



ABRADEE

**CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE
CONSULTA PÚBLICA Nº 131/2022/MME**

**CONSULTA PÚBLICA SOBRE ABERTURA DE
MERCADO**

Agosto de 2022

Sumário

<u>1.</u>	<u>OBJETO</u>	<u>4</u>
<u>2.</u>	<u>CONTEXTO</u>	<u>4</u>
<u>3.</u>	<u>CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA EM ALTA E MÉDIA TENSÃO</u>	<u>7</u>
<u>4.</u>	<u>O PROBLEMA ATUAL</u>	<u>12</u>
<u>4.1.</u>	<u>INEFICIÊNCIA DOS INSTRUMENTOS DE GESTÃO DE PORTFÓLIO</u>	<u>12</u>
<u>4.2.</u>	<u>DESEQUILÍBRIO DE PREÇOS ENTRE O ACR E ACL</u>	<u>13</u>
<u>4.3.</u>	<u>SUBSÍDIOS EXCLUSIVOS AO ACL</u>	<u>14</u>
<u>4.4.</u>	<u>INSTRUMENTOS DE MITIGAÇÃO INSUFICIENTES</u>	<u>16</u>
<u>5.</u>	<u>MEDIDAS NECESSÁRIAS</u>	<u>18</u>
<u>5.1.</u>	<u>CONTRATOS LEGADOS E SOBRECONTRATAÇÃO</u>	<u>19</u>
<u>5.1.1.</u>	<u>EVITAR A FORMAÇÃO DE NOVOS LEGADOS</u>	<u>19</u>
<u>5.1.2.</u>	<u>INTRODUZIR MECANISMOS QUE ATRIBUAM AO MERCADO LIVRE O CUSTO RESIDUAL DOS CONTRATOS LEGADOS</u>	<u>20</u>
<u>5.2.</u>	<u>CARREGAMENTO DOS CUSTOS REMANESCENTES DE OPERAÇÕES FINANCEIRAS AFEITAS À MODICIDADE TARIFÁRIA</u>	<u>21</u>
<u>5.3.</u>	<u>RATEIO DO CUSTO DO ATRIBUTO TERMOELÉTRICO - SEGURANÇA ENERGÉTICA</u>	<u>22</u>
<u>5.4.</u>	<u>REDUÇÃO DOS SUBSÍDIOS AO ACL</u>	<u>24</u>
<u>5.5.</u>	<u>MECANISMOS DE GESTÃO DO PORTFÓLIO</u>	<u>26</u>
<u>5.5.1.</u>	<u>DEFINIÇÃO (EX-ANTE) DE REGRAS OBJETIVAS PARA O CÁLCULO DOS MONTANTES REPASSÁVEIS ÀS TARIFAS</u>	<u>26</u>

<u>5.5.2.</u>	<u>APRIMORAMENTOS ADICIONAIS</u>	<u>27</u>
<u>5.5.3.</u>	<u>REGULAMENTAÇÃO DO MECANISMO COMPETITIVO DE DESCONTRATAÇÃO (LEI Nº 14.120/2021)</u>	<u>28</u>
<u>5.5.4.</u>	<u>NOVOS MECANISMOS</u>	<u>28</u>
<u>5.6</u>	<u>SITUAÇÃO DO CONSUMIDOR DO GRUPO A OPTANTE PELO FATURAMENTO COM APLICAÇÃO DA TARIFA DO GRUPO B</u>	<u>29</u>
<u>6.</u>	<u>CONSIDERAÇÕES FINAIS</u>	<u>30</u>

1. Objeto

Posicionamento da ABRADEE em relação à Consulta Pública nº 131/2022, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a fim de 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.

2. Contexto

Desde 2016, quando o Ministério de Minas e Energia (MME) realizou a Consulta Pública nº 21 (CP 21) - e também por meio da Consulta Pública nº 33 (CP 33) que ocorreu em 2017 -, o Brasil discute com maior intensidade a modernização de seu setor elétrico, buscando a implementação de necessárias medidas com foco na transição para um setor mais moderno, eficiente, democrático e sustentável, com potencial atração de investimentos.

Um aspecto que vem sendo tratado diz respeito à abertura do mercado livre de energia. As leis nº 9.074/95 e 9.427/96 estabeleceram as condições para que consumidores, que atendessem critérios específicos de carga e tensão, pudessem escolher seu fornecedor de energia. Assim, a legislação criou as figuras dos consumidores livres e especiais.

Especificamente sobre os critérios para migração, o art. 15 da Lei 9.074/95 estabeleceu um cronograma de redução dos requisitos de carga e tensão necessários para os consumidores se habilitarem a tal opção, mais tarde definida pela Lei nº 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04 como contratação de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Especificamente, o art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074/95, autorizou o Poder Concedente a diminuir os limites legalmente estabelecidos para contratação do fornecimento de energia elétrica no ACL após 8 anos da publicação da Lei. Nesse sentido, em 2018, o MME publicou a Portaria nº 514 reduzindo os limites de carga e tensão para migração de consumidores do ambiente regulado (ACR) para o ACL. Posteriormente, o Ministério publicou a Portaria nº 465/2019, com novo cronograma para redução de limites, até 2023, quando serão iguais os requisitos de carga para os consumidores livres e especiais.

Nessa mesma portaria, o art. 1º trouxe em seu § 6º o seguinte comando:

Art. 1º

(...)

*§ 6º Até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e **proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.***

Nesse sentido, a Consulta Pública nº 131/2022, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia, traz proposta de redação para nova Portaria, estabelecendo a abertura do ACL para todos os consumidores do Grupo A (atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV), independentemente da sua carga.

Paralelamente, vem sendo desenvolvidos estudos e projetos que tratam das medidas legais e infralegais necessárias para que a abertura do mercado e a modernização setorial se deem de forma sustentável, justa e equilibrada. Houve avanços importantes, como os esforços liderados pelo MME e pela ANEEL para viabilizar as medidas infralegais da reforma, além de algumas diretrizes consolidadas em Lei¹. Entretanto, as principais mudanças estruturais discutidas na CP 33/2017 seguem aguardando aprovação, principalmente no Congresso Nacional². Como consequência, a entrada dos investimentos decorrentes das reformas não se concretizou e os custos legados do modelo setorial ainda vigente se elevaram.

Ao encontro de tal afirmação, tem-se as conclusões apresentadas pela ANEEL na Nota Técnica nº 10/2022, ao tratar da Questão 9 apresentada na Tomada de Subsídios nº 10/2021. Ao considerar os prazos e cronograma de ações necessários à abertura de mercado, a Agência esclareceu que “*diante da complexidade das discussões realizadas e expostas (...) podemos constatar a dificuldade de se estabelecer um cronograma com datas e prazos predefinidos*”. Adiciona, ainda, quais ações deveriam preceder o livre acesso ao ACL. Em destaque, cita-se:

- Endereçamento do tratamento de contratos legados;
- Redução dos subsídios tarifários existentes;
- Separação das atividades de distribuição e comercialização; e
- Aprimoramento da capacidade das distribuidoras gerenciarem seus portfólios de contratos.

Em especial, para abertura do mercado de Baixa Tensão, a ANEEL ainda cita condições **sine qua non** para minimizar os impactos sobre os consumidores remanescentes das distribuidoras e garantir a sustentabilidade do modelo. Por exemplo, apresenta-se a necessidade de implementação de tarifa binômica para consumidores de BT, a “revisão da regulação sobre o reconhecimento tarifário de investimentos na digitalização do sistema elétrico e em redes e medidores inteligentes”, a definição de regras para tratamento da inadimplência e perdas, de desligamentos e suspensão do fornecimento, a implementação de um amplo programa de comunicação e, notadamente, a definição do papel do Supridor de Última Instância e do Comercializador Regulado.

Nesse mesmo sentido, a CCEE encaminhou ao MME os temas que entende prioritários à discussão da abertura de mercado. Assim como a ANEEL, tratou das questões referentes aos Contratos Legados de Energia, destacando a necessidade de evitar novos legados e oferecer soluções para os existentes. A Câmara apresentou iniciativas primordiais para a abertura saudável do mercado, com referência a criação e regulamentação de mecanismos de gestão do portfólio de contratos de energia por parte das distribuidoras. Outra preocupação apresentada pela CCEE refere-se aos custos à CDE que a abertura desordenada do mercado livre poderia ocasionar.

As preocupações das distribuidoras assemelham-se a estas apresentadas nos documentos juntados à CP 131/2022. Não poderia ser diferente, afinal, todos esses apontamentos pautam-se em uma exigência legal. Afinal, a Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, em seu art. 15, § 5º, dispõe:

¹ Como as associadas à Lei 14.120, principalmente.

² Destacadamente, o Projeto de Lei nº 414.

Art. 15.

(...)

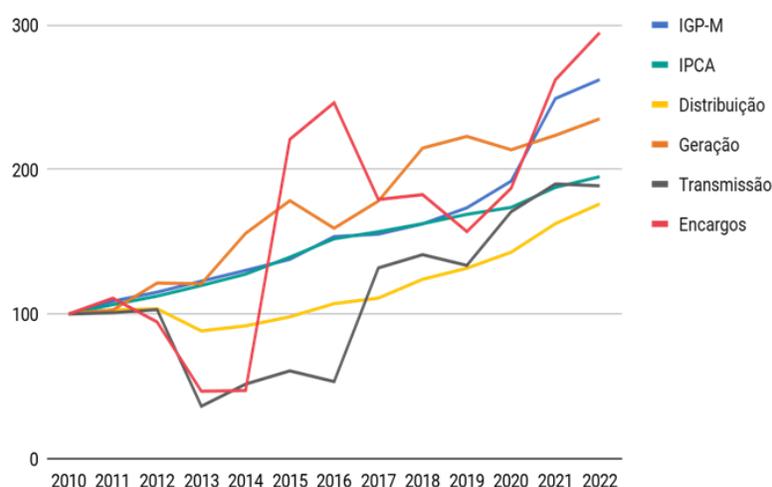
§ 5º O exercício da opção pelo consumidor **não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.**” Grifo nosso.

Importante observar que esta determinação não tem sido observada em alguns aspectos importantes na composição dos preços de energia praticados no mercado regulado quando da edição de medidas que foram adotadas, até o presente momento, para etapas de abertura do mercado. Assim, ao longo do tempo, essa abertura tem provocado aumentos dos valores do PMix repassado às tarifas do ACR. Em especial, cumpre ressaltar a sobrecontratação involuntária trazida pelas migrações dos consumidores para o ACL e também a composição de fontes de energia nos dois mercados.

