



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO  
FACULDADE DE ARQUITETURA, ENGENHARIA E TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**MATHEUS CAMPINHO DE OLIVEIRA**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DECORRENTES DA  
ABERTURA DO MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL**

CUIABÁ – MT  
DEZEMBRO, 2022

MATHEUS CAMPINHO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DECORRENTES DA  
ABERTURA DO MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL**

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador:  
Prof. Dr. Dorival Gonçalves Junior

CUIABÁ – MT  
DEZEMBRO, 2022

## Dados Internacionais de Catalogação na Fonte.

O48a Oliveira, Matheus Campinho de.  
Análise dos impactos técnicos e econômicos decorrentes da abertura do mercado de energia no Brasil [recurso eletrônico] / Matheus Campinho de Oliveira. -- Dados eletrônicos (1 arquivo : 64 f., il. color., pdf). -- 2022.

Orientador: Dorival Gonçalves Júnior.  
TCC (graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Mato Grosso, Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia, Cuiabá, 2022.  
Modo de acesso: World Wide Web: <https://bdm.ufmt.br>.  
Inclui bibliografia.

1. Abertura de Mercado, Mercado Livre de Energia, Setor Elétrico. I. Gonçalves Júnior, Dorival, *orientador*. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Permitida a reprodução parcial ou total, desde que citada a fonte.

# UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO

## DESPACHO

Processo nº 23108.105143/2022-28

Interessado: MATHEUS CAMPINHO DE OLIVEIRA

### FOLHA DE APROVAÇÃO

#### TÍTULO DA MONOGRAFIA:

**ANÁLISE DOS IMPACTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DECORRENTES DA ABERTURA DO MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL**

ALUNO: **MATHEUS CAMPINHO DE OLIVEIRA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito para a obtenção de grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 20 de dezembro de 2022.

Nota: 9,57

#### BANCA EXAMINADORA

**Prof. Dr. Dorival Gonçalves Júnior**

Orientador

**Prof. Dr. Fabricio Parra Santilio**

Examinador

**Prof. Dr. José Mateus Rondina**

Examinador



Documento assinado eletronicamente por **FABRICIO PARRA SANTILIO, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 20/12/2022, às 16:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JOSE MATEUS RONDINA, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 20/12/2022, às 16:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **DORIVAL GONCALVES JUNIOR, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 20/12/2022, às 16:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.ufmt.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ufmt.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **5387610** e o código CRC **B934C654**.

Referência: Processo nº 23108.105143/2022-28

SEI nº 5387610

“Somente o trabalho constrói”  
- Osvaldo de Souza Oliveira

## RESUMO

OLIVEIRA, M.C. **Análise dos Impactos Técnicos e Econômicos Decorrentes da Abertura do Mercado de Energia no Brasil**. 2022. 65f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Mato Grosso. Cuiabá, 2022.

O setor elétrico brasileiro está passando pela maior alteração em sua estrutura desde a década de 90, denominada “abertura do mercado de energia”, também conhecida popularmente como “portabilidade da conta de luz”. O mercado de energia elétrica, que atualmente se encontra na convivência entre a contratação nos modelos livre e regulado, pretende se tornar um modelo totalmente liberado, em que todos os consumidores até mesmo os residenciais tem, entre outros direitos, o poder de negociação bilateral nos preços de compra de energia. Essa alteração no modelo regulatório da indústria de eletricidade acarreta em diversos impactos técnicos, tecnológicos e político-econômicos para o setor. Os impactos ocasionados nas esferas técnicas, políticas e econômicas são descritos e comentados levando em consideração a atual legislação em processo de aprovação, bem como as contribuições divulgadas por todos os agentes e representantes participantes do mercado. Por fim, comenta-se sobre os principais possíveis impactos da alteração regulatória e discute sobre a validade das argumentações utilizadas para viabilização da abertura de mercado. A expectativa é que o presente trabalho possa abrir a discussão sobre esta grande alteração na indústria de eletricidade brasileira, questionando sobre as formas de sua viabilização e próximos estudos para mitigação dos prováveis impactos causados.

Palavras-chave: Abertura de Mercado. Mercado Livre de Energia. Setor Elétrico.

## **ABSTRACT**

The Brazilian electricity sector is going through the biggest reform in its structure since the 90's, entitled "liberalization of the electricity market", also popularly known as "electricity bill portability". The electricity sector, currently based on the coexistence between free and regulated markets, intend to become an entirely free model, in which every consumer, even residential consumer, could be able to, among other rights, negotiate electricity prices directly with energy providers. This reform in the current electricity industry causes many impacts in technology, infrastructure and political-economic to the sector. The technical, political and economic consequences are described and discussed, taking into consideration the legislative change currently in procedure, as well as the studies and contributions disclosed by the sector agents and representatives. In conclusion, a commenting section about the main impacts caused by this reform accompanied by the discussion about the truth behind the reasoning used as argumentation to defend the liberalization of the electricity sector. It's expected that this paper can open up the discussion about this great reform in the Brazilian electricity industry, questioning about the methods for attesting its viability and next studies working on the strategies to mitigate the presumable reform consequences.

Keywords: Market Liberalization. Retail wheeling. Electricity sector.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação da Parcela A. ....	27
Figura 2 – Representação da Parcela B. ....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 3 – Composição da TUSD. ....	30
Figura 4 – Composição da TE. ....	31
Figura 5 – Exemplo de composição da tarifa total para EMT, 2018. ....	32
Figura 6 – Redução gradual da demanda contratada mínima para migração ao ACL. ....	32
Figura 7 – Quantidade de agentes de consumo contabilizados na CCEE. ....	33
Figura 8 – Comparação entre o preço de longo prazo do ACL e a TE média do ACR. ....	35
Figura 9 – Comparação entre agentes de consumo, unidades consumidoras e pontos de medição. .....	40
Figura 10 – Sugestão da CCEE de contabilização por agregação de dados. ....	41
Figura 11 – Cenário atual de comercialização de energia no Brasil. ....	46
Figura 12 – Possível cenário de abertura do mercado de energia no Brasil. ....	49
Figura 13 – Leilões de energia nova no mercado regulado. ....	50
Figura 14 – Despesas estimadas no orçamento da CDE (R\$) ....	53
Figura 15 – Comparação entre o preço médio por fonte (R\$/MWh) ....	54

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação entre os medidores do grupo A e do grupo B.....	38
Tabela 2 – Comparação entre os modelos regulatórios de energia elétrica no Brasil.....	45
Tabela 3 – Comparação entre os requisitos de migração das atuais portarias do MME com o projeto de lei.....	47
Tabela 4 – Comparação entre o modelo atual e o modelo de abertura de mercado (considerando aprovação do PL 414/2021).....	48
Tabela 5 – Comparativo TUSD transporte (FIO A + FIO B) em 2022.....	54

## LISTA DE FÓRMULAS

Equação 1 – Representação do Valor de Parcela A.....	27
Equação 2 – Representação do Valor de Parcela B.....	27

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ACL – Ambiente de Contratação Livre;

ACR – Ambiente de Contratação Regulado;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;

CCER – Contrato de Compra de Energia Regulada;

CCEAL – Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre;

CCEAR – Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado;

CDE – Conta do Desenvolvimento Energético;

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética;

CUSD – Contrato de Uso de Sistema de Distribuição;

EMT – Energisa Mato Grosso;

MCP – Mercado de Curto Prazo;

MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits;

MME – Ministério de Minas de Energia;

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída;

MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição;

MVE – Mecanismo de Venda de Excedentes;

ONS – Operador Nacional do Sistema;

PL – Projeto de Lei;

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças;

PLS – Projeto de Lei do Senado;

REN – Resolução Normativa;

SCDE – Sistema de Coleta de Dados de Energia;

SIN – Sistema Internacional Nacional;

SMF – Sistema de Medição e Faturamento;

TUSD – Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição;

TE – Tarifa de Energia;

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
2	HIPÓTESE E ESTRUTURA DO TRABALHO.....	19
3	PANORAMA ACL VS. ACR.....	23
4	IMPACTOS TÉCNICOS E TECNOLÓGICOS .....	37
5	IMPACTOS POLÍTICOS, REGULATÓRIAS E ECONÔMICOS .....	44
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	58
	REFERÊNCIAS .....	62

## 1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia elétrica no Brasil, mais precisamente a indústria de eletricidade brasileira esteve, desde a sua concepção, em constante alteração. Isso se dá essencialmente pela energia elétrica se tratar não apenas de um insumo essencial para empresas e cadeias industriais, mas também por ser um direito de bem-estar social e, como tal, se tem fortes intervenções estatais, que faz com que sua formação e suas particularidades se alterem, refletindo os ideais e propósitos dos agentes que estão no poder no período em questão, acompanhando os mesmos momentos da economia doméstica e internacional.

Segundo Gonçalves (2007), pode-se dividir a história do setor elétrico brasileiro em três grandes momentos: I) o primeiro momento completamente privatizado, em que as primeiras empresas de geração advindas de investidores estrangeiros estabeleceram as distribuições iniciais de energia elétrica no Brasil, principalmente com o propósito de iluminação pública, nos anos finais do século XIX, marcado por baixo investimento público e baixa regulação do setor elétrico; II) um segundo momento de grande crescimento do setor guiado pelo Estado, em que a infraestrutura da eletricidade se tornou um dos principais investimentos público, com estatização de empresas do setor aliado a criação de novas estatais com grande foco nos setores de geração e distribuição; e III) terceiro e atual momento de mudança, caminhando rumo à tomada quase integral da iniciativa privada, com desverticalização da indústria de eletricidade de forma que o Estado fica responsável pelos investimentos da estrutura inicial de geração e transmissão, enquanto a iniciativa privada foca nas atividades de distribuição e comercialização dessa energia. Aqui já fica instituído um arcabouço regulatório mais completo e complexo, seguido de melhorias regulatórias conforme as falhas no setor eram expostas pelas ‘crises energéticas’.

É nesse terceiro período que transcorre as grandes melhorias no setor elétrico brasileiro. Especialmente após o primeiro grande apagão em larga escala, depois da conexão das primeiras linhas do Sistema Interligado Nacional (SIN), que aconteceu em 1985. Surgiram pressões para garantir e melhorar a estabilidade do fornecimento de energia elétrica, bem como certificar a previsibilidade de tais situações, assegurando uma melhor gestão de risco para os agentes do setor. Concomitantemente neste período da política ocorre a transição para o período da Nova República, com a retomada democrática e um novo ideal de redução da nacionalização defendida até então.

Com a Constituição de 1988, cria-se uma nova base, de nível de *carta magna* para a Energia Elétrica, assegurando que cabe à União: - a organização e regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro, - a exploração dos potenciais de energia hidráulica (diretamente ou através de autorização, permissão ou concessão), - como será a cobrança de impostos na energia elétrica e, - dá demais providências.

Já na segunda metade da década de 90, regido principalmente pela Lei nº 9.074/1995, considerada o ‘marco legal do setor elétrico’, que incorpora uma forte base legislativa para o setor, esta mesma lei institui também a pessoa do consumidor livre, dando indícios do caminho a um modelo mais liberalista, condizente com a política da época. Através dessa legislação, foi instituída a carga mínima para a comercialização livre, 3000 kW e ainda abre espaço para a redução dessa carga pelo poder concedente após 8 anos da publicação da lei. Além da instituição do consumidor livre, a Lei também é marcada pela desverticalização do setor elétrico, separando as empresas nos negócios de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Ocorre assim um período de transição e privatização de empresas, com os preços sendo negociados livremente na geração e comercialização, deixando a transmissão e distribuição mais reguladas por se tratarem de *monopólios naturais*.

Os anos seguintes a 1995 foram marcados por mais reformas e criações de instituições que ficariam responsáveis pela garantia da estabilidade e pleno funcionamento do sistema. Por exemplo, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) prevista na Lei nº 9.427/1996, com as principais atribuições de regular o setor e suas tarifas, bem como fiscalizar as concessões e permissões implementando políticas e diretrizes.

É criado também o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) instituído na Lei nº 9.478/1997 com o intuito de assegurar os suprimentos de insumos energéticos e rever periodicamente as matrizes energéticas nas diversas regiões e fontes do Brasil. Além disso, a lei institui os princípios da política energética nacional, entre eles: ‘*promover a livre concorrência*’.

No ano seguinte é criado o Operador Nacional do Sistema (ONS) através da Lei nº 9.648/1998, para a administração da transmissão e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), garantindo o desempenho na entrega em toda a malha.

No entanto, este modelo não foi o suficiente para garantia do abastecimento nacional, uma vez que as distribuidoras não tinham contratos de vendas assegurados. Este fato, alinhado

à falta de investimentos em infraestrutura de geração, elevaram o risco do setor elétrico brasileiro. Em 2001, logo após as novas reformas, ocorre um novo grande apagão, causado pela ‘crise hídrica’ e, dado à matriz de produção de energia com base predominantemente hídrica, crise energética no Brasil. Como medidas de mitigação do desabastecimento no país, o governo de Fernando Henrique Cardoso (PSDB) instituiu a política do racionamento, na qual os consumidores deveriam reduzir em até 20% seu consumo de energia, além de altas nas tarifas de energia. Entretanto, a crise hídrica é apenas um dos motivos do apagão e racionamento no país, uma vez que estudos anteriores indicavam esse risco [1], além do aumento da demanda por energia sem muitos investimentos por parte da oferta. Acredita-se que a má gestão no período de crise energética por parte do presidente seja um dos fatores que auxiliaram na derrota de seu partido para o candidato da oposição, Luís Inácio Lula da Silva (PT) nas eleições presidenciais de 2002.

Após o período de crise energética e racionamento da eletricidade no Brasil, novamente se tem um movimento de força para alteração regulatória, guiado principalmente por parte dos grandes consumidores e investidores, para que o governo possa garantir a confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico.

Dessa forma, novamente o arcabouço regulatório brasileiro passa pela ‘modernização’ com a criação de novos agentes do setor. Neste período, é criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) pela Lei nº 10.847/2004, com a atribuição de realizar “estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético” com o intuito de “assegurar as bases para o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país”.

É criada também a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) na Lei nº 10.848/ 2004, instituição que substitui o antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) como administradora da contratação de energia elétrica do SIN, com as responsabilidades de “integração de geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores” e “garantia das condições para que a energia elétrica seja negociada”. A CCEE realiza a contabilização de toda energia (contratada ou consumida) utilizada no Sistema. Dessa forma o Estado conseguiu constituir uma instituição para pesquisa e planejamento energético de longo prazo do país, juntamente a uma entidade de comercialização de energia, administrando toda a energia gerada no *mundo físico* e contabilizada no *mundo comercial*.

A partir desta alteração, conhecida como Novo Modelo, institui-se os dois ambientes de contratação de energia elétrica: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de

Contratação Regulada (ACR). Os agentes participantes do ACL têm a possibilidade de comercializar livremente contratos de energia, enquanto pagam as tarifas referentes à ancoragem da infraestrutura de entrega da indústria, enquanto no ACR os consumidores pagam tanto a entrega quanto a compra de energia através de tarifas reguladas e homologadas pela ANEEL.

