UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

CURSO DE GRADUAÇÃO CIÊNCIAS ECONÔMICAS

Monique Pinheiro Coimbra

A ABERTURA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL:

PERSPECTIVAS E DESAFIOS

Rio de Janeiro

2024

Monique Pinheiro Coimbra

A ABERTURA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL:

PERSPECTIVAS E DESAFIOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como exigência para obtenção do título de Bacharela em Ciências Econômicas

Orientador: Professor Dr. Nivalde José de Castro

Coorientador: Professor Ms. Rubens Rosental

Rio de Janeiro

2024

CIP - Catalogação na Publicação

C679a

Coimbra, Monique Pinheiro
A Abertura do Mercado Livre de Energia no Brasil: Perspectivas e Desafios / Monique Pinheiro Coimbra. -- Rio de Janeiro, 2024.
71 f.

Orientador: Nivalde José de Castro.
Coorientador: Rubens Rosental.
Trabalho de conclusão de curso (graduação) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Bacharel em Ciências Econômicas, 2024.

1. Mercado Livre de Energia. 2. Setor Elétrico Brasileiro. 3. Comercialização Varejista. 4. Liberalização. I. Castro, Nivalde José de, orient. II. Rosental, Rubens, coorient. III. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a), sob a responsabilidade de Miguel Romeu Amorim Neto - CRB-7/6283.

MONIQUE PINHEIRO COIMBRA

A ABERTURA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL: PERSPECTIVAS E DESAFIOS

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito para a obtenção do título de Bacharela em Ciências Econômicas.

Rio de Janeiro, 27/03/2024.

_____

NIVALDE JOSÉ DE CASTRO - Presidente

Professor Dr. do Instituto de Economia da UFRJ

_____

RUBENS ROSENTAL

Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ

_____

LUCCA ZAMBONI

Doutor em Engenharia Elétrica pela USP

AGRADECIMENTOS

Ao GESEL e a toda a equipe com que trabalhei ao longo do estágio, período que me apresentou as possibilidades de carreira no Setor Elétrico e que me trouxe enormes aprendizados acadêmicos e profissionais.

Aos meus avós, Lúcia e Lourival, que foram essenciais na minha criação e formação enquanto pessoa, ao meu pai, Gustavo, pelo incentivo à leitura e aos estudos desde muito cedo, e ao meu namorado, Guilherme, por todo suporte e compreensão dado ao longo de toda a minha graduação.

Agradeço em especial à minha mãe, Valéria, por ter abdicado de tanto por mim e por ter me acompanhado de tão perto em cada etapa da minha vida acadêmica.

RESUMO

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia traz ao consumidor a liberdade de escolher e negociar com diferentes fornecedores, o que gera benefícios como melhores condições de preço e personalização de produtos de acordo com a necessidade do contratante. Apesar de ser um importante passo para o aprimoramento da competitividade no setor elétrico, a abertura do mercado de energia para consumidores menores pode trazer diversos desafios. Por isso, é importante estudar e compreender como os mercados de energia liberalizados funcionam, identificar pontos fortes e fracos e avaliar seus impactos na economia e sociedade. Isso se mostra ainda mais importante tendo em vista que o cronograma de abertura do ambiente de contratação livre se aproxima no Brasil, com a abertura completa prevista para 2028. Dada a atualidade do tema, os objetivos da monografia serão analisar o funcionamento atual do mercado livre de energia no Brasil, discutir o cronograma de abertura e as mudanças que ele trará, compreender a dinâmica de mercados de energia liberalizados no mundo, identificar os desafios presentes na expansão do ACL para os diferentes atores do setor, apresentar as oportunidades que surgem com a possibilidade de todos os consumidores contratarem energia livremente negociada e obter lições para o caso brasileiro.

Palavras-chave: mercado livre de energia, setor elétrico brasileiro, comercialização varejista de energia, liberalização

ABSTRACT

The free energy market (ACL) gives consumers the freedom to choose and negotiate with different suppliers, which generates benefits such as better price conditions and customization of products according to the needs of the contractor. Despite being an important step towards improving competitiveness in the electricity sector, opening up the energy market to smaller consumers can bring a number of challenges. That is why it's important to study and understand how free energy markets work, identify their strengths and weaknesses and assess their impact on the economy and society. This is more important given that the timetable for opening up the free contracting environment is approaching in Brazil, with full opening scheduled for 2028. Because of the current relevance of the subject, the objectives of the paper will be to analyze the current functioning of the free energy market in Brazil, discuss the opening timetable and the changes it will bring, understand the dynamics of liberalized energy markets around the world, identify the challenges present in the expansion of the ACL for the different players in the sector, present the opportunities that arise with the possibility of all consumers contracting freely negotiated energy and draw lessons for the Brazilian case.

Keywords: free energy market, Brazilian electrical sector, retail energy market, liberalization

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ABRAGE - Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

ANA - Agência Nacional das Águas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional de Petróleo

CCEAL - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCER - Contrato de Compra de Energia Regulada

CCV - Contrato de Comercialização Varejista

CMEC - Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual

CMO - Custo Marginal de Operação

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

EER - Encargo de Energia de Reserva

EIA - U.S. Energy Information Administration

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ESS - Encargos de Serviço do Sistema

GWh - Gigawatt-hora

GWmed - Gigawatt-médio

ICMS - Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias

KM - Quilômetro

kV - Kilovolt

kW - Kilowatt

MCP - Mercado de Curto Prazo

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MME - Ministério de Minas e Energia

MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes

MW - Megawatt

MWh - Megawatt-hora

ONS - Operador Nacional do Sistema

PdC - Procedimento de Comercialização

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA - Programa de Incentivo a Fontes Alternativas

PSALM - Power Sector Assets & Liabilities Management Corporation

REDs - Recursos Energéticos Distribuídos

REI - Rede Elétrica Inteligente

SCDE - Sistema de Coleta de Dados de Energia

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN - Sistema Interligado Nacional

SMF - Sistema de Medição e Faturamento

SUI - Supridor de Última Instância

TE - Tarifa de Energia

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UC - Unidade Consumidora

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema de Transmissão - Horizonte 2027 20

Figura 2 - Áreas de concessão de distribuição 22

Figura 3 - Instituições coordenadoras do Setor Elétrico 24

Figura 4 - Exemplo de balanço energético 34

Figura 5 - Contabilização CCEE 35

Figura 6 - Penetração Mundial de Medidores Inteligentes 42

Figura 7 - Políticas de faturamento: experiência internacional 43

Figura 8 - Fatura Unificada - TXU Energy 44

Figura 9 - Desenhos de Mercado Internacionais 47

Figura 10 - Processo geral do novo modelo estrutural para abertura de mercado 56

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Dez países com maior geração por fonte (GWh) 18

Gráfico 2 - Matriz elétrica brasileira em 2013 e 2022 18

Gráfico 3 - Extensão das linhas de transmissão do SIN (km) 19

Gráfico 4 -Consumo por classe com base no número de unidades consumidoras e no volume em GWh 22

Gráfico 5 - Consumo - Representatividade por ambiente 23

Gráfico 6 - Consumo por classe no ACL e ACR 26

Gráfico 7 - Componentes tarifários 31

Gráfico 8 - Contratos Legados (GWmed): 2020 – 2054 39

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação entre ACL e ACR 27

Tabela 2 - Cronograma de abertura do ACL 29

Tabela 3 - Diretrizes para elaboração de regras e procedimentos 61

SUMÁRIO

1. Introdução 14

2. Funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro 17

2.1. Estrutura da Cadeia Produtiva da Energia Elétrica 17

2.1.1. Geração 17

2.1.2 Transmissão 19

2.1.3. Distribuição 21

2.1.4. Comercialização 22

2.2. Consumo 22

2.3. Organização do Setor Elétrico 23

2.4. Ambientes de Contratação de Energia Elétrica 25

3. O Mercado Livre de Energia 28

3.1. Surgimento e abertura do Ambiente de Contratação Livre 28

3.2. Funcionamento do Ambiente de Contratação Livre 30

3.2.1. Custo de energia 31

3.2.2. Obrigações Financeiras da CCEE 34

3.2.3. Fatura da distribuidora 35

3.3. Comercialização Varejista 36

4. Desafios Regulatórios e Experiência Internacional 38

4.1. Contratos Legados e Distribuição 38

4.2. Medição 40

4.3. Faturamento 43

4.4. Supridor de Última Instância 45

4.5. Comercializador Varejista 46

5. Visão do setor sobre a expansão do Mercado Livre: Consulta Pública 28/2023 48

5.1. ABRACE 48

5.2. ABRACEEL 49

5.3. ABRAGE 51

5.4. ABRADEE 53

5.5. CCEE 55

6. Resultados: REN 1.081/2023 59

7. Considerações Finais 63

8. Referências 67

1. Introdução

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o mercado livre de energia é o "segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda da energia elétrica objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos" (2022). Este ambiente de contratação, que hoje é limitado para consumidores de alta e média tensão com demanda contratada acima de 500 kW, está com um cronograma de expansão em curso, no qual todos os consumidores poderão ser aptos a ingressar nos próximos anos.

O mercado livre de energia elétrica possui muitas vantagens para empresas de diversos setores. Além da economia financeira, o consumidor livre pode optar por escolher seu fornecedor baseado em critérios sustentáveis. Uma vez que a demanda por energia elétrica vem crescendo e a busca por fontes renováveis tem sido intensa, a liberalização do mercado pode estimular a concorrência e reduzir preços.

Apesar de representar um importante catalisador para a economia, a liberalização do mercado de energia também trará desafios relevantes. Para as distribuidoras, a perda em massa de clientes cativos para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) representará uma redução significativa da demanda por energia em seu mercado. Dado que, segundo a regulação vigente, as distribuidoras compram energia para atendimento de seus mercados cativos através de leilões de energia regulados e com contratos de longo prazo, é importante avaliar como estes agentes lidarão com os contratos-legado já firmados que permanecerão vigentes mesmo após esta redução de clientes no mercado cativo (PSR, 2022).

Além disso, para otimização da eficiência do setor elétrico, um modelo adequado contaria com a total separação entre comercialização e distribuição. Entretanto, neste cenário, seria importante determinar que agente teria a função de Supridor de Última Instância (SUI), ou seja, seria responsável por suprir energia para os consumidores inativos, vulneráveis, que não desejassem realizar a migração ou até mesmo para receber a carteira de outro comercializador em casos de problemas de *default* (DA SILVA, 2022).

Dado o exposto, a abertura do mercado livre é um tema relevante no contexto de modernização do setor elétrico, pois possibilitará a desverticalização total da cadeia produtiva da energia e a separação entre os serviços de distribuição e comercialização. Além disso, a liberalização trará efeitos diretos na economia do Brasil devido aos menores preços praticados

no ACL, ao passo que proporcionará a uma parcela maior de consumidores a liberdade de usufruir da economia proporcionada pelo mercado competitivo. Analisar os desafios e perspectivas diante desta agenda regulatória é essencial para um processo de transição eficiente.

O objetivo geral do trabalho será entender o funcionamento do Mercado Livre de Energia no Brasil, com foco nas perspectivas do setor diante do cronograma de liberalização em curso e nos desafios que o novo modelo poderá apresentar. Deste modo, buscar responder as questões levantadas abaixo será essencial para compreender o panorama geral da liberalização do mercado. Após revisão bibliográfica acerca do tema, apresentam-se as seguintes questões de pesquisa:

1. Como funciona o mercado livre de energia no Brasil?
2. Quais oportunidades a abertura do mercado pode proporcionar para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB)?
3. Quais são os possíveis entraves à expansão de um modelo de contratação de energia elétrica completamente liberalizado no Brasil?
4. De que modo os principais agentes do setor elétrico enxergam o crescimento do Ambiente de Contratação Livre através do modelo varejista?
5. Quais alterações surgem após a Resolução 1.081/2023, que trata do aprimoramento da comercialização varejista diante do contexto de abertura de mercado?

A metodologia utilizada será de natureza qualitativa, com abordagem teórica do funcionamento do setor elétrico e do mercado livre de energia, em especial, através da análise da literatura sobre o tema.

A análise da regulação vigente no Brasil será obtida através de estudos, relatórios e documentos legais (Leis) que abordam o tema, com foco em portarias, decretos e resoluções normativas da ANEEL, Procedimentos de Comercialização (PdC) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e demais despachos do Ministério de Minas e Energia (MME).

Complementarmente, são apresentados estudos de caso para identificar padrões, oportunidades e ameaças que podem ser aplicadas no caso brasileiro. O trabalho também apresenta discussões de agentes do setor, como associações, agências e órgãos governamentais,

sobre as perspectivas futuras para um novo ACL. Estes *insights* foram obtidos através das contribuições de associações que representam todos os elos da cadeia do setor elétrico para a Consulta Pública 28/2023.

Após esta introdução, o capítulo inicial do trabalho tem como objetivo apresentar a dinâmica de funcionamento do setor elétrico no Brasil. Para isso, são descritas as etapas da cadeia de produção da energia elétrica com suas especificidades e os principais órgãos que regem o setor e são analisados os diferentes modos de contratação de energia no Brasil, bem como as principais diferenças entre os ambientes de contratação livre (ACL) e regulado (ACR).

No terceiro capítulo, o objetivo principal foi descrever de forma mais detalhada a estrutura atual do mercado livre de energia elétrica, com destaque para o histórico de surgimento do ambiente de contratação, os processos vigentes e a comercialização varejista.

Após esta discussão, o capítulo 4 aborda uma análise das principais questões regulatórias que devem ser tratadas visando a abertura de mercado. Para isso, são apresentados exemplos internacionais de liberalização e abertura dos mercados de energia ao redor do mundo para identificar as principais contribuições em termos de oportunidades e desafios que estas experiências podem trazer para o caso brasileiro.

Em seguida, o capítulo 5 apresenta as contribuições das associações que representam os principais elos da cadeia produtiva da energia para a Consulta Pública 28/2023. Assim, são debatidas as visões de diferentes agentes do Setor Elétrico Brasileiro sobre a abertura em curso. Em complemento, o capítulo 6 aborda as mudanças aplicadas com a Resolução 1.081/2023.

O capítulo final, com as considerações finais da monografia, reúne as lições obtidas ao longo do trabalho. O objetivo foi traçar possíveis caminhos para lidar com as barreiras encontradas, de modo a contribuir com a literatura acerca do tema.

2. Funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro

2.1. Estrutura da Cadeia Produtiva da Energia Elétrica

De acordo com Joskow (2008), a evolução do setor elétrico se deu através de monopólios regionais verticalmente integrados em quase todos os países. O autor aponta que todos os elos da cadeia produtiva da energia elétrica foram concentrados em concessionárias monopolistas, responsáveis por fornecer eletricidade aos consumidores desde sua produção até a entrega.

Com a modernização do setor elétrico ao redor do mundo, o caminho natural para aprimorar a eficiência foi a introdução da competição através da repartição desta cadeia produtiva em quatro principais etapas, que agora poderiam ser executadas por diferentes responsáveis especializados e independentes. Nesse viés, a reformulação do modelo traria benefícios para a sociedade através da melhora no controle de custos e do incentivo à inovação e a otimização da prestação de serviços (JOSKOW, 2008) Assim, o setor elétrico passa a ser dividido entre agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização, chegando finalmente ao consumidor final.

2.1.1. Geração

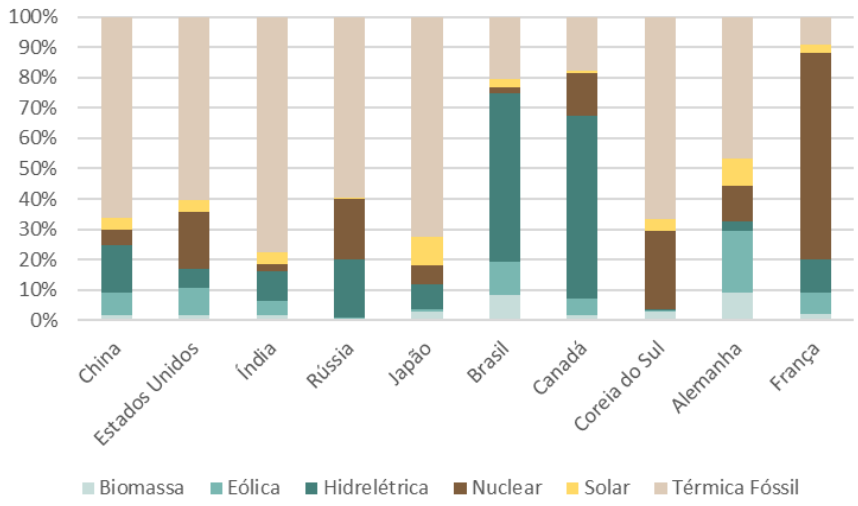
Os agentes geradores na indústria de eletricidade são responsáveis pela produção e injeção de energia elétrica na rede. O segmento de geração, diferentemente dos segmentos de distribuição e transmissão, é competitivo. Deste modo, as diversas usinas geradoras ofertam energia de modo independente visando a maximização da eficiência da produção e minimização de custos.

Apesar da independência entre as usinas, no Brasil o sistema elétrico funciona de forma integrada, o que torna possível o aproveitamento da sinergia entre as diversas fontes de geração. A integração do sistema é realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que é responsável por realizar a operação do SIN de forma coordenada, trazendo benefícios como a redução dos custos operativos e otimização da confiabilidade, qualidade e segurança de fornecimento (ONS, 2020)

De acordo com dados da U.S. *Energy Information Administration* (EIA) com base em 2021, fornecidos para o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023, o Brasil é o sexto país que mais gera energia no mundo. Além disso, conforme gráfico abaixo, o país é destaque dentre

os dez maiores geradores do mundo no que tange a matriz renovável (EPE, 2023a). A proporção de energia limpa pode apenas ser comparada à matriz elétrica do Canadá.