Enquanto o ACR possui determinação normativa para aquisição de energia em leilões, onde há a participação de fontes com maior lastro de capacidade (térmicas, em especial), além de ter em seu portfólio a alocação compulsória de energia de maior custo, proveniente das usinas nucleares de Angra 1 e Angra 2 e da usina de Itaipu, no ACL adquire-se energia de fontes com menor preço e em muitos casos subsidiadas, além de serem, em sua maioria, não despacháveis e interruptíveis, como aquelas provenientes de fontes eólica e solar. Essas características geram diferenças de preços entre os mercados, atingindo valores da ordem de R\$80,00/MWh.

A figura 1 mostra como os componentes das tarifas de energia elétrica têm evoluído nos últimos anos no mercado regulado ACR, onde se pode verificar que as parcelas relativas a geração e encargos setoriais são as que mais têm aumentado seus valores em comparação com índices inflacionários. Assim, é fundamental observar as razões por trás desse comportamento percebido e não permitir que medidas para abertura do mercado atuem, na verdade, como meio de transferência de custos ACR e ACL.

Figura 1 – Evolução das Componentes Tarifárias



Nesse sentido, deve-se tomar as devidas precauções para que a abertura de mercado proposta na CP nº 131/2022 não agrave esse cenário. Conforme define o texto normativo, **os consumidores regulados não podem ser penalizados com aumento de suas tarifas pela**

opção de contratação do fornecimento por aqueles usuários que dispõem da prerrogativa de escolha do seu fornecedor, ocasionando em redução do mercado da distribuidora.

Por isso, a ABRADDEE, embora seja favorável e defenda a modernização do Setor Elétrico Brasileiro, preocupa-se que a modernização não se limite a abertura do mercado, mas que contemple as medidas necessárias à sustentabilidade setorial e equilíbrio entre os seus participantes. Nesse sentido, nossa contribuição a esta Consulta Pública norteia-se pela mitigação de três graves riscos:

1. Sobrecontratação de energia associada aos contratos legados;
2. Segurança do fornecimento; e
3. Custos aos consumidores regulados.

Dessa forma, nessa contribuição iremos tratar da caracterização do mercado que se pretende abrir até 2024, na proposta trazida pelo MME à CP. Ainda, no tópico 4, trataremos dos problemas associados à abertura do ACL sem os devidos remédios legais e regulatórios, bem como seus impactos sobre os níveis de sobrecontratação das distribuidoras, a precificação desse efeito sobre as tarifas e sobre os subsídios concedidos. No item 5, por sua vez, apresentaremos medidas necessárias para a abertura, de forma a mitigar os riscos à sustentabilidade do setor.

3. Caracterização do mercado de energia em Alta e Média Tensão

Segundo a EPE, o mercado de energia elétrica do Brasil em 2021 alcançou o patamar de **497.504 GWh**, sendo **306.922 GWh** comercializados no ambiente regulado e **190.582 GWh** comercializados no ambiente livre. Este fato demonstra que o ACR já representa menos de 2/3 da energia elétrica distribuída no país (62%).

Portanto, as medidas de abertura do mercado promovidas pelas Portarias do MME no 514/2018 e no 465/2019 surtiram o efeito de uma queda vertiginosa do mercado regulado nos últimos anos (vide Gráfico 1), sem que se estabelecessem mecanismos de ajustes contratuais para remediar as exposições das distribuidoras de energia elétrica, conforme será debatido adiante nesta contribuição.

Gráfico 1 – Participação do mercado regulado no mercado total de 2021



Fonte: EPE (*Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022*).

Outra constatação que aponta para a mesma direção é o aumento do número de usuários no ambiente de contratação livre: em 2018 eram pouco mais de 12,8 mil usuários cadastrados na CCEE, enquanto dados mais recentes divulgados pela EPE dão conta de mais de 26,1 mil usuários no ACL. O Gráfico 2 aponta para a constatação de que o número de usuários que podem comercializar livremente sua energia **mais que dobrou nos últimos 4 anos**. A evolução de 2021 em relação a 2020 apresenta 22,8% de incremento de usuários (cerca de 5 mil novos consumidores livres). Uma vez mais, não foram ministrados remédios para sanar esse desequilíbrio prévio à migração de usuários.

Gráfico 2 – Evolução do número de clientes livres no Brasil



Fonte: EPE (*Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022*).

De acordo com dados da ANEEL, para os últimos 12 meses de referência (Jul/21 a Jun/22), o mercado regulado de alta (AT) e média (MT) tensão perfaz **21% do mercado das distribuidoras** de energia (**79 TWh dos 371 TWh** apurados no período). São cerca de **186,4 mil usuários**, dos quais **186.076** são do grupo MT e **355** do grupo AT. São consumos *por unidade consumidora* elevados, que alcançam 26,41 MWh/mês em média para o nível MT, enquanto no nível AT atingem 939,88 MWh/mês em média.

No Brasil, tem-se cerca de 2.300 usuários conectados em tensão igual ou superior a 69 kV. Os dados anteriormente demonstrados apontam que 15% dos consumidores (355 indústrias) optaram por não migrar completamente ao ACL, mesmo não tendo barreiras à sua investidura no ambiente livre.

A Tabela 1 apresenta a distribuição dos usuários de AT+MT no Brasil segundo região geográfica. A **Região Sudeste** concentra cerca de **70,3 mil usuários dos 186,4 mil consumidores conectados em MT+AT**. Em termos de consumo, são **35,1 TWh dos 79 TWh** registrados nestes níveis de tensão, ou seja, aproximadamente **44% deste mercado encontra-se localizado no Sudeste do país**. Trata-se de empresas intensivas em utilização de energia elétrica, cujo consumo médio mensal alcança mais de 40 MWh.

Tabela 1 - Usuários de AT e MT no Brasil e por Região Geográfica.

Região	UC (AT)	UC (MT)	UC (AT+MT)	Participação o UC/Região	Mercado AT+MT (GWh)	Mercado Médio (MWh/UC/mês)
Centro-Oeste	27	18.533	18.560	9,9%	7.667	34,42
Nordeste	132	43.412	43.543	23,4%	16.539	31,65
Norte	15	12.964	12.979	6,9%	5.358	34,40
Sudeste	155	70.242	70.397	37,8%	35.164	41,62
Sul	26	40.926	40.951	22,0%	14.357	29,21
Brasil	355	186.076	186.431	100,0%	79.085	35,35

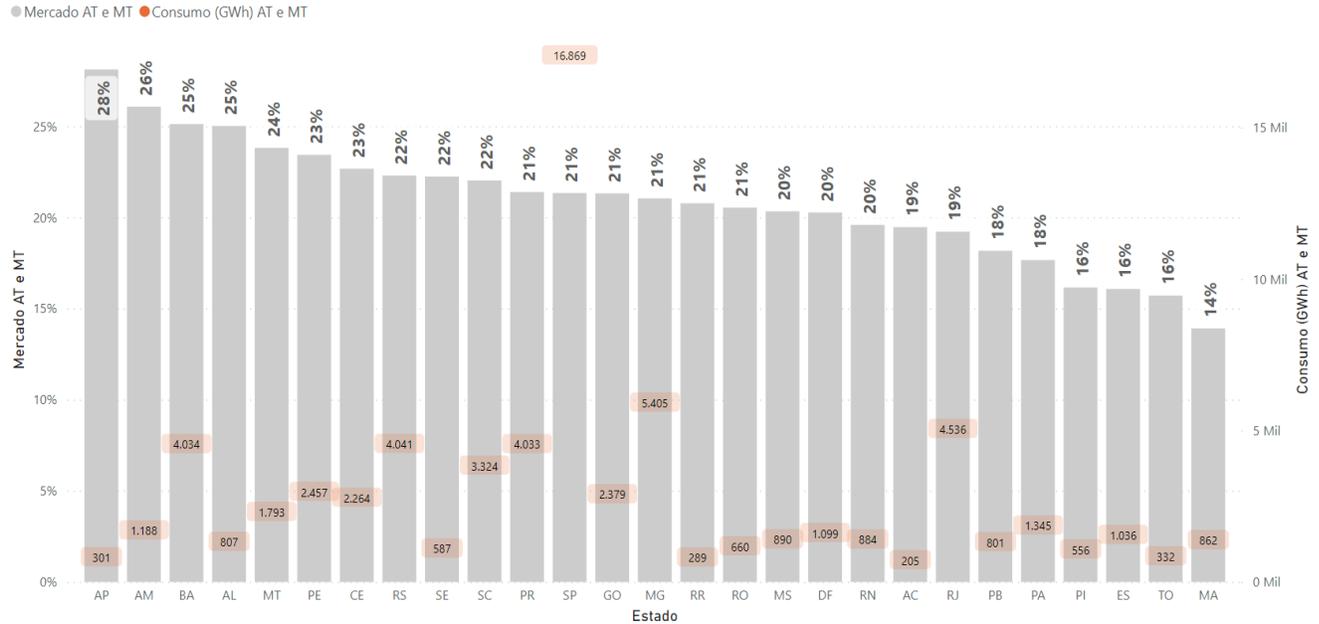
Fonte: Elaboração própria, com base em informações do SAMP ANEEL. Dados de jul/21 a jun/22.

A **Região Nordeste** é a segunda mais representativa, tanto em termos de unidades consumidoras – com pouco mais de **43,5 mil usuários** – quanto de mercado – registrando **16,5 TWh**. Em contraponto, a **Região Norte** concentra apenas pouco mais de **12,9 mil usuários no mercado regulado, com apenas 5,3 TWh de consumo**.

As concessões – e por consequência as Unidades Federativas (UF) – possuem um alcance da proporção MT+AT muito díspares entre si. Por exemplo, **no Amapá AT+MT perfazem 28% do mercado regulado**, enquanto no Maranhão esse montante é de **apenas 14%**. Em termos de energia, **São Paulo é o principal mercado, com 16,9 TWh em AT+MT, isto é, 21% do mercado do Estado**. Minas Gerais vem na sequência, com **5,4 TWh em AT+MT**, de acordo com o exposto no Gráfico 3.