Paralelamente, acompanhando esse período de modernização, a geração distribuída (GD) é criada no Decreto nº 5.163/2004, mas foi a regulamentação da ANEEL na Resolução nº 482/2012 que impulsionou o caminho da indústria de geração através de usinas solares fotovoltaicas. Por meio dessa resolução, institui-se o sistema de compensação de energia elétrica, de modo que o consumidor poderia instalar sistemas de micro ou minigeração conectadas à rede da distribuidora (*on grid*) e assim compensar a energia elétrica consumida com a parcela que está sendo injetada de volta para a rede da distribuidora, reduzindo sua fatura de energia e ‘participando’ da remessa de energia limpa à rede de distribuição.

Com a gradual redução nos preços dos equipamentos das Usinas Fotovoltaicas (UFV), houve um aumento exponencial em potência instalada por parte dos próprios consumidores. O preço acessível dos itens para participação na GD, como os módulos fotovoltaicos e inversores de frequência, alinhados aos vários produtos oferecidos pelo mercado financeiro como financiamentos e empréstimos para custear a instalação - geralmente utilizada por grandes famílias e residências com uma fatura de energia mensal substancial e também em fazendas e áreas rurais, onde a disposição espacial facilita a geração solar – auxiliaram nessa popularização. Mediante a 482/2012 é instituído também o sistema de compensação de energia elétrica, de forma que a unidade consumidora geradora pode ratear, na mesma área de concessão, a energia gerada para as outras unidades de mesma titularidade.

Além disso, houve grande incentivo por parte do governo federal através da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) por meio de subsídios para os participantes do sistema, rateado para todos os consumidores. Dessa forma, foi percebido um crescimento acelerado da geração distribuída no país, que alcançou grandes patamares de potência instalada, ultrapassando 14 GW de potência instalada em 2022 [2]. Simultaneamente, a GD foi também alvo de várias discussões políticas no Brasil todo, principalmente a questão da “taxação do sol” [3], em que os agentes do setor e consumidores alegam ilegalidade na cobrança de ICMS sobre

a parcela de Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição (TUSD), que é a parcela paga para a entrega de energia elétrica e não pelo consumo da energia em si.

Aqui ocorre também outro fenômeno: o aumento dos “influenciadores digitais” nas áreas de energia. Personalidades do ramo ficaram conhecidas nas mídias sociais, como o *Instagram e LinkedIn* explicando sobre os temas de geração distribuída e vendendo ‘consultoria’ aos seus seguidores com a promessa de ‘reduzir a conta de energia em até 90%’. Isso gerou um aumento na visibilidade das questões atuais do setor elétrico brasileiro e também na busca de informação sobre alguns conceitos do setor como a separação dos itens compra de energia e a entrega de energia, fomentando também uma participação mais ativa dos consumidores (de tal maneira que se tornem prossumidores com maior participação no mercado) no modelo atual da indústria de eletricidade, bem como a criação de novos negócios, produtos e serviços.

Já nos anos de 2014-2017 ocorre outra grande crise hídrica e energética, durante um momento político conturbado – com o processo de impeachment da presidente Dilma Rousseff (PT) – e crises econômicas internas. Depois de uma série de altas no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – preço base do mercado de curto prazo da energia elétrica no país calculado pela CCEE através de modelos computacionais - e a criação das bandeiras tarifárias como forma de ‘mitigação’ dos efeitos naturais adversos para geração e consequente acionamento das termelétricas para suprimento da demanda, repassando os custos reais da geração nacional rateando esse custo por todos os participantes regulados, surge uma grande insatisfação, não só dos grandes consumidores do ACR como também dos pequenos consumidores e população em geral. Novamente, se tem um movimento de pressão para a redução dos requisitos mínimos para contratação livre de energia elétrica, que culminou no Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 232/2016, atualmente em tramitação na Câmara como Projeto de Lei (PL) nº 414/2021, que tem como intenção a criação da *portabilidade da conta de luz*, nome comum dado à abertura de mercado e à escolha ‘livre’ do fornecedor de energia elétrica. No ano de 2019 é criado o grupo de trabalho de ‘modernização’ do setor elétrico, através da Portaria do MME nº 187/2019, esse grupo ficaria responsável por trazer as discussões de expansão do setor elétrico brasileiro, bem como fomentar novas discussões em consultas públicas e portarias posteriores.

Por consequência da crise econômica decorrente da pandemia em 2020, agravado por uma crise hídrica subsequente, o Governo estabeleceu medidas para o enfrentamento dos

impactos financeiros no setor elétrico. Foram realizados empréstimos às distribuidoras, que perderam sua demanda usual por conta do *lockdown*, com a Medida Provisória nº 1078/2021, utilizando os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e rateando esse custeio através de um novo nível de bandeira tarifária, superando os valores máximos anteriores, chamada bandeira escassez hídrica, que aumenta exponencialmente o preço da energia elétrica no país, bem como a insatisfação do modelo regulatório por parte dos investidores.

Portanto, é possível verificar a alta correlação entre os acontecimentos político-econômicos e as alterações regulatórias e estruturais do setor elétrico brasileiro. Os acontecimentos influenciam os movimentos dos agentes participantes do Setor, de forma que os mesmos passam a pressionar por medidas que aumentem a margem de lucro das entidades que representam, além da redução do risco de investimento na infraestrutura da eletricidade brasileira. Uma das medidas que é reconhecida como precursora da concretização desses pontos é a expansão do mercado livre de energia elétrica no Brasil, de forma que este atinja a sua totalidade. As consequências da expansão desse modelo no país é o objeto de estudo do presente trabalho.

## 2 HIPÓTESE E ESTRUTURA DO TRABALHO

Atualmente no Brasil, a estrutura organizacional da indústria de eletricidade se encontra com a separação e desverticalização, entre os grandes negócios do mercado, que são: geração - ou seja a produção da energia elétrica em si que é feita no *mundo físico* (nome dado ao se tratar do âmbito onde a geração e transferência de energia elétrica ocorre de maneira material e concreta) -, a transmissão - o transporte desta energia produzida a grandes distâncias -, a distribuição – onde essa energia é recebida e redistribuída entre os mais diversos consumidores - e a comercialização de energia elétrica - que é a negociação dessa energia e sua contabilização no *mundo comercial* (âmbito apenas contábil, de realização dos contratos de energia e apuração dos valores gerados em uma ponta e consumidos na outra ponta no mundo físico).

Esta organização atual, intitulada ‘Novo Modelo’ e regulamentada pela Lei nº 10.848/2004, é baseada na convivência entre os mercados regulado e livre. O *mercado regulado* é operado no ACR (Ambiente de Contratação Regulada), em que as tarifas são definidas, reajustadas e revisadas periodicamente pela agência reguladora, ANEEL. Essas tarifas reguladas são calculadas e homologadas pela Agência, sob o princípio da metodologia preço teto, instituindo uma receita máxima para cada distribuidora e depois reajusta esses valores levando em consideração os princípios de custeio de operação e manutenção, compra de energia, os incentivos, as perdas e os encargos, com o intuito de manter o princípio de modicidade tarifária, ou seja, a menor tarifa possível sem remover o incentivo econômico do setor.

Já o *mercado livre* a contratação de energia se estende no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde a contratação da energia ocorre por livre negociação bilateral diretamente com o gerador, conforme regras de comercialização específicas.

Neste ambiente, o preço é ‘livremente’ negociado entre a parte compradora e a parte vendedora, bem como as demais condições contratuais relacionadas ao produto e serviço de eletricidade. No entanto, os consumidores deste ambiente continuam com os custos da transmissão, distribuição e encargos regulados pela ANEEL, de forma que a liberdade se restringe apenas à compra de energia elétrica do fornecedor.

Aqui as maiores influências na decisão do preço da energia elétrica negociada nos contratos são as projeções dos riscos hidrológicos e projeções da expansão e transmissão (demanda).

Dessa forma, a denominada ‘abertura de mercado de energia elétrica’, objeto de estudo deste trabalho, é a possibilidade de todos os consumidores de “escolher de quem comprar sua energia elétrica”. O processo de abertura se dá através da redução dos requisitos mínimos de migração dos consumidores do ACR para o ACL. Entretanto, isso não significa a extinção dos consumidores cativos – como são chamados aqueles pertencentes ao ACR - mas sim a possibilidade de que todos os consumidores, caso queiram, possam migrar para ACL, o que torna assim, todos os participantes como consumidores potencialmente livres.

Para defender sua implementação, os agentes do setor elétrico, que participam direta ou indiretamente na comercialização de energia elétrica, fornecem ao público geral várias informações, com pouco embasamento e por muitas vezes enviesadas, através de cartilhas, artigos, mídias sociais, etc.

Dentre as argumentações utilizadas como base para evidenciar os benefícios causados pela abertura do mercado de energia pode se destacar três principais: liberdade econômica, transição energética e gestão de riscos. Sendo este último muito mais relevante para pequenas e médias empresas do que para os consumidores residenciais comuns.

Como resultante, são formuladas algumas teses que expressam a viabilidade desta ‘modernização’ do setor elétrico:

- Direito de ‘liberdade’ para a população escolher seu fornecedor de energia elétrica, apelando principalmente para a ideia de que a população poderá escolher receber eletricidade apenas de geradores baseados em fontes renováveis;
- Redução do preço para o consumidor final, uma vez que a noção de ‘ampla concorrência’ e preço determinado pelo livre mercado e pela lei de oferta e demanda, exige que as empresas compitam pelos consumidores, aplicando a redução nos valores pagos pela energia para atrair compradores;
- Melhoria na qualidade do serviço e produto, levando em consideração o mesmo argumento de livre competição supracitado;
- Aumento na resposta de demanda e gerenciamento dos riscos envolvidos no investimento em eletricidade, principalmente para empresas e indústrias consideradas com maior sazonalidade na sua produção, com contratos livres elas terão mais opções de negociação bilateral.

Muitos desses argumentos são feitos analisando somente a comparação entre o modelo atual (convivência entre o ACR e o ACL com restrições para migração), com um mercado na totalidade *potencialmente* livre. Ou seja, desconsidera as influências das modificações

necessárias para que a abertura de mercado realmente ocorra, como por exemplo: a) alteração nos modelos de formação de preço, b) alteração no arcabouço regulatório do setor elétrico, c) o incremento de produtos e serviços no setor, entre outros.

A reestruturação do mercado de energia elétrica através da chamada ‘modernização do setor elétrico’, acrescido da ‘portabilidade da conta de luz’, proporcionará mudanças expressivas na indústria de eletricidade brasileira em sua totalidade, estas mudanças podem ser vistas por experiências anteriores de países que já passaram por esse processo de abertura. Este estudo pretende se concentrar nas implicações técnicas e econômicas que podem decorrer dessas mudanças.

No **Panorama ACR x ACL** será apresentado um panorama atual da organização da indústria de eletricidade brasileira, bem como a organização atual de agrupamento classificação dos consumidores de energia elétrica no país, apresenta também as características principais do ACR e do ACL, destacando também as alterações pretendidas no atual modelo.

Levando em consideração a reorganização regulatória para a abertura de mercado de energia, o capítulo **Impactos Técnicos e Tecnológicos** se desdobra sobre os possíveis impactos nas áreas de infraestrutura técnica e tecnológica, que podem também realimentar processos econômicos. Neste capítulo serão avaliadas algumas indagações como ‘quais os impactos técnicos de uma provável alta na demanda de consumidores do mercado regulado ao mercado livre?’, ‘quais as possíveis alterações na infraestrutura de entrega das concessionárias’, ‘qual será a alteração necessária no atual Sistema de Medição e Faturamento (SMF) para comportar as unidades de baixa tensão?’, entre outros. Assim é possível apresentar as eventuais alterações necessárias na atual infraestrutura, metodologia e operacionalização de medição e faturamento.

Levando em consideração os dois capítulos anteriores, o capítulo **Impactos Políticos, regulatórios e Econômicos** visa analisar e apresentar o que deverá ser alterado na atual estrutura legislativa para que a abertura de mercado seja viabilizada, tendo como base principal o atual Projeto de Lei nº 414/2021, que tem como objetivo efetivar o embasamento jurídico da abertura de mercado no Brasil.

Assim, serão investigadas questões políticas como: ‘o que altera nas tarifas reguladas aos consumidores que permanecerem no mercado cativo?’, ‘quais serão as novas regras para

migração?’, ‘quais serão os direitos e condições do consumidor?’, e outras questões legislativas e regulatórias.

Neste mesmo capítulo também será analisado as iminentes alterações no processo tarifário atual, como por exemplo: a questão das tarifas de baixa tensão continuarem no seu modelo *monômio* e a separação das parcelas ‘compra de energia’ e ‘entrega de energia’. Dando prosseguimento na investigação, é necessário entender quais os impactos dessa abertura de mercado nos âmbitos econômico e financeiro e tenta compreender quais as consequências no modelo financeiro atual da comercialização do produto eletricidade. Algumas das indagações que se busca analisar neste capítulo são: ‘os impactos dos contratos legados das concessionárias?’, ‘como será realizada a comercialização de energia?’, ‘como evitar sobrecontratação’, ‘quais serão os novos modelos contratuais?’, entre outras questões financeiras.

Por fim, será possível analisar, por meio das discussões e indagações dos capítulos anteriores, os pontos pretendidos no início do trabalho e validar as argumentações utilizadas pelos agentes do mercado para defender sua abertura, sendo a principal a queda nos preços para o consumidor final. Assim o capítulo **Considerações Finais** compila todas as informações analisadas e exprime as conclusões que podem ser retiradas do que foi discutido, avalia as argumentações apresentadas pelo Mercado, indagando, entre outros pontos, se realmente a abertura do mercado de energia para o Brasil será benéfica ao consumidor final. Neste capítulo é realizada análise de todas as implicações anteriormente mencionadas e procura responder se, efetivamente, a abertura de mercado consegue alcançar as teses apresentadas no início do trabalho, que justificam sua viabilidade.

Em conclusão, realiza a análise final do trabalho, comentando sobre: I) o que se pretendia obter com os estudos realizados; II) o caminho desenvolvido para alcançar o item anterior; III) as dificuldades e obstáculos para obtenção de resultados que se aproximem, com relativa precisão, da realidade que se quer compreender; IV) os principais resultados obtidos; V) as questões que podem ser respondidas e/ou identificadas com os resultados; e por fim VI) apontar possíveis caminhos que podem ser seguidos daqui pra frente, visando os impactos decorrentes do processo de ‘modernização’ do setor elétrico brasileiro.

