

**IANCA DA SILVEIRA DE OLIVEIRA**

**Abertura do Mercado e o rebatimento dos Contratos Legados sobre o repasse da sobrecontratação de energia das distribuidoras de energia elétrica: uma discussão conceitual e metodológica**

São Paulo

2024

**IANCA DA SILVEIRA DE OLIVEIRA**

**Abertura do Mercado e o rebatimento dos Contratos Legados sobre o repasse da sobrecontratação de energia das distribuidoras de energia elétrica: uma discussão conceitual e metodológica**

(Versão Revisada)

Dissertação apresentada à Escola de Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos.

São Paulo

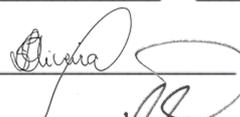
2024

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 19 de Fevereiro de 2024

Assinatura do autor:



Assinatura do orientador:



#### Catálogo-na-publicação

Oliveira, Ianca da Silveira de

Abertura do Mercado e o rebatimento dos Contratos Legados sobre o repasse da sobrecontratação de energia das distribuidoras de energia elétrica: uma discussão conceitual e metodológica / I. S. Oliveira -- versão corr. -- São Paulo, 2024.

148 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Planejamento energético 2.Contratos Legados 3.Mercado Livre (desenvolvimento) 4.Distribuição de Energia Elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Nome: Oliveira, Ianca da Silveira de.

Título: Abertura do Mercado e o rebatimento dos Contratos Legados sobre o repasse da sobrecontratação de energia das distribuidoras de energia elétrica: Uma discussão conceitual e metodológica.

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de mestre em ciências.

Aprovado em:

### **BANCA EXAMINADORA**

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos (Presidente da Banca)

Instituição: Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Assinatura: \_\_\_\_\_

Dr. Alexandre Guedes Viana

Instituição: Thymos Energia

Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Roberto Castro

Instituição: MRTS Consultoria

Assinatura: \_\_\_\_\_

*Aos meus pais Adilson e Sildinea e a todos meus amigos que  
ouviram por dias a fio minhas reclamações.*

## **AGRADECIMENTOS**

Devo este trabalho e a pessoa e profissional que sou hoje aos meus amigos e família, que sempre me apoiaram nas minhas escolhas.

Aos meus pais, que sempre permitiram que eu trilhasse meu próprio caminho e me deram apoio, amor e carinho incondicionais.

Aos meus antigos diretores e gestores Donato Filho, Ewerton Guarnier e Paola Dorado, que foram para mim exemplos de liderança e de profissionais, me inspiram a sempre continuar me desenvolvendo e buscando por conhecimento.

Aos meus antigos colegas da EDP, que me ajudaram a desenvolver o encantamento pelo setor de energia e a fazer meus dias em São Paulo possíveis.

Ao meu orientador, professor Dr. Dorel Soares Ramos, que com paciência e dedicação me ajudou a chegar ao resultado desta pesquisa, e aos membros desta banca Dr. Alexandre Viana e Prof. Dr. Roberto Castro, pelas sugestões e aprimoramentos.

Ao Tiago Gremoni e à Juliana Passadore, que foram além de generosos comigo durante o processo de escrita desta dissertação, e dispenderam tempo e paciência para cada conversa e leitura.

Aos meus amigos Gustavo, Naiana, Yann e Felipe, que não apenas me apoiaram, mas me ajudaram a lembrar meus objetivos e motivos por trás de querer continuar minha pesquisa. O processo seria mais difícil sem vocês.

*“Em algum lugar, alguma coisa incrível está esperando para ser descoberta”*

(Carl Sagan)

## RESUMO

OLIVEIRA, I. S. Abertura do Mercado e o rebatimento dos Contratos Legados sobre o repasse da sobrecontratação de energia das distribuidoras de energia elétrica: Uma discussão conceitual e metodológica. 2023. 148 f. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

A gestão de portfólio das distribuidoras de energia tem sofrido diversas modificações e esbarrado em novos desafios a cada ano. O processo da migração de consumidores ao mercado livre, que passou a se intensificar a partir de 2016, trouxe à tona problemas de ineficiência nos mecanismos de redução contratual para a energia contratada pelas Distribuidoras para atender a seu mercado, culminando em cenários de excedentes de energia por parte das companhias. Tal problema, cuja solução vem sendo discutida nos últimos 7 anos, tende a ser intensificado com a abertura do mercado livre ao consumidor de baixa tensão, evento que vem sendo analisado pelo Ministério de Minas e Energia e que se avalia que deva ocorrer em um futuro próximo. A estruturação de um mercado varejista robusto, portanto, é um objetivo desejado para evitar que os custos sistêmicos se apresentem como um impeditivo para o avanço da liberação do setor. Este trabalho aborda uma proposta para endereçar tal questão, buscando avaliar a amplitude do problema da sobrecontratação – atual e frente a diferentes cenários de migração possível – e sugerindo possibilidades para reduzir os impactos e absorvê-los pelos consumidores cativos e livres do país, a depender das taxas de migração visualizadas no decorrer do processo.

**Palavras-chave:** Planejamento Energético, Contratos Legados, Mercado Livre (Desenvolvimento), Distribuição de Energia Elétrica.

## ABSTRACT

OLIVEIRA, I. S. Market Opening and the impact of Legacy Contracts on the transfer of overcontracting costs of electricity distributors: A conceptual and methodological discussion. 2023. 148 f. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

The portfolio management of energy distributors has undergone several changes and has faced new challenges every year. The increased migration of consumers to the free market, which began to intensify in 2016, brought to light efficiency problems in contract reduction mechanisms, culminating in energy surplus scenarios by companies. This problem, whose solution has been discussed for the last 7 years, tends to be intensified with the opening of the free market to low voltage consumers, an event that has been analyzed by the Ministry of Mines and Energy and which should occur in the near future. The structuring of a robust retail market is therefore a desired goal to prevent systemic costs from becoming an impediment to the progress of the sector's liberation. This work discusses a proposal to address this issue, seeking to assess the extent of the overcontracting problem - current and in the face of different possible migration scenarios - and suggesting possibilities to reduce the impacts and absorb them by the country's regulated and free agents, depending on the migration rates visualized in the course of the process.

**Keywords:** Energy Planning; Legacy Contracts; Free Market (Development); Electricity Distribution.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

---

### FIGURAS

Figura 1 – Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro a partir de 2004. ....	23
Figura 2 – Linha do tempo para apuração da nova tarifa a ser paga pelo consumidor ao término do ano tarifário.....	31
Figura 3 – Representação esquemática do funcionamento da CCRBT.....	40
Figura 4 – Esquema de repactuação de risco hidrológico no âmbito do ACR, com repasse de riscos e prêmio às distribuidoras. ....	46

### GRÁFICOS

Gráfico 1 – Preço médio dos Leilões nos 5 primeiros anos do novo modelo do setor elétrico (2005-2010) atualizados por IPCA para junho/2023.....	26
Gráfico 2 – Evolução do nível de armazenamento dos reservatórios de água do país, em % do volume total.....	30
Gráfico 3 – PLD histórico entre o período de 2012 a 2023.....	31
Gráfico 4 – Fator de ajuste do MRE.....	35
Gráfico 5 – Geração termelétrica no SIN, em MWm, entre 2006 e 2022.....	35
Gráfico 6 – Modelo de Liquidação de Energia de agentes geradores do MRE e exposição ao Mercado de Curto Prazo.....	36
Gráfico 7 – Número de agentes geradores que aderiram aos produtos de repactuação ofertados pela REN 684/2015.....	49
Gráfico 8 – Comparativo entre a capacidade instaladas das usinas térmicas e o valor do CVU para cada faixa de acionamento das bandeiras tarifárias vigentes conforme REH 1.859/2015. ....	50
Gráfico 9 – Análise de custos estimados da geração térmica para determinação do gatilho do Patamar I e II da bandeira vermelha. ....	50
Gráfico 10 – Composição do saldo da CCRBT durante manutenção do gatilho proposto pela REH 2.016/2016.....	53
Gráfico 11 – Correlação entre o cenário energético – devido ao baixo GSF – com a evolução de custos da CCRBT. ....	54
Gráfico 12 – Alteração da metodologia de acionamento de bandeiras e consequente recuperação da CCRBT sem se tornar, contudo, superavitária. ....	58
Gráfico 13 - Evolução da TE média do Brasil para o consumidor residencial entre 2013 e 2018.....	59
Gráfico 14 – Variação entre a carga projetada e realizada entre o período de 2014 a 2018. ...	60
Gráfico 15 – Aumento do número das instalações no ACL entre 2015 e 2022. ....	61
Gráfico 16 – Evolução do portfólio de energia existente das distribuidoras no Brasil, com a conversão desses contratos em CCGF.....	62
Gráfico 17 – Evolução do portfólio gerenciável por MCSD de Energia Existente entre 2012 e 2016, devido à conversão de contratos em CCGF pela Lei 12.783/2013. ....	62
Gráfico 18 – Desequilíbrio na redução de energia existente, em prol da substituição por CCGF, entre distribuidoras do submercado SE. ....	63
Gráfico 19 – Declaração de sobras realizadas no âmbito do primeiro processamento de MCSD de Energia Nova, com horizonte de redução para segundo semestre de 2016.....	64
Gráfico 20 – Reduções contratuais realizadas através de acordos bilaterais no âmbito da REN 711/2016.....	65

Gráfico 21 – Nível de contratação das principais concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil no ciclo tarifário referente ao ano de 2016.....	66
Gráfico 22 – Modelo de operacionalização do MVE.....	71
Gráfico 23 – Resultado do primeiro processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes, em dezembro de 2018.....	71
Gráfico 24 – Nível de contratação das distribuidoras apurados nos reajustes tarifários de 2016 a 2019. ....	75
Gráfico 25 – Montante contratado nos Leilões de Energia Nova realizados desde 2005. ....	89
Gráfico 26 – Evolução da GD no Brasil, considerando dados realizados até 06/2023. ....	91
Gráfico 27 – Esquema de gestão do nível de contratação de uma distribuidora genérica D1..	97
Gráfico 28 – Nível de contratação por empresa no período de 2016 a 2020. ....	99
Gráfico 29 – Comparação entre as diferentes metodologias de apuração da sobrecontratação involuntária.....	100
Gráfico 30 – Montantes de energia involuntários apurados por ano conforme metodologia estabelecida nesse estudo.....	100
Gráfico 31 – Correlação entre a energia involuntária apurada neste estudo e o PLD médio anual. ....	102
Gráfico 32 – Sobrecontratação total e custo de repasse aos consumidores após apuração da involuntariedade. ....	103
Gráfico 33 – Composição dos contratos legados das distribuidoras de energia no Brasil [MWm] .....	120
Gráfico 34 – Potencial de contratos com possibilidade de alteração no regime contratual. ..	120
Gráfico 35 – Breakeven calculado e composição da margem para repactuação dos contratos legados ao ambiente livre. ....	121
Gráfico 36 – Correlação histórica entre o PIB e o consumo de energia no país .....	122
Gráfico 37 – Projeção de carga para o mercado cativo nacional.....	122
Gráfico 38 – Cenários de migração criados para análise, em função do mercado total cativo. ....	125
Gráfico 39 – Dispersão de PLD utilizada na análise. ....	125
Gráfico 40 – Histograma de distribuição de resultados (custo dos contratos remanescentes no mercado cativo) para o caso base e as duas sensibilidades. ....	128
Gráfico 41 – Comparação entre as curvas de distribuição de custos para rateio entre consumidores cativos e para criação do encargo de sobrecontratação (rateio entre livres e cativos) .....	129

## QUADROS

Quadro 1 – Movimentação financeira da CDE em 2013, em R\$.....	32
Quadro 2 – Ábaco de acionamento de bandeiras tarifárias aprovados pela REH nº 2.392/2018. ....	57
Quadro 3 – Modelos de agente supridor default estabelecidos no início do processo de abertura do mercado varejista de eletricidade nos Estados Unidos. ....	113

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Percentual de redução das tarifas residenciais (B1) após MP579 para o ano de 2013	28
Tabela 2 – Proposta de Bandeiras Tarifárias aprovadas pela REN 649/2015 com vigência a partir de março do mesmo ano.	41
Tabela 3 – Aplicação das Bandeiras Tarifárias durante o ano de 2015.	41
Tabela 4 – Resumo do posicionamento da ANEEL e das Associações no âmbito da abertura da Audiência Pública de nº 32/2015.	43
Tabela 5 – Valores de prêmios unitário do mecanismo do ACR para cada classe de produto e fator f, com data-base em janeiro de 2015, para geradores que optarem para repactuação em 2015.	47
Tabela 6 – Ressarcimento retroativo a 2015 pela repactuação do risco hidrológico.	48
Tabela 7 – Proposta de Bandeiras Tarifárias aprovadas pela REH 2.016/2016 com vigência a partir de fevereiro do mesmo ano.	51
Tabela 8 – Acionamento das Bandeiras Tarifárias durante manutenção do gatilho proposto pela REH 2.016/2016.	51
Tabela 9 – Proposta de Bandeiras Tarifárias aprovadas pela REH 2.203/2017 com vigência a partir de fevereiro do mesmo ano.	56
Tabela 10 – Adicionais da bandeira aprovados pela REH 2.392/2018 com vigência a partir de maio do mesmo ano.	57
Tabela 11 – Resumo das negociações no primeiro processamento do MVE.	72
Tabela 12 - Eventos considerados para apuração dos montantes de sobrecontratação de 2016.	78
Tabela 13 – Eventos considerados para apuração dos montantes de sobrecontratação de 2017.	79
Tabela 14 – Energia excedente acima de 105% consolidada a nível Brasil.	99
Tabela 15 – Cenários de Migração, em função do mercado cativo total.	124
Tabela 16 – Mapa de calor do aumento tarifário para cada cenário de migração.	127
Tabela 17 – Variação média entre o impacto de rateio dos custos dos contratos legados entre o mercado cativo ou através do encargo de sobrecontratação (cativo + livre), para o cenário base	130

## LISTA DE SIGLAS

---

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABRAGE	Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
ACC	Agente Centralizador de Contratos
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Cativo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
APINE	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEAR	Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Painel de Preços
CCGF	Contratos de Cota de Garantia Física
CCRBT	Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CGCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal da Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CVA	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A
CVU	Custo Variável Unitário
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS_SE	Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética
GSF	Generation Scaling Factor
LEN	Leilões de Energia Nova
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MVE	Mecanismo de Venda de Excedentes
ONS	Operador Nacional do Sistema
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
PPT	Programa Prioritário de Termelétricidade

RESEB Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro  
TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>16</b>
	Objetivo .....	17
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>18</b>
2.1	O surgimento do setor elétrico brasileiro .....	18
2.2	O então Novo Modelo do setor elétrico brasileiro .....	22
2.3	Os primeiros mecanismos de contratação e descontração de energia .....	24
2.4	A MP 579 e o impacto do regime dos Contratos de Garantia Física .....	27
2.5	O cenário energético na gestão tarifária da distribuidora: o Risco Hidrológico .....	33
2.6	A institucionalização das Bandeiras Tarifárias .....	37
2.7	A Repactuação do Risco Hidrológico .....	42
2.8	Déficit tarifário e revisão da CCRBT .....	49
2.9	Gestão de portfólio no período pós-Lei 12.783/2013 .....	61
2.10	O processo da sobrecontratação e as negociações com a ANEEL .....	74
2.11	A CP 33 e os desafios da visão de futuro para o mercado de energia elétrica no âmbito da sobrecontratação das distribuidoras .....	86
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA E DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO ATUAL</b> .....	<b>92</b>
3.1	Racional da Metodologia para equacionamento da questão de sobrecontratação .....	92
3.2	Descrição sumária das etapas de avaliação .....	92
3.2.1	<b>FASE 1 – Avaliação da situação vigente</b> .....	<b>92</b>
3.2.2	<b>FASE 2 – Direcionamento da abertura de mercado</b> .....	<b>94</b>
3.3	DIAGNÓSTICO – AVALIAÇÃO DA SITUAÇÃO VIGENTE .....	94
<b>4</b>	<b>DIRECIONAMENTO DA ABERTURA DE MERCADO E PROPOSTAS DE SOLUÇÃO PARA A SOBRECONTRATAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS</b> .....	<b>105</b>
4.1	Liberalização de mercados mundiais .....	105
4.2	Supridor de Última Instância e desenho de tarifas .....	111
4.3	Tratamento dos Contratos Legados .....	118
4.4	Demais sugestões para endereçamentos regulatórios .....	131
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>133</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>137</b>

## 1 INTRODUÇÃO

---

O modelo vigente do setor elétrico tem suas bases de funcionamento definidas pelas reformas que ocorreram no setor entre o final da década de 1990 e início dos anos 2000. Essas reformas, motivadas pelas crises econômicas do final da década de 1980, como também influenciadas pelo petróleo e pelo racionamento do início do século XXI, induziram a formulação do então Novo Modelo do Setor Elétrico, que foi instituído pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163 de mesmo ano.

Um dos principais pontos desse desenho de mercado foi a definição da estrutura de expansão de geração do sistema elétrico nacional. Através da institucionalização de leilões, visava-se definir um modelo eficiente de contratação de energia para as distribuidoras, além de uma redução de riscos de contratação entre os agentes envolvidos nas transações de compra e venda. O mecanismo do leilão de energia é pautado na declaração de necessidade de compra das distribuidoras em função de atendimento à expectativa de mercado consumidor da sua área de concessão e na estratégia da Empresa de Pesquisa Energética em relação às fontes participantes do certame.

Com contratos de longo prazo firmados entre o gerador sagrado vencedor e as concessionárias de distribuição, é possível garantir financiamentos para a construção de novos empreendimentos e, dessa forma, viabilizar a expansão do sistema. Não obstante, o modelo vem esbarrando em desafios para suprir as mudanças do setor ao longo do tempo. Com o aumento da migração dos consumidores ao Ambiente Livre, além da inserção de novas tecnologias, como a Geração Distribuída, e da limitação nos mecanismos para gestão do portfólio, as distribuidoras passaram a enfrentar dificuldades para realizar o atendimento da sua área de concessão.

Por exemplo, a gestão de uma possível sobrecontratação (maior quantidade de contrato que mercado a ser atendido) é limitada a uma série de eventos regulados, cuja efetividade vem se reduzindo com o passar dos anos. Diante desse contexto, em 2016, as distribuidoras entraram com pedido junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para tornar mais abrangentes as metodologias de gestão do portfólio, além de considerar a migração dos consumidores como sobrecontratação involuntária, com direito de repasse dos custos à tarifa de energia. O pedido tem sido discutido desde então, com divergências em relação à abordagem que a agência adota e sobre como as concessionárias de energia entendem como solução ideal para administrar a situação. Com a abertura do mercado de alta tensão a partir de 2024 e as discussões recentes a respeito de estender esse processo para a baixa tensão em breve, a

incerteza em relação ao comportamento do mercado consumidor cativo se ampliou e trouxe consigo o potencial de intensificar as exposições das distribuidoras ao mercado de curto prazo.

Se, por um lado, há necessidade de rever a eficiência dos mecanismos de gestão da sobrecontratação das companhias, que tende a ser agravada com a movimentação do mercado consumidor entre os ambientes cativo e livre, por outro, entende-se que uma ampliação desse movimento de migração deve vir acompanhada de mudanças robustas que possibilitem uma estruturação eficaz de modelo de mercado<sup>1</sup>.

## **Objetivo**

O objetivo central deste trabalho, portanto, é apresentar uma proposta de endereçamento da sobrecontratação das distribuidoras no âmbito de abertura de mercado ao consumidor de baixa tensão. De forma prática, o endereçamento dos contratos legados, oriundos dos Leilões de Expansão, vem de encontro à limitação do processo de perpetuação da sobrecontratação, que passa a ser insustentável com um aumento de migração significativo.

Tal proposta passa pela apuração dos montantes acumulados no processo de negociação com a ANEEL desde 2016, que devem ser liquidados com brevidade para evitar o acúmulo indefinido de valores. O levantamento dos custos envolvidos é realizado por meio da adoção de premissas para definição da não responsabilidade (“involuntariedade”) das distribuidoras no processo e consequente cálculo do custo das exposições acumuladas no horizonte até 2021.

Para além dessa apuração, este trabalho visa estabelecer uma proposta de arquitetura institucional que atenda aos objetivos de um mercado varejista residencial estável e competitivo e, também, demonstrar como trabalhar a questão da sobrecontratação por meio do tratamento dos contratos legados durante a fase de transição. É importante estabelecer não apenas uma proposta para endereçar os contratos vigentes, como também a viabilidade econômica de aplicação dessa proposta.

Para compor o entendimento da questão da sobrecontratação, a magnitude que este tema representa para o setor e os potenciais desafios frente à abertura do mercado, é retratada a evolução da gestão de portfólio das distribuidoras desde a institucionalização do modelo vigente por meio do Decreto 5.163/2004. A solução apresentada está dividida em duas fases que endereça os custos vigentes e a viabilidade econômica do modelo de transição sugerido.

---

<sup>1</sup> Inicialmente sugerida pela portaria nº 465/2019 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2019) e posteriormente ratificada pela portaria de nº 50/2022 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2022).

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

---

### 2.1 O surgimento do setor elétrico brasileiro

O advento da eletricidade no âmbito da Segunda Revolução Industrial representou não apenas a criação de uma nova tecnologia, como também a reestruturação do próprio modelo de sociedade. A descoberta das pilhas, o dínamo e a invenção da lâmpada incandescente, no século XIX, foram pequenos passos para um desenvolvimento social que não seria possível de outra forma, moldando novos costumes e tradições.

No Brasil, a eletricidade teve sua porta de entrada em 1879, através da nova iluminação da Estação Central, no Rio de Janeiro (PAIXÃO, 2000). Desde então, a evolução da regulação para distribuição da tecnologia ao longo do território nacional passou por diversas fases até chegar à maneira como é tratada atualmente.

A partir da chegada da energia elétrica no Brasil, o avanço de seu uso pelo país não poderia mais ser evitado. Foram inauguradas as Usinas Hidrelétricas, com regime de concessão para o aproveitamento público da geração, além da instalação de infraestrutura de distribuição e transmissão ao redor do território nacional. Em 1957, foi publicado o decreto que estabelecia as diretrizes para as bases conceituais e estruturais da regulação ainda vigente atualmente, passando por definições, normas, estruturas tarifárias e regimes de concessão e autorização. Na sequência, foi criado o Ministério de Minas e Energia (MME), além da organização da Eletrobrás e de diversas outras empresas de distribuição estatal de energia.

No final da década de 1980, o modelo que estava vigente começou a enfrentar dificuldades. A crise financeira da época implicou em medidas como o congelamento tarifário e alta inadimplência, além de blecautes recorrentes causados pelo aumento da demanda, que não foi acompanhado pela geração de energia.

Para suprir essa demanda por soluções estruturais para a crise do setor elétrico, foram promulgadas leis para solucionar o problema de inadimplência setorial, o aumento da capacidade instalada do país, dando-se início às propostas para a revitalização do modelo institucional. Em 1995, deu-se início os trâmites para o projeto que viria a se chamar Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), que, com auxílio da consultoria britânica Coopers & Lybrand e de diversos profissionais renomados do setor, trabalharam para desenvolver um novo marco regulatório, que representou as bases para o atual modelo do setor elétrico.

Em 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que substituiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) como responsável pela regulação do setor. Além disso, as reestruturações do setor envolveram a desverticalização de empresas, de forma a fomentar a competitividade. Segundo Almeida (2007), a desverticalização se apresentou como uma resposta natural às demandas por menores tarifas e ampliação das tecnologias do setor (ALMEIDA, 2007) e a separação das áreas de atuação no Brasil foi realizada com base no modelo que era vigente à época na Inglaterra (PAIXÃO, 2000), vista como um caso de sucesso da reestruturação energética no mundo

Fundamentalmente, a modelagem adotada envolveu a separação dos ambientes livre e regulado, sendo o ambiente livre focado na geração e comercialização de energia, com práticas de livre concorrência e, de outro lado, o ambiente regulado focado nos consumidores cativos e nas empresas de distribuição e transmissão, caracterizadas como monopólios naturais e sujeitas a forte regulação da ANEEL, visando assim proporcionar qualidade no fornecimento de energia à população.

Em 1998, foi criado o Mercado Atacadista Brasileiro, caracterizado pela sigla MAE, institucionalizado como o ambiente para negociação de energia no ambiente livre. Entretanto, um dos desafios apontados (TEODORO, 2006) que dificultavam alavancar a competitividade desse novo ambiente era a divergência entre os agentes detentores das fontes de energia com projetos já amortizados, chamados de energia velha, vis-à-vis a necessidade de implementação de novas unidades geradoras, bem como a conseqüente variação de preços entre as possíveis ofertas. Para viabilizar a implementação e desses investimentos e ao mesmo tempo impedir uma “explosão” tarifária decorrente da liberação de preços, foram firmados os Contratos Iniciais, alocando às distribuidoras o compromisso desses contratos, que incluíam a energia de Itaipu Binacional e de usinas termelétricas planejadas. A ideia inicial é que se tornasse parte de livre negociação de energia a compra da demanda das concessionárias de distribuição e, conforme a Lei 9.648/98, o montante obrigatório que constituiria o portfólio das distribuidoras seguiria definido até 2002, sendo reduzido 25% anualmente a partir de então.

Em 1999, houve o primeiro sinal de uma possível crise energética. Já no plano decenal de energia publicado no ano era previsto um alto risco de racionamento, previsível para o ano 2000. A explicação era de que a oferta de energia não havia evoluído conforme o consumo. Esse desequilíbrio era justificado por um vácuo legal na regulamentação das concessões existentes, uma falta de incentivo para adesão de novos agentes e a incerteza no processo de reestruturação do setor, fatores que reduziam o interesse no processo de oferta de energia.

Desde 1989 o consumo aumentou 270%, enquanto a oferta se manteve em patamares de 220% de aumento (BARDELIN, 2004). O atraso na entrega de obras de geração e transmissão de energia elétrica previstos para o período entre 1998 e 2001, que representaram 22.000 GWh atrelados a uma piora do cenário energético com escassez de chuvas, levou à declaração de racionamento por parte do governo em Maio de 2001.

Simultaneamente, os esforços governamentais estavam focados na ampliação do parque térmico. Com o acordo do *Gasbol (Gasoduto da Bolívia)* assinado em 1996 e com incentivo no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), foram dados subsídios para novas construções que auxiliariam a transposição do período crítico do início do novo século com a inserção de 49 novas usinas. Entretanto, a alta dependência do dólar no preço do gás natural negociado resultou em uma quebra de expectativas, com pouca adesão do capital privado para efetivar a construção dessas plantas. Apenas em 2000, portanto, o governo federal lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) como uma nova medida para ampliação dessa fonte energética. Por conseguinte, quando houve a necessidade de energia, o projeto ainda estava muito aquém de sua conclusão, inviabilizando a utilização dessas novas plantas para suprimento da demanda.

Com a declaração de racionamento, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), cujos objetivos eram baseados em administrar os programas de ajuste da demanda, coordenar os esforços para aumento de oferta de energia e propor e implementar medidas emergenciais (TEODORO, 2006). Com base nos dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), do Ministério de Minas e Energia (MME) e da própria ANEEL, as diretrizes de limites de fornecimento de energia e tarifação foram definidas para o período:

- a) para consumidores de baixa tensão, residenciais, comerciais ou industriais das regiões norte, nordeste e sudeste-centro oeste. A redução era pautada na média do consumo de energia dos meses de maio a julho, cuja meta era atingir 80% desse valor;
- b) para consumidores de média e alta tensão a medida era similar, porém a meta variava de 75% a 85%, de acordo com o ramo de atividade;
- c) foi definido também um bônus e penalidades com base no atingimento ou não dessas metas nos faturamentos das contas a partir de junho de 2021. Para reduções acima de 20% do consumo, havia uma redução nos valores das contas. Nos casos, porém, que a meta não fosse atingida, seriam promovidos cortes de três dias de abastecimento e, no

caso de reincidência, seis dias, além de uma multa que variava entre 50% e 200%, a depender da faixa de consumo.

- d) consumidores com consumo máximo de 100 kWh por mês foram isentos das penalidades.

Para grandes consumidores que já faziam parte do MAE, houve a possibilidade de compra de energia por meio de leilões, nos quais as distribuidoras vendiam excedentes de energia do racionamento acima da meta prevista. Esses leilões, chamados de Leilões de Certificados, eram realizados diariamente e constituíram a primeira referência de preços do Brasil, apesar das distorções causadas pelo racionamento. Além disso, era possível realizar agrupamentos de metas entre empresas inscritas sob um mesmo CNPJ. Nesse modelo, era possível que unidades que consumiam acima da meta fossem recompensadas por aquelas que conseguiam se manter abaixo do limite desejado (TEODORO, 2006).

A partir de dezembro de 2001, foi instituído pelo governo federal o Acordo Geral, que previu ações para normalização do período pós-acionamento, incluindo reajustes tarifários extraordinários para suprimento dos prejuízos das distribuidoras durante o período.

O racionamento teve fim em Fevereiro de 2002 e deixou como legado aumentos expressivos na tarifa dos consumidores. O Programa Emergencial, que entrou como forma de viabilizar o término do racionamento, contratou como um aluguel 57 usinas a diesel e óleo combustível a uma receita fixa de 100,00 R\$/MW e uma receita variável de 188,00 R\$/MWh. Após três anos nesse regime, as usinas tiveram o controle da operação devolvido aos proprietários, constituindo um custo total aos consumidores de R\$ 6,11 bilhões quando desligadas e R\$ 17,61 bilhões quando operavam (TEODORO, 2006). A comparação com a utilização de usinas hidrelétricas, cujo custo era em torno de 40,00 R\$/MWh, não era feita apenas pela diferença de valor entre as fontes, mas também pelo fato de que ao término do período de aluguel, as usinas térmicas não compuseram o parque elétrico do país.

Durante esse período, o governo federal ainda concedeu recursos para implementação de usinas eólicas, com meta de instalação de 1050 MW até o final de 2003 e, também, pela instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, o PROINFA, que proporcionava incentivos financeiros à construção de usinas eólicas, PCHs e usinas a biomassa.

Após a experiência do racionamento, o modelo do sistema elétrico nacional começou a passar por novas alterações, com foco em reduzir os pontos que foram considerados frágeis no RESEB, entre estes, o fato de que a privatização das empresas não havia sido atrelada a um plano de expansão energético nacional.

O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro foi elaborado pelo MME em 2003 pelas MP 144 e 145, que vieram a se tornar as leis de nº 10.847 e 10.848 de 2004, pautando-se em medidas para alcançar a modicidade tarifária e a universalização do acesso, garantir a expansão e a segurança da oferta de energia elétrica e assegurar um marco regulatório estável.

O Decreto nº 5.163/2004 veio por fim definir as regras de comercialização de energia (TEODORO, 2006), e os princípios básicos do novo modelo do SEB foram definidos da seguinte forma:

- a) definição de novas regras para contratação de energia elétrica no país, dividindo o modelo em dois ambientes de contratação; o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), no qual a compra de energia se pautaria pela menor tarifa em licitação, a inclusão da obrigatoriedade de contratação de 100% da demanda esperada por meio de contratos com prazo superior a cinco anos e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que manteve a premissa de acordos bilaterais para negociações;
- b) desverticalização das distribuidoras;
- c) criação de regras para contratação de novos empreendimentos de geração;
- d) definição de prazos para migração de consumidores potencialmente livres para o ACL;
- e) a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), substituta do MAE.

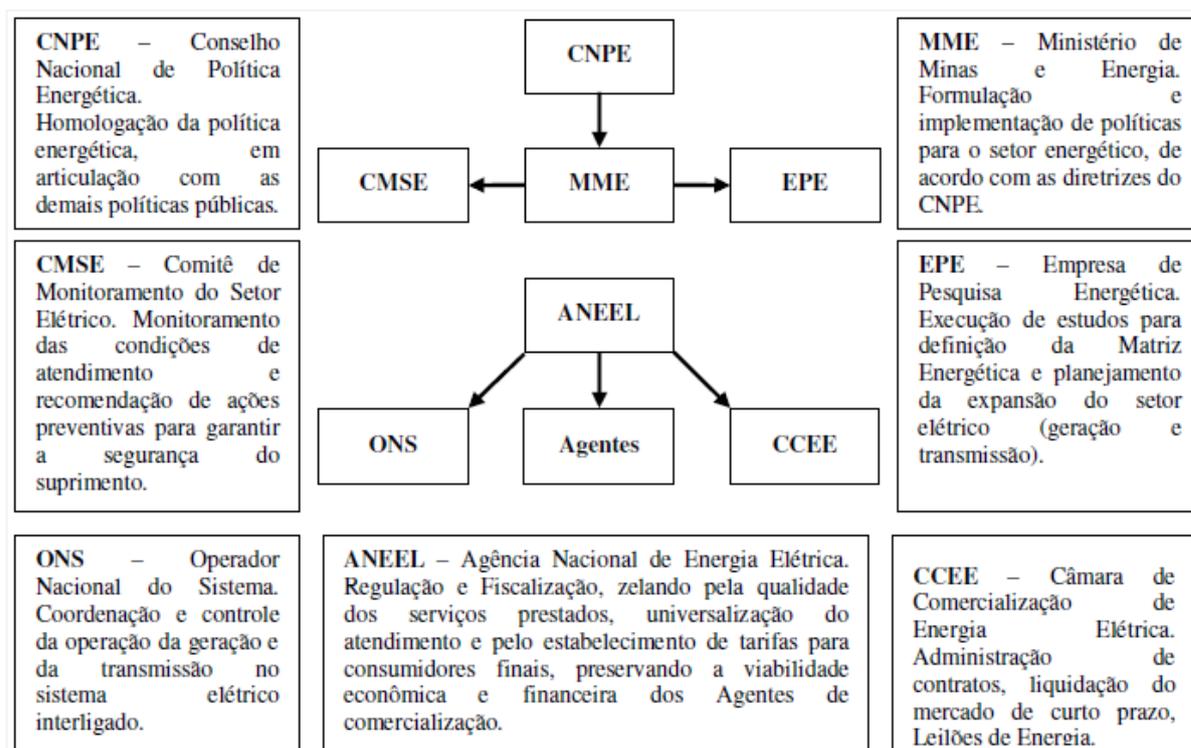
O pacote de reformas incluiu, ainda, uma maior autonomia ao Operador Nacional do Sistema (ONS), que havia sido criado em 1998, ampliando o escopo de atuação para envolver a operação do sistema, considerando as unidades de geração e transmissão de energia, mantendo o objetivo de segurança energética e minimização de custos para o sistema.

## **2.2 O então Novo Modelo do setor elétrico brasileiro**

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é formado pelos agentes de distribuição – responsável pelo fornecimento de energia elétrica aos consumidores cativos em sua área de concessão - e geradores, que, por meio da participação em leilões, fornecem energia para abastecer esse tipo de consumidor. O ACR contempla, portanto, preços regulados por meio de tarifas que são atualizadas segundo regulações estabelecidas pela ANEEL. Por sua vez, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) é formado pelos geradores que desejam comercializar sua energia no ACL e por consumidores livres e especiais.

Além disso, o decreto de 2004 definiu a necessidade de os consumidores apresentarem lastro para suprir 100% de seu consumo, com registro na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que ficou responsável pelas liquidações financeiras do setor. Em resumo, o modelo institucional do SEB pode ser ilustrado através do diagrama na Figura 1:

Figura 1 – Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro a partir de 2004.



Fonte: Teodoro (2006)

De forma a mitigar possíveis reincidências dos eventos de 2000, atribuiu-se à Empresa de Planejamento Energético (EPE) a responsabilidade de traçar os planos de desenvolvimento de médio e longo prazo do setor elétrico nacional. Através do Planejamento Decenal, a EPE define um cenário de referência para a implementação das diversas fontes de geração e transmissão, avaliadas para atendimento da demanda projetada do país. Com isso, era possível traçar as diretrizes para realização dos leilões – método de contratação de energia do mercado regulado, desenhado a partir da Lei nº 10.848/2004.

Nesse modelo, as distribuidoras de energia obrigatoriamente devem contratar a energia necessária para atendimento de seu mercado de concessão através de licitações centralizadas pelo governo em eventos estruturados e promovidos pela CCEE. Para os agentes do ACL, a comercialização de energia se dá por meio bilateral, sendo que a medição e liquidação dessas transações também são feitas por meio da Câmara.

Nos leilões para o ACR, a lógica permeia a ideia da contratação mais barata para atendimento da demanda estimada. Além disso, esse modelo gera um contrato de longo prazo entre o gerador que se sagra vencedor e a distribuidora compradora da energia da usina. Dessa forma, não se garante apenas o atendimento da demanda através da garantia de existência de energia atrelada ao leilão (sob penalidades para casos nos quais o gerador não seja capaz de entregar a energia negociada), como também representa uma garantia de retorno financeiro para o gerador, que viabiliza o investimento na construção de novas usinas e, conseqüentemente, no fortalecimento do lastro energético para atendimento da demanda nacional, garantindo a expansão necessária da matriz energética brasileira.

### **2.3 Os primeiros mecanismos de contratação e descontração de energia**

Os primeiros Leilões de Energia Nova (LEN), realizados em meados da primeira década do século XXI, tiveram estabelecida uma separação entre produtos ditos “por quantidade”, majoritariamente atendidos por usinas hidrelétricas e produtos ditos “por disponibilidade”, que em um primeiro momento abrangeu usinas termelétricas, eólicas e solares. Em um segundo momento, os produtos negociados por usinas eólicas e solares foram convertidos em quantidade.

A diferenciação era feita por meio do regime de entrega e período de contratação. Se por um lado usinas por quantidade eram contratadas para entregar energia por um período de 30 anos de concessão, tendo a obrigação de entrega na quantidade de energia negociada, usinas por disponibilidade foram negociadas para 15 anos, sendo que a entrega de energia só é acionada caso o operador despache centralizadamente o empreendimento.

Cada usina participante vende energia para todas as distribuidoras que participaram do mecanismo – proporcionalmente à demanda declarada de cada uma até o atendimento total (marginal). A energia também é negociada no chamado Centro de Gravidade, que representa um ponto fictício no qual, refletidas ali as cargas e as gerações, as perdas de transmissão se igualam para o gerador e para o consumidor.

No modelo por disponibilidade, a usina possui uma receita fixa anual, calculada de modo a cobrir os custos base de manutenção. Além disso, sempre que a usina é despachada, recebe o chamado Custo Variável Unitário (CVU), referente à remuneração do combustível da planta. Nesses primeiros leilões de energia nova, foram adicionados 5,6 GW médios de garantia física ao sistema. Segundo Guarnier (GUARNIER, 2014), o modelo instituído para fornecimento de energia previa garantir o suprimento de energia elétrica, promovendo a modicidade tarifária por meio de contratações eficientes através dos mecanismos de leilão.

Por sua vez, usinas que já apresentavam concessão, permissão ou autorização e queriam participar de novos processos de licitação, poderiam ser contratadas por meio de Leilões de Energia Existente (LEE). O primeiro LEE foi processado em 2004, com horizontes de atendimento iniciando a partir de 2005, 2006 e 2007, e comercializou um total de 17GWm entre 35 distribuidoras de energia (GUARNIER, 2014).

Além dos LEN e LEE, as distribuidoras podem ainda exercer a contratação de energia por meio de leilões de ajuste, leilões de fontes alternativas e leilões de projetos estruturantes. Todos esses mecanismos funcionam de forma semelhante, com contratação centralizada por meio de *pool* de participação, que garante um atendimento otimizado ao comprador enquanto minimiza o risco de insolvência para o vendedor por meio da diversificação da contraparte (TOLMASQUIM et al., 2022).

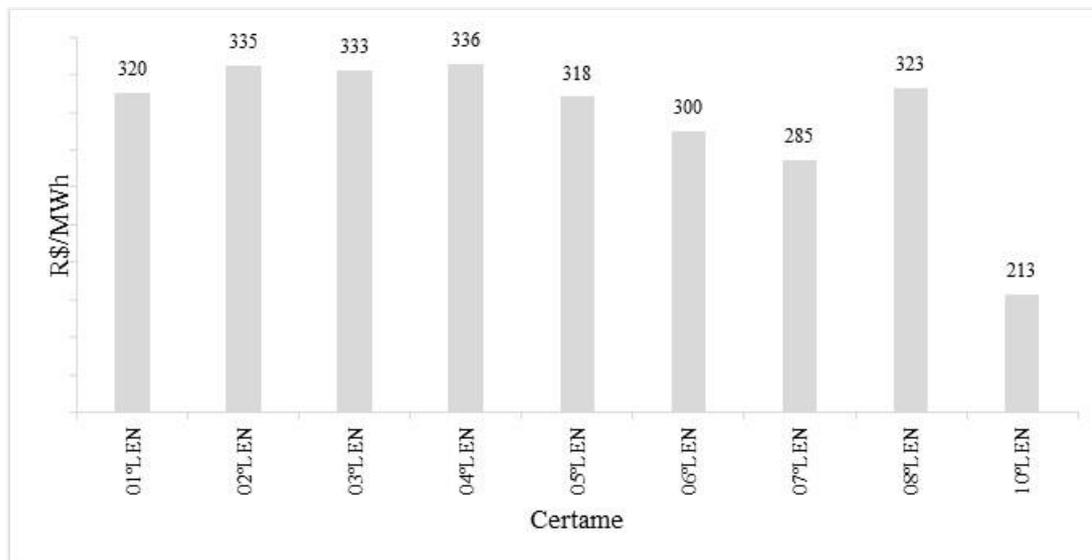
A instituição dos leilões fixou as receitas das distribuidoras de tal forma a garantir o controle dos custos de seus portfólios. O processo passivo de contratação de energia passou a se dar por meio da declaração de necessidade estimada para um mecanismo gerenciado centralizadamente pelo MME, que o utilizou para promover e incentivar as fontes segundo estratégia de expansão da EPE. Nesse sentido, por exemplo, distribuidoras que participaram do 2º e 4º LEN, porque necessitavam de energia para este horizonte, tiveram suas tarifas penalizadas em relação àquelas que precisaram de energia no 7º ou 10º LEN, cujos preços foram inferiores, conforme apresentado no Gráfico 1.

Devido à falta de gestão de custos, foi dada às empresas distribuidoras de energia a prerrogativa de repasse dos custos de aquisição de energia ao consumidor. O Decreto nº 5.163/2004 estabelece a forma como esses custos serão repassados, buscando incentivar que as distribuidoras façam a contratação de sua energia de forma mais otimizada possível.

A partir desse Modelo do Setor Elétrico, a composição do portfólio das distribuidoras passou a ser dada pelos contratos de Itaipu para aquelas empresas que se localizam no sul e sudeste, cujas cotas-parte são homologadas anualmente, pelos contratos legados bilaterais anteriores a 2004, as cotas do PROINFA, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia e os Leilões promovidos centralizadamente pela EPE.

Em 2013, houve ainda a adição dos contratos de cotas-parte das usinas termonucleares Angra I e Angra II, que foram distribuídas conforme o mercado de referência de cada concessionária de distribuição, conforme estabelecido pela REN 530/2012.

Gráfico 1 – Preço médio dos Leilões nos 5 primeiros anos do novo modelo do setor elétrico (2005-2010) atualizados por IPCA para junho/2023



Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

O Decreto nº 5.163/2004 ainda instituiu a possibilidade de redução de energia adquirida por meio dos Leilões de Energia Existente. Tal mecanismo surgiu como forma de proteção à distribuidora, dado a possibilidade de o cliente migrar para o mercado livre e a necessidade de ajuste do portfólio em consequência dessa redução de mercado. Adicionalmente, foi implementado o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD), que objetivava operacionalizar as possíveis reduções permanentes de energia contratada e a possível cessão de contratos entre distribuidoras, com consequente equilíbrio de portfólio entre aquelas companhias que, porventura, tiveram crescimento de mercado acima do esperado e aquelas cujos consumidores exerceram a opção de migração.

A REN 109/2004 que institucionalizou a CCEE foi responsável também por determinar a responsabilidade dessa câmara em relação ao processamento do MCSD, incluindo prazos e mecanismos de compensação, celebração de contratos e liquidação financeira das transações e, em 2005, foi aprovada a primeira versão das Regras de Comercialização contendo o submódulo 3.8 referentes a contratos de MCSD através da REN 161/2005. A regra à época previa a redução de contratos de energia existente vigentes na data de aplicação do mecanismo, que era realizado mensalmente quando havia declaração de sobras ou défit das distribuidoras. Anualmente a regra foi revisitada, passando a incluir mais de uma modalidade do mecanismo, como o MCSD Mensal, *ex-post*, trocas livres e Itaipu, cujo objetivo era o balanceamento das cotas compulsórias da Binacional.

Essa última modalidade, porém, deixou de ser necessária a partir da mudança de regra para definição das cotas-parte e foi descontinuado a partir de 2012, com a implementação do Novo Sistema de Contabilização e Liquidação da CCEE.

#### **2.4 A MP 579 e o impacto do regime dos Contratos de Garantia Física**

Em 2012, um novo evento representou mais um marco regulatório no setor de energia elétrica. A MP 579<sup>2</sup>, convertida na sequência em Lei 12.783/2013, teve como objetivo antecipar a renovação de concessão das UHEs e, a partir desse processo, fomentar a indústria nacional através da consequente queda nas tarifas de energia.

A proposta se baseou na redução de encargos utilizados para custear a universalização da energia elétrica no país, via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)<sup>3</sup>. Além disso, a medida também promoveu a renovação da concessão de usinas hidrelétricas com contratos a vencer, criando o regime de Usinas de Cotas de Garantia Física, o que também reduziria os custos dos clientes cativos.