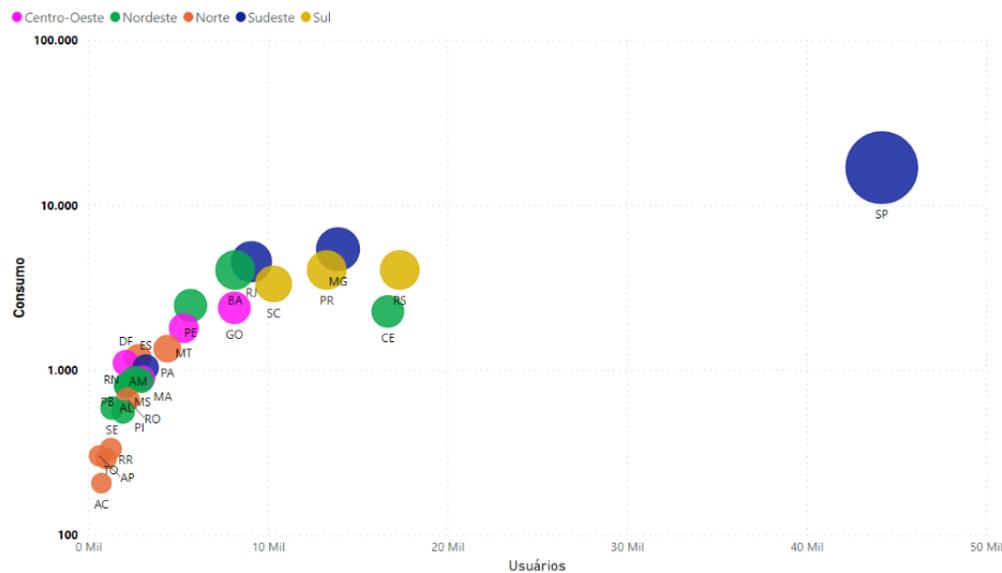
O Gráfico 4 demonstra, de forma inequívoca, como São Paulo concentra maior parcela de consumo AT e MT do País com **16,9 TWh** e mais de 40 mil consumidores. Em outro patamar estão Estados como Minas Gerais, Rio Grande do Sul, Ceará e Paraná.

Gráfico 3 – Mercado regulado de AT + MT por Unidade Federativa.



Fonte: Elaboração própria, com base em informações do SAMP ANEEL. Dados de jul/21 a jun/22.

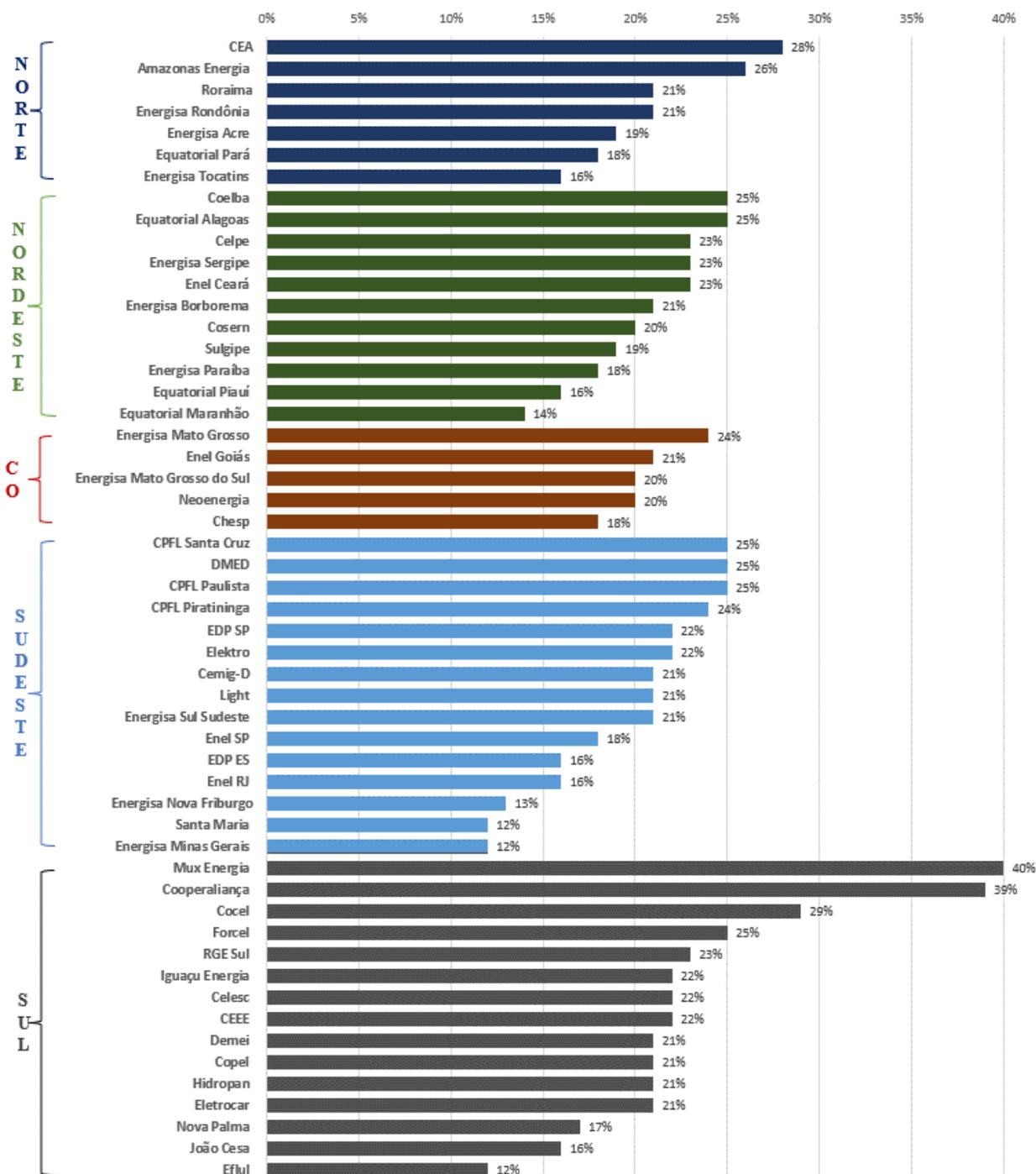
Gráfico 4 – Mercado regulado (consumo e usuários) de AT + MT por Unidade Federativa



Fonte: Elaboração própria, com base em informações do SAMP ANEEL. Dados de jul/21 a jun/22.

O Gráfico 5 apresenta a representatividade dos mercados AT + MT por concessionária de distribuição e região geográfica do país. Como pode-se observar, os dados apontam para uma disparidade muito grande em relação à concentração de mercados de alta e média tensão.

Gráfico 5 – Participação do Mercado AT + MT por Concessão e Região do país.



Fonte: Elaboração própria, com base em informações do SAMP ANEEL. Dados de jul/21 a jun/22.

Portanto, pelo que vimos até aqui, **é muito relevante dotar de remédios específicos para cada tipo de mercado**, sobre a hipótese de abertura irrestrita mercado MT+AT a partir 2024, **para que se mantenha a saúde e equilíbrio das distintas concessões**. Em outras palavras, **não**

se torna razoável a abertura irrestrita de mercado sem que se tenha estudos aprofundados acerca dos impactos prospectados com essas medidas.

Nota-se que a condição prevista no art. 15, § 5º da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, não estaria satisfeita caso uma migração massiva de consumidores da média e alta tensão reduzisse rapidamente o mercado cativo das distribuidoras. Em alguns casos tal redução representa 40% (um mínimo de 12%) da recuperação da tarifa de energia em MWh atualmente cobrada dos consumidores cativos. **Consideramos que estes custos deverão ser realocados conforme um mecanismo de tratamento dos custos legados, evitando seu repasse aos consumidores cativos não migrantes.**

4. O Problema atual

O desenho de comercialização regulada vigente, implementado em 2004, acabou alocando, compulsoriamente, sobre o mercado cativo os custos da expansão do sistema, com contratos de longo prazo para novos projetos de geração. A elevada volatilidade do preço no mercado de curto prazo, PLD, em função da predominância hídrica de nossa matriz energética, fez com que o desenho do setor concebido em 2004, por meio da Lei nº 10.848, fosse baseado em contratos *forward* como instrumento fundamental para reduzir os riscos de mercado, protegendo geradores de preços baixos e consumidores de preços elevados, e atrair nova capacidade 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.

A abertura do mercado aos consumidores com demanda inferior a 0,5 MW, como propõe a minuta de Portaria apresentada nessa CP, abre espaço para **potenciais novas migrações**, que nas simulações da ABRADDEE, **podem chegar a 5,45 GWm**. Esse montante foi estimado considerando o mercado consumidor regulado de 2019, a fim de retirar os efeitos transitórios da pandemia de COVID-19 sobre o consumo. Ainda, foram desconsiderados do cálculo consumidores das classes Poder Público e Serviço Público. Nota-se que o montante absoluto aqui apresentado não difere significativamente dos valores apresentados pela CCEE na Tabela 2 da Nota Técnica anexada à carta CT- CCEE02898/2022 de, 01 de abril de 2022.

Embora os valores sejam projeções, com pequenas diferenças conforme as premissas adotadas, fato é que a abertura do Mercado Livre ao Grupo A em 2024 reduzirá em algum grau o mercado das distribuidoras, agravando o cenário de sobrecontratação atual e intensificando os problemas que serão apresentados nesse tópico.

4.1. Ineficiência dos instrumentos de gestão de portfólio

No modelo estabelecido, visando permitir alguma gestão pelas distribuidoras dos riscos associados aos volumes contratados, o desenho original do setor foi pensado de forma a proporcionar um portfólio de instrumentos regulatórios.

O primeiro deles foi a separação dos contratos em energia existente e nova. Os contratos de energia existente possuíam: (i) menor duração; (ii) cláusula de desconstrução de energia no

caso de migração de consumidores para o mercado livre; e (iii) cláusula de redução de até 4% ao ano por incerteza na demanda.

Entretanto, os contratos oriundos desses leilões (Leilões de Energia Existente – LEE) representam, hoje, **menos de 1% do portfólio de contratos das distribuidoras**. O que significa dizer que a capacidade de gestão sobre os contratos das distribuidoras hoje, diante da redução de mercado provocada pela migração de consumidores para o ACL, é mínima. Especialmente porque os contratos de energia nova são menos flexíveis: além de mais longos, foram concebidos sem cláusulas de redução contratual, sob a alegação de preservar o *Project Finance* e a atratividade do setor.

O segundo instrumento regulatório era o portfólio de leilões para as distribuidoras, com inícios de vigência variados (A-1, A-3, e A-5). O terceiro, e último, era um *hedge* entre as distribuidoras: aquelas sobrecontratadas doam energia para as subcontratadas, conhecido como Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD).

Havia um importante aspecto desse desenho de mercado: **a premissa de que o consumo de energia no mercado regulado seria sempre crescente**. Entretanto, em cenários de redução da demanda, como ocorreu em 2015 e 2016, pela crise econômica, e em 2020, pela COVID, estes instrumentos não são suficientes para gerenciar a sobra de contratos. Além disso, o mecanismo de troca de energia entre as distribuidoras não funciona quando a crise é sistêmica e todas estão sub ou sobrecontratadas.

Ademais, ao longo do tempo, uma série de mudanças na implementação dos instrumentos regulatórios e no marco legal deixaram o portfólio de contratos das distribuidoras ainda mais engessado. Dentre tais mudanças, cabe destacar: (i) a renovação das concessões das hidrelétricas no regime de cotas (trazida pela MP 579); (ii) a contratação de termelétricas na modalidade por disponibilidade, que também não possuem cláusulas de descontração; e (iii) a ampliação dos leilões de energia nova para A-6 e A-7, aumentando a incerteza sobre o crescimento da demanda e resultando em maior contratação de energia nova.