### 3 PANORAMA ACL VS. ACR

Como já apresentado, a comercialização de energia elétrica no Brasil se dá em dois ambientes: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL se encontram os *consumidores livres*, aqueles que negociam o preço e condições de contratação de energia elétrica diretamente com seu fornecedor, e os *consumidores especiais*, que são consumidores livres, mas podem apenas contratar energia elétrica de fontes incentivadas. Já no ACR os compradores são chamados de *consumidores cativos*, uma vez que estes são representados indiretamente pelo próprio Poder Concedente, com virtualmente nenhum controle sobre sua contratação e energia e, apenas para as unidades atendidas em alta tensão (grupo A), um controle reduzido sobre suas condições de atendimento pela distribuidora, através da sua Modalidade Tarifária e de seu Montante de Uso de Distribuição (MUSD).

#### Grupos tarifários

Os consumidores de energia elétrica, participantes nos ambientes de contratação mencionados (atualmente apenas o grupo A tem possibilidade de migração para o ambiente livre) são divididos em dois grupos, regulamentados pela Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 1000/2021: aqueles que recebem eletricidade em alta e média tensão (tensão maior ou igual a 2,3 kV) que pertencem ao grupo A e os que recebem em baixa tensão, inferior a 2,3 kV, fazem parte do grupo B. O faturamento e contratação de energia ocorre de maneira diferente nos dois casos. Além disso, existem subdivisões dentro desses grupos que são os subgrupos, que servem para diferir determinadas regras de tarifação e cobrança, bem como deixar elegível ao recebimento de subsídios e benefícios e à determinadas modalidades tarifárias específicas.

O grupo B, onde estão todas as unidades consumidoras residenciais, representa 99,8% do número de unidades consumidoras no país, mas em termos de consumo de energia, representa somente 45% do total [4]. Este grupo é subdividido ainda em subgrupos, definidos pela finalidade da unidade consumidora, de forma que [5]:

- Subgrupo B1: residencial;
- Subgrupo B2: rural;
- Subgrupo B3: demais classes; e
- Subgrupo B4: Iluminação Pública.

Neste grupo se compra energia diretamente da distribuidora, não existindo controle algum sobre sua contratação. Seu faturamento e cobrança se dá através de tarifas homologadas pela agência reguladora, essas tarifas por sua vez são chamadas de faturas monômias, ou seja, a cobrança é realizada apenas em uma tarifa, sobre o consumo em R\$/kWh.

Quanto a modalidade tarifária do grupo B, as opções também são quase inexistentes: o consumidor deste grupo pode selecionar a tarifa convencional, que é apenas uma única tarifa em R\$/kWh durante todo os horários do dia ou; tarifa branca: tarifa horária que difere em determinados períodos do dia, separados em ponta (tarifa mais cara), intermediário (tarifa mediana) e fora ponta (tarifa mais barata). Porém, desde sua criação em 2018, não houve um grande número de adesão da tarifa branca [6], os motivos são vários, como: - não existe muito incentivo econômico; - os consumidores correm o risco de aumentar seu valor final; - falta de conhecimento da existência da mesma.

No grupo A também possui subdivisões, no entanto seus subgrupos são definidos conforme a tensão de conexão da unidade consumidora, sendo [5]:

- Subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;
- Subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- Subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
- Subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- Subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Os consumidores cativos do grupo A têm dois contratos de energia elétrica celebrados com a distribuidora, permissionária ou concessionária de eletricidade da sua região, são eles: Contrato de Uso de Sistema de Distribuição (CUSD) - este presente tanto no ACL quanto no ACR - e o Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER).

Da mesma forma que os consumidores cativos no grupo B as tarifas são homologadas pela ANEEL, porém as tarifas são binômias, com uma tarifa cobrada pelo consumo realizado (R\$/kWh) e outra pelo máximo de potência medido, sua demanda (R\$/kW), além disso, no CUSD, existe um acordo firmado de qual será esse máximo de potência medida na unidade, de forma que remunere a distribuidora pela disponibilidade da infraestrutura de entrega de energia para a unidade. Este acordo é sujeito a multas por ultrapassagem, bem como pagamento pelo restante não consumido, neste contrato fica acordado o valor dessa potência que é chamada de

demanda contratada, muitas vezes definida pelo seu maior valor (levando em consideração unidades sujeitas a sazonalização), conhecido como MUSD.

Esta demanda contratada (MUSD) é usada como limiar para a migração ao mercado livre. Atualmente a demanda contratada mínima para migração para o ACL é de 500 kW (dados certos requisitos). Através da Portaria Normativa nº 50/2022 do MME, esse limite será de 30 kW (que é a atual demanda mínima a ser contratada por unidade consumidora do grupo A [5]) a partir de 2024, ou seja, todos os consumidores do grupo A terão a possibilidade de fazer a contratação no ACL.

### **Modalidades tarifárias**

As opções de controle de contratação de eletricidade para os consumidores cativos do grupo A são muito mais exequíveis do que a do grupo B. No seu CUSD, o consumidor deste grupo pode definir o seu MUSD, ou seja, sua demanda contratada, bem como sua modalidade tarifária. Diferentemente da baixa tensão, para a média e alta tensão o incentivo econômico em se enquadrar na modalidade correta é muito considerável, o que faz grandes unidades consumidores pagarem por consultorias e plataformas para auxiliarem na otimização de demanda e enquadramento tarifário. A tarifa nesse grupo é, obrigatoriamente, horária, com dois períodos durante o dia, chamados de postos tarifários: horário fora de ponta, maior período do dia, onde as tarifas têm um valor moderado e o horário de ponta (conhecido popularmente como horário de pico) período de três horas consecutivas onde as tarifas são mais altas, geralmente ultrapassando o dobro do valor em R\$/kWh do horário fora de ponta. As modalidades tarifárias do grupo A cativo são definidas em duas: tarifa verde e tarifa azul [5]:

- **Tarifa verde:** Nesta modalidade existe a tarifa horária, em R\$/kWh para o valor medido de consumo de energia elétrica (ponta e fora ponta) e existe uma tarifa única, em R\$/kW, para o valor pico da demanda medida no período de faturamento (fora ponta).
- **Tarifa azul:** Já na modalidade tarifária azul, tanto o consumo quanto a demanda possuem tarifas horárias, ou seja, tarifas diferentes para o valor medido na ponta e na fora ponta. No caso da demanda, é medido um valor de pico na ponta e um valor de pico no posto tarifário fora de ponta. Da mesma forma, os valores de tarifa para o período de ponta são consideravelmente mais altos em relação ao fora de ponta, porém essa diferença é menor do que na modalidade verde.

A ideia da tarifa azul é separar a demanda também em ponta e fora ponta porém, reduzir o valor na diferença de tarifa de consumo entre ponta e fora ponta com relação à tarifa verde, por isso é bastante utilizada por empresas que necessitam continuar sua produção durante o horário de ponta. Portanto, existe um pequeno controle a ser feito neste grupo, analisando sempre seu perfil de consumo diário e realizando a otimização do seu enquadramento. No entanto, vale ressaltar que, para unidades consumidoras de tensão de conexão maior ou igual a 69 kV, sua modalidade tarifária é obrigatoriamente azul.

### **Processo tarifário**

Como já dito acima, tanto os consumidores do ACR pertencentes ao grupo A, quanto os consumidores regulados do grupo B estão sujeitos às tarifas reguladas. A ANEEL utiliza a metodologia de precificação *price cap*, ou seja, no início do contrato de concessão das concessionárias é definida uma receita teto (receita limite) compatível com a venda de energia elétrica pela distribuidora. A partir da receita teto e, em acordo com os tipos de consumidores e suas respectivas demandas, são definidas as tarifas para cada tipo de concessionária de distribuição. Com o objetivo de produzir a correção na receita teto - bem como os reajustes monetários usando por exemplo índices de preços como IGP-M e IPCA - estas tarifas, homologadas pela agência reguladora, sofrem alterações recorrentes calculadas através de duas parcelas, denominadas Parcela A e Parcela B, somados a um fator X, que serve para indicação da correção por performance. Através dos valores destas parcelas, a ANEEL define qual será a tarifa de cada área de concessão no país. Isso se dá através do processo tarifário: formado pelos Reajuste Tarifário e Revisão Tarifária. As parcelas são calculadas da seguinte forma:

- **Parcela A:** Se encontram os *custos não gerenciáveis* pela distribuidora, ou seja, os custos das variáveis que não são controláveis pela empresa de distribuição. Aqui entra o custo de aquisição de energia - energia essa que deverá contabilizar por 100% do seu mercado (dado pelo Decreto nº 5163/2005). Entra também o custo da transmissão: Rede Básica (RB), Rede Básica de Fronteira (Rbf) e Demais Instalações de Transmissão (DIT) e os encargos setoriais - Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Encargos de Serviço de Sistema (ESS), as taxas do Operador Nacional do Sistema (ONS), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), entre outros. O cálculo do valor total dessa parcela é descrito na Equação 1:

Equação 1 – Representação do Valor de Parcela A.

$$VPA = CE + CT + ES$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

Fonte: PRORET/ANEEL.

- **Parcela B:** Nesta parcela se encontram os custos gerenciáveis da distribuidora de forma que ela tem controle direto sobre os custos aqui estabelecidos, bem como sobre o incentivo de produtividade e remuneração de investimento, que também é estabelecido nesta parcela. Dessa forma se tem: Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), Custo Anual dos Ativos (CAA), Mecanismo de Incentivo a Qualidade (MIQ), entre outros. A representação

Equação 2 – Representação do Valor de Parcela B.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

$P_m$ : Fator de Ajuste de Mercado; e

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade; e

OR: Outras Receitas.

Fonte: PRORET/ANEEL.

- **Fator X:** O fator x é utilizado como multiplicador, focado em incentivar o a melhoria de qualidade técnica e comercial dos serviços da distribuidora, levando em consideração os Ganhos de Produtividade (Pd), Qualidade Técnica – fator que leva em consideração indicadores de qualidade calculados pela agência (Q) – e uma parte que leva em consideração os custos de operação verificados na concessionária em relação ao custo de operação eficiente (T).

Por meio do fator X, a ANEEL consegue incentivar os padrões de qualidade para as concessionárias, recalculando a parcela B nos reajustes tarifários. Cálculo da receita fica da seguinte forma:

**Receita Requerida = Custos da Parcela A (atualizada) + Custos da Parcela B × (IGP-M – Fator X)**

É através dessas duas parcelas acima apresentadas que a ANEEL designa as tarifas de energia (TE) e as tarifas de uso de distribuição (TUSD) que são calculadas e homologadas para cada área de concessão. Todo o processo tarifário do mercado regulado apresentado exprime a totalidade do cálculo das tarifas realizadas no ACR, porém apenas uma parcela do que é verificado no ACL. Como já dito, a principal diferença entre os dois ambientes de contratação se encontra na separação entre a ‘compra de energia’ e a ‘entrega de energia’. Nos dois casos – com exceções de grandes consumidores eletrointensivos que se conectam diretamente da Rede Básica – a entrega de energia será realizada pela concessionária da região, estabelecida e fiscalizada pelo Poder Concedente, uma vez que a distribuição de energia elétrica é considerada um *monopólio natural*, já que é inviável financeiramente e tecnicamente que todas as distribuidoras tivessem postes e fios específicos passando pela rede de distribuição.

Com o avanço na geração distribuída e as discussões sobre a “taxação do Sol”, que seria a cobrança de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) na parcela apenas ‘entrega’ de energia e não sobre a compra de energia em si para usuários do sistema de compensação de energia da GD, houve um considerável aumento na pressão política para que as distribuidoras começassem a discriminar, na fatura de energia, o que seria pago pela *entrega de energia* e o que era relacionado à *compra de energia*. Essa discussão levou a muitas distribuidoras realizarem a separação nas suas faturas de energia das tarifas TUSD e TE.

Já expressado acima, tanto no ACL quanto no ACR as unidades consumidoras firmam um contrato de distribuição de energia elétrica, denominado Contrato de Uso de Sistema de Distribuição (CUSD). Neste contrato estão as condições e direitos da distribuidora e do consumidor, levando em conta a rede até o seu ponto de entrega. Os tratos firmados neste refletem na fração ‘entrega de energia’, que é a Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição (TUSD). Já a fração ‘compra de energia’ é intitulada Tarifa de Energia (TE), paga pelos consumidores cativos e sujeita às alterações da ANEEL, bem como ao acréscimo das bandeiras tarifárias. Da mesma forma, existe um contrato celebrado entre o consumidor e a concessionária, estabelecendo as condições e direitos da compra de energia: Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), neste contrato estão contidos também as informações de exposição aos reajustes realizados pela ANEEL e às bandeiras tarifárias.

O cálculo dessas duas tarifas é realizado durante a Revisão Tarifária, onde a ANEEL calcula as duas partes e define para cada distribuidora, concessionária e permissionária

brasileira, levando em consideração o bom funcionamento do sistema, a qualidade de entrega de energia e o incentivo econômico, ainda mantendo a modicidade tarifária. Este cálculo leva em consideração as duas parcelas já mencionadas anteriormente, onde a TUSD é formada pela parcela B, com alguns dos valores da parcela A, enquanto a TE é integralmente formada pela parcela A.

A estrutura tarifária dessas duas tarifas, TUSD e TE, é definida para cálculo com vários custos e parcelas contábeis, as principais se dão da seguinte forma:

- **TUSD:**
  - **Transporte Fio A** (Rede Básica (RB), conexão da distribuição, conexão da transmissão, etc.);
  - **Transporte Fio B** (custo anual dos ativos (CAA) e custo de administração, operação e manutenção (CAOM));
  - **Perdas** (técnicas, não técnicas e irrecuperáveis); e
  - **Encargos:** taxas da ONS, Pesquisa e Desenvolvimento/Eficiência Energética (P&D/EE), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), (CDE-COVID) e o PROINFA. A figura 1 expressa esta composição tarifária da TUSD.

Figura 1 – Composição da TUSD.



Fonte: ANEEL

- **TE:**
  - **Compra de Energia;**
  - **Transporte e Rede Básica de Itaipu, Perdas na rede básica;** e
  - **Encargos:** Compensação Financeira por Uso de Recursos Hídricos (CFURH), (ESS) e os Encargos de Energia de Reserva (ERR), além de Pesquisa e desenvolvimento (P&D), Conta de Desenvolvimento Energético

(CDE) e Eficiência Energética (EE). Na figura 2 se tem a composição tarifária total da TE.

Figura 2 – Composição da TE.



Fonte: ANEEL.