Em relação à redução de encargos, a MP 579 exerceu um braço de atuação aportando montantes de tesouro nacional para reduzir o orçamento da CDE. Os novos montantes a serem rateado entre os consumidores de todo o país foram reduzidos em 25% do valor anterior vigente (MARQUES, 2014). Do valor restante, 81,86% da necessidade foi arcada pelo poder concedente, totalizando 8,46 bilhões de reais (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

Por sua vez, a renovação das concessões permitiria que os consumidores finais contratasse por meio das distribuidoras usinas cujo montante de investimento já teria sido amortizado e, portanto, cuja remuneração para cobertura de custos e investimento seria de menor valor. A proposta, que foi apresentada no dia 11 de setembro de 2012, listou 123 empreendimentos passíveis de serem impactados pelo texto, que somavam 22,4 GW de potência instalada, em linha com o disposto no Artigo 19 da Lei 9.074 de 1995<sup>4</sup>.

A medida proposta implementou uma alteração no regime de renovação de concessões vigentes à época. Algumas usinas que tinham em seu contrato a possibilidade de renovações baseadas nas regras anteriores perderam essa possibilidade com a nova edição.

---

<sup>2</sup> (BRASIL. CONGRESSO., 2012)

<sup>3</sup> A CDE foi um fundo setorial criado em 2002 pela Lei nº 10.438 de mesmo ano com objetivo de custear políticas públicas de desenvolvimento energético. A alçada dos valores arrecadados pela CDE envolve a universalização do serviço de energia elétrica através de subsídios para atendimento da Tarifa Social, desenvolvimento energético dos estados e competitividade de novas fontes alternativas de energia, como PCH's, usinas a biomassa, eólicas, a gás natural e a carvão mineral nacional (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

<sup>4</sup> Que trata sobre a prorrogação das concessões de geração de energia elétrica.

A partir da MP 579, os empreendimentos poderiam ter seus contratos postergados apenas por meio de adesão ao novo regime, com redução da remuneração da energia vendida ou através da participação de um novo processo de licitação.

Outros pontos que foram levados em consideração pelas usinas foram o curto período para decisão<sup>5</sup> e a incerteza a respeito dos valores a serem recebidos via indenização dos ativos ainda não totalmente depreciados à época.

Todos esses fatores somados foram responsáveis por uma primeira baixa adesão de agentes interessados na renovação das concessões via cotas de garantia física (de forma mais relevante, usinas da Cesp, da Cemig e da Copel, que deixaram de renovar 5,6 GWm de energia (FACHINI, 2015).

Apesar disso, foi possível atingir uma redução significativa nas tarifas, cujo efeito médio para o consumidor residencial é apresentado pela Tabela 1.

Tabela 1 – Percentual de redução das tarifas residenciais (B1) após MP579 para o ano de 2013

<b>Distribuidora</b>	<b>Redução MP 579 [%]</b>	<b>Distribuidora</b>	<b>Redução MP 579 [%]</b>
CEA	18,04	CNEE	19,69
CERON	18,00	EBO	18,00
ELETROACRE	18,01	AES-SUL	23,62
EDEVP	18,16	COSERN	18,00
ENF	18,07	COELCE	18,05
CEEE	18,13	DMED	18,08
CELESC	18,48	CPFL MOCOCA	20,92
AMPLA	18,00	AmE	19,22
COOPERALIANÇA	18,01	EMG	18,14
CELPA	19,83	EFLUL	18,17
CAIUÁ	18,08	UHENPAL	25,94
CELTINS	18,20	CPFL SUL PTA	18,01
CHESP	18,01	CEAL	18,00
CFLO	18,00	CELPE	18,04
COPEL	18,12	CPFL LTS PTA	23,38

<sup>5</sup> Em torno de um mês após a publicação da MP – até 15/10 de mesmo ano – as usinas com término de concessão previsto até 2017 deveriam se manifestar sobre a proposta

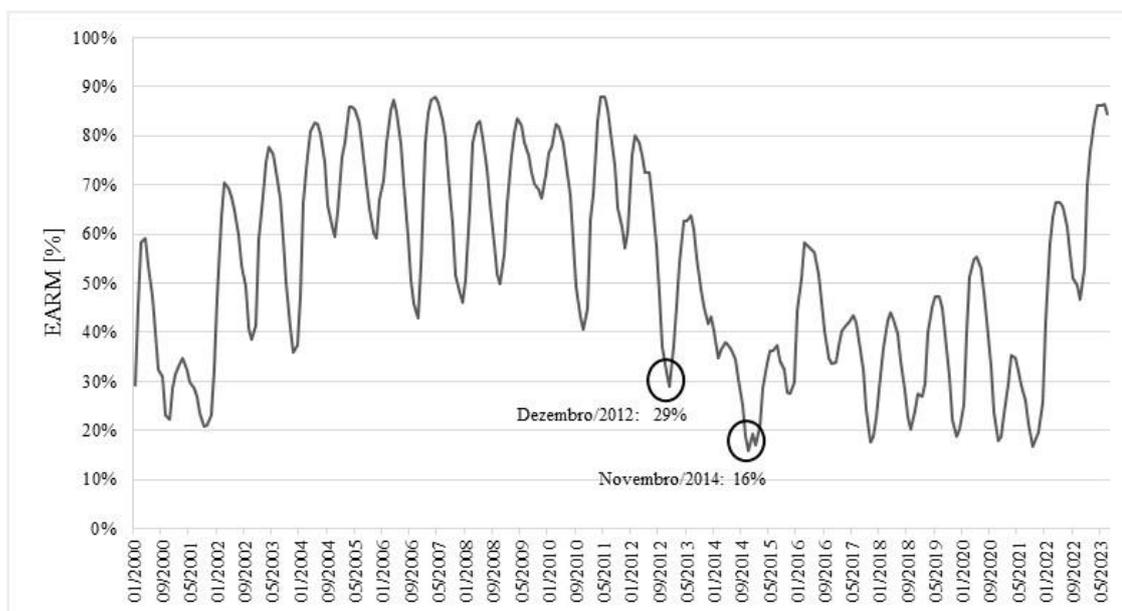
ELEKTRO	18,47	CEMAT	19,29
CPFL PIRATININGA	18,39	ELETROPAULO	18,25
COCEL	18,41	CPFL JAGUARI	18,34
EFLJC	18,04	ELFSM	18,97
HIDROPAN	18,50	CELG	18,00
EDP SP	18,08	CPFL PTA	18,07
FORCEL	18,01	EPB	18,01
EEB	18,65	BOA VISTA	18,14
ESE	18,00	EDP ES	18,01
IENERGIA	18,11	CEMAR	18,00
CEB	18,11	CPFL STA CRUZ	19,66
CEMIG	18,14	ENERSUL	18,24
MUXENERGIA	18,55	CEPISA	18,00
LIGHT	18,10	COELBA	18,96
SULGIPE	18,33	RGE	22,00
DEMEI	18,36	CERR	18,04
ELETROCAR	18,07		

Fonte: Brito (2017)

Em um primeiro momento, as usinas que não aderiram ao regime de renovação de concessões se tornaram um risco de abastecimento às distribuidoras: à medida que os contratos iam finalizando, as usinas se tornavam livres para negociar a energia no ambiente livre. Em contrapartida, as distribuidoras que não tinham esse movimento previsto no período de contratação em leilão, 5 ou 3 anos antes, reforçado por um leilão previsto que não ocorreu, começaram a se ver expostas ao mercado de curto prazo, precisando contratar energia com pagamento a Preço da Liquidação das Diferenças (PLD).

Simultaneamente, o país vinha enfrentando uma das piores secas já registradas. No Gráfico 2 é possível visualizar que, ao término do ano de 2012, os reservatórios de água do país atingiam um nível de 28% da energia armazenada total, chegando a cair até preocupantes 15% nos períodos vindouros (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2019).

Gráfico 2 – Evolução do nível de armazenamento dos reservatórios de água do país, em % do volume total



Fonte: ONS (2019).

Atrelados a esse cenário energético, os preços da energia no mercado de curto prazo começaram a se destoar da média mensal histórica, que nos últimos 5 anos tinha ficado em torno de 70 R\$/MWh. Os valores atingiram inicialmente patamares próximos a 500 R\$/MWh e, na sequência, bateram o recorde de 822 R\$/MWh, que era considerado o limite superior do período (“*teto*”, no jargão utilizado pelo mercado), como pode ser visto no Gráfico 3 (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023).

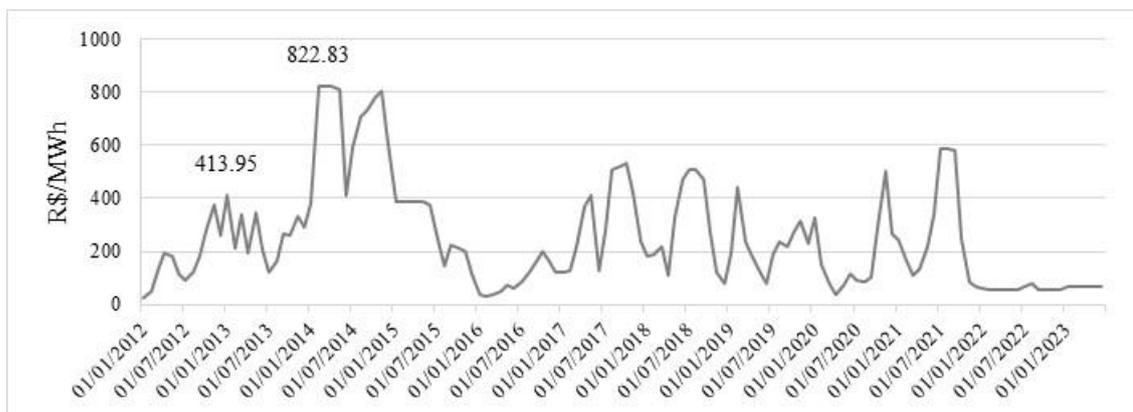
A gestão tarifária das distribuidoras, desde os novos contratos de concessão, é realizada com a separação da Parcela A, referente aos custos não gerenciáveis da companhia<sup>6</sup>, e da Parcela B – que engloba os custos do uso do sistema de distribuição, as parcelas de perdas técnicas e não técnicas, além da remuneração da concessionária, conforme consta no Procedimento de Regulação Tarifária (Proret)<sup>7</sup> 2.1.

Dessa forma, custos de compra de energia adquiridas por meio do mercado de curto prazo possuem a prerrogativa de repasse ao consumidor, conforme legislação dada pelo inciso VI do Artigo 36 do Decreto nº 5.163/2004, que discursa sobre a asseguarção da neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica (BRASIL. CONGRESSO., 2004).

<sup>6</sup> Composto pelos custos de compra de energia, encargos e impostos, além do custo de transmissão da energia comprada.

<sup>7</sup> A fim de consolidar todos os atos normativos que eram aplicados nos reajustes tarifários das distribuidoras, os Prorets foram aprovados via Resolução Normativa nº 435 em 2011 e estabeleceram, entre outros pontos, a álgebra aplicada em cada evento tarifário.

Gráfico 3 – PLD histórico entre o período de 2012 a 2023



Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

Entretanto, a regulação tarifária prevê que esses custos sejam repassados ao término do ano tarifário. Nesse momento são apurados os custos e as receitas que a concessionária de distribuição apresentou e, na sequência, definida a nova tarifa do consumidor, que pode ser a maior ou a menor, a depender do montante final de custos a ser repassado em comparação a tarifa que vem sendo paga no último ano. A Figura 2 apresenta uma linha do tempo da apuração tarifária para exemplificar melhor o mecanismo. Quando a soma de pagamentos ao longo do ano não é suprida pela tarifa, portanto, o reajuste vem corrigindo esse valor – aumentando a tarifa do consumidor. O contrário também acontece quando os pagamentos da distribuidora são menores ao longo do ano e a tarifa é concebida a menor.

Figura 2 – Linha do tempo para apuração da nova tarifa a ser paga pelo consumidor ao término do ano tarifário



Fonte: Elaboração própria (2023).

Como consequência, a exposição do caixa da distribuidora – que está recebendo a receita referente aos custos passados e pagando os custos presentes de compra de energia – é altamente impactada por variações bruscas de preço.

A combinação de exposição ao mercado de curto prazo para compra de energia em valores recordes de PLD se transformou em um problema sistêmico para diversas companhias que não apresentavam recursos suficientes para arcar com as exposições conjunturais.

Um possível reajuste tarifário à época seria suficiente para impactar o objetivo previsto da MP 579, cuja redução esperada era de 20% da tarifa média do consumidor. Dessa forma, a saída encontrada pelo Governo Federal foi a de realizar um empréstimo às distribuidoras, de forma que fosse possível suprir os déficits de caixa ao longo do ano sem repercutir em uma tarifa de energia maior. Através do Decreto nº 7.945 de 2013, foi permitido por meio de repasse da CDE uma transferência de recurso para as concessionárias de distribuição, visando neutralizar os efeitos do mercado de curto prazo (BRASIL. CONGRESSO., 2013).

Dessa forma, foi desenvolvido um mecanismo no qual o governo aportou recursos do tesouro para conter a exposição das companhias. Tais recursos, que eram aportados sempre que o custo adicional de geração das usinas térmicas ultrapassasse em 3% os reajustes anuais das concessionárias de distribuição, deveriam ser devolvidos atualizados por IPC-A em cinco anos por meio dos novos reajustes tarifários, conforme um empréstimo.

O aporte do governo em 2013 chegou a R\$ 9,8 bilhões, o que correspondeu a 58% de toda entrada de receita na movimentação da CDE nesse ano. O Quadro 1, elaborado pela FGV (COSTELLINI e HOLLANDA, 2014), apresenta a movimentação total de recursos da conta no ano de 2013.

Quadro 1 – Movimentação financeira da CDE em 2013, em R\$

Movimentação CDE - 2013	Saldo Inicial em 01.01.2013
Saldo Inicial 2013	2.475.560.272,90
<b>Entradas em 2013</b>	
Quotas CDE - Distribuidora	1.127.423.907,89
Quotas CDE - Cooperativas Permissionárias	16.454.158,24
Quotas CDE - Transmissora	80.726.937,14
Quotas UBP	487.260.842,67
Multas ANEEL	191.269.062,53
Parcelamento - CDE	67.489.128,73
Crédito Transf. da RGR para CDE	4.991.000.000,00
<b>Crédito Transferido do Tesouro Nacional</b>	<b>9.856.554.305,87</b>
Restituição de parte CDE - LPT	19.931.857,71
Parcelamento - REST. Parte CDE - LPT	12.869.242,08
Rendimentos de Aplicações Financeiras	13.224.817,35
Reposição Econômica de CARVÃO MINERAL	56.312,06
Outras Entradas	30.002.691,34
<b>TOTAL DE ENTRADAS EM 2013</b>	<b>16.894.263.263,61</b>
<b>Saídas em 2013</b>	
Pagto - Baixa Renda	2.087.297.122,17
Pagto - Carvão Mineral	866.542.873,33
Pagto - Luz p/ Todos (UPP)	0,00
Pagto - Luz p/ Todos (ECFS)	545.858.897,04
Pagto - Kit Instalação	2.288.835,67
Pagto - Comp. não adesão prorrogação da Concessão Geração	260.259.465,14
Pagto - Modicidade Tarifária	2.845.659.562,23
Pagto - Custos Termelétricas	5.649.896.843,50
Pagto - Cobertura do CVA	3.886.982.595,09
Transferência de Recursos para o Fundo CCC	1.656.701.725,17
Transferência de Recursos para o Fundo RGR	1.517.180.939,87
Outras Saídas	5.188.732,01
<b>TOTAL DE SAÍDAS EM 2013</b>	<b>19.323.857.591,22</b>
<b>Saldo Final em 31.12.2013</b>	
Saldo Final 2013	45.965.945,29

Fonte: COSTELLINI e HOLLANDA (2014)

Com a manutenção do PLD no teto de 822 R\$/MWh e seguidas frustrações de contratação de energia nos leilões de energia existente, que não estavam apresentando ofertas, houve um novo decreto para tentar conter a exposição das distribuidoras para o ano de 2014. Assim, o agora Decreto 8.203 de março de 2014 repassou à CDE um montante de R\$ 1,2 bilhão, além dos R\$ 9 bilhões que estavam previstos no orçamento inicial da conta para aquele ano.

O problema persistiu e, entre fevereiro de 2014 a março de 2015, a ANEEL autorizou a realização de três empréstimos bancários por meio de um agrupamento de instituições que, segundo Fachini (FACHINI, 2015), somaram R\$ 20,7 bilhões, sem contar o custo financeiro da operação. O impacto dos empréstimos que começaram a ser pagos em 2016 representaram aproximadamente 40 R\$/MWh na tarifa média dos consumidores até o ano de 2020 – quando a dívida foi quitada (MONTENEGRO, 2016) e a gestão desses valores foi alocada à chamada Conta ACR.

## **2.5 O cenário energético na gestão tarifária da distribuidora: o Risco Hidrológico**

O cenário hidrológico desfavorável não resultou apenas em maior despacho termelétrico para suprimento de energia nacional. De fato, devido à redução de afluência e conseqüente redução de geração, as usinas hidráulicas começaram a aumentar o risco de não entrega da energia vendida.

Para fins de entender o impacto desse problema, é prudente a compreensão do funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Com a reforma do setor que implementou a utilização dos modelos de previsão de preço e o despacho centralizado, criou-se um risco não gerenciável para aquelas usinas hidráulicas que, apesar de possuírem potência instalada e uma garantia física<sup>8</sup> condizentes com o contrato de venda de energia, poderiam não ser chamadas a gerar por diversas razões.

Por exemplo, considerando que diversas usinas possam ser construídas em um mesmo rio e que, devido a um cenário hidrológico desfavorável, à usina do início do rio seja indicada a necessidade de deplecionar o nível de água de seu reservatório. Com isso, o fluxo de água que escoia rio abaixo é aumentado e a geração das usinas que operam na sequência da cascata é mais intensa. Ocorre que quando se inicia o deplecionamento da usina de cabeceira, os preços estão começando a se elevar, sendo que ao final, quando as usinas de jusante forem também deplecionar, o preço estará muito alto.

---

<sup>8</sup> A garantia física caracteriza o montante máximo de energia que pode ser vendido em contratos, seja no ACR ou no ACL, e representa a contribuição máxima de uma usina para o suprimento de energia do país, em caráter permanente. O valor máximo atribuído ao sistema nacional é rateado entre os agentes de geração.

Dado que a regra de operação eficiente implica em sempre deplecionar uma cascata de cima para baixo, a usina de cabeceira será sempre prejudicada em termos financeiros. Por conseguinte, para minimizar essa exposição, foi criado um sistema de condomínio – o MRE – a fim de que o risco financeiro pudesse ser compartilhado entre as usinas do sistema.

No MRE é assegurado que, desde que a geração hidráulica dos participantes seja superior a garantia física do conjunto, todos os agentes são recompensados no mercado de curto prazo na proporção da geração hidráulica total do país. Dessa forma, mesmo que uma usina individual não tenha produzido energia suficiente para atingir a sua garantia física, para fins de contabilização financeira, é considerado que a geração atingiu sua meta quando o resultado nacional é igual ou superior à garantia física total (LEONEL, 2020).

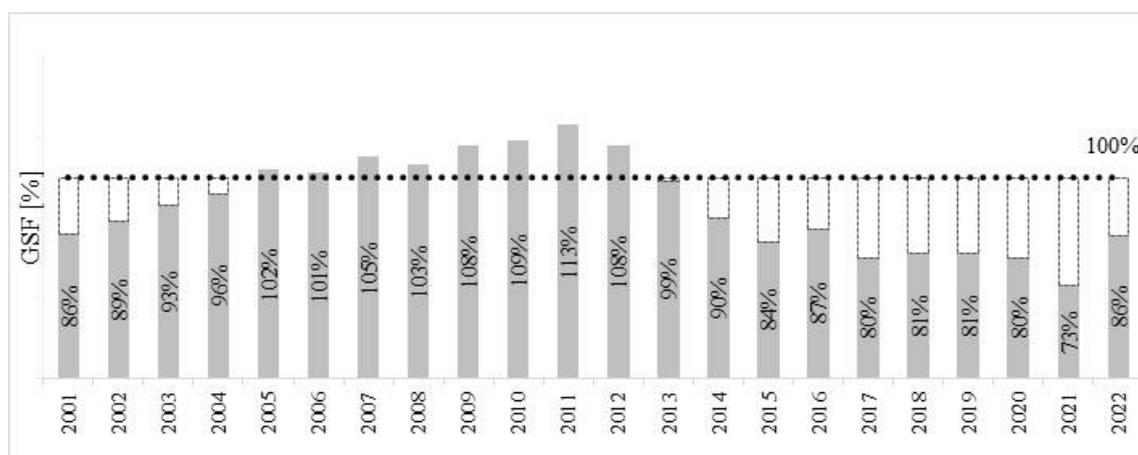
A lógica matemática do compartilhamento de energia via MRE é feita através do Generation Scaling Factor (GSF). O GSF representa a razão da geração total agregada ao SIN em relação à garantia física total do MRE, conforme apresentado na Equação 1, onde  $GH_{MRE}$  é a geração hidráulica total do MRE e  $GF_{MRE}$  a garantia física total do mecanismo. Dessa forma, sempre que o GSF é maior ou igual a 100%, há uma sobra de energia no sistema em relação à obrigação total das usinas, que é chamada de energia secundária. Por outro lado, sempre que o GSF é menor a 100%, a energia alocada para cada usina é menor do que a garantia física individual, o que implica em um déficit no total de energia entregue ao sistema.

Equação 1 – GSF

$$GSF = \frac{GH_{MRE}}{GF_{MRE}} \quad (1)$$

O estresse hídrico sofrido durante os anos de 2012 a 2015 impactou significativamente na geração das usinas hidráulicas do MRE. Segundo Lins Junior (JUNIOR, 2018), “essa falta de geração pelas usinas hidrelétricas se deu pela grave crise hídrica que o Brasil vem enfrentando nos últimos anos, bem como a outros fatores políticos e econômicos, de modo que o ONS, com vista a poupar os recursos hídricos escassos, passou a despachar usinas termelétricas no lugar das usinas hidrelétricas, o que gerou um grande déficit de geração dentro do MRE e uma exposição financeira bilionária dessas usinas no âmbito das liquidações financeiras realizadas pela CCEE”. Historicamente, desde o início da crise ao fim de 2012, o GSF esteve degradado em uma média de 16%, como apresentado no Gráfico 4.

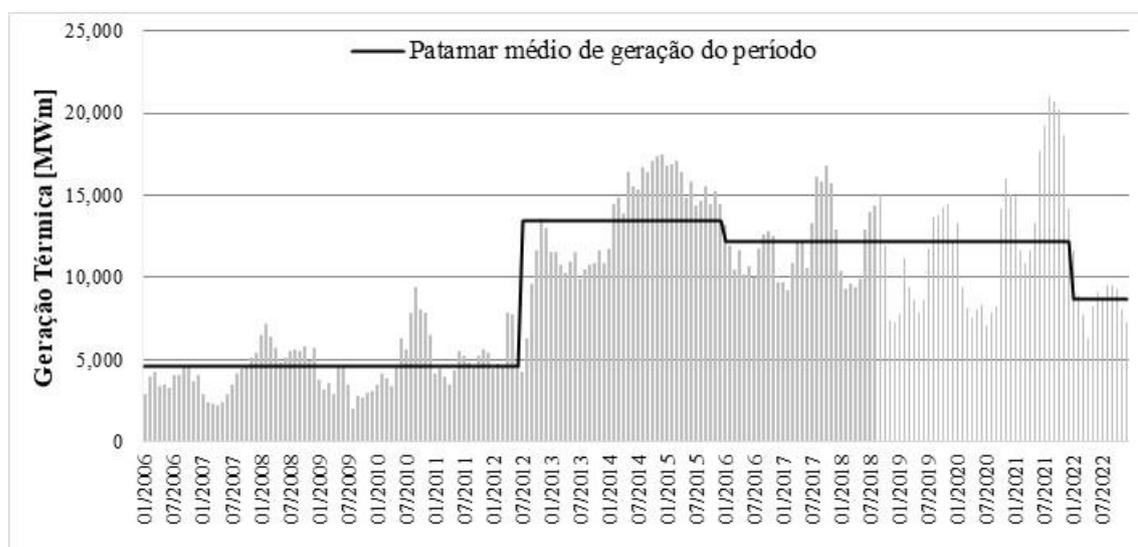
Gráfico 4 – Fator de ajuste do MRE.



Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

Nesse período, portanto, para suprir a necessidade energética do SIN e evitar um novo racionamento, houve um aumento significativo de geração termelétrica, dobrando a geração média dessa fonte, que pode ser visualizado no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Geração termelétrica no SIN, em MWm, entre 2006 e 2022



Fonte: Adaptado de ONS (2022).

Ao ter a geração hidráulica reduzida pelo nível de aflúências e tentativa de reter reservatórios, as usinas hídricas não produziram energia suficiente para honrar os contratos de venda, que são feitos com base na garantia física de cada agente. Essa energia precisou ser recomprada no mercado de curto prazo, de forma a atender os contratos em sua totalidade. O alto despacho de usinas termelétricas, porém, impactou o PLD, que conforme mencionado atingiu valores máximos recordes.

Cada usina que precisou recompor sua necessidade de energia no mercado de curto prazo viu-se diante de uma exposição financeira de valores muito acima dos preços de venda realizados, gerando um prejuízo inédito. No Gráfico 6 é possível visualizar esquematicamente como a liquidação financeira impactou o resultado dos geradores.

Gráfico 6 – Modelo de Liquidação de Energia de agentes geradores do MRE e exposição ao Mercado de Curto



Fonte: Elaboração própria (2023).

Nessa situação, quando a geração nacional não é suficiente para arcar com os compromissos mínimos assumidos com base nas garantias físicas das usinas, há o efeito do chamado Risco Hidrológico. O Risco Hidrológico pode ser entendido, conforme Souza (2019), como um risco natural do sistema, visto a grande representatividade do parque hidrelétrico na matriz energética nacional e os riscos inerentes dessa fonte de energia à variabilidade de afluições naturais.

Essa visão não foi corroborada pelos agentes que alegaram que a instabilidade do sistema não era apenas devido às baixas afluições, mas, também, às questões regulatórias e de planejamento da expansão e da operação do sistema. Entre as causas, Brito (BRITO, 2016) enumera:

- a) o descasamento entre os critérios de atendimento à demanda do SIN, segundo os procedimentos de operação seguidos pelo ONS e os procedimentos estabelecidos para expansão do sistema e o aumento do despacho fora da ordem de mérito econômico para atendimento da carga;
- b) a expansão do parque térmico pós-acionamento de 2001 com usinas de alto custo de combustível;
- c) a ampliação de fontes intermitentes na matriz energética nacional, principalmente eólicas;
- d) as revisões de garantia física dos empreendimentos existentes para adequar à real operação;

- e) a redução da carga em 2015 causada por critérios econômicos e relacionada diretamente ao aumento das tarifas;
- f) o crescimento da geração por Energia de Reserva advindo de fontes não despacháveis (como biomassa e eólica);
- g) a ausência de tratamento específico de situações de crises na regulação vigente;
- h) a importação de energia.

No começo de 2014, a ANEEL operacionalizou, através da Consulta Pública nº 09/2014 e da Audiência Pública nº 54 de mesmo ano, a redução do limite superior do PLD, de 822 R\$/MWh para 388 R\$/MWh. Com esse movimento, a agência esperava mitigar a exposição ao mercado de curto prazo dos agentes afetados pelo GSF, dado que a capacidade de reagir aos sinais de preços de curto prazo é praticamente nula para geradores, posto que usualmente traçam sua estratégia econômica em contratos de longo prazo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Entretanto, a medida não foi suficiente para conter o avanço dos impactos causados pela degradação do GSF. Dada a alta exposição e a incapacidade de absorver os prejuízos causados pela conjuntura, os agentes de geração iniciaram uma série de processos judiciais entre o final de 2014 e 2015. Tais processos suspenderam as liquidações no âmbito do mercado de curto prazo e gerou uma inadimplência de bilhões de reais.

Entre os argumentos dos agentes que defenderam a manutenção dos limites superiores do PLD estava o fato de que a redução desses valores iria repassar um sinal econômico distorcido ao consumidor final, que entenderia que a situação energética do país estaria em situação confortável, visto a redução de preços praticados. A resposta da ANEEL a esse ponto foi a indicação de que era esperado um aprimoramento no mecanismo de sinalização de preços ao consumidor cativo, responsável por 75% da carga em 2014 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

## **2.6 A institucionalização das Bandeiras Tarifárias**

A proposta mencionada pela ANEEL era referente à implementação das Bandeiras Tarifárias. A primeira aparição das bandeiras tarifárias se deu durante a Audiência Pública (AP) 120/2011, que tinha como objetivo o aprimoramento da estrutura tarifária aplicada às concessionárias de distribuição. As Bandeiras Tarifárias foram, então, inicialmente, estabelecidas via Proret, com intuito de repassar ao consumidor cativo um valor que refletiria os custos atuais de geração por meio de sinal econômico existente nos contratos de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

Conforme exemplificado no capítulo 3.3, a composição da tarifa do consumidor final é feita pelo acúmulo de custos não cobertos durante o ano tarifário. Isso quer dizer que a variação do PLD no curto prazo não tem efeito direto no pagamento da energia que o consumidor final cativo venha a realizar.

Por sua vez, esse efeito é inserido na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA). Na apuração tarifária, então, o acúmulo desses custos não cobertos pela tarifa vigente é corrigido e repassado ao consumidor por meio de um aumento (ou redução) tarifário. Por meio das Bandeiras Tarifárias seria possível indicar ao consumidor o custo atrelado ao cenário energético nacional, via um adicional financeiro na tarifa vigente que, dessa forma, poderia responder com uma gestão mais ativa do seu próprio consumo.

Através da Audiência Pública nº 95/2012, foi apresentada uma proposta inicial que atrelava o gatilho da bandeira tarifária aos valores de Custo Marginal da Operação (CMO) e do Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS\_SE) de cada submercado. Dessa forma, entendia-se que era abrangido todos os custos de operação do sistema por meio da operacionalização da geração hidrotérmica do país dentro e fora da ordem de mérito, respectivamente. Nos meses nos quais a soma desses custos fosse inferior a 100 R\$/MWh, seria definida a bandeira verde. Quando os valores estivessem entre 100 R\$/MWh e 200 R\$/MWh, a bandeira acionada seria a amarela e, finalmente, quando esses valores ultrapassassem 200 R\$/MWh, seria determinada a bandeira vermelha.

A expectativa inicial era de que, além da indicação ao consumidor do cenário energético, fosse possível reduzir o montante de custos a ser repassados via CVA, considerando que parte desses valores já estariam sendo cobrados via bandeiras no mês a mês. Com essa prerrogativa, é importante ressaltar que as bandeiras não se tratam, portanto, de um custo adicional, mas de um adiantamento de custo que de toda forma seria repassado ao consumidor no momento do reajuste.

Em 2013, foi estabelecida a REN 547 regulamentando o resultado aprovado na AP 95/2012. Entre outros pontos, a resolução estabelecia que o mecanismo deveria ser aplicado oficialmente a partir do início de 2014, após um período de teste durante o ano de 2013, no qual as faturas a serem encaminhadas ao consumidor iriam apresentar as informações de bandeira tarifária sem, entretanto, incidir o adicional financeiro. Na sequência, porém, o prazo de teste foi prorrogado pela REN 593 de mesmo ano, determinando que o mecanismo seria aplicado oficialmente a partir de 2015 e que, junto ao segundo semestre de 2013, o ano de 2014 seria utilizado como um ano de testes e simulação de efeitos da aplicabilidade da nova metodologia proposta.

No começo de 2015, por sua vez, foi emitido o Decreto nº 8.401, que determinou a criação da Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias (CCRBT). Entre outras definições, ficou determinado que os Riscos Hidrológicos do Contrato de Itaipu iriam compor os custos para definição dos valores das bandeiras tarifárias, além de estabelecer que as bandeiras deveriam considerar a variação de custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação do mercado de curto prazo que afetam os agentes de distribuição (BRASIL. CONGRESSO, 2015).

A ANEEL, por sua vez, instituiu a Audiência Pública nº 006/2015 para obter subsídios e informações para o aprimoramento das Bandeiras Tarifárias, dada a regulamentação da CCRBT.

O primeiro ponto de análise por parte da agência englobava a alteração dos gatilhos para compor uma unidade entre os valores para todas as distribuidoras do país e não mais por submercado, como a proposta anterior. Para isso, foi proposto como parâmetro o CVU da última usina a ser despachada no mês.

Assim, quando o custo da última usina se mantivesse abaixo de 200 R\$/MWh, a bandeira adotada seria a verde. Para os casos em que tal custo estivesse entre 200 R\$/MWh e R\$ 388 (o limite superior revisado do PLD à época), a bandeira seria amarela e, acima deste limite superior, seria dado o gatilho para a bandeira vermelha.

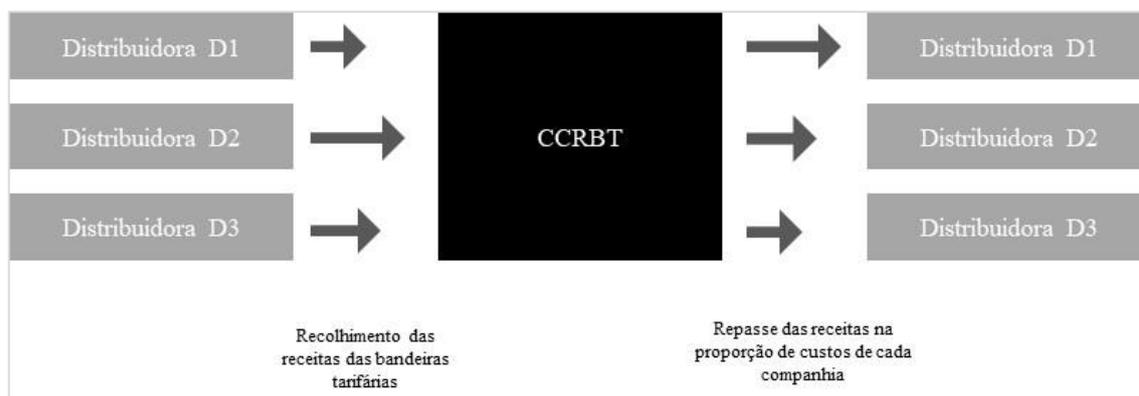
Para a definição do valor dos adicionais que cada bandeira iria incutir ao sistema, foram considerados os seguintes itens que, no entendimento da ANEEL, refletiam a variação dos custos de geração termelétrica e da exposição das concessionárias de distribuição aos preços de liquidação do curto prazo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015):

- a) variação da parcela variável dos CCEARs (Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado) por Disponibilidade em relação à cobertura tarifária concedida;
- b) ESS gerado por usinas despachadas por ordem de mérito cujo CVU se encontre acima do limite superior do PLD;
- c) ESS gerado por segurança energética;
- d) exposição involuntária ao MCP decorrente de insuficiência contratual;
- e) risco hidrológico associado à geração dos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF), instituídos pela Lei 12.783/2013;
- f) risco hidrológico associado à geração de Itaipu;

g) estimativa de excedente da CONER<sup>9</sup> associado aos leilões de energia de reserva.

Por meio da expectativa desses custos para o ano de 2015, a área técnica chegou aos valores de adicionais de 25 R\$/MWh para a bandeira amarela e 55 R\$/MWh para a bandeira vermelha. Por fim, a gestão da CCRBT foi discriminada de forma a garantir o recebimento de receita de todas as distribuidoras e um consequente repasse com base no custo proporcional que cada companhia apresentava, conforme Figura 3.

Figura 3 – Representação esquemática do funcionamento da CCRBT



Fonte: Elaboração própria (2023).

Para compor o saldo da conta, foi proposto ainda que, além dos custos do mês corrente, fosse considerado o custo dos meses anteriores que porventura não viessem a ser cobertos pela arrecadação de bandeiras, criando um saldo móvel a ser gerenciado. Em 27 de fevereiro de 2015, portanto, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 649/2015, aprovando o submódulo do PRORET que englobava as alterações discutidas na AP 006, estabelecendo as bandeiras tarifárias para operacionalização a partir de 02/03/2015 conforme apresentado na Tabela 2 a seguir. A evolução do cenário energético foi criando variações nos valores a serem cobertos pela bandeira tarifária. Em agosto de 2015, a ANEEL abriu nova audiência pública, dessa vez de número 53, para analisar a possibilidade de alteração dos valores a serem arrecadados via bandeira tarifária, dado que o CMSE entendia que havia certa recuperação dos reservatórios a ponto de desligar usinas térmicas cujo CVU se encontravam acima de 600 R\$/MWh.

<sup>9</sup> A Conta de Energia de Reserva representa os agentes de consumo dos leilões e centraliza os custos e receitas gerados pela modalidade de geração de reserva e pelo Encargo de Energia de Reserva (EER). Essa modalidade de leilões firmou contratos em nome de todos os consumidores do país. Dessa forma, os custos de geração (incluindo custos administrativos e tributários) são arcados por todos os consumidores por meio da arrecadação do EER. Em retorno, a energia gerada pelos vencedores do leilão é liquidada no mercado de curto prazo em benefício de todos os consumidores. Sempre que a venda dessa energia é superior aos custos de geração, é formado um saldo de excedente na CONER. Por outro lado, quando o valor arrecadado é inferior aos custos, é realizada a cobrança do EER (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA).

Tabela 2 – Proposta de Bandeiras Tarifárias aprovadas pela REN 649/2015 com vigência a partir de março do mesmo ano.

<b>Bandeira</b>	<b>Gatilho</b> [CVU da última térmica despachada – R\$/MWh]	<b>Adicional</b> [R\$/MWh]
Verde	CVU < 200	0,00
Amarela	200 < CVU < 388	25,00
Vermelha	388 < CVU	55,00

Fonte: Adaptado de ANEEL (2015).

Nesta época, o déficit da conta bandeira encontrava-se em torno de R\$ 1,25 bilhão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA), considerando a apuração apenas do período de janeiro a junho daquele ano.

Após analisar o efeito de cada componente do custo da bandeira, a área técnica concluiu que os custos que compunham a CCRBT eram muito voláteis e que variações ao longo do ano não trariam uma boa indicação ao consumidor, que poderia começar a desacreditar dos valores cobrados. Entretanto, a diretoria entendeu que a melhora do cenário hídrico deveria ser um ponto a ser considerado e reduziu o valor da arrecadação da bandeira tarifária vermelha para 45 R\$/MWh, além de indicar que os valores pudessem ser revistos a cada ano. Durante o ano de 2015, portanto, as bandeiras tarifárias se comportaram conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Aplicação das Bandeiras Tarifárias durante o ano de 2015.

<b>Mês</b>	<b>Bandeira</b>	<b>Adicional [R\$/MWh]</b>
Janeiro	Vermelha	_ <sup>10</sup>
Fevereiro	Vermelha	-
Março	Vermelha	55,00
Abril	Vermelha	55,00
Mai	Vermelha	55,00
Junho	Vermelha	55,00
Julho	Vermelha	55,00
Agosto	Vermelha	55,00
Setembro	Vermelha	45,00 <sup>11</sup>
Outubro	Vermelha	45,00
Novembro	Vermelha	45,00
Dezembro	Vermelha	45,00

Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

<sup>10</sup> A cobrança das bandeiras se iniciou em Março/2015, com valor homologado por meio da REH 1.859/2015.

<sup>11</sup> Revisão do valor por meio da REH 1.945/2015.

## 2.7 A Repactuação do Risco Hidrológico

Paralelamente ao processo da institucionalização das bandeiras tarifárias, o ano de 2015 avançava em meio à paralização das liquidações no mercado de curto prazo, dado o aumento do impacto do cenário hidrológico e do GSF. Com previsão de PLD teto durante todo o ano que não indicava melhorias nos altos valores das liquidações de curto prazo, causadas pela degradação do GSF, deu-se início a um processo de discussão entre associações responsáveis por representar os geradores, principalmente a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE), a Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE) e a ANEEL, que culminou na abertura da Audiência Pública nº 32/2015 para buscar possíveis soluções para tal situação.

Na primeira fase da AP 32/2015, a ANEEL analisou as propostas encaminhadas pelas associações e se posicionou contra a principal delas, que pautava na separação do risco hidrológico dos demais riscos do gerador. Segundo a Agência, tais riscos poderiam ser mitigados através do gerenciamento da sazonalização<sup>12</sup> dos contratos do agente gerador e da realização de *Hedge*<sup>13</sup>, que poderiam inclusive resultar em uma exposição financeira positiva no MCP (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Em um exercício apresentado pela área técnica, foi apresentado como argumento que a exposição ao MCP é decorrente do nível de apetite ao risco que um agente possui, visto que não há obrigação na venda da totalidade da Garantia Física. Dessa forma, um agente mais avesso ao risco poderia vender menos energia e, conseqüentemente, reduzir a exposição em casos de variabilidade hidrológica. A Tabela 4 apresenta o resumo do posicionamento dos agentes nesta primeira nota técnica.

As propostas apresentadas pelas associações envolviam o repasse dos custos do risco hidrológico acima de determinado limite aos consumidores. No ponto de vista da APINE, o risco nos casos em que o GSF se encontrasse abaixo de 100% deveria ser arcado pelos consumidores e, em contrapartida, o resultado financeiro positivo nos casos de GSF acima de 100% retornariam na forma de benefício econômico. A proposta da ABRAGE, similar, previa o repasse desses custos aos agentes de consumo, visto que, na visão da associação, o aumento do custo era devido a uma conjuntura de asseguarção de energia para o sistema e, como tal, deveria ser arcado pelos beneficiados.

---

<sup>12</sup> A sazonalização da garantia física é um processo no qual o agente gerador pode distribuir o volume de energia anual nos meses do ano. Dessa forma, é possível adequar a alocação de contratos – e conseqüentemente a exposição ao MCP do agente – de acordo com o comportamento sazonal do regime hidrológico no local que o agente se encontra situado.

<sup>13</sup> Contratos de proteção financeira.

A ANEEL refutou ambas as propostas, alegando que: a) a proposta da APINE ignorava o valor financeiro atrelado às exposições energéticas e implicava em um resultado negativo ao consumidor, visto que altos valores de GSF estão atrelados a baixos preços (PLD) e vice-versa; b) que, em ambos os casos, o repasse do custo do risco hidrológico ao consumidor não tinha respaldo legal, uma vez que os contratos de energia na modalidade por quantidade tinham como premissa o gerenciamento do risco hidrológico por meio do agente vendedor, conforme Lei nº 10.848/2004, que define em seu Artigo 2º que:

*“§1º Na contratação regulada, os riscos hidrológicos serão assumidos conforme as seguintes modalidades contratuais: I – Pelos geradores, nos contratos de Quantidade de Energia”.*

Tabela 4 – Resumo do posicionamento da ANEEL e das Associações no âmbito da abertura da Audiência Pública de nº 32/2015.

<b>Posicionamento APINE/ABRAGE sobre a degradação do GSF</b>	<b>Posicionamento ANEEL na Nota Técnica 38/2015</b>
1. Mudanças na Matriz Elétrica: (i) Aumento na diversificação da matriz energética nacional (ii) Aumento da geração de energia de reserva	Não há correlação direta entre o aumento da diversificação da matriz e o GSF <1, visto que as alterações da matriz vinham sendo realizadas desde 2005 e o efeito do GSF foi algo sem precedentes;
2. Geração Termelétrica Fora de Ordem de Mérito Econômica	O ONS tem respaldo legal para acionar usinas fora da ordem de mérito econômico e utiliza deste princípio sempre que há necessidade devido a baixo armazenamento. Não se trata, portanto, de um caso específico;
3. Redução de Consumo	A ANEEL entendeu que os projetos de redução de consumo e eficiência energética existiam desde o início dos anos 2000, o que corroborava com o direito do consumidor de consumo eficiente e não desperdício de energia e, novamente, não seria um fator novo na operação do sistema;
4. Importação de Energia	Novamente a agência entendeu que tal operação já era prevista nos modelos de configuração do SIN, e que, portanto, não se tratava de um fator novo na gestão de geração das usinas.

Apesar do posicionamento contrário da área técnica, a diretoria entendeu que havia necessidade de um debate amplo para solucionar a situação da liquidação do MCP. Conforme a conclusão apresentada na Nota Técnica nº 134/2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015), a diretoria entendia que antes de uma solução que viesse para resolver o impacto apenas dos geradores, uma repactuação do risco hidrológico deveria ser estruturada em prol de gerar também benefícios aos consumidores:

*133. Seja por precificação equivocada do comportamento estratégico dos agentes, é melhor repactuar a alocação do risco do que deixar os geradores apenas com o bônus das flutuações hidrológicas. Repassar os efeitos decorrentes do risco hidrológico apenas quando danosos é realocar prejuízo, sem resolver adequadamente o problema de incapacidade preditiva alegado pelos agentes. Repactuar a alocação do risco, por outro lado, é uma medida mais robusta para evitar rediscussões, havendo contrapartida ao consumidor, que suportaria não só eventuais resultados negativos, mas também se beneficiaria dos resultados positivos.*

*134. Dentre as alternativas de repactuação, entendemos que a solução mais completa é a contratação da fonte hidráulica alocando o risco hidrológico ao consumidor, tanto para a capacidade incremental quanto para a existente, nesse caso com a contrapartida de redução de preço. Assim, os agentes já contratados teriam uma opção de saída da posição de gerenciamento de risco e o consumidor teria a segurança de não ser mais exposto a tentativas de alocação do risco hidrológico apenas em sua manifestação onerosa. Essa alternativa tem ainda a vantagem de poder ser tratada por regulação da ANEEL.*

Dado o posicionamento da ANEEL no fechamento da primeira fase da AP 32/2015, que se apresentava hesitante em acatar os argumentos das associações, os agentes de geração iniciaram um processo de articulação junto ao Ministério de Minas e Energia e ao Governo Federal, de forma a ter reconhecido o pleito de repasse do risco hidrológico aos agentes consumidores. Preocupado com os impactos no setor, que acumulava liminares judiciais para 23% dos agentes da CCEE (DARWICHE, 2016), foi editada a Medida Provisória nº 688 de 2015<sup>14</sup>, que dispôs sobre a repactuação do risco hidrológico da geração de energia elétrica.