Assim, em um cenário de menor flexibilidade da gestão da carteira das distribuidoras pela significativa redução da participação da energia existente³, aspectos relacionados à maior atratividade dos preços no mercado livre e dos subsídios a ele relacionados vêm impulsionando a migração para este ambiente, agravando significativamente os riscos associados à gestão dos contratos legados.

4.2. Desequilíbrio de preços entre o ACR e ACL

Sobre esse aspecto da diferença de preços praticados entre o ACL e o ACR, vale fazer breves observações. Os preços do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) já eram historicamente mais elevados devido ao desenho do modelo vigente, que alocou os custos da confiabilidade do sistema (lastro) apenas sobre os consumidores regulados. Mais recentemente, houve uma

³ Os contratos de energia existente, que possuem cláusula de descontração, somavam em 2021 cerca de 530 MW médios, o que era menos que 1% do volume contratual total, ao passo que em 2012, esses contratos representavam mais de 40% da carteira de contratos.

intensa redução no custo da nova capacidade de geração renovável, aumentando a cada ano o *gap* entre o preço de uma nova usina e o preço médio dos contratos existentes.

O primeiro aspecto que torna os preços (médios) da energia que supre o mercado regulado superiores aos preços que suprem o mercado livre está associado ao fato de que os custos da confiabilidade do sistema (lastro) são alocados, atualmente, apenas sobre o ACR, a despeito deste ambiente representar menos de 2/3 do mercado total.

Tal alocação assimétrica dos custos da confiabilidade do sistema decorre, principalmente, das características dos contratos no mercado livre, o que torna rara a contratação ou o desenvolvimento de projetos de geração termelétrica visando o atendimento do ACL. No entanto, esses geradores são importantes e necessários para a segurança de suprimento do sistema, sua contratação (mesmo com preços mais elevados) acabou sendo feita totalmente pelo mercado cativo, via leilões de energia, em linha com o modelo implementado desde 2004. **Assim, embora aparentemente se trate de preços diferentes para o mesmo produto, um olhar mais atento permite ver que os produtos diferem, pois no ACR a energia carrega a maior parte do atributo termoelétrico que garante a segurança do fornecimento em situações extremas.**

Esta diferença de custos, provocada pelo lastro de capacidade apenas no ACR, naturalmente conduz a um incentivo à migração. Sem o devido tratamento para o equilíbrio entre os mercados, essa diferença atua como uma “espiral da morte”, já que os consumidores que migram para o ACL deixam de pagar pelo lastro de capacidade dos contratos legados, deixando-os para os consumidores no ACR, aumentando virtualmente a atratividade do ACL, que por sua vez provoca novas migrações.

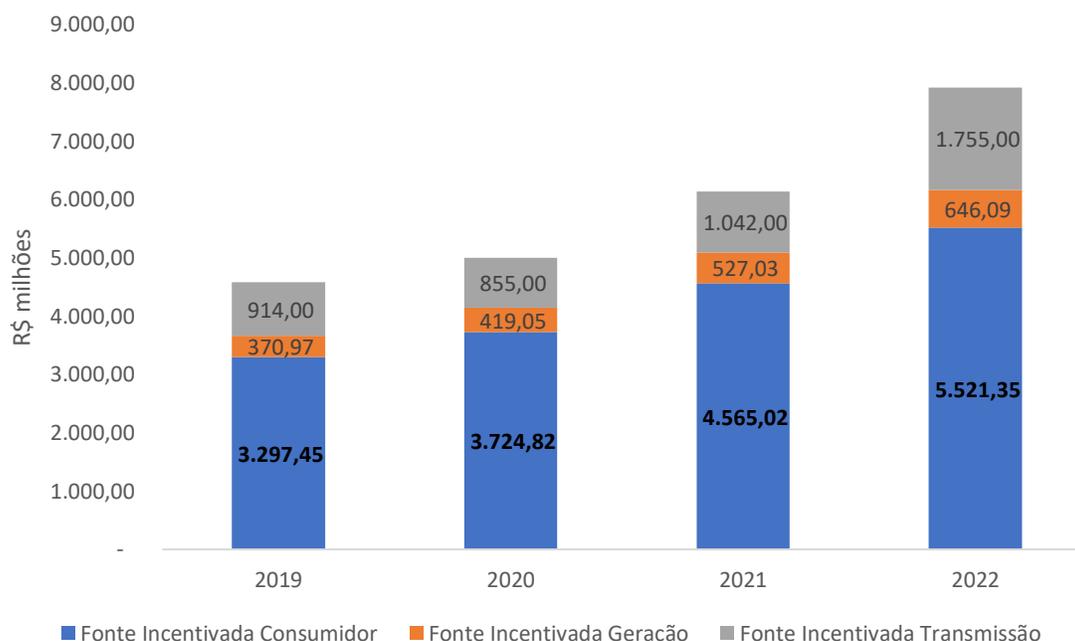
4.3. Subsídios exclusivos ao ACL

Ainda, tem-se que considerar que há, para o ACL, subsídios não extensíveis aos consumidores regulados, tornando o incentivo à migração ainda mais atrativa. Dentre tais subsídios, está o **desconto na TUSD** incidente sobre a geração e o consumo das fontes incentivadas (renováveis). Nesse caso, é estendido aos consumidores livres que compram contratos dos geradores incentivados o direito ao desconto nas suas tarifas de uso do sistema de transmissão ou distribuição (TUST ou TUSD). **O desconto na TUSD para consumidores em Média e Alta Tensão no ACL é de, no mínimo, 50% da tarifa.**

Desde 2019, o mercado tem observado a abertura gradual do ACL pela redução dos requisitos mínimos de carga para o acesso ao ambiente. Por meio da Portaria MME nº 514, de dezembro de 2018, e posteriormente, da Portaria MME nº 465/2019, o requisito de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores foi reduzida, escalonadamente:

- **2019:** carga igual ou superior a 2.500 kW, atendido em qualquer nível de tensão;
- **2020:** carga igual ou superior a 2.000 kW, atendido em qualquer nível de tensão;
- **2021:** carga igual ou superior a 1.500 kW, atendido em qualquer nível de tensão;
- **2022:** carga igual ou superior a 1.000 kW, atendido em qualquer nível de tensão.

No Gráfico 6, observa-se o efeito dessa expansão do ACL sobre o orçamento da CDE para custeio do subsídio a fontes incentivadas (consumo e geração):

Gráfico 6 – Orçamento CDE – Fonte Incentivada


Fonte: Elaboração própria.

Além de ser possível perceber que há um aumento no subsídio de consumo a cada degrau de abertura estabelecido pelas Portarias ministeriais, observa-se que os incrementos para requisitos cada vez menores de carga aumentam cada vez mais. Em parte, isso se explica pelas maiores tarifas aplicáveis aos consumidores de Média Tensão, comparativamente aos consumidores de conectados em Alta Tensão.

Por exemplo, segundo projeções da consultoria PSR, a TUSD média em 2024, por subgrupo tarifário apresentará variação de até 125% entre os consumidores do Grupo A. A tabela a seguir apresenta essas estimativas:

Tabela 2 – TUSD média estimada por Subgrupo Tarifário

Subgrupo	A2	A3	A4 Azul	A4 Verde	Médio
TUSD 2024	46,28	53,27	104,53	104,03	79,33
Desconto 50% TUSD (R\$/MWh)	23,14	26,63	52,26	52,01	39,66

Note-se que os consumidores classificados como A4, Verde ou Azul, ao comprar energia de fonte especial fazendo jus ao subsídio, receberão cerca de R\$ 52 de desconto na sua tarifa de aplicação. Vale lembrar que, a abertura proposta para 2024 nesta Consulta Pública afetará, essencialmente, esses consumidores, que possuem TUSD consideravelmente mais elevada do que aqueles consumidores que hoje possuem acesso ao ACL.

Cabe lembrar, no entanto, que a Lei nº 14.120/2021 trouxe novas diretrizes para este subsídio, estabelecendo que a partir de março de 2022 novos geradores renováveis (à exceção das PCH)

serão outorgados sem o benefício. Não obstante, o estoque de projetos que fazem jus ao benefício até o final de suas outorgas é bastante expressivo.

Por esta razão, o que se observa é que a proposta de ampliação da abertura do mercado livre colocada na presente CP nº 131/2022 estende os subsídios das fontes incentivadas para um conjunto de usuários que hoje não têm este direito. **Na prática, a proposta aumenta os subsídios, o que resultará em aumento da CDE e, conseqüentemente, aumento tarifário para todos os consumidores brasileiros. Este caminho de ampliação de subsídios está completamente na contramão da discussão de modernização do Setor Elétrico Brasileiro.**

Entendemos que não é possível a simples proposta de ampliação da abertura do mercado em 2024 sem qualquer proposta mitigatória de ampliação dos subsídios de fonte incentivada para o consumo. É fundamental que o Poder Concedente proponha e implemente medida que limite a extensão destes subsídios como medida antecedente à proposta submetida à presente CP nº 131/2022.

4.4. Instrumentos de mitigação insuficientes

Até aqui se demonstraram as razões para preocupação da ABRADDEE com os efeitos dos contratos legados no setor. A carteira de contratos, que se estende além de 2055, é pouco flexível, sendo agravada por um cenário que favorece a migração do ACR para o ACL, seja pela diferença de preços resultante do atributo termoeletrico, alocado essencialmente sobre o Consumidor Regulado, e majorado pela oferta de subsídios ao ACL.

Como demonstrado, em meio a essa complexa situação, **os mecanismos de gestão de portfólio à disposição das Distribuidoras para adequar seus patamares contratuais ao consumo verificado não tem se demonstrado suficientes.** Como já citado, os MCSDs são pouco eficazes em situações de sobras contratuais generalizadas. O Mecanismo exige que haja agentes deficitários, dispostos a receber contratos de distribuidoras sobrecontratadas. No entanto, quando, em geral, todas as distribuidoras apresentam sobras, não há interessados em receber tais contratos.

Visando elevar esta flexibilidade, foi criado (através da Lei nº 13.360, de novembro de 2016) um novo mecanismo (regulamentado por meio do MVE, Mecanismo de Venda de Excedentes), que permite que as distribuidoras vendam o excedente de contratos ao mercado. No entanto, **este mecanismo não garante a recuperação dos custos dos contratos legados,** uma vez que o excedente é vendido a preço de mercado, que possuem grande probabilidade de estarem abaixo do preço dos contratos legados.

Além disso, a forma com que a ANEEL apura os resultados do MVE **atualmente impõem riscos excessivos às distribuidoras.** Dentre os pontos a destacar, que geram essa insegurança, estão as mencionadas indefinições a respeito de qual a classificação dos volumes vendidos, voluntários ou involuntários, pois isso implica distinção no compartilhamento de resultados entre consumidores e distribuidoras. Também prejudica a eficácia do mecanismo o fato de os resultados de venda serem comparados com o PLD realizado no período de vigência da operação e não com o preço de compra, o que aumenta o risco na venda de produtos a preços fixos, mais atrativos ao ACL.