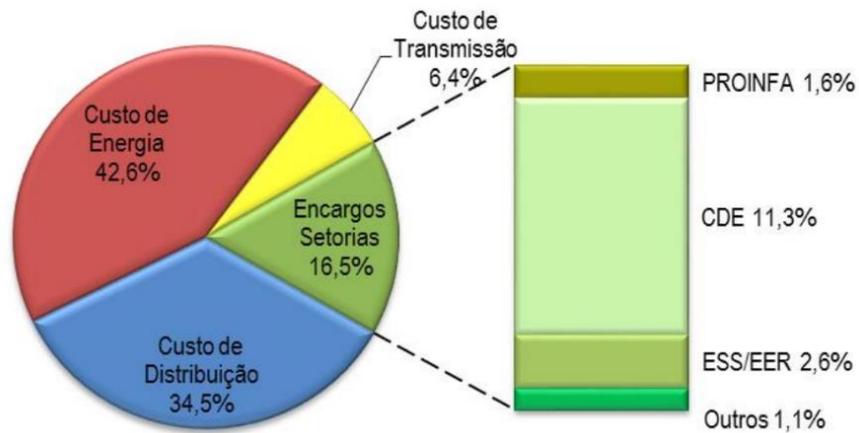
Somando-se a estes fatores ainda, existe também o cálculo das bandeiras tarifárias, valor adicional, ou não (bandeira verde), que incide somente na fração TE com o intuito de ‘sinalizar as condições de geração de energia no Brasil’, segundo a própria ANEEL. Este mecanismo permite um repasse mensal dos valores reais do custo de geração, de forma mais ágil do que uma revisão tarifária. No cálculo das bandeiras são levados os seguintes fatores:

- **Bandeiras tarifárias:** Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), Encargos do despacho por ordem de mérito (OM) e a Exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP) e ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Todo o mecanismo de formação tarifária instituído visa a total segurança da compra e entrega de energia, além da capacidade do setor de continuar atrativo economicamente para as empresas concessionárias.

Na composição tarifária do mercado regulado, estima-se que a separação TUSD e TE tenham valores finais (acrescidos dos encargos) muito próximos, fazendo com que as tarifas médias fiquem próximas de 50-50, porém esse valor varia conforme concessionária. A título de exemplo, a Figura 3 mostra a composição tarifária total da EMT em 2018, em que o custo de energia representou 42,6% do valor tarifado pela energia dos consumidores.

Figura 3 – Exemplo de composição da tarifa total para EMT, 2018.

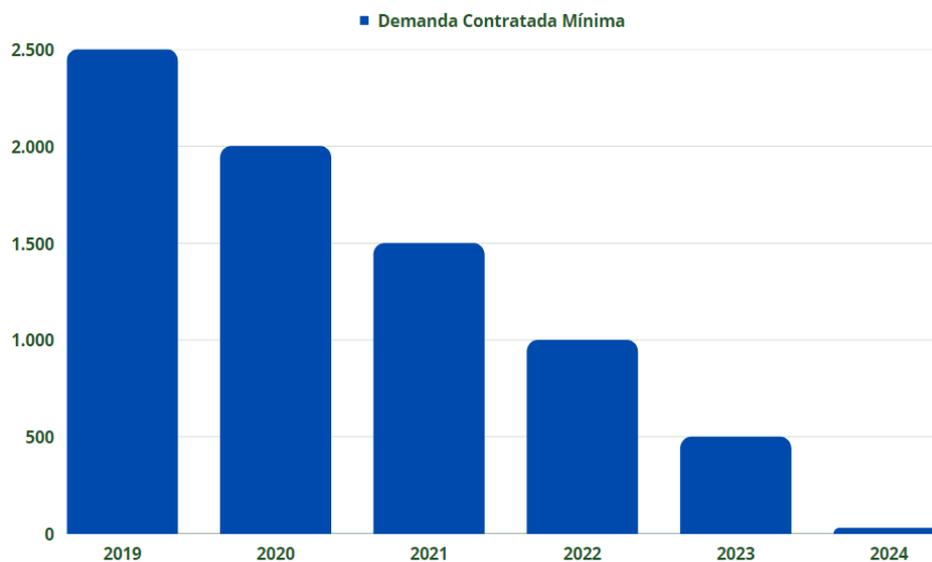


Fonte: ANEEL.

### Movimento de migração ao ACL

Atualmente no Brasil os requisitos para a possibilidade (não mandatória) de migração do ACR para o ACL leva em consideração o MUSD contratado pela unidade consumidora. Ou seja, apenas unidades consumidoras com um nível de demanda contratada mínima podem migrar para o mercado livre. A partir de 2023, todas as unidades consumidoras com 500 kW de demanda contratada poderão ser livres e após o dia 1º de janeiro de 2024, todas as unidades consumidoras do grupo A poderão ser livres (instituído pela portaria MME nº 465/2019). A figura 4 demonstra essa redução gradual do requisito mínimo para entrada no mercado livre.

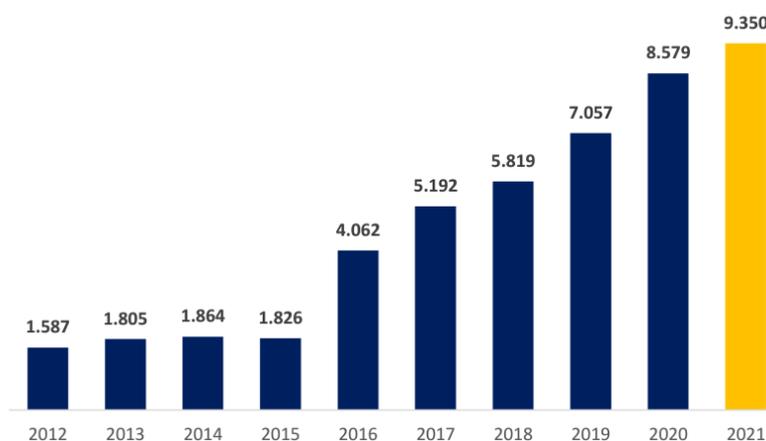
Figura 4 – Redução gradual da demanda contratada mínima para migração ao ACL



Fonte: MME, autoria própria.

Com o aumento das tarifas pagas por energia elétrica no país, aumento dos valores das bandeiras tarifárias somados à redução gradual do requisito de demanda contratada para a migração para o ACL e o aumento de empresas trabalhando na área de consultoria e comercialização de *energia livre*, ocorre um movimento de aumento no número de entrada de consumidores no Ambiente Livre. Através da figura 5, esse movimento fica claro com base no número crescente de agentes de consumo representados na CCEE.

Figura 5 – Quantidade de agentes de consumo contabilizados na CCEE.



Quantidade de agentes de consumo na CCEE até junho de 2021. Fonte: CCEE.

Como já mencionado, a grande diferença entre os consumidores cativos e consumidores livres é a separação daquilo que é pago pela compra de energia e entrega de energia. O consumidor livre continua pagando a parcela da TUSD regulada pelo Poder Concedente para a distribuidora da área de concessão em que sua unidade consumidora se encontra. No entanto, a parcela TE não é paga por meio de tarifa. Na fatura do consumidor livre se encontra a cobrança apenas da TUSD faturada, os preços pagos pela energia consumida no período faturado são cobrados diretamente pelo seu fornecedor de energia elétrica, geralmente através de DANFE's e/ou outros instrumentos contábeis.

Diferentemente da tarifa de energia regulada pela ANEEL, não negociáveis, através do CCER, o consumidor livre negocia todas as condições de compra de energia através do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre - CCEAL, por mais que seja 'livre', assim como os outros ele deverá ser contabilizado na CCEE e respeitar as regras de comercialização vigentes. Neste contrato, firmado com negociação bilateral entre o fornecedor e consumidor

livre, as condições de compra de energia são estipuladas diretamente pelos agentes de compra e venda, dentre elas as principais são o período, a sazonalização e a modulação.

Os consumidores livres usam esses conceitos para realizar o ótimo controle da gestão de riscos e dos valores de entrega, fugindo assim dos reajustes tarifários e das bandeiras tarifárias. A contratação no ambiente livre pode ser realizada em períodos menores do que os do ACR, como por exemplo de seis meses, e esses períodos podem ser divididos em diversas vigências. Estas vigências podem ter montantes (volume de energia em MW médio) distintas nos períodos acordados, (em semanas, meses, etc.). Por exemplo: um contrato de compra de energia livre, de um período de 1 ano, pode ter 4 vigências por trimestre, no primeiro trimestre sendo o contrato de 2 MW médios enquanto nos outros três o contrato é de 3 MW médios. Este é o conceito de sazonalização.

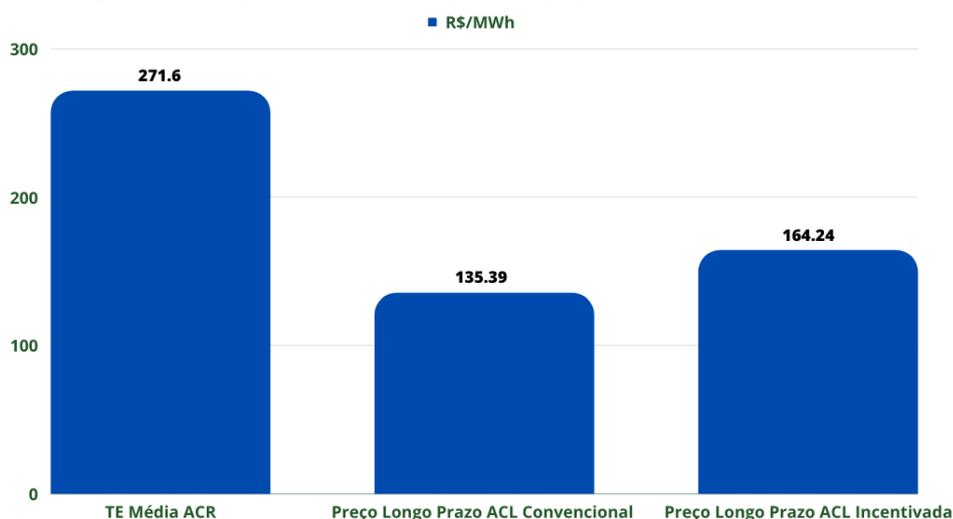
Aqui é necessária uma análise sucinta do perfil de consumo da unidade consumidora, uma vez que o mercado livre acarreta várias multas por um mal controle de riscos e mal uso da energia contratada. Além desse volume de energia, o consumidor livre deve também definir na sua contratação o seu perfil de consumo, levando em consideração diversos fatores, como sua modalidade tarifária, produção no dia a dia, etc. assim deverá ser acordado também a distribuição da energia por horário, limitado pelos valores da sazonalização em períodos maiores. Este é o conceito de modulação, onde é definido o perfil de consumo através do MWh contratado durante o período de sazonalização.

Esses são exemplos de modelos para controle das variáveis no ambiente livre que não são possíveis no ambiente regulado. A ideia defendida a favor da abertura de mercado no Brasil é que todos os consumidores poderão ter a disponibilidade de “evadir” das incertezas do CCER e terão como recurso a possibilidade de comprar energia negociando suas condições de contratação livremente através do CCEAL, ou ferramenta de contratação semelhante, caso exista alguma alteração. A semelhança continua no CUSD, uma vez que, como já mencionado anteriormente, as distribuidoras - e também as transmissoras - são por natureza monopólios no setor.

No entanto, a maior razão para a migração do ambiente regulado para o livre, é a diferença nos preços pagos pela energia. Essa diferença de valor se dá por diversos motivos, uma vez que a TE agrega vários valores regulados - já mencionados no processo tarifário - que

não entram na negociação de preço do ACL (negociação essa feita de maneira bilateral com o fornecedor) e outros motivos que serão descritos mais a frente. O preço pago pela energia no mercado livre pode chegar até cerca de metade do preço pago no mercado regulado, como evidenciado na figura 6.

Figura 6 – Comparação entre o preço de longo prazo do ACL e a TE média do ACR.



Fonte: ANEEL e Dcide. Autoria própria.

Portanto, constata-se que a ‘liberdade’ expressa pela abertura de mercado não será, efetivamente, na sua totalidade. Essa liberdade será retratada apenas na componente de compra de energia, a TE. Logo, quando se falam de redução na conta de energia, o que se fala na verdade é a redução do valor na compra de energia onde o consumidor reduzirá sua exposição às ocasionais incertezas relacionadas aos períodos desfavoráveis de geração de energia. Por esses motivos, os agentes favoráveis à abertura de mercado argumentam como vantagens:

- Não terá mais cobranças de bandeiras tarifárias - uma vez que essas bandeiras são cobradas sobre o valor da parcela regulada da TE.
- Não existe diferenciação de horário de ponta e fora ponta, já que este expressa valores em que a energia é mais cara por questões da curva de carga da área da concessionária, uma vez que o consumidor se encontra no ACL, a concessionária se torna apenas a transportadora da energia para a sua unidade.
- Pelo CCEAL, se torna mais ‘livre’ na negociação das condições e preços de contratação de energia, evadindo dos processos de formação tarifária da ANEEL.

Em contrapartida, o Mercado Livre exige dos seus participantes maior nível de *maturidade energética* e controle da contratação de eletricidade, bem como uma gestão jurídica otimizada e com boa representação. Dentre alguns pontos:

- Exigência do entendimento do perfil de consumo e previsão de carga da unidade, uma vez que caso saia daquilo acordado nos contratos, a unidade consumidora ficará exposta às multas e penalizações, bem como à necessidade de compra de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP);
- Adequação da infraestrutura de medição para um medidor com tecnologia suficiente para conexão e contabilização com a CCEE;
- Maiores obrigações financeiras, como o Aporte de Garantias e Liquidação Financeira, que nada mais é do que a contabilização do que realmente foi utilizado em comparação com o contratado.

#### 4 IMPACTOS TÉCNICOS E TECNOLÓGICOS

Como a abertura de mercado se trata de uma alteração na forma com que a energia elétrica é contabilizada no mundo comercial, sem afetar a maneira que ela é entregue, não existe necessidade aparente de alteração na forma em que a eletricidade é fornecida. Porém, a abertura de mercado exige dados mais precisos e completos sobre o consumo da unidade consumidora, o que afeta diretamente em como esses dados serão aferidos, ou seja, na infraestrutura de medição e faturamento.

No Brasil a infraestrutura de medição apresenta particularidades entre os clientes de alta tensão e os clientes de baixa tensão. Como já mencionado, os clientes de baixa tensão são faturados de forma apenas volumétrica, ou seja, possuem uma tarifa monômnia que incide apenas no seu consumo de energia elétrica ativa – em kWh – no período faturado, dessa forma a receita do faturamento desses clientes depende apenas no consumo realizado no período. Os valores mínimos faturáveis, chamados de custo de disponibilidade (art. 291 REN nº 1000/2021), não refletem a carga total, nem a potência demandada pela unidade consumidora, dependendo apenas do número de fases da instalação de baixa tensão (monofásica, bifásica ou trifásica).

Essa simplicidade tarifária reflete também na tecnologia mínima requerida por regulação para utilização em medição e faturamento dos clientes do grupo B. Existem alguns clientes de baixa tensão que fizeram a troca espontânea do seu medidor para medidores mais inteligentes, mas a esmagadora maioria continua com medidores eletromecânicos ou eletrônicos simples, sem recursos como memória de massa, intervalo de integralização da medição e armazenamento. A troca desses medidores não ocorre em larga escala uma vez que não existem grandes incentivos para os clientes atendidos em baixa tensão que troque seus medidores.

