumidores não se verifica. Aqueles mais sofisticados, bem informados e proativos conseguem melhores ofertas, enquanto o restante dos consumidores continua pagando contas mais altas. Quando há a presença de subsídios cruzados tal distorção se exponencializa.

Finalmente, o artigo também trata a questão da ineficiência na alocação de custos sistêmicos entre consumidores, em particular o incentivo distorcido de iniciativas atrás do medidor, como a geração distribuída, armazenamento ou autoprodução. O incentivo é acentuado quando existe a previsão de pagamento pela sobrecontratação. Adicionalmente, a existência de descontos tarifários para custos sociais e ambientais para determinadas faixas de consumo criou um incentivo permanente de migração beneficiando o engajamento de consumidores que, na média, possuem maior poder

³ Littlechild, S. (2018a) 'A viable alternative to any damaging energy price cap', 9 January, https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2018/01/S.-Littlechild_DailyTel_10Jan18.pdf.

aquisitivo do que o declinante número que permanece no atacado e que precisam arcar com custos maiores.

O exemplo da abertura do mercado na Espanha foi analisado e comentado pela ex-diretora da ANEEL Joísa Dutra em artigo recente⁴. A autora menciona que a liberalização do mercado espanhol para todos consumidores remonta a 2009, porém a competição no varejo ainda demonstra uma grande concentração de mercado de empresas tradicionais ou incumbentes, 31 pontos percentuais maior em seus mercados de origem do que em outras áreas. A inércia de troca de fornecedores também foi apontada a vantagens comparativas das incumbentes com a adoção de medidores inteligentes (*smart meters*) como instrumento de modernização de sistemas elétricos. O maior acesso das incumbentes ao histórico de padrão de consumidores as permitem desenhar campanhas de retenção de clientes mais efetivas e focadas.

Dada a semelhança ao caso de concentração de incumbentes brasileiro, a autora destaca a importância de se definir o papel da distribuição no processo de abertura do mercado como fundamental, "(...) revisitando o objeto e a alocação de riscos no segmento."

Os exemplos dos mercados norte-americano, do Reino Unido e espanhol embora não exaustivos trazem importantes considerações e preocupações para o desenho da abertura do mercado brasileiro. E possuem a vantagem da avaliação retrospectiva, após 10, 15, ou mais de 20 anos de experiência com a liberalização dos mercados.

Como pano de fundo ficam as questões de (i) mercado de atacado vs. varejo, (ii) baixo engajamento de consumidores para portabilidade de fornecedores (*switching*), (iii) distorção relativa de cobertura de custos sistêmicos e encargos sociais e ambientais, (iv) grau de concentração de mercado de fornecedores vs. expectativa de pulverização de supridores, (v) desafios da liberalização do mercado com relação ao avanço de tecnologias (IoT, digitalização, *Smart meters*, *Smart Cities*, *Prosumers*, *behind the meter technologies*, resposta da demanda, etc.) vs. nível de engajamento de consumidores, (vi) custos de transação e preocupações com faturamento, medição, coleta/leitura e papel do supridor de última instância e implicações, e (vii) impactos e distorções de preços no varejo e atacado devido a subsídios e descontos tarifários cruzados.

⁴ Dutra, J. "Caminhos e Descaminhos da Abertura de Mercados de Eletricidade", Broadcast Energia, Agosto 2022.

3. Considerações sobre Abertura de Mercado

Nesse capítulo apresentamos nossas considerações sobre a proposta de abertura de mercado. Inicialmente apresentamos comentários sobre a forma de proceder com a abertura (legislativo vs. executivo) e, em segundo lugar, considerações sobre três dos sete temas prioritários para definição do cronograma de abertura e análise de impactos regulatórios, quais sejam: (i) Comercialização Regulada, (ii) Contratos Legados e Sobrecontratação, e (iii) Efeito da Abertura do Mercado de Baixa Tensão sobre a CDE.

- **Forma de Proceder com a Abertura de Mercado:** Consideramos de extrema importância que o processo de abertura do mercado livre respeite o ordenamento legal e só contemple a possibilidade de abertura até a baixa tensão por intermédio de mudança de lei, tendo a média e alta tensão a possibilidade de abertura via portarias ministeriais. Por mais que a lei #9.074/95 possua essa flexibilidade e atribua ao poder concedente – no caso a União Federal representada pelo Ministério de Minas e Energia – a prerrogativa de estabelecer a liberdade de escolha de fornecedor de energia elétrica, a mesma lei com redação dada pela lei #9.648/98 estabelece que o processo de migração não pode ocasionar aumento tarifário para os consumidores que permaneçam no mercado atendido pelas distribuidoras devido à perda de mercado.