Mesmo que uma distribuidora faça uma venda de energia a um preço maior do que o custo de compra, pode acontecer de o PLD médio superar esse preço de venda e a operação ser considerada desvantajosa, o que obrigaria a distribuidora a devolver a diferença aos consumidores na hipótese de o volume vendido ser classificado como involuntário. A ausência dessa regra implica em instabilidade regulatória por meio de um risco estranho à atividade de distribuição.

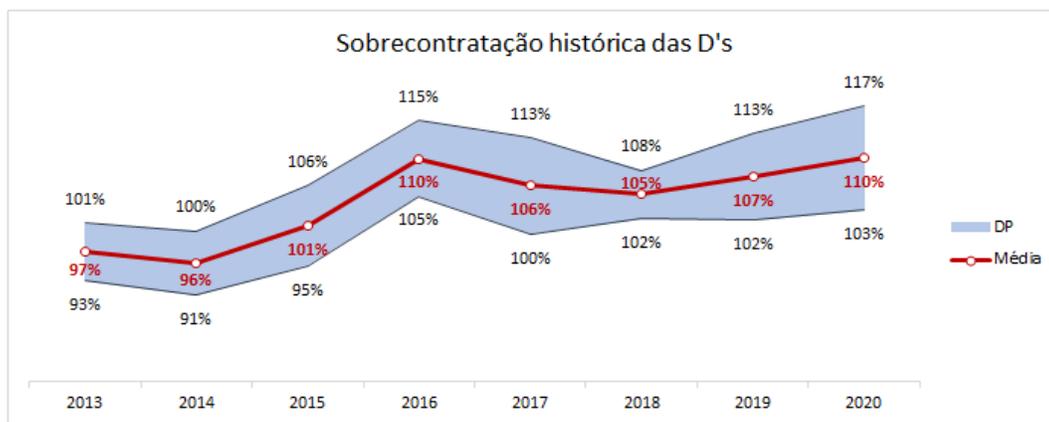
No momento da oferta no MVE, portanto, a distribuidora não sabe se está negociado um volume de sobrecontratação voluntária ou involuntária, por falta de critério objetivo *ex-ante*, e, logo, não sabe se estará exposta ao risco de devolver dinheiro ao consumidor por conta de reversões nas expectativas do PLD, o que se torna especialmente arriscado em produtos ofertados com maior antecedência.

Finalmente, destaca-se a **baixa competitividade da venda via MVE** quando comparada às opções de venda no ACL, devido à ausência de flexibilidade para as distribuidoras com relação à data da venda. Como as datas do MVE são pré-definidas e engessadas, elas podem não equivaler ao momento mais atrativo do mercado para a transação.

Ainda, por meio da Lei nº 14.120/2021, foi estabelecida a criação de um novo mecanismo, chamado **“Mecanismo Competitivo de Descontratação”**. Foi idealizado para promover a redução, total ou parcial, de energia elétrica contratada proveniente dos CCEARs. Nada obstante, até o momento, **o instrumento não foi regulamentado**.

Assim, observa-se um cenário crítico no Setor: (i) os prazos dos contratos legados são muito longos e “engessados” em termos de redução de volumes; (ii) os preços dos contratos legados são muito pouco competitivos frente aos preços de contratos no ACL; (iii) os subsídios existentes para consumidores que saírem do ACR são significativos e reduzem ainda mais a competitividade deste ambiente; e (iv) os mecanismos existentes de gestão de Portifólio das distribuidoras (MVE e MCSD) têm baixa eficácia. Tal situação resultou em uma sobrecontratação permanente desde 2016, conforme indica o Gráfico 7, que mostra uma sobrecontratação média das distribuidoras superior ao limite de repasse de 105% desde o referido ano.

Gráfico 7 - Sobrecontratação Setorial



Fonte: PSR.

Com a abertura de mercado, a ABRADDEE estima que tal situação se agravará e perdurará por um longo período se não forem tomadas importantes medidas antes desta ação, mesmo ao Grupo A, como se propõe na presente Consulta Pública. Considerando as migrações potenciais resultantes da abertura do mercado ao Grupo A, conforme simulação apresentada nessa contribuição, tem-se que **o custo associado de sobrecontratação, apenas em 2024, alcançaria os R\$ 5,5 bilhões. Nessa projeção, não se considera o custo do atributo termoelétrico atrelado a estes legados, que será alocado aos consumidores regulados após a redução de mercado provocada pelas migrações possibilitadas pelo novo degrau de redução do requisito de acesso ao ambiente livre, conforme proposto na minuta de Portaria. Adicionalmente, o custo do subsídio a fontes incentivadas, orçado em R\$ 7,9 bilhões para 2022, poderia alcançar R\$ 10,42 bilhões, um aumento de 32%.** Nesse sentido, o próximo tópico tratará dos passos mínimos que devem anteceder o irrestrito acesso dos consumidores de MT e AT ao mercado livre.

A abertura do mercado levará a uma redução no mercado faturado cativo - provocada pela migração de consumidores. Haverá, por consequência, uma redução do requisito energético para os consumidores cativos, tornando desnecessárias novas contratações em leilões por parte das distribuidoras. Esse efeito, somado a contestação de mercado, motivada pelos incentivos à expansão da geração distribuída, certamente provocará a elevação dos custos médios de energia repassados ao mercado cativo, dado que impedirá a renovação do portfólio das distribuidoras pelo benefício dos leilões em contratos de energia nova mais baratos.

Os contratos antigos, indexados em sucessivos períodos cumulativos, permanecerão crescendo com a inflação, impactando negativamente as tarifas no ambiente regulado, trazendo prejuízos aos consumidores cativos. Em resumo, o custeio do componente financeiro da sobrecontratação regulatória, enquanto este perdurar após o acesso aos mecanismos de liberalização da compra energia, por si, não mitiga todo o efeito dos custos de energia repassados aos consumidores cativos em função da abertura de mercado, dado que permanecerão no portfólio os contratos mais caros (PMIX alto), impactando o preço médio da tarifa do ACR.

5. Medidas necessárias

Nesse tópico, as medidas apresentadas buscam mitigar os principais problemas apresentados no tópico anterior: **(i) Sobrecontratação provocada pelos Contratos Legados diante da queda de mercado das distribuidoras, (ii) rateio do custo da segurança energética, (iii) aumento dos subsídios pagos pela CDE e (iv) ineficácia dos mecanismos de gestão de portfólio.**

É importante salientar que a sustentabilidade do Setor Elétrico não depende apenas desses pontos trazidos nesta contribuição. Especialmente para abertura do ACL ao mercado de BT, muitas outras medidas são imprescindíveis para que haja equilíbrio entre os agentes e que custos não sejam transferidos do ACL para o ACR, onerando os consumidores mais vulneráveis. Por exemplo, a separação de fio e energia, a criação de tarifas binômias ou multipartes para Baixa Tensão, a segregação dos negócios de D&C, a criação da figura do Supridor de Última Instância (SUI) e a estruturação dos modelos de negócio e sua remuneração para ações

comerciais como faturamento, corte e religação e centralização da medição, são apenas algumas das medidas essenciais para a sadia evolução do mercado, capaz de mitigar ineficiências.

5.1. Contratos Legados e Sobrecontratação

Uma resposta à primeira vista “simplista” para a pergunta sobre o tratamento dos contratos legados estaria na alteração de suas condições contratuais, por exemplo, redução de prazos e mudanças nos preços. Entretanto, como o respeito aos contratos e a segurança jurídica são pilares essenciais para a manutenção da atratividade e financiabilidade dos investimentos em infraestrutura do país, esta alteração somente poderia ocorrer com a anuência dos geradores, o que, na maioria dos casos, não seria provável.

Alternativamente, na linha da busca por soluções “simplistas”, o limite de sobrecontratação, hoje em 105%, poderia ser aumentado, alocando este custo no consumidor regulado remanescente, elevando ainda mais sua tarifa. Essa opção também não se mostraria adequada, pois a elevação das tarifas do ACR tornaria ainda mais atrativa a migração para o ACL, onerando cada vez mais os consumidores regulados, de maneira insustentável no médio e no longo prazo, numa espiral sucessiva de migração (“espiral da morte”).

Finalmente, uma solução menos convencional, que já foi adotada em países Europeus, é a **alocação dos custos dos contratos legados no tesouro**.

Como nenhuma das alternativas acima parece viável, fica evidente que a solução para o tratamento dos contratos legados no contexto da abertura de mercado não é óbvia nem envolve apenas uma dimensão. Trata-se de tema de extrema relevância, que vem sendo discutido há bastante tempo no mundo e no Brasil (principalmente a partir da CP 33, de 2017).

5.1.1. Evitar a formação de novos legados

Porém, antes de discutir a solução para o problema dos contratos legados, é essencial o Brasil tomar rapidamente medidas para **estancar o problema**, conforme proposta já discutida no âmbito da CP 33. Por exemplo, a cada novo leilão de energia nova A-5 ou A-6 realizado, com contratos de 20 a 30 anos, mais legados são deixados para os consumidores do futuro.

Nesse contexto, **é fundamental reduzir o prazo dos contratos de energia nova, através de alterações na Lei nº 10.848/2004**. O argumento da necessidade de estabilidade de fluxo de caixa para o financiamento, utilizado para justificar contratos longos, já não é válido. Um grande exemplo é o aumento do volume de projetos de geração dedicados ao mercado livre. A redução no prazo dos contratos também tem sido observada em outros países, com comitês de créditos preocupados com a contratação de longo prazo no setor elétrico face à disrupção tecnológica, que permite ao consumidor cada vez mais ter acesso a uma energia mais barata.

No Brasil, o BNDES **resolveu a financiabilidade com contratos de menor prazo no mercado livre estabelecendo condições específicas de financiamento, com a consideração de um preço de referência para o período em que o ativo está descontratado. Qual a razão para este racional não ser utilizado também nos leilões no mercado regulado?** Cabe ressaltar

que, a partir de 2017, o setor elétrico brasileiro passou a adotar leilões de energia existente com antecedência de três e quatro anos. Isso permite, por exemplo, que a distribuidora contrate um novo gerador no leilão A-6 de 2021 por 5 anos (início de operação em 2027) e em 2024 realize outro leilão A-4 de energia existente para recontratar esta energia. Se houver a abertura do mercado, este gerador pode atender os consumidores do mercado livre, reduzindo o risco de sobrecontratação das distribuidoras.