Dessa forma, foram abertas uma segunda, terceira e quarta fase da AP 32/2015, com objetivo de fundamentar a proposta de repactuação que iria transferir o risco hidrológico dos contratos regulados de fonte hidrelétrica para os consumidores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

---

<sup>14</sup> Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a Lei nº 12.783, 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética.

Como soluções surgiram duas possibilidades de repactuação voltadas para o ACR e para o ACL, separadamente. Em ambos os casos, o modelo foi desenvolvido tal qual um seguro e, de acordo com o prêmio que o agente gerador estivesse disposto a pagar, parte da exposição era repassada, proporcionalmente, aos consumidores. A MP 688 foi convertida na Lei nº 13.203/2015 e permitiu que houvesse a repactuação de contratos por quantidade de forma subsidiada pela legislação.

Pela Resolução Normativa nº 684/2015<sup>15</sup> foi definida a metodologia a ser utilizada na repactuação do risco hidrológico das usinas participantes do MRE. No ambiente regulado, o agente gerador pôde optar por três classes de produto:

- a) classe P, na qual a energia secundária permanece de posse do gerador;
- b) classe SP, na qual a energia secundária é transferida ao consumidor;
- c) classe SPR, na qual, além da energia secundária, é transferido ao consumidor o risco de redução de até 10% da garantia física, previsto na legislação.

Para ambas as classes P e SP, o gerador pôde ainda optar pelo montante da exposição que seria coberto pela repactuação. Em outras palavras, era possível escolher entre 0% e 11% de variação do GSF a ser repassado ao consumidor.

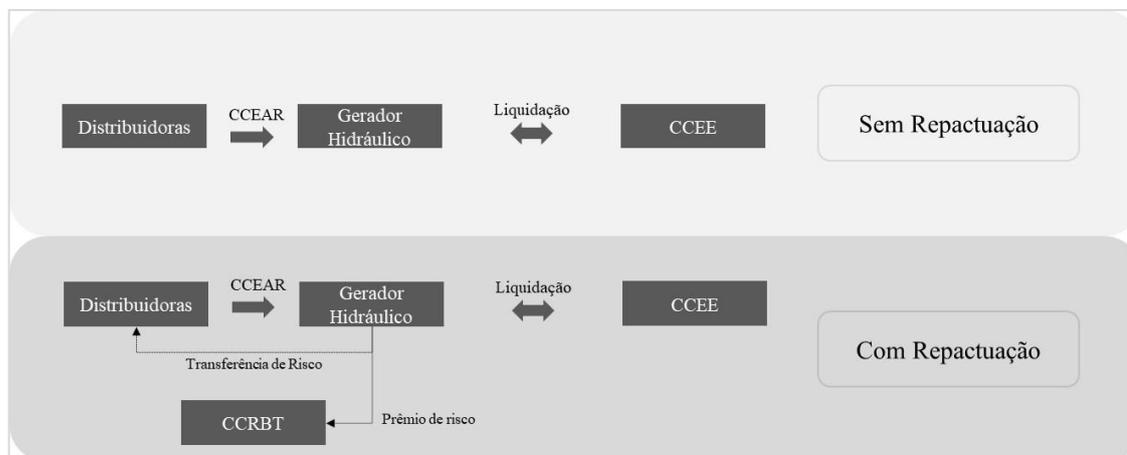
Por exemplo, se um agente gerador optasse pelo produto 0%, todo seu risco hidrológico seria repassado ao consumidor. Por sua vez, ao optar por 11%, o risco hidrológico embutido na variação do GSF entre 100% e 89% seria de responsabilidade do próprio agente gerador. Obviamente, a medida previu diferentes prêmios de risco para cada uma das classes e produtos escolhidos. Além disso, a opção da classe e fator pôde ser feita em cima de um montante específico de energia, de forma a contribuir com agentes geradores que possuíam contratos em ambos os ambientes de negociação, ACL e ACR.

O prêmio pago ao ACR foi alocado à gestão da CCRBT, sendo que a Figura 4 apresenta a comparação entre o fluxo de liquidação de energia de uma usina com e sem repactuação de risco hidrológico. A Tabela 5 apresenta o prêmio a ser pago para cada um dos produtos que um agente poderia optar no processo de repactuação dos contratos do ACR. Esses valores foram específicos para o ano de 2015, e a resolução observava o direito de revisá-los para aqueles que optassem por repactuar os contratos a partir de 2016. Além disso, foi prevista a atualização financeira anual por meio do IPC-A para os valores apresentados.

---

<sup>15</sup> Estabelece os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia.

Figura 4 – Esquema de repactuação de risco hidrológico no âmbito do ACR, com repasse de riscos e prêmio às distribuidoras.



Fonte: Elaboração própria (2023).

Por sua vez, os valores de exposição do ano 2015 foram convertidos em postergação do pagamento do prêmio por cada gerador. Dessa forma, a exposição a ser repactuada retroativamente em 2015 é traduzida como um prazo para início do pagamento. Os prazos para cada produto também são apresentados a seguir.

Para o ACL, a repactuação foi desenhada para ser operacionalizada via CONER, com transferência de *hedge* entre os agentes. Neste caso, o agente poderia especificar o montante de energia que deseja repactuar, limitado ao mínimo de 5% da garantia física da usina e ao máximo de toda a energia de reserva contratada até dezembro de 2015. Por meio dessa metodologia, o agente gerador pôde garantir uma “contratação extra de energia” para cobrir a exposição do agente em períodos de degradação de GSF, a um prêmio de 2,10 R\$/MWh.

Em ambos os casos, seja via ACR ou ACL, a repactuação do Risco Hidrológico foi condicionada à desistência de processos judiciais relacionados a isenção ou mitigação do risco hidrológico no âmbito do MRE. Apesar disso, houve uma aderência significativa de agentes que optaram por repactuar os contratos atrelados ao ACR (não houve, porém, agentes interessados na repactuação da parcela do ACL da sua carga, visto que esse tipo de contrato possui maiores fontes de negociação por parte dos agentes e melhores condições de mitigação de risco).

Desse processo inicial, 137 usinas obtiveram anuência da ANEEL para realizar a repactuação do risco hidrológico, representando em torno de 10 GWm de montante repactuado. Dessas, 136 optaram pela modalidade de produto SP, no qual o resultado da energia secundária é repassado ao consumidor em troca de prêmios mais baixos.

Tabela 5 – Valores de prêmios unitário do mecanismo do ACR para cada classe de produto e fator  $f$ , com data-base em janeiro de 2015, para geradores que optarem para repactuação em 2015.

<b>Classe do Produto</b>	<b>Fator <math>f</math></b>	<b>Produto</b>	<b>Prêmio de Risco Unitário [R\$/MWh]</b>
P	0	P100	12,75
P	1	P99	11,75
P	2	P98	10,75
P	3	P97	10,00
P	4	P96	9,00
P	5	P95	8,25
P	6	P94	7,50
P	7	P93	6,75
P	8	P92	6,00
P	9	P91	5,50
P	10	P90	4,75
P	11	P89	4,25
SP	0	SP100	9,50
SP	1	SP99	8,50
SP	2	SP98	7,50
SP	3	SP97	6,50
SP	4	SP96	5,50
SP	5	SP95	4,75
SP	6	SP94	4,00
SP	7	SP93	3,25
SP	8	SP92	2,50
SP	9	SP91	2,00
SP	10	SP90	1,25
SP	11	SP89	0,75
SPR	0	SPR100	10% do preço

Fonte: Adaptado de ANEEL (2015).

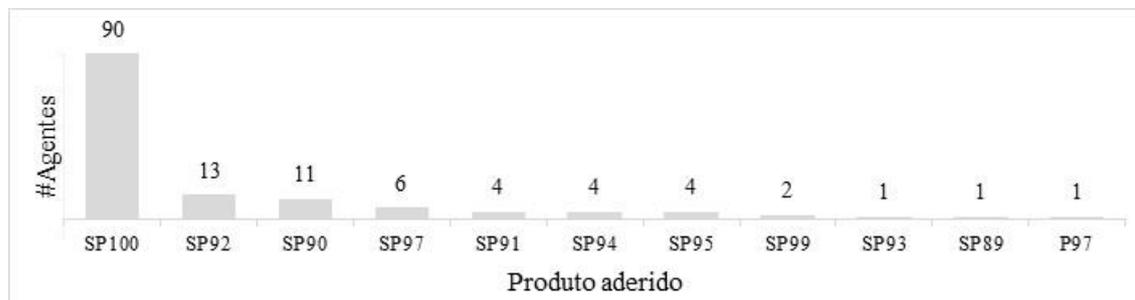
Tabela 6 – Ressarcimento retroativo a 2015 pela repactuação do risco hidrológico.

Produto	Resultado a ser ressarcido referente a 2015 [R\$/MWh]	Prazo de postergação do pagamento do prêmio a partir de janeiro de 2016	
		Anos Completos	Meses remanescentes
P100	30,30	2	10
P99	28,40	2	11
P98	26,51	2	11
P97	24,36	2	11
P96	22,46	2	12
P95	20,30	2	11
P94	18,42	2	11
P93	16,61	2	11
P92	14,76	2	11
P91	13,02	2	10
P90	11,63	2	11
P89	10,22	2	11
SP100	33,55	4	6
SP99	31,65	4	10
SP98	29,76	5	3
SP97	27,86	5	9
SP96	25,96	6	7
SP95	23,80	7	2
SP94	21,92	8	2
SP93	20,11	9	10
SP92	18,26	13	3
SP91	16,52	17	3
SP90	15,12	Não paga prêmio	
SP89	13,68	Não paga prêmio	
SPR100	Depende do Preço	Não paga prêmio	

Fonte: Adaptado de ANEEL (2015).

O resultado desse primeiro ciclo de repactuações é apresentado no Gráfico 7. Conforme pontuado por Darwiche (DARWICHE, 2016), é possível aferir que a maior opção pelo produto SP100, que repassa todo o risco hidrológico ao consumidor, tem relação com o fato de que essa modalidade é a que apresenta maior resultado a ser ressarcido em relação ao ano de 2015 (33,25 R\$/MWh).

Gráfico 7 – Número de agentes geradores que aderiram aos produtos de repactuação ofertados pela REN 684/2015



Fonte: DARWICHE (2016).

## 2.8 Déficit tarifário e revisão da CCRBT

Com a repactuação e consequente transferência do risco hidrológico do ACR para as concessionárias de distribuição, além de toda conjuntura energética do período, a ANEEL instaurou nova audiência pública para apurar possíveis aprimoramentos referentes às Bandeiras Tarifárias.

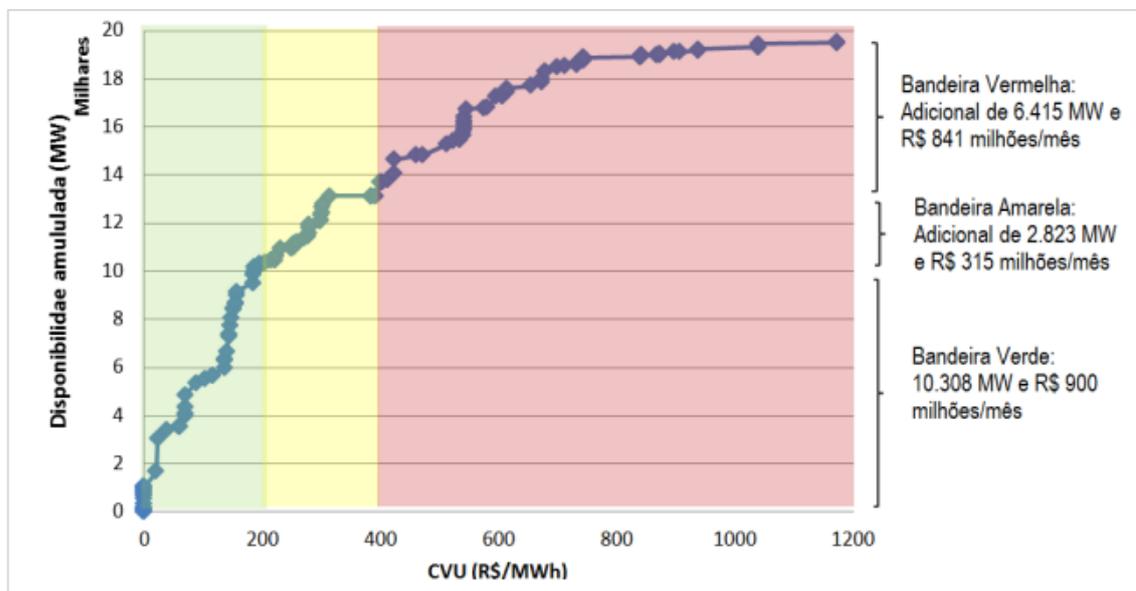
Por meio da Nota Técnica nº 328/2015 foi sugerida a implementação de um novo patamar de bandeiras, que consistiria na divisão da bandeira vermelha em “Bandeira Vermelha Patamar I” e “Bandeira Vermelha Patamar II”, visando uma maior aderência e flexibilidade aos cenários de altos preços. O Gráfico 8 apresentado na ocasião reflete a disponibilidade de usinas alocadas a cada faixa de acionamento e o custo passível de ser atrelado a cada patamar. É possível visualizar que, apesar do patamar verde apresentar a maior parte da disponibilidade acumulada, o patamar vermelho se estendia por uma faixa muito maior de preços, o que poderia vir a dar sinalizações financeiras sobrestimadas, a depender do CVU da última usina despachada.

A proposta de revisão dos parâmetros de acionamento visava alterar o gatilho da bandeira amarela para:

“metade do valor-teto do PLD. Desta forma, a faixa de acionamento verde irá se deslocar concomitantemente com a alteração da faixa amarela.” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

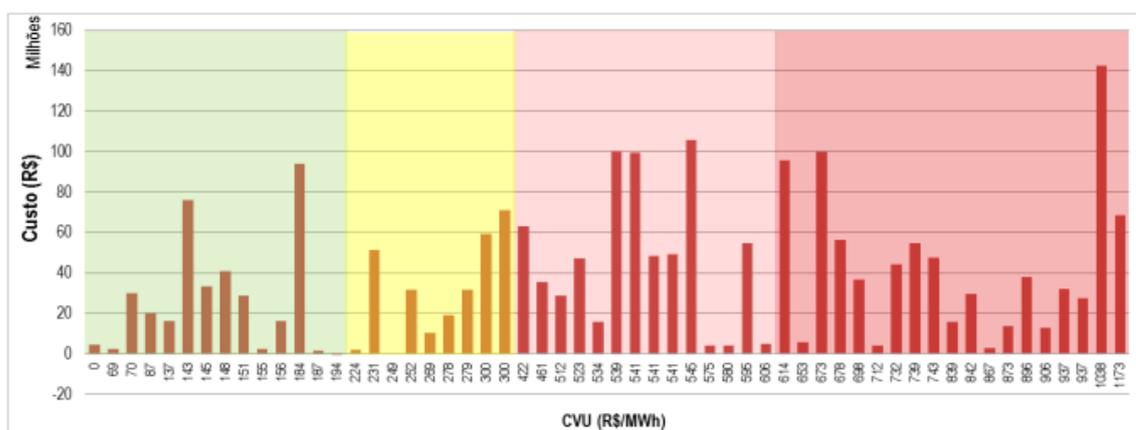
Além da alteração da bandeira vermelha feita com a divisão equânime de custo entre os patamares. De acordo com Gráfico 9 também apresentado entre os arquivos que constam na AP 328/2015, o CVU que consolidaria tal divisão de custos para a bandeira vermelha foi de 610 R\$/MWh.

Gráfico 8 – Comparativo entre a capacidade instaladas das usinas térmicas e o valor do CVU para cada faixa de acionamento das bandeiras tarifárias vigentes conforme REH 1.859/2015.



Fonte: ANEEL (2015)

Gráfico 9 – Análise de custos estimados da geração térmica para determinação do gatilho do Patamar I e II da bandeira vermelha.



Fonte: ANEEL (2015).

A revisão dos valores de custo que compunham a CCRBT, de forma a englobar os valores de adicionais para o ano de 2016, deveria, a partir de então, ser composta com as alterações da Lei nº 13.203/2015, além de implementar melhorias nas apurações dos demais custos. Durante a análise realizada pela área técnica, a principal conclusão foi de que a variação do GSF a ser considerado para análises dos custos resultava em uma variação considerável nos resultados, levando a CCRBT a cenários extremos, deficitários e superavitários (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

Com o final da AP 81/2015, portanto, foram homologados os seguintes parâmetros para as bandeiras tarifárias apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Proposta de Bandeiras Tarifárias aprovadas pela REH 2.016/2016 com vigência a partir de fevereiro do mesmo ano.

<b>Bandeira</b>	<b>Gatilho</b> [CVU da última térmica despachada – R\$/MWh]	<b>Adicional</b> [R\$/MWh]
Verde	$CVU < 211^{16}$	0,00
Amarela	$211 \leq CVU < 422^{17}$	15,00
Vermelha – I	$422 \leq CVU < 610$	30,00
Vermelha – II	$610 \leq CVU$	45,00

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016).

Durante o período de vigência desses valores, o histórico de acionamento de bandeiras pode ser verificado na Tabela 8. Os valores de abril e junho de 2016, apesar de acima do gatilho para bandeira verde, permaneceram sem custo adicional aos consumidores devido ao cenário superavitário da CCRBT, endossado pelos Despachos 755/2016 e 1.402/2016 respectivamente.

Tabela 8 – Acionamento das Bandeiras Tarifárias durante manutenção do gatilho proposto pela REH 2.016/2016.

<b>Mês</b>	<b>CVU da última térmica</b> <b>despachada – R\$/MWh</b>	<b>Usina</b>
 Abr/2015	1.168,46	UTE Xavantes
 Mai/2015	1.169,60	UTE Xavantes
 Jun/2015	1.169,67	UTE Xavantes
 Jul/2015	1.170,29	UTE Xavantes
 Ago/2015	1.171,37	UTE Xavantes
 Set/2015	595,11	UTE Araucária
 Out/2015	595,11	UTE Araucária
 Nov/2015	595,11	UTE Araucária

<sup>16</sup> Metade do limite superior do PLD de 2016.

<sup>17</sup> Limite superior do PLD para 2016 estabelecido pela REH 2.002, de 15 de dezembro de 2015.

 Dez/2015	595,11	UTE Araucária
 Jan/2016	595,11	UTE Araucária
 Fev/2016	556,26	UTE Bahia I
 Mar/2016	249,83	UTE Madeira
 Abr/2016 <sup>18</sup>	303,49	UTE Global I e II
 Mai/2016	210,35	UTE Aureliano Chaves
 Jun/2016 <sup>19</sup>	259,43	UTE Celso Furtado
 Jul/2016	134,88	UTE Luiz O. R. Melo
 Ago/2016	113,60	UTE Porto Itaquí
 Set/2016	125,27	UTE Porto Pecém 2
 Out/2016	195,63	UTE L. C. Prestes L1
 Nov/2016	224,42	UTE Aureliano Chaves
 Dez/2016	169,54	UTE Atlântico
 Jan/2017	128,65	UTE Maranhão IV
 Fev/2017	179,74	UTE Pecém 2
 Mar/2017	279,04	UTE Celso Furtado
<sup>1</sup>  Abr/2017	426,99	UTE Termocabo
<sup>1</sup>  Mai/2017	447,61	UTE Global II
 Jun/2017	155,85	UTE J. Lacerda
 Jul/2017	237,71	UTE Aureliano Chaves
<sup>1</sup>  Ago/2017	513,51	UTE Bahia I
 Set/2017	411,92	UTE Mauá B3
<sup>2</sup>  Out/2017	698,14	UTE Sepé Tiaraju

Fonte: ANEEL (2023).

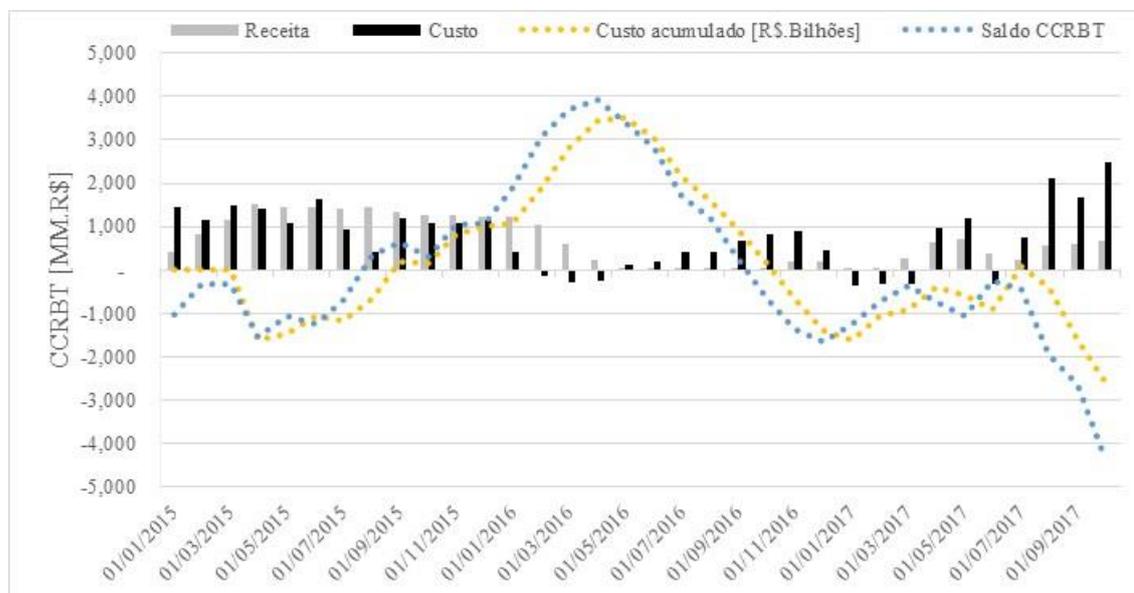
<sup>18</sup> Bandeira alterada pelo Despacho nº 755/2016.

<sup>19</sup> Bandeira alterada pelo Despacho nº 1.402/2016.

Durante os 18 primeiros meses, entre Abril de 2015 e Setembro de 2016, houve um equilíbrio entre os custos da CCRBT e a receita arrecadada. O saldo que se iniciou negativo devido aos custos com liminares de GSF foram solucionados graças a ações da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), que conseguiu a suspensão desses efeitos. Esse fato, aliado ao desligamento das térmicas com CVU acima de 600 R\$/MWh e uma reversão de R\$ 420 milhões da CONER, corroborou o saldo positivo da conta em R\$ 3,9 bilhões, como pode ser visualizado no Gráfico 10, sendo suficiente para cobrir não apenas os custos do mês corrente, como também para abater os custos não cobertos de meses anteriores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

Tal cenário favorável implicou nos já mencionados Despachos 755 e 1.402/2016, em Abril e Junho de 2016, respectivamente, no qual a diretoria da ANEEL optou por instaurar a bandeira verde, mesmo com o CVU da última usina despachada indicando a necessidade de uma bandeira amarela, alegando que o saldo superavitário seria suficiente para cobrir os custos simulados para ambos os meses.

Gráfico 10 – Composição do saldo da CCRBT durante manutenção do gatilho proposto pela REH 2.016/2016

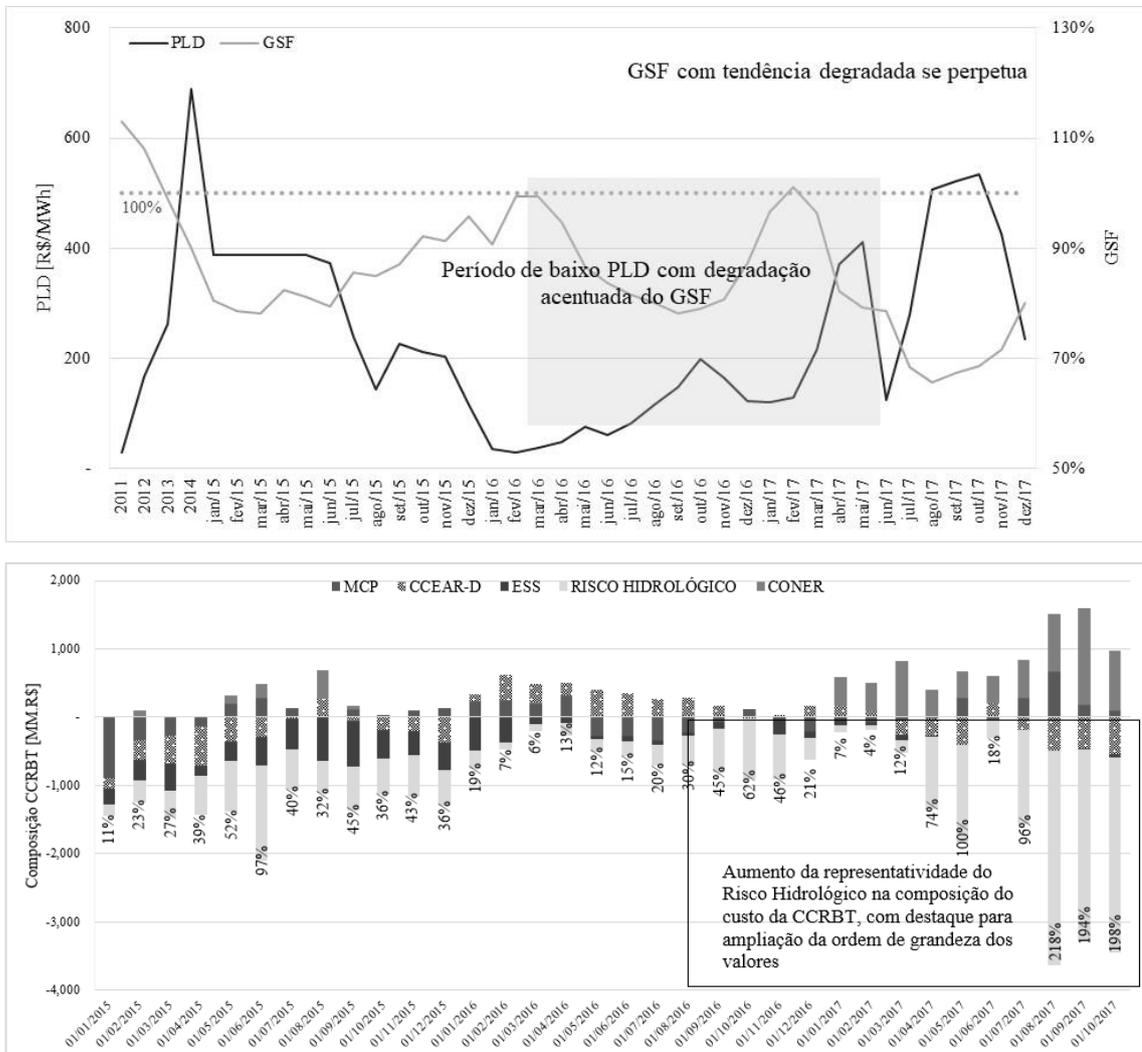


Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

Entretanto, a partir de Abril de 2016 o cenário começou a se inverter, com constante redução do montante superavitário da conta. O valor se tornou deficitário a partir de Outubro do mesmo ano, após a junção de dois fatores: o repasse do excedente aos consumidores, previsto na regulação, e a maior operacionalização da bandeira verde, que não revertia em receita. Um ano depois da inversão do *status* da conta, em Outubro de 2017, o saldo negativo acumulava R\$ 4,3 bilhões de reais.

A evolução dos custos que compunham a CCRBT se tornou um assunto de preocupação por parte das distribuidoras. Embora durante o ano de 2016 os preços tenham se comportado em níveis reduzidos, graças a um bom cenário de afluições, os níveis de reservatórios ainda não haviam se recuperado, mantendo a degradação do GSF que se iniciou com a crise hídrica de 2013 e impactando diretamente os montantes de Risco Hidrológico – seja dos contratos de Itaipu, CCGF ou das usinas repactuadas –, que a partir de então estavam sob responsabilidade de pagamento das concessionárias de distribuição. O Gráfico 11 apresenta essa relação entre o cenário energético e o aumento da expressividade dos custos das bandeiras.

Gráfico 11 – Correlação entre o cenário energético – devido ao baixo GSF – com a evolução de custos da CCRBT.



Fonte: Adaptado de CCEE (2023) e ANEEL (2023).

Ao abrir a Audiência Pública nº 91/2016, que tinha como objetivo definir as faixas de acionamento e os adicionais a serem praticados pelas Bandeiras Tarifárias em 2017, a área técnica deu ênfase em dois principais pontos de melhoria.

O primeiro, referente ao impacto do reajuste do limite superior do PLD no nível de cobertura das bandeiras. A alteração ampliava a faixa de operação de Bandeiras Amarelas, frente a uma redução da Bandeira Vermelha patamar I e trazia preocupação em torno de como a proporção entre esses valores poderia resultar no desequilíbrio entre custos e receita, conforme explicitado na Nota Técnica 399/2016<sup>20</sup>:

*Isto posto, percebe-se que pela regra vigente a bandeira amarela teria um escopo bem maior, visto que a faixa de cobertura aumentaria cerca de 26%. Já a bandeira vermelha patamar I teria uma redução na sua faixa de cobertura em torno de 22%. Esse cenário, como será mostrado adiante, gera um desequilíbrio na repartição dos custos entre os patamares, pois parte dos custos que anteriormente eram arcados no patamar de bandeira vermelha I foram transferidos para a bandeira amarela. 18. Outro ponto relevante é que, em um cenário hídrico desfavorável, o acionamento das bandeiras ocorreria em níveis já elevados de CVU, potencializando o risco de as distribuidoras terem que arcar com os custos de geração enquanto as faixas de acionamento não forem atingidas, o que poderia agravar a situação do caixa das concessionárias. Apesar das distribuidoras terem os custos equilibrados nos processos tarifários (através da CVA), ao longo de 2015 e 2016 ficou patente que o acionamento tempestivo das bandeiras possui um caráter, além de econômico, educativo para a sociedade, uma vez que os agentes adquiriram a sensibilidade de que o acionamento do mecanismo reflete condições adversas e podem assim ajustar seu consumo.*

E o segundo ponto foi pautado na análise que havia sido realizada na Audiência Pública nº 81/2015 a respeito da sensibilidade dos custos em função da variação do GSF. O enfoque, neste caso, foi de que, para diversos cenários de PLD, os custos que compunham a CCRBT aumentavam significativamente com a variação do GSF, graças ao efeito do Risco Hidrológico. O efeito era ampliado ainda no caso do aumento do teto do PLD, que implicava em montantes ainda mais expressivos para a rubrica.

Dessa forma, a diretoria entendeu que a manutenção das faixas de acionamento com o PLD teto anterior era mais aderente aos custos previstos para o ano de 2017, alterando apenas os valores a serem cobrados na tarifa, conforme apresentado na Tabela 9. Em adicional, as previsões de aumento dos valores de RH foram acompanhadas de uma proposta de adiantamento tarifário. Tal adiantamento tarifário seria uma forma de minimizar a exposição das distribuidoras frente às variações de PLD e GSF que eram previstas para o ano de 2017.

---

<sup>20</sup> Documento que consta na AP 91/2016.

A proposta era que, ao realizar o reajuste tarifário da distribuidora, houvesse uma previsão de 50% do valor total estimado de risco hidrológico para o período seguinte. Com esses pontos levantados, a ANEEL classificou o tema da revisão da metodologia das bandeiras como prioritário para a Agenda Regulatória 2016/2018 e instaurou a nova Audiência Pública nº 61/2017 para tratar da adequação das faixas de acionamento e repasse dos valores da CCRBT.

Tabela 9 – Proposta de Bandeiras Tarifárias aprovadas pela REH 2.203/2017 com vigência a partir de fevereiro do mesmo ano.

<b>Bandeira</b>	<b>Gatilho [CVU da última térmica despachada] (R\$/MWh)</b>	<b>Adicional [R\$/MWh]</b>
Verde	$CVU < 211$	0,00
Amarela	$211 \leq CVU < 422$	20,00
Vermelha – I	$422 \leq CVU < 610$	30,00
Vermelha – II	$610 \leq CVU$	35,00

Fonte: Adaptado de ANEEL (2017).

À época, os valores de risco hidrológico já representavam 63% nas variáveis de custo da bandeira (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Dada a correlação entre o GSF e o PLD – não direta, mas pautada na natureza hidroelétrica que o GSF apresenta e o impacto no despacho de usinas termelétricas e formação de preços – houve o entendimento que havia a necessidade de inserção de mais essa variável na composição da metodologia das bandeiras.

A solução foi a implementação do GSF para definição do patamar de bandeira, além de uma análise estatística sobre os valores a serem arrecadados para cada horizonte de operação. Dessa forma, foi definido o ábaco de acionamento de bandeiras, apresentado no Quadro 2, além dos novos valores de adicionais, apresentados na Tabela 10. A audiência pública alterou, por fim, a metodologia de repasse da conta às concessionárias: inicialmente, o repasse era realizado proporcionalmente aos custos que cada companhia apresentava. Com a alteração, as receitas recolhidas por cada distribuidora passaram a ser direcionadas prioritariamente a cobrir os próprios custos e, apenas na sequência, entregar o sobressalente ao *pool* de excedentes, que então seria redistribuído às demais empresas.

Tabela 10 – Adicionais da bandeira aprovados pela REH 2.392/2018 com vigência a partir de maio do mesmo ano.

<b>Bandeira</b>	<b>Adicional [R\$/MWh]</b>
Verde	0,00
Amarela	10,00
Vermelha – I	30,00
Vermelha – II	50,00

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

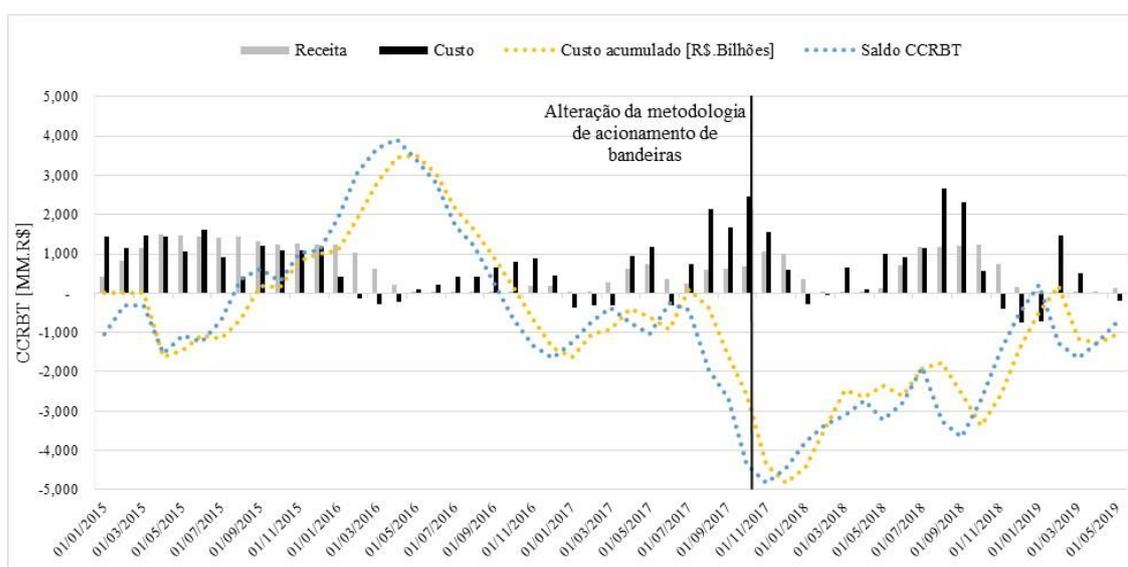
Quadro 2 – Ábaco de acionamento de bandeiras tarifárias aprovados pela REH nº 2.392/2018.

GSF Band	Verde		Amarela		Vermelha 1		Vermelha 2	
	Limite inferior	Limite superior						
0,99	40,16	505,18						
0,98	40,16	375,00	375,01	505,18				
0,97	40,16	250,00	250,01	505,18				
0,96	40,16	187,50	187,51	505,18				
0,95	40,16	150,00	150,01	504,40	504,41	505,18		
0,94	40,16	125,00	125,01	420,33	420,34	505,18		
0,93	40,16	107,14	107,15	360,29	360,30	505,18		
0,92	40,16	93,75	93,76	315,25	315,26	505,18		
0,91	40,16	83,33	83,34	280,22	280,23	490,22	490,23	505,18
0,90	40,16	75,00	75,01	252,20	252,21	441,20	441,21	505,18
0,89	40,16	68,18	68,19	229,27	229,28	401,09	401,10	505,18
0,88	40,16	62,50	62,51	210,17	210,18	367,67	367,68	505,18
0,87	40,16	57,69	57,70	194,00	194,01	339,38	339,39	505,18
0,86	40,16	53,57	53,58	180,14	180,15	315,14	315,15	505,18
0,85	40,16	50,00	50,01	168,13	168,14	294,13	294,14	505,18
0,84	40,16	46,88	46,89	157,63	157,64	275,75	275,76	505,18
0,83	40,16	44,12	44,13	148,35	148,36	259,53	259,54	505,18
0,82	40,16	41,67	41,68	140,11	140,12	245,11	245,12	505,18
0,81			40,16	132,74	132,75	232,21	232,22	505,18
0,80			40,16	126,10	126,11	220,60	220,61	505,18
0,79			40,16	120,10	120,11	210,10	210,11	505,18
0,78			40,16	114,64	114,65	200,55	200,56	505,18
0,77			40,16	109,65	109,66	191,83	191,84	505,18
0,76			40,16	105,08	105,09	183,83	183,84	505,18
0,75			40,16	100,88	100,89	176,48	176,49	505,18
0,74			40,16	97,00	97,01	169,69	169,70	505,18
0,73			40,16	93,41	93,42	163,41	163,42	505,18
0,72			40,16	90,07	90,08	157,57	157,58	505,18
0,71			40,16	86,97	86,98	152,14	152,15	505,18
0,70			40,16	84,07	84,08	147,07	147,08	505,18
0,69			40,16	81,35	81,36	142,32	142,33	505,18
0,68			40,16	78,81	78,82	137,88	137,89	505,18
0,67			40,16	76,42	76,43	133,70	133,71	505,18
0,66			40,16	74,18	74,19	129,76	129,77	505,18
0,65			40,16	72,06	72,07	126,06	126,07	505,18
0,64			40,16	70,06	70,07	122,56	122,57	505,18
0,63			40,16	68,16	68,17	119,24	119,25	505,18
0,62			40,16	66,37	66,38	116,11	116,12	505,18
0,61			40,16	64,67	64,68	113,13	113,14	505,18
0,60			40,16	63,05	63,06	110,30	110,31	505,18

Fonte: ANEEL (2023).

A alteração cumpriu com o efeito esperado e reduziu o déficit da conta bandeira, mas não o suficiente para transformá-la novamente em superavitária, como apresentado no Gráfico 12. Durante esse período, portanto, os reajustes tarifários contemplavam um aumento nas tarifas em prol do déficit entre custos e receitas que a CCRBT agregava às concessionárias de distribuição.

Gráfico 12 – Alteração da metodologia de acionamento de bandeiras e consequente recuperação da CCRBT sem se tornar, contudo, superavitária.



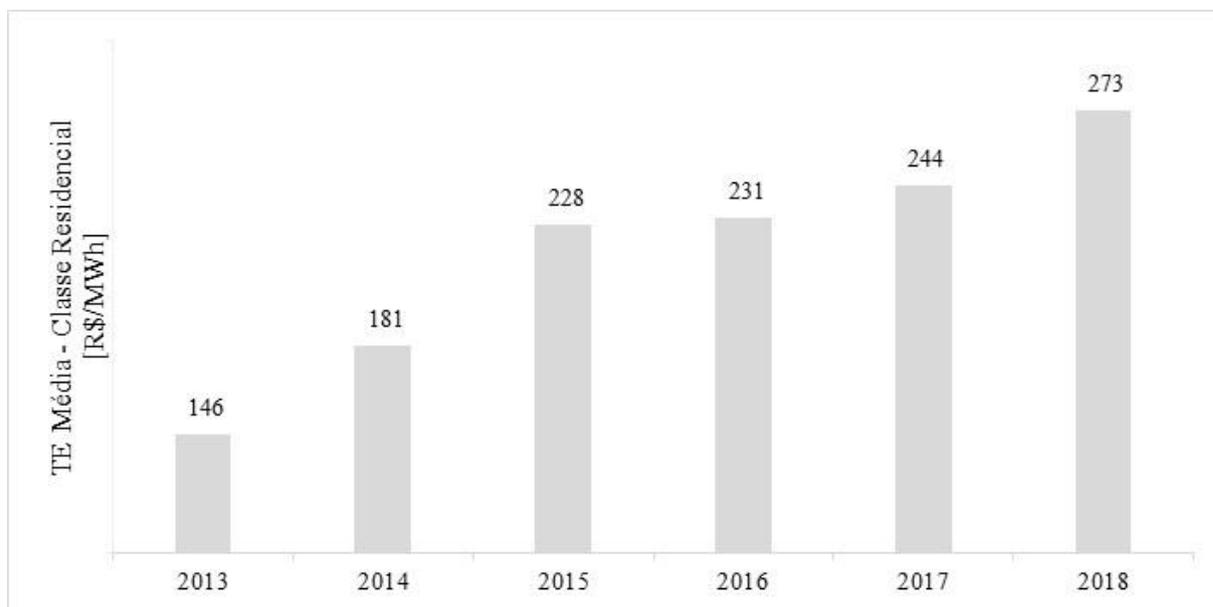
Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

Na altura em que essas alterações foram realizadas, a redução de tarifa prevista pela MP 579 já havia sido absorvida e revertida em um aumento generalizado. O cenário inicial de redução esperada, apresentado anteriormente na Tabela 1, sofreu o impacto do aumento dos preços de curto prazo, da degradação do GSF, da implementação do risco hidrológico via repactuação, além de se debater com os montantes de empréstimos realizados via CDE para arcar com todas as despesas geradas pelas modificações.

Em 2015, as distribuidoras entraram com pedido junto a ANEEL para análise de existência de desequilíbrio econômico e financeiro dos contratos, sugerindo um processo de Reajuste Tarifário Extraordinário. O efeito percebido após o processamento do pedido foi um aumento médio de 23,4% nas tarifas gerais, balizado fortemente pelo aumento da CDE e dos custos com Itaipu. Para o consumidor residencial, esse efeito foi maior, de 46% em relação aos valores médios de 2014 (BRITO, 2017).

Esses aumentos tarifários se tornaram sequenciais (Gráfico 13), sendo que o efeito líquido até o ano de 2018 foi de um aumento de 86% em relação à tarifa de 2013, considerando apenas o efeito da TE<sup>21</sup> para o consumidor residencial (B1).

Gráfico 13 - Evolução da TE média do Brasil para o consumidor residencial entre 2013 e 2018



Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

Paralelamente, o Brasil iniciava um período de recessão econômica em 2015, com redução significativa no consumo esperado de energia. Como pode ser visto no Gráfico 14, que compara a carga realizada com a estimativa feita pela EPE na 1ª Revisão Quadrimestral de Projeção de Demanda de 2014, ao invés do crescimento esperado médio de 4% ao ano, a carga cresceu em média 0,6% entre 2014 e 2018, havendo inclusive uma retração de 0,6% no ano de 2015 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Como consequência da redução de carga e melhora das afluições, o PLD de 2016 realizou em uma média de 93,00 R\$/MWh naquele ano, o menor valor desde 2011.

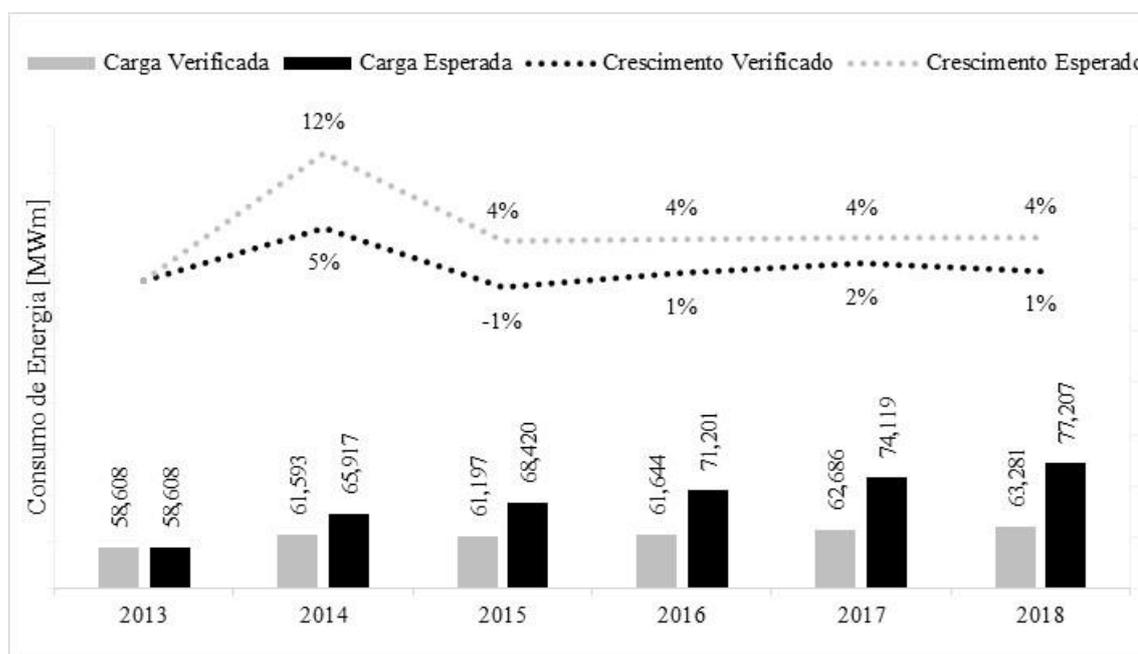
O aumento dos preços do ACR e a redução dos preços do ACL colaboraram para um aumento significativo da migração de consumidores para o ambiente livre. A prerrogativa de migração de consumidores ao ambiente livre é dada pelos Artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995.