Já no grupo A os medidores de energia elétrica são capazes de: I) realizar diferenciação horária; II) medir tanto o consumo quanto a demanda de energia elétrica; e III) disponibilizar memória de massa (com integralização horária); IV) separação por diferentes postos tarifários, entre outros. Ademais, diferentemente da baixa tensão, os clientes atendidos em alta tensão têm uma maior responsabilidade quanto à sua conexão com a rede. Por exemplo, o cliente atendido em alta tensão é multado pela inserção de reativos de volta na rede, refletido pelas multas em sua fatura por baixo fator de potência (art. 304 REN ANEEL nº 1000/2021).

Outra diferença também se encontra na metodologia de leitura. Na baixa tensão o faturamento ocorre por um calendário de leitura definido pela concessionária, em divisões regionais, ficando por responsabilidade da distribuidora gerenciar as rotas de leitura de forma que comportem os consumidores dentro de um período faturável (27 a 33 dias), sendo que estes dias, não necessariamente, se encontram num mesmo mês.

Em contrapartida, para os clientes do grupo A, a leitura é feita de forma mensal, integralizando obrigatoriamente o mês civil (art. 261 REN ANEEL nº 1.000/2021), ou seja, sempre totalizando o mês da medição aferida.

Portanto, já existe nos dias de hoje uma diferença de incentivo entre os grandes e pequenos consumidores quando se trata da infraestrutura de entrega e medição de energia elétrica, bem como diferenças sistêmicas que fazem com que o grupo A esteja superiormente metodizado, o que facilita processos comerciais e operacionais. A tabela 1 faz as comparações entre os medidores do grupo A e grupo B.

Tabela 1 – Comparação entre os medidores do grupo A e do grupo B.

	<b>Grupo A (AT/MT)</b>	<b>Grupo B (BT)</b>
Leitura	Local, remota, autoleitura	Local, remota*, autoleitura
Ciclo de faturamento	Mês civil	Calendário de leitura
Intervalo de medição	5-60 minutos (programável)	Não possui
Postos tarifários	Possui	Apenas tarifa branca**
Memória de massa	Memória de massa horária	Não possui
Grandezas Aferidas	kW, kWh, kVAr, kVArh	kWh, kVAr*** (quando aplicável)
Armazenamento interno	Mínimo de 37 dias	Não possui
Aquisição de dados	Central de Aquisição de Dados ou GPS	Não possui

Comparação entre as medições do Grupo A e do Grupo B, autoria própria. Fonte: ANEEL.

\*Leitura remota é permitida, porém não é obrigatória, logo o número total instalado é baixíssimo;

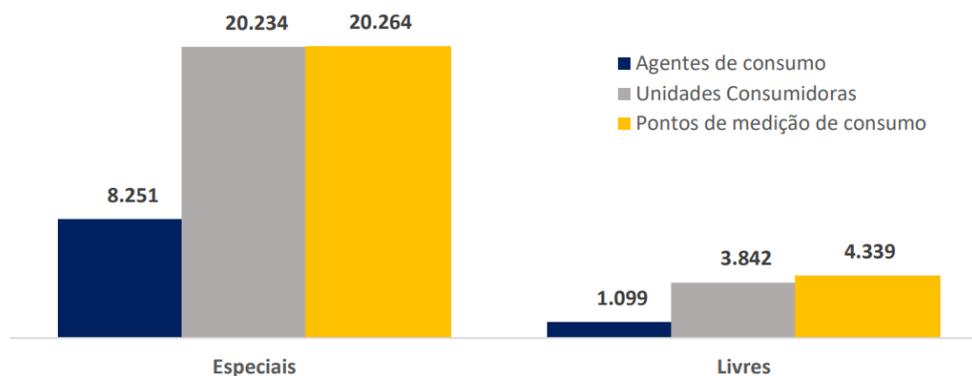
\*\*Apenas consumidores do grupo B que escolhem a tarifa branca (uma pequena parcela) possuem separação por postos tarifários adequados pela concessionária;

\*\*\*Somente os consumidores do grupo A que escolhem ser faturados como grupo B são multados por excesso de energia reativa (art. 292 REN ANEEL 1000/2021).

Ao migrar para o ACL, o cliente atualmente atendido em alta tensão passa ainda por uma Adequação do Sistema de Medição, que se trata na troca da sua infraestrutura de medição para que se enquadre no Sistema de Medição e Faturamento (SMF) dentro dos padrões exigidos pela CCEE. O método de aquisição de dados desse sistema é telemedição, logo a aferição deverá ser realizada de maneira remota, todos os dados medidos são enviados para a Câmara periodicamente e de maneira automática, sem necessidade de leiturista. O Processo de adequação é totalmente custeado pelo consumidor e é regulamentado pelo PRODIST – Módulo 5. Após comissionamento e vistoria, o ponto de medição poderá ser modelado na CCEE e se conectar ao Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE que é o sistema responsável pela aquisição de dados de energia no Mercado Livre, bem como tratamento dos dados de medição, através deste sistema, a CCEE tem acesso direto ao medidor e todas as suas informações. Por meio da REN ANEEL nº 863/2019, as condições do medidor foram uniformizadas para o Grupo A (ACR e ACL), o que facilita ainda mais o processo de adequação, passando a se tratar de apenas alguns ajustes.

Portanto, fica evidenciado a disparidade de condições técnicas e de infraestrutura entre os consumidores de alta e baixa e tensão. Através da total Abertura de Mercado (prevista pelas portarias atuais para o ano de 2028), a quantidade de medidores que *potencialmente* poderão se enquadrar no SMF para contabilização no ACL, sairá da faixa de 186 mil (clientes atualmente atendidos em alta e média tensão), para mais de 88 milhões de unidades consumidoras (todas as unidades do grupo B), ou seja, representa um aumento potencial de 440 vezes a quantidade de medidores atualmente elegíveis ao mercado livre. Além disto, a relação entre as entidades consumidor, unidade consumidora e ponto de medição não é uma relação unitária, um consumidor pode modelar várias unidades consumidoras na CCEE, por sua vez uma unidade consumidora pode conter mais do que um ponto de medição modelados no sistema, o que pode ser visto na figura 7.

Figura 7 – Comparação entre agentes de consumo, unidades consumidoras e pontos de medição.



Fonte: CCEE.

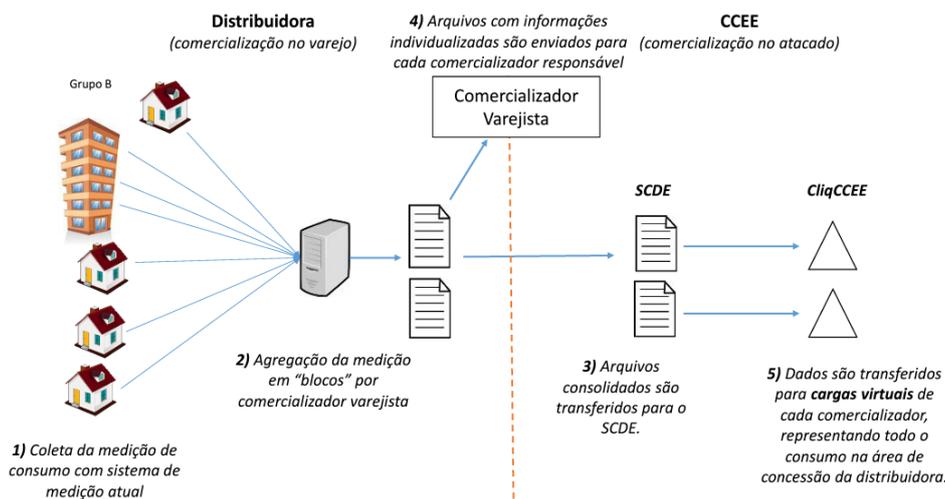
Alguns dos problemas que poderão ser causados por esta possível alta de clientes do ACR para o ACL são os serviços de atendimento ao cliente e operacionalização do sistema. Com o aumento da complexidade dos clientes e a transição do sistema atual, é esperado um aumento nos chamados de problemas e dúvidas com a distribuidora. Não somente isso como também as mediações de conflitos entre os agentes de distribuição e de comercialização com relação às possíveis divergências nos dados de medição e agregação. Dessa forma, é necessário que o Poder Concedente explicito o processo de migração para o pequeno consumidor, para que este tenha a ciência do quanto isso será vantajoso ou não para eles (através de novos produtos de energia ou outros incentivos econômicos), do quanto a transição realmente custará no final (caso seja de responsabilidade do consumidor), bem como a responsabilidade dos serviços técnicos, comerciais e operacionais destes novos clientes.

Os agentes do mercado nas discussões atuais são, em sua maioria, contrários à troca dos medidores para que os clientes possam migrar para o mercado livre de energia, uma vez que: I) inviabiliza, economicamente a migração ao gerar custos aos pequenos consumidores e II) inviabiliza, tecnicamente ao forçar uma grande capacidade de oferta de medidores no mercado, que não atingiria a demanda a tempo.

A própria CCEE se posicionou, através de nota técnica [4], contra a troca do parque de medição do grupo B e deu indícios da criação de uma metodologia de tratamento dos dados com os medidores atualmente já instalados na baixa tensão para atender os requisitos necessários de contabilização e de liquidação do MCP. Além disso, a Câmara sugere também que as unidades consumidoras com demanda abaixo de 500 kW sejam agregadas, ou seja, representadas de forma conjunta por um agente agregador, de preferência a própria

distribuidora, que acumularia esses dados e se comunicaria com a CCEE. Sendo assim, por parte da Câmara, ficaria modelada apenas um agente consumidor, responsável por consolidar este grupo de consumidores, como é representado na figura 8.

Figura 8 – Sugestão da CCEE de contabilização por agregação de dados.



Sugestão da CCEE para contabilização por agregação de dados. Fonte: CCEE.

Por mais que os agentes afirmam que não seja necessária uma troca desses medidores, ainda fica a incógnita de como será realizada a medição, envio de dados e contabilização dentro nas necessidades do SCDE e conforme as regras da CCEE. Ainda existe a falta de diretrizes estabelecendo os padrões mínimos de medição para migração, dificultando uma análise dos efeitos da migração de mercados. Como dito anteriormente, a infraestrutura de medição dos clientes de baixa tensão – motivada por sua simplicidade técnica, baixa carga e modalidade tarifária reduzida, tendo apenas um contrato de adesão sem a contratação separada de demanda e energia – tem baixa tecnologia necessária para seu faturamento em um mercado complexo, não existindo a necessidade ou incentivo para que este possa fazer a troca dos seus medidores para versões mais modernas. Aqui existe também a possibilidade de cobrança por serviço de agregação, bem como pelos valores de comunicação entre unidade-distribuidora e distribuidora-comercializador.

Mesmo sendo contrários a troca dos medidores, os participantes do mercado afirmam que a instalação de medidores mais inteligentes permitiria uma melhor gestão dos consumidores livres conectados em baixa tensão, bem como a possibilidade de um melhor entendimento do perfil de consumo da unidade, de forma que esta possa escolher o melhor tipo de serviço que

seu fornecedor pode oferecer, levando em conta uma nova entrada de formas de contratação. Além disso, os fornecedores teriam um ‘leque’ maior de produtos a oferecer aos seus clientes de forma especializada e individual, através de dados de consumo compartilhados das unidades consumidoras para as distribuidoras e comercializadoras entre outros agentes do setor, dando assim, os passos para o *open energy*.

Entre as propostas sugeridas para a realização desta modernização, se tem a ideia de utilizar os recursos da conta de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para o início da atualização do parque de medição da baixa tensão, mas deve ser lembrado que é função da ANEEL abrir as discussões sobre o assunto. Outra sugestão seria encarregar a própria distribuidora de realizar as trocas dos medidores para os consumidores de baixa tensão, e o valor parcelado nos valores de entrega de energia pagos no faturamento mensal. Segundo estimativas [7], o valor médio de modernização de um medidor de baixa tensão para os atuais requisitos da CCEE para entrada no SMF é de cerca de R\$ 450 (valor apenas do medidor com os requisitos técnicos mínimos que viabilizariam a adequação do medidor). Levando em consideração que apenas 50% do mercado potencial migraria até 2028, e usando o número atual de unidades consumidoras no país, o custo de regularização dos medidores seria cerca de R\$ 18 bilhões. Segundo os dados abertos de movimentação financeira da ANEEL, a conta de P&D em 2020 teve o valor de R\$ 890 milhões.

Outra discussão advinda da problematização técnica da migração dos consumidores de baixa tensão é a questão da responsabilidade de leitura e faturamento. Caso a operacionalidade da leitura (seja *on site billing* ou remota), deverá se encontrar somente na distribuidora, ou se deverá ser dividido entre distribuidora e comercializadora. Na hipótese de que seja dividida entre distribuidora e comercializadora, como deverá ser realizado o processo de contabilização e balanço dos valores medidos (levando em consideração possíveis ruídos que causem divergências nos valores), tendo isso em vista, qual seria a separação de faturamento, se a distribuidora imprime uma única via com os valores referentes à entrega e compra de energia ou se serão entregues duas faturas, com a comercializadora sendo responsável por transmitir um documento fiscal para o pagamento da compra de energia (o que ocorre atualmente no mercado livre).

Levando em consideração as informações exibidas, é possível sintetizar os eventuais impactos causados pela transição na infraestrutura e operação de medição, leitura e faturamento:

- Ruídos no balanço energético causados ou pela agregação de dados e tratamento dos dados de medição diferenciados entre os agentes;
- Alteração nos requisitos técnicos mínimos para entrada no mercado livre, como por exemplo a obrigatoriedade de medição horária e de envios de dados de consumos diários para contabilização;
- Flexibilização e simplificação do processo e prazos para adequação ao Sistema de Medição e Faturamento, bem como a modelagem dos consumidores no sistema da CCEE;
- Definição de novos requisitos para a operação de corte devido inadimplência;
- Aumento nos chamados à distribuidora com relatos de dúvidas e problemas, o que causa aumento nos custos das distribuidoras nas áreas comercial e operacional;
- Atribuição de agente ou agentes que deverão arcar com os custos de adequação do sistema de medição e equipamentos necessários para migração; e
- Definição do processo de retorno do cliente ao Mercado Regulado.

## 5 IMPACTOS POLÍTICOS, REGULATÓRIAS E ECONÔMICOS

Como já citado durante o trabalho, o setor elétrico brasileiro atual é instituído pela Lei nº 10.848/2004, conhecida como 'Novo Modelo'. Por intermédio desta lei, ficam instituídas as duas esferas de contratação de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Livre - ACL e o Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

O Novo Modelo institui também os processos de leilão de contratação de energia, nos quais as distribuidoras participam pelo critério de menor tarifa. Estes leilões ocorrem entre os fornecedores de energia e as concessionárias com contratos de longo prazo, são regulados pela ANEEL e contabilizados pela CCEE (instituição criada pelo novo modelo para viabilizar a comercialização de energia elétrica). Aqui fica assegurado também o pleno suprimento do consumidor, uma vez que as distribuidoras são obrigadas a contratar a totalidade da carga demandada pela sua área de concessão.