Por fim, estancar a criação de novos legados envolve dotar os novos contratos de energia nova de cláusulas que permitam a redução dos montantes contratados no caso de migração para o mercado livre. Isto permite compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é algo natural em um ambiente de livre negociação, e considera que estes próprios geradores poderiam vender a energia para os consumidores no mercado livre, equilibrando assim os dois ambientes.

5.1.2. Introduzir mecanismos que atribuam ao mercado livre o custo residual dos contratos legados

Uma solução discutida no setor elétrico, proposta originalmente pela CP 33, seria a criação de um encargo setorial, que alocaria o custo dos contratos legados sobre todos os consumidores, do ACL e ACR.

Esse encargo representaria o **custo de transição** para um ambiente liberalizado e estaria alinhado com discussões regulatórias atuais sobre a necessidade de impor aos consumidores que migram para o mercado livre parte dos custos de decisões tomadas no passado para suprir o seu consumo.

Conforme estimativas apresentadas pela ABRADEE nesta contribuição, o Custo da Sobrecontratação associado ao acesso irrestrito dos consumidores de AT ao ACL a partir de 2024 chega a R\$ 5,5 bilhões, apenas em 2024. **Ou seja, contraria o comando dado no art. 15, da Lei nº 9.074/95, citada no começo dessa contribuição, de que a o exercício da opção de contratação do suprimento no Ambiente Livre não pode onerar os consumidores remanescentes.**

O Poder Concedente tem a prerrogativa de propor e implementar diversos mecanismos de para evitar que a migração de consumidores para o mercado livre agrave o impacto dos contratos legados para os consumidores regulados remanescentes. O mecanismo de encargo previsto no PL 414 é um mecanismo apropriado, embora outros possam ser também adotados. O que não se pode fazer é ignorar o impacto para os consumidores remanescentes e ampliar a abertura de mercado sem a adoção de nenhum mecanismo mitigatório, sob pena de ilegalidade da proposta, por violação do já citado art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074/95.

5.2. Carregamento dos custos remanescentes de operações financeiras afeitas à modicidade tarifária

Sob o mesmo dogma, de que consumidores regulados não podem ser onerados pela queda de mercado ocasionada pelas migrações de consumidores ao ACL, há de se considerar um tratamento específico para custos incidentes exclusivamente sobre o ACR. Dentre esses, destacam-se as operações financeiras contratadas como ação de enfrentamento a crise sanitária de Covid-19 e a escassez hídrica recentemente vivenciada. Esses empréstimos setoriais, que visavam à modicidade tarifária, apresentam saldo remanescente para pagamento, sendo que uma parte desse custo incide exclusivamente sobre o ACR.

Por exemplo, a Resolução Normativa nº 1.008/2022, que dispõe sobre a Conta Escassez Hídrica, as operações financeiras e a utilização da CDE para o repasse dos custos às tarifas, ao tratar do encargo de CDE, em seu art. 8º, §§ 2º e 3º, estabelece:

Art. 8º A ANEEL homologará quotas específicas da CDE, denominadas CDE Escassez Hídrica, a serem recolhidas a partir de 2023.

(...)

*§ 2º A alocação do encargo setorial CDE Escassez Hídrica nas componentes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e da **Tarifa de Energia - TE** deverá obedecer à estrutura de custos dos ativos regulatórios considerados na operação de crédito, observados:*

(...)

*§ 3º A obrigação de recolhimento da quota CDE Escassez Hídrica de que trata este artigo será **independente do mercado faturado pela distribuidora, assegurada a sua neutralidade**, nos termos do Contrato de Concessão ou de Permissão e do PRORET.*

Como se observa, parte da amortização se dará pela Tarifa de Energia (TE), componente tarifária paga apenas pelo consumidor regulado. Esse custo, deverá ser “carregado” pelos consumidores que fizerem sua opção pela migração ao ACL. Ainda, no § 3º, assegura-se à distribuidora a neutralidade do encargo às variações de seu mercado. Ou seja, quando ocorrer uma queda do mercado consumidor associado à migração de consumidores para o Ambiente Livre, os consumidores que arcarão com a parcela de neutralidade da CDE na TE serão os regulados, sendo a eles transferido custos resultantes da migração de consumidores, uma clara afronta ao comando da Lei nº 9.074/95, art. 15.

Esse exemplo da Conta Escassez Hídrica deve ser estendido aos custos remanescentes das demais operações financeiras contratadas visando à modicidade tarifária, como a Conta-Covid, bem como aos demais encargos presentes exclusivamente na Tarifa de Energia (CFURH e o encargo de P&D_EE incidente sobre a TE).

No PL 414/2021, inclusive, tal previsão já consta através da inclusão dos arts. 16-C e 16-E na Lei nº 9.074/95, quando se prevê que os consumidores que exercerem a opção de contratação do seu fornecimento no ACL paguem “*na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária*”.

Nesse sentido, a **ABRADEE** propõe que aqueles consumidores que venham a exercer a opção prevista no art. 15 da Lei nº 9.074/95, após a publicação da Portaria ora submetida à Consulta Pública, tenham como requisito à migração o pagamento, mediante repasse tarifário na TUSD na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária e dos encargos tarifários incidentes exclusivamente sobre a Tarifa de Energia (TE).

Para tanto, caberia adequação da proposta de redação apresentada à nova Portaria, conforme segue:

Art. 3º Os consumidores de que trata o § 2º do art. 1º, deverão arcar, mediante componente tarifária cobrada na proporção do consumo de energia elétrica, com os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária e dos encargos tarifários incidentes exclusivamente sobre os consumidores regulados.

5.3. Rateio do custo do atributo termoeletrico - segurança energética

Conforme amplamente discutido no setor, há no modelo implementado em 2004 uma alocação assimétrica dos custos da confiabilidade do sistema, pois apenas o ACR paga por eles, a despeito deste ambiente representar cerca de 62% da carga do país.

Assim, a correção desta alocação assimétrica é fundamental para permitir a expansão sustentável do mercado livre, sem onerar indevidamente os consumidores regulados. Para tal, é preciso assegurar que a nova oferta de geradores que agreguem confiabilidade ao sistema, independente do ambiente em que sua energia é comercializada, tenha seus custos cobertos por todos os consumidores, do ACR, do ACL e com MMGD.

Há algumas formas de corrigir esta alocação, dentre elas a “separação entre lastro e energia” proposta na CP 33 e incorporada ao PL 414, ainda pendente de aprovação, e a mensuração dos custos e benefícios da geração distribuída, em particular, o direcionamento na direção da redução dos subsídios aos prosumidores com a adoção de uma modalidade tarifária binômia.

De forma resumida, nesta proposta, ao invés de receberem apenas pela energia gerada, os novos geradores recebem também pelo lastro. Lastro de um parque gerador é a máxima demanda que pode ser atendida com segurança por este parque, dado um critério de segurança de suprimento.

Este conceito pode ser estendido às instalações individuais de geração, sendo o lastro de um gerador decorrência de seu compromisso de existir e de estar disponível dentro de um determinado padrão de desempenho, de tal forma que o conjunto de geradores assegure o atendimento da demanda com um padrão de confiabilidade considerado aceitável, dados os critérios de segurança de suprimento adotados. Ainda, para fazerem jus ao pagamento pelo lastro, os geradores precisam estar disponíveis e preservar seus padrões de desempenho, além dos atributos.

Associados a estes critérios de segurança de suprimento, o lastro pode ser composto por 3 componentes: (i) lastro de energia, (ii) lastro de potência e (iii) lastro referente aos demais atributos⁴.

O pagamento pelo lastro dos novos geradores tem de ser responsabilidade de todos os consumidores, independentemente de estarem contratados, ou de participarem do ACL, do ACR ou da MMGD. Assim, a separação dos contratos permitirá dar tratamento de bem público ao lastro provido por cada gerador, levando em conta todas as suas dimensões.

Uma vez garantida a confiabilidade de suprimento, a comercialização de energia passa a ter maior liberdade, podendo ser uma atividade puramente financeira, envolvendo qualquer volume de MWh por qualquer parte, sem a necessidade de obrigação de contratação, visto que a segurança de suprimento física já está assegurada.

Com a edição da **Lei nº 14.120/2021**, regulamentada pelo Decreto nº 10.707/2021, é possível garantir que, **de agora em diante, toda nova contratação de termelétricas em leilões organizados pela ANEEL seja feita na modalidade de reserva de capacidade, com custos repartidos por todos os usuários finais do SIN.**

O referido ato normativo, alterou a Lei nº 10.848/2004, estabelecendo ao Poder Concedente o direito de homologar a quantidade de reserva de capacidade necessária para atendimento das necessidades do mercado nacional.

Um grande avanço das diretrizes para a realização do Leilão refere-se à ampliação do rol de pagadores dessa contratação, incluindo não apenas os consumidores regulados, mas também os consumidores do ambiente livre. Pela nova regra, os agentes deverão celebrar contratos de uso de potência de reserva de capacidade com a CCEE, retirando parte do ônus sobre a contratação do atributo da confiabilidade por fonte termelétrica do SIN, que hoje recai apenas sobre o mercado cativo das distribuidoras.

Esse novo arranjo setorial está em consonância com os desdobramentos da CP 33, que, dentre outros pontos, propôs a separação entre lastro e energia, bem como alinhado com o relatório do GT Modernização do Setor Elétrico, de 2019, constituindo-se como um modelo de transição, enquanto a separação não é implementada em sua integralidade.

Ainda assim, resta tratar do lastro associado aos contratos legados. As termelétricas são importantes e necessárias para a confiabilidade do sistema e seus custos deveriam estar sendo arcados por todos os consumidores. Entretanto, conforme apontado, por deficiências no modelo setorial, até o momento tais custos foram arcados apenas pelos consumidores do ACR, a despeito destes representarem 62% da carga do SIN atualmente. Dessa forma, os consumidores regulados têm, em seus contratos, um estoque para cobertura do lastro de confiabilidade do sistema bem superior àquele que deveria.

⁴ Outros tipos de lastro, que integram a segurança do suprimento, como flexibilidade (em termos de modulação e sazonalidade) e resiliência.

Em 2019, a PSR fez um trabalho encomendado pela ABRADDEE, onde calculou o valor do ativo do atributo termelétrico⁵. Isso porque, mesmo que os consumidores do ACL passem a pagar a partir de agora pelo novo lastro agregado ao sistema, proporcionalmente ao seu consumo, **a desproporção do estoque de lastro nos contratos legados alocados ao ACR permanecerá ainda por muitos anos, até que este estoque acabe, com o fim dos contratos**. Trata-se, portanto, de cenário indesejável, pois mantém a alocação desproporcional do lastro de confiabilidade sobre o ACR por um longo período futuro, ferindo o princípio da isonomia.