<sup>21</sup> Tarifa de Energia: A composição da tarifa do consumidor é feita de forma a cobrir os custos desde a geração até a disponibilização de energia na unidade consumidora. A TE representa a parcela responsável por suprir o custo com aquisição de energia referente às contratações centralizadas em leilão, sem margem de lucro para a distribuidora. A segunda parcela de custo é chamada de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e representa a remuneração das despesas de capital e custos de operação e manutenção do sistema da rede física de distribuição (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA).

A citada Lei definiu que consumidores cuja carga fosse igual ou superior a 3.000 kW, atendidos a tensão superior a 69 kV, poderiam optar pela compra de energia de qualquer agente vendedor do sistema (BRASIL. CONGRESSO., 1995).

Além disso, em 1996 foi editada a Lei nº 9.427/1996, que definiu o regime de geração de energia incentivada<sup>22</sup> e a possibilidade de consumidores cuja carga fosse maior que 500 kW – chamados de *Consumidores Especiais* – adquirirem esse tipo de energia também no ACL.

Gráfico 14 – Variação entre a carga projetada e realizada entre o período de 2014 a 2018.

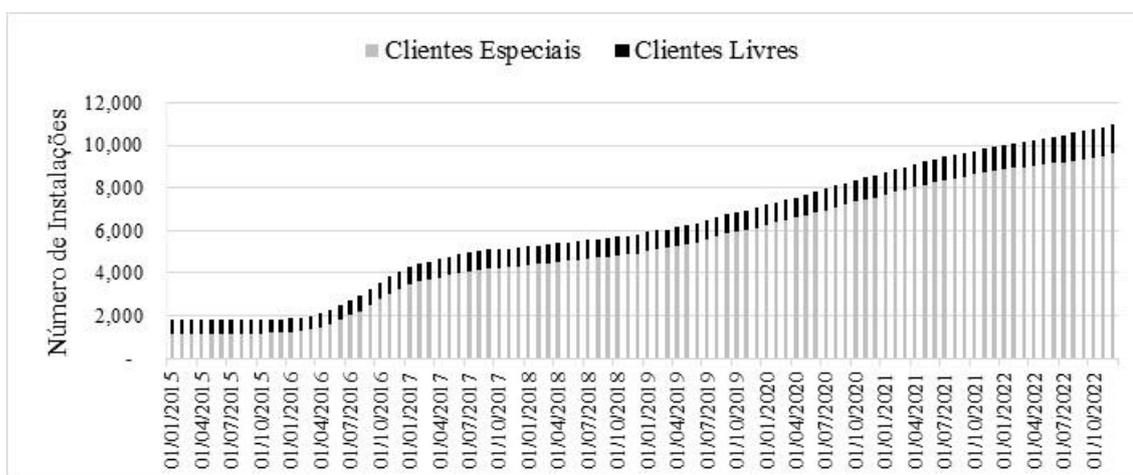


Fonte: Adaptado de EPE (2020).

Com o duplo incentivo, o ano de 2016 apresentou um aumento de 227% no que diz respeito ao começo de 2015 em relação às instalações no ACL (Gráfico 15), com efeito a nível nacional de 1,4 GWm no consumo total (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023). Para as concessionárias de distribuição de energia, ficou a necessidade de efetuar a gestão do portfólio, de forma a englobar a alteração expressiva da carga nesse período.

<sup>22</sup> § 5º “Os aproveitamentos referidos nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts), observados os prazos de carência constantes do art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos § 1º e 2º deste artigo.” (BRASIL. CONGRESSO., 1996).

Gráfico 15 – Aumento do número das instalações no ACL entre 2015 e 2022.



Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

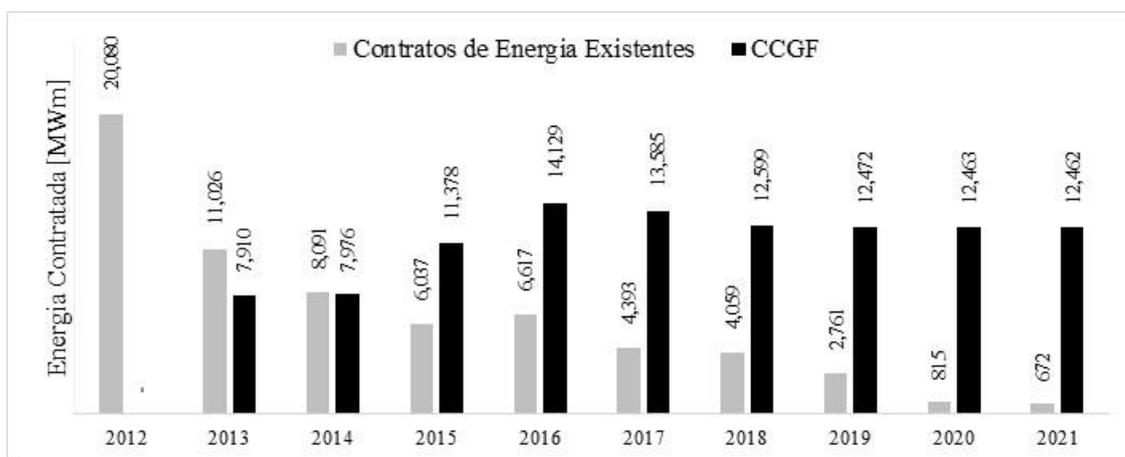
## 2.9 Gestão de portfólio no período pós-Lei 12.783/2013

Em 2016, o setor energético brasileiro encontrava-se lidando com as consequências da MP 579, cujos empréstimos começavam a ser pagos pelos consumidores. Além disso, apesar da repactuação do Risco Hidrológico, a degradação do GSF expunha um aumento constante nos valores de exposição das usinas do MRE, que a essa altura eram repassados aos consumidores cativos via distribuidoras. As Bandeiras Tarifárias, apesar de se portarem como uma forma de indicação ao consumidor a respeito do comportamento do sistema, encontravam-se com a respectiva conta deficitária, fato que diminua seu papel de reduzir a exposição mensal da distribuidora e, conseqüentemente, o saldo da CVA a ser repassado nos reajustes tarifários para os consumidores cativos. Concomitantemente, o ACL crescia impulsionado pelos baixos preços de energia, graças à combinação de redução de consumo e aumento das chuvas naquele ano. Do ponto de vista da gestão de portfólio das concessionárias de distribuição, as empresas podem exercer dois movimentos:

- a) o acréscimo de energia ao portfólio, por meio de compras em Leilões centralizados realizados pela EPE, além da declaração de déficits no MCSD;
- b) a redução de energia do portfólio, por meio de declaração de sobras no MCSD de Energia Existente, que tinha como prerrogativa a desconstrução do montante de energia atrelado à migração de consumidores livres e especiais.

Entretanto, após a renovação das concessões por Cotas de Garantia Física, houve uma redução no montante de energia existente disponível às distribuidoras que foram renovadas sob novo regime contratual. O Gráfico 16 apresenta a variação da substituição de contratos de energia existente por CCGF no portfólio das distribuidoras do Brasil.

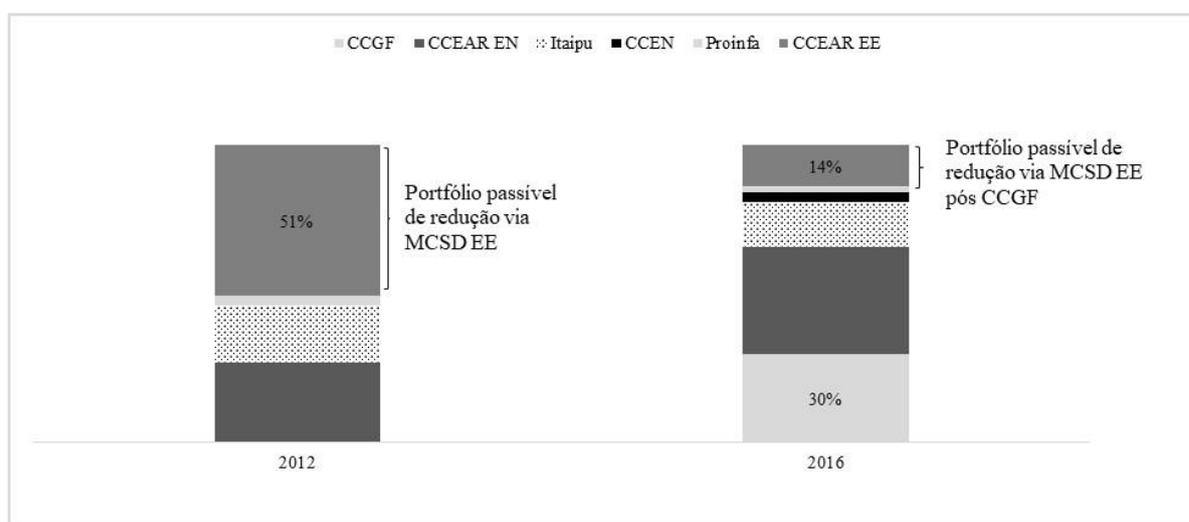
Gráfico 16 – Evolução do portfólio de energia existente das distribuidoras no Brasil, com a conversão desses contratos em CCGF.



Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

Em relação ao portfólio total das companhias, a possibilidade de descontratação de energia caiu 37% entre 2012 e 2016, conforme apresentado no Gráfico 17, que agora figurava em sua composição contratos com montantes não administráveis de Itaipu, Eletronuclear Angra, Proinfa e CCGF.

Gráfico 17 – Evolução do portfólio gerenciável por MCSDD de Energia Existente entre 2012 e 2016, devido à conversão de contratos em CCGF pela Lei 12.783/2013.

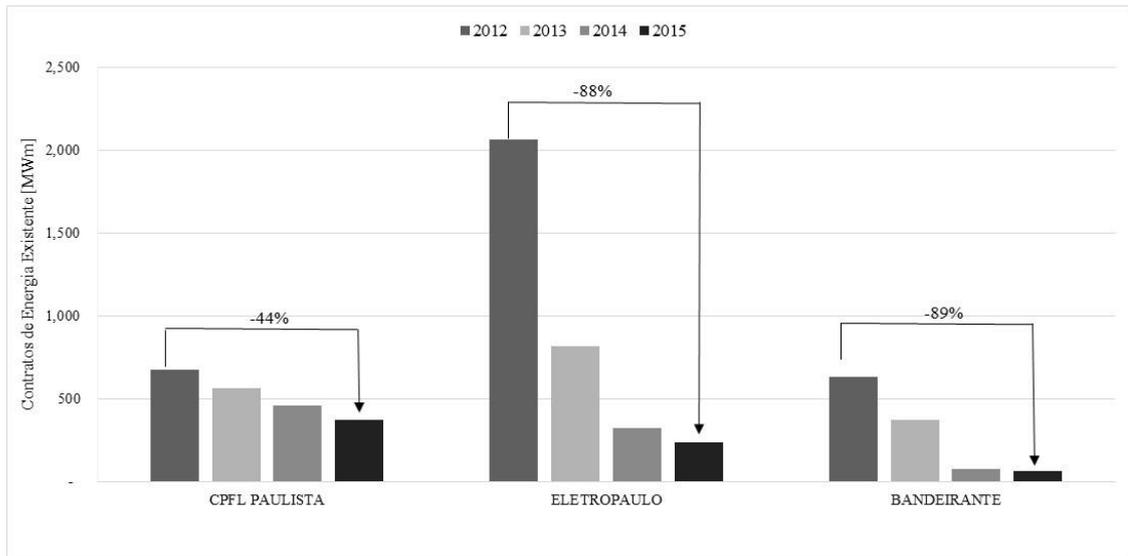


Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

Não apenas o balanço total de contratos foi alterado como, ao realizar a distribuição de Cotas de Garantia Física com objetivo de reduzir a tarifa média do consumidor, não foi respeitado o tamanho do mercado da companhia, fazendo com que houvesse um desequilíbrio na composição do portfólio entre as distribuidoras de energia.

Conforme Gráfico 18, é possível notar que enquanto algumas distribuidoras tiveram em torno da metade de sua energia existente convertida em CCGF, como a CPFL Paulista, outras tiveram quase total de seu portfólio reduzido, como o caso da Eletropaulo (atual ENEL SP) e da Bandeirante (atual EDP SP).

Gráfico 18 – Desequilíbrio na redução de energia existente, em prol da substituição por CCGF, entre distribuidoras do submercado SE.



Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

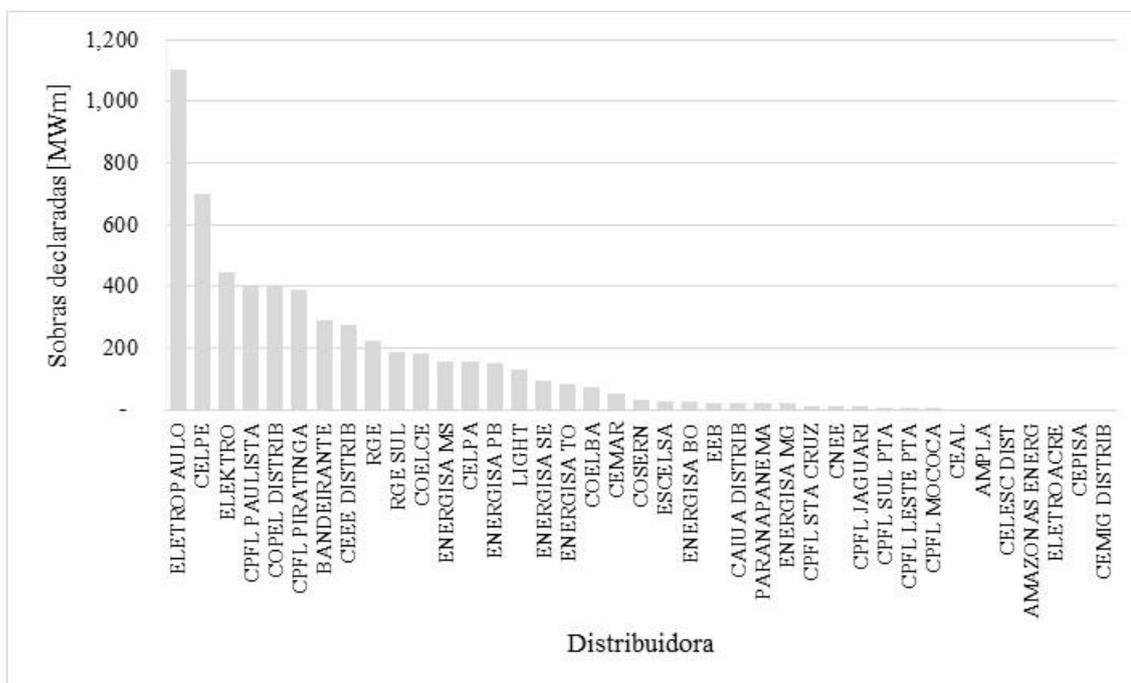
Dada a limitação de trocas e descontratação de energia existente ocasionados por meio da alteração de contratos em CCGF, ao final de 2015 a ANEEL instaurou a Audiência Pública 61/2015, com objetivo de estabelecer uma proposta de normativo para aplicação de MCSD em contratos de energia nova. A proposta estabelecida tendia a funcionar de maneira similar ao MCSD de Energia Existente; entretanto, visava apenas relações financeiras entre as partes, sem modificar as relações contratuais, conforme ocorria no MCSD EE. Dessa forma, seria possível garantir maior segurança de natureza jurídica e reforçar um sistema contratual mais robusto entre os agentes participantes.

Com a publicação da Resolução Normativa REN 693/2015, foi possibilitado às distribuidoras uma melhoria na gestão de seu portfólio através da operacionalização do MCSD de Energia Nova.

O primeiro processamento, que ocorreu para o horizonte do segundo semestre de 2016, contou com uma redução contratual de 195MWh, além de 95 MWh cedidos entre distribuidoras que compensaram suas sobras e déficits internamente. As distribuidoras apresentaram, ainda, a declaração de 5,6 GWm de sobras de energia, o que corroborava o entendimento de um excedente contratual generalizado.

Conforme demonstrado no Gráfico 19, distribuidoras do submercado sudeste representaram 53% dessa oferta de sobras e obtiveram uma eficácia de redução de energia da ordem de 5%<sup>23</sup>.

Gráfico 19 – Declaração de sobras realizadas no âmbito do primeiro processamento de MCSD de Energia Nova, com horizonte de redução para segundo semestre de 2016



Fonte: Adaptado de CCEE (2022).

No início de 2016, as distribuidoras que já vinham demonstrando preocupação para com a redução do mercado consumidor estabeleceram contato com a ANEEL em prol de um novo mecanismo de redução contratual: a possibilidade de reduções bilateralmente negociadas com os vendedores de energia. Na nota técnica de abertura da Audiência Pública 012/2016, cujo objetivo era o aprimoramento da regulação vigente em torno dos acordos bilaterais, a ANEEL indica uma preocupação pelo nível de excedente de energia das distribuidoras, estimados em 110,9% para o ano de 2016 e 112,6% para o ano de 2017<sup>24</sup> (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Importante ressaltar que o Decreto nº 5.163/2004 exige a contratação de 100% da energia a ser consumida pelo mercado atendido na área de concessão, mas limita a 105% destes montantes os repasses de custos ao consumidor final<sup>25</sup>.

<sup>23</sup> Montantes descontratados em relação aos montantes declarados.

<sup>24</sup> Considera a contratação obrigatória do montante de reposição do leilão A-1 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

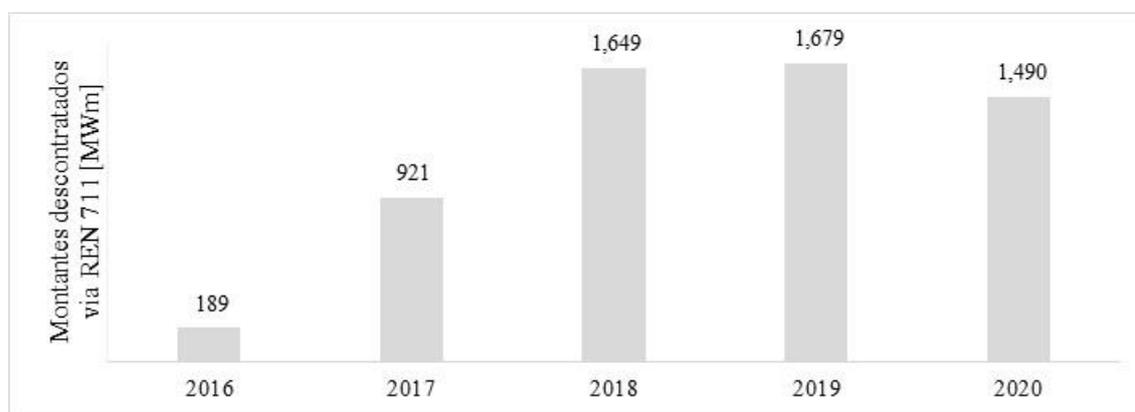
<sup>25</sup> Artigo 38 do Decreto nº 5.163/2004 (BRASIL. CONGRESSO., 2004).

Dessa forma, os contratos de energia que englobam excedentes acima de 5% da carga total da distribuidora são caracterizados como exposição voluntária e devem ser assumidos integralmente pelos acionistas de cada companhia. Neste caso, em específico, era estimado um montante de 5GWm de energia acima da necessidade de atendimento do mercado consumidor cativo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

Como o MCSD Energia Nova ainda não estava disponível para processamento, entendeu-se que havia necessidade de oferecer opções de gestão do montante expressivo de sobras de energia que as distribuidoras estavam sujeitas pelos fatores combinados de redução de consumo e aumento de migração verificados durante esse período. Os acordos bilaterais foram então regulamentados pela REN 711/2016 permitindo a realização de livre negociação entre as contrapartes, de forma a reduzir temporária ou permanentemente os montantes de energia contratados.

Para evitar prejuízos ao consumidor final, os possíveis ônus que a negociação acarretasse, incluindo aumento do custo médio de energia do portfólio, deveriam ser ressarcidos pela distribuidora no cálculo do repasse tarifário. O mecanismo foi amplamente utilizado, chegando a representar 46% de todas as reduções contratuais (entre MCSD Energia Existente, MCSD Energia Nova e REN 711). Entretanto, as reduções realizadas em 2016 representaram apenas 4% da sobra esperada para o ano, de 5GWm, enfatizando a dificuldade das distribuidoras em adequar seus níveis de contratação. O Gráfico 20 apresenta o montante negociado em MWm através de acordos bilaterais.

Gráfico 20 – Reduções contratuais realizadas através de acordos bilaterais no âmbito da REN 711/2016.

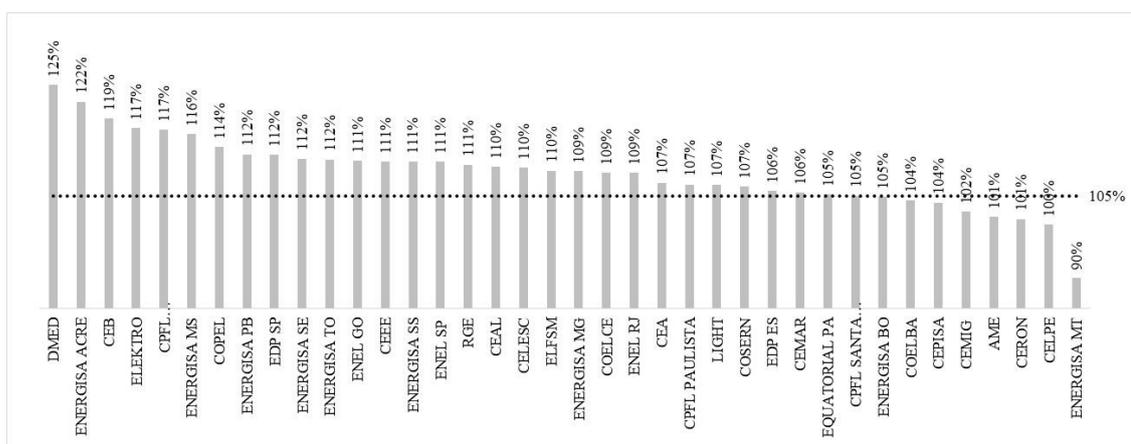


Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

Nesse cenário, mesmo após a utilização de todos os mecanismos de gestão disponíveis para o gerenciamento do portfólio das companhias, as distribuidoras se encontravam em um cenário de sobrecontratação generalizada.

Após o ciclo tarifário 2016, foi constatado uma sobra de 2,8 GWm acima do limite de 105% de repasse, a nível Brasil. O Gráfico 21 apresenta o nível de contratação das principais concessionárias de distribuição de energia no país, responsáveis por 99,6% do mercado consumidor nacional<sup>26</sup>, tornando possível inferir que 79% das concessionárias encontravam-se em tal situação.

Gráfico 21 – Nível de contratação das principais concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil no ciclo tarifário referente ao ano de 2016.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

No decorrer do ano de 2016, as distribuidoras protocolaram junto à ANEEL diversas correspondências em prol de traçar um plano de ação para conter a sobrecontratação. O movimento de análise das possíveis soluções se iniciou logo no começo do ano, com a Audiência Pública 004/2016. Nela, a ANEEL objetivava aprimorar as resoluções nº 421/2010 e 453/2011, que tratavam sobre sobras involuntárias das companhias. O principal ponto de discussão era referente ao tratamento que deveria ser dado às cotas de garantia física no âmbito da gestão de excedentes contratuais que as companhias se encontravam.

Após análise do processo, a diretoria acatou os pedidos referentes à possibilidade de alocação de cotas de garantia física como montantes involuntários sempre que o valor excedesse o limite de contratação de montante de reposição obrigatório. Dessa forma, sempre que a alocação de cotas – entendida como uma recontração de energia existente – excedesse o montante de reposição de caráter obrigatório a ser adquirido anualmente pelas distribuidoras<sup>27</sup>, esse valor seria caracterizado como involuntário (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

<sup>26</sup> Concessionárias associadas à ABRADEE.

<sup>27</sup> O artigo 40 do Decreto 5.163/2004 estabelecia a obrigatoriedade de recontração de 96% do montante de reposição.

O tratamento da migração de consumidores também se tornou pauta das discussões. Do ponto de vista da gestão de portfólio pós-migração de um consumidor, com a saída para o ACL, não há mais necessidade da energia adquirida para suprir essa demanda. Essa era a prerrogativa para descontratação de contratos de energia existente via MCSD. Apesar do MCSD de Energia Nova apresentar a possibilidade de redução contratual, essa redução não era definitiva. Dessa forma, sendo realizada a descontratação para o horizonte de um ano, por exemplo, a energia retorna ao portfólio da distribuidora após esse período, mesmo que o consumidor tenha se mantido no ACL. Com a alocação de cotas de garantia física e consequente redução da energia existente no portfólio de várias distribuidoras, conforme mencionado anteriormente, muitas companhias se viram impossibilitadas de tomar ações efetivas frente a migração de consumidores para o ACL. Algumas distribuidoras chegaram a protocolar pleitos para que:

*[...] a regulação a ser aprovada no decurso do Processo 48500.000819/2011-23 preveja, explicitamente, que a sobra de energia decorrente das reduções de mercado até 4% e que a sobra de energia decorrente da migração de consumidores ao ACL (convencionais ou especiais) sejam tratadas como Sobrecontratação Involuntária para as distribuidoras que não mais possuem em seus portfólios CCEARs de Energia Existente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).*

Com a publicação da REN 727/2016, a ANEEL possibilitou a redução em regime permanente de contratos de Energia Nova, via MCSD, para geradores que desejassem reduzi-los. Além disso, foram criados, na sequência, mecanismos com maior horizonte temporal, para 48 meses, A-3 (3 anos após o ano-base) e A-5 (5 anos após o ano-base) e intra-anuais para ajuste fino no ano corrente, chamado de A0.

Não obstante, nenhuma solução apresentada conseguia solucionar de modo definitivo o problema da sobrecontratação das distribuidoras. Em abril de 2016, a AES Eletropaulo protocolou carta junto a ANEEL solicitando o repasse integral dos custos referentes à sobrecontratação, alegando involuntariedade da energia acima de 105% entre 2016 e 2018. Na sequência, o Grupo Energisa, CPFL, DME, Celesc, Copel, RGE e EDP também entraram com pedidos de reconhecimento de involuntariedade dos montantes de sobrecontratação referentes a 2016 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). A agência estabeleceu processo para análise dos requerimentos e, durante a análise, elencou que os CCEARs de Energia Existente não eram a única forma de gestão de portfólio de energia das concessionárias, sendo que estas poderiam fazer uso dos demais meios para controle da sobrecontratação. Em retrospecto (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA):

- i) *Implementação do MCSD Energia Nova (REN 693/2015);*
- ii) *Consolidação dos efeitos das cotas na apuração do Montante de Reposição e na Sobrecontratação Involuntária (REN 706, de 2016);*
- iii) *Permissão para realização de acordos bilaterais livremente pactuados entre distribuidoras e geradores (REN 711, de 2016);*
- iv) *Substituição dos contratos de fornecimento por CUSD e CCER, de modo que a penalidade por encerramento antecipado se torne isonômico para consumidores que migram ao ACL (REN 714, de 2016);*
- v) *Enquadramento de consumidores especiais no gênero de consumidores livres, permitindo redução de CCEAR-E em caso de migração ao ACL (REN 726, de 2016);*
- vi) *Aprimoramento do MCSD de Energia Nova para permitir desconstratação centralizada e prazo mais longo (REN 727, de 2016).*

A diretoria ainda elencou um novo entendimento, qual seja, de que o Artigo 40 do Decreto 5.163/2004 mencionado anteriormente não implicasse em obrigatoriedade de recompra do montante de reposição, mas apenas em benefício econômico para essa ação. Esse entendimento é importante considerando que agentes distribuidores haviam adquirido energia em 2015, sob pena de ficarem sobrecontratados em 2016, por entenderem que o decreto impunha caráter obrigatório nessa movimentação. Esse mesmo artigo foi revogado durante o ano de 2017, por meio do Decreto 9.143/2017, responsável também por incluir a prerrogativa da migração de consumidores como uma justificativa para exposição involuntária da distribuidora, além de reduzir o lastro contratual das usinas cotistas para 90% (BRASIL. CONGRESSO., 2017) e permitir a venda de excedentes de energia para o ACL.

Dessa forma, o Despacho nº 1.143/2017 veio determinar que o pleito para sobrecontratação involuntária seria analisado individualmente, garantindo que as competências de máximo esforço fossem cumpridas. Deu-se início a um processo longo de análise dos pleitos. A ANEEL solicitou às distribuidoras por meio de diversos ofícios informações de migração de consumidores, além de dados à CCEE para efetivar uma possível definição de montantes involuntários para o ano de 2016 e, a essa altura, 2017, que mantinha o elevado nível de migração sem, contudo, ser possível adequar os contratos correspondentes. A ANEEL chegou a encaminhar, ainda, planilhas contendo memória de cálculo de possíveis montantes de involuntária para as distribuidoras para os anos de 2016 e 2017, solicitando manifestação das companhias em relação às propostas. Durante esse período, os reajustes tarifários foram homologados sem considerar o montante de repasse de sobrecontratação ao acionista, considerando todo o resultado em benefício do consumidor.

A exceção se tornou o reajuste da EDP ES e da ENEL Ceará, ambas realizadas em 2018, em que se repassou a sobrecontratação considerada voluntária para as companhias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023). No caso da EDP ES, o diretor relator do processo de reajuste tarifário explicitou que, no tocante à sobrecontratação dos anos de 2016 e 2017 da concessionária, ambos os resultados deveriam ser considerados como voluntários, visto a inexistência do máximo esforço por meio de participação em eventos de desconstrução de energia.

Durante esse período, foi definida também audiência pública para regulamentar o Artigo 47 do Decreto 9.143/2017, que permitia a venda de excedentes de energia para o ACL. Na AP 70/2017 foi desenhada a proposta de criação do Mecanismo de Venda de Excedente (MVE). Entre os pontos de preocupação em torno dessa nova possibilidade estavam os preços de negociação e a forma como a venda de excedentes poderia vir a impactar as tarifas do consumidor final. No mesmo sentido de preocupação em relação as tarifas, a desconstrução de empreendimentos via Acordos Bilaterais ou MCSDs de Energia Nova foi discutida, visando limitar a aplicação desses mecanismos a empreendimentos com atraso para operação comercial.

O principal motivo para a alteração surgiu após a área técnica demonstrar que a redução bilateral de contratos oriundos de empreendimentos incentivados resultava em um impacto à CDE dos consumidores cativos. Isso porque ao realizar a desconstrução, o consumidor cativo deixa de ter na sua composição de contratos uma usina mais barata, apesar de ainda arcar com o subsídio para o custo dela.

Com a criação da REN 824/2018, foi determinada a criação do MVE e as distribuidoras puderam passar a contar com mais um mecanismo para tentar gerenciar a sobrecontratação.

O MVE foi desenhado para ser um mecanismo de participação voluntária, sem impacto na aferição do máximo esforço da companhia, de forma que todo o ônus de uma possível desconstrução barata recaia sobre o agente concessionário, com total neutralidade para o consumidor final e, em caso de benefício, os ganhos sejam repartidos entre ambos os *players*.

O benefício citado impacta o consumidor sempre que a distribuidora se dispuser de um montante de energia considerado involuntário – seja entre o limite de repasse de 100% a 105% do mercado consumidor, seja por reconhecimento de involuntariedade em montantes acima desse limite. Além disso, o mecanismo é realizado centralizadamente pela CCEE, na forma de um cruzamento de oferta e demanda e tem sua inadimplência gerenciada bilateralmente: significa que sempre que, se o agente comprador não honrar com o pagamento do negócio realizado, ações bilaterais devem ser tomadas em prol de reaver os montantes inadimplidos.

O fato do repasse do MVE ter sido atrelado ao montante excedente voluntário das distribuidoras levantou outro ponto de discussão: Dada a indefinição dos montantes de sobrecontratação involuntária desde o ano de 2016 (que, nesse momento, já se arrastava para 2017 e 2018), como traçar a expectativa de ganhos ou perdas referentes ao processamento.

Através da Audiência Pública nº 40/2018, foi discutida a metodologia de definição das regras, amparadas na REN 824/2018, como também se tratou da operacionalização do mecanismo. A proposta era que a primeira rodada fosse efetuada ainda no ano de 2018. Ficou determinado, portanto, a criação de 16 produtos, sendo estes:

- a) vigência de 12 meses (anual), 6 meses (semestral) e 3 meses (trimestral);
- b) fonte Convencional ou Convencional Especial;
- c) submercado sudeste, sul, nordeste ou norte, a depender da origem da distribuidora;
- d) preço negociado fixo ou variável (spread).

Para participação, cada agente potencial comprador – podendo ser qualquer agente do ACL – encaminha à CCEE lances contendo o montante desejado e o preço que está disposto a pagar por cada um dos produtos possíveis. Paralelamente, a distribuidora encaminha as ofertas de venda, contendo o montante – limitado a 15% da carga do ano anterior para produtos anuais e semestrais e a 25% deste total em produtos trimestrais – e o valor que deseja para se desfazer dessa energia.

Importante ressaltar que, dado caráter voluntário do mecanismo, a gestão do preço de venda também é decisão do agente distribuidor, de forma que seja possível aferir os riscos e resultados da participação. O modelo esquemático da operacionalização é apresentado no Gráfico 22, que demonstra as curvas de oferta e demanda e o ponto de equilíbrio que garante a efetividade do negócio.

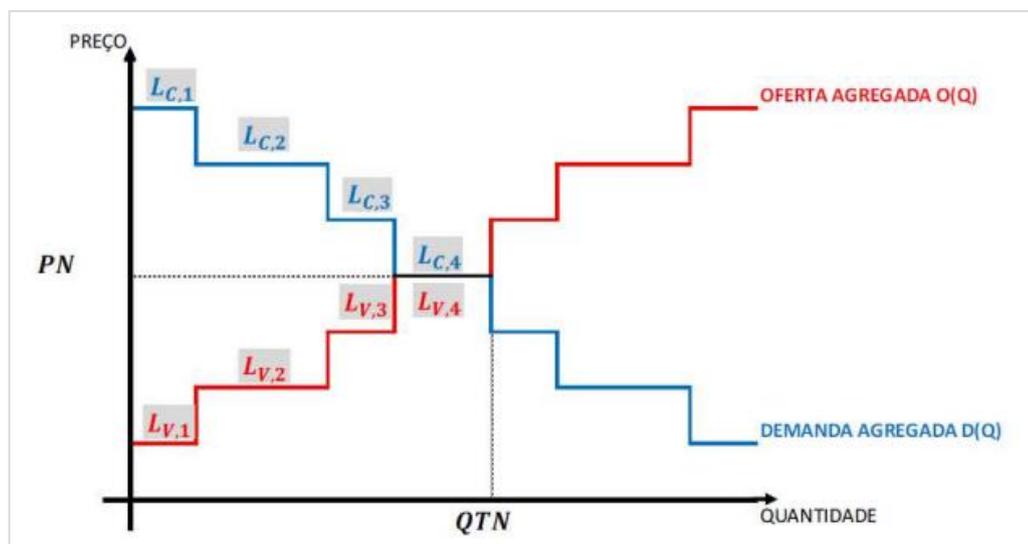
Neste caso, após classificar as ofertas de venda do menor para o maior e as ofertas de compra do maior para o menor, são atendidas, inicialmente, as ofertas de compra de maior valor com as ofertas de venda de menor valor. Esse ciclo é repetido até que o preço de compra esteja abaixo do preço de venda (desinteresse financeiro na operação) ou que a oferta acabe (não haja mais interesse na venda de energia).

Em dezembro de 2018, após a publicação da REN 833/2018, que aprovou a operacionalização do mecanismo, houve o primeiro processamento<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> A resolução foi publicada em 04/12/2018 e o processamento deveria ocorrer dentro do próprio mês.

Gráfico 22 – Modelo de operacionalização do MVE.

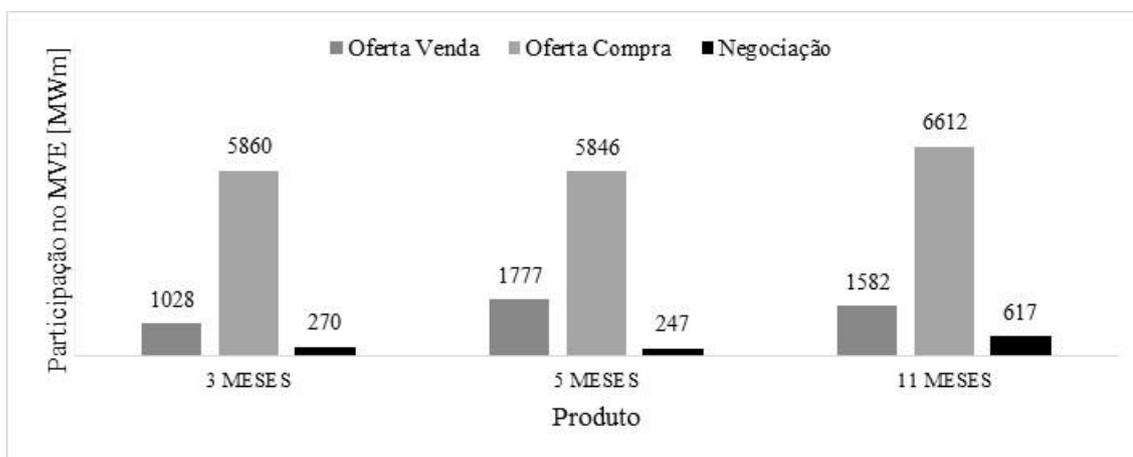


Fonte: CCEE (2022).

Excepcionalmente, dado o curto prazo de operacionalização para a CCEE, o primeiro processamento teve como produtos a descontração para horizonte de 3, 5 e 11 meses, sendo que os dois últimos produtos foram processados em janeiro, com início previsto a partir de fevereiro de 2019.

O mecanismo recebeu 58 ofertas de venda e 1332 ofertas de compra ao considerar os três processamentos. O Gráfico 23 apresenta o compilado de resultados, demonstrando que, apesar da grande quantidade de energia oferecida para comercialização, a quantidade efetivamente negociada representa pouco mais de um quarto de toda oferta que as distribuidoras apresentaram.

Gráfico 23 – Resultado do primeiro processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes, em dezembro de 2018.



Fonte: Adaptado de CCEE (2022).

O preço médio de cada produto é apresentado na Tabela 11, com destaque para 48% do montante de energia que foi negociado a preço variável.

Tabela 11 – Resumo das negociações no primeiro processamento do MVE.

<b>Produto</b>	<b>Tipo de Preço</b>	<b>Submercado</b>	<b>Montante negociado [MWm]</b>	<b>Preço de equilíbrio [R\$/MWh]</b>
11 Meses Energia Convencional	Preço Fixo	Sudeste	238	227,24
11 Meses Energia Convencional	Preço Fixo	Nordeste	70	200,05
11 Meses Energia Convencional	Preço Fixo	Sul	3	228,54
11 Meses Energia Especial	PLD + Spread	Sudeste	50	5,10
11 Meses Energia Especial	Preço Fixo	Sudeste	211,4	240,53
11 Meses Energia Especial	Preço Fixo	Nordeste	44,2	203,61
3 Meses Energia Convencional	PLD + Spread	Norte	1,3	11,33
3 Meses Energia Especial	PLD + Spread	Norte	104	13,00
3 Meses Energia Especial	PLD + Spread	Nordeste	60	11,63
3 Meses Energia Especial	Preço Fixo	Sudeste	105	155,17
5 Meses Energia Convencional	PLD + Spread	Sudeste	5	20,00
5 Meses Energia Convencional	Preço Fixo	Sudeste	10	340,33
5 Meses Energia Especial	PLD + Spread	Sudeste	180,8	1,00
5 Meses Energia Especial	PLD + Spread	Sul	41	2,84
5 Meses Energia Especial	Preço Fixo	Sudeste	10	348,33

Fonte: Adaptado de CCEE (2022).

Dito isso, importante mencionar que o MVE, apesar de apresentar maior flexibilidade às distribuidoras na gestão de seu portfólio, apresenta também riscos de mesma proporção, considerando que os resultados são atrelados a preços livremente negociados.

O mecanismo representa uma solução para quando as distribuidoras queiram negociar excedentes de energia voluntários. Através do MVE, as concessionárias podem exercer o direito de atrelar um preço mais atrativo a um excedente de energia que, em outra opção, seria liquidado a PLD e, com isso, abrir a possibilidade de apuração de ganhos em relação à liquidação do montante no MCP. Por outro lado, para o caso no qual a energia é involuntária, esse repasse seria realizado ao consumidor final. Com isso, o MVE se apresenta como uma forma de agregar um resultado melhor para o consumidor, caso os preços do ACL encontrem-se em níveis acima do que o PLD esperado. Como o resultado para o consumidor é apurado *ex-post* (ou seja, após publicação oficial do PLD), a venda do montante involuntário embute em si um risco de ressarcimento caso a distribuidora venha a prejudicar o resultado do consumidor (por exemplo, vendendo por um preço abaixo que o PLD final).

Os primeiros processamentos do mecanismo ocorreram sem a contrapartida de uma definição de repasse financeiro tarifário. Durante o ano de 2019, os reajustes foram processados de forma a neutralizar a venda realizada via CVA sem, contudo, apurar os ganhos ou perdas do acionista. No final de 2019, a ANEEL instaurou a Audiência Pública de nº 25/2019, cujo objetivo era obter subsídios para aprimoramento da regulação da CVA, houve temas como remuneração financeira, horizontes de faturamento e regulação da apuração do mercado de curto prazo e abordou-se a metodologia de repasse do MVE.

A proposta era pautada na separação da análise dos produtos. Dessa forma, era elaborada uma comparação com o resultado do MCP do consumidor antes e após a participação da distribuidora no MVE. Acima do limite de voluntariedade, os resultados eram apurados (em relação ao preço de venda da energia no mecanismo e o preço médio de compra da distribuidora, o  $P_{MIX}$ ) e alocados integralmente à distribuidora. Abaixo do limite de voluntariedade, porém, o preço de venda era comparado ao PLD e, caso o PLD ficasse acima, havia necessidade de reembolso ao consumidor em relação a essa diferença. Caso o PLD ficasse abaixo, os lucros do mecanismo eram compartilhados com o consumidor final, conforme REN 824/2018. Para apuração dos produtos, era realizado um empilhamento, de modo que a parte superior dos contratos a serem tratados fosse ocupada prioritariamente por negociações a preço fixo, seguidos por negociações a preço variável. Essa metodologia visava permitir que uma distribuidora pudesse, por exemplo, realizar vendas de sua parte voluntária, prioritariamente, com preço fixo, tomando risco de PLD, ao passo que a parcela involuntária ou dentro do limite regulatório fosse negociada apenas residualmente com preço fixo, majoritariamente a PLD + ágio (sem risco), permitindo a definição de estratégias mais flexíveis na parcela em que o risco é alocado às concessionárias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

A álgebra apresentada pela ANEEL não correspondeu às explicações teóricas do repasse. Ao contrário, a matemática apresentou uma brecha na qual mesmo que a distribuidora se encontrasse subcontratada (ou exposta) haveria uma bonificação de sobrecontratação acima do limite regulatório. Além disso, ao tratar os produtos em escala mensal, a proposta da ANEEL enviesava uma sazonalização ao mecanismo, que conforme regulação base (REN 824/2018) deveria se comportar de maneira *flat*<sup>29</sup> (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA).

---

<sup>29</sup> A REN 824/18 estabelece em seu § 1º do Art.4º que: § 1º Os contratos resultantes do Mecanismo de Venda de Excedentes serão registrados no centro de gravidade do submercado do vendedor, com sazonalização e modulação flat.

Em 2020, por meio da Nota Técnica 125/2020, a área técnica da ANEEL encaminhou à diretoria a nova proposta de apuração do MVE acatando os pleitos das distribuidoras em relação aos pontos de melhoria da sazonalização do resultado do MVE. Em paralelo, demais processos junto à diretoria da ANEEL discutiam formas de ampliar o leque de operação do mecanismo. Por meio da Consulta Pública de nº 37/2020, foi tratado do aprimoramento do MVE junto ao MCSD e a consolidação dos acordos bilaterais. Como resultado, a REN 904/2020 estabeleceu o novo marco regulatório para a aplicação de mecanismos de gestão de portfólio da Distribuidora. A resolução estabeleceu o cronograma esperado dos eventos de MCSD, oficializou a limitação das reduções contratuais apenas às usinas que não se encontram em operação comercial e determinou a criação de novos produtos para o MVE, que, além dos previstos na REN 824/2018, agora englobariam produtos mensais e plurianuais.

A regra para a apuração dos produtos originais do mecanismo foi aprovada por meio da REN 955/2021, cujo principal ponto de alteração foi referente à alocação prioritária do montante vendido no produto anual em prol da distribuidora de energia. Os demais produtos foram fontes de discussão por meio da segunda fase da AP 25/2019, permanecendo em aberto por meio da Consulta Pública nº 72/2021. Com isso, até janeiro de 2022 ainda não tinha havido repasse tarifário dos MVEs operacionalizados desde o surgimento do mecanismo, em 2019.