Dessa forma, uma vez que a migração para o mercado livre na modalidade de consumidor especial acarreta desconto de 50% nos custos de transmissão e distribuição cobertos pelo consumidor cativo remanescente, além dos custos de sobrecontratação oriundos da migração é imprescindível que a abertura seja feita por intermédio da aprovação de projeto de lei, seja de preferência o PL #414/21 ou alternativamente o PL 1.917/15, para que se garanta segurança jurídica e estabilidade regulatória e que os custos associados à migração sejam devidamente alocados na cadeia, evitando-se o efeito de espiral da morte para consumidores que por ventura permaneçam no mercado regulado.

- **Comercialização Regulada:** Defendemos a manutenção da comercialização regulada e abertura de mercado de caráter voluntário, uma vez que (i) há contingente de consumidores que não optarão pelo mercado livre e, portanto permanecerão cobertos pela distribuidora, (ii) a distribuidora configura-se como a melhor alternativa para exercer a função de Supridor de Última Instância haja vista a prerrogativa constitucional de prestação do serviço público e do princípio da universalidade do acesso à energia elétrica, e (iii) o processo de abertura depende direta e indiretamente da ação das distribuidoras em relação ao tratamento da medição, disponibilização dos dados de medição, instalação de medidores, e leitura, coleta e faturamento de impostos, tributos e encargos setoriais.

Nesse sentido, é fundamental à preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras e manutenção da sustentabilidade da prestação do serviço, principalmente impedindo-se que arquem sozinhas com custos que beneficiam todos os consumidores do sistema.

Portanto, a análise de impacto regulatório não deveria ficar circunscrita ao impacto dos custos de sobrecontratação oriundo da migração ao mercado livre, mas uma análise ampla que contemple como seria o rateio dos custos de segurança e confiabilidade energética e subsídios cobertos pela conta

CDE em cenário de parcela predominante do mercado migrando para o ACL. Embora a análise de migração contemple um mercado balanceado entre ACR e ACL até 2031, uma ampla gama de agentes contempla que a abertura total do mercado poderia levar que a parcela de consumo de energia atendida pelo mercado livre (ACL) alcançasse até 73-76% do consumo total vs. 37% atualmente. Ou seja, se o mercado livre dobra de tamanho em relação aos patamares verificados em 2021 e levando em consideração o aumento projetado no consumo de energia, os custos de cobertura de segurança energética e subsídios, como bem apontado pela CCEE, poderiam no mínimo dobrar em relação ao ponto de partida atual.

Nesse aspecto, uma análise aprofundada da evolução dos gastos com descontos tarifários oferecidos a consumidores livres especiais é fundamental. Embora as leis #14.120/21 e #14.300/22 tenham restringido a assunção de tais descontos tarifários a novos projetos de geração centralizada a partir de 1 de Março de 2022 e de MMGD a partir de 6 de Janeiro de 2023, os descontos já concedidos – dado histórico de respeito a contratos – permanecerão gerando efeitos tarifários por muitos anos. Esses descontos alcançaram R\$11,1bn no orçamento da conta CDE de 2022 (34,5%) e serão rateados por universo cada vez menor de consumidores regulados.

No conceito da espiral da morte, tais custos suscitarão maior propensão de migração para o mercado livre, o que aumentaria as tarifas de quem permanece no mercado regulado ainda mais.

Outro ponto que merece a atenção é o efeito do exponencial aumento da capacidade de MMGD, da qual 98% são oriundos de painéis fotovoltaicos. Nesse caso, há redução da carga do ACR sem o aumento da carga do ACL, acarretando-se que os custos do Encargo de Serviço do Sistema (ESS) sejam rateados com uma menor quantidade de carga consequentemente aumentando-se o valor necessário para as bandeiras dos consumidores cativos e ESS energético dos consumidores livres. Dado que a MMGD é oriunda predominantemente de fontes intermitentes de baixo fator de capacidade não apresentam atributos para promoção de confiabilidade e segurança energética, assim como tornam mais complexo o planejamento e operação do sistema de transmissão e subtransmissão brasileiro.