Para evitar este cenário, a ABRADDEE propôs ao MME, em 2019, que o pagamento do novo lastro agregado ao sistema seja integralmente arcado pelo ACL, até que o estoque de lastro pago se iguale àquele pago pelo ACR, sempre considerando a proporção de carga dos dois ambientes. Na ocasião, a ABRADDEE apresentou um cronograma de pagamentos pelo ACL, levando em consideração que o mercado cativo apenas pagaria pelo atributo termelétrico da expansão quando o valor que caberia ao ACR (de acordo com a participação desse mercado no mercado total) fosse superior ao valor do atributo termelétrico já contratado no ambiente cativo.

Em resumo, como o impacto do carregamento desproporcional do lastro termelétrico pelos consumidores regulados é relevante, torna-se também relevante a consideração deste aspecto na definição da forma com que o lastro das novas termelétricas será custeado ao longo dos próximos anos. Assim, a cada novo degrau de abertura proposto, sem que ocorra o tratamento do rateio do custo desse atributo, que garante a segurança energética para o Sistema, sobrecarrega-se os consumidores do ACR com o custo do lastro sobre os contratos legados.

Assim, a ABRADDEE volta a destacar a importância de que a definição da distribuição dos custos associados ao atributo termelétrico entre ACL e ACR busque reduzir a desproporção do estoque de lastro dos contratos legados alocado aos consumidores regulados, em especial, a medida em que novas térmicas são agregadas ao sistema.

Novamente, não proceder com essas medidas continuará imputando custos desproporcionais aos consumidores regulados, em especial, com o aumento da participação do ambiente livre no Sistema Interligado Nacional. **Tal situação ofende o disposto no art. 15 da Lei nº 9.074/95**, exigindo tratamento prévio a novas escalas de abertura.

A proposta aqui apresentada, em conjunto com aquela que aloca os custos de sobrecontratação a todo o ambiente livre, pontuada no tópico 5.1, contribui e acelera a redução do subsídio cruzado no provimento da confiabilidade sistêmica.

5.4. Redução dos subsídios ao ACL

Conforme mencionado anteriormente, há subsídios relevantes no modelo atual para os consumidores que saírem do ambiente regulado, incentivando essa migração de forma desproporcional, inclusive causando sobreoferta no sistema, o que eleva sobremaneira os custos da sobrecontratação das distribuidoras. Em sua maioria, esses subsídios, além de não serem mais necessários economicamente (por exemplo, porque as fontes renováveis já são

⁵ O valor, em R\$/MWh, foi estimado como a diferença entre o preço médio dos CCEAR, de energia nova, por disponibilidade, de termelétricas a projeção de preços de contratos de energia no mercado livre, que foram precificados já com lastro.

competitivas), criam assimetrias comerciais entre consumidores em diferentes ambientes de contratação e propiciam o desenvolvimento de ciclos viciosos de migrações e aumentos de tarifas e de encargos setoriais.

A Lei nº 14.120/2021 trouxe importante avanço a esse respeito, ao estabelecer a necessidade de criação de mecanismos destinados a valorar os benefícios ambientais trazidos pelas fontes renováveis, não somente ao setor elétrico, mas à economia e à sociedade como um todo, e, com isso, definindo horizonte para o fim dos subsídios atuais atrelados ao desconto na TUSD. Por sua vez, considerando o estoque de energia oriundo de projetos de geração advindos de outorgas que ainda fazem jus ao desconto, espera-se uma expansão dos custos com subsídio a fontes incentivadas para o mercado livre nos anos futuros, sendo esses, custeados pela CDE, impulsionando novas migrações aos consumidores que cumpram os requisitos, nesse caso, qualquer consumidor conectado em MT ou AT, segundo a proposta de Portaria trazida à CP.

Além disso, com a abertura irrestrita do mercado para os consumidores A4 e A3a, o valor do desconto, por MWh, será maior do que aquele percebido até então. Isso porque, pela estrutura tarifária atual, esses consumidores conectados em média tensão possuem tarifas mais elevadas do que aquelas aplicáveis aos consumidores de AT, por exemplo, inseridos nos subgrupos tarifários A2 e A3. Assim, a alocação do estoque de energia incentivada nesses consumidores causará um aumento da CDE nos próximos anos, aumentando o efeito do subsídio na decisão do consumidor a migrar, gerando um círculo vicioso: quanto maior o subsídio, maior o incentivo à migração, que eleva os subsídios concedidos e aumenta ainda mais o custo pago pela CDE. Ainda mais grave, seria o impacto sobre a CDE caso nenhuma medida seja tomada antes da abertura do mercado ao BT.

Para evitar este ciclo vicioso de migrações e aumentos da CDE associados à alocação do estoque de energia incentivada sobre os consumidores de média tensão, é importante que tal alocação seja vedada aos consumidores livres com carga inferior a 500 kW. Do contrário, novamente será imputado ao consumidor regulado custos decorrentes da queda de mercado provocada pelas migrações.

Em adição, cabe fazer menção a outro conjunto de subsídios: **benefícios direcionados aos autoprodutores de energia.** Pelas regras atuais, não há incidência de cobrança de CDE, PROINFA, Encargo de Serviço do Sistema (ESS) e Encargos de Energia de Reserva (EER) sobre a parcela da energia auto suprida. **Esse benefício é bastante relevante também, pois esses encargos somavam, em 2021, mais de R\$ 90/MWh para os consumidores de Média Tensão dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste⁶.** Além disso, autoprodutores de energia podem acumular o benefício da não cobrança de encargos com o desconto na tarifa de transmissão ou distribuição quando sua geração advém de fontes incentivadas. **Nesses casos, o benefício econômico da APE renovável atinge valores ainda mais significativos, superando os R\$ 100/MWh.**

O objetivo primário do benefício a autoprodução foi distorcido a partir da Lei nº 11.488/2007, que criou o autoprodutor por equiparação, e pela Lei nº 13.205/2015, que passou a permitir a participação de acionistas em SPEs de geração com direito a voto, com o objetivo de configurar a autoprodução associada entre diferentes consumidores. Esta abertura legal permitiu o

⁶ O somatório desses encargos para um consumidor de Média Tensão, nos submercados Norte ou Nordeste, era, em média, de 56 R\$/MWh.

crescimento desse segmento, pois concatenou em grupos consumidores de menor porte, alavancando os subsídios a serem pagos pelos consumidores cativos, uma vez que para o efetivo usufruto da energia autoproduzida fosse necessário o uso da rede e, portanto, a necessidade de pagamento das despesas com o transporte.

Uma estimativa da média dos valores apresentados pelo GESEL, indicou que o subsídio de autoprodução pelas SPE's se concentra em um volume de aproximadamente 30% da energia autoproduzida injetada na rede - ou seja, não deveria fazer jus aos incentivos. Em valores monetários, esse montante seria da ordem de R\$ 1,8 bilhões de dedução no custo adicional socializado para os demais consumidores. Além disso, o benefício na TUSD ou TUST, em se tratando da parcela de energia renovável incentivada - não considerado na conta do GESEL - estaria estimado em aproximadamente R\$ 1,2 bilhões, para os mesmos 30% de participação das SPE's na autoprodução total.

Assim, no caso dos subsídios à energia autoproduzida, a situação ainda carece de solução que aponte para a redução dos benefícios nos anos futuros. **Não há dispositivo legal em discussão no congresso nacional destinado a revisitar seus subsídios**, vislumbrando uma forma mais equilibrada (menos onerosa aos demais consumidores) de incentivar investimentos dessa natureza. Nesse contexto, **entendemos ser importante buscar atenuar os efeitos danosos dos subsídios à autoprodução sobre as tarifas dos demais consumidores e sobre a elevação dos custos residuais dos contratos legados**, em função do potencial aumento da sobrecontratação causado pela manutenção desse subsídio na legislação vigente.

5.5. Mecanismos de gestão do portfólio

Há diversas ações que podem ser implementadas para melhorar a capacidade das distribuidoras gerenciarem seus portfólios de contratos. No entanto, entendemos que em um primeiro momento é fundamental revisitar os mecanismos já previstos na regulação vigente, buscando a implementação de aprimoramentos infralegais que podem trazer benefícios expressivos e reduzir os custos residuais dos contratos legados. Nos subtópicos a seguir, são feitas considerações sobre aprimoramentos necessários, na visão da ABRADEE.

5.5.1. Definição (ex-ante) de regras objetivas para o cálculo dos montantes repassáveis às tarifas

Dentre os aprimoramentos necessários à regulação vigente, talvez o mais importante se refira à definição de regras objetivas que permitam o cálculo, *ex ante*, dos seguintes itens que afetam o cálculo do repasse tarifário da compra de energia:

- Aferição da sobrecontratação involuntária em decorrência: (i) do retorno e da saída de consumidores do/para o mercado livre, detalhando o período considerado nas análises, (ii) da alocação involuntária de cotas (por exemplo CCGF, Itaipu, Proinfa e Eletronuclear); e (iii) da frustração da compra de energia em leilões regulados.
- Aferição de máximo esforço das distribuidoras em mitigar exposições ao MCP.

5.5.2. Aprimoramentos adicionais

Algumas medidas podem ser adotadas para tornar os mecanismos existentes mais efetivos, dentre as quais, destacamos:

- **MVE – Definição de fórmula algébrica para cálculo, ex-ante, do volume de energia involuntária:** A definição de regras objetivas para aferição da sobrecontratação involuntária e do máximo esforço supracitada é particularmente relevante para tornar o MVE mais efetivo, pois elevará a previsibilidade das concessionárias no momento da definição das estratégias de venda no mecanismo. De fato, apesar da apuração da sobrecontratação da distribuidora, e, conseqüentemente, dos volumes involuntários, ocorrer somente no final do ano civil, seria possível e necessário determinar uma fórmula algébrica para estimar, no momento do MVE, quais seriam estes volumes, garantindo a neutralidade da distribuidora quanto a eventuais desvios nos valores projetados (comparados aos efetivamente verificados).
- **MVE - Descentralização dos processamentos:** A proposta consiste em permitir que as distribuidoras organizem seus próprios processamentos para venda de excedentes, o que traria mais flexibilidade e possibilitaria às empresas a explorar melhores momentos para venda. Cabe ressaltar que os produtos negociados neste processamento devem seguir as mesmas diretrizes atuais (tipo de preço e de energia), flexibilizando-se, no entanto, os períodos de suprimento, condicionando a venda somente no ano vigente. Destaca-se ainda, a importância da manutenção dos processamentos centralizados organizados pela CCEE, de forma a garantir que empresas que não desejarem organizar seus processamentos possam continuar vendendo seus excedentes.
- **MVE - Mudança no *benchmark* dos produtos preço fixo na parcela compartilhada quando $PMVE > PMIX$:** A regulamentação atual, que busca proteger os ganhos do consumidor, pode ser extremamente perversa com a distribuidora em situações em que $PMVE > PMIX$. Isto porque, se o PLD for superior ao PMVE a distribuidora é responsável por ressarcir o consumidor mesmo quando houver um ganho financeiro na operação, isto é, quando preço de venda (PMVE) é maior que o preço de compra (PMIX). Assim, a proposta seria eliminar essa obrigação de ressarcimento pela distribuidora na situação em que $PMVE > PMIX$ e $PMVE < PLD$, pois traz riscos adicionais que inibem a atuação das concessionárias no MVE. Por sua vez, a proposta garante um resultado positivo aos consumidores e fomenta a participação das distribuidoras no MVE, reduzindo os volumes expostos ao PLD e, potencialmente, os custos repassados às tarifas através da CVA.
- **Mecanismos de troca - Necessidade de que antecedam a declaração dos leilões:** Um outro aprimoramento que entendemos ser factível de implementar no curto prazo é o estabelecimento de normativo que obrigue a realização de mecanismos de troca de energia, tais como o MCSD, com antecedência suficiente em relação a data de declaração das distribuidoras para os leilões centralizados. Esse aprimoramento é de suma importância para evitar a criação de novos contratos legados e equalizar as posições contratuais das distribuidoras, reduzindo assim os níveis de sobrecontratação observados atualmente.