A contratação no Ambiente Regulado se dá através de leilões de energia (energia nova, existente e reserva) que são realizados de forma periódica pela CCEE e são regulados pela ANEEL (art. 2º, §11º Lei 10.848/2004). Os vencedores destes leilões - que ofertam a menor tarifa - celebram os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, regulamentados pela ANEEL e firmados com as distribuidoras. Na prática o que ocorre é uma venda em que apenas um comprador (Poder Público, representando todos os consumidores cativos da área de concessão) compra o produto (energia) pelo menor preço oferecido entre os vendedores para suprir toda a sua demanda. Dessa forma, a competição no ACR ocorre apenas *ex-ante*, ou seja, apenas na fase de licitação (licitação competitiva) e não se manifesta mais nos passos posteriores. Em contrapartida, no Ambiente Livre a concorrência é verificada em todas as etapas da negociação, ocorrendo de forma bilateral entre comprador e vendedor e obedecendo os Procedimentos de Comercialização (CCEE).

Por meio do Novo Modelo, fica discriminado também os agentes participantes do setor elétrico, representando os grandes negócios da indústria de eletricidade, que passaram por desverticalização, sendo: - agentes de transmissão; agentes de distribuição; e agentes de comercialização, tem-se principalmente, os agentes de consumo: consumidores regulados ou cativos, consumidores especiais e consumidores livres. A tabela 2 faz um breve comparativo entre o modelo antigo, o modelo de livre mercado e o Novo Modelo, com suas principais características.

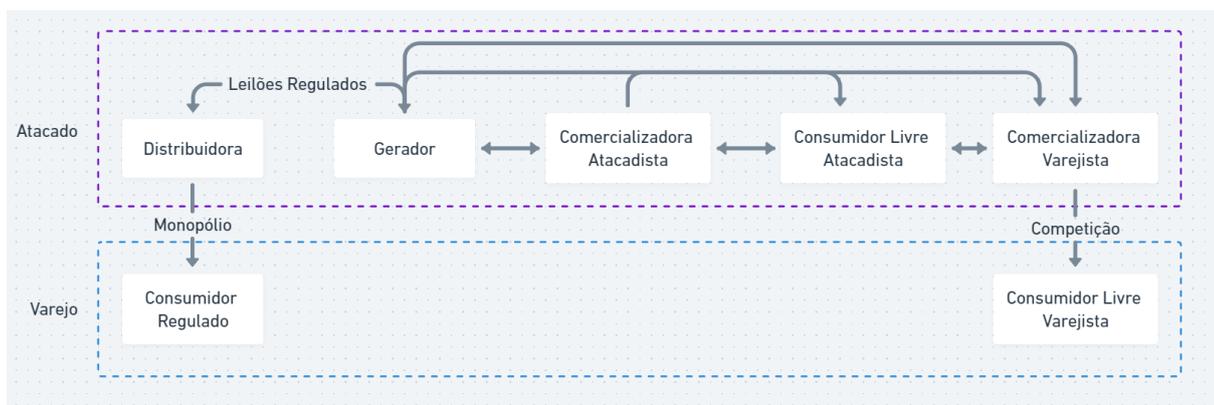
Tabela 2 – Comparação entre os modelos regulatórios de energia elétrica no Brasil

<b>Modelo Antigo</b> (até 1995)	<b>Modelo de Livre Mercado</b> (entre 1995 a 2003)	<b>Novo Modelo</b> (a partir de 2004)
Uso de recursos públicos para investimento	Uso de recursos públicos e privados para investimento	Uso de recursos públicos e privados para investimento
Verticalização das empresas	Empresas separadas por áreas de atuação: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas separadas por áreas de atuação: geração, transmissão, distribuição e comercialização, importação e exportação
Predominância de empresas estatais	Foco na abertura de mercado e privatização de empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólio	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Cativos e Livres	Consumidores Cativos, Especiais e Livres
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Regulado e Livre
Tarifas reguladas	Preço livremente negociados na geração e comercialização	ACL: preços livremente negociados na geração e comercialização. ACR: leilão e licitação pela menor tarifa
Planejamento demonstrativo (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS)	Planejamento indicativo (Conselho Nacional de Política Energética - CNPE)	Planejamento centralizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Fonte: CCEE. Adaptado de [8].

A estrutura comercial de energia elétrica atualmente segue um modelo semelhante a outros produtos, a separação entre acatado e varejo. O mercado atacadista de energia se refere às empresas que negociam energia com representação direta na CCEE, onde devem prestar dados e informações bem como fidelizar suas obrigações. Por outro lado, existe o mercado varejista, que são os consumidores que participam de maneira indireta: todo consumidor varejista de energia livre é representado na Câmara por sua comercializadora varejista. Geralmente são consumidores menores e com pouca maturidade jurídica, na figura 9 temos a representação dessa estrutura comercial, com as linhas representando as negociações.

Figura 9 – Cenário atual de comercialização de energia no Brasil



Autoria Própria.

É importante ressaltar que, mesmo com o Novo Modelo, a base jurídica atual respalda os consumidores cativos contra aumentos tarifários decorrentes da perda de mercado da distribuidora por consequência da migração de outros clientes para o ACL (Art. 15 § 5º Lei 9.074/1995). A revogação dessa proteção é um dos temas discutidos no projeto de lei de abertura de mercado em atual tramitação na Câmara dos Deputados.

O Projeto de Lei (PL) 414/2021 é fruto do movimento de abertura do mercado de energia no Brasil contextualizado na Introdução, movimento este iniciado pela Lei nº 9.074/1995, marco legal do setor elétrico brasileiro que criou a pessoa do consumidor livre. A partir desta lei, foi indicada a base legal para a futura abertura de mercado por meio da redução de carga mínima necessária para entrada no ACL (Art. 15 § 3º Lei 9.074/1995). Através da PL 414 fica instituída uma base legal e jurídica com patamar de Lei Federal, da qual deverá ramificar diversos dispositivos e determinações infralegais, realizando a maior alteração no Setor Elétrico Brasileiro desde 1995.

A história mais recente para a chegada no PL, inicia com o Projeto de Lei do Senado (PLS) 232/2016 que foi aprovado no Senado. A ANEEL abre então uma série de discussões sobre as alterações necessárias na legislação através da Consulta Pública nº 33/2017, onde vários agentes do mercado contribuíram, resultando no envio de um Projeto de Lei para aprovação com os pontos de abertura de mercado e modernização do setor. Como este período é marcado por grande turbilhão político e transição de governo, o projeto fica em segundo plano pelo Congresso.

Em 2019, o MME cria o grupo de trabalho de modernização, que fica responsável por fomentar as discussões de modernização do setor elétrico, este envia um plano de ação com alterações no texto atualmente tramitando na Câmara, o PL 414/2021.

Os agentes de mercado constantemente se colocam em contraposição à abertura de mercado sendo realizada de maneira infralegal (como é o caso de portarias e resoluções), uma vez que estas não geram a segurança jurídica necessária para uma mudança desta magnitude.

Diferentemente das portarias instituídas pelo Ministério de Minas e Energia, o projeto de lei em tramitação cria uma legislação que realiza a abertura de forma muito mais acelerada, assegurando que todos os consumidores se tornem potencialmente livres a partir de 3 anos e meio após a Lei entrar em vigor, a tabela 3 demonstra uma comparação entre o movimento infralegal de redução de carga para migrar ao ACL e o projeto de lei em atual tramitação.

Tabela 3 – Comparação entre os requisitos de migração das atuais portarias do MME com o projeto de lei.

<b>Requisitos de Carga</b>	<b>Portaria do MME</b>	<b>Vigor</b>	<b>Prazo PL 414/2021</b>
>= 2500 kW	514/2018	Julho de 2019	-
>= 2000 kW	514/2018	Janeiro de 2020	-
>= 1500 kW	465/2019	Janeiro de 2021	-
>= 1000 kW	465/2019	Janeiro de 2022	-
>= 500 kW	465/2019	Janeiro de 2023	-
>= 30 kW	50/2022	Janeiro de 2024	-
Grupo B exceto rural e residencial	690/2022	Janeiro de 2026	-
Todos os consumidores	690/2022	Janeiro de 2028	42 meses após promulgação

Fonte: MME/Site da Câmara. Autoria Própria.

O texto atual tem 11 artigos, que podem ser separados informalmente em 2 grandes grupos: medidas de abertura de mercado e medidas de ‘modernização’ do mercado de energia, que são auxiliares à abertura de mercado. O PL modifica as principais leis do setor elétrico brasileiro, com o intuito de: “aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com

vistas à expansão do mercado livre, e dá outras providências”. As leis que sofrem alterações são:

- nº 9.074, de 7 de julho de 1995
- nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996
- nº 9.991, de 24 de julho de 2000
- nº 10.438, de 26 de abril de 2002
- nº 10.848, de 15 de março de 2004
- nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013
- nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015
- nº 5.655, de 20 de maio de 1971
- nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009

Entre as grandes modificações instituídas estão a designação mandatária aos pequenos que entrem no ambiente livre como consumidor varejista, que é o consumidor com carga abaixo de 500 kW e deverá ser representado por um comercializador varejista perante a CCEE. Além disso, institui o serviço público de distribuição – diferenciando da comercialização regulada de energia - e remove a obrigação das distribuidoras de contratação de toda a carga demandada por seu mercado. A tabela 4 faz uma comparação entre o Novo Modelo (atual) e um modelo de abertura de mercado, levando em consideração eventual promulgação do PL.

Tabela 4 – Comparação entre o modelo atual e o modelo de abertura de mercado (considerando aprovação do PL 414/2021)

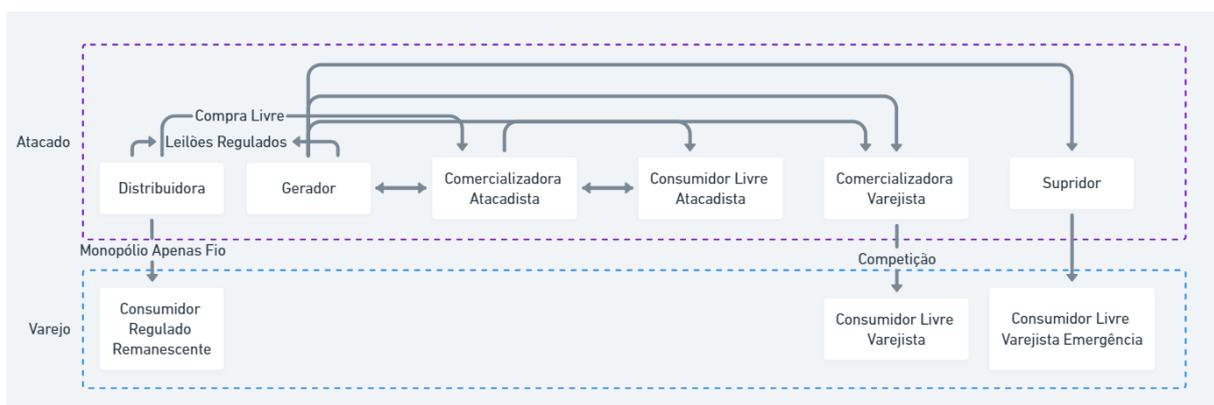
<b>Novo Modelo</b> (a partir de 2004)	<b>Abertura de Mercado</b> (42 meses após aprovação da PL 414/2021)
Uso de recursos públicos e privados para investimento	Uso de recursos públicos e privados para investimento
Empresas separadas por áreas de atuação: geração, transmissão, distribuição e comercialização, importação e exportação	Empresas separadas por áreas de atuação: geração, transmissão, serviço público de distribuição e comercialização regulada, comercialização livre, importação e exportação
Convivência entre empresas estatais e privadas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos, Especiais e Livres	Consumidores Cativos (potencialmente livres), Consumidores Varejistas (Livres) e Consumidores Livres

Convivência entre Mercados Regulado e Livre	Ênfase no Mercado Livre, porém ainda em convivência com Mercado Regulado Remanescente
ACL: preços livremente negociados na geração e comercialização. ACR: leilão e licitação pela menor tarifa	ACL: preços livremente negociados na geração e comercialização. ACR: leilão e licitação pela menor tarifa
Planejamento centralizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Planejamento centralizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Fonte: Site da Câmara. Autoria Própria.

Após a abertura de mercado, o modelo de comercialização de energia elétrica irá se alterar. A distribuidora passa a ser um monopólio apenas nas atividades de fio, ou seja, de entrega de energia, os consumidores poderão continuar no mercado regulado remanescente, ou migrar se tornando novos consumidores varejistas livres. Um agente supridor de última instância deverá ser alocado no mercado para questões emergenciais. Outra grande diferença é a remoção da distribuidora comprando toda sua energia no mercado regulado, podendo agora contratar de maneira regulada e livre. Na figura 10, o possível cenário de estrutura comercial com a eventual abertura de mercado.

Figura 10 – Possível cenário de abertura do mercado de energia no Brasil.

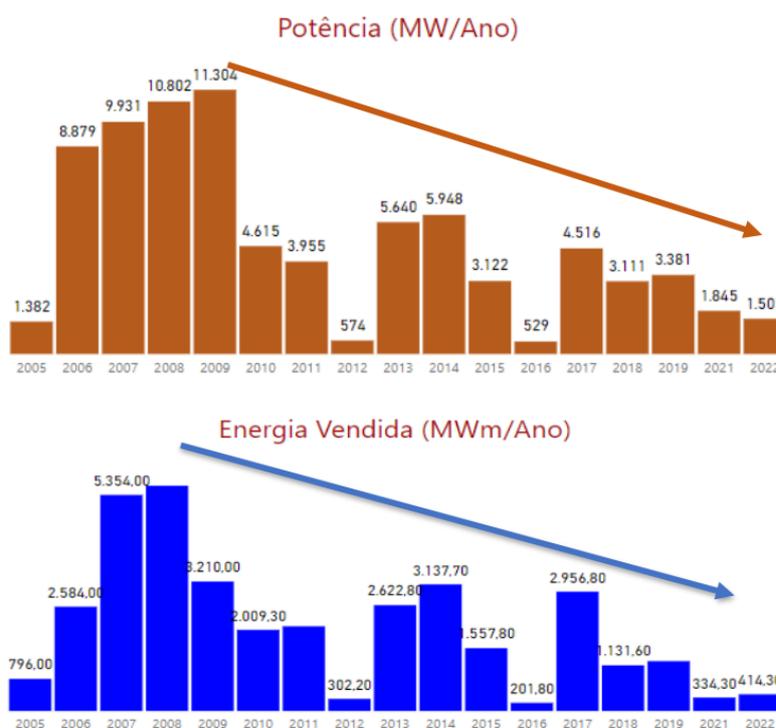


Autoria Própria.