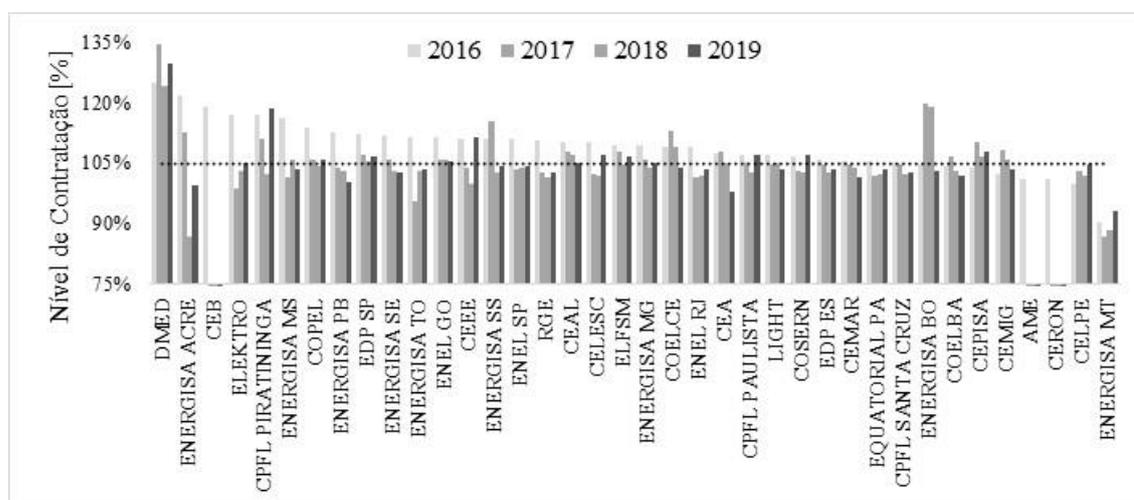
## **2.10 O processo da sobrecontratação e as negociações com a ANEEL**

Após as tratativas por meio de planilhas com as distribuidoras ao longo dos anos de 2017 e 2018, começou a haver um desgaste com a ANEEL no tocante aos assuntos referentes à sobrecontratação das distribuidoras.

A essa altura, as distribuidoras encontravam-se sobrecontratadas não apenas para os anos de 2016 e 2017, como também 2018 e 2019. O Gráfico 24 representa os resultados apresentados no âmbito dos reajustes tarifários das distribuidoras até o ano de 2019, sem tratamento da involuntariedade. É possível visualizar que, apesar de 2016 ser o ano com maior proporção na quantidade de distribuidoras sobrecontratadas, ainda em 2019 havia companhias que não foram capazes de retornar seu nível de contratação ao limite regulatório.

Durante esse período, entretanto, houve uma variação no cenário energético. O cenário de PLD, que em 2016 realizou baixo e resultou em perdas expressivas às companhias, se inverteu e passou a compor um resultado de ganhos para o excedente de energia liquidado no mercado de curto prazo.

Gráfico 24 – Nível de contratação das distribuidoras apurados nos reajustes tarifários de 2016 a 2019.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

Essa alteração no cenário energético se deu a partir de 2017, concomitantemente com as discussões em relação à realização do máximo esforço das companhias para manter – ou não – a involuntariedade dos excedentes de energia. O principal ponto em relação a essa discussão é a alocação do resultado financeiro.

Ao definir o excedente energético como involuntário, o resultado – seja positivo ou negativo – da liquidação desse montante de energia no Mercado de Curto Prazo, é alocado a favor do consumidor. Por outro lado, a mesma lógica é aplicada ao alocar o resultado ao acionista da concessionária de distribuição nos casos em que a sobra é caracterizada como voluntária.

No âmbito da abertura da AP 25/2019, cujo objetivo era aprimoramento da CVA, a área técnica levantou a possibilidade de alocação do Risco Hidrológico no P<sub>MIX</sub> das distribuidoras. A justificativa para tal medida foi pautada na distorção que a operacionalização da sobrecontratação estava causando no mercado de curto prazo. Segundo a Agência:

*104. No processo de homologação dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária dos agentes de distribuição para o ano de 2016, verificou-se que diversas empresas pleitearam que os montantes de sobrecontratação fossem considerados como 'involuntários', alegando que foram utilizados todos os mecanismos disponíveis para que o montante contratado total permanecesse dentro do limite de 5%.*

*105. Diferentemente, durante o ano de 2017, muitas empresas que estavam sobrecontratadas acima de 105% do mercado regulatório em 2016, ao invés de procurarem descontratar energia pelos mecanismos criados, adquiriram ainda mais energia, destacadamente pelo mecanismo de MCSD de Energia Nova.*

*Um dos fatores que motivaram esta mudança de comportamento foi a própria variação do preço de liquidação das diferenças (PLD), que em 2017 foi bastante superior ao de 2016.*

*106. Portanto, verificamos que a atual regra de comercialização de energia aliada à metodologia de repasse dos custos da sobrecontratação de energia às tarifas não estão fornecendo o incentivo regulatório adequado, resultando empresas com altos níveis de contratação, desviando o foco das empresas das atividades fins e assumindo riscos na gestão de energia. [...].*

*107. Ademais, ao definirmos que o risco hidrológico não faz parte do preço da energia liquidada no MCP, gera-se uma distorção à medida em que todo o risco é imputado ao consumidor, ficando a distribuidora com o resultado no MCP em que parte do custo da energia acima do 105% da carga regulatória não é a ela atribuída.*

*108. Por exemplo, em 2017 ocorreu esse movimento por parte de algumas distribuidoras buscando uma sobrecontratação voluntária acima de 105%, dado os valores elevados de PLD. Por outro lado, nesse mesmo ano também pôde ser verificado que para o mesmo período o consumidor arcou integralmente com os custos de risco hidrológico de Itaipu, das cotas de garantia física e das usinas repactuadas nos termos da Lei nº 12.203/2015, dado que o GSF médio para o ano de 2017 foi de 79,4%. Assim, o consumidor arcou com R\$ 18 bilhões no ano de 2017, dado a geração das referidas usinas inferior à garantia física.*

*109. Pela regra vigente, algumas distribuidoras poderão lucrar no mercado de curto prazo com a liquidação dos montantes contratuais, sendo que para mantê-los, os consumidores arcarão com os custos de aquisição da energia no MCP quando a geração foi inferior à garantia física. Assim, entende-se como inadequado o repasse dos lucros da liquidação da sobra de energia no MCP às distribuidoras, sem que parte do risco hidrológico seja atribuído à sobrecontratação.*

Esse foi o primeiro posicionamento a demonstrar o desconforto da agência frente aos pleitos de sobrecontratação das distribuidoras. A proposta de inserção dos custos de risco hidrológico no P<sub>MIX</sub> das distribuidoras foi delineada na AP 25/2019 de forma a ter seu efeito retroativo ao ano de 2019.

A recepção por parte das distribuidoras não foi positiva. Os argumentos foram não apenas contrários à retroatividade da proposta, mas no sentido de que os custos de risco hidrológico, seja pela contratação de Itaipu e CCGF ou pela repactuação dos contratos no âmbito da Lei nº 12.783/2015, não possuem gestão por parte das distribuidoras e, portanto, não deveriam ser a estas repassados. No entendimento desses agentes, a raiz dos custos de risco hidrológico em nada tinha relação com a gestão do portfólio das empresas e, por isso, não haveria sentido em impactar nos resultados financeiros da companhia.

Além disso, foi destacado que, no âmbito de processos passados, a retirada do Risco Hidrológico dos custos de aquisição de energia das distribuidoras foi uma proposta encaminhada pela própria agência, cuja diretoria defendeu a retirada do risco hidrológico do preço médio de combate às perdas para que pudesse ser dado “um sinal mais estável ao combate às perdas, ao mesmo tempo em que buscou evitar que as distribuidoras arcassem com custos que poderiam tomar dimensão significativa” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

O aspecto jurídico da proposta foi levado em análise junto à Procuradoria Federal. No Parecer nº 00453/2019/PFANEEL/PGF/AGU, a dúvida foi pautada na legalidade da inclusão do Risco Hidrológico no  $P_{MIX}$  das distribuidoras. Em linhas gerais, apesar de estabelecer que a retroatividade da proposta não seria uma prática adequada, a procuradoria entendeu que não havia ilegalidade no repasse sugerido, visto que:

- a) os custos de risco hidrológico podem ser considerados como custos de aquisição de energia;
- b) o repasse dos custos de aquisição de energia é limitado a 105% do mercado consumidor pelo Decreto nº 5.163/2004;
- c) há o direito de repasse dos custos de risco hidrológico à tarifa, porém não é especificado que os valores integrais deverão ser repassados (PROCURADORIA-GERAL FEDERAL, 2019).

Apesar de a diretoria ter entendido que esse era um tema polêmico e adiado a decisão em relação a esse ponto da audiência pública, um novo posicionamento a respeito das tratativas de sobrecontratação das distribuidoras estava sendo sugerido, indicando que deveria ser tomado alguma atitude em prol de minimizar os resultados das distribuidoras com os excedentes de energia contratuais. Em meados de 2020, a ANEEL publicou o Despacho nº 2.508/2020 contendo os montantes de sobrecontratação involuntários referentes aos anos de 2016 e 2017 junto à nota técnica na qual era apresentada a metodologia apurada.

Para estabelecer a análise, a área técnica se baseou em uma análise temporal em relação a todos os eventos que ocorreram e impactaram diretamente o nível de contratação das companhias. Foram analisadas declarações em leilões para compra de energia que resultaram na contratação maior (caracterizando sobre) ou menor (exposição) dos montantes desejados, além de migração e retorno de consumidores ao mercado cativo, declarações em MCSDs e Acordos Bilaterais realizados, variação nos montantes de cotas (Itaipu, Proinfa, Eletronuclear e CCGF) e revogações de usinas.

A Tabela 12 apresenta o resumo dos eventos considerados na análise para 2016, enquanto a Tabela 13 apresenta a informação correspondente ao ano de 2017.

Tabela 12 - Eventos considerados para apuração dos montantes de sobrecontratação de 2016.

<b>Leilão</b>	<b>Evento/Empreendimento</b>	<b>Efeito</b>
12° LEN	-	Sobra
13° LEN	A-5 (2016)	Frustração
2° LFA	-	Sobra
11° LEN	-	Sobra
17° LEN	A-3 (2016)	Sobra/Frustração
15° LEE	Compra frustrada Montante de Reposição	Frustração
-	CCGF	Sobra/Frustração
-	Itaipu	Frustração
-	Proinfa	Frustração
-	Angra I e II	Frustração
-	Migração ACL	Sobra
6° LEN	Santa Rita de Cássia	Frustração
7° LEN	Baixo Iguaçu	Frustração
7° LEN	MC2 Camaçari II	Frustração
7° LEN	MC2 Camaçari III	Frustração
7° LEN	MC2 Governador Mangabeira	Frustração
7° LEN	MC2 Nossa Senhora do Socorro	Frustração
7° LEN	MC2 Santo Antônio de Jesus	Frustração
7° LEN	MC2 Sapeaçu	Frustração
2° LFA	Aratua 3	Frustração
2° LFA	Casa Nova	Frustração
2° LFA	Vento Formoso	Frustração
2° LFA	Ventos de Tanguá	Frustração
2° LFA	Ventos de Tanguá Norte	Frustração
2° LFA	Ventos do Morro do Chapéu	Frustração
2° LFA	Ventos do Parazinho	Frustração
12° LEN	Maranhão III	Frustração
13° LEN	Marco dos Ventos 1	Frustração
13° LEN	Marco dos Ventos 2	Frustração
13° LEN	Cataventos Embuaca	Frustração
13° LEN	Força 1	Frustração
13° LEN	Força 2	Frustração
13° LEN	Força 3	Frustração
13° LEN	Baixa do Feijão I	Frustração
13° LEN	Baixa do Feijão II	Frustração
13° LEN	Baixa do Feijão III	Frustração
13° LEN	Baixa do Feijão IV	Frustração
13° LEN	Jandaia	Frustração

13º LEN	Jandaia I	Frustração
13º LEN	Nossa Senhora de Fátima	Frustração
13º LEN	Parque Eólico Cabeço Preto III	Frustração
13º LEN	Parque Eólico Cabeço Preto V	Frustração
13º LEN	Parque Eólico Cabeço Preto VI	Frustração
13º LEN	São Clemente	Frustração
13º LEN	São Januário	Frustração
13º LEN	UHE São Roque	Frustração
17º LEN	Itarema I	Frustração
17º LEN	Itarema II	Frustração
17º LEN	Itarema III	Frustração

Fonte: ANEEL (2020).

Tabela 13 – Eventos considerados para apuração dos montantes de sobrecontratação de 2017.

<b>Leilão</b>	<b>Evento/empreendimento</b>	<b>Efeito</b>
12º LEN	-	Sobra
13º LEN	A-5 (2016)	Frustração
2º LFA	-	Sobra
15º LEN	A-5 (2017)	Frustração
11º LEN	-	Sobra
17º LEN	A-3 (2016)	Frustração
19º LEN	A-3 (2017)	Frustração
16º LEE	-	-
-	CCGF	Sobra/Frustração
-	Itaipu	Frustração
-	Proinfa	Sobra/Frustração
-	Angra I e II	Frustração
-	Migração ACL	Sobra
7º LEN	Baixo Iguaçu	Frustração
2º LFA	Aratua 3	Frustração
13º LEN	Marco dos Ventos 1	Frustração
13º LEN	Marco dos Ventos 2	Frustração
13º LEN	Cataventos Embuaca	Frustração
13º LEN	Força 1	Frustração
13º LEN	Força 2	Frustração
13º LEN	Força 3	Frustração
13º LEN	Jandaia	Frustração
13º LEN	Jandaia I	Frustração
13º LEN	Nossa Senhora de Fátima	Frustração
13º LEN	São Clemente	Frustração
13º LEN	São Januário	Frustração
15º LEN	Ventos do Norte	Frustração
15º LEN	Granja Vargas	Frustração

Fonte: ANEEL (2020).

Na análise da realização do máximo esforço para apuração dos eventos citados anteriormente, a área técnica voltou a tocar no ponto referente à apuração de ganhos em prol dos acionistas das distribuidoras. Neste caso, foi tomado como ponto de partida a participação da companhia nos eventos de descontratação, via MCSD EN.

Do ponto de vista da regulação, para aferição de máximo esforço é previsto que ao agente será “exigida a declaração no MCSD Energia Nova de todos os montantes de exposição involuntária das distribuidoras” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Entretanto, conforme transcrito abaixo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020), houve o entendimento no qual deixar de participar de algum processamento não incorreria na perda da caracterização de involuntariedade. Isso porque, segundo a agência, as distribuidoras estariam deixando de participar de algum processamento para inviabilizar o máximo esforço e garantir a aferição de ganhos através da sobrecontratação voluntária.

*68. Anos com cenário de PLD baixo, ou seja, que apresentam PLD abaixo do preço do mix de contratos da distribuidora, se caracterizam por serem anos desfavoráveis a ter sobra contratual e a distribuidora deve ter uma boa gestão (máximo esforço) para que eventual prejuízo seja repassado ao consumidor. Dessa forma, o princípio do máximo esforço é adequado ao se exigir a participação nos MCSD para reconhecimento de involuntariedade.*

*69. Anos em que a sobra contratual é favorável, nos quais o PLD é maior do que o preço médio dos contratos, para que o princípio do máximo esforço seja adequado, é importante garantir que a sobra contratual oriunda de eventos involuntários seja considerada involuntária, independente da participação da distribuidora em todos os MCSD. Isso porque uma distribuidora, ao não declarar energia em um MCSD de Energia Nova, não pode descaracterizar uma energia involuntária por esta não declaração. Caso contrário, haveria um problema de assimetria na concepção do risco ao consumidor cativo, que arcaria apenas com prejuízos e nunca com eventuais ganhos financeiros decorrentes das sobras involuntárias.*

*70. Não é razoável que uma distribuidora que venha carregando sobra involuntária durante o ano, ao se aproximar do fim do ano, em cenários favoráveis de PLD, ao não declarar sobra em um MCSD, tenha reconhecida integralmente a sua energia de sobra como voluntária, ficando com o benefício financeiro. Portanto, a avaliação do máximo esforço não deve ser confundida como sinônimo de cumprimento do máximo esforço.*

*71. Importante ressaltar que está sendo preservado eventual benefício financeiro oriundo de sobras involuntárias para o consumidor cativo, bem como preservado eventual benefício financeiro oriundo de sobras voluntárias para as distribuidoras.*

Através dessa disposição, a ANEEL inseriu um critério econômico para a apuração das sobras e déficits involuntários das companhias. Na sequência do despacho, 20 distribuidoras entraram com pedido de reconsideração, incluindo pleitos para suspensão do efeito nos reajustes tarifários (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Apesar dos pedidos de suspensão dos efeitos terem sido negados, as análises de reconsideração foram encaminhadas à Procuradoria Federal para análise da adequação jurídica dos critérios utilizados para apuração do princípio de máximo esforço.

A procuradoria emitiu sua visão em função de estabelecer uma ilegalidade na utilização do critério econômico para apuração do máximo esforço. Segundo consta no parecer nº 00079/2021/PFANEEL/PGF/AGU (PROCURADORIA-GERAL FEDERAL):

*29. Também avalio como inadequado inserir na avaliação do máximo esforço o critério econômico defendido pela ora consulente. Na verdade, se trata de outro critério e não de algo que possa ser referível à categoria do máximo esforço. Com efeito, o critério do máximo esforço possui um campo semântico razoavelmente definido. Vale dizer, diz respeito à situação em que a distribuidora atua com todo empenho e diligência no sentido de tentar adequar seu nível de contratação à carga de seu mercado. O critério econômico proposto pela Superintendências na realidade busca abarcar justamente uma situação em que a distribuidora deixa de envidar esforços para adequar seu nível de contratação, movida por uma perspectiva de ganho financeiro com o desajuste verificado. Há, portanto, uma omissão deliberada da distribuidora em buscar a adequação do nível de contratação, ideia frontalmente contraposta à conduta proativa exigível para caracterização do máximo esforço.*

*30. Trata-se, destarte, de avaliação não das ações, mas das omissões da distribuidora, visando evitar que estas possam ser nocivas aos interesses dos consumidores cativos. A avaliação aqui é de outra ordem, não cabendo, a meu sentir, inseri-la no contexto do critério do máximo esforço, por lhe ser antagônica. Deve-se ter em mente que a consequência da aplicação do critério econômico defendido pela SRM e SGT é dar o mesmo tratamento de sobras involuntárias às sobras que a distribuidora procurava caracterizar como voluntárias. Ter-se-ia, assim, a situação peculiar de considerar uma sobra involuntária mesmo contra o desígnio expresso da distribuidora de permanecer com o excesso de contratos. A involuntariedade da sobra, nessa hipótese, não seria consequência de esgotamento das alternativas para eliminar o excedente de contratos, mas sim de omissão deliberada com o fim de se apropriar de renda que, não fosse a omissão constatada, reverteria ao consumidor cativo.*

Além disso, o parecer discorre sobre a impossibilidade de diferenciação legal entre os critérios utilizados para apuração do máximo esforço em casos de sobrecontratação ou exposição.

Após a publicação do entendimento da procuradoria, a área técnica emitiu uma nova nota analisando os pedidos de reconsideração das distribuidoras. Nesse novo documento, os argumentos utilizados para definição dos montantes do Despacho nº 2.508/2020 foram reiterados, confirmando que a visão da agência se mantinha inalterada. Entretanto, dado o parecer da procuradoria, os montantes foram alterados para englobar as análises jurídicas e mitigar o efeito do critério econômico para determinação do máximo esforço e demais pontos tratados no documento. Por outro lado, ao analisar as migrações dos consumidores ao ACL, a nota técnica implementou um novo tratamento limitando a involuntariedade da migração ao montante acima de 102,5% do mercado regulado. Nesse novo entendimento, a agência argumentou que (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA):

*74. Tendo em vista que não se deve imputar toda a migração ocorrida em 2016 de consumidores livres para o consumidor cativo, um critério adequado para o reconhecimento da 'excepcionalidade' das migrações é o reconhecimento das migrações superiores à 2,5% do mercado regulatório de uma distribuidora. O racional desse entendimento é justificado pela própria regra da sobrecontratação.*

*75. Levando-se em conta que uma distribuidora, teoricamente, estaria 102,5% contratada, ela suportaria, sem nenhum impacto financeiro, migrações de consumidores livres que correspondessem até a 2,5% do seu mercado regulatório.*

*76. Portanto, para o ano 2016, será considerada involuntária a migração acima deste percentual. Como exemplo, se uma empresa teve 3% de migração de consumidores livres com relação ao seu mercado regulatório, terá o reconhecimento de 0,5% de migração involuntária no cálculo de 2016.*

Novamente, esse entendimento da agência veio de forma inédita, sem passar por análise dos agentes em consulta ou audiência pública. A memória de cálculo referente a esses novos valores foi disponibilizada em dezembro de 2021 e, desde então<sup>30</sup>, o processo tem aguardado novos passos para definição dos montantes involuntários de 2016 e 2017 enquanto o Despacho nº 2.508/2020 teve seus efeitos suspensos em 2021, através de medida judicial protocolada pela ENEL CE (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

---

<sup>30</sup> Até junho de 2023.

Do ponto de vista das distribuidoras, as principais queixas em relação ao tratamento que a ANEEL vem dando à questão da sobrecontratação diz respeito à falta de transparência nos critérios adotados pela agência. Ainda em 2019, durante o período no qual a ANEEL encaminhava planilhas com propostas de cálculo aos agentes, a ABRADDEE explicitou o descontentamento quanto à utilização de critérios divergentes entre as memórias de cálculos encaminhadas, sem que tais divergências fossem justificadas. Segundo a visão da representante, “as próprias variações conceituais adotadas pela Agência entre as versões enviadas e a interpretação divergente conferida pelas distribuidoras sobre a aplicação de regulamentação vigente mostram que o assunto não está pacificado.” (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA).

Já nessa primeira carta, houve menção ao fato de a Agência estar tratando de modo simultâneo as exposições e sobrecontratação das companhias. Por exemplo, ao assumir que a frustração de usinas revogadas gere montantes a ser abatido dos excedentes, a agência deixa de considerar que, na verdade, as sobras apuradas *ex-post* já contemplam essas frustrações. O que ocorreria, caso não houvesse a revogação de tais usinas, seria um excedente maior que o pleiteado pelas distribuidoras.

O efeito cronológico das ações também é alvo de questionamento, uma vez que a avaliação da ANEEL em período *ex-post* não representa a visão das distribuidoras no momento das tomadas de decisão para a gestão do portfólio.

Neste ponto, a ABRADDEE menciona que (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA):

*Portanto, montantes de sobrecontratação e exposição que deveriam ter sido apurados e repassados às tarifas em 2017 e 2018 estão sendo calculados somente em 2019 e com base em critérios que sequer eram os adotados pela ANEEL quando os eventos se efetivaram e quando as apurações e repasses correspondentes deveriam ter sido feitos! Desse modo, as distribuidoras estão sofrendo as consequências da mora da ANEEL em apurar os referidos eventos de sobrecontratação, vez que, se os eventos de 2016 e 2017 tivessem sido apurados e repassados no momento determinado pelo PRORET - processos tarifários subsequentes -, as distribuidoras não teriam as suas exposições e sobrecontratações daqueles anos apuradas com base nos novos critérios de cálculo atualmente utilizados pela área técnica da ANEEL. De igual modo, ao realizar compensações entre a exposição e sobrecontratação de um ano com a exposição e sobrecontratação de outro ano, a área técnica da ANEEL vale-se da mora da Agência para dar tratamento mais gravoso às distribuidoras.*

Em outro momento, durante a contribuição da AP 25/2019, a ABRADÉE menciona a respeito da análise parcial realizada pela ANEEL em período posterior, reforçando a ideia da importância cronológica na sua visão de apuração de sobrecontratação (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA):

*Contudo, entendemos que essa justificativa da Agência esteja fundamentada numa avaliação parcial, na nossa visão, dos dados e fatos que ocorreram na época. Destacamos inicialmente a baixa representatividade relativa da sobrecontratação mencionada pela ANEEL. Nesse caso, com base nos percentuais apresentados pela Agência, observamos que o montante total de sobrecontratação, acima do limite regulatório, representa aproximadamente 1% do mercado nacional de distribuição de energia elétrica de 2017. Mesmo se considerarmos apenas o mercado das empresas citadas pela ANEEL, estima-se cerca de 4% de sobrecontratação acima do limite regulatório com base nos percentuais apresentados.*

*Além disso, diferentemente do afirmado pela Agência, observamos que, durante o ano de 2017, houve esforço significativo das distribuidoras para mitigar a sobrecontratação generalizada, mesmo com a diminuição do mercado em relação ao ano anterior e com a entrada de energia nova contratada antecipadamente como prevê o marco regulatório.*

*Assim sendo, conforme pode ser constatado na figura a seguir, mesmo considerando o efeito anual de -3.314MWh das reduções decorrentes do MCS D EN e acordos bilaterais, o resultado líquido do período foi de -745MWh. Ou seja, os fatos demonstram que não houve a compra de energia nos mecanismos citados com a deliberada intenção de aumento da sobrecontratação.*

Esse último posicionamento da associação foi, inclusive, corroborado por meio de contribuições individuais. Durante a mesma audiência pública, a Equatorial apresentou entre seus argumentos que:

*é evidente que as incertezas (previsão de PLD e previsão de mercado, para citar o básico) associadas com um suposto movimento de gerar um excedente de energia (superior a 5%), resulta em um risco de perdas muito superior às chances de sucesso, haja vista que o cenário final de um ano específico (2017, no caso), tem sua configuração final resultante de decisões tomadas ao longo dos 5 anos anteriores, e decisões tomadas no próprio ano. A análise totalmente ex-post realizada precisa de muitos aprimoramentos de forma a permitir que se possa ter conclusões confiáveis. (GRUPO EQUATORIAL ENERGIA)*

A Neoenergia, por sua vez, endossou que:

*[...] o pleito de sobrecontratação involuntária em 2016, sob a alegação de que foram utilizados todos os mecanismos disponíveis para que o montante contratado total permanecesse dentro do limite de 5%, não possui correlação com o comportamento verificado no ano seguinte, uma vez que o pleito de 2016 pode, sim, ser perfeitamente adequado, e dado o cenário de PLD favorável à distribuidora, a mesma ter mudado seu planejamento estratégico para 2017 (NEOENERGIA).*

No recurso protocolado ao Despacho nº 2.508/2020, por fim, a ABRADDE reforça também que:

*7. A literalidade do caput do artigo 6º é inequívoca: para o reconhecimento de exposições e sobrecontratações involuntárias, a ANEEL observará o princípio do máximo esforço por parte das concessionárias de distribuição.*

*8. Com efeito, importa a conduta das concessionárias, importa observar o máximo esforço por parte das concessionárias de distribuição (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA).*

Há ainda outros pontos que passam por discussão em relação à gestão do portfólio das distribuidoras e sua efetividade no âmbito de gerenciar a migração dos consumidores. Por exemplo, em cenários de sobrecontratação generalizada, a eficácia do MCSD no quesito de cessões entre companhias é irrisória, dado que o mecanismo exige declarações de sobras e déficits para ser processado. Ao declarar a necessidade de sobras de energia para um horizonte anual, por exemplo, as distribuidoras podem estar conseguindo lidar com a migração causada por um consumidor para aquele horizonte, mas o problema (migração em relação aos montantes contratuais já consolidados no portfólio) persiste, considerando que não há mais possibilidades de redução contratual com geradores em operação comercial.

A inserção do MVE nesse contexto também surge como ponto de discussão. Em primeiro lugar, há dúvidas sobre a utilização do mecanismo para descontratar energia involuntária e a posição em relação ao máximo esforço. O ponto é que, apesar de a regulação exprimir que o mecanismo não é considerado para a apuração do critério de máximo esforço, a participação da distribuidora pode vir a ser benéfica ao consumidor.

Por exemplo, em uma situação na qual uma distribuidora venda energia do montante considerado involuntário a um prêmio de 2 R\$/MWh acima do PLD. Nesse movimento, é garantido que o consumidor irá ter um resultado positivo frente a não participação.

Por outro lado, ao adentrar nesse mecanismo, pode ser que a distribuidora não tenha mais necessidade de participação em processamentos de MCSD<sup>31</sup>, por ter conseguido adequar o portfólio por meio da venda de excedentes ao ACL. Neste caso, a distribuidora perderia a involuntariedade do montante vendido no mecanismo? Neste mesmo cenário, se o agente comprador da energia inadimplir ao pagamento do mecanismo, esse montante excedente retorna ao portfólio da distribuidora. Qual o tratamento deveria ser dado a esse montante que retorna considerando a não participação no MCSD realizado?

Tais questionamentos e suas variações têm sido levantados nos diversos processos que a ANEEL tem estabelecido para discutir as questões de sobrecontratação das distribuidoras e endossam a necessidade de uma regulação clara para que as companhias possam realizar melhor gestão de seus portfólios.

## **2.11 A CP 33 e os desafios da visão de futuro para o mercado de energia elétrica no âmbito da sobrecontratação das distribuidoras**

Não apenas a regulação referente à sobrecontratação tem sido alvo de discussões para melhorias como, desde 2017, as discussões referentes ao Novo Marco Legal do Setor Elétrico Nacional figuram entre as pautas públicas. Em julho daquele ano, o Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública de nº 33, objetivando colher subsídios para adequar a legislação do setor às mudanças causadas pelo avanço das novas tecnologias e modelos de negócio.

Na visão de futuro que o órgão apresenta, figuram os incentivos à eficiência das decisões individuais como vetor de modicidade tarifária, segurança de suprimento, sustentabilidade socioambiental, sinalização econômica entre interesses individuais e sistêmicos, alocação de riscos adequados à gestão de cada agente, respeito aos contratos vigentes e ao papel de cada instituição e, por fim, a retirada de barreiras para participação de agentes ao mercado.

Este último ponto, principalmente, visava a discussão referente à ampliação dos critérios para migração ao ACL, partindo do fato de que, na visão do MME, agentes não apenas do atacado, mas também do varejo devem ter a possibilidade de expressar a preferência individual quanto à gestão do consumo de energia, incluindo as fontes de geração e demais prestadores de serviço.

---

<sup>31</sup> A REN 453/2011 estabelece a participação nos MCSDs como prerrogativa para manutenção do critério de máximo esforço.

Para isso, foram listadas 10 medidas que deveriam ser observadas para atender o objetivo final (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA):

- a) informação aos consumidores sobre o funcionamento do ACL através de campanhas de conscientização;
- b) redução gradativa da exigência de montantes de carga mínima para contratar energia elétrica no mercado livre, dando fim a reservas de mercado, como o segmento especial, bem como definindo critérios de corte para representação direta no mercado, delimitando a fronteira entre atacado e varejo;
- c) racionalização de subsídios, evitando distorções dos incentivos dos agentes vendedores e compradores, de maneira que a competição seja mais isonômica e o mercado mais líquido, além de tornar mais simples eventuais políticas públicas de incentivo ou compensação;
- d) maior participação do ambiente livre no custeio da expansão do sistema, questão para a qual emergem várias contribuições com a ideia da separação de lastro – contratado por encargo – e energia – contratada livremente;
- e) aumento da flexibilidade do portfólio do ambiente regulado, permitindo respostas eficazes à ampliação do mercado livre, inclusive com mais mecanismos de integração comercial entre os ambientes (reciclagem de energia), o que implica também em alternativas de redução da energia elétrica adquirida de forma compulsória pelas distribuidoras;
- f) redução das responsabilidades das distribuidoras em relação à gestão de compra de energia, reconhecendo o papel limitado dos instrumentos de gestão atualmente presentes e a necessidade de as empresas focarem na atividade de infraestrutura de rede e de qualidade do serviço, paradigma que implica alterações na alocação dos custos de contratação de energia, inclusive com mecanismos centralizados que reduzam os custos de transação e a assimetria de custos;
- g) correção de incentivos, inadequados, para migração para o ambiente livre, o que enseja separação do custeio da rede e da compra de energia elétrica (separação de fio e energia) para evitar que os custos de rede e passivos setoriais sejam motivos de migração ou de autoprodução, inclusive, por meio de microgeração distribuída – pois esse tipo de decisão deve se dar pelo perfil de gerenciamento de riscos do consumidor, com foco no custo específico da energia elétrica, e não por resposta a distorções alocativas;

- h) maior granularidade temporal e espacial do preço, além de maior credibilidade na sua formação, com o máximo acoplamento possível da formação do preço com as decisões de operação;
- i) homogeneização do produto energia, evitando modalidades ou subprodutos que inibam a competição, de modo que eventuais estímulos, incentivos ou compensações por externalidades ocorram fora desse ambiente de negociação homogêneo, não afetando a formação do preço;
- j) alocação de recursos e rendas de ativos do setor elétrico para sustentar a transição para um mercado mais aberto e abater encargos e custos de políticas públicas intrassetoriais.

É possível perceber que a forma como a gestão da energia é realizada atualmente é um ponto de preocupação frente à visão de futuro desenvolvida no âmbito dessa consulta. Isso porque a metodologia de expansão do parque energético nacional é majoritariamente interligada à demanda do mercado cativo. O desenho do mercado de energia nacional é pautado na realização de leilões. O caso brasileiro, segundo Tolmasquim et al. (TOLMASQUIM, CORREIA, *et al.*, 2021), representa um trabalho de sucesso que foi capaz de unir as políticas de expansão de diversas fontes de energia a preços concorrenciais e baixos riscos de operacionalização.

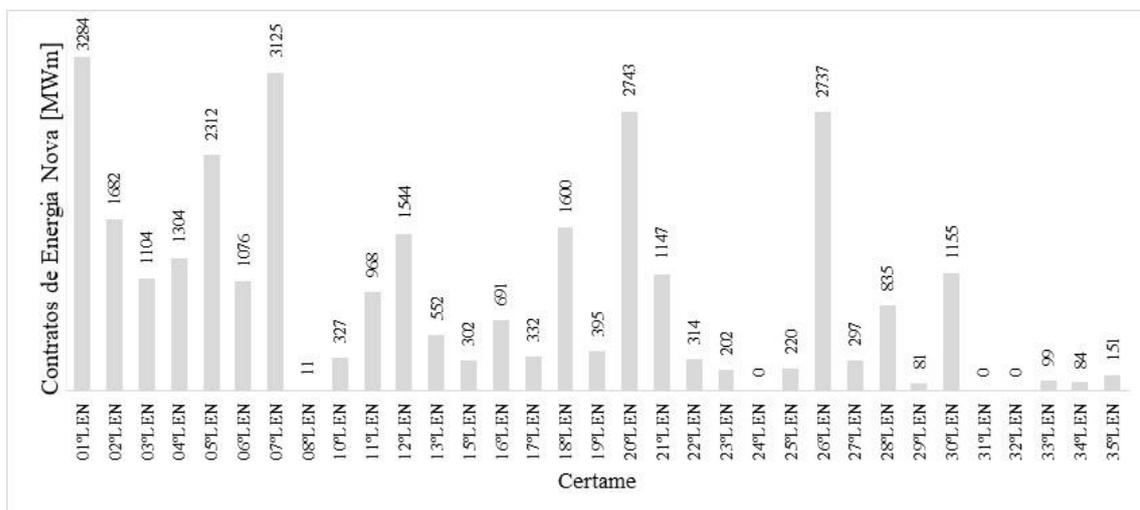
A operacionalização de leilões da forma estipulada pela Lei 10.848/2004 promoveu, conforme Correia et al. (CORREIA, COSTA e SILVA, 2006), a conexão entre a ampliação do mercado regulado e das fontes de energia necessárias para atendimento desse mercado, através das operacionalizações de compra por meio das distribuidoras, enquanto, de outro lado, o mercado livre se torna o espaço para transação de energia entre os demais agentes.

Esse modelo de contratação de energia promove um ambiente competitivo para a concessão de contratos de fornecimento de longo prazo para novas usinas, garantindo o financiamento de novos empreendimentos enquanto estabelece garantias para atendimento da demanda. Entretanto, essa mesma metodologia incorre em um desequilíbrio entre a obrigatoriedade de contratação de energia por parte das distribuidoras e o aumento do mercado livre. Isso porque, na medida em que aumentam os incentivos para migração ao ACL, sem a contrapartida de alteração dos contratos cativos, cria-se um passivo regulatório nos agentes distribuidores.

Se por um lado os agentes distribuidores diminuem o apetite pela compra de energia, visto que seu mercado consumidor tende a reduzir com a migração de clientes ao ACL, por outro, espera-se que a demanda do sistema siga um movimento de crescimento.

Por conta disso, subsiste a necessidade de promover a expansão da matriz energética por outros meios que não a declaração de necessidade das distribuidoras, sendo que no Gráfico 25, por exemplo, é possível ver a redução da demanda nos últimos leilões de energia nova.

Gráfico 25 – Montante contratado nos Leilões de Energia Nova realizados desde 2005.



Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

O endereçamento das medidas de ampliação de acesso ao ACL vem na direção de agravar esse tipo de discrepância, o que aumenta a exigência de preparação e adaptação de elementos para garantir a sustentabilidade dessa abertura. Por meio da contribuição à CP 33, por exemplo, a PSR (PSR) ressalta que para garantir uma abertura saudável do mercado de energia brasileiro é necessário o estabelecimento de um marco legal que incentive o consumidor a migrar com base em tomadas de decisão independentes da tratativa adequada aos contratos legados das distribuidoras.

Uma das formas de tratar esse tipo de dilema seria através da implementação do conceito de separação de lastro e energia. Nesse sentido, seria possível pautar a expansão do lastro e confiabilidade do sistema centralizadamente e agregar a energia atrelada aos agentes que demandassem esse consumo. A separação do lastro e da energia permite uma alocação mais eficiente dos custos de expansão do sistema, que é alocada majoritariamente no ambiente regulado, além de melhorar a financiabilidade dos empreendimentos no ACL e dar uma sinalização econômica mais atrelada à realidade da necessidade de construção de usinas (PSR).

Do ponto de vista da segurança contratual, por sua vez, a ampliação do ACL deve estar concomitantemente ligada a ações de manutenção dos contratos vigentes, garantindo o equilíbrio financeiro e econômico da parte dos agentes geradores e dos respectivos financiadores dos projetos.

Segundo a MRTS (MRTS), do ponto de vista prático, a alocação dos CCEARs ao mercado livre passaria pela dificuldade de encontrar interessados na manutenção dos longos prazos vigentes que agregam diferentes pesos nas análises de risco, além da atualização financeira que pode vir a impactar a competitividade com novas contratações. Isso posto, surge a necessidade de se desenhar um mecanismo no qual haja o repasse de lastro já existente para o ACL. Uma possibilidade seria a criação de um agente centralizador de contratos que garantiria a manutenção das cláusulas vigentes e possibilitaria a movimentação do lastro entre os ambientes regulado e livre.

A ideia de um centralizador de contratos foi adotada por outras companhias. O grupo EDP, por exemplo, em sua contribuição disserta sobre como um centralizador de contratos garante uma maior isonomia entre os agentes distribuidores (cujo *pool* de contratos atuais não é uniforme e possui custos diferentes entre si) e possibilita a uniformização dos custos da parcela A, deixando os agentes distribuidores responsáveis por exercer o seu negócio fim, que é a distribuição de energia. Além disso, esse agente poderia funcionar como um comercializador de última instância, responsável por alocar sob sua gestão consumidores que não tenham interesse em migrar ao ACL por diversas razões (EDP).

Em relação ao agravamento da sobrecontratação causada pela ampliação da migração de consumidores ao ACL, o MME explicita que, apesar de haver mecanismos de gestão de portfólio, há uma limitação na eficácia, considerando a compulsoriedade de alocação de alguns contratos. Com isso, surge o reforço à ideia da venda de excedentes e à criação de um encargo de sobrecontratação, no qual o custo desses contratos existentes no portfólio das distribuidoras possa acompanhar a movimentação da demanda de energia junto ao ACL. Dessa forma, a transição de custos pode ser realizada de maneira mais suave.

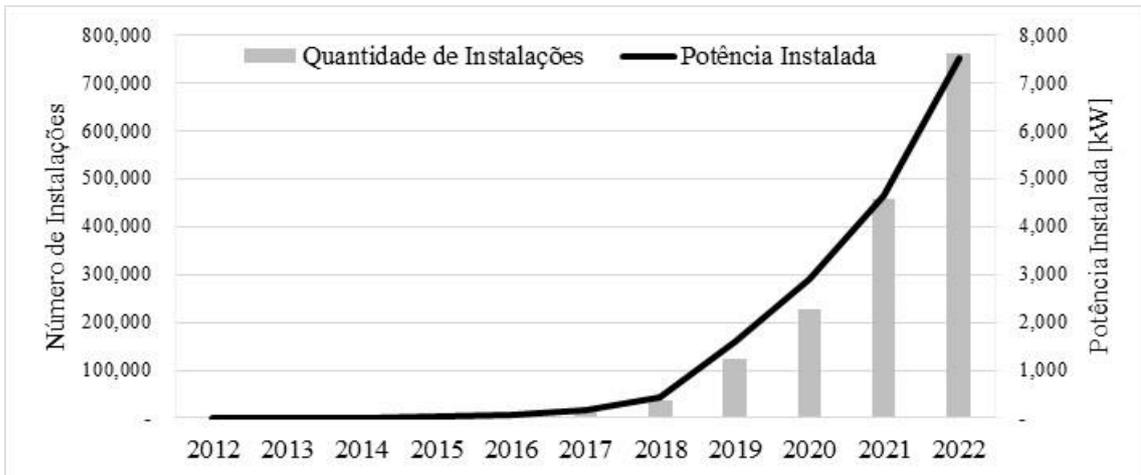
Em paralelo, as discussões de modernização do setor estão alinhadas com a evolução das tecnologias no mercado de energia elétrica mundial. A ampliação da micro e minigeração distribuída<sup>32</sup>, apresentado no Gráfico 26, ocorreu após a REN 487/2012 e responde por 760 mil unidades instaladas, totalizando mais de 8 GW de potência instalada.

O avanço exponencial também sugere uma tendência na autonomia do consumidor, que parte do papel passivo de consumidor puro para um gerador próprio, sugerindo a intenção de uma participação mais ativa na sua compra de energia.

---

<sup>32</sup> Definida como central geradora com potência instalada de até 75 kW, conectada diretamente na rede de distribuição e associada a uma ou mais unidades consumidoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

Gráfico 26 – Evolução da GD no Brasil, considerando dados realizados até 06/2023.



Fonte: Adaptado de EPE (2023).

Tanto a ampliação da Geração Distribuída como o aumento da migração de consumidores pela abertura de mercado tendem a agravar a sobrecontratação das distribuidoras, de forma que apenas o repasse desses montantes não seja suficiente. Uma migração total, portanto, requer soluções mais estruturais, tais como a gestão dos contratos legados, em adição à definição do modelo de atendimento dos consumidores, por exemplo.

Dado o curto horizonte para que essas mudanças ocorram, é de vital importância que tais soluções estruturais estejam sendo discutidas e desenhadas de forma a evitar que o problema da sobrecontratação das distribuidoras seja um empecilho para a evolução do mercado de energia nacional.

### 3 METODOLOGIA E DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO ATUAL

---

#### 3.1 Racional da Metodologia para equacionamento da questão de sobrecontratação

A proposta deste trabalho estabelece duas fases de análise:

- a) A primeira representa uma avaliação da situação vigente, levantando os montantes acumulados referentes à sobrecontratação do período 2016-2021<sup>33</sup>. O objetivo com essa avaliação é entender a extensão dos custos que estão afetando as Distribuidoras e o impacto tarifário atrelado ao repasse desses valores. Ao determinar esses valores, é possível endereçar sua liquidação, de forma a contribuir para evitar judicializações e, conseqüentemente, garantir uma transição estrutural mais robusta para o processo de abertura total do mercado para consumidores de baixa tensão.
- b) A segunda fase é focada no direcionamento da abertura ao consumidor residencial, buscando definir um desenho de mercado almejado no que tange ao atendimento do consumidor residencial e sugerindo soluções para a questão dos contratos legados das distribuidoras.

Com essas duas fases, é possível estabelecer uma proposta de solução para a questão da sobrecontratação das distribuidoras que atenda ambos os cenários, isto é, passado e futuro, alinhado aos pormenores que cada situação exige: o repasse de custos pendentes atuais e uma metodologia que reduza esse tipo de exposição frente ao potencial de migração que tende a intensificar o problema.

#### 3.2 Descrição sumária das etapas de avaliação

##### 3.2.1 FASE 1 – Avaliação da situação vigente

Para definir a exposição atual, foi elaborado o balanço energético das distribuidoras associadas à ABRADEE, que, segundo a própria associação, reúne 41 empresas responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica a 99,6% dos consumidores brasileiros. O balanço, por sua vez, foi criado da seguinte forma:

- a) os contratos foram retirados da base de leilões da CCEE;

---

<sup>33</sup> Os valores de 2022 estão em apuração no decorrer do ano de 2023.

- b) mecanismos de gestões de contrato, como MCSD e redução bilateral, foram retirados do InfoReduções, também da CCEE, além dos relatórios de resultados de processamento de mecanismo;
- c) migrações de consumidores e carga foram retirados do InfoMercado, produzido pela mesma companhia;
- d) Contratos de Cotas de Garantia Física, Itaipu, Eletronuclear e Proinfa foram retirados das Resoluções Homologatórias correspondentes;
- e) a carga regulatória e a validação dos dados foram realizadas com base na CVA dos processos de revisões e reajustes tarifários das companhias no período de 2016 a 2021.

Com base nessas informações, portanto, foram utilizadas as resoluções normativas e discussões realizadas no âmbito deste trabalho, principalmente relacionados aos pontos levantados no item 2.10 para definir os montantes de exposição de cada companhia.

O foco deste cálculo é estabelecer montantes que possam ser replicados para os demais anos, além dos valores que constam no Despacho 2508/2020 publicado pela ANEEL. Além disso, se procurou endereçar as questões mais divergentes nas discussões dos últimos anos: a utilização de critérios econômicos que não se apresentam na regulação vigente, a participação em mecanismos de desconstrução relacionado ao máximo esforço da companhia e o tratamento dado aos montantes de compra frustrados que operam no mesmo horizonte de contratação que o período analisado.