- **Ordenamento dos volumes negociados nos mecanismos de descontração:** Uma vez que os efeitos dos mecanismos de descontração possuem tratamento tarifário diferenciados e expõem as empresas a diferentes tipos de risco, propõe-se a criação de regras objetivas para definição do ordenamento dos montantes de energia transacionados nesses mecanismos.

5.5.3. Regulamentação do Mecanismo Competitivo de Descontração (Lei nº 14.120/2021)

A melhoria na capacidade de gestão das distribuidoras de seus portfólios de contratos também pode ser implementada com um **bom desenho regulatório para o Mecanismo Competitivo de Descontração previsto na Lei nº 14.120/2021**, cuja regulamentação segue pendente.

Esta iniciativa remonta, de certa maneira, ao mecanismo que já vigorou nos processamentos de MCSD-EN, por meio do qual era possível, mesmo para geradores em operação comercial, ofertar reduções contratuais.

Na época em que se proibiu este mecanismo para geradores em operação comercial, houve preocupação relacionada ao fato de que os geradores que possuíam maior incentivo para solicitar esta redução eram aqueles com custo de oportunidade interessante de venda no ACL, ou seja, com preços mais baixos. Assim, ao conseguir a redução contratual, apesar de diminuir a sobrecontratação, havia um potencial aumento no custo médio de compra de energia pelas distribuidoras.

Por sua vez, dependendo dos níveis de sobrecontratação das distribuidoras e das condições dos preços de curto prazo, a descontração, mesmo dos contratos com preços mais reduzidos, pode configurar-se como a opção de menor custo para os consumidores finais. Além disso, há casos em que as penalidades previstas nos CCEARs pelo não cumprimento de suas cláusulas são tão elevadas, que os geradores, mesmo com contratos mais caros, têm interesse em descontratar sua energia.

Portanto, é possível que este mecanismo de descontração, introduzido pela Lei nº 14.120/2021, traga resultados efetivos, ainda que não suficientes, principalmente se sua regulamentação tiver regras claras, desenhadas para priorizar a descontração de contratos de maior custo total para os consumidores.

5.5.4. Novos mecanismos

A busca por novos mecanismos, não ainda consolidados na legislação vigente, que tornem a gestão dos contratos legados pelas distribuidoras mais eficiente e mitiguem riscos de custos excessivos aos consumidores finais segue sendo de suma importância.

Dentre tais mecanismos, há um resultante das discussões no âmbito da CP 33, que acabou incorporado ao texto do PL 414, atualmente em discussão na Câmara dos Deputados. **Trata-se**

da transferência de CCEARs entre distribuidoras - ou comercializadores regulados, de forma bilateral⁷.

A ABRADDEE entende que este mecanismo pode ter resultados mais eficientes do que o MCSD, pois é mais flexível e garante maior agilidade às empresas. Entretanto, assim como no caso dos mecanismos existentes, é fundamental que suas regras sejam bem definidas e não imponham incertezas adicionais às distribuidoras.

Por fim, observa-se que, individualmente, a troca bilateral de contratos, o Mecanismo de Competitivo de Descontratação, o ajuste das regras do MVE ou a definição *ex-ante* da involuntariedade não resolvem o problema de sobras estruturais, sendo necessário a evolução desse conjunto de ações, visando a modernização setorial e a ampliação da capacidade de gestão das distribuidoras sobre sua carteira de contratos.

5.6 Situação do consumidor do Grupo A optante pelo faturamento com aplicação da tarifa do Grupo B

Por fim, a ABRADDEE traz à atenção deste Ministério uma aparente brecha que precisará ser tratada quando da abertura do ACL para consumidores com carga inferior a 0,5 MW. A Resolução Normativa nº 1.000/2021, estabelece em seu art. 292, a figura do consumidor do Grupo A, optante por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo B.

Art. 292. O consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B para sua unidade consumidora do grupo A, desde que atendido um dos seguintes critérios:

I - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA;

II - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;

III - a atividade desenvolvida na unidade consumidora for a exploração de serviços de hotelaria ou pousada e estiver localizada em área de veraneio ou turismo, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou

IV - a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação for maior ou igual a 2/3 (dois terços) da carga instalada total em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias.

⁷ Conforme proposta de alteração do Artigo 2º da Lei nº 10.848/2004, abaixo transcrita:

“§ 25. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão transferir CCEARs entre si, de forma bilateral e independente dos mecanismos centralizados de compensação de posições contratuais, desde que haja anuência do vendedor.”

Nesses casos, trata-se de consumidores conectados em tensão igual ou superior a 2,3kV. Logo estariam enquadrados entre aqueles que “poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional”, conforme propõe a minuta de Portaria trazida à Consulta Pública. Entretanto, ao serem faturados com tarifas monômias e volumétricas, aplicáveis ao Grupo B, não serão alcançados pela separação entre fio e energia, já existentes para consumidores do Grupo A, para os quais aplicam-se tarifas binômias. Ou seja, a atual proposta agrava consideravelmente o cenário resultante da abertura proposta pelo Ministério.

Nesse sentido, é importante que, a despeito da ressalva já apresentada - de que não deve ser definida data para abertura do mercado aos consumidores do Grupo A até que as medidas do PL 414/2021 sejam regulamentadas e normatizadas - propomos a inclusão do § 3º no art. 1º da Portaria Ministerial:

Art. 1º Definir o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

(...)

§ 3º A opção de que trata o § 1º não é aplicável para consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV com opção de faturamento com aplicação da tarifa do Grupo B, nos termos do art. 292 da Resolução Normativa nº 1.000/2021.

6. Considerações finais

Conforme demonstrado nessa contribuição, o tratamento dos custos legados diante da abertura do ACL é um problema relevante. No Brasil, o tema tem particular notoriedade dada a dimensão e a duração dos contratos legados. Além disso, a presença de diversos subsídios na configuração atual do setor elétrico brasileiro agrava desequilíbrios e eleva a expectativa futura dos custos dos contratos legados, pois aumenta significativamente os incentivos para sair do ambiente regulado e causa uma sobreoferta no sistema como um todo.

Assim, ainda que a eliminação dos custos e riscos dos contratos legados seja algo extremamente difícil, há medidas que podem ser implementadas para mitigação de seus danos, com a redução de seus custos totais e da ineficiência alocativa a eles associada. **Entende-se que a implementação dessas medidas previamente à abertura de mercado é imprescindível para evitar a insustentabilidade do setor elétrico como um todo.**

A proposta de Portaria apresentada pelo MME nesta Consulta Pública regulamenta a abertura irrestrita do Ambiente Livre aos consumidores conectados em Média e Alta Tensão. **No entender da ABRADDEE, trata-se de atitude precipitada.**

Como apresentamos nesse documento, a abertura do mercado deve ser construída de forma sustentável e equilibrada. Tal movimento de modernização deve se pautar no comando da Lei nº 9.074, que em seu art. 15, § 5º, proíbe que a opção de escolha do fornecedor por parte dos consumidores com acesso ao ACL acarrete custos para os demais consumidores.

Nesse sentido, a sobrecontratação resultante dos contratos legados e da migração de consumidores nessa nova janela que propõe o MME, trará, em 2024, R\$ 5,5 bilhões de custos adicionais para os consumidores regulados remanescentes. Os subsídios a serem pagos pela CDE, pela opção de compra de geradores fonte incentivada, acrescentará algo em torno de R\$ 2,5 bilhões/ano à conta, que impactará os consumidores em geral, mas com impacto mais acentuado nos consumidores regulados.

Em meio a esses custos objetivos, a expansão do ACL pela sua abertura prematura, aumentará o custo do atributo termoeletrico aos consumidores que não puderem migrar para o mercado livre. O volume de contratos legados seguirá se estendendo para além de 2050, dadas as regras atuais de contratação a que se submetem as Distribuidoras.

Ficou claramente demonstrado que a ampliação da abertura do mercado, como proposta na abertura da presente CP nº 131/2022, implicará em aumento tarifário para os consumidores regulados remanescentes, o que entendemos não ser a abordagem mais apropriada. **Os mecanismos aqui apontados para minimizar ou eliminar os impactos para os consumidores regulados devem ser implementados de forma antecedente a qualquer medida de ampliação da abertura de mercado em relação aos limites atualmente vigentes, sob pena de se descumprir o já citado preceito estabelecido no art. 15, § 5º, da Lei nº 9.074/95, que é um princípio norteador da edição de qualquer medida infralegal.**

Assim, a ABRADDEE propõe que a abertura do mercado aos consumidores conectados em MT e AT seja necessariamente precedida dos aprimoramentos propostos nessa contribuição, como a aprovação do PL 414/2021. Por esta razão, a minuta de portaria submetida à consulta pública não poderia estabelecer 2024 como prazo de ampliação da abertura do mercado, pelas razões acima expostas, razão pela qual defendemos que o prazo assinalado na minuta de portaria deveria ser posterior à efetiva implementação das medidas mitigatórias de impacto para os consumidores regulados, como o devido tratamento dos contratos legados, da sobrecontratação a eles associados e a limitação dos subsídios exclusivos do ACL.

Ainda conforme destacado no item 5.2, a ABRADDEE propõe a inclusão do § 3º no art. 1º da minuta de Portaria do Ministro de Minas e Energia, de forma a condicionar a migração de novos consumidores ao pagamento dos custos remanescentes de operações financeiras setorialmente contratadas com vistas à modicidade tarifária e encargos exclusivos ao ACR, conforme segue:

Art. 3º Os consumidores de que trata o § 2º do art. 1º, deverão arcar, mediante componente tarifária cobrada na proporção do consumo de energia elétrica, com os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária e dos encargos tarifários incidentes exclusivamente sobre os consumidores regulados.