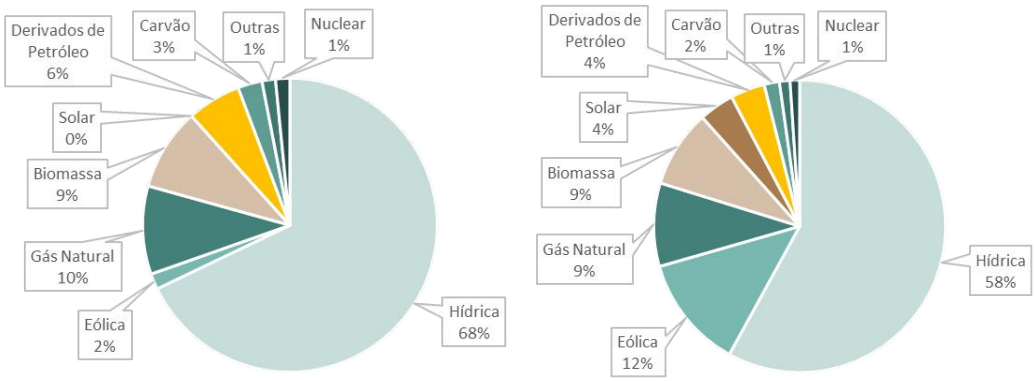
Gráfico 1: Dez países com maior geração por fonte (GWh)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE, 2023a

Ainda de acordo com o mesmo estudo, a matriz elétrica brasileira se modificou bastante nos últimos dez anos, tornando-se ainda mais renovável. Neste viés, enquanto a capacidade instalada de geração de energia através de derivados de petróleo e de carvão caíram respectivamente em 4,4% e 5,5% entre 2013 e 2022, a energia eólica cresceu 978,3% e a energia solar 147.742,2% no mesmo período (EPE, 2023a). O gráfico abaixo mostra uma comparação entre o início e o fim do período analisado.

Gráfico 2: Matriz elétrica brasileira em 2013 e em 2022

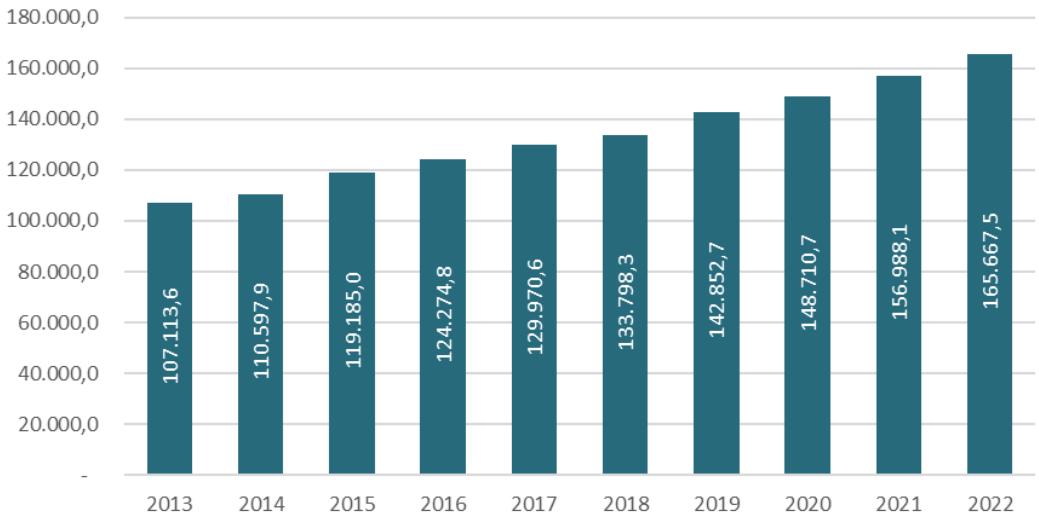


Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE, 2023a

2.1.2 Transmissão

A transmissão é o segmento do setor elétrico responsável por transportar a energia gerada nas usinas aos grandes centros de carga. De acordo com Hirota (2006), em nenhum outro país pode-se encontrar uma malha de transmissão como a do Brasil. Isso se deve ao alto potencial hidrológico (fonte de geração que possui restrições de localização) somado à enorme extensão geográfica do país, que é quase totalmente conectado pela rede de transmissão através do Sistema Interligado Nacional (SIN). O Gráfico 3 apresenta a evolução da malha de transmissão do SIN nos últimos dez anos.

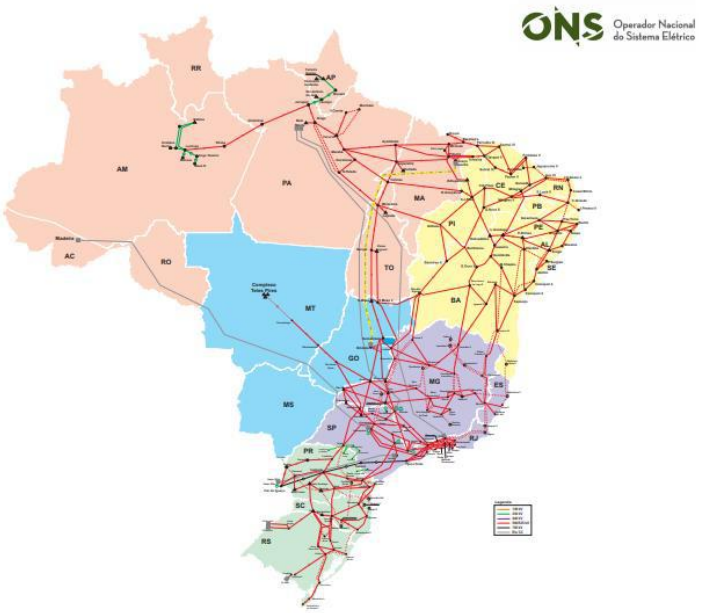
Gráfico 3: Extensão das linhas de transmissão do SIN (km)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE, 2023a

O Sistema Interligado Nacional é composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Segundo de Deus (2008), o SIN abrange 96,6% do território nacional, excluindo apenas os sistemas isolados localizados nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará, além da ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas localidades no Mato Grosso. De acordo com o Operador Nacional do Sistema (ONS), o consumo destas localidades corresponde a apenas 1% da carga total do país, sendo suprido principalmente por térmicas à diesel (ONS, 2023a). O mapa abaixo representa a malha de transmissão que compõe o SIN.

Figura 1: Sistema de Transmissão - Horizonte 2027



Fonte: ONS, 2023b

Assim como na distribuição, que será explorada no próximo tópico, o segmento de transmissão possui como característica a necessidade de investimentos vultosos em infraestrutura, com utilização de ativos com alto grau de especificidade, constituindo custos afundados. Além disso, ambas as atividades possuem grandes economias de escala, posto que havendo capacidade instalada, o custo marginal para se atender um novo cliente é muito baixo. Estes segmentos, portanto, possuem características de monopólios naturais, de modo que a existência de um único fornecedor por região apresenta mais eficiência econômica do que um cenário em que haja competição (DE CASTRO et al., 2011).

Deste modo, a ampliação do segmento de transmissão é amplamente regulada pelo Estado. Diferentemente do que ocorre nas etapas de geração e comercialização, a competição nesta atividade ocorre exclusivamente nas licitações para expansão do sistema. O ONS determina as ampliações e reforços necessários por meio do Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica, utilizando como base a previsão de crescimento da demanda e o risco sistêmico. O objetivo é manter a eficiência do SIN minimizando as perdas técnicas e garantindo o fornecimento de energia aos centros consumidores (HIROTA, 2006).

2.1.3. Distribuição

O segmento de distribuição é responsável por transportar a energia recebida dos transmissores aos consumidores finais. Assim como na etapa de transmissão, o serviço de distribuição possui características de monopólio natural. Deste modo, as empresas denominadas "distribuidoras" possuem permissão ou concessão cedida pelo governo para atender os consumidores de uma determinada região de forma exclusiva. De acordo com Moreira (2016), o território brasileiro é dividido em 63 áreas de concessão, representadas na figura abaixo.

Figura 2: Áreas de concessão de distribuição



Fonte: Moreira 2016

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE, 2023a), os agentes de distribuição também são responsáveis pela expansão, modernização e manutenção das redes, pela contratação de energia de longo prazo e por assegurar o pagamento de toda a cadeia produtiva, repassando ainda os tributos e encargos para os governos estaduais e federais. Isto porque as distribuidoras, com interface direta com o consumidor final, arrecadam em suas faturas o montante necessário para financiar toda a operação do sistema.

Além de prestar o serviço de distribuição, as distribuidoras são responsáveis por fornecer energia aos consumidores do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), realizando também o serviço de comercialização, que será analisado na próxima seção. Cabe a este agente prestar ambos os serviços de forma adequada ao consumidor, satisfazendo as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas (ANEEL, 2021)

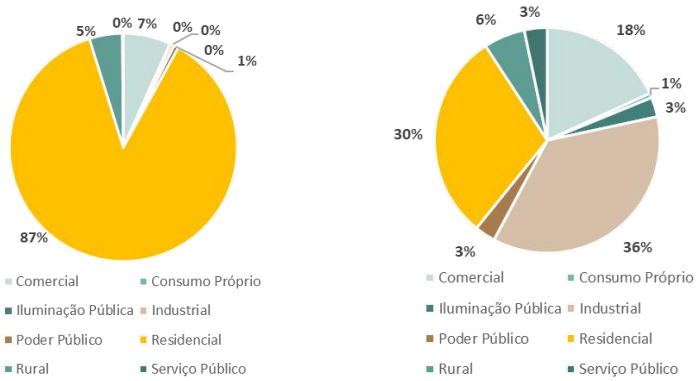
2.1.4. Comercialização

Segundo a Resolução Normativa ANEEL Nº 1.011 (2022), a atividade de comercialização de energia elétrica se refere a compra e venda de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. Esta atividade pode ser realizada por agentes geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres e especiais. Diferentemente dos demais elos da cadeia produtiva da energia, que realizam atividades no mundo físico, a comercialização é um segmento estritamente contratual. De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2023a), existem 517 agentes classificados como comercializadoras dentre seus associados.

2.2. Consumo

O consumo é o objetivo final da cadeia da energia elétrica. Conforme o gráfico 4 (a), o consumo residencial, que é composto por 78.939.056 unidades consumidoras, é o mais numeroso dentre as classes. O consumo desta classe somado, entretanto, não é o que possui maior destaque. Conforme o gráfico 4(b), as indústrias respondem por 36% do consumo de energia no Brasil, mesmo contando com apenas 458.267 unidades consumidoras (EPE,2023a)

Gráfico 4: Consumo por classe com base no número de unidades consumidoras e no volume em GWh



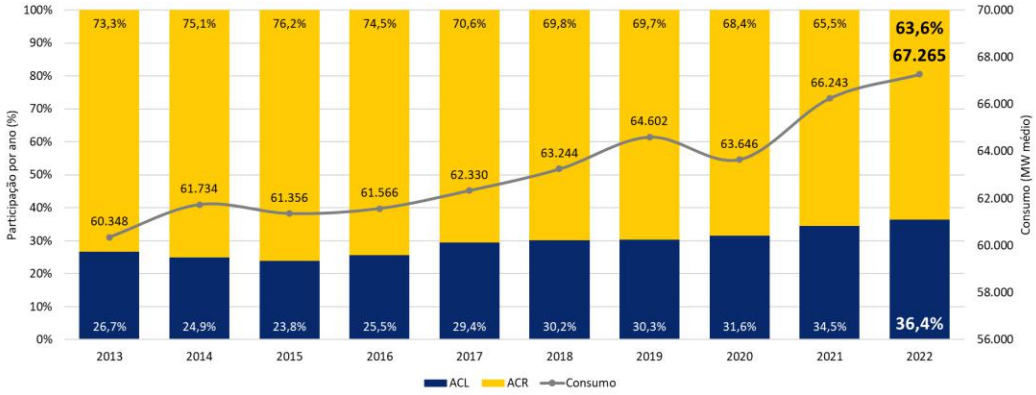
(a) (b)

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE, 2023a

É possível também classificar os consumidores quanto ao seu modelo de contratação de energia. Os consumidores que estão no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) são chamados consumidores cativos. Conforme será detalhado adiante, estes consumidores são atendidos pela concessionária local, que fornece a eles os serviços de distribuição e comercialização de energia.

Já os consumidores que estão no Ambiente de Contratação Livre (ACL) podem ser classificados como livres ou especiais. Estes clientes optaram por adquirir energia através de livre negociação, se desvinculando do pagamento de energia à concessionária local, que passa a prestar a eles e receber somente o serviço de distribuição. Conforme será visto nas próximas sessões, os consumidores livres são as unidades consumidoras que estão no ACL e possuem sozinhas 500 kW ou mais de demanda contratada junto à distribuidora. Já as unidades consumidoras que possuem individualmente demanda contratada inferior a 500 kW são classificadas como consumidores especiais (ANEEL, 2021). O gráfico 5 mostra a distribuição do consumo entre os ambientes de contratação nos últimos dez anos.

Gráfico 5: Consumo - Representatividade por ambiente

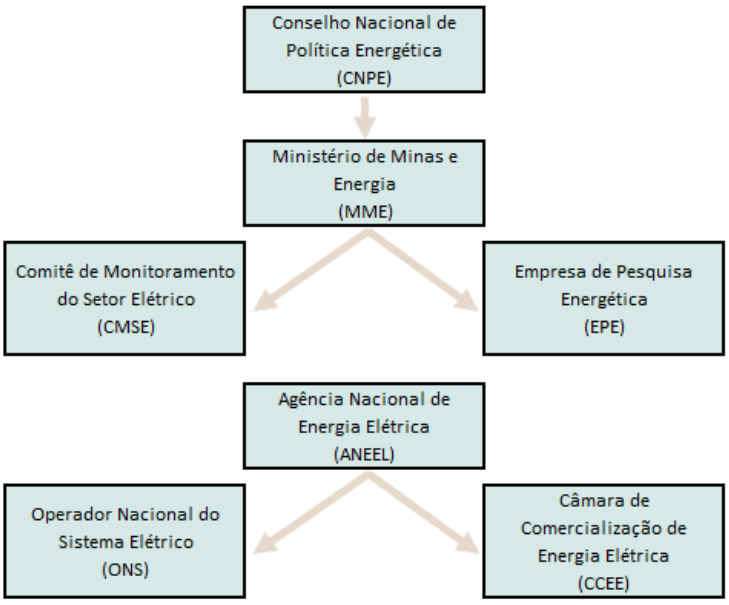


Fonte: CCEE, 2023b

2.3. Organização do Setor Elétrico

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, o Setor Elétrico Brasileiro possui sete órgãos coordenadores, que auxiliam no bom funcionamento da operação do sistema (MME, 2021). A figura 3 apresenta a formação destas instituições, que serão descritas abaixo.

Figura 3: Instituições coordenadoras do Setor Elétrico



Fonte: Elaboração Própria

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): tem como função central assessorar a presidência da república na elaboração de políticas e diretrizes energéticas no SEB. O Conselho é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e tem uma composição interministerial (MME, 2021)

Ministério de Minas e Energia (MME): compõe o poder executivo do governo federal, sendo responsável pela formulação e implementação de políticas energéticas no SEB, com base nas diretrizes estabelecidas pelo CNPE. Dentre as atribuições do MME estão o estabelecimento do planejamento do setor, o monitoramento da segurança do suprimento energético e a definição de ações preventivas para lidar com desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia (MME, 2021). O Ministério é composto por quatro secretarias:

- Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento
- Secretaria Nacional de Energia Elétrica
- Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- Secretaria Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): sua função é acompanhar e avaliar de forma permanente a continuidade e segurança do suprimento de energia elétrica no país (MME, 2021). O comitê é presidido pelo Ministro do MME e composto por quatro representantes do ministério e os titulares da ANEEL, da Agência Nacional de Petróleo (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE): tem como função central subsidiar o MME com estudos e pesquisas nas áreas de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis, de modo a auxiliar no planejamento e desenvolvimento do SEB. É uma empresa pública federal vinculada ao MME e sua atuação ocorre em articulação às agências reguladoras, como ANEEL, ANP e Agência Nacional das Águas (ANA) e a instituições como o ONS e a CCEE (EPE, 2023b)

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): é uma autarquia vinculada ao MME e tem como função regular o SEB. Suas atribuições são regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, fiscalizar e promover as atividades de outorga das concessionárias, permissionárias e demais serviços de energia elétrica, implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos, definir as tarifas e mediar as divergências entre agentes e consumidores (ANEEL, 2023a)

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): é responsável por coordenar a operação física do SEB, controlando a operação dos geradores e transmissores no SIN e planejando a operação dos sistemas isolados. É uma associação civil sem fins lucrativos instituída como pessoa jurídica de direito privado e tem sua atuação fiscalizada pela ANEEL. Suas funções são otimizar a operação do sistema, garantir o acesso a rede de transmissão a todos os agentes do setor e contribuir para a minimização de custos na expansão do SIN atrelada a melhoria nas condições operacionais futuras (ONS, 2023c)

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): tem como objetivo integrar geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores de modo a viabilizar a operação comercial do SEB. As atribuições da CCEE incluem a realização de leilões de energia para o ACR, registro de contratos, coleta de dados e medição e gestão de contas setoriais. Além disso, a instituição também atua como canal de comunicação com os agentes do setor, promovendo capacitações e atendimento ao mercado (CCEE, 2023c).

2.4. Ambientes de Contratação de Energia Elétrica

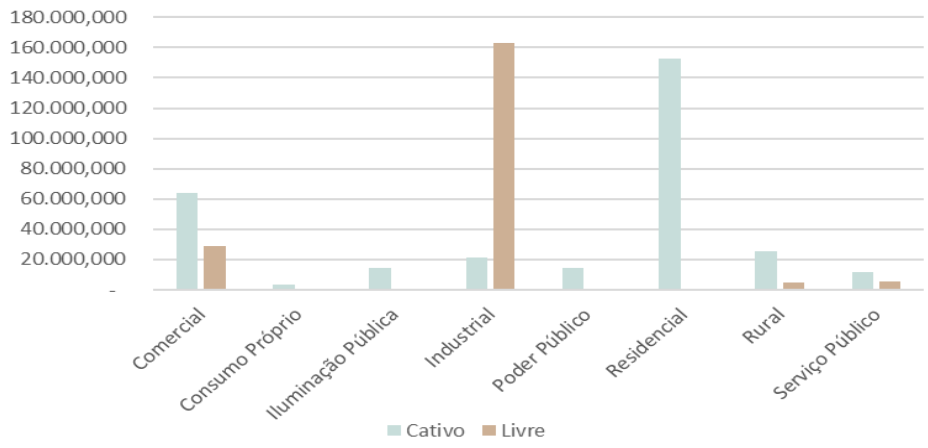
De acordo com a definição da Lei Nº 10.848, de março de 2004, a comercialização de energia elétrica no SIN deverá ocorrer através de contratação regulada ou livre (BRASIL, 2004). Nesse sentido, o Setor Elétrico Brasileiro é composto por dois diferentes ambientes de

contratação, que possuem regras de contratação, dinâmicas de operação e elegibilidade diferentes.