## Sobrecontratação e contratos legados

Com o aumento gradual do número de migrações do mercado regulado para o mercado livre, se fez necessário a criação de mecanismos de gestão contratual. Uma vez que, ao contratar a totalidade de seu mercado e começam a perder carga, seja para a GD ou para o Mercado Livre, as distribuidoras passam por um processo de sobrecontratação, ou seja, elas permanecem uma quantidade maior de energia contratada do que está realmente sendo demandada por sua área de concessão. Com o passar do tempo, verifica-se uma redução nos leilões de energia do mercado regulado, potencializado pelas ‘perdas’ de demanda ao mercado livre, evidenciado na figura 11.

Figura 11 – Leilões de energia nova no mercado regulado.



Fonte: ANEEL.

Dessa forma, foram criados dois mecanismos que auxiliam na otimização dos valores de energia contratados pela distribuidora: MCSD e MVE.

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) foi instituído pelo Decreto nº 5.163/2004, no período do Novo Modelo, e seus detalhes regulados pelos Procedimentos de Comercialização (CCEE). Este mecanismo serve para realizar os ajustes contratuais de energia e reduzir os desvios de mercado. Ele ocorre principalmente quando uma concessionária perde mercado pela saída de carga do ACR para o ACL e se dá na seguinte maneira:

- As distribuidoras relatam se estão sofrendo de sobras, causadas por migração de unidades para o ACL ou outros desvios de mercado, de forma que tenham mais energia contratada do que o necessário para cobrir todo seu consumo; ou

- As distribuidoras relatam que estão sofrendo déficit, ou seja, estão com menos energia contratada do que o necessário, geralmente ocorre com aumento de carga ou inclusão de novas unidades consumidoras na região

Caso elas estejam em uma das duas situações, elas entram em processo de Cessão ou Redução Contratual, em que as distribuidoras que estão com sobras cedem suas sobras às distribuidoras que estão com déficit. No caso de que as sobras superem os valores de déficits, os contratos de energia são devolvidos aos vendedores até o ajuste de equilíbrio contratual.

Semelhante ao MCSD, porém mais recente, o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) foi criado pela Lei nº 13.360/2016 e regulamentado pelo Decreto 9.143/2017, além de ser regulado pela ANEEL. O mecanismo é instituído num momento de grande expansão da GD no país, marcado pela redução dos níveis de uso de energia contratada pelas distribuidoras. O MVE funciona semelhante aos leilões de energia centralizados operacionalizados pela CCEE. Por meio do MVE, as distribuidoras conseguem realizar a venda da sua contratação excedente de energia para o Mercado Livre. Ou seja, no MCSD as distribuidoras conseguem realizar um ajuste entre outras distribuidoras da energia contratada, porém no MVE, as distribuidoras tem a possibilidade de venda para todo o ACL, de forma que os compradores podem ser: geradores, comercializadores e até mesmo consumidores livres e especiais.

Porém este modelo, de ajuste entre distribuidoras e ajuste ao Mercado Livre se demonstra insuficiente para uma liberalização total do mercado de energia elétrica. Como já mencionado, as concessionárias contratam energia através de leilões regulados pela ANEEL. Nestes leilões, fica instituído a obrigatoriedade das concessionárias de contratarem energia equivalente à totalidade da carga de seus mercados, assegurando o suprimento de serviço para todos os consumidores cativos. Entretanto, com a abertura de mercado e conseguinte evasão de consumidores ao mercado livre, é esperado que as concessionárias sofram de sobrecontratação. A contratação imprecisa (sobrecontratação ou déficit de contratação involuntária) dos mercados das distribuidoras é um dos temas mais difundidos na abertura de mercado. A sobrecontratação involuntária estrutural existente hoje deverá aumentar exponencialmente com uma abertura irrestrita do ACL, sem tratamentos legais, infralegais e regulatórios que assegurem uma melhor gestão do portfólio dos contratos legados das distribuidoras. Estima-se que, somente o Valor

Presente Líquido (VPL) de 2026-2040 da sobrecontratação para os agentes do ACR chegará ao valor de R\$ 34 bilhões [9].

Entre as propostas sugeridas pelos agentes de mercado para mitigação do problema de contratação imprecisa involuntária, está a ideia de reduzir os novos prazos de contratação de energia para até 10 anos, o que gera maior versatilidade na contratação. Além disso, é sugerido também que sejam asseguradas cláusulas de descontratação, ou seja, de redução dos montantes de energia contratados, com intercâmbio de contratação entre concessionárias, de forma que uma sobrecontratada consiga reduzir vendendo parte de seu excedente à uma subcontratada de maneira mais ágil e menos burocrática.

Atualmente, existe um embasamento jurídico que define a “exposição involuntária”, porém se tratando apenas da sobrecontratação das distribuidoras devida às variações de mercado decorrentes da geração distribuída. Fica instituído na Lei nº 10.848/2004, redação dada pela Lei 14.300/2022, conhecida como ‘marco legal da geração distribuída’, o seguinte:

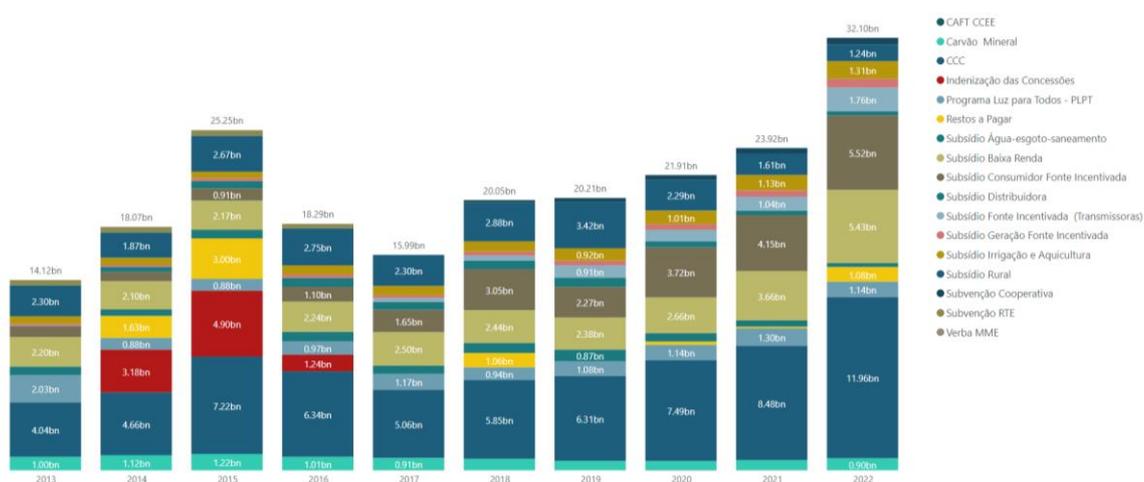
*"Art. 2º-D Os montantes de energia elétrica de excedentes das concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, em função da variação de mercado provocada pela geração distribuída, serão considerados exposição contratual involuntária."*

Dessa forma, é possível analisar que o tratamento desses contratos para a abertura de mercado seja realizado de maneira semelhante, removendo o ônus da contratação imprecisa (sobre ou subcontratação) das distribuidoras, o que tem sido indicado pela legislação em processo de construção. Na proposta atual do PL 414, os custos decorrentes do excesso involuntário de energia contratada causados pela migração dos consumidores para o ACL, será paga por meio de encargos tarifários em cima do valor consumido das unidades, rateado por todos os consumidores.

## Subsídios tarifários

Outra questão de discussão recente, potencializada pela MMDG e pela alta migração ao mercado livre, é o problema dos subsídios tarifários, que são os incentivos ‘distribuídos’ pelo governo à determinadas atividades econômicas ou fontes de energia, bem como subvenções de caráter social e público. Estes descontos são alocados na parcela de entrega de energia, a TUSD, conhecidos como “desconto no fio”. Os subsídios tarifários já são um grande problema no país, em que uma minoria participante da GD e do ACL, tem benefícios custeados por meio de rateio pago por todos os consumidores regulados. O que tem sido visto é um aumento gradual na CDE, decorrente do processo de migração ao ambiente livre, bem como o número de acessantes da GD, chegando a R\$ 32 bilhões aprovados para 2022. Note na Figura 12 o crescente aumento, desde 2019 do subsídio às fontes incentivadas, com valores superiores até mesmo ao subsídio tarifário aos consumidores de baixa renda.

Figura 12 – Despesas estimadas no orçamento da CDE (R\$)



Fonte: ANEEL.

Estes subsídios estão favorecendo aqueles que já estão aproveitando de benefícios dados pela sua condição, os participantes da GD que já estão abatendo seu consumo através de geração própria e os participantes do mercado livre que compram de fontes incentivadas, que já estão aproveitando dos preços mais baixos realizados no ACL, mencionados anteriormente. Isso gera uma grande assimetria econômica entre os mercados, fazendo com que uma pequena parcela pague para promover consumidores que já são naturalmente incentivados. Além disso, o problema fica ainda pior quando levado em consideração que o valor médio pago na TUSD (parcela que incide os subsídios) chega a ser 80% maior para o grupo B em relação ao grupo A, como demonstrado na tabela 5.

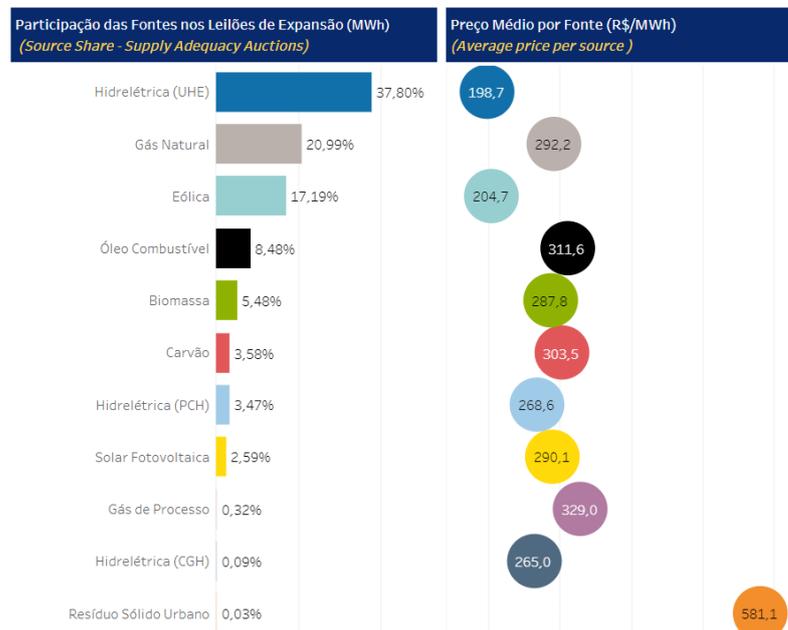
Tabela 5 – Comparativo TUSD transporte (FIO A + FIO B) em 2022

Subgrupo	Fio-A + Fio-B
	R\$/MWh
A2 Azul	55,1
A3 Azul	64,0
A4 Azul	136,2
A4 Verde	182,4
média grupo A	135,7
B1 Convencional	253,1

Fonte: PSR.

Ademais, é possível constatar ainda que os incentivos estipulados pelo Poder Concedente não são tão necessários quanto antes foram, se levar em consideração a redução dos custos das fontes incentivadas e o aumento em sua popularização. Note na figura 15 que os preços médios das fontes solar, biomassa e eólica estão abaixo dos preços médios realizados por fontes convencionais.

Figura 13 – Comparação entre o preço médio por fonte (R\$/MWh)



Fonte: InfoLeilão – CCEE Mar/2022

Dessa forma, o mercado de energia tem sido em parte guiado pelos subsídios tarifários, e não pela sua plena eficiência. Isso causa uma distorção nos valores pagos pela energia entre clientes dos diferentes ambientes de contratação. Os clientes que são subsidiados no regulado por meio de GD e os clientes que migram ao ACL e são subsidiados por fontes incentivadas

estão cada vez mais aumentando os valores pagos pelos consumidores regulados através do rateio desses subsídios. Segundo o Subsidiômetro da ANEEL, os subsídios tarifários totalizam um aumento médio de 12,75% nas tarifas dos consumidores residenciais.

Essa assimetria comercial deverá ser ainda mais potencializada com a abertura total do mercado de energia elétrica. Com uma expansão do mercado potencial nos compradores de energia incentivada, a CDE, sendo mantida na maneira atual, acarretará em aumentos exponenciais nas tarifas dos consumidores finais, que não tem relação alguma com as eventuais novas migrações. A criação de ‘subsídios para combater efeitos dos subsídios’ não tem se mostrado uma boa estratégia, e deverá ser revisada para viabilizar uma abertura de mercado efetiva.

### **Entrada do setor financeiro no mercado de energia**

O PL 414/2021 está sendo acompanhado por diversos agentes do setor elétrico, bem como agentes de outros setores que possam de alguma maneira se beneficiar da abertura de mercado. Um dos grandes setores que estão expressando crescente interesse na abertura de mercado é o setor bancário e financeiro. Este interesse fica evidente ao se observar a quantidade de bancos credenciados à CCEE como ‘comercializador’, em 2017 existiam dois bancos, em 2021 este número foi para oito bancos. Com a oportunidade de criação de novos produtos e serviços baseados nos contratos de energia, este número tende a aumentar. Segundo os próprios agentes [10] do setor financeiro, bancos terão maior facilidade em operar produtos especializados para cada tipo de cliente, por exemplo visando o *hedging* de ativos, ou seja, realizando contratos como seguro para reduzir o risco contra as oscilações de preço de um mercado como a eletricidade – utilizado principalmente por fornecedores de energia, que vendem a sua energia à um preço, porém realizam contratos de maneira a reduzir seus riscos caso tenham oscilações de produção. Outro argumento utilizado, é a melhor capacidade de dolarização e tratamento do produto da eletricidade como commodity.

Atualmente no Brasil, existe o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia, responsável por oferecer um dispositivo de negociação de produtos e serviços do Mercado Livre, bem como derivativos de Energia. A instituição foi criada a cerca de dez anos, conta com nove instituições financeiras e mais de 300 participantes, com suas operações ocorrendo entre o mercado convencional do Sudeste e uma pequena parcela de energia incentivada, oferecendo uma curva de preços de referência para o mercado praticar. Os contratos financeiros são utilizados por quem deseja se proteger da oscilação do preço de energia (*hedge*), bem como

aqueles que querem se posicionar na expectativa de receber resultados futuros, uma vez que são classificados como ativos imobiliários regulados pela CVM.

Nesse ano foram negociadas 250 mil GWh em 46 mil contratos totalizando R\$ 33 bilhões, um aumento anual de 23%. Estima-se que a plataforma da BBCE é responsável por cerca de 30% das operações no Mercado Livre.

O setor bancário e financeiro espera algumas alterações no texto atual do PL de forma que facilite, ainda mais, a capacidade de financeirização dos ativos. Fica claro também que o futuro esperado por eles é que a energia se torne um derivativo comercializado em Bolsa, defendendo que nessa situação existiria uma maior expansão do setor, além de o aparecimento de novos produtos e serviços.