A ideia de recalcular a sobrecontratação proposta pela ANEEL no despacho é alinhada ao ideal de estimativas mais conservadoras: entende-se, que em prol de reduzir o impacto ao consumidor, a ANEEL tenha se esforçado para realizar uma apuração cuja baixa aceitação entre os agentes distribuidores acarreta à postergação dos repasses financeiros. Ao determinar uma apuração em linha com os pleitos das distribuidoras nos processos passados, espera-se estimar o cenário de maior impacto frente aos custos esperados.

Após recriar o entendimento da sobrecontratação para os anos entre 2016 e 2021, são estabelecidos os impactos financeiro e tarifário, relacionando os valores que já foram repassados ao consumidor final nos processos tarifários recentes e o valor que deve ser repassado às companhias, considerando tais montantes de involuntariedade.

### 3.2.2 FASE 2 – Direcionamento da abertura de mercado

Para estabelecer uma transição estruturada, faz-se uma análise do processo de abertura do mercado varejista em diversos locais do mundo, com foco em definir critérios que permitam um processo de abertura do mercado residencial eficaz.

Partindo da análise dos casos internacionais, estabelece-se o modelo almejado no que tange ao atendimento desse tipo de consumidor (englobando discussões a respeito de migração compulsória e criação de agentes para atender consumidores que não optem por um fornecedor).

Nesse contexto, o principal desafio atual, em relação à questão da sobrecontratação, é definir o gerenciamento dos contratos legados e o repasse do custo dessa energia para os consumidores finais. Além de medidas contratuais, focadas na repactuação voluntária de parte do portfólio atual das empresas, busca-se reduzir o número de agentes impactados, criando a figura temporária do Centralizador de Contratos<sup>34</sup>. Através do Centralizador, é possível separar os negócios de fio e energia das distribuidoras já em um primeiro momento e definir um marco temporal para finalizar a questão da sobrecontratação com esses agentes.

Por fim, foi elaborado um simulador com objetivo de estabelecer o custo das metodologias sugeridas para endereçar esse problema, focado em manter a segurança jurídica e regulatória do setor e determinar a viabilidade econômica da abertura do mercado varejista no Brasil.

Esse simulador realiza uma análise em risco do custo dos contratos legados para diversos cenários energéticos e de taxas de migração, a fim de que seja possível visualizar o comportamento desses valores e dimensionar o impacto dessa proposta de abertura para o consumidor final.

### 3.3 DIAGNÓSTICO – AVALIAÇÃO DA SITUAÇÃO VIGENTE

O principal regramento da ANEEL para tratamento dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntárias foi dado, inicialmente, pela REN 453/2011 e, posteriormente, complementada pela REN 706/2016, que instituiu critérios para endereçamento das exposições causadas pela variação de CCGF.

Ambos os regramentos permaneceram vigentes até 2022, quando foram substituídos pela REN 1.009/2022, resolução que consolidou as normativas de gestão contratual das distribuidoras.

---

<sup>34</sup> A premissa é de que os contratos sejam repassados a um único agente por meio de contratos de cessão, estabelecendo um P<sub>MIX</sub> nacional e facilitando as soluções estruturais para os contratos legados.

A principal questão da REN 453/2011 diz respeito aos critérios a serem considerados na análise de máximo esforço por parte da distribuidora, que implica na involuntariedade da exposição. A ideia do máximo esforço é pautada no fato de que, para considerar a companhia isenta de responsabilidade sob o montante apurado, todas as ações cabíveis devem ter sido tomadas para evitar a exposição, incluindo a participação em mecanismos de contratação e/ou descontração.

É importante salientar, também, o fato de que a gestão de portfólio da distribuidora é uma tarefa dinâmica. A previsão de consumo de energia por parte da área de concessão de cada empresa é uma tarefa desafiadora que engloba variáveis econômicas e climáticas e agrega incertezas tanto no longo quanto no curto prazo.

São considerados critérios que justificam uma exposição (subcontratação) involuntária a compra frustrada em leilões de energia, nova ou existente, decorrente da ausência de oferta de geração: acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, desde que reconhecidos pela ANEEL como alheios à vontade do agente; a suspensão, rescisão ou redução de contratos ocorridos por meio de decisões da ANEEL; o retorno de consumidores livres ao mercado cativo; e a variação na alocação de cotas ou na potência reconhecida de contratos regulados.

Por sua vez, a sobrecontratação involuntária é balizada pelo recebimento de energia acima do montante declarado em leilões ou pela variação positiva na alocação de cotas de contratos regulados acima do montante de reposição. A regra ainda estipulava que a sobrecontratação involuntária deveria ser reconhecida para a parcela de energia disponibilizada para cessão, mas não cedida, mediante participação no MCSD.

Para o ano de 2020, são considerados os efeitos de redução de carga visualizados em função da pandemia da Covid-19<sup>35</sup>. Para o critério de variação de CCGF, a regra estipula que é considerada sobrecontratação involuntária a diferença entre a variação das cotas e o limite mínimo de contratação das distribuidoras. Tal limite, definido pelo Art. 40 do Decreto 5.163/2004, correspondia a 96% do Montante de Reposição disponível, tendo sido revogado em 2017, no âmbito das discussões de sobrecontratação. Entende-se, portanto, que não há um limite mínimo de contratação a ser considerado, pelo que a involuntariedade referente à variação de CCGF deve ser considerada integralmente. Para todos os casos de involuntariedade – seja de exposição ou sobrecontratação – é necessária a avaliação do critério de máximo esforço, que, a princípio, entende-se como a utilização de todas as ferramentas disponíveis à distribuidora para se adequar aos níveis de contratação regulatórios.

---

<sup>35</sup> Instituído pelo Decreto 10.350/2020.

São citados nominalmente pela resolução em questão a participação em leilões, em MCSDs, a utilização eficiente das reduções bilaterais e a não aceitação do retorno de consumidores livres ao mercado cativo em prazo inferior a 5 anos. Ao longo dos anos, foram sendo adicionadas exceções aos mecanismos que consideram a realização de máximo esforço por parte das distribuidoras, sendo a principal delas a participação em MCSD de Energia Existente, implementada devido à ausência desse tipo de contrato no portfólio de diversas companhias, o que representava a impossibilidade de participação no mecanismo. Com isso, esperava-se não penalizar as distribuidoras que não possuíam mais energia existente no portfólio, mantendo o direito à involuntariedade de suas exposições caso todos os demais critérios de máximo esforço fossem atendidos.

Por sua vez, para manutenção do máximo esforço, é exigida a declaração de todo o montante de exposição em MCSDs de Energia Nova. Não obstante, com o passar dos anos, a modificação dos mecanismos de gestão de portfólio das distribuidoras reduziu a eficácia das descontrações de energia, conforme abordado no capítulo 0. Por sua vez, a regulamentação da sobrecontratação involuntária permaneceu atrelada a essa mesma resolução, de forma abrangente.

As propostas apresentadas pela ANEEL ao longo dos anos foram divergentes em vários pontos, mas mantiveram alguns critérios constantes: o abatimento de exposições de anos anteriores dos montantes de sobrecontratação do ano analisado e a variação de CCGF limitados aos 96% do Montante de Reposição da companhia. Além disso, o tratamento temporal do máximo esforço dentro de um ano civil não foi abordado pela Agência.

A consideração da exposição passada no cálculo do montante de sobrecontratação estipulado pela ANEEL é um ponto de divergência na apuração, posto que, do ponto de vista da agência, é importante que sejam determinados todos os eventos e consequentes resultados para a situação contratual. Todavia, ao analisar o problema pelo ponto de vista conceitual, surgem questões relacionadas, principalmente, ao marco temporal da análise.

A análise de sobrecontratação ou exposição é feita retroativamente em referência a um ano civil. Se uma distribuidora estabelece um pleito de sobrecontratação involuntária, desprende-se deste fato que, durante todo o decorrer daquele ano, foram realizadas todas as ações cabíveis para se adequar aos níveis de contratação esperados.

Vale dizer que todo possível aumento contratual passado viria a contribuir para um aumento dessa sobrecontratação e não para uma redução. Em outras palavras, a exposição passada (por exemplo, a frustração de contratação de energia em leilões antigos) não deveria ser utilizada para abater o montante de sobrecontratação presente da distribuidora, visto que em

uma lógica temporal, caso não houvesse a frustração dessa contratação, o montante a ser analisado em prol de sobrecontratação seria maior do que o requerido pela companhia em questão neste exemplo. Dito isso, entende-se que medidas para análise de exposição ou sobrecontratação de uma empresa devem ser tomadas em função da situação a ser pleiteada, sob risco de intensificar-se o efeito de alguma ação (a frustração ou a contratação de energia, por exemplo) no montante final.

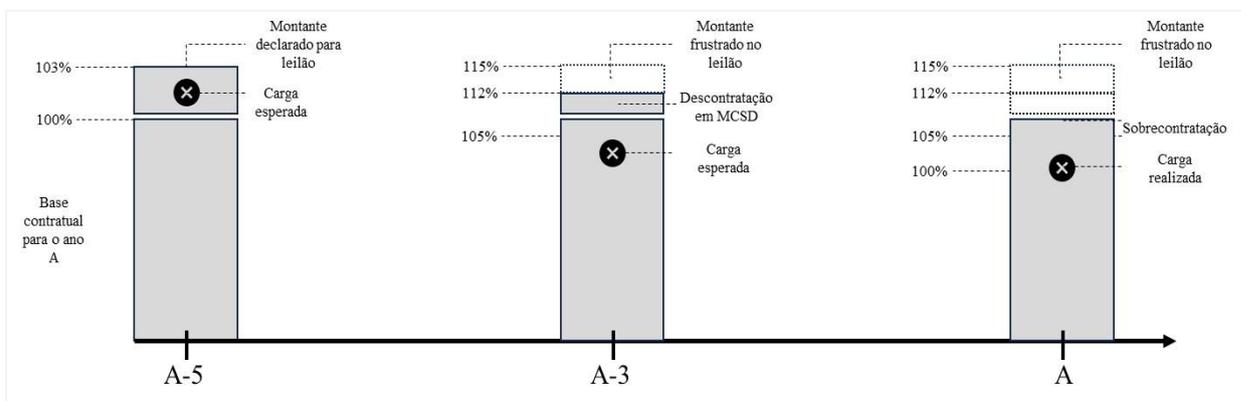
Do ponto de vista contratual, espera-se que a gestão de portfólio seja realizada visando sempre a contratação ótima por parte da distribuidora. Dessa forma, a declaração de necessidade em leilão vem ao encontro de uma projeção de carga que, não realizada, possa ser ajustada para atender aos limites especificados. Por exemplo, uma distribuidora hipotética, D<sub>1</sub>, que tenha participado da contratação de energia no leilão A-5.

O Gráfico 27 apresenta a gestão desse portfólio em três momentos diferentes. No momento A-5, a distribuidora prevê uma carga para o ano A e declara no leilão uma necessidade de energia visando um nível de contratação de 103%.

Num segundo momento, A-3, a projeção de carga foi atualizada. A distribuidora vê seu nível de contratação em 112% após a frustração na contratação de energia no leilão. Além disso, medidas para reduzir esse nível de contratação estão sendo tomadas, mas, apesar de declarar sobras de energia para atender os 105% de nível de contratação, a distribuidora só consegue reduzir esse montante parcialmente.

Finalmente, no ano A, é possível perceber: a) o nível de contratação que a distribuidora estaria se não houvesse nenhum movimento em prol de reduzi-lo; b) uma sobrecontratação residual que não foi possível de ser solucionada e, portanto, deveria ser analisada quanto aos critérios de máximo esforço.

Gráfico 27 – Esquema de gestão do nível de contratação de uma distribuidora genérica D1.



Fonte: Elaboração Própria (2023).

Para esse volume de sobrecontratação, espera-se que a distribuidora tenha participado em todos os MCSDs possíveis, declarando sempre o montante total que desejava reconhecer a involuntariedade. Por exemplo, considerando um portfólio genérico de 100MWm, em A-3 essa distribuidora possuía uma sobra total de 12 MWm, sendo 5MWm dentro dos limites regulatórios (105%).

Dito isso, espera-se que a distribuidora tenha declarado sobras de pelo menos 7 MWm, podendo chegar até 12 ou 9 MWm se for uma companhia que visa estar entre 100% e 103%, respectivamente. De toda forma, tem-se no ano A uma sobra de 2MWm que a empresa pleiteia como involuntária. Nesse momento, cabe observar quanto de energia foi declarado como sobras no MCSD. Se a declaração realizada foi menor que os 2 MWm (uma declaração nula, por exemplo), não há máximo esforço por parte da companhia para descontratar o montante necessário (ou há um máximo esforço relativo a, por exemplo, 1MWm, se foi essa a declaração).

O exemplo ilustra a realização do máximo esforço em prol de um montante de energia que a distribuidora vê como exposto para o ano de análise, como uma ação ativa de gestão de portfólio por parte da companhia.

Conforme estabelecido nos objetivos deste trabalho, a ideia de recalculer a sobrecontratação proposta pela ANEEL no despacho é alinhada ao ideal de estimativas mais conservadoras: entende-se que em prol de reduzir o impacto ao consumidor, a ANEEL tenha se esforçado para realizar uma apuração cuja baixa aceitação entre os agentes distribuidores acarreta à postergação dos repasses financeiros. Ao determinar uma apuração em linha com os pleitos das distribuidoras nos processos passados, espera-se estimar o cenário de maior impacto frente aos custos esperados.

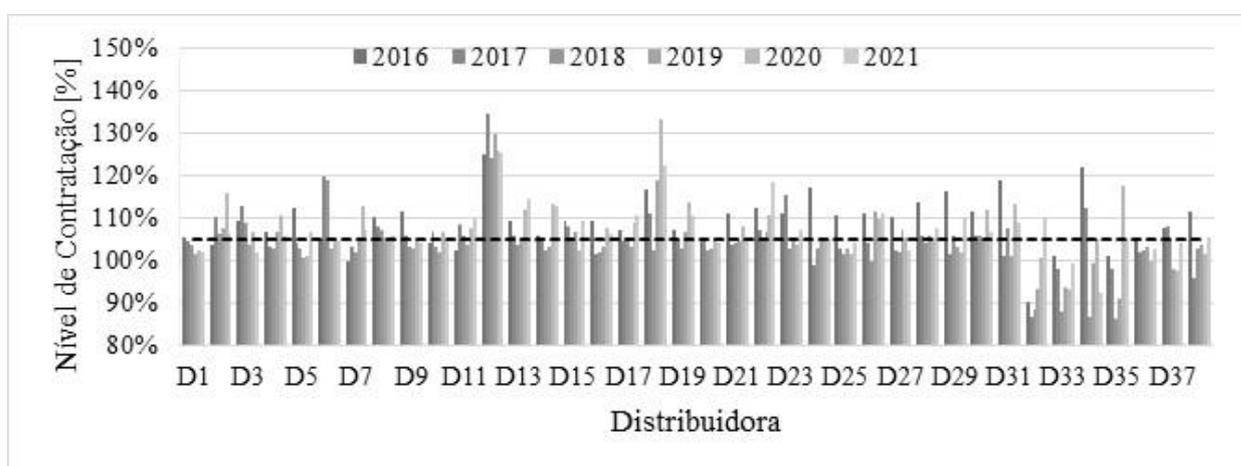
Dessa forma, o levantamento de montantes de sobrecontratação involuntário das distribuidoras seguiu as seguintes etapas:

- a) montagem do balanço energético de cada companhia, incluindo os contratos vigentes, a carga realizada, as quotas alocadas a cada companhia e a carga regulatória definida para o período em cada reajuste tarifário;
- b) de posse do balanço energético, foram apurados os níveis de contratação de cada companhia e, conseqüentemente, os montantes excedentes de contrato, além dos montantes de migração que balizam o estado de sobrecontratação;

- c) análise de participação em eventos de gestão de portfólio: foi analisada a declaração de excedentes de cada empresa para entender a manutenção do máximo esforço ou não por parte de cada agente.

Importante ressaltar que o balanço energético já desconsidera do portfólio reduções contratuais bilaterais que tenham sido realizadas por meio de MCSDs ou através da REN 711/2016. A nível Brasil, portanto, estipula-se os valores de excedentes de energia acima de 105%. Os valores são apresentados por empresa no Gráfico 28 e consolidados na Tabela 14 abaixo.

Gráfico 28 – Nível de contratação por empresa no período de 2016 a 2020.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

Tabela 14 – Energia excedente acima de 105% consolidada a nível Brasil.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nível de Contratação Médio – Brasil [%]	109%	106%	103%	104%	108%	107%
Excedente de Energia acima de 105% [MWm]	2800	1130	760	1065	3000	2270

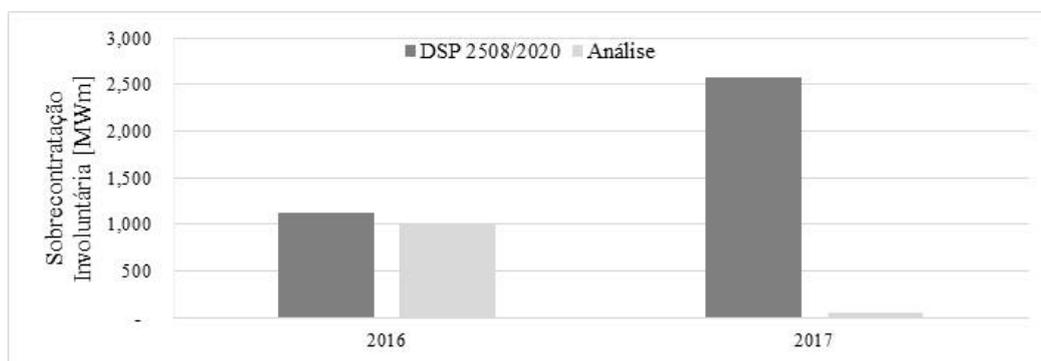
Fonte: Adaptado de ANEEL (2023).

Inicialmente, aplicaram-se os critérios supracitados na apuração da sobrecontratação involuntária para os anos de 2016 e 2017, de forma a comparar com os valores estabelecidos pela ANEEL através do Despacho 2508/2020.

As análises foram realizadas individualmente e os resultados consolidados, a nível Brasil, são apresentados a seguir no Gráfico 29. A principal diferença diz respeito à apuração de máximo esforço para o ano de 2017.

Apesar de nenhuma distribuidora ter declarado sobras para o processamento de outubro do MCS D EN (o que inviabiliza o critério de participação em todos os mecanismos em prol de redução das sobras de energia), o critério adicionado pela ANEEL nessa análise implica em um reconhecimento de involuntariedade na exposição desses agentes. Nesta análise, não foi considerado o critério adicional da ANEEL e, portanto, uma minoria energética é considerada involuntária, atrelada às declarações de energia existentes de agentes que ainda possuem esse tipo de contrato na composição de seu portfólio.

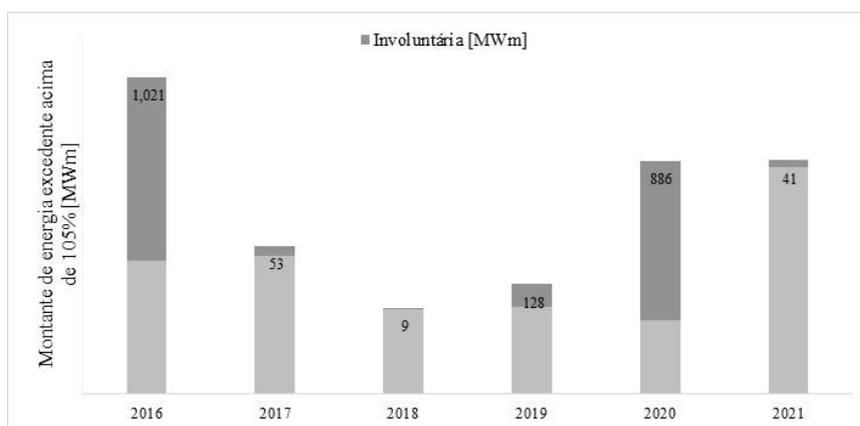
Gráfico 29 – Comparação entre as diferentes metodologias de apuração da sobrecontratação involuntária.



Fonte: Adaptado de ANEEL () .

Ao replicar a mesma metodologia para os demais anos, verifica-se uma sobrecontratação involuntária acumulada de 2.200 MWm. Importante ressaltar que para 2020 foi considerada entre os critérios de involuntariedade a redução de carga devido à pandemia da Covid-19, conforme consta na REN 1.009/2022. A distribuição dessa energia involuntária ao longo dos anos em relação ao excedente total de energia acima de 105% é apresentada no Gráfico 30.

Gráfico 30 – Montantes de energia involuntários apurados por ano conforme metodologia estabelecida nesse estudo.



Fonte: Elaboração própria (2023).

Os anos são analisados de forma independente entre si, dado que os mecanismos de redução contratual possuem horizontes limitados (ou seja, não é mais possível descontratar um montante de energia por toda a duração do seu contrato, o que reflete em mecanismos de gestão pontuais, cujo problema de excesso contratual volta a surgir tão logo finalize o horizonte de aplicação do evento de descontratação).

Analisando os montantes de energia excedente, é possível perceber que os maiores impactos são visualizados nos anos de 2016, 2020 e 2021, respectivamente o ano que representou o marco temporal para aumento significativo de migração explicitado anteriormente e os principais anos da pandemia da Covid-19.

Por sua vez, é possível notar uma discrepância entre o comportamento da involuntariedade. 2020 e 2021, por exemplo, são anos com excedentes de energia total muito similares, porém cuja involuntariedade sofre uma queda expressiva.

O principal responsável por esse tipo de redução do ponto de vista da composição da involuntariedade é a participação nos mecanismos de descontratação. Ou seja, nesses anos de menor montante involuntário, há uma redução na realização de máximo esforço por parte das distribuidoras.

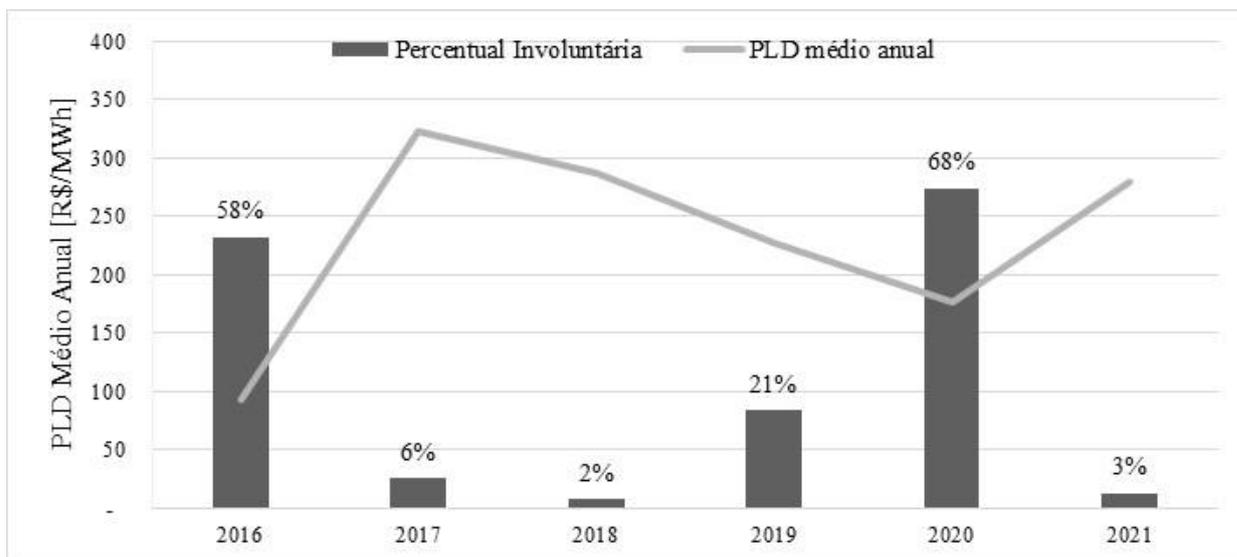
O excedente, que é caracterizado como energia voluntária, por sua vez, é liquidado no MCP e o resultado – positivo ou negativo – é alocado na distribuidora, visto que a regulação só dita o repasse desses valores ao consumidor final para o montante regulatório (entre 100% e 105% de nível de contratação, mais reconhecimentos involuntários).

É possível estabelecer uma correlação entre o percentual de involuntária encontrada a cada ano – e conseqüentemente o esforço que a distribuidora realiza para descontratar essa energia excedente – e o PLD médio anual, sendo que em anos cujos preços encontram-se mais baixos há um esforço maior nesse processo de descontratação de energia. O Gráfico 31 apresenta esse comportamento, em que a correlação das curvas chega a 88%.

Esse tipo de comportamento reflete uma tentativa de gestão ativa do portfólio das distribuidoras: tão logo foi assumido o risco da variação de preços para os excedentes de energia, é esperado que ambos os resultados – ganhos ou perdas – sejam repassados ao agente distribuidor, respaldados pela regulação vigente que determina que os montantes involuntários dependem da realização de máximo esforço.

Como consequência, os custos ou ganhos desse excedente são repassados, ora ao consumidor e ora ao distribuidor, estabelecendo assim uma dinâmica de custos atrelados, principalmente, à migração do consumidor cativo ao mercado livre.

Gráfico 31 – Correlação entre a energia involuntária apurada neste estudo e o PLD médio anual.



Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

No capítulo 2.10 deste trabalho, foram apresentadas as tratativas entre as distribuidoras e a ANEEL a respeito desses valores. O principal ponto de impasse que surge é, justamente, a hesitação dessa agência em reconhecer o repasse dos montantes financeiros frente a essa gestão mais ativa das companhias. Entre todas as notas técnicas apresentadas no decorrer deste estudo, é possível visualizar o desconforto da área técnica em repassar os resultados positivos às distribuidoras, enquanto os resultados negativos de anos de preços baixos são arcados pelos consumidores.

Em mais de uma ocasião foram apresentadas sugestões, inclusive na própria apuração de involuntariedade sugerida pela Nota Técnica 97/2020, para minimizar os ganhos das distribuidoras em anos nos quais, deliberadamente, o máximo esforço não foi realizado, incluindo a alocação do Risco Hidrológico na composição do  $P_{MIX}$  e o critério econômico anteriormente citado para apuração da voluntariedade nos anos de 2016 e 2017 (Despacho 2508/2020).

Além de se tratar, portanto, de uma estimativa de valores mais conservadora, a inserção de critérios *ex-post* reflete uma insegurança regulatória significativa. Se a regulação vigente corrobora um comportamento indesejado por parte dos agentes, espera-se que sejam realizadas alterações na formulação da regra, estabelecendo formas de conter tal comportamento no futuro próximo, sem prejuízo às ações já realizadas em conformidade com a normativa vigente.

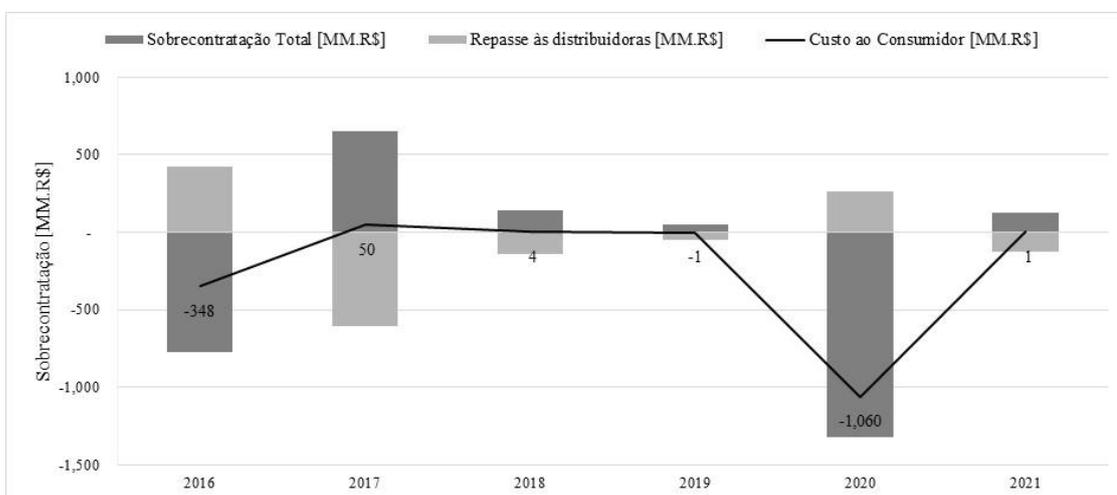
A determinação dos montantes financeiros acumulados no período de 2016 a 2021<sup>36</sup>, portanto, é de fundamental importância para estabelecer um ponto de partida para a transição de abertura de mercado, cuja migração tende a intensificar o problema da sobrecontratação das distribuidoras caso não seja feito de forma estruturada.

Conforme PRORET 4.3, estabelecido pela ANEEL para cálculo da sobrecontratação<sup>37</sup> nos processos de reajustes e revisões tarifárias, o cálculo da sobrecontratação é realizado pela valoração da exposição ao MCP do agente à diferença entre o PLD e o  $P_{MIX}$ <sup>38</sup>.

O Gráfico 32 apresenta o resultado da exposição desses excedentes de energia acima de 105% e o custo ao consumidor acumulado no período. Em um primeiro momento, todo o resultado do período, positivo ou negativo, foi repassado ao consumidor, sendo que analisando o resultado de sobrecontratação involuntária das distribuidoras, o real custo ao consumidor seria a diferença entre o valor efetivamente pago/recebido, a depender do ano, e o valor a ser repassado para as companhias após encerramento das negociações.

Tais valores, que hoje somam 1.350 MM R\$, representam um aumento tarifário médio de 0,53%<sup>39</sup>, e tendem a aumentar a representatividade conforme a intensificação da migração nos próximos anos.

Gráfico 32 – Sobrecontratação total e custo de repasse aos consumidores após apuração da involuntariedade.



Fonte: Elaboração própria (2023).

<sup>36</sup> O ano civil de 2022 é fechado nos reajustes realizados no decorrer do ano de 2023. Os dados necessários, portanto, não estão completamente disponibilizados ainda.

<sup>37</sup> Não está sendo considerado neste estudo o MVE.

<sup>38</sup> Equação 36, Proret 4.3 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA).

<sup>39</sup> Calculado com base na tarifa média de energia (TUSD+TE) a nível Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023) e ao consumo total do cativo referente a 2022 (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023).

Para evitar isso, surge como proposta a liquidação desses montantes, a separação dos negócios de fio e energia das distribuidoras e a alocação dos contratos atuais na figura temporária do centralizador de contrato, em linha com a estruturação da abertura de mercado apresentada a seguir. Dessa forma, é possível estabelecer um marco temporal que finda a questão da sobrecontratação com as distribuidoras, isolando as companhias do efeito da migração dos consumidores. O conjunto dessas duas abordagens representa tanto uma solução para esses valores acumulados até o momento, quanto uma opção que surja como impeditivo para a perpetuação do problema nos anos vindouros.

## **4 DIRECIONAMENTO DA ABERTURA DE MERCADO E PROPOSTAS DE SOLUÇÃO PARA A SOBRECONTRATAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS**

---

### **4.1 Liberalização de mercados mundiais**

Os desenhos de mercado de energia ao redor do globo foram feitos, em sua maioria, em prol de garantir a produtividade em longo prazo, assim como a alocação eficiente de custos e a melhoria da qualidade do serviço fornecido aos consumidores (JOSKOW, 2008). Com focos nesses objetivos, um dos primeiros processos de reestruturação de mercados de energia foi realizado pela Inglaterra, em 1989, tendo se tornado referência para diversos países do Ocidente, que seguiram na mesma trajetória.

As principais estruturas definidas nesse processo e que regem grande parte dos desenhos de mercado ao redor do mundo são focadas na liberalização do mercado, sendo a autonomia do consumidor, em relação à forma com que escolhe consumir a energia, o objetivo final. Para isso, estruturas robustas que garantam uma competição saudável entre agentes do setor e uma regulação sólida são atributos desejados nesse processo (JOSKOW, 2008).

O mercado da Noruega começou a sua liberalização no começo da década de 1990. Os mercados da Nova Zelândia e da Suécia foram totalmente desregulados em 1994 e 1996, respectivamente, seguidos das demais grandes potências da Europa, como a Alemanha e os demais países escandinavos, ao final da década de 1990, assim como grande parte dos estados norte-americanos. Por sua vez, países asiáticos se mantiveram fortemente regulados por um período maior. Apesar da Coreia do Sul ter desregulamentado o mercado varejista em 2001, valores altos de subsídios foram mantidos, reduzindo o equilíbrio entre os agentes e limitando a competição. Outro exemplo que pode ser citado, o Japão, manteve seu mercado totalmente regulado até 2016 (SHIN e S., 2017).

A definição de sucesso de um processo de abertura de mercado pode ser feita em função de diversos indicadores. Herráiz e Monroy (HERRÁIZ e MONROY, 2012), por exemplo, citam o volume comercializado, a evolução da utilização de contratos futuros como hedge e o comportamento dos preços do mercado como marcadores de eficiência, focados em liquidez e competitividade. Por sua vez, Shin e Managi (SHIN e S., 2017) apresentam a taxa de mudança de fornecedor como principal marcador que demonstra a participação ativa do consumidor varejista. Corroborando essa ideia, Al-Sunaidy e Green (AL-SUNDAIDY e GREEN, 2006) e Ariu e Goto (ARIU e GOTO, 2014) indicam que essas altas taxas de troca de fornecedor apontam um mercado com maior concorrência.

Vale frisar que, mesmo que não ocorram tantas trocas, a possibilidade de se optar pelo fornecedor pode ser um mecanismo que estimule o comportamento competitivo e reflita em benefícios ao consumidor. Özbuğday et al. (ÖZBUĞDAY, ÖĞÜNLÜ e ALMA, 2016) defendem que um mercado sustentável deve ser apoiado na transparência do mercado de eletricidade no que tange as empresas responsáveis por suprir o consumidor final, na solidez financeira da indústria de distribuição, na qualidade da energia entregue e na competitividade de toda a cadeia de fornecimento de energia.

Por outro lado, a abertura de mercado de forma descontrolada pode acarretar problemas estruturais e prejuízos ao consumidor final. Isso é afirmado por Dyner e Larsen (DYNER e LARSEN, 2001), que justificam argumentando que a abertura pode trazer incertezas quando ao fornecimento e ao comportamento de preços para o consumidor. Situações como a desregularização do mercado da Califórnia na década de 1990, considerada uma das maiores falhas em processos de abertura de mercado, reforça esse ideal.

Emblemático, o caso cita uma situação de racionamento, com baixa disponibilidade de energia, alta demanda, desligamentos de fornecimento sequenciais e preços 8 vezes mais altos que a média histórica. Entre as causas-raiz para a situação, Weare (WEARE, 2003) indica problemas estruturais, como um desbalanço entre a oferta e a demanda de energia, causado por incertezas regulatórias e falta de indicação mercadológica para construção de novas plantas e problemas regulatórios e de desenho de mercado, que permitiram a manipulação de preços por parte dos geradores e comercializadores. Deste ponto de vista, a falta de regulação permitiu um aumento de preços exponencial reforçado pela característica inelástica da demanda de energia<sup>40</sup> no curto prazo, em linha com a lei econômica da oferta e demanda.

Outros casos, como o aumento de preços de energia após a liberalização que ocorreu na Estônia<sup>41</sup>, estudado por Vihalemm e Keller (VIHALEMM e KELLER, 2016), e a baixa taxa de migração vista na Dinamarca por Yang (YANG, 2014) também são exemplos de aberturas de mercado consideradas pouco efetivas.

A justificativa para esse tipo de situação pode vir de diversos pontos. Yang cita desde lealdade e relacionamento entre os fornecedores monopolizados e o cliente, mesmo após a abertura, até a questão econômica em que:

---

<sup>40</sup> A demanda de energia possui uma característica inelástica no curto prazo, ou seja, ela tende a variar pouco seu comportamento em função do preço da energia. Isso quer dizer que, um aumento pontual de energia, por mais significativo que seja, não deve implicar em redução do consumo no curto prazo. Esse comportamento não é mantido para longos períodos.

<sup>41</sup> Justificado neste estudo pelo aumento de fontes renováveis, em linha com as exigências da União Europeia.

- a) a parcela do preço da energia ser muito baixa quando comparada com o valor da conta total paga pelo consumidor – que inclui encargos e impostos; e
- b) a parcela de toda a conta de luz ser um custo baixo frente aos custos totais de manutenção da residência para que um consumidor aja de forma muito ativa neste processo.

O autor ainda cita a dificuldade que existe entre o incentivo para a migração do consumidor e a autonomia da população frente ao mercado. Isto é, se por um lado, consumidores podem permanecer cativos pela comodidade de ser suprido pelo agente de última instância, por outro, forçar a escolha por parte do consumidor – para incentivar a mudança do fornecedor – pode representar um risco à saúde do mercado, visto que a obrigação pela escolha causa um desequilíbrio que tende a aumentar os preços por parte dos fornecedores.

Além disso, há casos nos quais o cliente possui dificuldade no processo de alteração de fornecedor (GAMBLE, JULIUSSON e GÄRLING, 2009), poucas informações sobre o mercado em si e a possibilidade de escolher um fornecedor (ARIU e GOTO, 2014) ou dificuldades para comparar os diversos produtos que possam ser ofertados e entender o melhor custo-benefício (GHAZVINI, RAMOS, *et al.*, 2019).

Newbery (NEWBERY, 2002) ainda indica que um mercado competitivo deve ter livre acesso às infraestruturas de transmissão e distribuição de energia de forma a atender todos os consumidores, sendo importante haver segurança no fornecimento de energia e na entrega contínua dos combustíveis necessários para isso e deve haver regulação de mercado para evitar monopólios ou grandes retenções de consumidores por parte de uma única empresa.

No caso dos mercados da Turquia (ÖZBUĞDAY, ÖĞÜNLÜ e ALMA, 2016) e de Marrocos (AMEGROUD, 2015), um dos principais agravantes é a existência de subsídios cruzados que estabelecem preços pouco competitivos para a ampliação de fornecedores. Tanto do ponto de vista do subsídio para a geração, que gera uma concorrência desleal no ponto da compra de energia, quanto a limitação de tarifas em patamares irreais para o supridor de última instância (que desestabiliza a concorrência na escolha do fornecedor varejista) são situações a serem evitadas quando se deseja que haja otimização nos preços ofertados ao consumidor final.

Por sua vez, o incentivo para a migração a mercados varejistas pode ser feito através de benefícios econômicos e redução de contas, bem como estabelecimento de marcas sólidas e relacionamento com os clientes e tipos de produtos ofertados, conforme citado por Gamble et al. (GAMBLE, JULIUSSON e GÄRLING, 2009), Hartmann e Ibáñez (HARTMANN e IBÁÑEZ, 2007) e Yang (YANG, 2014), respectivamente.

Yang também se baseia na teoria econômica da migração aplicada a bancos e empresas de telefonia para afirmar que oito fatores são levados em conta pelo cliente para optar pela mudança de fornecedor, quais sejam: (i) preço, (ii) conveniência, (iii) taxa de falhas do serviço, (iv) qualidade do atendimento pessoal, (v) qualidade do suporte prestado, (vi) competição, (vii) ética corporativa e (viii) a certeza da realização do processo de migração. Essa ideia é reforçada pelo estudo realizado por Kaenzig et al. (KAENZIG, HEINZLE e WÜSTENHAGEN, 2013), que identificou na Alemanha que preço, qualidade da energia entregue e confiabilidade no fornecimento são os principais fatores para escolha de um fornecedor. Além disso, nesse mesmo estudo foi concluído que consumidores alemães acreditam que sejam importantes os aspectos ambientais, reputação da companhia e a possibilidade de optar por energia renovável, havendo inclusive a disposição pelo pagamento de um prêmio por esse tipo de produto. Por outro lado, falta de transparência na formação dos preços e complexidade no processo de compra ou no produto ofertado são motivos que inibem o processo.

Com base nos argumentos anteriores, é possível dizer que o esperado para um processo de abertura de mercado, portanto, é que os consumidores possam se beneficiar, tanto da opção de escolha, quanto dos benefícios da competitividade, melhorando a qualidade do serviço e os preços negociados. Isso pode ser alcançado por meio do estabelecimento de uma regulação que garanta incentivos à migração (e competitividade e liquidez ao setor) ao mesmo tempo que garanta um *market-share* equilibrado entre os fornecedores.

O modelo adotado no Reino Unido, por exemplo, estabelece que para o sucesso da competitividade do mercado é necessário mais do que retirar as barreiras. É importante que existam suficientes fornecedores – e compradores – para garantir oferta e preços justos, separar as atividades e limitar o alcance de cada agente, principalmente no que diz respeito aos monopólios naturais, como a transmissão de energia, e os custos de acesso à rede devem ser transparentes e equânimes.

Para garantir a qualidade da energia entregue no novo modelo competitivo, o Reino Unido estabeleceu parâmetros mínimos de atendimento, e, para controlar a variação de preço durante a abertura, foi definido um período de 2 anos de transição, durante o qual houve um preço limite superior para os custos que os fornecedores poderiam ofertar. O modelo estimou um benefício de 8 bilhões de libras nos primeiros 5 anos de liberalização, quando ao menos 50% dos consumidores haviam escolhido o fornecedor ao menos uma vez (LITTLECHILD, 2004). Atualmente, o mercado varejista britânico compreende 23 fornecedores, sendo que os fornecedores legados (antigos monopólios) somam 72% do *market-share* do país.

Do ponto de vista dos preços, desde o avanço da crise energética pós-pandemia, em 2021, inflacionada pela Guerra da Ucrânia em 2022, o governo britânico voltou a estabelecer um valor *teto* para as tarifas de energia. Entre os dados mais recentes (Março/2023), a variação entre a maior e a menor tarifa de energia para o varejo foi de 120 libras por ano, muito devido à essa limitação de valor superior.

Convém pontuar que esse teto é considerado o principal responsável pela reduzida taxa de alteração de fornecedor do país. Historicamente, essa taxa de alteração de fornecedor se mantinha em uma média de 23%. Desde o início da crise de abastecimento de gás, esse valor reduziu para um patamar de 3%, apesar de ser possível notar uma recuperação nos últimos meses (OFGEM, 2023).

Ainda analisando processos de abertura de mercado nos demais países, a situação dos países nórdicos apresenta uma característica singular: apesar de apresentarem processos muito parecidos e uma sinergia temporal, na Noruega e na Finlândia, os níveis de escolha de fornecedores se mantiveram mais altos do que na Suécia e na Dinamarca. Para a Dinamarca, inclusive, apenas 58% dos consumidores residenciais haviam assinado um contrato de eletricidade até 2018, ou seja, saído do supridor de última instância e escolhido, ao menos uma vez, um fornecedor diferente. Para fins de comparação, esses números ficaram em torno de 87% para a Finlândia, 86% para a Noruega e 81% para a Suécia (SENTIO RESEARCH AS, 2018).

Olsen et al. (OLSEN, JOHNSEN e LEWIS, 2006) analisaram as diferenças regulatórias durante os primeiros 10 anos de abertura de mercado, quando esse comportamento já era notado, para entender as principais diferenças nessas taxas de sucesso. Entre os principais pontos, são citados a dificuldade de alterar o fornecedor, falta de informação de mercado e de transparência dos fornecedores e dificuldade de entender os produtos ofertados.

Nesses primeiros 10 anos, cerca de 40% da população da Noruega e da Suécia já havia trocado de fornecedores ao menos uma vez, comparados com 15% da Finlândia e muito poucos da Dinamarca. O processo de troca era centralizado pela distribuidora e possuía prazos diferentes para cada país. Enquanto para a Noruega havia um limite de 2 semanas máximas para a alteração e nenhum custo envolvido no processo, para a Suécia e Finlândia esse prazo poderia chegar a um mês, sendo que, para a Finlândia, apenas uma troca por ano era realizada sem custos. Não havia um prazo determinado para a Dinamarca. Durante o processo de alteração de fornecedor, mantinha-se a tarifa do fornecedor anterior, o que gerava transtornos entre os consumidores que continuavam recebendo faturas a um valor diferente do contrato assinado.

Grande parte dos transtornos explicitados por Olsen et al. em estudo sobre a abertura do mercado residencial dos países nórdicos passa pela falta de dados a respeito do consumo do cliente final. Uma metodologia de perfil de consumo era adotada por região, que anualmente era comparada com o medido físico do cliente e, então, havia o ajuste entre o valor já pago durante os últimos meses e o efetivamente devido, para a mais ou para a menos. Esse tipo de situação gerava incerteza no consumidor, que não conseguia visualizar a composição dos custos que estava pagando.

Além disso, a existência de diferentes produtos e diferentes preços levantava dúvidas ao consumidor que, sem compreender as opções, optava por não realizar a transição de fornecedor. À época, os governos da Noruega e da Suécia desenvolveram portais oficiais em que se realizava a comparação de todos os fornecedores<sup>42</sup>, além de indicar as tarifas mais baixas que atendiam cada região. Por sua vez, a Finlândia não possuía um portal oficial, o que também gerava desconfiança nas informações apresentadas. A Dinamarca não apresentava dados suficientes no período para estabelecer conclusões comparativas entre os produtos, o que dificultava o processo. Dos consumidores finlandeses que não haviam migrado ainda nessa primeira década, 30% justificam dizendo que não havia informações suficientes para tomar essa decisão, sendo que 46% consideravam difícil comparar as opções oferecidas. Dos consumidores dinamarqueses, o percentual que não tinha informações para sustentar essa migração atingia 88%.