O Ambiente de Contratação Regulado é onde a maior parte dos consumidores estão alocados. Este segmento do mercado é aberto para todos os consumidores e obrigatório para os que são atendidos em baixa tensão, como a classe residencial e estabelecimentos comerciais de pequeno porte, por exemplo.

Já o Ambiente de Contratação Livre tem adesão opcional e permitida apenas para consumidores de média tensão (grupo A). Os principais consumidores do ACL são as indústrias e comércios de grande porte, que optam por migrar a este ambiente visando obter economia financeira e maior liberdade de escolha. O gráfico 6 apresenta o consumo por classe nos dois ambientes de contratação no ano de 2022.

Gráfico 6: Consumo por classe no ACL e ACR



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE, 2023a

A principal diferença entre os dois ambientes na ótica do consumidor é o nível de liberdade para realizar as negociações. Os consumidores cativos são compulsoriamente submetidos a ter a distribuidora local como fornecedor de energia. Esta relação é formalizada através do Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), firmado entre a distribuidora e cada unidade consumidora (UC) de sua carteira. De acordo com a REN ANEEL 1000/21, o CCER é um contrato padronizado e sem abertura para negociação de cláusulas, devendo se basear nas disposições dessa Resolução (ANEEL, 2021).

Além das cláusulas gerais do contrato, as condições comerciais do CCER também são previamente determinadas pela ANEEL, sem espaço para negociação. O montante de energia

contratado corresponde a medição mensal e o preço a ser praticado é determinado pela Tarifa de Energia (TE), definida pela ANEEL para cada distribuidora e reajustada anualmente através de Resolução Homologatória (ANEEL, 2021).

Conforme explicitado, no ACR a distribuidora possui obrigação de comprar energia para fornecer aos consumidores cativos. A contratação dessa energia por parte das concessionárias é realizada através de leilões realizados pela CCEE e supervisionados pela ANEEL, que podem ser de energia nova ou existente (WALVIS, 2014). Os geradores que vencem os leilões formalizam a operação com a distribuidora através do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), que pode ter duração de 5 a 30 anos (DA SILVA, 2011).

Já no ACL, comercializadores, geradores e consumidores livres e especiais podem comercializar energia de forma livremente negociada. As operações são formalizadas através do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL), que deve ser registrado na CCEE (WALVIS, 2014). Neste ambiente de contratação, tanto as cláusulas do contrato quanto às condições comerciais estão abertas para discussão e negociação entre as partes, que podem determinar, por exemplo, o montante contratado, o preço, a vigência, a flexibilidade e a garantia contratual. A tabela 1 apresenta as diferenças entre os ambientes de contratação de energia.

Tabela 1: Comparação entre ACL e ACR

	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	**Ambiente de Contratação Regulado (ACR)**
Agentes Participantes	Geradores, Distribuidores, Comercializadores, Consumidores Livres e Especiais	Geradores, Comercializadores e Distribuidores
Elegibilidade	Consumidores de média tensão	Todos os consumidores
Contratação para Fornecimento	Livre negociação entre os agentes	Leilões de energia realizados pela CCEE e fiscalizados pela ANEEL
Contratos para Consumo	Livre negociação entre os agentes	Contrato padronizado com a distribuidora local como contraparte (CCER)
Preço/Tarifa de Energia	Livre negociação entre os agentes	Determinado pela ANEEL e reajustado anualmente

Fonte: Elaboração Própria

3. O Mercado Livre de Energia

3.1. Surgimento e abertura do Ambiente de Contratação Livre

Na década de 1990, o MME encomendou estudos visando obter embasamento sobre a viabilidade de uma reestruturação do setor elétrico, de modo a promover a competição no setor até então centralizado. Diferentemente dos segmentos com características de monopólio natural, na geração havia espaço para a promoção da competitividade, já que as usinas geradoras podem operar de forma independente entre si a custos que poderiam variar devido a fatores como fonte energética e localização da planta. Já a comercialização foi um segmento criado no âmbito desta reforma. Os agentes comercializadores agora poderiam ofertar energia elétrica para os demais agentes através de contratos bilaterais livremente negociados no Ambiente de Contratação Livre (KESSLER, 2006).

Conforme exposto no capítulo 2, no Ambiente de Contratação Regulado, a distribuição e a comercialização de energia são realizadas através do mesmo agente concessionário ou permissionário, que compra energia através de leilões com preços e montantes regulados pela ANEEL. Já no Mercado Livre, ocorre a separação entre o serviço de distribuição e a comercialização do produto energia, de modo que o consumidor continua usufruindo da infraestrutura de distribuição da concessionária local mas passa a firmar seus contratos de compra de energia através do mecanismo de mercado, podendo negociar os montantes contratados, as condições comerciais e os preços com as diversas comercializadoras existentes (DA SILVA, 2011)

A criação do Mercado Livre de Energia ocorreu em 1995, no contexto das reestruturações ocorridas na década de 1990. Houve a criação do Consumidor Livre, clientes com mais de 10 MW de demanda contratada (este limite cairia para 3 MW em 2000) e tensão superior a 69 kV, que agora poderiam optar por consumir energia de qualquer fornecedor (BRASIL, 1995). Também foi criado posteriormente o Consumidor Especial, com demanda superior a 500 kW e tensão superior a 69 kV, que poderia agora optar comprar energia de determinados fornecedores (BRASIL, 1998). O processo de abertura do mercado livre se manteve interrompido até 2016, quando a exigência de tensão acima de 69 kV foi revogada (BRASIL, 2016).

A Portaria MME nº 514 (BRASIL, 2018) retomou o cronograma de abertura, com a demanda mínima para se tornar um consumidor livre caindo para 2,5 MW em julho de 2019 e

para 2 MW em janeiro de 2020. Dando continuidade ao processo, a Portaria MME nº 465 (BRASIL, 2019) estabeleceu a queda do limite para 1,5 MW, 1 MW e 500 kW respectivamente em 2021, 2022 e 2023. Já em 2024, o mercado livre estará aberto para todos os consumidores do grupo A, independentemente da demanda contratada. Os consumidores com demanda contratada inferior a 500 kW, entretanto, poderão migrar apenas sob representação varejista, conforme será detalhado na seção 3.3 (MME, 2022a).

Ademais, para incluir os consumidores de baixa tensão na liberalização do mercado, o ministério lançou em outubro de 2022 a Consulta Pública 137, visando obter contribuições sobre uma proposta de abertura escalonada, que prevê a entrada dos consumidores não residenciais e não rurais do grupo B no ACL em 2026 e a inclusão dos consumidores residenciais e rurais em 2028 (MME, 2022b). A tabela 2 ilustra o cronograma de abertura.

Tabela 2: Cronograma de abertura do ACL

	Potenciais Consumidores Livres	**Potenciais Consumidores Especiais**	**Marco Regulatório**
1995	Demanda contratada: 10 MW Tensão: 69 kV	-	Lei nº 9.074/1995
1998	Demanda contratada: 10 MW Tensão: 69 kV	Demanda contratada: 500 kW - Tensão: 69 kV	Lei nº 9.648/1998
2000	Demanda contratada: 3 MW Tensão: 69 kV	Demanda contratada: 500 kW Tensão: 69 kV	Lei nº 9.074/1995
2019	Janeiro - Demanda contratada: 3 MW Julho - Demanda contratada: 2,5 MW	Demanda contratada: 500 kW	Lei nº 13.360/2016 Portaria MME nº 514/2018
2020	Demanda contratada: 2 MW	Demanda contratada: 500 kW	Portaria MME nº 514/2018
2021	Demanda contratada: 1,5 MW	Demanda contratada: 500 kW	Portaria MME nº 465/2019
2022	Demanda contratada: 1 MW	Demanda contratada: 500 kW	Portaria MME nº 465/2019
2023	Demanda contratada: 500 kW	Demanda contratada: 500 kW	Portaria MME nº 465/2019
2024	Demanda contratada: 500 kW	Demanda contratada inferior a 500 kW	Portaria MME nº 50/2022
2026 (previsão)	Demanda contratada: 500 kW	Grupo B não residencial e não rural	Nota Técnica MME 29/2022

2028 (previsão)	Demanda contratada: 500 kW	Grupo B residencial e rural	Nota Técnica MME 29/2022

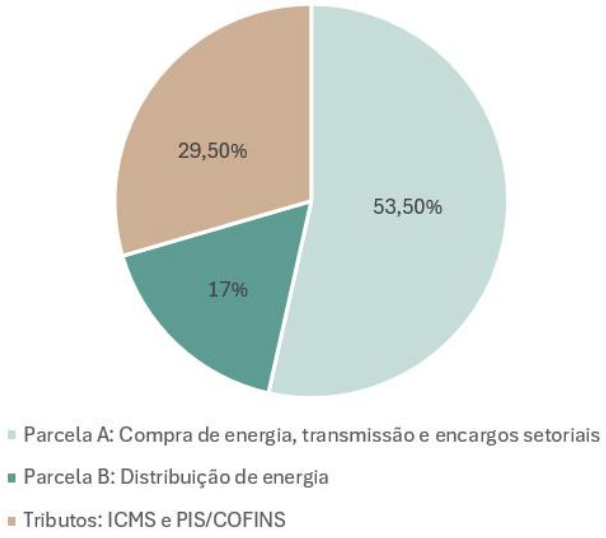
Fonte: Elaboração Própria

Esta expansão traz diferentes impactos positivos para o setor elétrico como um todo, como o ganho de eficiência através do aumento da competitividade e a previsibilidade de custos. De acordo com estudo realizado pela consultoria EY em parceria com a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - ABRACEEL, a abertura de mercado poderá diminuir os gastos com energia das famílias em cerca de 18%, liberando mais de R$ 20 bilhões por ano para compras de bens e serviços (ABRACEEL, 2022). A liberalização do mercado de energia no Brasil é uma mudança estrutural na dinâmica de funcionamento do setor elétrico e terá impactos em toda a cadeia, desde geradores até consumidores, com destaque para os agentes das etapas de distribuição e comercialização.

3.2. Funcionamento do Ambiente de Contratação Livre

De acordo com a ABRACEEL, as tarifas relacionadas à energia elétrica são divididas entre a parcela A, referente ao preço da energia, custos de transmissão e encargos, e a parcela B, referente aos custos de disponibilidade da rede, como construção, operação e manutenção da infraestrutura de distribuição e transmissão. Estes componentes estão ilustrados no gráfico 7. No mercado cativo, a primeira parcela é custeada através da Tarifa de Energia (TE) e a segunda pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Ambas as tarifas são cobradas através da fatura da concessionária local (ABRACEEL, 2020).

Gráfico 7: Componentes tarifários



Fonte: ANEEL, 2016

Quando o consumidor opta por migrar ao mercado livre, os custos com a TE passam a não integrar a fatura da distribuidora, sendo cobrada segregadamente pelo fornecedor contratado através do CCEAL livremente negociado, e os encargos são pagos diretamente à CCEE pelos agentes responsáveis. Já a TUSD/TUST continua sendo paga através da fatura da concessionária responsável pela manutenção da rede local. Assim, a fatura única que seria paga no mercado cativo é substituída por três componentes que agora serão pagos separadamente: o custo de energia, as obrigações financeiras da CCEE e a fatura da distribuidora. Para que a migração seja vantajosa, estes custos somados devem ser menores que a fatura do cativo.

3.2.1. Custo de energia

Conforme já citado, no Mercado Livre de Energia os consumidores são responsáveis por negociar e contratar sua própria energia sem nenhum tipo de obrigatoriedade quanto ao fornecedor ou condições comerciais. Deste modo, o custo de energia para cada agente irá variar conforme sua negociação, diferentemente do ACR que conta com tarifas específicas reguladas pela ANEEL.

Assim, o consumidor livre ou especial que deseja firmar um CCEAL de longo prazo deve definir três importantes variáveis: quantidade, produto e período de suprimento. Para isso, o cliente realizará um estudo com base no seu consumo histórico e nas projeções de expansão da empresa visando estimar o montante que deverá ser contratado. Além disso, o consumidor deve também estudar o produto que otimiza sua economia. Em contraste ao ACR, no ACL o agente é livre para escolher dentre diferentes tipos de energia, que trazem benefícios distintos

ao comprador. Este tema será detalhado na seção 3.2.3. Por último, deve-se determinar o período de suprimento que será abarcado pelo contrato.

É importante ressaltar que o requisito que se deve considerar para compra de energia é o consumo ajustado, ou seja, acrescido de perdas e subtraído do montante de PROINFA, caso haja. Nesse sentido, o consumidor deverá adicionar ao consumo registrado no mês cerca de 3% de perdas (este percentual pode variar de acordo com o contrato), de modo a suprir as perdas técnicas que ocorrem nos segmentos de distribuição e transmissão. Em seguida, deverá subtrair a cota de PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas). Ao migrar ao ACL o consumidor tem direito a receber este incentivo por meio de uma cota de energia calculada pela CCEE (CCEE, 2021a).

Definidos os montantes a serem contratados e o tipo de energia mais adequado ao seu perfil de consumo, o consumidor irá a mercado buscar o fornecedor que melhor poderá lhe atender com o preço mais atrativo diante das condições comerciais oferecidas. Além do preço, o agente deverá analisar variáveis como flexibilidade, sazonalidade e necessidade de aporte de garantia financeira. Verificar a confiabilidade da comercializadora a ser contratada perante o mercado também é muito importante.

A flexibilidade determinará o consumo mensal máximo e mínimo abarcado pelo contrato. Com isso, um consumidor que contrate 100 MWh com flexibilidade de 20% para um determinado mês, por exemplo, poderá variar seu consumo entre 80 MWh e 120 MWh naquele mês pagando o preço firmado no contrato. Caso seu consumo seja menor que o *take* mínimo ou exceda o *take* máximo, esta diferença deverá ser liquidada no mercado de curto prazo, que será detalhado nesta seção.

Já a sazonalidade corresponde a quantidade de energia que se pode variar na contratação ao longo dos meses de um ano de suprimento. Suponha o caso de um cliente que tenha 100 MWh mensais contratados por um ano e sazonalidade de 10%. Caso este consumidor seja mais eletrointensivo no verão, ele poderá alterar o montante dos meses de dezembro, janeiro e fevereiro para 110 MWh e reduzir o montante dos meses de junho, julho e agosto para 90 MWh, de modo a melhor atender suas necessidades. É importante ressaltar, entretanto, que o somatório dos montantes mensais em um ano deve se manter o mesmo após a sazonalização.

Além disso, o cliente deve comparar as garantias financeiras exigidas entre as diferentes propostas. Devido ao risco associado à operação de comercialização de energia, é normal que

as comercializadoras exijam que o cliente aporte até três meses de faturamento como garantia para seus contratos. Assim, escolher a comercializadora que solicite um valor menor de garantia, ou até mesmo que exima o cliente deste aporte, pode colaborar com o fluxo de caixa da empresa.

Após a análise das condições comerciais e dos preços recebidos nas propostas, o cliente definirá o vencedor da cotação e firmará o contrato, garantindo recursos para contrapor ao seu requisito energético durante o período de suprimento. Assim, caso seu consumo fique dentro da margem de flexibilidade contratada, seu gasto com compra de energia corresponderá ao preço acordado contratualmente multiplicado pelo seu requisito mensal, acrescido de ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias).

Caso o consumo do cliente fique fora da flexibilidade ou o cliente não possua contrato firmado para um determinado mês, ele deverá recorrer ao Mercado de Curto Prazo (MCP). De acordo com da Silva (2017), o MCP, ou mercado *spot*, é uma alternativa para ajustar os montantes contratados e reavaliar os contratos assumidos, permitindo uma contratação de energia mais rapidamente.

No SEB, o MCP ocorre até o nono dia útil do mês seguinte ao de referência (M + 9 d. u.), prazo para finalização do registro de contratos na CCEE. Nesse período, os agentes do mercado livre podem negociar venda de excedentes de energia para equiparar seus recursos ao requisito necessário para o mês que se encerrou. A contratação de energia no curto prazo é mais simples e os fatores considerados são basicamente montante, tipo de energia e preço.

Nesse viés, as operações de curto prazo são precificadas através do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A CCEE calcula diariamente o PLD para cada hora do dia seguinte e para cada submercado através de modelos computacionais como *Newave*, *Decomp* e *Dessem*. Este preço é calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO) que determina quanto custaria produzir um MWh a mais de energia para o submercado em questão naquela hora, dependendo, portanto, das condições de geração do SIN (CCEE, 2023d).

Para obter o PLD mensal de um determinado submercado, deve-se calcular a média do PLD de todas as horas do mês em questão. Este valor será usado como base para todas as negociações no mercado de curto prazo. As comercializadoras, ao enviar aos solicitantes uma proposta para venda (ou até mesmo compra no caso de clientes com volume contratado maior que o consumido) de energia no MCP, irá somar ao PLD um ágio determinado pelo tipo de

energia e pela estratégia individual de sua mesa de operações. A este preço, portanto, será valorada a operação de curto prazo. A figura 4 representa um exemplo de balanço energético para um cliente que consome energia do tipo I5[1] e que registrou requisito maior que o volume contratado para um determinado mês.

Figura 4: Exemplo de balanço energético

CÁLCULO DO REQUISITO			
Consumo mensal	Perdas	Proinfa	**REQUISITO**
120 MWh	4 MWh	3 MWh	**121 MWh**

CONDIÇÕES DE MERCADO	
PLD	Ágio I5
R$ 69,04	R$ 30,00

CONTRATO DE LONGO PRAZO				
Volume Contratado	Preço	Flexibilidade	Take máximo	Take mínimo
100 MWh	R$ 250,00	10%	90 MWh	110 MWh

CÁLCULO DO CUSTO DE ENERGIA				
	Montante	Preço		Valor Total
Contrato LP	110 MWh	R$	250,00	R$ 27.500,00
Exposição MCP	11 MWh	R$	99,04	R$ 1.061,71
RECURSO	**121 MWh**	**CUSTO DE ENERGIA**		**R$ 28.561,71**

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.2. Obrigações Financeiras da CCEE

O consumidor livre ou especial que é agente da CCEE possui algumas obrigações financeiras ao longo do mês, que devem ser quitadas para que o agente não sofra um processo de desligamento do mercado livre de energia. Estas obrigações são a Contribuição Associativa, a Liquidação Financeira de Energia de Reserva e a Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo. No ACR, os encargos correspondentes estão incluídos na Tarifa de Energia.

Em primeiro plano, a contribuição associativa corresponde ao rateio proporcional ao consumo do montante financeiro necessário para custear a operação da CCEE. Este pagamento é realizado mensalmente por todos os agentes do ACL e dá direito a participação e voto nas assembleias gerais (CCEE, 2023e).