Ainda na reflexão sobre cobertura de custos sistêmicos, cumpre-se destacar a importância de se calibrar adequadamente a alocação dos custos que extrapolam os limites mínimos e máximos do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), cuja volatilidade gera *upside* para o ACL que opera dentro do piso e do teto do PLD, enquanto o ACR não recebe prêmio pela modulação horária em razão da intermitência das fontes incentivadas, que corresponde ao maior lastro para o atendimento dos contratos dos consumidores livres. Logo, avançar na formação de preços e calibrar adequadamente o cálculo do PLD nos modelos matemáticos e/ou na possibilidade de formação de preço por oferta, respeitando-se os atributos de cada fonte (preço é somente um deles) é condição de contorno fundamental para processo de abertura de mercado de maneira sustentável.

Portanto, por mais que exista a prerrogativa de separação do fio da energia, as análises de impactos regulatórios precisam abarcar todos os custos sistêmicos e – conforme discutido no âmbito das CPs 21/16 e 33/17 – revisar o rateio dos custos de segurança energética e manutenção da confiabilidade do sistema de maneira mais justa entre todos os segmentos da cadeia do setor elétrico brasileiro, incluindo os consumidores livres.

A questão dos descontos tarifários das fontes incentivadas exemplifica situação de subsídio cruzado entre consumidor regulado e consumidor livre transferindo-se renda do primeiro ao segundo que, no mercado é vendido pelas comercializadoras como inteligência setorial. Quando na realidade, os clientes só deixaram de pagar custos sistêmicos e passaram a ter subsídios de energia incentivada que não desaparecem. Pelo contrário: sobreoneram as tarifas do mercado cativo, o que por vezes se atribui a uma falta de inteligência de mercado das distribuidoras, mas que verdadeiramente não se configura uma atribuição gerenciável da companhia.

- **Contratos Legados e Sobrecontratação:** A questão dos contratos legados precisa ser avaliada não somente sob a ótica do risco de sobrecontratação quando da migração de clientes para o mercado livre, mas também sob o contexto de segurança energética. Conforme mencionado anteriormente, consumidores livres especiais correspondem a 88,2% do universo de consumidores do mercado livre e desde que foi retomada a realização de leilões de energia nova no Brasil cerca de 64% da expansão foi oriunda de fontes renováveis intermitentes, em particular eólicas e solar. Dessa forma, a migração para o mercado livre focada principalmente na diferença de preço de energia – sim as fontes solares e eólicas são as mais competitivas no atributo preço – e nos descontos tarifários nas tarifas de uso das redes de distribuição e transmissão – desconsidera o papel e os demais atributos que as fontes despacháveis proporcionam para garantir a segurança do abastecimento. Logo, levando-se em consideração os demais atributos como controle de frequência, prover inércia, atuar como reservatório equivalente para poupar água nos reservatórios, otimização de operação e expansão da rede de transmissão reduzindo-se necessidade de investimentos em compensadores síncronos, em novas linhas de transmissão pelo maior fator de capacidade de geração, além de aspectos locacionais, tudo isso tem um custo e uma relevância para que a confiabilidade e a segurança do abastecimento de energia elétrica sejam garantidos. E essa conta precisa ser rateada de maneira mais equânime entre os agentes do setor e consumidores livres e regulados, buscando-se evitar subsídios cruzados entre consumidores de menor poder aquisitivo a favor de consumidores de maior poder aquisitivo, aumentando-se risco e volume de inadimplência setorial e mal estar social para ampla parcela de consumidores brasileiro via perda de renda.

Por isso a importância de se aprovar projetos de lei que formalizem a criação do encargo de sobrecontratação para equacionar uma parte dos custos legados, mas também a discussão do rateio de custos sistêmicos proporcionalmente a todos os consumidores e eliminação gradual de subsídios para que se reduzam subsídios cruzados que aumentam a desigualdade de renda nacional, assim como preservar a sustentabilidade econômico-financeira de distribuidoras sem a sobreoneração das tarifas de consumidores cativos remanescentes, como advoga a lei.