Com o avanço das tecnologias e maturação do mercado, esses números aumentaram gradativamente e atingiram níveis em torno de 80%. A única exceção se mantém sendo como a Dinamarca. Um dos motivos levantados pela *Sentio Research* no relatório anual de 2018 realizado para a Organização dos Reguladores de Energia Nórdicos<sup>43</sup> (SENTIO RESEARCH AS, 2018) foi a intensidade de consumo de energia de cada país, principalmente para aquecimento residencial. A Noruega lidera esse tipo de consumo, com 91% dos residenciais utilizando aquecimento elétrico, seguido pela Suécia, com 52%, Finlândia, com 40% e Dinamarca, com apenas 24%, considerado o país menos intensivo no consumo de eletricidade quando comparado aos demais.

Por se tratar de uma despesa menos relevante, é possível que os consumidores encarem o esforço de alterar o fornecedor em comparação aos benefícios financeiros pouco atrativo, em linha com o apresentado por Yang (YANG, 2014).

---

<sup>42</sup> Os fornecedores eram obrigados a disponibilizar os dados de preço de cada produto vendido.

<sup>43</sup> Tradução livre para “Organization for the Nordic Energy Regulators” (NordREG).

Por sua vez, 46% desses consumidores dinamarqueses que não alteraram os fornecedores indicaram que acompanham outras ofertas e se mantêm por estarem satisfeitos com o atual fornecedor.

É possível estabelecer uma relação entre a regulação ativa e o sucesso do processo de abertura de mercado ao consumidor varejista. Na Noruega, por exemplo, cuja regulação foi aplicada de forma mais ativa do que nos demais países nórdicos (estabelecendo prazos, obrigatoriedade de disponibilização de informação, independência dos agentes atuantes na distribuição e fornecimento de energia, além de uma divulgação constante dos benefícios, com indicadores comparativos do custo de fornecimento aos consumidores), foi obtido um maior percentual de adesão. Além disso, tanto no caso do Reino Unido como nos países Nórdicos é possível estipular parâmetros semelhantes que permitem definir se a abertura do mercado varejista pode ser considerada um sucesso, ou não, sendo estes o benefício econômico esperado e a confiança do consumidor no processo de migração, assim como a necessidade de conhecimento de opções e a facilidade do processo de migração.

Para o desenho de mercado, portanto, devem ser abordadas estratégias para garantir a estabilidade do ponto de vista de geração e fornecimento de energia. O objetivo final é estabelecer uma transição que agregue liquidez e transparência, com conseqüente queda de preços.

#### **4.2 Supridor de Última Instância e desenho de tarifas**

O' Donnell e Rueger (O'DONNELL e RUEGER, 2005) indicam que a formação do supridor de última instância é o ponto de inflexão entre o sucesso e o fracasso do processo de abertura de mercado residencial. O supridor de última instância, ou supridor *default*, é o agente responsável por atender o consumidor que não tem interesse em escolher seu próprio fornecedor, seja por estar sujeito a uma tributação diferente (tarifa social) ou por estar confortável com o serviço oferecido centralizadamente, e o preço de *default* é o parâmetro de comparação para que os consumidores definam o interesse pelos demais fornecedores (TSCHAMLER, 2000).

Para evitar esse segundo tipo de consumidor, países como Portugal e Espanha não permitem a permanência dos consumidores sob o supridor de última instância, sendo que, após o período de transição, os clientes são obrigados a escolher um fornecedor varejista. O problema da obrigatoriedade na escolha de fornecedores, já discutido anteriormente, é pautado na redução de força da parte da demanda na autorregulação do mercado.

De fato, como os consumidores são obrigados a escolher um fornecedor, o possível agente varejista obtém uma vantagem mercadológica que pode incorrer em um desequilíbrio de preços.

O principal desafio é estabelecer uma metodologia de preços entre o supridor de última instância em comparação aos fornecedores varejistas e ao custo do mercado spot do país, de forma a fomentar a competitividade desejada. A tarifa do supridor de última instância pode, portanto, ser uma tarifa definida por custos, com valores fixos por determinados períodos (trimestrais ou anuais), como praticado no estado da Pennsylvania, nos Estados Unidos, ou nos países Nórdicos e Ibéricos<sup>44</sup>, por exemplo, ou pode ser uma tarifa atrelada ao repasse direto dos custos do mercado atacadista, que submete o consumidor à volatilidade de mercado e exige um comportamento mais ativo, como no estado de Nova York.

Ambas as opções colocam o preço do supridor de última instância como um limite superior de tarifas para o consumidor final, agregando mais ou menos risco a depender do repasse de volatilidade. O processo de saída dos consumidores do fornecimento da distribuidora para o supridor de última instância ou para o fornecedor varejista foi semelhante na maior parte dos países, com um período de transição de 2 a 5 anos, nos quais as tarifas se mantinham 100% reguladas até a total liberalização. Algumas regiões, como no caso do estado de Massachussets, estabeleceram um processo de duas etapas na criação do supridor de última instância, alocando inicialmente todos os consumidores em um fornecedor centralizado e, após isso, estabelecendo a criação do supridor final que atenderia consumidores que optaram por migrar e, após um tempo, resolveram retornar ao mercado cativo. O primeiro desses fornecedores apresenta tarifas fixas e, o segundo, tarifas reguladas com repasse de custos.

Tschamler (TSCHAMLER, 2000) apresentou cinco grupos gerais de metodologias de regulação para o modelo de fornecedores *default*, sendo estes os já apresentados no Quadro 3. A experiência americana corroborou a ideia já apresentada de que o preço do fornecedor *default* estabelece o parâmetro de comparação para definir a potencialidade de migração – e consequente sucesso de abertura do mercado varejista ao consumidor residencial: aqueles estados nos quais as tarifas *default* estavam muito abaixo dos preços praticados no mercado atacadista apresentam um desenvolvimento mais lento do que aqueles nos quais os valores eram condizentes entre os dois ambientes.

---

<sup>44</sup> Apesar de não permitir a manutenção de todos os consumidores livres sob o supridor de última instância, alguns consumidores são alocados nesse agente e a tarifa calculada por meio de repasse de custo de leilões centralizados.

Em algumas visões, o processo para eleger um fornecedor *default* deve ser realizado de forma a permitir a ampla concorrência, sem caracterização de monopólio dos agentes distribuidores, de forma a evitar a aparição de um mercado horizontal e possibilitar que novos agentes possam exercer tal função. Além disso, a estabilização de um fornecedor *default* deveria ser transitória, visto que este não é um agente de um mercado competitivo.

Quadro 3 – Modelos de agente supridor default estabelecidos no início do processo de abertura do mercado varejista de eletricidade nos Estados Unidos.

<b>Modelo de Default</b>	<b>Explicação</b>	<b>Exemplo de aplicação</b>
Herança da Distribuidora	A distribuidora se torna um fornecedor <i>default</i> . Nesse modelo, o fornecedor é responsável por garantir o suprimento de energia, seja por meio de geração própria ou contratos firmados no mercado atacadista, e, em comparação ao preço estabelecido como default, o supridor pode arcar com os lucros e prejuízos dessa gestão de compra e venda de energia.	California, Massachussets, Pennsylvania.
Transferência	O fornecimento de energia é garantido a uma terceira parte, um supridor, e não é baseado em um ambiente de competição. Em outras palavras, esse modelo exige um fornecimento (total ou parcial) de energia de um agente que não seja o supridor de última instância a um preço regulamentado, como uma forma de aproximar o cliente da escolha do agente supridor. Nesse modelo, a transferência pode ser temporal (por exemplo, no Texas foi estipulado um prazo de 5 anos para o fornecimento de energia a preço constante) ou parcial (em Connecticut, 50% do atendimento era realizado em métodos de transferência de um fornecedor default para o cliente final e, os demais 50%, através de um leilão regulado no qual esse agente pode participar ofertando seu melhor preço. O atendimento ao consumidor ainda é centralizado no agente distribuidor.	Texas e Connecticut
Leilões de Preço	É realizado um leilão entre agentes que almejam representar o papel de fornecedores <i>default</i> e o menor preço ofertado é definido como o responsável por atender aos consumidores finais. Muito parecido com o modelo que é praticado atualmente pelas distribuidoras no Brasil, essa metodologia estipula que todo o tratamento ao consumidor é de responsabilidade do agente supridor.	Maine

	A diferença é que, neste modelo, o <i>bid</i> realizado pelos agentes é referente ao preço final de fornecimento, e não aos contratos que o distribuidor terá que gerir, o que permite maior autonomia ao agente <i>default</i> .	
Leilões de Receita	Os agentes interessados participam de um leilão ofertando um valor para conseguir o direito de atender aos consumidores em uma tarifa pré-determinada. Neste caso, o agente que ofertar o maior lance recebe o direito de se tornar o fornecedor <i>default</i> , considerando já as tarifas conhecidas no momento do certame.	Aplicado no mercado de gás americano
Designação	Um consumidor que não escolha um fornecedor após um determinado período é atribuído a um fornecedor automaticamente, eliminando a figura do supridor <i>default</i> .	Aplicado no mercado de gás americano

Fonte: Tschamler (2000).

Se por um lado, portanto, alguns autores defendem a competição plena no mercado, inclusive para o processo de definição do supridor *default*<sup>45</sup>, por outro, há experiências positivas em agregar responsabilidades únicas ao agente de última instância, com respaldo de uma regulação sólida. Na Itália, por exemplo, foram utilizadas regulações para definir obrigações mínimas de entrega de energia por parte do agente supridor, tanto no processo de abertura do mercado atacadista de energia quanto para o processo de abertura do mercado de gás natural (STAGNARO, AMENTA, *et al.*, 2020), o que agregou maior estabilidade e adesão dos consumidores ao processo.

Stagnaro et al. (STAGNARO, AMENTA, *et al.*, 2020), inclusive, indicam que um período de transição é imprescindível no processo de abertura de mercado, de maneira a estruturar a consolidação e evitar a manutenção dos consumidores no supridor de última instância – e consequentemente reduzir o *market-share* dos possíveis demais supridores que existem no mercado.

Dessa maneira, uma proposta para a questão do supridor de última instância passa pela existência de um período de transição – entre 2 e 5 anos, pela experiência internacional – com preços regulados e igualitários entre os consumidores. Além disso, é indicada a criação de um produto padrão básico, com condições semelhantes entre todos os agentes.

---

<sup>45</sup> Ver Tschamler (TSCHAMLER, 2000) e Littlechild (LITTLECHILD, 2018). Indicam, principalmente, que uma definição regulatória pode ter impactos nos preços do mercado e, consequentemente, na competitividade entre os agentes, por ser baixo demais ou elevado demais, em desalinhamento com os custos do mercado spot.

Esse modelo seria o produto de lançamento de cada possível fornecedor varejista, com menores custos, servindo de comparação base tanto com o fornecedor *default*, quanto entre os próprios fornecedores concorrentes, objetivando facilitar o acesso ao consumidor final.

A partir de então, é possível estabelecer três itens a serem endereçados no desenho de mercado a respeito do supridor *default*:

- a) a obrigatoriedade do consumidor em escolher um fornecedor final ou a possibilidade de se manter no supridor default. Se, por um lado, a manutenção do supridor default pode ser um desafio ao aumento de migração, por outro, a obrigatoriedade desse processo implica em um desequilíbrio de forças entre os agentes de oferta e de demanda. Apesar desse movimento poder (e dever) vir acompanhado de medidas regulatórias que impeçam o abuso de poder por parte dos fornecedores – e consequentemente preços que não condizem com um comportamento justo de mercado –, a obrigação de escolha contradiz o próprio preceito da abertura de mercado, que vem a ser o direito do consumidor por optar ou não, nesse caso, pelo seu fornecedor. É possível concluir, através da análise de experiências internacionais, que há indicativos mais sólidos em relação ao sucesso de abertura do que a obrigação de escolha do fornecedor, em geral atrelado aos preços e ao benefício que a escolha vai gerar ao consumidor final;
- b) a adoção de um supridor único centralizado ou a possibilidade de mais de um supridor default para atender aos consumidores que não desejam escolher seu fornecedor, onde a discussão de uma abertura de mercado envolve critérios de livre competição entre os agentes. A possibilidade, portanto, de que exista uma competição pelo papel do fornecedor default, ou até mesmo mais de um fornecedor (por região, por exemplo), deveria ser garantida de maneira que, ao atender aos critérios mínimos estabelecidos na regulação para aquele agente, coubesse ao mercado optar por estabelecer agentes para atender essa demanda. A possibilidade de um modelo com a presença de mais de um agente responsável pelo fornecimento default poderia ir ao encontro de um período de transição de abertura, no qual a infraestrutura para atender a todos os consumidores cativos do Brasil por um único agente poderia representar uma questão logística. Uma separação por região, ou até mesmo por estado, poderia ser uma possibilidade;
- c) a utilização de tarifas reguladas – similar ao que ocorre nas atuais distribuidoras – ou por meio de bids, selecionando os preços mais atrativos de fornecimento, sendo que existindo, portanto, a possibilidade de diversos agentes default, é importante definir o modelo de precificação.

A manutenção de uma metodologia similar à atual, de revisões tarifárias anuais, poderia ser uma vantagem por se tratar de um modelo consolidado e considerado exitoso. Além disso, a base contratual poderia ser pré-definida ao alocar as diversas cotas de energia existentes atualmente (Garantia Física, Itaipu e Eletronuclear) no portfólio base dos agentes, endereçando a questão dos contratos legados e garantindo homogeneidade a todas as regiões.

A alocação de contratos pré-definidos, porém, confronta ao ideal de um fornecedor default que não inviabilize o fornecedor varejista. Ao garantir um preço reduzido de forma artificial ao fornecedor default (ou até mesmo a prerrogativa de se poder interferir de forma política na atribuição desses custos), pode-se implicar em uma abertura de mercado que não encontre competitividade e esteja fadada ao fracasso. Essa metodologia, além disso, apresenta fraquezas no que tange ao processo de adquirir energia. Como indicado ao longo deste trabalho, a pouca autonomia na compra de energia por parte dos distribuidores e a reduzida gestão de portfólio com a constante alteração dos mercados consumidores implica em questões de sobrecontratação, que são atualmente endereçadas por repasses tarifários ao consumidor. Ao estabelecer maior autonomia ao mercado de energia, seria esperado que houvesse a prerrogativa de garantir ao supridor default a possibilidade de adquirir bilateralmente sua energia, estabelecendo maior gestão de portfólio aos agentes e a possibilidade de gestão de risco que melhor se adeque ao perfil da empresa. Entretanto, a tomada de risco por parte do agente não poderia ser algo que pudesse encontrar respaldo no consumidor final, sendo que, para contornar essa possibilidade, a existência de modelos de licitação para o supridor default seria suficiente para limitar esse tipo de comportamento.

Dessa forma, abre-se à concorrência o processo de fornecimento de energia, por períodos de maior estabilização como, por exemplo, 5 anos, para que os agentes interessados estipulem o preço para fornecimento de um produto padrão, a preço fixo (em R\$/MWh, similar ao praticado atualmente), para o consumidor final residencial.

O processo de abertura do mercado de baixa tensão para o Brasil poderia ser desenhado, portanto, com base nas seguintes fases:

- a) período inicial: Para possibilitar o início do processo, é possível que haja a mudança estrutural das distribuidoras para fornecedores de última instância. A princípio, essa alteração não representaria impactos diretos ao consumidor final, porém traria questões a serem endereçadas nas companhias.

A principal delas, seria a necessidade da separação dos negócios de fio e de energia nas distribuidoras. Com essa separação, seria possível a continuação da prestação de serviço de fornecimento de energia nos meios realizados atualmente e simultaneamente preparar a gestão de portfólio das companhias para se adequar ao processo de migração em maior volume.

A centralização dos contratos que estão vigentes hoje nas distribuidoras de energia a um único agente<sup>46</sup> permitiria a consolidação dos custos de energia por todo o país, que hoje apresenta valores diferentes a depender da composição do portfólio de cada empresa. Essa consolidação de custos seria, por sua vez, um primeiro passo na direção de estabelecer uma concorrência para o fornecimento, conforme indicado no item c) apresentado anteriormente. Com a possibilidade de um  $P_{MIX}$  unificado, o horizonte de concorrência para os fornecedores varejistas se amplia e permite, teoricamente, uma maior liquidez de mercado.

O processo de centralizar esses contratos é possível de ser endereçado através de cessões de energia, conforme realizado atualmente no mecanismo MCSD, de forma que o centralizador se torna o ente responsável pelo repasse de pagamentos ao supridor que, por sua vez, realiza os pagamentos contratuais conforme obrigações estabelecidas atualmente. Essa modalidade permitiria a manutenção da segurança jurídica do processo, evitando a quebra de contratos desnecessária.

De forma a facilitar os processos de pagamentos, a responsabilidade da centralização de contratos poderia ser alocada à CCEE, que apresenta atualmente funções com sinergia à proposta que está sendo apresentada neste estudo;

- b) consolidação do mercado de concorrência: após a retirada da gestão de energia das distribuidoras e a conseqüente migração que esteja avançando no mercado varejista nacional, resta endereçar a questão da competitividade do agente supridor. A criação de certames centralizados para definição dos agentes pode vir em encontro aos interesses dos respectivos interessados em atender essa função: há poucos agentes interessados em operacionalizar esse processo? Há demanda para mais de um supridor de última instância? A logística nacional apresenta níveis de complexidade muito elevados? É interesse que se realizem atendimentos regionais?

---

<sup>46</sup> Agente Centralizador de Contratos (ACC).

Com base na definição desses pontos, pode-se realizar mecanismos para estabelecer a concorrência para o posto de supridor de última instância, finalizando, por sua vez, a participação das distribuidoras nos moldes de fornecimento de energia conhecidos hoje.

A questão do supridor deve constar com regulações sólidas para garantir a saúde financeira do agente. Tanto do ponto de vista do atendimento ao consumidor final, da transparência dos custos ofertados e da gestão de inadimplência dos contratos de fornecimento de energia. É também por meio do supridor de última instância que é possível manter as políticas públicas de tarifa social existentes atualmente.

### 4.3 Tratamento dos Contratos Legados

Conforme abordado anteriormente, os desafios para a aplicação de uma metodologia de competição no âmbito do fornecimento de energia residencial no Brasil dizem respeito a como estabelecer uma transição para custos livres e gestão de portfólio sem implicar em rompimentos de contrato que podem causar uma desestabilização na segurança de mercado percebida pelos agentes.

Com a centralização dos contratos vigentes sob o ACC, o atendimento ao mercado consumidor pelos comercializadores *default* deve seguir uma lógica de contratação baseada nas ofertas mais baixas. O ACC permite, portanto, um direcionamento centralizado aos contratos legados, com  $P_{MIX}$  único a nível nacional e menos complexidade logística em relação ao número de contrapartes e agentes envolvidos.

Uma primeira abordagem ao tratamento dos custos desses contratos que permanecem no ACC surgiu entre as propostas da Consulta Pública 137, realizada pelo Ministério de Minas e Energia em 2022<sup>47</sup>. A criação de um encargo de sobrecontratação emerge como uma proposta direta ao ratear entre todos os consumidores – livres e cativos – os custos da sobrecontratação oriunda dessa abertura de mercado. Apesar de certamente endereçar parte do problema dos contratos legados (ao impedir que o custo da sobrecontratação da distribuidora incida sobre os consumidores remanescentes e, conseqüentemente, aumente o valor da tarifa regulada), a criação de um encargo pode ser vista como um dificultador ao processo de abertura.

---

<sup>47</sup> Consulta Pública nº 137/2022. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet\\_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=3123629&detalharConsulta=true&entryId=3123631](http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=3123629&detalharConsulta=true&entryId=3123631)

Ao criar um encargo no qual o objetivo seja o carregamento do custo contratual do consumidor ao mercado livre, há um aumento artificial no custo da migração, o que poderia diminuir a competitividade do ambiente varejista. Situações semelhantes, em que a incidência de encargos se tornava a maior parte da parcela dos custos de energia no ambiente livre, resultaram em uma fraca taxa de migração, como apresentado por Özbuğday et al. (ÖZBUĞDAY, ÖĞÜNLÜ e ALMA, 2016) para o caso da Turquia.

A sugestão inicial para tratamento dos contratos legados passa pela premissa de controle do avanço do problema. A paralisação temporária na realização de leilões para contratação de Energia Nova tem o poder de impedir o aumento do número de contratos no ambiente cativo e, conseqüentemente, do impacto da abertura no custo da sobrecontratação.

Na Nota Técnica nº 27/2022 elaborada pelo Ministério de Minas e Energia, é estabelecido um nível de sobrecontratação médio de 12% até 2028. Além disso, os recentes leilões de reserva de capacidade foram dimensionados para atendimento da demanda nacional em um horizonte de tempo similar, o que explicita uma segurança de abastecimento mesmo sem a realização de novos certames.

Com o efeito de novas contratações controladas, a gestão do portfólio remanescente deve seguir medidas que acompanhem o fluxo de migração dos consumidores cativos ao mercado livre.

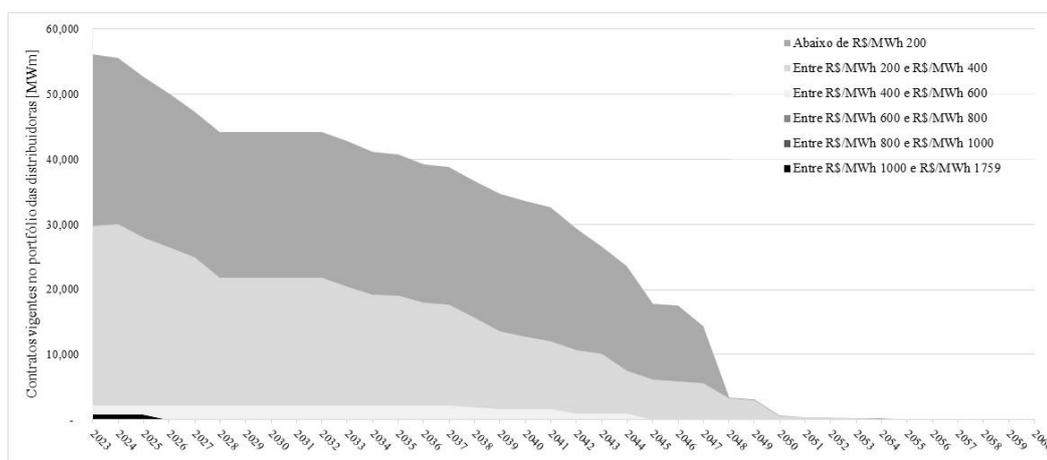
A composição desses contratos legados<sup>48</sup> é variada com o passar dos anos. Ao considerar as Cotas de Garantia Física, Itaipu e Eletronuclear, ademais dos CCEARs que estão alocados nas distribuidoras, tem-se o perfil apresentado no Gráfico 33. É possível perceber que até 2025 há uma energia remanescente cujos custos encontram-se acima de 1000,00 R\$/MWh. Além disso, o maior volume de contratos encontra-se até 400,00 R\$/MWh.

Uma primeira medida possível é a realização de repactuação de contratos com usinas hidrelétricas. Tal proposta é similar à realizada durante o processo de criação de Cotas de Garantia Física, mas seguiria o caminho inverso neste caso: com a anuência da contraparte, se realizaria o término do contrato no ACR e o deslocamento da energia ao ACL, mediante extensão da outorga ao gerador.

Para as usinas térmicas, por sua vez, a alocação desses contratos como energia de reserva aparece como uma opção.

---

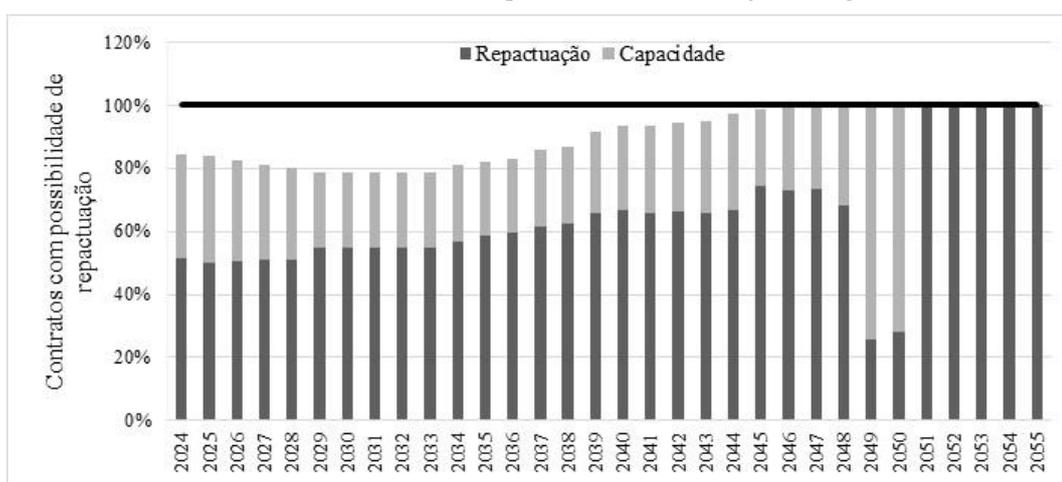
<sup>48</sup> Para composição dos contratos foi considerada a base de leilões disponibilizada pela CCEE, a realização de reduções bilaterais históricas, as cotas de Itaipu, Eletronuclear Angra e Garantia Física conforme existentes em 2023. É considerada a descotização das usinas da Eletrobras, em taxa de 20% ao ano, conforme consta da Lei nº 14.182/2021.

Gráfico 33 – Composição<sup>49</sup> dos contratos legados das distribuidoras de energia no Brasil [MWh]

Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

De forma similar ao que ocorre com a recontração de energia existente pelas distribuidoras, a alteração contratual (também de forma voluntária, importante ressaltar) ajuda a suprir a necessidade de firmeza do sistema e endereça a questão dos contratos a todos os consumidores do país. Com isso, a dinâmica operativa das usinas permanece similar à atual, porém sob responsabilidade de todos os agentes do país. O mesmo poderia ser aplicado às usinas nucleares de Angra I e II (e, posteriormente, Angra III). Ambas as abordagens apresentam um potencial somado de endereçar boa parte dos contratos legados. Entre 2023 e 2040, ao menos 80% do portfólio é composto por usinas hidráulicas ou térmicas, conforme Gráfico 34.

Gráfico 34 – Potencial de contratos com possibilidade de alteração no regime contratual.

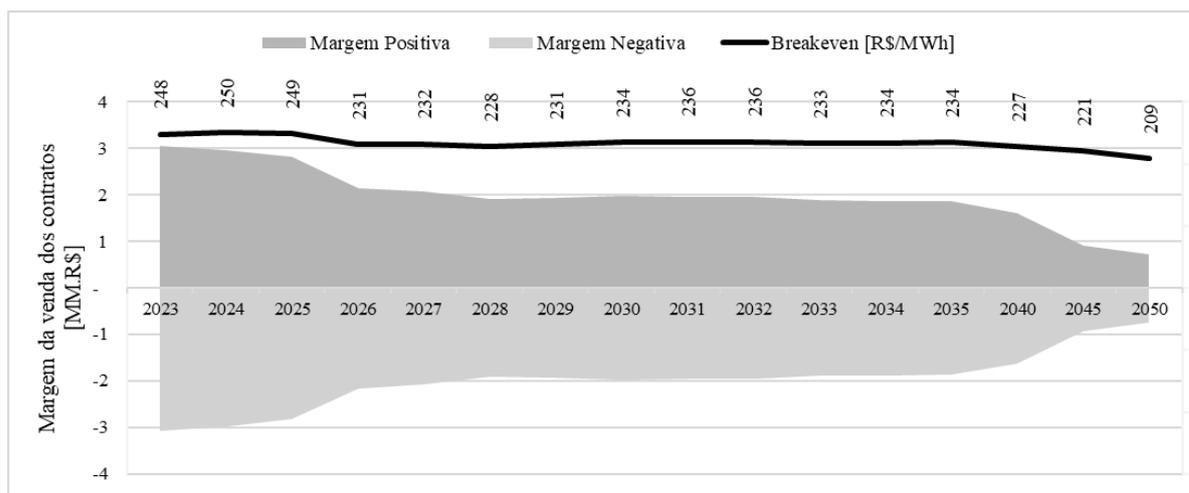


Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

<sup>49</sup> Para composição dos contratos considerou-se a base de leilões da CCEE, a realização de reduções bilaterais históricas, as cotas de Itaipu, Eletronuclear Angra e Garantia Física conforme existentes em 2023.

É esperado que haja um percentual de adesão por parte dos agentes, o que reduz a efetividade da solução. A transição desses montantes ao mercado livre, portanto, acaba sendo atrelada à competitividade que cada usina apresenta, o que pode representar impeditivos aos geradores cujos contratos apresentam valores mais elevados. Duas possíveis soluções são sugeridas para este tema. A primeira é que a repactuação (e conseqüente repasse de energia ao ACL) seja feito em lotes contratuais. Dessa forma, é possível alocar contratos com maior atratividade (preços mais baixos, fontes renováveis), com contratos com menor atratividade. Considerando como um lote genérico todo o portfólio apresentado no Gráfico 33, o valor médio de repasse de energia (chamado de *breakeven*) seria de 230 R\$/MWh, que representa uma competitividade razoável com os valores de PLD<sup>50</sup>. O Gráfico 35 mostra a variação desse *breakeven* ao longo dos anos.

Gráfico 35 – Breakeven calculado e composição da margem para repactuação dos contratos legados ao ambiente livre.



Fonte: Adaptado de CCEE (2023).

Uma segunda maneira de analisar a situação é a partir da absorção dos contratos pelo próprio mercado consumidor através do aumento de tarifa. Para estabelecer a viabilidade dessa medida, foi desenvolvido um simulador de custos de energia atrelado a possíveis cenários de migração.

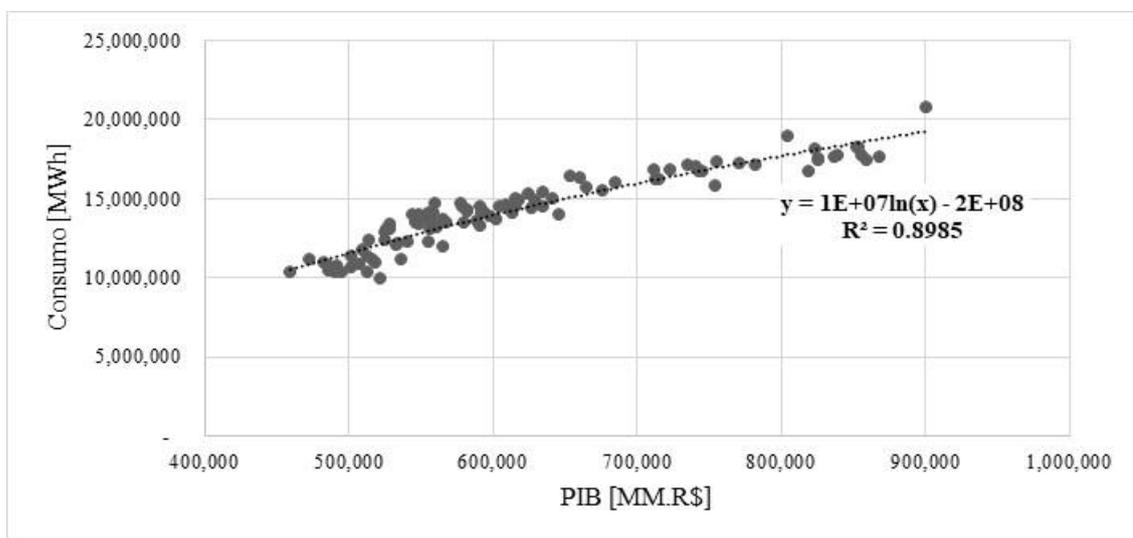
Tal simulador representa o portfólio do ACC, semelhante (em proporção de volume de energia e custos) ao *Portfólio Brasil* atual, apresentado na composição dos contratos legados no Gráfico 33.

<sup>50</sup> A média de valores do PLD dos últimos 10 anos é de 260,17 R\$/MWh. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>

Com base em diferentes taxas de migração, o custo dos contratos que não conseguem ser descontratados por apresentarem valores maiores que o PLD são redivididos entre os consumidores restantes no mercado regulado, e o valor do aumento do custo de energia para esses clientes é calculado.

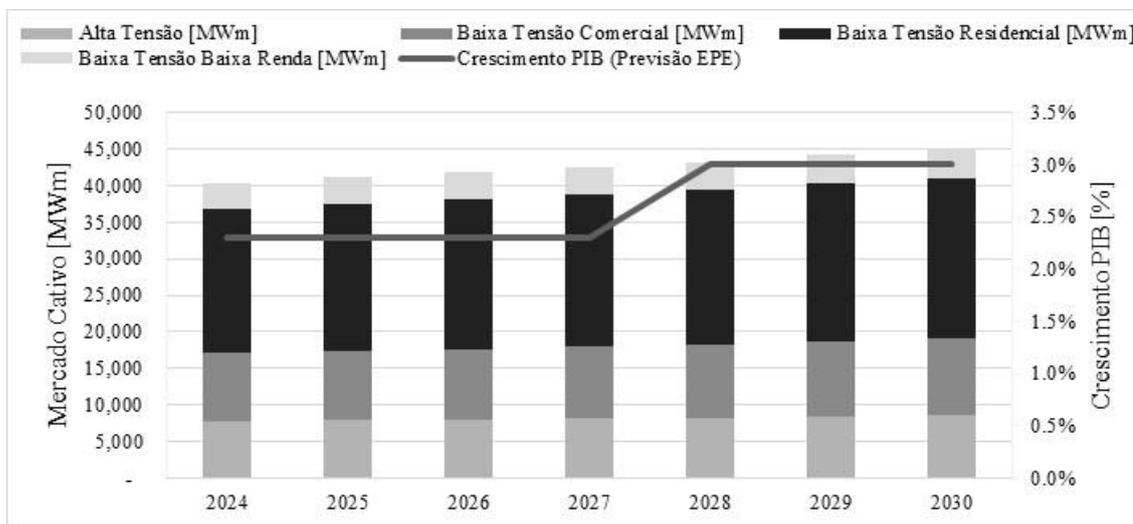
Para estabelecer o mercado das distribuidoras, foi realizada uma análise comparativa entre dados históricos de consumo de energia e o Produto Interno Bruto (PIB) nacional, que, conforme apresentado no Gráfico 36, apresentam correlação elevada. Na sequência, com base na projeção do PIB apresentada pela EPE em seu Plano Decenal 2031, foi realizada a estimativa de crescimento de mercado no horizonte 2023-2030, apresentado no Gráfico 37.

Gráfico 36 – Correlação histórica entre o PIB e o consumo de energia no país



Fonte: Adaptado de IPEA Data (2023) e ANEEL (2023).

Gráfico 37 – Projeção de carga para o mercado cativo nacional.



Fonte: Elaboração própria (2023).

Conforme legislação vigente, a partir de 2024, todo consumidor conectado em alta tensão pode optar pelo direito de escolha de fornecedor. Além disso, conforme sugerido pela CP MME 137/2022, está sendo considerado que a partir de 2026 todos os consumidores comerciais ou rurais conectados à baixa tensão passarão a ter a prerrogativa de migração ao ACL, seguido pelos demais consumidores residenciais em 2028. É esperado, porém, que consumidores que se enquadrem na categoria *tarifa social* se mantenham sob o modelo cativo de compra de energia, motivo pelo qual esses consumidores estão representados separadamente no Gráfico 37.

Considerando, portanto, o potencial total de migração para cada ano (todos os consumidores do grupo A para 2024 e 2025; esses, somados a todos os consumidores B2, B3 e B4 para 2026 e 2027; e todos os consumidores cativos, exceto *tarifa social*, de 2028 em diante), foram estabelecidos cenários de diferentes taxas de migração, indicando tendências independentes para cada grupo. Ou seja, cenários conservadores (0% de migração) e agressivos (100%) para migração de cada grupo individualmente, desenhando curvas de tendência intermediárias entre cada um desses cenários, que são apresentados na Tabela 15. Dessa forma, é possível visualizar no Gráfico 38 cenários em que não há migração alguma de qualquer classe que seja e até cenários em que todo o mercado cativo passível de migração<sup>51</sup> opte por essa escolha.

O endereçamento dos contratos legados foi feito de maneira que para cada contrato fosse analisada a viabilidade econômica de repassá-lo ao ACL. Isto é, cenários em que o PLD se encontra acima do preço do contrato são factíveis de desconstrução desses geradores. Satisfeita essa condição, são desconstruídos todos os contratos, do mais caro para o mais barato, até atingir o volume de migração do cenário correspondente.

Contratos que não são viáveis para desconstrução, pois apresentam custos acima do valor de oportunidade do mercado, compõem o custo total a ser compartilhado pelos consumidores cativos, em R\$/MWh.

Para essa análise, consideraram-se 2000 cenários de PLD aleatórios, cuja composição é apresentada no Gráfico 39. Os valores apresentam média de 280 R\$/MWh, com distribuição 25% abaixo de 200 R\$/MWh e 25% acima de 400 R\$/MWh.

---

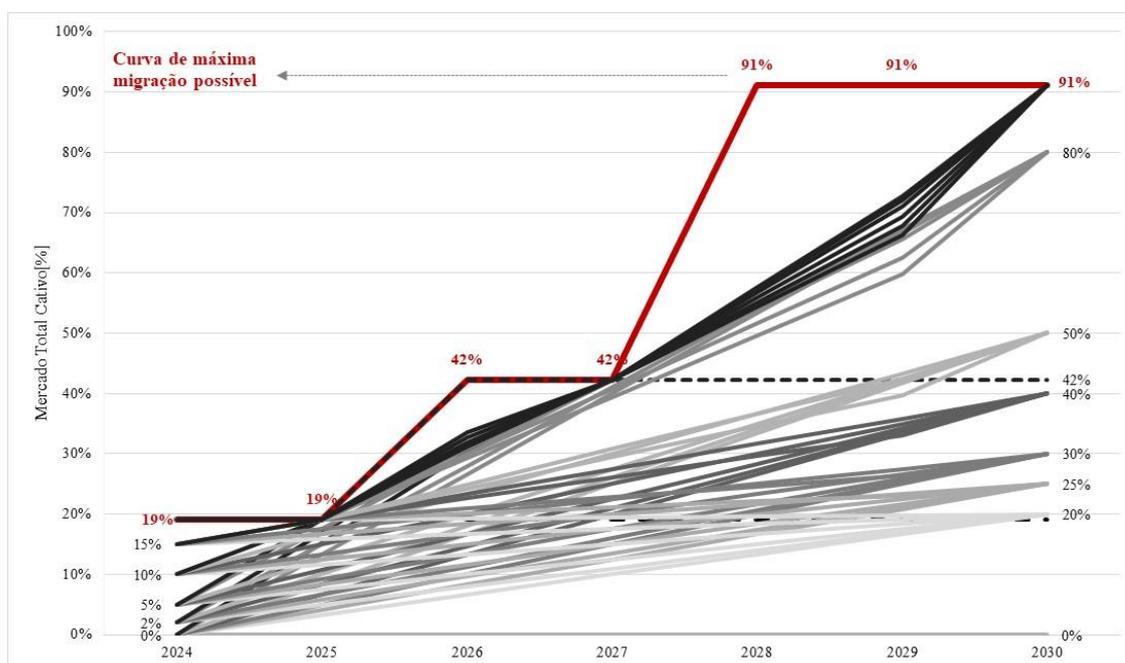
<sup>51</sup> 19% do mercado em 2024 e 2025, 42% em 2026 e 2027 e 91% a partir de 2028, que representam a participação no mercado total da distribuidora do mercado de alta tensão, baixa tensão exceto residencial e baixa tensão total exceto tarifa social, respectivamente.

Tabela 15 – Cenários de Migração, em função do mercado cativo total.

#	Cenários de Migração						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	19%	19%	42%	42%	91%	91%	91%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
4	19%	19%	42%	42%	42%	42%	42%
1	0%	3%	7%	10%	13%	17%	20%
2	0%	4%	8%	13%	17%	21%	25%
3	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
8	0%	7%	13%	20%	27%	33%	40%
9	0%	8%	17%	25%	33%	42%	50%
10	0%	13%	27%	40%	53%	67%	80%
11	0%	15%	30%	42%	58%	73%	91%
12	2%	5%	8%	11%	14%	17%	20%
13	2%	6%	10%	14%	17%	21%	25%
14	2%	7%	11%	16%	21%	25%	30%
15	2%	8%	15%	21%	27%	34%	40%
16	2%	10%	18%	26%	34%	42%	50%
17	2%	15%	28%	41%	54%	67%	80%
18	2%	17%	32%	42%	57%	72%	91%
19	5%	8%	10%	13%	15%	18%	20%
20	5%	8%	12%	15%	18%	22%	25%
21	5%	9%	13%	18%	22%	26%	30%
22	5%	11%	17%	23%	28%	34%	40%
23	5%	13%	20%	28%	35%	43%	50%
24	5%	18%	30%	42%	55%	67%	80%
25	5%	19%	33%	42%	57%	71%	91%
26	10%	12%	13%	15%	17%	18%	20%
27	10%	13%	15%	18%	20%	23%	25%
28	10%	13%	17%	20%	23%	27%	30%
29	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%
30	10%	17%	23%	30%	37%	43%	50%
31	10%	19%	31%	42%	54%	66%	80%
32	10%	19%	33%	42%	56%	69%	91%
33	15%	16%	17%	18%	18%	19%	20%
34	15%	17%	18%	20%	22%	23%	25%
35	15%	18%	20%	23%	25%	28%	30%
36	15%	19%	23%	27%	32%	36%	40%
37	15%	19%	25%	31%	37%	42%	50%
38	15%	19%	30%	41%	52%	62%	80%
39	15%	19%	32%	42%	55%	68%	91%
40	19%	19%	19%	19%	20%	20%	20%
41	19%	19%	20%	21%	22%	23%	25%
42	19%	19%	21%	23%	25%	26%	30%
43	19%	19%	23%	26%	30%	33%	40%
44	19%	19%	24%	29%	35%	40%	50%
45	19%	19%	29%	39%	50%	60%	80%
46	19%	19%	31%	42%	54%	66%	91%

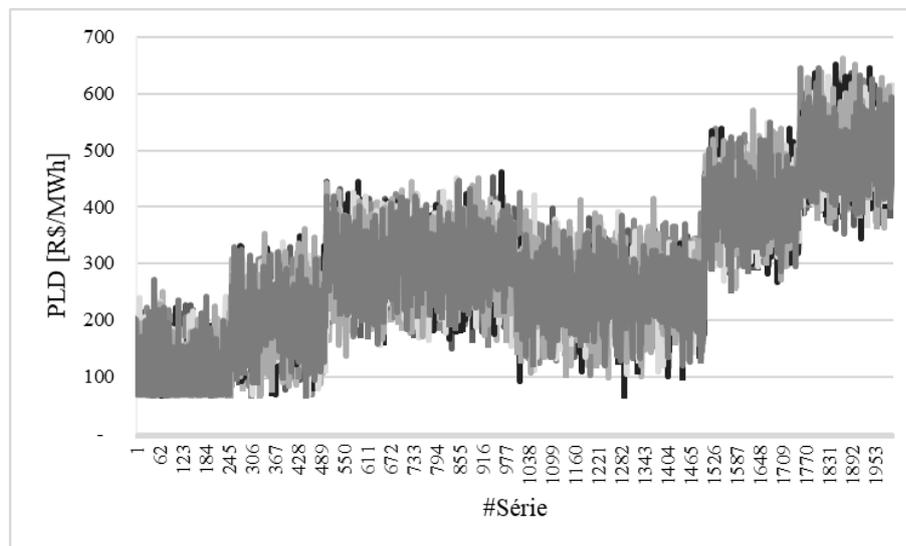
Fonte: Elaboração própria (2023).

Gráfico 38 – Cenários de migração criados para análise, em função do mercado total cativo.



Fonte: Elaboração própria (2023).

Gráfico 39 – Dispersão de PLD utilizada na análise.



Fonte: Elaboração própria (2023).

Além disso, foram incorporadas três situações: a primeira, chamada de *caso base*, no qual nenhum agente gerador adere às sugestões de repactuação ou alteração no regime de exploração para mercado de capacidade; a segunda, *sensibilidade 1*, na qual há 20% de adesão às propostas; e a terceira, *sensibilidade 2*, na qual é considerada 50% de adesão. Foram considerados que os contratos de custo mais elevados aderiram ao modelo, visto que contratos com custos inferiores obtêm maiores vantagens na negociação de seus contratos com o ACL.

Para cada cenário de migração, os valores mais expressivos de impacto aparecem a partir de 2028. Isso é esperado, dado que o volume de consumidores residenciais é significativo nas distribuidoras, o que representa, proporcionalmente, a maior migração. Além disso, os cenários mais estressados são aqueles em que há uma migração acima de 50% do mercado consumidor. Esse valor é elevado, visto que em países considerados *cases* de sucesso na abertura do mercado varejista encontram-se taxas de migração igual (Reino Unido) ou inferior a essas.

Para o caso base, no qual não há adesão dos agentes geradores às propostas de repactuação, 60% dos cenários apresentam aumento de tarifa de até 8 R\$/MWh, sendo que, por sua vez, 22% dos cenários têm aumentos acima de 200 R\$/MWh. O mapa de calor dos resultados médios para os cenários de migração é apresentado na Tabela 16.

Em cenários moderados de migração, com adesão inicial de 25% do mercado de alta tensão (5% do mercado total da distribuidora) e atingindo 30% do mercado total em 2030, os aumentos tarifários atingem valores máximos de 36 R\$/MWh.

Para a primeira sensibilidade, valores abaixo de R\$/MWh 8 representam 70% dos cenários, ficando apenas 13% acima de 200 R\$/MWh. Por sua vez, para o mesmo cenário moderado de migração, o aumento máximo é de 30 R\$/MWh.

A sensibilidade 2, mais otimista, apresenta apenas 9% dos cenários acima de 200 R\$/MWh, e o aumento máximo para cenários moderados de 21 R\$/MWh. O Gráfico 40 apresenta o histograma de distribuição de custos para cada o caso base e as duas sensibilidades.