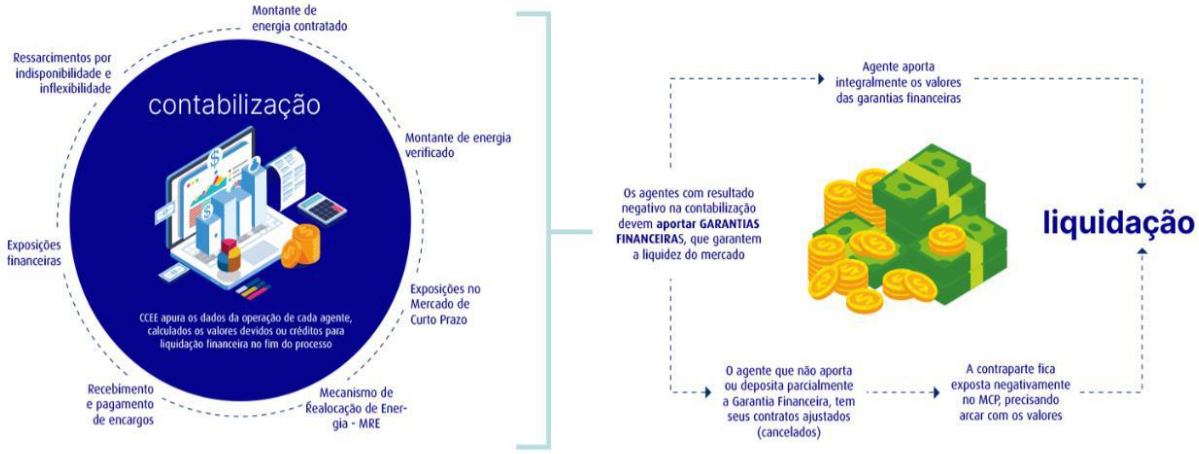
Além disso, o agente deve arcar com o Encargo de Energia de Reserva (EER). A energia de reserva corresponde a contratação de usinas com objetivo de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional. De acordo com o Decreto Nº 6353/2008, todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva (administrativos,

[1] A energia I5 é um tipo de energia da classe incentivada, ou seja, é proveniente de fontes renováveis e concede aos consumidores que optam por contratá-la descontos na TUSD. Além disso, a I5 é classificada como especial, portanto, tanto os consumidores livres quanto os especiais podem contratá-la.

financeiros e tributários) serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN mediante encargo específico (EER).

Por último, o consumidor livre ou especial deve arcar com a Liquidação Financeira do MCP, produto da contabilização. De acordo com a CCEE, a contabilização é a verificação da diferença entre recurso e requisito de um agente, bem como os Encargos de Serviço do Sistema (ESS - custos para arcar com a manutenção da confiabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no SIN), recontabilizações, penalidades e ajustes financeiros. A figura 5 resume este processo.

Figura 5: Contabilização CCEE



Fonte: CCEE, 2023f

3.2.3. Fatura da distribuidora

Por último, o consumidor livre ou especial deve arcar com a fatura da distribuidora, onde serão calculados os custos decorrentes do segmento de distribuição. A tarifa utilizada no cálculo da fatura da distribuidora é a TUSD, que valora o uso da rede através das grandezas de consumo e demanda nos horários de ponta e fora ponta. De acordo com a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL é responsável por estabelecer as tarifas praticadas pelas concessionárias e permissionárias de distribuição. As tarifas são reajustadas anualmente através de resoluções homologatórias para cada distribuidora (BRASIL, 1996).

Diferentemente do ACR, o mercado livre dispõe de diferentes tipos de energia, que podem apresentar benefícios tarifários na fatura da distribuição. Os principais tipos de energia disponíveis são a convencional, a incentivada 50% (I5) e a incentivada 100% (I1). As energias

do tipo incentivada podem ser adquiridas tanto por consumidores especiais quanto por consumidores livres. Já a energia convencional é restrita ao consumidor livre.

A energia convencional é a mais barata dentre os três tipos citados, com preço baseado no PLD, porém não traz consigo nenhum benefício tarifário. Já a I5 custa cerca de R$ 40,00 / MWh a mais que a convencional, entretanto dá direito a 50% de desconto na TUSD nas componentes fio (tarifa referente a demanda) e encargo ponta (tarifa referente ao consumo no horário de ponta em relação ao horário fora ponta). Por último, a I1 custa cerca de R$ 160,00 / MWh mais caro do que a convencional, ao passo que confere ao consumidor isenção no pagamento do componente fio da TUSD e 100% de desconto na componente encargo ponta em relação à fora ponta.

Nesse sentido, o consumidor deverá avaliar o tipo de energia que otimiza sua economia no mercado livre com base no seu perfil de consumo. Portanto, além da ausência de cobrança da TE, a fatura da distribuidora no ACL também se diferencia da cobrada no ACR por conta do benefício tarifário correspondente ao tipo de energia contratada.

3.3. Comercialização Varejista

Há no Mercado Livre de Energia brasileiro duas modalidades distintas de participação para o consumidor. No modelo atacadista, o consumidor é um agente da CCEE. Portanto, o cliente no atacado não precisa de nenhum tipo de intermediador para representá-lo na CCEE, sendo responsável direto pelos seus contratos, encargos e obrigações com a rotina de operação do ACL. Deste modo, o consumidor deverá arcar diretamente com as obrigações financeiras exploradas na seção 3.2.2 através de conta específica no banco custodiante e da contribuição associativa mensal, que dará a ele direito a voto nas assembleias. A vantagem deste modelo é o maior nível de autonomia para os participantes.

Por outro lado, no modelo varejista o consumidor não é um agente da CCEE, e sim um não agente representado pela comercializadora varejista. A varejista é um agente com permissão para representar seus clientes na CCEE, sendo responsável por realizar suas obrigações financeiras e operacionais na Câmara de Comercialização (ABRACEEL, 2021). A comercialização via varejista é menos burocrática para o cliente e aumenta a escalabilidade do ACL ao passo que simplifica a operação da CCEE, que terá que coordenar a operação do agente varejista e não de seus diversos clientes.

Assim, os clientes na modalidade varejista não arcarão diretamente com as obrigações financeiras, não terão direito a voto e não serão responsáveis por gerir seus contratos. Estas atribuições ficarão a cargo do comercializador representante, que atuará como um agente guarda-chuva para diversas cargas menores. O comercializador varejista tem a obrigação de fazer a contratação de energia para seus clientes, a gestão do uso e a intermediação entre o consumidor e a CCEE, além de arcar com encargos e possíveis penalidades atreladas a operação (ABRACEEL, 2023a).

A abertura do mercado para o grupo A será baseada na comercialização varejista. Isso ocorrerá pois de acordo com a Portaria Normativa 50/2022 do Ministério de Minas e Energia, todas as cargas com demanda contratada individual inferior a 500 kW que optarem por migrar ao ACL deverão ser representadas por um agente varejista (MME, 2022a). Esta política visa simplificar a operação da CCEE, que prevê um potencial de 165 mil novas unidades do mercado livre devido à abertura (CCEE, 2023g).

4. Desafios Regulatórios e Experiência Internacional

A perspectiva de abertura completa do mercado de energia elétrica exige que seja desenvolvido um aprimoramento do arcabouço regulatório, de modo que as normas sejam consistentes e abarquem de forma adequada os desafios inerentes a um setor elétrico liberalizado.

É nesse sentido que a ABRACEEL encomendou um estudo à consultoria especializada Thymos Energia chamado "Abertura integral do mercado brasileiro de energia elétrica: apontamentos relevantes", no qual são apresentadas alternativas regulatórias para o caso brasileiro. De acordo com o estudo, deve-se realizar debates acerca de temas como a vedação da prestação do serviço de comercialização às distribuidoras, a política de implantação de medidores e tratamento de dados, o tratamento de casos de inadimplência, o modo como a transição ocorrerá para as distribuidoras e o aperfeiçoamento dos processos de comercialização e faturamento (THYMOS, 2021).

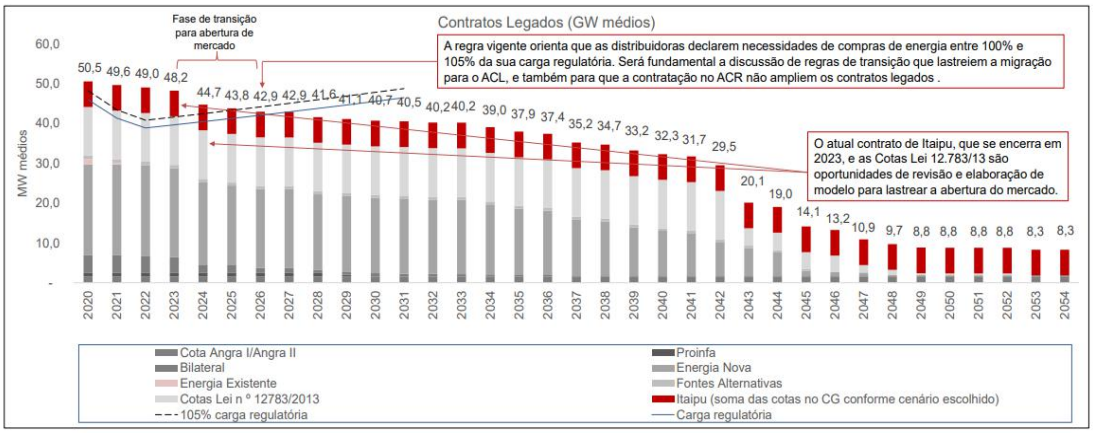
Para realizar este debate, o estudo apresenta uma discussão considerando a experiência internacional acerca de cinco temas: distribuidoras e contratos legados, medição, faturamento, Supridor de Última Instância e comercializador varejista. Esta seção utilizará a segmentação realizada pela ABRACEEL para abordar as principais questões regulatórias que tangem a abertura de mercado.

4.1. Contratos Legados e Distribuição

Conforme abordado anteriormente, no mercado cativo a compra de energia é realizada pelas distribuidoras através de leilões, nos quais são firmados contratos de suprimento de longo prazo. Os contratos de energia nova possuem vigência de até 30 anos e há contratos que terão início em 2025, de modo que já há contratos com vigências até pelo menos 2054 (BARROSO, 2021).

A expansão do mercado livre, entretanto, traz consigo uma consequente redução na expectativa de consumo no ACR. Surge, com isso, o problema dos chamados "contratos-legados", que estão vigentes por um determinado período, mas foram realizados com base em uma projeção de uma demanda que já não irá mais se cumprir. O questionamento acerca deste tema é como a distribuidora deverá, portanto, arcar com os custos destes contratos. O gráfico 8 apresenta o montante de energia contratada até 2054 nos contratos-legados.

Gráfico 8: Contratos Legados (GWmed): 2020 - 2054



Fonte: THYMOS, 2021

Segundo Barroso (2021), o desenho regulatório atual foi concebido com a hipótese de que o consumo no ACR sempre será crescente. Nesse sentido, os instrumentos disponíveis não são eficientes para lidar com o caso de redução de demanda e consequente sobra de contratos. Um dos motivos para isso é que uma parcela ínfima do portfólio das distribuidoras é composta por contratos com cláusulas de descontratação. Além disso, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), instrumento que permite que distribuidoras sobrecontratadas cedam energia para distribuidoras subcontratadas, não produz efeitos no caso de uma redução de demanda sistêmica. Por último, no Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), que permite a venda do excedente contratual a mercado, a energia é vendida a preço de mercado. Como a média de preços dos contratos-legado está acima de R$ 200,00/MWh, há grande chance de que esta venda não recupere os custos.

Para lidar com este problema, é necessário que se estanque a realização de novos contratos legado. A regulação, entretanto, indica que as distribuidoras mantenham o nível de contratação de energia entre 100% e 105% da carga regulatória, o que estimula a necessidade de realização de novos leilões. Além disso, é necessário introduzir no SEB novos instrumentos para lidar com as sobras decorrentes dos contratos legados, pois como exposto, os mecanismos existentes são insuficientes. A CCEE, em sua proposta conceitual, sugere o aprimoramento dos mecanismos de venda entre os ambientes de contratação, a gestão ativa do portfólio das distribuidoras e a revisão dos contratos legados (CCEE, 2021b).

No caso dos Estados Unidos, a problemática dos contratos legado foi individualizada por distribuidora. Houve no país desverticalização obrigatória das *utilities* que operavam em

estados nos quais houve abertura de mercado e a empresa distribuidora ficou responsável por lidar com os custos referentes à sobrecontratação em sua área de concessão. As empresas puderam repassar parte destes custos aos consumidores através de encargos durante um período de transição que durou cinco anos. Como o tratamento dado ao custeio dos contratos legado foi individualizado dentre as empresas, houve ampla variação dentre os encargos que chegaram aos consumidores: de 1,2 ¢/kWh a 14,8¢/kWh de acordo com a distribuidora (THYMOS, 2021).

Já nas Filipinas, foi criada uma empresa responsável por realizar a gestão dos contratos legados, bem como os demais ativos estatais não privatizados, a *Power Sector Assets & Liabilities Management Corporation (PSALM)*. Este órgão era responsável por calcular os valores necessários para cobrir os custos com os contratos legados, que serão repassados a todos os consumidores como uma taxa universal (THYMOS, 2021).

Por último, na abordagem portuguesa, os contratos regulados foram encerrados compulsoriamente. Para compensar as contrapartes prejudicadas, foi criado o CMEC (Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual), no qual o governo concedia às usinas que tiveram seus contratos encerrados antes da vigência pactuada a quantia correspondente a diferença entre o valor de contrato e sua receita obtida em mercado (THYMOS, 2021).

4.2. Medição

O contexto moderno do setor elétrico é marcado pela expansão das fontes renováveis intermitentes e dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), inovações que trazem a operação do Setor Elétrico Brasileiro um novo nível de complexidade. Deste modo, o processamento das informações de forma digitalizada se mostra essencial para que o ambiente descentralizado funcione de maneira harmoniosa, já que deve haver um gerenciamento otimizado em tempo real dos sistemas de controle de transmissão, distribuição e demanda de carga (COSTA JUNIOR, 2020).

Além disso, os consumidores vêm ganhando protagonismo nas relações de consumo e seu perfil atual exige cada vez mais uma jornada do cliente com experiência facilitada e com amplo acesso à informação (DA SILVA; PRADO JR; VIANA, 2022). Esse contexto gera a necessidade de aprimoramento da automação e do controle e utilização de dados através da digitalização. A abertura de mercado amplia ainda mais esta demanda devido a possibilidade

de uma entrada massiva de consumidores no Ambiente de Contratação Livre, mais complexo e com maior participação ativa do consumidor.

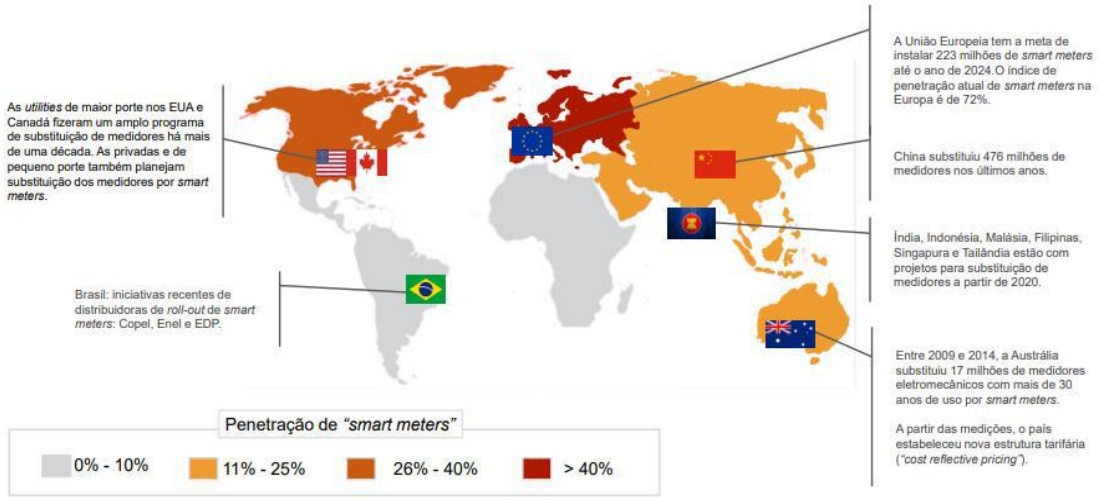
Nesse viés, o desenvolvimento de Redes Inteligentes (*Smart Grids*) tem se mostrado uma importante alternativa para a modernização do setor elétrico. As *Smart Grids* são uma integração entre os elementos da rede elétrica com uma infraestrutura de informação. Através de uma comunicação mais assertiva e direcionada, o gerenciamento das diferentes fontes de energia em paralelo ao comportamento da carga pode ser otimizado, gerando economias financeiras e diminuindo os riscos de sobrecarga (LOPES, 2012).

A viabilidade das Redes Inteligentes, entretanto, depende da expansão dos medidores inteligentes. Através destes equipamentos, é possível automatizar o faturamento, melhorar a gestão e o armazenamento dos dados de consumo e geração, realizar comunicação entre cliente e fornecedor, facilitar a detecção e diagnóstico de falhas no sistema, dentre outras vantagens (AVANCINI et al., 2019 apud. GUMZ; FETTERMANN, 2021). Dentre os benefícios específicos da expansão da tecnologia estão a melhora na alocação de custos, a redução de subsídios cruzados, a redução de emissões, o aumento de eficiência energética, a postergação de investimentos e a possibilidade de introduzir serviços adicionais que contribuam inclusive para a modicidade tarifária (BARRETO; GONÇALVES; FERNANDES, 2022).

Desse modo, a expansão dos medidores inteligentes facilitará a gestão energética para os consumidores, que poderão monitorar seu consumo com mais facilidade e utilizar os dados fornecidos pelo equipamento para realizar análises e com isso tomar melhores decisões. No mercado livre isso se torna ainda mais relevante, posto que neste modelo de contratação o cliente é responsável por tomar decisões relacionadas a contratação de energia.

No cenário internacional, países como Austrália, Taiwan, Indonésia, Coreia do Sul, Vietnã, Alemanha, Finlândia, Reino Unido, Canadá, Nova Zelândia, Estados Unidos e Arábia Saudita estão investindo em iniciativas de implementação em larga escala de medidores inteligentes (GUMZ; FETTERMANN, 2021). A figura 6 apresenta a disseminação de medidores inteligentes ao redor do mundo. Dados de 2019 apontavam que a penetração média mundial destes equipamentos era de cerca de 14%.