A projeção dos custos de sobrecontratação limitadas a encargos entre R\$2,95 a 4,25 o MWh não endereça de maneira exaustiva as diferenças de custos entre consumidores regulados e livres para cobertura de custos sistêmicos e garantia da segurança energética. E as análises de impacto regulatório precisam contemplar uma discussão de realocação de custos sistêmicos entre os entes da cadeia, sob o risco de não evitar a dinâmica de espiral da morte detalhada anteriormente.

- **Efeito da Abertura do Mercado de Baixa Tensão sobre a CDE:** Como bem apontado pela CCEE em sua nota técnica, para que se alcance uma abertura sustentável do mercado é condição importante evitar que o efeito dos subsídios de renováveis com a possibilidade de migração até a categoria de baixa tensão não gere impacto mais significativo na conta CDE referentes à cobertura dos subsídios a fontes incentivadas.

De fato, ao analisarmos o orçamento da CDE de 2022 de R\$32,1 bilhões, dos quais R\$30,9 bilhões repassados para as tarifas dos consumidores, o componente de cobertura dos subsídios a fontes incentivadas alcançou R\$11,1 bilhões, ou 34,5% da cota de CDE total. Outros R\$12,0 bilhões (37,3%) foram incluídos para a cobertura com custos de combustíveis com sistemas isolados (CCC) e os demais 28,2% de subsídios para consumidores de baixa renda, irrigação, saneamento, etc. Logo, a conta de subsídios de fontes incentivadas já representa mais de um terço do orçamento da CDE e se analisarmos que (i) 98% da capacidade atual de geração distribuída de 12 GW é oriunda de fonte solar, (ii) 91,3% da expansão projetada de geração distribuída alcançando-se 37,6 GW em 2031 é oriunda de fonte solar, (iii) as fontes eólicas (21,9 GW) e solares (16,4 GW) já representam a segunda e terceira mais representativas da matriz elétrica brasileira, (iv) da expansão indicativa do PDE 2031, fontes incentivadas respondem por 54,0% ou 22,1 GW, e (v) 88,2% dos consumidores atuando no mercado livre são especiais (com atendimento de demanda de eletricidade exclusivamente por fontes incentivadas), a expectativa é de que esses custos se tornem cada vez mais representativos no orçamento da CDE para um universo de pagantes desse custo gradativamente menor devido à migração.

Dessa forma, é importante que as discussões da abertura de mercado contemplem todas as implicações para consumidores migrantes e remanescentes e para distribuidoras e comercializadoras, particularmente aprofundando as análises de sustentabilidade do negócio de distribuição – que terá papel fundamental para faturamento, medição, coleta e operação e manutenção de redes – bem como todos os custos sistêmicos e as implicações de sua cobertura em cenário de mercado livre de até 73-76% do consumo total de eletricidade, da revisão dos subsídios existentes e alocação de custos sistêmicos e de segurança energética em toda a cadeia.

Historicamente, as associações setoriais que defendem uma única fonte – e fazem um excelente trabalho – sempre atuaram para criação de subsídios, incentivos iniciais de desenvolvimento (como o Proinfa) para que a fonte alcançasse 10% da matriz elétrica brasileira. Hoje boa parte de tais fontes já ultrapassou esse potencial e se a modernização do setor elétrico, conforme discutido pelas CPs 21/16 e 33/17, de fato queira caminhar para implementar formação de preços no Brasil com base em oferta e não modelos computacionais, como ocorre em países como Colômbia, Chile e Peru, é fundamental que se caminhe para revisar todos os subsídios que distorcem a formação de preços e possibilite sua gradual eliminação, bem como uma discussão ampla de cobertura de custos sistêmicos entre agentes da cadeia. Por isso a importância de se observar a abertura de mercado sustentável pari passu com a aprovação dos projetos de lei de modernização do setor elétrico, sob o risco de o processo produzir mais desigualdade de renda e favorecimento de um segmento setorial (comercializadoras de energia elétrica) em detrimento ao amplo universo de consumidores de baixa tensão que compõe a grande maioria das unidades consumidoras do país (embora com menor consumo e poder aquisitivo relativo).

Discurso de defesa de liberdade vs. cativoiro (prisão), fontes limpas vs. fontes sujas, preços mais baixos vs. mais altos sempre é mais fácil de fazer e terá ampla aceitação pela sociedade em qualquer pesquisa. Porém é importante que todas as consequências sejam devidamente explicadas para que se alcance uma abertura sustentável de mercado e, com isso, dar um passo importante no tão aguardado processo de modernização setorial.