É possível concluir que, para taxas de migração de leves a moderadas – até 30% –, o impacto dos contratos legados é absorvível pelo mercado cativo de forma integral. O valor máximo de 36 R\$/MWh corresponde a 4% no valor da tarifa média brasileira<sup>52</sup> para o consumidor residencial, valores abaixo do esperado para os reajustes tarifários médios de 2023, que estão na ordem de 6,9%<sup>53</sup>, conforme previsto pela ANEEL.

Por sua vez, cenários de elevadas taxas de migração implicam em uma alocação de custos significativos em um mercado cada vez mais restrito, muitas vezes formado exclusivamente por consumidores de baixa renda e que não possuem condições de arcar com valores elevados.

---

<sup>52</sup> 750 R\$/MWh em 2023 para o consumidor residencial, conforme ranking de tarifas da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023).

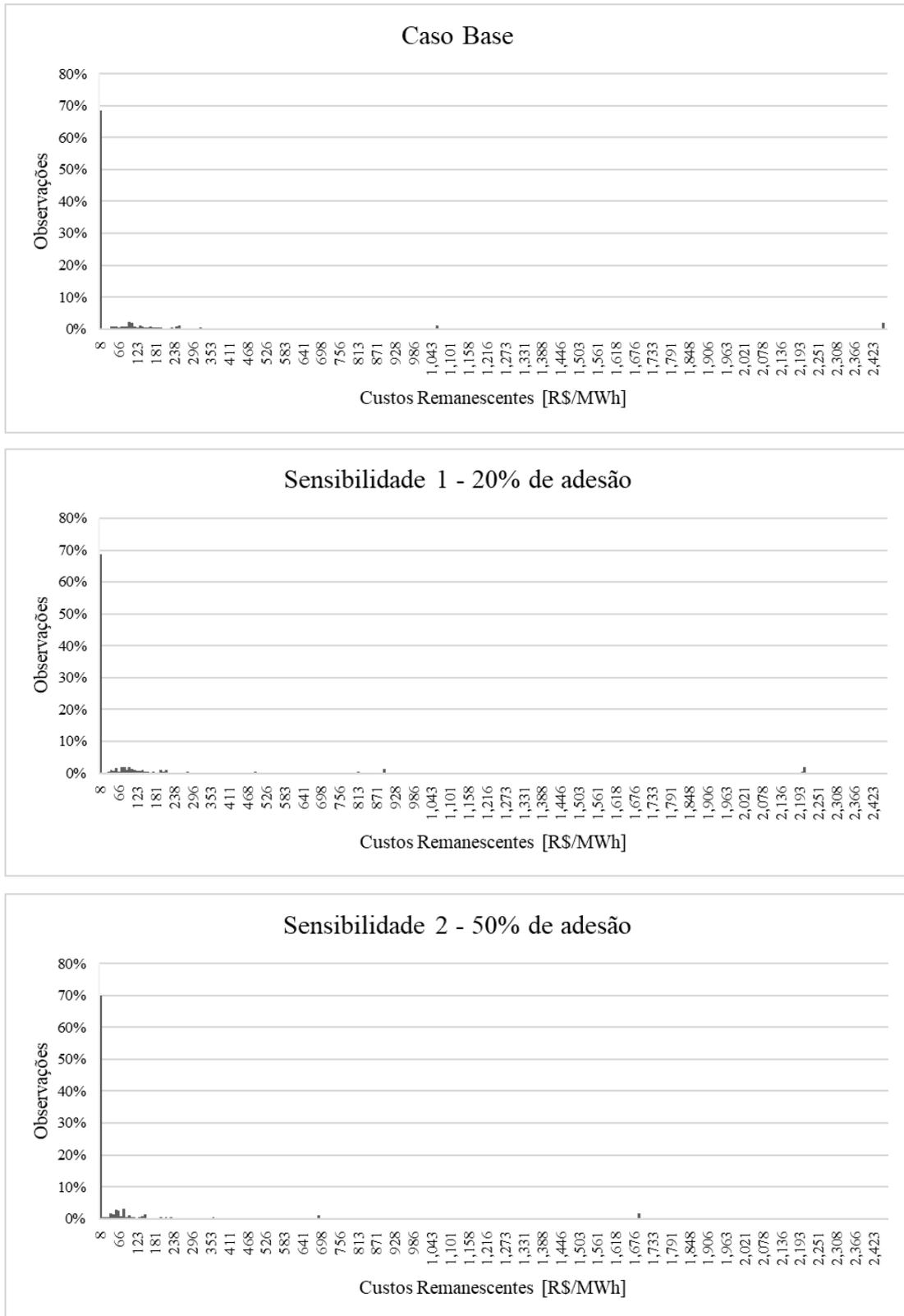
<sup>53</sup> Afirmado no Senado, no dia 30/05, pelo então diretor-geral da ANEEL Sandoval Feitosa (EPBR).

Tabela 16 – Mapa de calor do aumento tarifário para cada cenário de migração.

Migração	Aumento Médio - Tarifa ACR [R\$/MWh]						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	12	14	86	99	2,457	2,445	2,436
2	-	-	-	-	-	-	-
3	12	14	11	13	15	16	17
4	12	14	86	99	101	106	111
5	-	3	2	4	8	12	19
6	-	3	2	6	12	18	26
7	-	3	3	8	16	24	36
8	-	3	6	14	25	45	92
9	-	3	8	22	43	100	204
10	-	10	20	82	232	475	1,024
11	-	12	28	99	304	664	2,450
12	2	3	2	4	9	13	19
13	2	3	3	7	13	18	26
14	2	3	4	9	17	24	36
15	2	3	7	16	26	47	92
16	2	6	10	24	45	103	204
17	2	11	23	88	245	505	1,024
18	2	13	32	99	294	645	2,450
19	3	3	3	6	10	13	19
20	3	3	4	8	14	19	26
21	3	5	6	11	18	25	36
22	3	7	8	17	27	48	92
23	3	9	13	27	49	107	204
24	3	13	27	99	257	514	1,024
25	3	14	36	99	286	615	2,450
26	5	8	6	8	12	15	19
27	5	9	8	11	16	20	26
28	5	10	8	14	20	26	36
29	5	11	13	22	33	52	92
30	5	13	16	32	60	114	204
31	5	14	29	99	245	454	1,024
32	5	14	33	99	274	564	2,450
33	9	13	8	11	14	16	19
34	9	13	11	14	18	21	26
35	9	13	13	17	23	27	36
36	9	14	16	26	37	58	92
37	9	14	18	34	59	107	204
38	9	14	27	86	209	395	1,024
39	9	14	32	99	260	525	2,450
40	12	14	12	14	16	17	19
41	12	14	13	16	18	21	26
42	12	14	13	18	22	26	36
43	12	14	16	24	31	44	92
44	12	14	17	31	48	84	204
45	12	14	26	78	174	347	1,024
46	12	14	30	99	249	468	2,450

Fonte: Elaboração própria (2023).

Gráfico 40 – Histograma de distribuição de resultados (custo dos contratos remanescentes no mercado cativo) para o caso base e as duas sensibilidades.

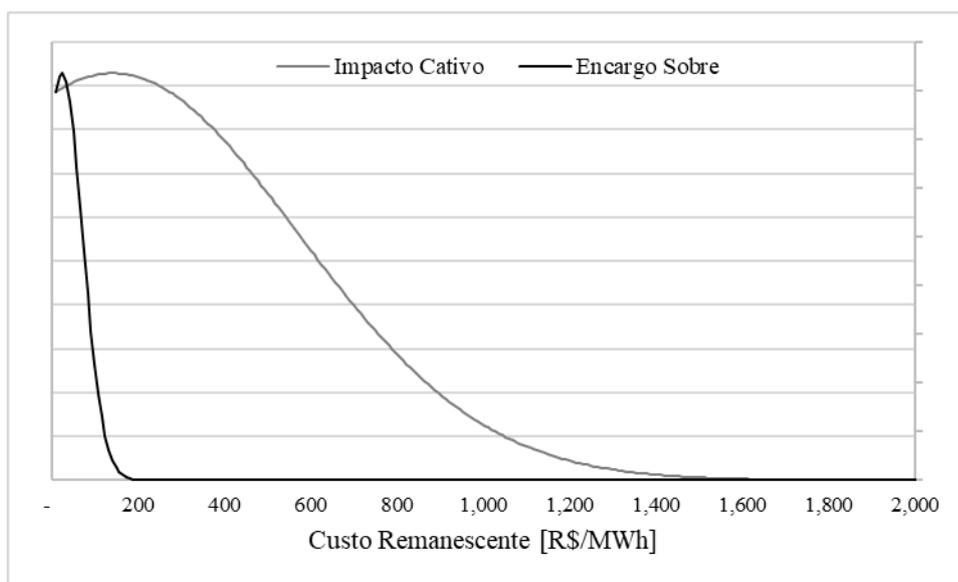


Fonte: Elaboração própria (2023).

De forma a evitar aumentos tarifários acima de 200 R\$/MWh que implicariam na inviabilidade do processo de abertura de mercado, foi analisado o comportamento dos custos ao realizar o rateio para todos os consumidores, livres ou cativos, conforme sugestão do encargo de sobrecontratação.

Neste caso, apenas 5% dos cenários apresentam valores acima dos 200 R\$/MWh, e há impactos significativos no P95 da distribuição de custos, conforme Gráfico 41. É possível visualizar que, apesar de a média das distribuições não estarem muito distantes – explicitando o fato de que para a maior parte dos cenários o efeito dos contratos legados é bem absorvido exclusivamente pelo mercado cativo –, o caudal para encargo da sobrecontratação é significativamente menor. Esse efeito corrobora o entendimento de que, caso o processo de abertura de mercado varejista no Brasil tenha uma adesão otimista, é provável que o gerenciamento dos custos deva ser realizado de forma setorial.

Gráfico 41 – Comparação entre as curvas de distribuição de custos para rateio entre consumidores cativos e para criação do encargo de sobrecontratação (rateio entre livres e cativos)



Fonte: Elaboração própria (2023).

Para cenários moderados de migração (aqui considerados como abaixo de 50% do mercado total cativo), o impacto não é tão apartado. Considerando a tarifa média de energia no Brasil como 750 R\$/MWh, são percebidas variações na ordem de 1% de impacto entre a opção de rateio entre todos os consumidores ou apenas entre os consumidores que permaneçam no cativo. Isso quer dizer que, por exemplo, o efeito tarifário de 4% apurado para um cenário intermediário de migração reduziria para 3% caso o rateio fosse feito por todos os consumidores do país.

A Tabela 17 apresenta o mapa de calor dessa variação percentual no cenário base, o mais pessimista frente à adesão de geradores às renegociações contratuais voluntárias. Conforme Tabela 15, que apresentou os cenários de migração analisados, os cenários em vermelho são aqueles cuja máxima migração atinge 50% em 2030.

Tabela 17 – Variação média entre o impacto de rateio dos custos dos contratos legados entre o mercado cativo ou através do encargo de sobrecontratação (cativo + livre), para o cenário base

Variação Média - Encargo Sobre vs Aumento Tarifário Cativo [R\$/MWh]							
Migração	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	1%	1%	6%	7%	287%	285%	284%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
4	1%	1%	6%	7%	7%	7%	8%
5	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
6	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%
7	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%
8	0%	0%	0%	1%	2%	3%	6%
9	0%	0%	0%	1%	3%	7%	15%
10	0%	1%	1%	6%	18%	41%	103%
11	0%	1%	2%	7%	24%	61%	286%
12	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
13	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%
14	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%
15	0%	0%	0%	1%	2%	3%	6%
16	0%	0%	1%	1%	3%	7%	15%
17	0%	1%	1%	6%	19%	44%	103%
18	0%	1%	2%	7%	23%	59%	286%
19	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
20	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%
21	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%
22	0%	0%	0%	1%	2%	3%	6%
23	0%	0%	1%	2%	3%	7%	15%
24	0%	1%	2%	7%	20%	45%	103%
25	0%	1%	2%	7%	22%	56%	286%
26	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
27	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%
28	0%	1%	0%	1%	1%	2%	2%
29	0%	1%	1%	1%	2%	3%	6%
30	0%	1%	1%	2%	4%	8%	15%
31	0%	1%	2%	7%	19%	39%	103%
32	0%	1%	2%	7%	21%	50%	286%
33	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%
34	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
35	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%
36	1%	1%	1%	2%	2%	4%	6%
37	1%	1%	1%	2%	4%	7%	15%
38	1%	1%	2%	6%	16%	33%	103%
39	1%	1%	2%	7%	20%	46%	286%
40	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
41	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
42	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%
43	1%	1%	1%	1%	2%	3%	6%
44	1%	1%	1%	2%	3%	6%	15%
45	1%	1%	2%	5%	13%	28%	103%
46	1%	1%	2%	7%	19%	40%	286%

Fonte: Elaboração própria (2023).

Os resultados das simulações realizadas permitem estabelecer um modelo de endereçamento aos contratos legados que possibilitem a viabilidade da abertura total do mercado. A combinação de medidas regulatórias (renegociação voluntária de contratos vigentes) e centralização de contratos permitem que o mercado cativo absorva os efeitos de migração em aproximadamente 70% dos 640.000 casos analisados, com impactos tarifários abaixo de 5% – já considerando a liquidação dos montantes acumulados de sobrecontratação até 2021<sup>54</sup> – de forma a reduzir a criação de custos artificiais no ambiente livre de compra de energia. Por sua vez, em cenários cujas taxas de migração sejam significativas, pode ser necessário soluções sistêmicas, envolvendo não apenas a criação de um encargo que permita o rateio de custos por todos os agentes de consumo, como também possíveis ações governamentais em prol de diluir esses montantes e manter o equilíbrio econômico do setor.

#### 4.4 Demais sugestões para endereçamentos regulatórios

Ao estabelecer a transição dos contratos legados, portanto, resta a definição de uma metodologia para a manutenção da expansão da matriz energética, desacoplada, porém, da contratação das distribuidoras em contratos regulados.

Uma possibilidade é a manutenção dos leilões de forma centralizada, com demanda declarada de todos os agentes comerciais – supridores *default*, comercializadores atacadistas e varejistas. De maneira similar ao que ocorre atualmente, a expectativa de demanda e crescimento de carga pode ser um propulsor da expansão de usinas. Em casos de necessidade de contratações específicas, como leilões de capacidade, a centralização da contratação por meio da EPE poderia ser mantida.

Esse é um dos modelos que apresenta menos diferenças com a atualidade e que permite endereçar os demais pontos de abertura ao consumidor varejista. Por sua vez, transparece um forte poder do Estado de definir a ampliação da matriz de forma compulsória, o que pode aumentar o risco do mercado e diminuir a atratividade esperada.

Outra possibilidade passa pela realização de mudanças no modelo operativo do setor. Ao estabelecer um modelo *Loose-pool*<sup>55</sup> – em oposição ao modelo *Tight-pool*<sup>56</sup> atual –, é factível a criação de mercados de expansão com foco em longo prazo e mercados de ajuste com focos diários e semanais, nos quais os agentes participam ofertando preços para atender aos produtos de fornecimento de energia que o operador prevê.

---

<sup>54</sup> 0,53%, conforme calculado no capítulo 3.3.

<sup>55</sup> Baseado em preços, com *bids* operativos dados pelos agentes.

<sup>56</sup> Baseado em custos, cuja operacionalização é dada pelos modelos computacionais de otimização.

Esse modelo é similar ao que funciona atualmente na Europa e permite a expansão do sistema por meio de sinalizadores de demanda dados centralizadamente e preços em modelo competitivo, reduzindo a participação do Estado na ampliação da matriz, que passa a ser desenvolvida de forma puramente econômica.

Uma abertura de mercado a nível varejista exige atendimento a uma regulação robusta que garanta os direitos e fomente a participação do consumidor. A atualização de medidores residenciais e de modalidades tarifárias pode contribuir para uma participação mais ativa do consumidor em questões como resposta da demanda e gestão ativa de seu próprio consumo, o que, segundo Olsen et al. (OLSEN, JOHNSEN e LEWIS, 2006) e Shin e Managi (SHIN e S., 2017), são indicativos positivos para o mercado varejista. Esse tipo de comportamento incentiva a criação de novos produtos (energia renovável, consumo com pré-pagamento, entre outros) e uma dinâmica de maior competitividade entre os possíveis fornecedores.

Além disso, campanhas de conscientização e a estruturação de um produto base – que seja comparável com a manutenção no ambiente cativo em seus critérios de atendimento – são imprescindíveis para garantir a confiança do consumidor final e, conseqüentemente, a adesão a esse novo modelo de consumo de energia.

## 5 CONCLUSÕES

---

O processo de gestão do portfólio das distribuidoras de energia no Brasil tem se tornado cada vez mais complexo com o passar dos anos. Ao acompanhar a evolução dos mecanismos de gestão e das modalidades contratuais, principalmente nos últimos 10 anos, é possível identificar uma mudança no papel da empresa, que passou a contemplar a necessidade de ocupar uma posição mais ativa na gestão da parcela A.

Essa necessidade foi intensificada com o aumento da migração dos consumidores ao Ambiente Livre e tende a se tornar mais complexa, tanto pelo maior fluxo de migração (a ser propiciado pela redução dos limites de acesso), quanto pela inserção de novas tecnologias como a geração distribuída.

É possível assumir que os atuais mecanismos de descontração não encontram eficácia para lidar com a situação. Desde 2016, período no qual o fluxo de migração passou a se tornar significativo, até 2021, estima-se que haja mais de R\$ 1 bilhão<sup>57</sup> em valores de sobrecontratação aguardando que seja estabelecido uma metodologia para o repasse. A intensificação dessa tendência de migração implica em aumentos expressivos nesses valores, principalmente ao englobar os consumidores conectados em baixa tensão, que representam hoje uma parcela significativa do mercado das distribuidoras.

Por meio do avanço da GD é possível identificar que o consumidor de baixa tensão pretende optar pelo seu próprio fornecedor de energia, uma alternativa ao mercado estritamente cativo da distribuidora, mesmo enquanto os limites regulatórios não permitem uma migração total desse consumidor. Em prol de estabelecer uma abertura de mercado que seja eficiente, tanto do ponto de vista organizacional quanto da alocação racional de custos entre os agentes, é sugerido um modelo concorrencial de atendimento varejista baseado na experiência internacional e em critérios de mercado.

Cria-se, portanto, a figura do fornecedor default ou fornecedor de última instância, que assume o papel de atendimento ao consumidor que optar por se manter no mercado cativo ou retornar a esse ambiente, por quaisquer motivos. O Fornecedor Default assume o papel de balizador de mercado, sendo que suas tarifas indicam a competitividade de escolha entre os demais fornecedores. Um fornecedor default, por exemplo, cujos custos sejam muito baixos em relação aos preços de energia do ACL, reduziria as taxas de migração.

---

<sup>57</sup> Valor conservador calculado neste trabalho conforme metodologia estabelecida no capítulo 3.3.

Neste trabalho, sugere-se que o papel do fornecedor default seja dado por meio de licitações (processo similar aos leilões realizados atualmente), no qual agentes interessados em realizar essa atividade estabelecem o preço da tarifa por um período pré-determinado (também como sugestão, 5 anos). A indicação desse modelo vai ao encontro a dois fatores principais: o primeiro, de que o agente terá total gestão de seu portfólio e, visando estabelecer preços que sejam competitivos para o certame, também agregará racionalidade econômica no repasse de custos ao consumidor e; o segundo, de que tarifas estabelecidas por um período maior protegem ambos – o fornecedor e o consumidor que opte por ser atendido neste modelo – da volatilidade dos preços no curto prazo, endereçando princípios de segurança sistêmica e planejamento por parte dos agentes.

Tal modelo competitivo também está alinhado ao estabelecimento de maior isonomia aos agentes. Ao permitir maior liberdade de gestão do portfólio – e por consequência, gestão do apetite ao risco –, o modelo também permite que os agentes se adaptem de forma rápida a outros avanços do setor, como inserção de novas tecnologias e mudanças no padrão de consumo do usuário final, por exemplo.

A transição para o modelo competitivo – e o endereçamento da sobrecontratação – passa pela necessidade de gestão dos contratos legados, uma vez que o modelo atual tem se tornado insustentável no tratamento do excedente de energia das empresas. Em linha com esse ideal, é apresentada a seguinte proposta de estruturação<sup>58</sup>:

- a) suspensão na realização de novos Leilões de Energia Nova, de forma a limitar os contratos legados aos montantes vigentes atualmente;
- b) criação de um agente transitório Centralizador de Contratos, ou seja, ACC, que se torna responsável por realizar o papel de gestão contratual das distribuidoras nesse período de transição;
- c) separação dos negócios de fio e energia das companhias, com endereçamento e repasse dos custos acumulados de sobrecontratação. Com isso, é possível eliminar os agentes

---

<sup>58</sup> A complexidade deste processo engloba questões como o tratamento da opção do consumidor em transitar pelos dois ambientes de contratação de energia. Entende-se que, uma vez que o modelo esteja totalmente liberalizado e que a institucionalização do modelo competitivo de supridor default esteja em curso, a livre transição é facilitada por meio de ofertas de preço e gestão de risco que atendam tanto ao comercializador varejista, quanto ao agente supridor de última instância. Isso posto, durante o período de transição, a possibilidade do consumidor poder transitar entre o ACL e o ambiente atendido pelo ACC gera uma nova variável de risco, cujo impacto pode penalizar agentes e, em cenários agravados, levar ao fracasso do processo de abertura. Uma sugestão é de que o consumidor que optar por adquirir energia de algum comercializador varejista só possa voltar a ser atendido pelo supridor default após um prazo de 3-5 anos (a depender do ciclo de licitações deste supridor), o que garante o planejamento de custos dos fornecedores de energia e permite uma estabilidade maior neste processo de transição.

distribuidores do processo<sup>59</sup>, simplificando o tratamento centralizado dos custos de energia;

- d) endereçamento dos contratos legados e repasse dos custos pelo ACC, ainda em modelo tarifário, possibilitando na sequência a alteração para o modelo competitivo de fornecedor default.

No que diz respeito ao tratamento dos contratos legados no ACC, pode-se estabelecer uma abordagem através de um conjunto de ações que visem reduzir o volume de acordos a ser absorvido pelas tarifas de energia. A duração do período de transição, portanto, vai ser definida de acordo com a eficácia do gerenciamento dos contratos legados. Cenários de baixíssima eficiência podem implicar em até 30 anos de transição, com o fim dos contratos vigentes.

Inicialmente, sugere-se que seja possibilitada a renegociação voluntária de modelos vigentes de regimes contratuais. Por meio de tais renegociações, agentes geradores de diversas fontes poderiam livrar-se da obrigação de fornecimento de energia nos moldes atuais, possibilitando a venda dessa energia diretamente ao ACL. Usinas hidrelétricas ainda podem ter extensão nos prazos de outorga como uma forma de estímulo. Além disso, usinas térmicas podem passar a compor o portfólio de geração por capacidade do país, estabelecendo um modelo que reforce a segurança sistêmica e permita também a renegociação de contratos por disponibilidade, cujos custos tendem a ser bastante mais elevados pela metodologia de operacionalização.

Todavia, é esperado que haja uma taxa de aceitabilidade nessas renegociações, tanto pela existência de obrigações contratuais de financiamento dos projetos quanto por inviabilidade econômica para agentes de geração cuja energia apresenta custos mais elevados. Para esses casos, buscou-se mapear a possibilidade de absorção de custos pela própria tarifa e o possível impacto dessa medida.

Os resultados encontrados nas simulações permitiram concluir que, para taxas medianas de migração, os impactos podem ser absorvidos na tarifa do consumidor cativo com impacto relativamente baixo. Para 70% dos cenários, o custo legado ficou abaixo de 8 R\$/MWh. Além disso, para taxas de migração de até 50% do mercado consumidor, o aumento médio na tarifa é estimado em 4%, abaixo dos valores esperados nos reajustes de 2023.

Ao ratear os custos por todos os consumidores livres e cativos, por sua vez, o aumento na tarifa foi estimado em 3%.

---

<sup>59</sup> Do processo de gestão dos contratos legados. As companhias permanecem responsáveis pelo serviço de transporte de energia nas áreas de concessão determinadas, conforme modelo vigente.

A baixa redução de impacto (de aproximadamente 1%) aliada ao desejo de mínima interferência na composição dos custos de energia no ambiente livre é justificativa para estabelecer a proposta de que, para níveis baixos e medianos de migração, os impactos sejam absorvidos de forma integral por meio de reajustes tarifários.

Para cenários de migração mais expressivos, o rateio entre todos os agentes de consumo representa uma diferença significativa nos valores de custos residuais. Enquanto para o rateio apenas pelo mercado cativo há cenários cujos valores atingem patamares acima de 1000 R\$/MWh, ao realizar o rateio para todos os agentes de consumo, o impacto máximo simulado foi de 214 R\$/MWh.

Isso implica pensar que o processo de abertura deverá ser estruturado e analisado de forma dinâmica, com ações específicas para o caso de que as taxas de migração atinjam proporções significativas. Apesar dos indicadores internacionais estabelecerem taxas de migração em linha com o estudado (até 50% do mercado cativo), uma adesão maior dos consumidores residenciais sugere a exigência de ação centralizada para gerenciar os custos legados da abertura, com provável necessidade de interferência governamental.

Por fim, o avanço das novas tendências de consumo pelo setor elétrico sugere que a abertura de mercado é uma realidade próxima. Estabelecer um plano que garanta racionalidade econômica no processo e alocação isonômica dos custos do setor é um objetivo que deve ser almejado pelos agentes de transição.

Apesar deste trabalho pretender apresentar uma solução para parte do problema – no caso, a sobrecontratação vigente e seu agravamento frente à abertura –, é importante que o problema seja analisado também de um ponto de vista setorial, através do mapeamento das implicações para a expansão da matriz energética, da operação das redes e dos demais agentes envolvidos no processo, visando à manutenção da segurança e confiabilidade do setor.

## REFERÊNCIAS

---

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica.** Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>. Acesso em: ago. 2023.

\_\_\_\_\_. **Calendário e resultado dos processos tarifários de distribuição.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em: 18 fev. 2023.

\_\_\_\_\_. **Conta de Desenvolvimento Energético.** Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde/654800?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde/654800?inheritRedirect=false). Acesso em: 14 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Despacho nº 1.061, de 16 de abril de 2021.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20211061.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Despacho nº 1.143, de 25 de abril de 2017.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20171143.pdf>. Acesso em: 21 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota explicativa: apuração da Conta Bandeiras de julho a agosto/2015.** Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/654800/14802903/Nota\\_Explicativa\\_Bandeiras\\_julho\\_agosto\\_2015.pdf/60322cbc-f4f2-432c-8ef5-08b4adc301c2](https://www.aneel.gov.br/documents/654800/14802903/Nota_Explicativa_Bandeiras_julho_agosto_2015.pdf/60322cbc-f4f2-432c-8ef5-08b4adc301c2). Acesso em: 17 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 328/2015-SGT/ANEEL, de 09 de dezembro de 2015,** Brasília, Processo: 48500.005575/2015-07. 15 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 355/2015-SGT/ANEEL, de 23 de dezembro de 2015,** Brasília, Processo: 48500.005575/2015-07. 15 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 002/2014-ASD-SEM-SRG/ANEEL, de 21 de novembro de 2014,** Brasília, Processo: 48500.004659/2014-34. 66 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 038/2015-SRG-SRM/ANEEL, de 19 de maio de 2015,** Brasília, Processo: 48500.006210/2014-19. 33 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 121/2021-SRM/SGT/ANEEL, de 26 de novembro de 2020,** Brasília, Processo: 48500.004999/2015-46. 18 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 146/2015-SRM/SRG/ANEEL, de 08 de dezembro de 2015,** Brasília, Processo: 48500.006210/2014-19. 32 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 212/2015-SGT/ANEEL, de 12 de agosto de 2015,** Brasília, Processo: 48500.000484/2015-77. 12 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 010/2017-SGT/ANEEL, de 09 de fevereiro de 2017,** Brasília, Processo: 48500.005363/2016-01. 12 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 021/2012-SRC-SRE/ANEEL, de 25 de janeiro de 2012,** Brasília, Processo: 48500.003987/2012-51. 39 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 028/2015-SGT/ANEEL, de 05 de fevereiro de 2015,** Brasília, Processo: 48500.000484/2015-77. 13 p.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 039/2016-SGT/ANEEL, de 25 de fevereiro de 2016,** Brasília, Processo: 48500.001107/2011-21.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 070/2016-SRM-SGT/ANEEL, de 03 de março de 2016**, Brasília, Processo: 48500.001059/2016-86. 8 p. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participaopu](https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participaopu). Acesso em: 19 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 097/2020-SRM/SQT/ANEEL, de 27 de agosto de 2020**, Brasília, Processo: 48500.004999/2015-46. 18 p. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ndsp20202508.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 073/2019-SGT/SRM/ANEEL, de 24 de abril de 2019**, Brasília, Processo: 48500.006254/2018-64. 34 p. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participa](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participa). Acesso em: 21 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 134/2015-SRM/SRG/ANEEL, de 05 de agosto de 2015**, Brasília, Processo: 48500.006210/2014-19, 2015.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 133/2017-SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 23 de outubro de 2017**, Brasília, n. Processo nº 48500.004186/2017-18. 14 p. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_p](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_p). Acesso em: out. 2022.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica nº 001/2014-ASD-SEM-SRG/ANEEL, de 10 de outubro de 2014**, Brasília, Processo: 48500.004659/2014-34. 31 p.

\_\_\_\_\_. **Proret - submódulos**. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/proret-submodulos/-/asset\\_publisher/9GaPoqtd9GK/content/submodulo-2-1/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fproret-submodulos%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_9GaPoqtd9GK%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3D](https://www.aneel.gov.br/proret-submodulos/-/asset_publisher/9GaPoqtd9GK/content/submodulo-2-1/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fproret-submodulos%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_9GaPoqtd9GK%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3D). Acesso em: 14 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Relatório de acionamento - Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/22537176/Relat%C3%B3rio+do+Acionamento+das+Bandeiras+Tarif%C3%A1rias+-+agosto-2021.pdf/c22c911a-bc5c-1443-dc5b-cf0587f2a6fa>. Acesso em: 16 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 23 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Resolução normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2015684.pdf>. Acesso em: out. 2022.

\_\_\_\_\_. **Resolução normativa nº 706, de 29 de março de 2016**. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_](https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_)

id=column-2&p\_p\_col\_pos=1&p\_p\_col\_count=2&\_participacaopu. Acesso em: 21 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Resolução normativa nº 727, de 21 de junho de 2016.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016727.html>. Acesso em: 22 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Resolução homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162016ti.pdf>. Acesso em: out. 2022.

\_\_\_\_\_. **Resolução homologatória nº 2.392, de 24 de abril de 2018.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182392.pdf>. Acesso em: out. 2022.

\_\_\_\_\_. **Sobre a Conta Bandeiras.** Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-bandeiras/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_CegkWaVJWF5E%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_](https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-bandeiras/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_). Acesso em: 17 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Voto - resultado parcial da Audiência Pública 85/13, instaurada para colher subsídios adicionais à proposta de aperfeiçoamento da regulação da contratação de energia elétrica por consumidores no Ambiente de Contratação Livre - ACL.** Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016726\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016726_1.pdf). Acesso em: 21 fev. 2022.

ALMEIDA, A. A. Custos de transação e forças propulsoras: Uma visão estratégica da desverticalização no setor elétrico. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 19. **SNPTEE XIX**, Rio de Janeiro, 2007.

AL-SUNAILY, A; GREEN, R. Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries. **Energy**, v. 31, 2006. 769-787.

AMEGROUD, T. Morocco's power sector transition: achievements and potential. **OCP Policy Center**, Rabat, 2015.

ARIU, T.; GOTO, H. Residential customers' supplier switching and information searching behavior after electricity retail liberalization in Europe and Japan. **JST**, v. G0977B, n. Y13008, 2014. p. 43.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Apuração das exposições e sobrecontratações involuntárias de 2016 e 2017.** Disponível em: <https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/default.asp>. Acesso em: 22 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Contribuições à audiência pública ANEEL 25/2019.** Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p\\_auth=2n7jLIZR&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopublica\\_WAR\\_partic](https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=2n7jLIZR&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_partic). Acesso em: 21 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Recurso ao Despacho 2.508/2020.** Acesso em: 22 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Tarifas de energia.** Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>. Acesso em: 18 fev. 2022.

BARDELIN, C. E. A. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2004.

BRASIL. CONGRESSO. Decreto nº 8.401, de 04 de fevereiro de 2015. **Diário Oficial da União**, Brasília, v. Seção 1, n. 25, p. 5, 05 fev. 2015. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/Ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8401.htm](https://www.planalto.gov.br/Ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8401.htm). Acesso em: out. 2022.

\_\_\_\_\_. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. **Diário Oficial da União**, Brasília., n. Edição Extra, p. 10.125, 08 jul. 1995. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9074cons.htm#art15](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074cons.htm#art15). Acesso em: 18 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. **Diário Oficial da União**, Brasília, n. Seção 1, p. 28.653, 27 dez. 1996. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9427cons.htm#art26%C2%A75](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427cons.htm#art26%C2%A75). Acesso em: 18 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, n. Edição Extra, p. 1, 30 jul. 2004. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM). Acesso em: 14 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, n. Seção 1, p. 1, 12 set. 2012. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/mpv/579.html](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.html). Acesso em: 02 out. 2021.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 7.945, de 07 de março de 2013. **Diário Oficial da União**, Brasília, v. 46, n. Seção 1, p. 2, 08 mar. 2013. Disponível em: <https://presrepublica.jusbrasil.com.br/legislacao/1034349/decreto-7945-13>. Acesso em: 14 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 9.143/2017, de 22 de agosto de 2017. **Diário Oficial da União**, Brasília, v. 162, n. Seção 1, p. 13, 23 ago. 2017. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2017/decreto/D9143.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/D9143.htm). Acesso em: 21 fev. 2022.

BRITO, E. H. G. D. **Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil: aperfeiçoamento da metodologia tarifária a partir de parâmetros de continuidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória**. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2017.

BRITO, M. C. T. D. **Análise da repactuação do Risco Hidrológico das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Acervo CCEE**. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/20181219\\_Workshop%20MVE\\_Completo%20-%20Final.pdf/25a0dcab-517b-7440-cec1-7a3fa16fe101](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/20181219_Workshop%20MVE_Completo%20-%20Final.pdf/25a0dcab-517b-7440-cec1-7a3fa16fe101). Acesso em: 21 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Base consolidada de leilões**. [S.l.]. 2023.

\_\_\_\_\_. **Encontro PLD.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccee?especie=38903&assunto=38981&keyword=%22pld%22&periodo=365>. Acesso em: 15 fev. 2023.

\_\_\_\_\_. **Energia de reserva.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/energia-de-reserva>. Acesso em: 16 fev. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informercado dados gerais e Individuais.** [S.l.]. 2023.

\_\_\_\_\_. **Liquidações do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-mcsd>. Acesso em: 19 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Painel de preços.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>. Acesso em: 14 fev. 2023.

CORREIA, T. D. B.; COSTA, A. M.; SILVA, A. J. Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. **Economia**, ANPEC, v. 7, n. 3, 2006. p. 607-627.

COSTELLINI, C.; HOLLANDA, L. **Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro.** FGV ENERGIA. [S.l.]. 2014.

DARWICHE, T. J. **Déficit da geração hídrica e a repactuação do risco hidrológico no setor elétrico brasileiro: uma análise sob a perspectiva da teoria dos grupos de interesse.** Tese (Doutorado) - Instituto de Energia e Meio Ambiente, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2016.

DYNER, I.; LARSEN, E. R. From planning to strategy in the electricity industry. **Energy Policy**, v. 29, nov. 2001. p. 1145-1154. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421501000404>. Acesso em: jun. 2023.

EDP. **Nota técnica 1 - expansão do mercado livre.** Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublica](http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublica). Acesso em: 23 fev. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **1ª Revisão quadrimestral das projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2014-2018.** Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-308/DEA%2011%20-%201%C2%AA%20Revis%C3%A3o%20Quadrimestral%202014\\_VF2%20\(20140701\)\[1\].pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-308/DEA%2011%20-%201%C2%AA%20Revis%C3%A3o%20Quadrimestral%202014_VF2%20(20140701)[1].pdf). Acesso em: 18 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Balanco Energético Nacional - Séries Históricas.** Rio de Janeiro. 2020.

\_\_\_\_\_. **Painel de dados de micro e minigeração distribuída, 2023.** Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: jun. 2023.

EPBR. **Reajuste das tarifas de energia depende do Congresso.** Disponível em: <https://epbr.com.br/reajuste-das-tarifas-de-energia-depende-do-congresso-afirma-aneel/>. Acesso em: ago. 2023.

FACHINI, F. **Crise no setor elétrico brasileiro após a Medida Provisória 579**. Monografia (Graduação) - Centro Sócio-Econômico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2015.

GAMBLE, A.; JULIUSSON, E. A.; GÄRLING, T. Consumer attitudes towards switching supplier in three deregulated markets. **The Journal of Socio-Economics**, v. 38, n. 5, out. 2009. p. 814-819. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1053535709000651>. Acesso em: jun. 2023.

GHAZVINI, M. A. F. *et al.* Liberalization and customer behavior in the Portuguese residential retail electricity market. **Utilities Policy**, v. 59, n. 100919, ago. 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957178717301522>. Acesso em: jun. 2023.

GRUPO EQUATORIAL ENERGIA. **Contribuição AP 25/2019**. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopu](https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu). Acesso em: 22 fev. 2022.

GUARNIER, E. **Simulador de estratégias de participação em Leilões de Energia Existente para geradores**. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2014.

HARTMANN, P.; IBÁÑEZ, V. A. Managing customer loyalty in liberalized residential energy markets: The impact of energy branding. **Energy Policy**, v. 35, n. 4, abr. 2007. p. 2661-2672. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421506003648>. Acesso em: jun. 2023.

HERRÁIZ, Á. C.; MONROY, C. R. Evaluation of the trading development in the Iberian Energy Derivatives Market. **Energy Policy**, dez. 2012. p. 973-984. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421512007380>. Acesso em: jun. 2023.

IPEA DATA. **Produto Interno Bruto (PIB)**. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=521274780&module=M>. Acesso em: jun. 2023.

JOSKOW, P. L. Lessons learned from Electricity Market Liberalization. **The Energy Journal, Special Issue.**, Special Issue, 2008. p. 9-42. Disponível em: <https://economics.mit.edu/sites/default/files/2022-09/Lessons%20Learned%20from%20Electricity%20Market%20Liberalization.pdf>. Acesso em: mar. 2023.

JUNIOR, W. D. F. L. Uma decisão judicial pode impactar terceiros: análise das decisões sobre o fator de ajuste do mecanismo de realocação de energia - MRE. In: ROCHA, F. A. D. **Temas relevantes no direito de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2018.

KAENZIG, J.; HEINZLE, S. L.; WÜSTENHAGEN, R. Whatever the customer wants, the customer gets? Exploring the gap between consumer preferences and default electricity products in Germany. **Energy Policy**, v. 53, fev. 2013. p. 311-322. Disponível

em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421512009469>. Acesso em: jun. 2023.

LEONEL, L. D. **Ferramentas de teoria dos jogos e inteligência de mercado aplicadas à estratégia de sazonalização de garantia física de usinas hidrelétricas objetivando maximização de resultados e controle de risco financeiro no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE**. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2020.

LITTLECHILD, S. Competition and regulation in the UK electricity market. **Public Economics**, v. 1, n. 14, jan. 2004. p. 3-14.

\_\_\_\_\_. Competition, regulation and price controls in the GB retail energy market. **Utilities Policy**, v. 52, jun. 2018. p. 59-69. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957178717303375>. Acesso em: jun. 2023.

MARQUES, P. A. **Os impactos da MP 579, convertida na lei 12.783, nos investimentos em geração de energia do Brasil**. Dissertação (Mestrado) - FGV. Rio de Janeiro. 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota técnica nº 5/2017/AEREG/SE, de 05 de julho de 2017**, Brasília, Processo: 48000.001405/2016-67. 57 p. Disponível em: <https://www.paranoaenergia.com.br/wp-content/uploads/2017/07/ConsultaMME.pdf>. Acesso em: 23 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019. **Diário Oficial da União**, Brasília, n. 242, p. 156, dez. 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 23 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. Portaria nº 50, de 27 de setembro de 2022. **Diário Oficial da União**, Brasília, 27 set. 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em: jun. 2023.

MONTENEGRO, S. Impacto da MP 579 deve continuar nos próximos anos. **Canal Energia**, Brasília, 2016. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/28844488/impacto-da-mp-579-deve-continuar-nos-proximos-anos>. Acesso em: jun. 2023.

MRTS. **Contribuição Consulta Pública MME 33/2017**. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/documents/36131/930948/participacao\\_0.260979833791412.pdf/05ad6eab-fe2f-c327-c3b4-8df1fdc0eda2](http://antigo.mme.gov.br/documents/36131/930948/participacao_0.260979833791412.pdf/05ad6eab-fe2f-c327-c3b4-8df1fdc0eda2). Acesso em: 23 fev. 2022.

NEOENERGIA. **Contribuições para o aprimoramento da regulamentação das CVA's, Sobrecontratação de Energia e Exposição ao MCP, Demais Componentes Financeiros e das Regras de Repasse, de que tratam o módulo 4 e submódulo 6.1 do PRORET**. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopu](https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopu). Acesso em: 22 fev. 2022.

NEWBERY, D. M. Problems of liberalising the electricity industry. **European Economic Review**, v. 46, n. 4-5, maio 2002. p. 919-927. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0014292101002252>. Acesso em: jun. 2023.

O'DONNELL, E. H.; RUEGER, J. E. Keeping the Faith: default service and competitive retail electric markets. **Natural Resources & Environment**, v. 19, n. 3, 2005. p. 25-29. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/40924583>. Acesso em: jun. 2023.

OFGEM. **Retail market indicators**, mar. 2023. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/retail-market-indicators>. Acesso em: 19 abr. 2023.

OLSEN, O. J.; JOHNSEN, T. A.; LEWIS, P. A mixed nordic experience: implementing competitive retail electricity markets for household customers. **The Electricity Journal**, v. 19, n. 9, nov. 2006. p. 37-44. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1040619006001163>. Acesso em: jun. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Histórico da operação - energia armazenada**, 2019. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia\\_armazenada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx). Acesso em: 14 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **SAGIC - Consulta dados ONS**. Disponível em: <http://pop.ons.org.br/pop/#12693>. Acesso em: 15 fev. 2022.

ÖZBUĞDAY, F. C.; ÖĞÜNLÜ, B.; ALMA, H. The sustainability of Turkish distributors and last-resort electricity suppliers: What did transition from vertically integrated public monopoly to regulated competition with privatized and unbundled firms bring about? **Utilities Policy**, v. 39, abr. 2016. p. 50-67. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957178715300576>. Acesso em: jun. 2023.

PAIXÃO, L. E. **Memória do projeto RE-SEB**. São Paulo: Massao Ohno Editor, 2000.

PROCURADORIA-GERAL FEDERAL. **Parecer nº 00079/2021/PFANEEL/PGF/AGU**. Disponível em: <https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/default.asp>. Acesso em: 22 fev. 2022.

\_\_\_\_\_. **Parecer nº 00453/2019/PFANEEL/PGF/AGU**, 20 dez. 2019. Disponível em: <https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/default.asp>. Acesso em: 21 fev. 2022.

PSR. **Contribuição para a Consulta Pública MME 33/2017**. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/documents/36131/930948/participacao\\_0.3526133098301708.pdf/e9ca1ca1-2f72-a6b8-d1bb-cd1d426b0cd8](http://antigo.mme.gov.br/documents/36131/930948/participacao_0.3526133098301708.pdf/e9ca1ca1-2f72-a6b8-d1bb-cd1d426b0cd8). Acesso em: 23 fev. 2022.

SENTIO RESEARCH AS. **Nordic customer survey 2018: consumer behavior in the Nordic electricity market**. [S.l.]. 2018.

SHIN, K. J.; S., Managi. Liberalization of a retail electricity market: Consumer satisfaction and household switching behavior in Japan. **Energy Policy**, v. 110, nov. 2017. p. 675-685. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517304792>. Acesso em: jun. 2023.

STAGNARO, C. *et al.* Managing the liberalization of Italy's retail electricity market: A policy proposal. **Energy Policy**, v. 137, n. 111150, fev. 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421519307372>. Acesso em: jun. 2023.

TEODORO, D. M. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro e os reflexos em uma empresa estatal: um estudo de caso na Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC**. Dissertação (Mestrado) - Centro Sócio-Econômico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2006.

TOLMASQUIM, M. T. *et al.* Electricity market design and renewable energy auctions: the case of Brazil. **Energy Policy**, v. 158, n. 112558, nov. 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421521004286>. Acesso em: jun. 2023.

TSCHAMLER, T. Designing competitive electric markets: The importance of default service and its pricing. **The Electricity Journal**, v. 13, n. 2, mar. 2000. p. 75-82. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1040619000000841>. Acesso em: jun. 2023.

VIHALEMM, T.; KELLER, M. Consumers, citizens or citizen-consumers? Domestic users in the process of Estonian electricity market liberalization. **Energy Research & Social Science**, v. 13, mar. 2016. p. 38-48. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214629615300876>. Acesso em: jun. 2023.

WEARE, C. **The California electricity crisis: Causes and policy options**. San Francisco: Public Policy Institute of California, 2003. Disponível em: [https://www.ppic.org/wp-content/uploads/content/pubs/report/R\\_103CWR.pdf](https://www.ppic.org/wp-content/uploads/content/pubs/report/R_103CWR.pdf). Acesso em: jun. 2023.

YANG, Y. Understanding household switching behavior in the retail electricity market. **Energy Policy**, v. 69, jun. 2014. p. 406-414. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421514001566>. Acesso em: jun. 2023.