Figura 6: Penetração Mundial de Medidores Inteligentes



Fonte: THYMOS, 2021

Já no caso brasileiro, algumas distribuidoras estão conduzindo projetos pilotos para expandir a implementação dos medidores inteligentes. A Copel lançou em 2020 o programa Rede Elétrica Inteligente (REI), que visa instalar medidores inteligentes em mais de 150 municípios do estado do Paraná (COPEL, 2023).

Já a Elektro, do grupo Neoenergia, realizou em 2018 o projeto Energia do Futuro nas cidades de Atibaia, Bom Jesus dos Perdões e Nazaré Paulista, todas no estado de São Paulo. Através do projeto, foram instalados 75 mil medidores inteligentes entre os anos de 2018 e 2019 (NEOENERGIA, 2018).

A EDP exportou seu projeto InovCity, que havia sido implementado na cidade de Évora, Portugal, para a cidade de Aparecida, no estado de São Paulo. Além da substituição dos medidores, houveram também iniciativas de eficiência energética e promoção a mobilidade elétrica, com o objetivo de transformar a cidade na primeira smart grid de São Paulo (EDP, 2012)

Iniciativas como estas são de grande relevância para o avanço da abertura do setor elétrico, mas é inviável que se aguarde a universalização destes equipamentos como pré-condição para avançar com a agenda de expansão do ACL. Assim, é interessante que haja expansão dos programas de *roll-out* realizados pelas distribuidoras paralelamente a substituição dos medidores no momento da migração.

4.3. Faturamento

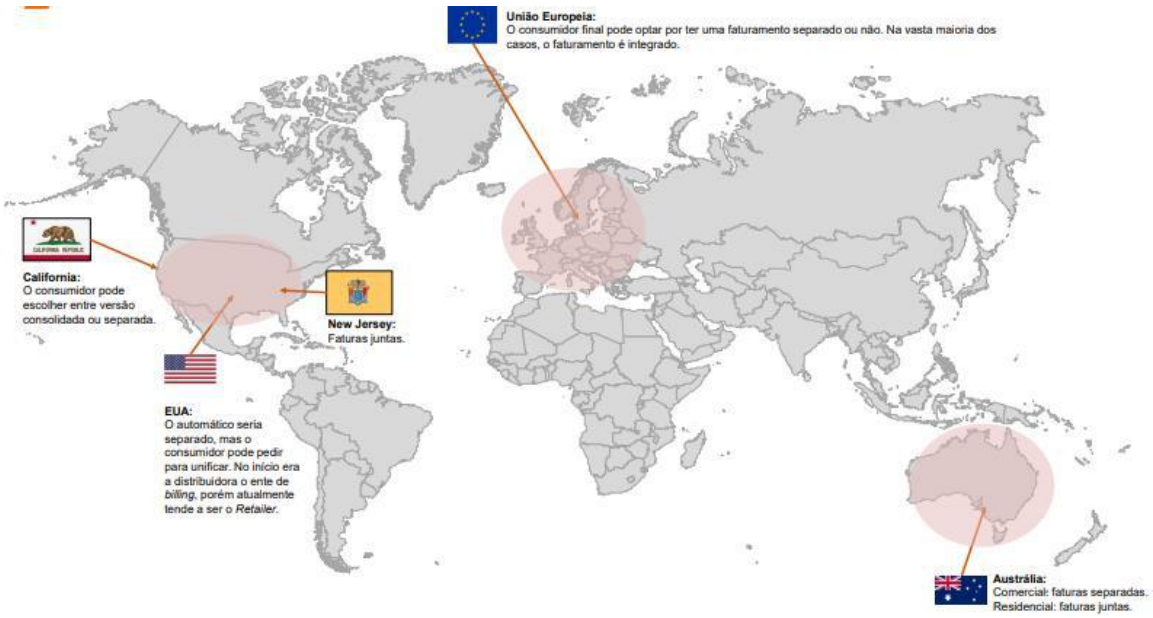
Com a separação entre os prestadores dos serviços de distribuição e comercialização de energia, o consumidor passa a ter obrigações financeiras com duas empresas diferentes. Com isso, é importante avaliar a política de faturamento a ser adotada.

Hoje o consumidor no mercado livre é responsável por arcar com a fatura da distribuidora e com a fatura da comercializadora. Apesar de esta política ser a solução mais simples para operacionalização do faturamento, ela expõe o mercado ao risco de que o consumidor negligencie uma das duas contas.

Outra opção seria a unificação das duas contas em uma única fatura, o que tornaria o pagamento mais simples para o consumidor. Entretanto, a fatura única exigiria a integração dos sistemas das empresas de distribuição e comercialização, o que pode ser um desafio a sua implementação.

Além destas duas opções, conforme demonstrado na figura 7, a experiência internacional também sinaliza a opção de escolha do consumidor pelo sistema de faturas unificadas ou separadas.

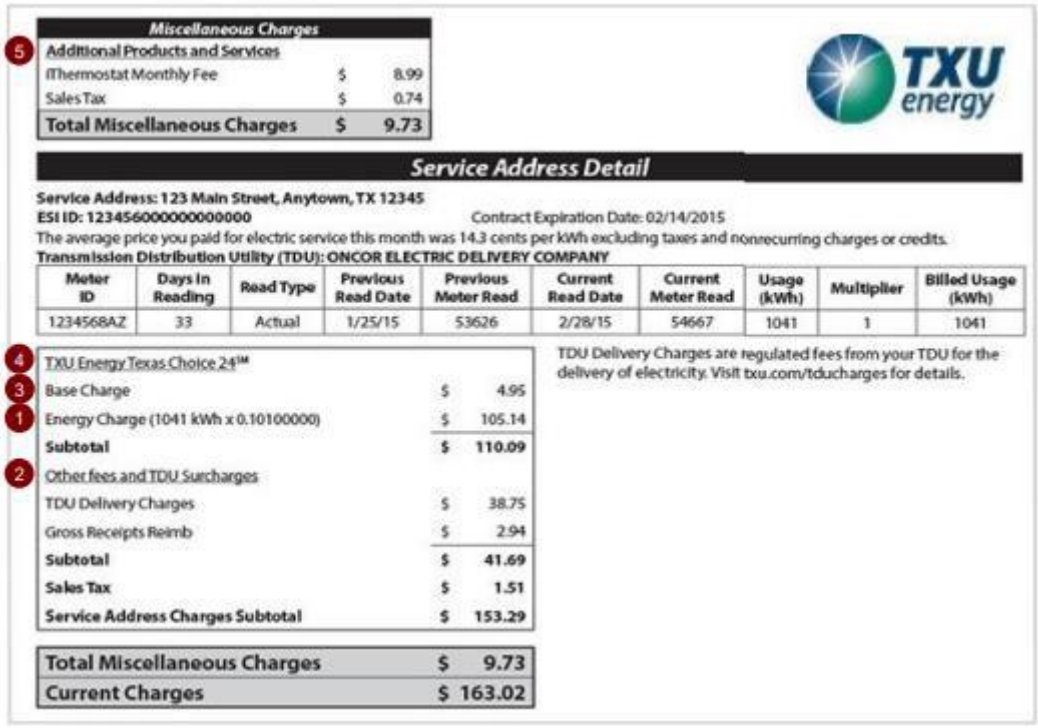
Figura 7: Políticas de faturamento: experiência internacional



Fonte: THYMOS, 2021

De acordo com o estudo realizado pela Thymos (2021), nos Estados Unidos tem se observado uma tendência às faturas unificadas. A figura 8 representa um exemplo de fatura da TXU Energy, comercializadora atuante no estado do Texas. O ponto 1 representa a tarifa de energia, paga em $/kWh ao comercializador varejista. O ponto 2 se refere a tarifa de uso do sistema de distribuição e transmissão. A varejista é responsável por recolher esta parcela da fatura e repassar à concessionária local. O ponto 3 é a tarifa base, cobrada quando o consumo medido é menor do que o limite determinado. O ponto 4 apresenta o plano de energia contratado. Por último, o ponto 5 apresenta possíveis serviços adicionais contratados pelo consumidor (THYMOS, 2021).

Figura 8: Fatura Unificada - TXU Energy



Miscellaneous Charges

5 Additional Products and Services

iThermostat Monthly Fee	$	8.99
Sales Tax	$	0.74
Total Miscellaneous Charges	**$**	**9.73**

TXU energy

Service Address Detail

Service Address: 123 Main Street, Anytown, TX 12345
ESI ID: 123456000000000000 Contract Expiration Date: 02/14/2015
The average price you paid for electric service this month was 14.3 cents per kWh excluding taxes and nonrecurring charges or credits.
Transmission Distribution Utility (TDU): ONCOR ELECTRIC DELIVERY COMPANY

Meter ID	Days In Reading	Read Type	Previous Read Date	Previous Meter Read	Current Read Date	Current Meter Read	Usage (kWh)	Multiplier	Billed Usage (kWh)
1234568AZ	33	Actual	1/25/15	53626	2/28/15	54667	1041	1	1041

4 TXU Energy Texas Choice 24SM

3 Base Charge	$	4.95
1 Energy Charge (1041 kWh x 0.10100000)	$	105.14
Subtotal	**$**	**110.09**
2 Other fees and TDU Surcharges		
TDU Delivery Charges	$	38.75
Gross Receipts Reimb	$	2.94
Subtotal	**$**	**41.69**
Sales Tax	**$**	**1.51**
Service Address Charges Subtotal	**$**	**153.29**

TDU Delivery Charges are regulated fees from your TDU for the delivery of electricity. Visit txu.com/tducharges for details.

Total Miscellaneous Charges	**$**	**9.73**
Current Charges	**$**	**163.02**

Fonte: THYMOS, 2021

Este modelo é mais interessante pois elimina o risco de que o consumidor deixe de arcar com os custos de um dos serviços, seja o de comercialização ou distribuição, e com isso corra o risco de sofrer sanções judiciais, interrupção de fornecimento e desligamento do ACL. Além disso, o consumidor é beneficiado pela praticidade de lidar com apenas um documento com todas as informações, no qual podem ser incluídas até mesmo informações adicionais, como porcentagem de economia no mercado livre.

4.4. Supridor de Última Instância

A abertura do mercado de energia elétrica aos consumidores de menor porte a partir de 2024 se dá a partir da figura do comercializador varejista. Este agente irá se responsabilizar pelas obrigações e pelo risco atrelado à operação dos diversos consumidores que migraram sob sua representação.

Caso por algum motivo o comercializador varejista saia do mercado, seus clientes precisarão ser realocados, pois por não serem agentes da CCEE, estes consumidores não possuem gerência sobre sua atuação operacional no mercado livre. Neste viés, é necessário discutir como se dará esta realocação, posto que muitos consumidores não buscarão um novo fornecedor para atendimento imediatamente (CCEE, 2021b).

Em caráter emergencial, a distribuidora local poderia fornecer energia para estes consumidores ainda que sem um fornecedor definido. Entretanto isso poderia desequilibrar sua operação, já que a concessionária ficaria exposta ao risco de ter que assumir uma quantidade elevada de consumidores para os quais ela não possui energia contratada para suprir (CCEE, 2021b).

Para lidar com esse problema, surge a figura do Supridor de Última Instância. De acordo com a Thymos (2021), o SUI é uma entidade regularmente responsável por atender provisoriamente os consumidores que estavam sob uma comercializadora varejista que faliu, perdeu autorização ou deixou o mercado. O caráter emergencial deste serviço, no geral, se reflete no valor pago, de modo que os consumidores atendidos por esta comercializadora poderão arcar com valores acima do preço de mercado.

Há, no entanto, uma definição mais ampla para a figura do Supridor de Última Instância, na qual ele também seria o agente responsável por atender o consumidor que não tem interesse em escolher seu próprio fornecedor (OLIVEIRA; RAMOS, 2023). Esta definição abarca os casos no qual o consumidor não consegue um novo fornecedor para representá-lo após uma inadimplência, por exemplo, ou até mesmo o caso de consumidores que estão confortáveis em não buscar um novo representante mesmo que isso lhe custe mais caro por comodidade.

A experiência internacional aponta para três alternativas para o Supridor de Última Instância: a definição compulsória pelo regulador, o processo de concorrência dentre os comercializadores e a distribuidora local realizando o serviço.

Na União Europeia, cerca de metade dos países dão ao regulador do sistema a responsabilidade de nomear diretamente o SUI. Os demais realizam licitações ou adotam o maior comercializador da região ou o fornecedor anterior. Em países como Espanha e Noruega, o SUI atua também na proteção aos consumidores com dificuldades de pagamento (THYMOS, 2021).

No Texas, ocorrem processos de concorrência realizados pelo órgão regulador para definir os supridores de última instância com base nas classes de consumo e áreas de serviço. O objetivo do SUI no estado é a proteção do cliente no caso de ausência do comercializador contratado. Não cabe a estas entidades realizar serviços de assistencialismo aos consumidores vulneráveis (THYMOS, 2021).

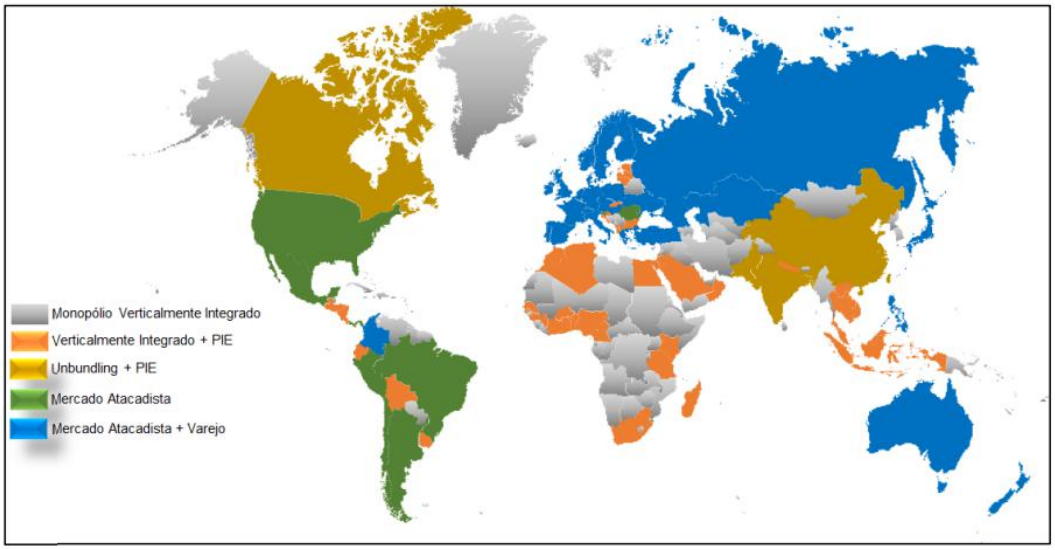
Na Alemanha, o regulador define o Supridor de Última Instância por área de concessão. Quando ocorre o *default* de uma comercializadora varejista, seus clientes são informados em até dois dias úteis e inicia-se um processo para suspensão ou revogação da autorização de comercialização. Com isso, em até 25 dias úteis os consumidores afetados são transferidos para o SUI (THYMOS, 2021).

Na proposta conceitual realizada pela CCEE, é indicado que as distribuidoras locais assumam o papel de SUI devido a segurança e robustez das portadoras das concessões. No que tange ao objetivo da entidade, a Câmara entende que se deve focar no atendimento aos consumidores cuja comercializadora varejista contratada foi desabilitada ou saiu do mercado, se aproximando da definição de SUI fornecida pela Thymos (CCEE, 2021b).

4.5. Comercializador Varejista

O mercado varejista é o modelo de comercialização com maior nível de liberdade para os consumidores, pois possibilita que até mesmo pequenas cargas possam escolher seu fornecedor de energia. A figura 9 apresenta o estágio de evolução dos mercados de cada país. Nela é possível concluir que os mercados com nível de competitividade mais avançados atuam sob a lógica varejista, de modo a aproximar-se do consumidor residencial (THYMOS, 2021)

Figura 9: Desenhos de Mercado Internacionais



Fonte: VIENA, 2017

A CCEE aponta três fatores necessários para o aprimoramento da comercialização varejista no contexto de abertura de mercado. O primeiro tange ao controle das relações entre comercializadores varejistas e consumidores representados. Hoje a medição e os contratos são registrados na CCEE, responsável por realizar a contabilização de todos os agentes do ACL individualmente. A proposta da CCEE é que esta função, para as pequenas cargas atendidas no varejo, deixe de ser exercida pela Câmara e passe a ser de responsabilidade dos agentes de medição, ou seja, das distribuidoras locais (CCEE, 2021b).

Além disso, a CCEE também entende que sua participação no processo de corte de fornecimento devido à inadimplência de consumidores no varejo não deve ocorrer em um mercado totalmente aberto. Hoje a distribuidora já é o agente responsável por executar o corte, mas o processo de notificação é intermediado pela Câmara (CCEE, 2021b).

Por último, em sua proposta conceitual a CCEE sugere a revisão da norma que exige que o serviço de comercialização varejista só possa ser prestado por empresas com autorização de comercializador ou gerador que possua, a comercialização de energia como objeto social em seu estatuto. Isto porque pode haver consumidores com grande número de unidades consumidoras que desejem organizar suas cargas através de seu próprio perfil de comercializador varejista. A regulação, portanto, deve ser flexibilizada nesse sentido, permitindo que agentes da CCEE possam representar outras unidades consumidoras do mesmo grupo econômico sem necessidade de alterações estatutárias (CCEE, 2021b).

5. Visão do setor sobre a expansão do Mercado Livre: Consulta Pública 28/2023

Além da análise internacional, deve-se considerar como os agentes do setor elétrico brasileiro enxergam a abertura do mercado livre de energia. Nesse sentido, no dia 30 de agosto de 2023 foi aberta a Consulta Pública n° 28/2023, com o objetivo de tomar subsídios dos entes interessados para aprimoramento da regulação em vigor para a abertura de mercado, tendo em vista a Lei nº 14.120/2021, que dentre outros temas trata da comercialização varejista, e a Portaria Normativa MME nº 50/2022, que dispõe do cronograma de abertura para os consumidores do grupo A (ANEEL, 2023b).

5.1. ABRACE

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) é uma associação que representa grandes consumidores de energia. Os grupos empresariais associados à instituição são responsáveis por cerca de 40% do consumo industrial de energia elétrica do país. Dentre os setores representados na associação estão a mineração, siderurgia, petroquímica, automobilístico e alimentício, com destaque para empresas como Vale, Gerdau, CSN, Ambev, Nestlé, Votorantim e GM (ABRACE, 2023a).