### **Síntese das principais ideias atualmente no texto do PL:**

- Abertura total do mercado de energia no Brasil, até mesmo para os consumidores atendidos em tensão abaixo de 2.3kV (baixa tensão);
- As distribuidoras não são mais obrigadas a contratar a totalidade do seu mercado – dessa forma elas poderão ter um “espaço” de alocação para manobra contratual do mercado livre;
- A abertura deverá ocorrer em até 42 meses após a promulgação dessa lei, além disso, o Poder Executivo deverá apresentar um plano de abertura contendo no mínimo:
  - Divulgação de materiais de comunicação e conscientização dos consumidores sobre liberalização de mercado;
  - Propostas de aprimoramento da infraestrutura de medição e faturamento para reduzir barreiras técnicas de migração;
  - Separação das atividades de comercialização regulada de energia (venda de energia regulada remanescente) e serviço público de distribuição de energia elétrica (transporte/fio para todos os consumidores);
  - Regular o Supridor de Última Instância - SUI, definindo maneiras de viabilização econômica para realização dessa atividade – aqui deve ser regulado também a atuação desse supridor e os requisitos mínimos para conexão emergencial.
- As distribuidoras poderão realizar desconstrução dos contratos legados por mecanismo concorrencial, regulado pelo Poder Executivo visando o abastecimento do mercado;

- As distribuidoras poderão negociar livremente os CCEAR de maneira bilateral independente dos mecanismos de regulação contratual atuais;
- Equipara as comunhões de interesses *de fato* (contiguidade física) e de direito (associação de pessoas físicas e jurídicas) para o grupo A – o que facilita a união para representação na CCEE como consumidor atacadista;
- Consumidores abaixo de 500 kW (denominados consumidores varejistas) serão representados por agente varejista perante à CCEE;
- A ANEEL deverá definir os requisitos de atuação do agente varejista (capacidade financeira, carga, etc.);
- Deverá ser criado um encargo tarifário, pago proporcionalmente ao consumo realizado, por todos os consumidores: livres, regulados e autoprodutores (consumo líquido) referente aos custos remanescentes das operações financeiras contratadas (contratos legados), com a finalidade de “manter a modicidade tarifária”;
- O Poder Concedente poderá regular a quantidade de contratação de lastro para as distribuidoras;
- Valorizar (de alguma forma) os geradores próximos à carga, bem como intensificar o sinal locacional na distribuição – a ideia aqui é o preço da tarifa de distribuição refletir a disposição espacial e operacional necessária para a entrega ao consumidor;
- Em 18 meses o Poder Executivo deverá oferecer tarifação diferenciada por hora e disponibilizar pré-pagamento. A partir de 60 meses o Poder Executivo deverá remover apenas a cobrança de R\$/kWh (para aqueles que não tem cobrança de demanda).

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo teve por finalidade apresentar o atual momento de alteração no arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro. O objeto de estudo “abertura do mercado de energia no Brasil”, difere opiniões de representantes que participam do mercado inseridos nos mais diversos setores. Cada um deles realizando estudos e pesquisas e divulgando suas contribuições com análises que refletem os próprios interesses de sua categoria, seja em defesa ou desfavorável a cada um dos pontos cruciais discutidos no processo de abertura de mercado.

Para a realização das análises, foram utilizadas as contribuições lançadas ao mercado, bem como a legislação em vigor e o próprio projeto de lei de abertura de mercado, ainda em tramitação, tentando na medida do possível, apresentar informações e realizar análises de maneira imparcial, demonstrando assim dados submetidos por diversas fontes de diferentes áreas do setor.

Foram encontradas grandes dificuldades para realização de tal trabalho, uma vez que o estudo analisa um conjunto de modificações ainda em processo de formação e, como tal, em constantes alterações. Não existe ainda a base jurídica definida para esta transformação com segurança legal, existem apenas as propostas apresentadas pelo Poder Público de diferentes frentes concomitantemente às contribuições, estudos e propostas dos múltiplos participantes do mercado. Além do mais, raramente são encontrados conteúdos que abordem o assunto de forma objetiva e imparcial, sem demonstrar o viés estabelecido pelo setor ou categoria do qual representa, o que embaraça o julgamento e atrasa geração de análises objetivas sobre o tema.

Adicionalmente, é simplório pensar que todo o movimento realizado pelo Poder Público e advogado pelas empresas, investidores e participantes do mercado de energia no Brasil, tenha como primordial condutor a redução de preços para o consumidor final, visto que este último, muito raramente, consegue participar de forma ativa nas discussões de poder que modelam o setor.

Através do trabalho, é possível identificar a quantidade de oportunidades de geração de novos produtos e serviços, sejam eles técnicos, infraestrutura, comerciais, operacionais ou econômicos e financeiros, que serão possíveis através da expansão do mercado. A liberação de mercado gera alterações em diversas qualidades - como apresentado aqui técnicas, regulatórias

e econômicas - de maneira que, com a possibilidade de entrada exponencial, tanto em carga quanto em número, de novos consumidores no Ambiente, será possível também aumentar os potenciais de lucro e financeirização, outrora vistos como “esgotados” por alguns agentes do setor.

Pode-se verificar também, que esta abertura de mercado, se realizada de maneira abrupta e mal planejada, terá efeitos totalmente contrários àqueles defendidos como argumentação por parte dos que defendem a sua efetivação, podendo gerar uma grande alta no preço da energia para todos os consumidores finais, dificuldades de migração ao pequeno consumidor e riscos de crise de abastecimento desencadeados pela má gestão do suprimento de energia contratada pelas distribuidoras.

Portanto, por meio das informações elencadas durante o trabalho, é possível sintetizar algumas sugestões de pré-requisitos necessários para viabilização da abertura total do mercado de energia Elétrica no Brasil:

- Realizar a redução de carga mínima e outros requisitos para migração entre mercados de maneira gradual, utilizando paralelamente o tempo decorrente com projetos de divulgação de materiais de comunicação e conscientização informando e educando, com foco nos pequenos consumidores, as características do atual modelo regulatório de energia elétrica e de um eventual mercado liberalizado;
- Definir de maneira clara e objetiva os requisitos técnicos de infraestrutura necessários para que todos os consumidores consigam realizar sua migração de maneira eficiente e célere, seja por tratamento e agregação dos dados dos medidores atualmente instalados, seja por atualização do parque de medição atual definindo a responsabilidade dos custos de viabilização técnica, sendo conveniente que esses custos não incidam (direta ou indiretamente) para a parcela de consumidores que não tiverem parte alguma na realização de tal alteração;
- Institucionalização do Supridor de Última Instância (SUI), agente de extrema importância para a segurança do suprimento de carga em caso de necessidade emergencial, seja por inadimplência ou por outro tipo de variação de mercado que ocasione na perda total ou parcial de atendimento ao consumidor final. Deverão também ser enumerados os requisitos para que o consumidor possa ter garantia de suprimento, bem como o tempo máximo de conexão em última instância;

- Realizar em tempo prévio à abertura de mercado, uma revisão nas modalidades tarifárias e dos atuais subgrupos, levando em consideração a infraestrutura de entrega da Baixa Tensão, bem como a demanda instalada nesses consumidores, formando assim, um custo de disponibilidade real, semelhante ao que já é realizado no Grupo A, realmente refletindo a disponibilização de entrega ao consumidor;
- Instituir as novas metodologias de formação de preço, tendo em vista um mercado totalmente liberalizado e caso houver, regulamentar os novos produtos de energia, bem como novas modalidades tarifárias;
- Regulamentar o modelo de atuação de bancos e instituições financeiras no setor elétrico, impedindo (ou mitigando) o aumento de preços ao consumidor final causado por qualquer tipo de variação de mercado puramente financeira desvinculada ao setor elétrico;
- Estabelecer de maneira concreta todo o esquema de faturamento e responsabilidade de contabilização, operacionalização e serviços comerciais e produtos/serviços finais de *utilities* para contratação personalizada e resposta de demanda.

Com o presente trabalho também, é possível se questionar sobre a validade das argumentações utilizadas como ideia centrais à defesa de um mercado totalmente liberalizado, como por exemplo:

- ‘Direito’ de escolha do fornecedor de energia: ainda se tem poucos dados para assegurar que os contratos de compra de energia serão realizados de maneira bilateral para todos os consumidores, principalmente aos novos ‘consumidores varejistas’, não foram apresentados os pontos que definem que cada um dos mais de 80 milhões de consumidores potencialmente terão seus direitos de escolha de fornecedor assegurados na abertura de mercado, ainda mais levando em consideração que estes serão representados por seus agentes varejistas, que poderão (ou não) agregar esses consumidores e realizar as negociações de mesma maneira;
- Redução do preço final para o consumidor: primeiramente como apresentado, apenas metade da composição final de energia realmente será afeta pela liberalização de mercado. É complexo prever como os preços de energia se comportariam em um mercado liberalizado, porém no estado em que está atualmente posto como formas de tratamento através de encargos e subsídios tarifários, é difícil pensar que o efeito não será o contrário, por meio do rateio para todos os consumidores dos efeitos da migração ao mercado livre (como sobrecontratação,

subcontratação, custeio dos novos serviços, regulação do SUI, serviço de Agregação de Dados, adequação da medição, entre outros);

- Aumento na qualidade de serviço: com a alta demanda por migração ao mercado livre, adicionado ao aumento nos chamados de atendimento dos serviços comerciais da distribuidora por causa da migração e levando em consideração também o tratamento de suprimento, seja por inadimplência ou por falta de entendimento de como funciona um novo modelo de mercado de energia, o mais provável é que todos os serviços de distribuição sofram de sobrecarga e consequente redução na sua qualidade de atendimento.

Em conclusão, a abertura total do mercado de energia se demonstra de alta complexidade e pouco previsível, os dados que se tem atualmente leva em consideração uma convivência dos dois ambientes de contratação e um baixo mercado passível de migração entre ambientes. A energia elétrica como bem social e insumo essencial aos consumidores possui alta intervenção estatal, imaginar tal bem sendo ‘completamente livre’ é inconcebível. No entanto esta abertura não é somente possível como pode até mesmo alcançar as presumidas finalidades, como a redução do preço de energia ao consumidor final, basta esta abertura ser realizada de maneira organizada e desviesada, com todos os agentes participantes agindo em prol de uma concorrência realmente livre e sem aumento no preço de energia àqueles que mais necessitam de sua redução.

Finalmente, os trabalhos posteriores realizados sobre o presente tema terão a oportunidade de realizar estudos mais completos, validando as competências de maneira atualizada, conforme avanço nas discussões atuais. Fica sugerido aqui como trabalho, estudos realizados na alçada em torno das **“Formas de mitigação dos impactos decorrentes da abertura de mercado de energia no Brasil”**, tendo como base, direções mais claras sobre qual será o caminho definido pelo Poder Concedente para viabilização do processo de abertura.

## REFERÊNCIAS

- [1] SAUER, Ildo Luís. Governo poderia ter evitado o colapso energético. Revista do legislativo, Belo Horizonte: Assembleia Legislativa do Estado de Minas Gerais, n. 31, p. 33-40, maio/ago. 2001.
- [2] Brasil atinge 21 GW de capacidade operacional em energia solar. Canal Energia. Outubro, 2022. Disponível em <<https://canalsolar.com.br/brasil-atinge-21-gw-de-capacidade-operacional-em-energia-solar/>> Acesso em 12/12/2022.
- [3] O que é a taxaço do sol? Entenda. Valor Econ mico. Outubro, 2022. Disponível em <<https://valor.globo.com/brasil/noticia/2022/10/18/tarifa-extra-fio-b-custa-em-media-28-da-conta-de-luz.ghtml>> Acesso em 12/12/2022.
- [4] CCEE. Nota Técnica: Proposta conceitual para a abertura do mercado. 2021. Disponível em <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/NT%20CCEE\\_Proposta%20conceitual%20para%20a%20Abertura%20do%20Mercado.pdf/f1047c70-d85f-68f0-1953-5b10581d8741](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/NT%20CCEE_Proposta%20conceitual%20para%20a%20Abertura%20do%20Mercado.pdf/f1047c70-d85f-68f0-1953-5b10581d8741)>. Acesso em 28/11/2022.
- [5] BRASIL. ANEEL. Resolu o Normativa n  1000 de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Presta o do Serviço Público de Distribui o de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Acesso em 28/11/2022.
- [6] Anace Brasil. Desconhecimento inibe adesão   Tarifa Branca. Março, 2022. Disponível em <<https://www.anacebrasil.org.br/noticias/desconhecimento-inibe-adesao-a-tarifa-branca/>>. Acesso em 08/12/2022.
- [7] BARBOSA, B. D. Proposta para revisão para dos requisitos técnicos da medi o de energia elétrica no contexto da expansão da abertura do mercado livre no Brasil. 2021. Disponível em <<https://dspace.mackenzie.br/handle/10899/29510>>. Acesso em 08/12/2022.
- [8] OLIVEIRA, Yasmin Martins de. O mercado livre de energia no Brasil: Aprimoramentos para sua expansão. Brasília: UnB, 2017. Disponível em <<https://bdm.unb.br/handle/10483/18148>>. Acesso em 06/12/2022.
- [9] CONTRIBUI O AO PROCESSO DE CONSULTA PÚBLICA N  137/2022/MME: ABERTURA DE MERCADO PARA CONSUMIDORES BT. ABRADÉE. Novembro, 2022.

Disponível em <  
[https://abradee.org.br/arquivos/contribuicao/20221103%20Contribuicao\\_ABRADEE%20CP%20137-2022-MME\\_fina\\_221103\\_231104.pdf](https://abradee.org.br/arquivos/contribuicao/20221103%20Contribuicao_ABRADEE%20CP%20137-2022-MME_fina_221103_231104.pdf)>

[10] BANCOS SE PREPARAM PARA ABERTURA DO MERCADO LIVRE. Canal Energia. Dezembro, 2022. Disponível em <<https://canalenergia.com.br/especiais/53231974/bancos-se-preparam-para-abertura-do-mercado-livre>>

[11] GONÇALVES, Dorival Junior. “Reformas na Indústria Elétrica Brasileira: A Disputa pelas ‘Fontes’ e o Controle dos Excedentes” (São Paulo) 2007 416 p – XV p 29,7cm (EPUSP- FEA- IEE-IF/USP, Dr., PIPGE,2007) Tese (Doutorado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. Disponível em <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-21052008-104515/pt-br.php>>. Acesso em 28/11/2022.

[12] SCHOR, Juliana Melcop de Castro. Aplicação do *retail wheeling* ao setor elétrico brasileiro: vantagens e possibilidades. – Recife: O autor, 2016. 127 f. Disponível em <<https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/25501>>. Acesso em 28/11/2022.

[13] BRASIL. CÂMARA DOS DEPUTADOS. PROJETO DE LEI Nº 414/2021: Aprimora o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre, e dá outras providências. Brasília: 2021. Disponível em <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036>>. Acesso em 04/12/2022.

[14] BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. PORTARIA Nº 465/2019. Brasília: 2021. Disponível em <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>>. Acesso em 06/12/2022.