Em sua contribuição para a Consulta Pública, a ABRACE considera a abertura de mercado a partir da Portaria Normativa MME nº 50/2022 um importante passo para os consumidores, mas considera que a decisão de obrigatoriedade de representação das cargas com demanda inferior a 500 kW por agente varejista uma decisão acertada. Sobre a questão da medição, a associação aponta para a necessidade de explicar melhor como se dará o processo de simplificação da medição, de modo a uniformizar e trazer tratamento isonômico a todos os agentes (ABRACE, 2023b).

A ABRACE critica ainda, o fato de que a norma não deixa claro por quanto tempo a distribuidora poderá cobrar uma tarifa diferenciada em caso de consumidores varejistas que desejam voltar ao ambiente regulado antes do período regulatório de 5 anos ou que não fossem aceitos por outros comercializadores varejistas após um possível desligamento da comercializadora contratada. Caso a distribuidora possua autonomia para agregar este consumidor como cliente antes do período regulatório, a organização entende que, em caso de sobrecontratação, ela poderia atendê-lo à tarifa normal sem prejuízo a nenhuma das partes (ABRACE, 2023b).

Além disso, a associação alerta para a falta de uniformidade no processo de migração das diferentes distribuidoras. Nesse sentido, a ABRACE aponta que as concessionárias têm apresentado exigências diferentes das definidas na regulação, o que torna o custo de migração imprevisível a depender da área de concessão, podendo até mesmo inviabilizar a migração. Com isso, caberia a ANEEL fiscalizar e penalizar tais atitudes por parte das distribuidoras, incluindo também os casos de atraso nas migrações por razões atribuídas a elas (ABRACE, 2023b).

Por último, a ABRACE traz a pauta da autorrepresentação de cargas varejistas por consumidores que já são agentes da CCEE. Segundo a ABRACE, a exigência de que as unidades consumidoras sejam representadas por um comercializador varejista não se justificam, pois os consumidores que já atuam como agentes no mercado livre podem ser capazes de gerir a operação de suas cargas (ABRACE, 2023b).

5.2. ABRACEEL

A ABRACEEL inicia sua contribuição sugerindo a implementação de um sistema de gestão de informações da CCEE que centralize dados relevantes para a migração dos consumidores. Este sistema seria um importante passo em direção ao *open energy*, conceito com o qual a associação defende como amplificador da liberdade para os consumidores e da competição justa para as comercializadoras (ABRACEEL, 2023b).

Neste sistema, a ABRACEEL aponta ser importante incluir a data de vigência do contrato cativo. A justificativa para esta sugestão tem base nos 148 casos recebidos através da iniciativa “Fale Aqui!”, que abriu um canal para seus associados relatarem problemas ocorridos durante o processo de migração. Com isso, foi observado que há uma dificuldade do consumidor de conseguir acessar seu CCER junto a distribuidora devido à demora no atendimento a solicitações, o que pode gerar a perda da data limite para denúncia e um possível atraso de um ano na migração (ABRACEEL, 2023b).

Além disso, para mitigar este problema, também é sugerido que o consumidor possa denunciar seu contrato a qualquer momento sem multa, de modo que sua migração ocorreria 180 dias após a data do informe de não renovação de contrato à distribuidora. Outra alternativa sugerida é que a distribuidora disponha de um prazo de cinco dias úteis para fornecimento do

CCER. Caso isto não ocorra, os 180 dias para a migração passariam a contar (ABRACEEL, 2023b).

Outras sugestões nesta sessão da contribuição são a simplificação do processo de alteração de representação varejista e a responsabilização da distribuidora pelo envio da Declaração de Histórico de Consumo (ABRACEEL, 2023b).

Sobre a responsabilidade de envio de informações a CCEE, a ABRACEEL defende que, exceto em caso de inadimplemento do agente varejista, o comercializador deve ser o elo de comunicação entre a CCEE e o consumidor, discordando, portanto, com o exposto na Norma Técnica de que a câmara poderia demandar informações diretamente do representado (ABRACEEL, 2023b).

A associação concorda com a atribuição à CCEE da função de gerir os dados de medição dos consumidores varejistas para a contabilização, que deveria ocorrer através de perfis individualizados por cliente visando facilitar o rateio dos encargos. A CCEE também, segundo a ABRACEEL, deveria disponibilizar memória de massa individualizada de 15 em 15 minutos, já que este dado é importante para simulações que serão realizadas em produtos de desconto garantido, por exemplo. Ademais, é sugerida que a alteração de perfil pelo agente varejista possa ocorrer de forma simplificada, sem necessidade de validação da distribuidora ou aprovação da CCEE (ABRACEEL, 2023b).

Sobre a simplificação do processo de migração, a associação destaca que muitas vezes as distribuidoras fazem exigências exageradas, que fogem aos requisitos mínimos estabelecidos no PRODIST. As adequações do Sistema de Medição e Faturamento (SMF) para migração também deveriam ser vedadas, pois a telemedição também ocorre no mercado cativo (ABRACEEL, 2023b).

Caso a distribuidora requeira uma determinada adequação no momento da migração, a ABRACEEL aponta ser essencial que ela ocorra em um processo desvinculado a migração e que os custos sejam arcados pela própria concessionária. Assim, é sugerido que as distribuidoras realizem inspeções periódicas, de modo a evitar que uma necessidade de adequação surja apenas no momento da solicitação de migração (ABRACEEL, 2023b).

Ainda, é sugerida a responsabilização e penalização para a concessionária no caso de atraso ou não conclusão do processo por motivo imputável à distribuidora. A ABRACEEL

também defende a disponibilização de modelo de carta denúncia nos sites das concessionárias, bem como uma lista de documentos necessários (ABRACEEL, 2023b).

Sobre a divulgação de um contrato padrão, a ABRACEEL considera que pode ser uma medida ineficaz, posto que os produtos varejistas são flexíveis e pode haver negociação bilateral entre as partes, que deverá ser refletida na minuta. Para que esta medida cumpra seu papel de comparação de preços, o produto padronizado deve ter condições mais específicas, como prazo contratual, submercado, tipo de energia, garantia, data de pagamento e tratamento dos encargos (ABRACEEL, 2023b).

No tangente ao caso de desligamento de agente varejista, a associação concorda com o tratamento similar ao caso de atraso na migração, no qual a distribuidora pode faturar o consumidor descontratado sob condições especiais. No entanto, é destacado que é fundamental caminhar para a figura do SUI (ABRACEEL, 2023b).

Ao tratar da suspensão de fornecimento em caso de inadimplência por parte do consumidor, a ABRACEEL é a favor da redução do prazo regulatório para o corte e propõe que caso não o seja realizado por ineficiência da concessionária, os custos atrelados a isso sejam imputados a ela. Além da distribuidora, a CCEE e o comercializador varejista também devem ser penalizados caso utilizem esta regulação de forma inadequada (ABRACEEL, 2023b).

Há também na contribuição a proposta de que para trocar de fornecedor ou até mesmo retornar ao cativo, seja exigido do consumidor uma certidão de adimplemento. Por último, a associação sugere o fim da obrigatoriedade de que o término da contratação coincida com o último dia útil do mês contabilizado pela CCEE, o que tem potencial para atrasar por até um mês a suspensão de um determinado consumidor por inadimplência (ABRACEEL, 2023b).

5.3. ABRAGE

A Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE) é composta por grandes grupos e empresas geradoras de energia elétrica do país, como Engie, Eletrobras, Copel e Itaipu Binacional. O objetivo da associação é compor pesquisas, estudos e debates visando o desenvolvimento do setor de geração de energia elétrica (ABRAGE, 2023a).

Para a ABRAGE, os temas que mais impactam a comercialização varejista são a inadimplência, a concorrência e os problemas de migração. Para tratar do primeiro ponto, a

associação defende a proposta de redução do processo de desligamento do consumidor inadimplente de 30 para 15 dias. Sobre a questão da concorrência, é levantada uma preocupação acerca do privilégio das distribuidoras por já possuírem as informações sobre os consumidores. Por último, para lidar com os problemas que ocorrem na migração ao ACL, a ABRAGE sugere que a ANEEL tome ações a fim de tornar a regulação e a fiscalização mais robustas (ABRAGE, 2023b).

A ABRAGE aponta a inadimplência como principal impeditivo da disseminação da figura do comercializador varejista, já que este agente assume não somente o risco de arcar com o prejuízo do contrato, mas também com todos os custos e encargos referentes ao consumidor inadimplente no âmbito da CCEE. No procedimento em vigor durante a consulta pública, o prazo para desmodelagem da carga após a constatação do inadimplemento era muito moroso, de modo que, para a associação, a redução do prazo para rescisão contratual de 30 para 15 dias é um aprimoramento essencial (ABRAGE, 2023b).

Além disso, a associação defende que a distribuidora deverá informar à CCEE ao realizar o corte de fornecimento por inadimplência, de modo que a Câmara realize a desmodelagem do ativo em até dois dias úteis após o comunicado oficial por parte da concessionária, visando reduzir os riscos ao agente varejista (ABRAGE, 2023b).

Em outra análise, a ABRAGE defende a compatibilização entre o prazo do Contrato de Comercialização Varejista (CCV) que o consumidor firma com seu representante varejista na CCEE e o prazo do produto contratado com a empresa em questão. Isto porque os CCVs possuíam prazo indeterminado, de modo que após o encerramento do prazo do produto contratado, mesmo em caso de não interesse em renovação, o consumidor se mantinha representado pela comercializadora varejista. Com a compatibilização dos prazos, nestes casos o consumidor se veria obrigado a buscar um novo fornecedor sob pena de desligamento na CCEE (ABRAGE, 2023b).

A associação vê coerência na obrigatoriedade da divulgação do contrato padrão conforme denotado na Nota Técnica Nº 76/2023–SGM/ANEEL. Assim a Aneel criaria um produto padronizado, com parâmetros mínimos obrigatórios, que deveria ser precificado e divulgado nos sites das comercializadoras varejistas. O objetivo desta medida é facilitar a comparação de preços para os consumidores (ABRAGE, 2023b).

Sobre as lacunas no processo de migração, a ABRAGE enxerga como indispensável que a Aneel disponha em norma sobre a obrigatoriedade de emissão de protocolos e cumprimento de prazos para solicitações à distribuidora, a criação de área específica para o processo de migração na agência virtual de cada concessionária, a apresentação de forma clara e objetiva das regras e procedimentos para migração bem como contatos para possíveis esclarecimentos e a definição de documentos obrigatórios para o processo, proibindo a solicitação de documentos adicionais (ABRAGE, 2023b).

A regulação também deve prever sanções para o caso de problemas na migração atribuídos à distribuidora, com agravante para situações que impactam o prazo de migração. A associação recomenda que a Aneel crie em seu site um espaço para trazer informações sobre o processo de migração aos consumidores e que sejam criados documentos padrão, como um modelo de carta denúncia, por exemplo (ABRAGE, 2023b).

Por último, ao tratar da defesa da concorrência, a ABRAGE defende em sua contribuição que seja implementado o Open Energy, ou seja um movimento de abertura de dados de energia através da digitalização. Assim, haveria um processo de centralização dos dados energéticos dos consumidores, mitigando a assimetria de informações e evitando o uso desleal de informações privilegiadas das distribuidoras (ABRAGE, 2023b).

5.4. ABRADEE

A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) é uma associação que representa 39 distribuidoras de energia elétrica com áreas de concessão localizadas em todas as regiões do país. As empresas associadas a ABRADEE possuem mais de 86 milhões de clientes, atendendo a 99,6% dos consumidores brasileiros (ABRADEE, 2023b).

Em sua contribuição à Consulta Pública, a associação trouxe como pontos de vista de destaque a necessidade de atribuição de um SUI para o setor elétrico brasileiro, a não obrigatoriedade das distribuidoras de atender consumidores descontratados (atendimento precário) sem uma devida remuneração e a necessidade de ser remunerada também pelo serviço de corte de fornecimento para consumidores varejistas inadimplentes (ABRADEE, 2023c).

A ABRADEE aponta que, mesmo indiretamente, a proposta normativa concede o papel de supridor de última instância às distribuidoras. Entretanto, não há previsão de nenhuma

contrapartida a estes agentes. Com isso, as concessionárias não seriam remuneradas pela prestação do serviço e teriam sua operação afetada por riscos que não foram previstos nos contratos de concessão (ABRADEE, 2023c).

Outro ponto sobre o suprimento em última instância é que caso a distribuidora seja obrigada a fornecer atendimento precário a preço mix entre o PLD vigente e a tarifa regulada, os consumidores descontratados não terão incentivo a buscar um novo fornecedor imediatamente, de modo que não haveria qualquer impedimento a migração do ACL ao ACR sempre que conveniente (ABRADEE, 2023c).

Assim, o atendimento precário não deve ser obrigatório às distribuidoras e somente exercido de forma compulsória quando a figura do SUI for devidamente estabelecida por regulação. O consumidor só poderia retornar ao cativo e ser faturado como tal caso a distribuidora concedesse autorização ao retorno preliminar ao prazo regulatório de 5 anos. Quando o atendimento precário for realizado por razões especiais, como decisões judiciais, deve ser remunerado, de modo a não impactar a distribuidora e onerar os consumidores regulados (ABRADEE, 2023c).

Sobre a alocação de custos na distribuidora em caso de atraso na efetivação de desligamentos por razões de inadimplência, a ABRADEE aponta que a CCEE, a ANEEL e o ONS também fazem parte do fluxo de desligamento, mas estas instituições não possuem prazos definidos em regulação para realizar suas tarefas. Assim, apenas a distribuidora poderia ser penalizada em caso de atraso nas etapas de sua responsabilidade, o que fere o princípio de isonomia (ABRADEE, 2023c).

Ainda, a associação levanta a possibilidade de o consumidor estar adimplente com a fatura de distribuição e inadimplente com o comercializador varejista. A suspensão do fornecimento, neste caso, é um serviço prestado ao agente varejista, que envolve custos e planejamento. A regulação, no entanto, não prevê nenhum tipo de remuneração por este serviço (ABRADEE, 2023c).

A leitura e envio de dados de medição, segundo a ABRADEE, também é um serviço prestado à CCEE e ao comercializador varejista e que possui riscos que recaem sobre a distribuidora. A associação sugere também, portanto, que seja mais um serviço remunerado. A remuneração por estes serviços pode ser realizada através da tabela de serviços cobráveis homologada pela ANEEL nos processos tarifários da concessionária (ABRADEE, 2023c).

Como melhorias para o processo de migração, a ABRADEE sugere a facilitação do processo no SCDE e Siga CCEE através da simplificação dos cadastros e do fim da obrigatoriedade de diagrama unifilar, a simplificação da declaração de histórico de consumo, a eliminação da necessidade de assinatura do consumidor no sistema e a possibilidade de gestão de perfis abaixo do agente varejista de forma mais autônoma (ABRADEE, 2023c).

5.5. CCEE

A Câmara Comercializadora de Energia Elétrica, em sua contribuição, traz como principais pontos de análise os seguintes pontos: a estruturação do acesso ao ACL com a operacionalização dos consumidores varejistas; a organização dos processos de alteração de comercializador, suspensão de fornecimento e desligamento da varejista; a simplificação do processo de migração e de medição; o processo de resilição e resolução de contratos e suspensão de atendimento ao consumidor; o processo de aprimoramento da regulação do agente varejista; e a implementação do Open Energy (CCEE, 2023h).

Ao tratar do primeiro ponto abordado na contribuição, a CCEE defende que o acesso ao ACL pelos consumidores varejistas deve se dar de forma mais simplificada, suprimindo a necessidade de exigências voltadas ao consumidor atacadista, como a adequação do SMF, o cadastramento extenso e a modelagem de ativos complexa, por exemplo.

O processo de migração na CCEE envolve o preenchimento de mais de 60 campos de cadastro, que estão dispostos em três sistemas da CCEE. Ademais, o cumprimento das tarefas depende, além do preenchimento dos campos, de validações e aprovações dos demais agentes envolvidos, como a distribuidora, a CCEE, a varejista e até mesmo o próprio cliente (CCEE, 2023h).

Assim, a proposta sugere que os processos vigentes para os consumidores atacadistas sejam substituídos por um cadastro realizado pelo representante varejista do consumidor e aprovado pela distribuidora, no qual constariam apenas os dados necessários para a contabilização na CCEE e as exigências regulatórias. Após a efetivação deste cadastro, o consumidor estaria oficialmente migrado para o mercado livre de energia (CCEE, 2023h).

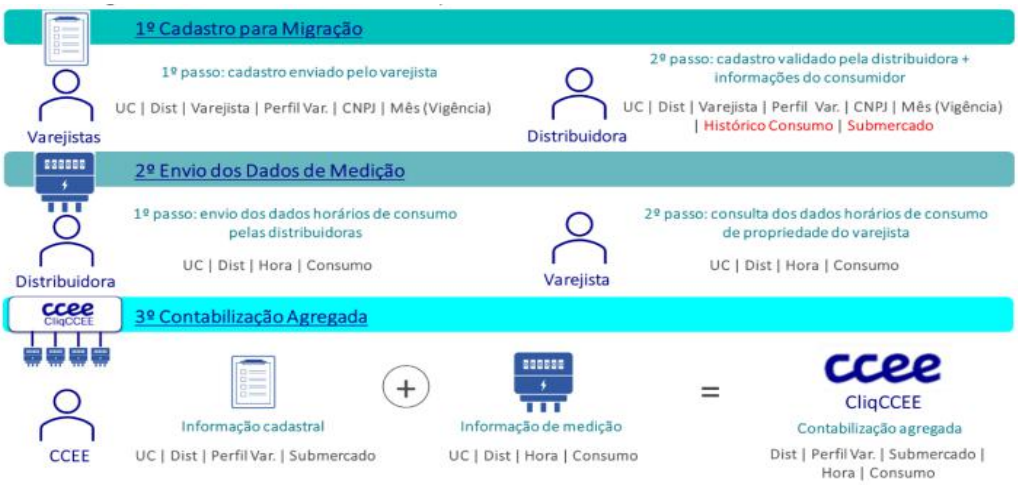
Além da simplificação no acesso ao ACL, a CCEE dispõe também sobre o número massivo de dados que as distribuidoras precisam enviar à CCEE para viabilizar a contabilização no processo vigente. Segundo a CCEE, em um mês de 31 dias, por exemplo, a distribuidora

precisa enviar 89.280 dados energéticos de cada unidade consumidora a ser contabilizada, já que há obrigatoriedade de disponibilização de 5 em 5 minutos dos dados de consumo ativo e reativo (IN/OUT), além dos dados de tensão e de corrente trifásicos (CCEE, 2023h).

A exigência do fornecimento por parte da distribuidora e da manutenção por parte da CCEE desta quantidade de dados considerando o contexto de expansão do ACL é um gargalo operacional que pode inviabilizar a abertura total do mercado. Nesse viés, a CCEE propõe a obrigatoriedade de envio apenas dos dados de consumo ativo horário, o que reduziria de 89.280 para 744 o número de dados enviados mensalmente por unidade consumidora (CCEE, 2023h).

Ainda no contexto de aprimoramento da entrada dos consumidores varejistas no ACL, a Câmara aponta que a contabilização agregada traria mais eficiência e redução de custos sistêmicos ao processo, sendo um avanço importante na apuração de resultados. Assim, a instituição sugere o cruzamento das informações de UCs pertencentes a mesma distribuidora, perfil varejista e submercado para contabilização do consumo de forma agregada. A figura 10 ilustra a proposta de processo de acesso ao ACL aos consumidores varejistas, dispondo sobre o cadastro, medição e contabilização agregada (CCEE, 2023h).

Figura 10: Processo geral do novo modelo estrutural para abertura de mercado



Fonte: CCEE, 2023h

Em outro plano, a CCEE se coloca como possível responsável pela centralização das informações visando facilitar a comunicação entre os agentes e melhorar a organização do mercado. Isto poderá ocorrer por meio da criação de uma plataforma de gestão cadastral e fluxo de processos centralizados. Este processo está em linha com o Open Energy, de modo que é

proposto a inclusão nos CCVs de uma cláusula dando consentimento ao acesso aos dados de energia aos demais agentes CCEE, 2023h).

As comunicações referentes ao serviço de suspensão de fornecimento por inadimplemento do consumidor também poderão ser geridas através desta plataforma, bem como os casos de resilição unilateral de CCV e desligamento do comercializador varejista na CCEE (CCEE, 2023h).

Além das contribuições já apresentadas, a CCEE propõe simplificações no processo de migração que poderiam ser implementadas de forma imediata, como a dispensa do diagrama unifilar, que na grande maioria dos casos (cliente conectado diretamente na rede da distribuidora) não é necessário ao processo, a dispensa de apresentação do CCV para a CCEE, já que esta obrigação se mostrou desnecessária ao longo do tempo, e o desenvolvimento de um sistema otimizado de cadastro para a migração, que otimiza as etapas do processo e diminui a necessidade de validações (CCEE, 2023h).

Ao abordar os processos de resolução contratual por inadimplemento do representado, a Câmara apoia a redução do prazo de notificação de 30 para 15 dias. Entretanto, é sugerido que, caso haja falha no envio da notificação de modo que o representado não a receba, o comercializador varejista seja penalizado. A CCEE sugere também que a varejista notifique, além do representado, a distribuidora, para que seja iniciado o processo de suspensão de fornecimento (CCEE, 2023h).

Já nos casos de resilição, ou seja, quando uma das partes não pretende prorrogar o vínculo de representação com a outra, a antecedência mínima para notificação deveria ser de 90 dias. Assim, o representado teria três opções de ações a tomar: procurar um novo fornecedor, aderir à CCEE ou solicitar retorno ao mercado cativo. Quando a resilição ocorrer por comum acordo, a CCEE entende que a necessidade de envio de notificação pode ser dispensada (CCEE, 2023h).

Para o caso de desligamento ou inabilitação de um agente varejista, a CCEE se coloca como responsável por notificar o varejista e as distribuidoras cujas quais possuam clientes representados pelo agente desligado. Assim, as concessionárias seriam responsáveis por informar os consumidores em até dois dias úteis e estes poderiam tomar ações para continuar operando (CCEE, 2023h).

Por último, a CCEE trata em sua contribuição de pontos para o aprimoramento da regulação varejista, abrangendo critérios técnicos, financeiros e documentais necessários para habilitar e manter um perfil varejista. A CCEE aponta que os procedimentos devem ser equalizados para comercializadores e para agentes varejistas e que não haja distinção entre varejistas comercializadores ou geradores. Também defende que o monitoramento prudencial, procedimento que visa gerenciar o risco no mercado, seja expandido aos agentes varejistas (CCEE, 2023h).

6. Resultados: REN 1.081/2023

Após análise das contribuições enviadas por 57 entidades ligadas ao setor para a Consulta Pública 28/2023, a ANEEL emitiu em 12 de dezembro de 2023 a Nota Técnica 166/2023. Neste documento, a Agência dispôs sobre as contribuições apresentadas e analisou quais seriam ou não acatadas na Resolução Normativa 1.081/2023 (ANEEL, 2023c).

Quanto ao tema da representação varejista, a ANEEL não acatou a proposta de criar uma figura específica para atuar na representação varejista. Isto porque o agente varejista já é regulado e sua habilitação se dá pelos comercializadores e geradores interessados em prestar o serviço de comercialização varejista. Além disso, a obrigatoriedade de que consumidores com demanda contratada menor que 500 kW sejam representados por agente varejista foi mantida (ANEEL, 2023c).

A proposta da CCEE de detalhar as hipóteses para fim da representação varejista, incluindo o caso de resilição de comum acordo, foi acatada. A Agência também informa na Nota Técnica que houve concordância geral dentre as contribuições para reduzir o prazo de suspensão do fornecimento para 15 dias após a notificação do varejista. A necessidade de melhora no processo de notificação foi ressaltada, entretanto, seu detalhamento será dado em Procedimento de Comercialização (PdC) específico (ANEEL, 2023c).

A Nota Técnica também apresenta o caso dos consumidores com demanda abaixo de 500kW descontratados. Pode ocorrer que estes consumidores não encontrem um agente varejista disposto a representá-lo e que a distribuidora não aceite o retorno ao mercado cativo antes do prazo regulatório de cinco anos. Nestes casos, o tratamento será o mesmo dado a atrasos de migração, no qual a distribuidora fornecerá ao cliente, mas não assumirá o risco do preço, realizando o faturamento nos termos do artigo 168 da Resolução Normativa 1000/2021. É importante destacar que esta medida não corresponde ao conceito de supridor de última instância, já que este agente não está previsto em lei (ANEEL, 2023c).

Quanto a divulgação de contrato de representação padrão, a Consulta apontou alguns parâmetros que devem ser considerados na minuta, como flexibilidade, sazonalização, e modulação, prazo, tipo de energia, submercado, garantia, data de pagamento e inclusão ou não de encargos. A caracterização detalhada deste produto deverá ser explorada em PdC específico (ANEEL, 2023c).

Além disso, diversas contribuições se mostraram de acordo com a proposta de simplificação da comunicação entre as partes. Os destaques dentro deste tema são o procedimento para troca de representante, dados históricos a serem fornecidos pelos agentes de medição e o nível de extensão da comunicação da CCEE com os consumidores varejistas. Assim, esta proposta foi mantida de forma integral (ANEEL, 2023c).

Ainda no que tange a comunicação, o contexto de abertura do ACL trouxe a necessidade de facilitar o acesso à informação pelos agentes. Assim, mostrou-se pertinente a criação de um sistema de gestão de informações com o objetivo de centralizar os dados de interesse do mercado. Foi amplamente aceito na Consulta que este sistema fosse centralizado e gerido pela CCEE. O detalhamento acerca desta plataforma, entretanto, será dado em procedimentos complementares posteriores (ANEEL, 2023c).

À CCEE, também, foi entendido que cabe a responsabilidade de gerir os dados de medição dos consumidores varejistas. Assim, com estes dados em mãos, caberia à CCEE agregá-los de modo a facilitar o processo de contabilização. Já quanto ao envio dos dados de medição, a regulamentação atual foi mantida. Deste modo, as distribuidoras seguem com o papel de agente de medição, sendo responsáveis por disponibilizar estes dados na CCEE. A simplificação do processo de medição e envio de dados poderá ser tratado em PdC futuro (ANEEL, 2023c).

Ao tratar sobre o processo de migração, as contribuições que foram aceitas trataram de simplificação dos processos de mapeamento do ponto de medição e modelagem de carga na CCEE e da eliminação da obrigatoriedade de envio de diagrama unifilar para consumidores diretamente conectados na rede. No cronograma da Agenda Regulatória 2024/2025 está prevista uma atividade denominada “Impactos da abertura de mercado na regulação dos serviços de distribuição”, na qual haverá uma análise das demais contribuições dentro deste tema (ANEEL, 2023c).

Já sobre o processo de desligamento, as contribuições aceitas foram, dentre outras, relacionadas a redução do prazo para desligamento na CCEE em até 30 dias, melhoria de redação para alocação do custo à distribuidora e aprimoramento do processo de notificação para suspensão de fornecimento através do sistema de gestão de dados a ser criado pela CCEE (ANEEL, 2023c).

As contribuições que trataram de sobrecontratação de energia pelas distribuidoras não foram aceitas, já que as tratativas quanto a este tema não são de competência da ANEEL e que já há mecanismos regulatórios para lidar com este problema. No mesmo sentido, a criação da figura do SUI também não foi aceita, já que é um tema dependente de previsão em lei, o que não está no escopo de atuação da CCEE (ANEEL, 2023c).

Uma importante mudança implementada após a Consulta Pública foi a alteração do prazo de vigência do CCER. O prazo anteriormente regulado, de doze meses com renovação automática, trazia prejuízo aos consumidores ao passo que poderia causar uma espera de 18 meses até a efetiva migração caso o consumidor perdesse a janela de denúncia (180 dias antes do fim da vigência do contrato). Com isso, a vigência do CCER passa a ser indeterminada, de modo que após o informe do desejo de não renovação por parte do consumidor à distribuidora, a migração poderia se viabilizar em seis meses (ANEEL, 2023c).

Houveram contribuições acerca de relacionamento com consumidores, práticas anticompetitivas e regulação específica para consumidores livres com geração distribuída, mas nenhuma delas foi acatada por já haver diretrizes para tratamento destes temas na regulação (ANEEL, 2023c).

Por último, na Nota Técnica, a ANEEL apresenta as diretrizes para elaboração de regras e PdCs visando a transição ao novo modelo de mercado. Estas diretrizes são explicitadas na tabela 3:

Tabela 3: Diretrizes para elaboração de regras e procedimentos

TEMA	DIRETRIZ
Regras e Procedimentos de Comercialização específicos	D.1. Processos e procedimentos atuais devem evoluir e serem consubstanciados em Regras e Procedimentos de Comercialização específicos.
	D.2. Atacado e Varejo são ambientes diferentes e exigem controles diferenciados. A fronteira entre esses ambientes é a representação varejista (obrigatória ou optativa).
	D.3. A estrutura de registro e controle do varejo deve estar centralizada na CCEE.
Sistema de Gestão de Informações	D.4. O sistema de gestão de informações para o varejo deve ser seguro, flexível e permitir o fácil acoplamento e interface com outros usuários.
	D.5. O sistema utilizado deve buscar a automatização dos principais processos.
	D.6. As partes devem ser as responsáveis pelos seus respectivos

	contratos.
	D.7. A celebração do CCV deve ser gerenciada pelo agente varejista, mas o sistema de gerenciamento deve ter acesso à informação quanto à sua efetiva e válida celebração.
Cadastro e guarda de dados	D.8. O cadastro e o conjunto de informações coletadas sistemicamente deve ser o mais simples, desconcentrado e eficiente possível, observando-se o ponto de vista e utilização de todos os envolvidos.
	D.9. A responsabilidade pelo início do cadastro é do agente varejista.
	D.10. A Distribuidora (ou transmissora) deve complementar o cadastro e validar a migração, marcando o início das operações do consumidor no ACL.
	D.11. A lista de informações e registros a serem armazenados deve observar um conteúdo mínimo, e as responsabilidades pelo seu fornecimento e guarda devem estar adequadamente detalhadas em Procedimento de Comercialização.
Medição	D.12. A distribuidora (ou transmissora) a qual a UC está conectada é o agente de medição.
	D.13. A verificação de consistência dos dados e eventuais ajustes devem ser realizados pelo agente de medição, conforme diretrizes constantes de Procedimento de Comercialização.
	D.14. Cabe à CCEE a realização dos controles e verificações necessárias nos dados de medição para viabilização da contabilização.
	D.15. O agente varejista deve ter acesso aos dados de seus representados.
	D.16. Os dados de medição devem ser encaminhados diariamente, com registros em intervalos de 5 em 5 minutos.
	D.17. Os sistemas de medição atualmente instalados podem ser utilizados, desde que permitam a coleta de dados e o encaminhamento na periodicidade necessária.
Agregação e Contabilização	D.18. A contabilização deve ser agregada, em interface do sistema de gestão do varejo com o SCL.
Prazos e participação pública	D.19. As alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização para contemplar as Diretrizes devem ser propostas pela CCEE no prazo apontado pela ANEEL e o texto definitivo dependerá do debate em Consulta Pública.

Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL, 2023c

7. Considerações Finais

O ambiente de contratação livre de energia é um mercado promissor e sua expansão representa um avanço para o Setor Elétrico Brasileiro no que se refere à competitividade e economia para os consumidores. Entretanto, conforme explorado no capítulo 2, o ACL possui diferenças relevantes em relação ao ACR, o que eleva o nível de complexidade da operação para os agentes que optam por estar neste ambiente.

Com a expansão em curso, milhares de consumidores migrarão de ambiente visando obter os benefícios que o mercado livre de energia é capaz de proporcionar. Desse modo, garantir que a abertura ocorra de forma organizada e bem estruturada é fundamental para minimizar as dificuldades enfrentadas pelos novos entrantes e para assegurar que nenhum elo da cadeia seja prejudicado em seus processos.

Como detalhado no capítulo 3, o mercado livre de energia está em expansão desde sua criação. A abertura do mercado para todo o segmento de média tensão ocorrida no ano de 2024, no entanto, fez com que o ACL chegasse a outro patamar de elegibilidade, de modo que até mesmo estabelecimentos comerciais de pequeno porte, com faturas no ambiente cativo de R$ 10.000,00 por exemplo, pudessem acessar o desconto proporcionado pelo consumo de energia livre.

O próximo passo para elevar a liberalização no mercado de energia no Brasil será a abertura do ACL para a baixa tensão, tema explorado na Consulta Pública n° 137 de 2022. Com isso, todos os consumidores poderão optar por escolher o fornecedor que melhor lhes atende, com base em critérios individuais e personalizados.

Porém, a regulação precisa progredir para acompanhar a evolução do setor elétrico. Nesse sentido, o capítulo 4 do trabalho buscou apresentar alguns desafios regulatórios enfrentados no contexto de liberalização de mercados de energia, usando como pano de fundo o panorama internacional.

Nesse viés, os principais pontos levantados foram a necessidade de se estudar alternativas para lidar com os contratos legado no contexto de liberalização e para possibilitar a unificação das faturas no ACL sem os prejuízos expostos na seção 4.3, a não condicionalidade da troca integral de medidores para a viabilização da abertura, a necessidade de definição regulatória acerca do Supridor de Última Instância e o ajuste regulatório acerca de alguns pontos no que se refere à comercialização varejista.

Dentre os tópicos apresentados, solucionar a questão dos contratos-legado é de suma importância para que a abertura de mercado não traga prejuízos aos agentes de distribuição e aos consumidores cativos. Assim, cabe à ANEEL aprimorar os mecanismos disponíveis para minimizar os custos decorrentes da sobrecontratação e impedir que a regulação vigente imponha a necessidade de se celebrar novos contratos.

Ainda quanto ao impacto da liberalização de mercado para as distribuidoras, a abertura do ACL para a baixa tensão possibilitará a total separação entre distribuição e comercialização, de modo que seja vedada a prestação de ambos os serviços pelo mesmo agente. Com isso, as distribuidoras atuariam como Operadoras do Sistema de Distribuição, concentrando-se apenas em suas competências essenciais relacionadas à manutenção da rede, o que elevaria a eficiência do setor. Assim, a discussão acerca do supridor de última instância ganha ainda mais destaque, já que neste cenário as distribuidoras não possuiriam contratos de energia para atuarem como fornecedores emergenciais.

No tocante a comercialização varejista, o capítulo 5 analisou a Consulta Pública 28 de 2023, que objetivou obter subsídios para aprimoramentos regulatórios no que se refere a abertura de mercado sob a ótica varejista. As contribuições analisadas, realizadas por instituições que representam os principais agentes do Setor Elétrico Brasileiro, tiveram diversos pontos de convergência, que foram em sua maioria acatados para a elaboração da REN 1.081/2023. Os pontos de divergência, entretanto, mostram que os diferentes elos da cadeia de energia possuem, em muitos casos, interesses conflitantes. O maior exemplo disso pode ser notado na análise da contribuição da ABRADEE.

Com base na Consulta, a ANEEL elaborou a Resolução Normativa 1.081/2023, na qual foram dispostas alterações na regulação até então vigente visando adaptá-la ao contexto de abertura de mercado.

Após a análise, os principais pontos identificados foram a desvinculação das vigências contratuais, a adição da possibilidade de resilição bilateral, a redução do prazo para notificação da rescisão contratual por inadimplência para 15 dias e detalhamento do procedimento de desligamento, fim da obrigatoriedade de envio de diagrama unifilar para migração no caso geral e a obrigatoriedade de vigência indeterminada para os CCERs.

Além disso, a ANEEL levantou as pautas da criação de um sistema de informações centralizado a ser realizada pela CCEE e da simplificação do processo de migração. Ambos os

temas, entretanto, não foram sanados na Resolução, de modo que suas diretrizes específicas serão dadas posteriormente em procedimentos de comercialização específicos.

Fica claro, no entanto, que apesar das tratativas regulatórias realizadas pela ANEEL, ainda há muito o que ser feito para viabilizar a entrada dos consumidores de baixa tensão no ACL. O principal entrave para a incorporação destes consumidores no mercado livre é a complexidade da operação, tanto durante o processo de migração quanto depois de migrado.

Ao permitir que consumidores residenciais optem por migrar ao mercado livre, poderá haver um aumento massivo no número de unidades consumidoras na CCEE. O processo de migração, no entanto, é bastante burocrático e a operação vigente, pensada para o modelo atacadista, é pouco automatizada, o que impede que haja massificação sem prejuízo à Câmara e aos demais agentes envolvidos no processo.

As alterações impostas pela REN 1.081/2023 são um importante passo para adaptar o modelo atual do ACL para a expansão do varejo, mas seu escopo foi pensado para uma abertura para a média tensão. Os clientes que passam a ser elegíveis ao mercado livre de energia em 2024 são considerados um meio termo entre os grandes consumidores elegíveis ao mercado atacadista e os clientes que consomem em baixa tensão.

O chamado “atacarejo” é composto por consumidores menores, com demanda contratada abaixo de 500kW, mas que ainda assim são, no geral, empresas que possuem autonomia e capacidade para lidar com os processos do ACL de forma mais dinâmica, além de possuírem um valor de conta que possibilita um tratamento diferenciado perante o representante varejista. Isto é diferente dos consumidores BT, em sua maioria consumidores residenciais que não estão dispostos a dedicar tempo para a gestão energética e que possuem baixo custo com energia, o que não abre possibilidade para pagamento de um serviço mais especializado.

Assim, para que a migração seja viável, estes consumidores precisam de um processo simples, com baixa necessidade de gestão, já que a margem que poderão disponibilizar para pagamento do agente representante será baixa e não suportará um escopo de serviço que demande muitas responsabilidades e atribuições para com a comercializadora varejista. Nesse viés, a Resolução Normativa 1.081/2023 dá alguns passos para a simplificação do processo ao alterar a vigência regulatória dos CCERs e eliminar a obrigatoriedade de envio de diagrama unifilar para a migração. Além disso, a Resolução é acertada ao sinalizar a necessidade de

desburocratização dos procedimentos de migração e da criação de um sistema de gestão de informações integrado pela CCEE.

Com isso, o trabalho visou apresentar os principais desafios e as perspectivas para a abertura de mercado em curso. Conclui-se que apesar dos avanços realizados através da REN 1.081/2023, ainda há muito a ser trabalhado para possibilitar a ampliação do acesso ao ambiente de contratação livre de energia.

Para trabalhos futuros, sugere-se analisar o impacto da abertura de mercado para as distribuidoras e as perspectivas para o segmento de baixa tensão no mercado livre de energia.

8. Referências

ABRACE. **Contribuições referentes à Consulta Pública nº 28/2023**. [S. l.], 2023b. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=52014&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 15 fev. 2024.

ABRACE. **Sobre - Abrace**. [S. l.], 2023a. Disponível em: https://abrace.org.br/sobre/. Acesso em: 15 fev. 2024.

ABRACEEL. **Avaliação dos cenários possíveis para abertura organizada do setor elétrico brasileiro**., Brasil, 2022. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/11/EY_Abraceel_Final.pdf. Acesso em: 14 fev. 2024.

ABRACEEL. Brasil. In: **Quem é o Comercializador Varejista**?. Brasil, 2021. Disponível em: https://abraceel.com.br/blog/2021/11/quem-e-o-comercializador-varejista/. Acesso em: 14 fev. 2024.

ABRACEEL. **CARTILHA DO CONSUMIDOR LIVRE DE ENERGIA**., Brasil, 2020. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/10/Cartilha-do-Consumidor-Livre-3.pdf. Acesso em: 14 fev. 2024.

ABRACEEL. **Cartilha do Mercado Livre de Energia**., Brasil, 2023a. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-do-Mercado-Livre-de-Energia.pdf. Acesso em: 14 fev. 2024.

ABRACEEL. **Contribuição da Abraceel à Consulta Pública 28/2023 da Aneel**. [S. l.], Brasil, 2023b. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=52015&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 15 fev. 2024.

ABRADEE. **Contribuição ao processo de consulta pública nº 028/2023/ANEEL**. [S. l.], Brasil, 2023c. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=52069&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 15 fev. 2024.

ABRADEE. **Funcionamento da Cadeia Produtiva**. [S. l.], Brasil, 2023a. Disponível em: https://abradee.org.br/funcionamento-da-cadeia-produtiva/. Acesso em: 13 fev. 2024.

ABRADEE. **Quem somos**. [S. l.], Brasil, 2023b. Disponível em: https://abradee.org.br/quem-somos/. Acesso em: 15 fev. 2024.

ABRAGE. **ABRAGE**. [S. l.], Brasil, 2023a. Disponível em: https://www.abrage.com.br/. Acesso em: 15 fev. 2024.

ABRAGE. **Contribuições da ABRAGE à Consulta Pública ANEEL nº 028/2023**. [S. l.], 2023b. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=52017&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 15 fev. 2024.

ANEEL. **A ANEEL**., Brasil, 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 14 fev. 2024

ANEEL. **Por Dentro da Conta de Luz.** ANEEL, [s. l.], ed. 7, 2016. Disponível em: https://www.arce.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/53/2017/09/cartilha-aneel-por-dentro-da-conta-de-luz_2016.pdf. Acesso em: 31 mar. 2024.

ANEEL. **Mercado**. [S. l.], 16 fev. 2022. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/mercado. Acesso em: 13 fev. 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL Nº 1000, de 7 de dezembro de 2021.** [S. l.], Brasil, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf. Acesso em: 13 fev. 2024.

ANEEL. **Nota técnica conjunta nº 166 de 2023**. [S. l.], Brasil, 2023c. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=52456&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 15 fev. 2024.

ANEEL. **Nota técnica nº 76 de 2023**. [S. l.], Brasil, 2023b. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=51711&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 15 fev. 2024.

BARRETO, Acacio; GONÇALVES, Felipe; FERNANDES, Gláucia. Análise da digitalização da Medição sob a Ótica da Abertura de Mercado. **FGV Energia**, [S. l.], Brasil, 2022. Disponível em: https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/a3da7744-1850-49ec-ac7e-7f3e68172ca9/content. Acesso em: 15 fev. 2024.

BARROSO, Luiz. PSR: Queremos abrir o mercado? Precisamos falar sobre os contratos legados. **IFE**, Brasil, 2021. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/08_barroso_2021_03_12.pdf. Acesso em: 15 fev. 2024.

BRASIL. **Decreto nº 6353, de 16 de janeiro de 2008**. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3o do art. 3o e o art. 3o-A da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto no 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2o do Decreto no 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. DECRETO Nº 6.353, DE 16 DE JANEIRO DE 2008., Brasil, 2008. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/decreto/d6353.htm. Acesso em: 14 fev. 2024.

BRASIL. **LEI No 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004**. Brasil, 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 14 fev. 2024

BRASIL. **Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016**. Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências. LEI Nº 13.360, DE 17 DE NOVEMBRO DE 2016., Brasil, 2016. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm. Acesso em: 14 fev. 2024.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasil, 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acesso em: 14 fev. 2024.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. Altera dispositivos das Leis ns. 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 8.666, de 21 de junho de 1993, 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. LEI Nº 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998, Brasil, 1998. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=445096. Acesso em: 14 fev. 2024.

CCEE. **Balanço 2022**. Brasil, 2023b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/balanco_consumo_e_geracao_2022.pdf/f6347641-c024-214a-cec6-14d2f2796fc4>. Acesso em: 14 fev. 2024

CCEE. **Contabilização**. Brasil, 2023f. Disponível em: https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_1092005 . Acesso em: 14 fev. 2024.

CCEE. **Contribuições da CCEE para Consulta Pública ANEEL nº 28/23**. [S. l.], Brasil, 2023h. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-

publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=52027&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 15 fev. 2024.

CCEE. **Módulo 3 – Contratação de Energia: Submódulo 3.2 – Contratos do Ambiente Regulado. Procedimentos de Comercialização, Brasil**., 2021a. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919498/3.2%20-%20Contratos%20ACR_v4.0.pdf/96822ee2-411a-2ead-648b-d360055be9b3. Acesso em: 14 fev. 2024.

CCEE. **Nossos associados**. [S. l.], Brasil, 2023a. Disponível em: https://www.ccee.org.br/en/nossos-associados. Acesso em: 13 fev. 2024.

CCEE. **Potencial de abertura do mercado livre para o grupo A – 2022 e estimativa 2024**. Brasil, 2023g. Disponível em: https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_1092005. Acesso em: 14 fev. 2024.

CCEE. **Preço de Liquidação das Diferenças. Regras de Comercialização,** Brasil, 2023d. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/00%20-%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as_2023.3.1_2023-JAN.pdf/8a25559b-9fa0-4d92-40d3-5938e66c3571. Acesso em: 14 fev. 2024.

CCEE. **Proposta conceitual para a Abertura do Mercado**. Brasil, 2021b. 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. Acesso em: 15 fev. 2024.

CCEE. **Sobre nós - CCEE**. Brasil, 2023c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/web/guest/sobrenos>. Acesso em: 14 fev. 2024

CCEE. **Votos e Contribuição Associativa. Regras de Comercialização**., Brasil, 2023e. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/20%20-%20Votos%20e%20Contribui%C3%A7%C3%A3o%20Associativa_2023.3.0_2023-JAN.pdf/62cb73b2-28f2-5ef0-26c5-e85d14063f0e. Acesso em: 14 fev. 2024.

COPEL. **Benefícios Rede Elétrica Inteligente**. [S. l.], Brasil, 2023. Disponível em: https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/rede-eletrica-inteligente/. Acesso em: 15 fev. 2024.

COSTA JUNIOR, A Arlei. A digitalização do setor elétrico brasileiro. (The digitalization of the Brazilian electric sector). **Revista Brasileira de Pesquisas Jurídicas (Brazilian Journal of Law Research)**, Brasil, 2020. Disponível em: https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/86179970/20-libre.pdf?1653007360=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DA_digitalizacao_do_setor_eletrico_brasil.pdf&Expires=1708049572&Signature=ff~RuJaIm18IWEKbQAkDbsSL5lPhdAb35K-HlwRFMAVe~J16bDUD7ZhvLvlIJJkV-paLmZkOSxKtC8VjnwzlgyqHjjvOel3kYrUxyKuAU~Er5tyA1hSS9cMObXxZhhWqL0hLTbZjVlRyge4TolcdfQZH9ln-bMLiVTBIfPa3w3HU2dyzGmbehfTCOBJQfDfD36bQcgQ-q2I6OQa4pDF~M8os73PWG9SO257yVFlLBAlGDs0PyheqXk3tjieIGKgDMceygbeuwGo7f

nQORJ6RHGk8NoQkqvCRX1syvGG6n6k6hPg59qviqPzWLmDhgvIJHFM6YuT-DQR1kVtLXn-RWQ__&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA. Acesso em: 15 fev. 2024.

DA SILVA, Ana Lúcia Rodrigues; PRADO JR, Fernando A. de Almeida; VIANA, Fabiana Gama. A Nova Jornada do Cliente Frente às Tecnologias Exponenciais no Setor Elétrico. **XXVI SNPTEE**, Brasil, 2022. Disponível em: https://www.sinerconsult.com.br/wp-content/uploads/2022/08/GEC_1233.pdf. Acesso em: 15 fev. 2024.

DA SILVA, C. V. Contratação de Energia Elétrica: Aspectos Regulatórios e Econômicos. **TDSE 25**, Brasil, 2011. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/06/02_TDSE25.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2024

DA SILVA, Christiano Vieira. Contratação de Energia Elétrica: Aspectos Regulatórios e Econômicos. **Texto de Discussão do Setor Elétrico**, GESEL, Brasil, 2022. Disponível em: https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/02_TDSE25.pdf. Acesso em: 13 fev. 2024.

DA SILVA, Vinicius Radetzke. **Desenvolvimento e a Regulação do Mercado Livre de Energia no Brasil**. Orientador: Profª Drª Roselaine Ruviaro Zanini. 2017. 94 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2017. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/13642/DIS_PPGEP_2017_SILVA_VINICIUS.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 14 fev. 2024.

DE CASTRO, Nivalde José et al. Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis. **Texto de Discussão do Setor Elétrico**, [s. l.], Brasil, 2011. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/06/10_TDSE31.pdf. Acesso em: 13 fev. 2024.

DE DEUS, Marcella Lanzetti Daher. **Séries Temporais Aplicadas ao Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional - SIN**. Brasil, 2008. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - PUC-Rio, [S. l.], 2008. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/14100/14100_1.PDF. Acesso em: 13 fev. 2024.

EDP. **InovCity: Lançamento de Projetos de Inovação Social e Mobilidade Elétrica**. Brasil, 2012. Disponível em: https://brasil.edp.com/pt-br/noticias/2012/03/21/inovcity-lancamento-de-projetos-de-inovacao-social-e-mobilidade-eletrica. Acesso em: 15 fev. 2024.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023**. In: Anuário Estatístico de Energia Elétrica. [S. l.], Brasil, 2023. Disponível em: https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#Notas_explicativas. Acesso em: 13 fev. 2024.

EPE. **Quem Somos**. Brasil, 2023b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 14 fev. 2024

GUMZ, Jonathan; FETTERMANN, Diego Castro. **Benefícios e Barreiras para Aceitação de Medidores Inteligentes Residenciais**. Revista Produção Online, Brasil, 2021. Disponível em: https://www.producaoonline.org.br/rpo/article/view/4179/2011. Acesso em: 15 fev. 2024.

HIROTA, Heitor Hiroaki. **O mercado de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil**. 2006. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) - Universidade de São Paulo,

[S. l.], Brasil, 2006. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/96/96131/tde-26042007-114337/publico/HeitorHiroakiHirota.pdf. Acesso em: 13 fev. 2024.

JOSKOW, P. L. Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. **The Energy Journal**, MIT, Brasil, 2022. Disponível em: https://economics.mit.edu/sites/default/files/2022-09/Lessons%20Learned%20from%20Electricity%20Market%20Liberalization.pdf. Acesso em: 13 fev. 2024.

KESSLER, M. R. **A REGULAÇÃO ECONÔMICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: TEORIA E EVIDÊNCIAS**. [s.l.] Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil, 2006. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/11533/000615873.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 14 fev. 2024

LOPES, Yona. Smart Grid e IEC 61850: Novos Desafios em Redes e Telecomunicações para o Sistema Elétrico. **Simpósio Brasileiro de Telecomunicações**, [s. l.], Brasil, 2012. Disponível em: https://biblioteca.sbrt.org.br/articlefile/1108.pdf. Acesso em: 15 fev. 2024.

MME. **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma**. , Brasil, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em: 14 fev. 2024

MME. **Nota Técnica nº 29/2022, de 3 de outubro de 2022**. NOTA TÉCNICA Nº 29/2022/ASSEC, Brasil, 2022b. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/10/Nota-Tecnica-SEI-MME-CP-137.pdf. Acesso em: 14 fev. 2024.

MME. **Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019**. PORTARIA No 465, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2019., Brasil, 2019. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/@@download/file. Acesso em: 14 fev. 2024.

MME. **Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018**. PORTARIA No 514, DE 27 DE DEZEMBRO DE 2018., Brasil, 2018. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria-n-514-2018.pdf/@@download/file. Acesso em: 14 fev. 2024.

MME. **Portaria Normativa nº 50, de 27 de setembro de 2022**. PORTARIA NORMATIVA N o 50/GM/MME, DE 27 DE SETEMBRO DE 2022., Brasil, 2022a. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf. Acesso em: 14 fev. 2024.

MOREIRA, Leandro Caixeta. **Um novo mercado de energia elétrica para o Brasil**. 2016. Dissertação (Mestrado em Economia e Gestão do Setor Público) - Universidade de Brasília, [S. l.], Brasil, 2016. Disponível em: https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/22431/1/2016_LeandroCaixetaMoreira.pdf. Acesso em: 13 fev. 2024.

NEOENERGIA. **Elektro Lança Projeto Energia do Futuro**. Brasil, 2018. Disponível em: https://www.neoenergia.com/web/sp/w/elektro-lanca-projeto-energia-do-futuro. Acesso em: 15 fev. 2024.

OLIVEIRA, Ianca; RAMOS, Dorel Soares. **Abertura do Mercado e rebatimento dos Contratos Legados sobre o repasse da sobrecontratação das distribuidoras de energia elétrica**. SENDI 2023, Brasil, 2023. Disponível em: https://sendi.org.br/search-technical-jobs/trabalhosfull/2097%20-%20Abertura%20do%20Mercado%20e%20rebatimento%20dos%20Contratos%20Legados%20sobre%20o%20repasse%20da%20sobrecontrata%C3%A7%C3%A3o%20das%20distribuidoras%20de.pdf. Acesso em: 15 fev. 2024.

ONS. **Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2027**. [S. l.], Brasil, 2023b. Disponível em: https://www.ons.org.br/_layouts/download.aspx?SourceUrl=https://www.ons.org.br/Mapas/Mapa%20do%20Sistema%20de%20Transmissao%20-%20Horizonte%202027.pdf. Acesso em: 13 fev. 2024.

ONS. **O Planejamento da Operação Energética no Sistema Interligado Nacional:** Conceitos, Modelagem Matemática , Previsão de Geração e Carga. 1. ed. São Paulo, SP: Artliber Editora Ltda, 2020. 404 p. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Livros-da-Diretoria-de-Planejamento-na-biblioteca-digital-ONS/LIVRO-O-PLANEJAMENTO-DA-OPERA%C3%87%C3%83O-ENERG%C3%89TICA-NO-SISTEMA%20INTERLIGADO-NACIONAL.pdf. Acesso em: 1 abr. 2024.

ONS. **O que é ONS**. Brasil, 2023c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 14 fev. 2024

ONS. **Sistemas isolados**. [S. l.], Brasil, 2023a. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados. Acesso em: 13 fev. 2024.

PSR. **Relatório final da proposta de transição**. In: Relatório final da proposta de transição. [S. l.], Brasil, 2022. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/09/Relatorio-PSR-Ministerio-da-Economia.pdf. Acesso em: 13 fev. 2024.

THYMOS. **Abertura integral do mercado brasileiro de energia elétrica**: apontamentos relevantes. Brasil, 2021. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/11/20210313_ABRACEEL_Abertura_Mercado_Brasileiro_Energia_Eletrica.pdf. Acesso em: 14 fev. 2024.

VIANA, Alexandre Guedes. **Leilões como Mecanismo Alocativo para um Novo Desenho de Mercado no Brasil**. Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos. 2018. Tese (Doutorado em Ciências) - Universidade de São Paulo, Brasil, 2018. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-06042018-082743/publico/AlexandreGuedesVianaCorr18.pdf. Acesso em: 15 fev. 2024.

WALVIS, Alida. **Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia**. 2014. Dissertação (Mestrado em Economia) - Fundação Getúlio Vargas, [S. l.], Brasil, 2014. Disponível em: https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/df5d61a4-ab21-48ca-9f6c-b988d1589e5f/content. Acesso em: 15 fev. 2024.