

**ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**  
**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**LUKE RASGA JARDIM MAIA**

**VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO DE CONSUMIDOR CATIVO  
PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE DE  
ENERGIA**

São Carlos

2024

**Luke Rasga Jardim Maia**

**VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO DE CONSUMIDOR CATIVO  
PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE DE  
ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia de  
São Carlos, da Universidade de São Paulo  
Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e  
Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Benvindo R. Pereira Junior

São Carlos

2024

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da  
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

J37v Jardim, Luke  
Viabilidade de migração de consumidor cativo para  
o ambiente de contratação livre de energia / Luke  
Jardim; orientador Benvindo R. Pereira Junior. São  
Carlos, 2024.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com  
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de  
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,  
2024.

1. Setor elétrico brasileiro. 2. Migração. 3.  
Mercado livre de energia. 4. Consumo de energia. 5.  
Economia. I. Título.

# **FOLHA DE APROVAÇÃO**

**Nome: Luke Rasga Jardim Maia**

**Título: “Viabilidade de migração de consumidor cativo para o ambiente de contratação livre de energia”**

**Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em  
12/12/2024,**

**com NOTA 9,0 ( nove , zero ), pela Comissão Julgadora:**

**Prof. Dr. Benvindo R. Pereira Junior - Orientador SEL/EESC/USP**

**Dr. Wandry Rodrigues Faria - Pós-Doutorado EESC USP**

**Prof. Dr. Cíniro Aparecido Leite Nametala - Instituto Federal de  
Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais - IFMG/Campus  
Bambuí**

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior**

O presente trabalho eu dedico a minha namorada e a minha mãe por serem a minha base.

## Agradecimentos

Desejo expressar, em primeiro lugar, meus agradecimentos a Deus, por sempre iluminar o caminho certo e me conceder a perseverança necessária para realizar meus sonhos. Sua presença e amparo foram fundamentais para que eu alcançasse esta conquista, e sou profundamente grato por cada passo desta caminhada.

À minha namorada, Ana Carolina Junqueira, agradeço por estar ao meu lado em todos os momentos. Sua compreensão, paciência e carinho foram essenciais para que eu mantivesse o equilíbrio emocional e a determinação ao longo deste projeto. Obrigado por acreditar em mim e por ser minha companheira fiel. À minha mãe, Karla Jardim, expresso minha eterna gratidão por me ensinar a importância da disciplina, do esforço e da dedicação, apoiando todas as escolhas que fiz ao longo da minha jornada acadêmica. Seu exemplo de força e carinho me motivou a superar cada desafio e moldou a pessoa que me tornei hoje.

Agradeço também a minha irmã, Aylane Jardim, pelo apoio e pelo carinho incondicional, que sempre foram fontes de motivação para mim. Aos meus avós, Roosevelt e Irinea, agradeço pelo amor e ensinamentos valiosos que me transmitiram. Vocês são exemplos de dedicação e inspiração que carrego comigo. À minha sogra, Fernanda Junqueira, sou profundamente grato pelas palavras de incentivo e por sempre acreditar no meu potencial. Sua generosidade e acolhimento fizeram toda a diferença, especialmente nos momentos mais desafiadores.

Aos meus amigos, Alexandre Genova, Guilherme Barela e Leandro, agradeço pela companhia e apoio durante minha jornada acadêmica. Vocês tornaram essa trajetória mais leve e repleta de momentos inesquecíveis, que levarei para sempre. Agradeço também ao meu orientador, Professor Dr. Benvindo R. Pereira Junior, por sua confiança e orientação

ao longo deste projeto. Seu apoio foi essencial para que eu me mantivesse motivado durante todo percurso, e sou eternamente grato por sua dedicação.

Aos meus professores que contribuíram para a minha formação, agradeço por cada ensinamento e orientação, que foram fundamentais para o meu desenvolvimento profissional. Vocês me inspiraram a buscar a excelência e a paixão pelo conhecimento. À Universidade de São Paulo, expresso meu profundo agradecimento por ter sido um ambiente onde eu cresci pessoal e profissionalmente. Essa instituição me proporcionou não apenas conhecimento, mas valores que levarei comigo para a vida inteira.

Por fim, agradeço a Futtura Energy Consulting pela oportunidade de integrar sua equipe e desenvolver minha carreira em um ambiente estimulante e inovador. Foi nesse espaço que encontrei inspiração para o tema deste projeto, e minha experiência prática ali foi essencial para a construção deste estudo. Sou grato aos colegas e líderes que compartilharam conhecimentos valiosos e me ofereceram apoio e orientação ao longo desta jornada.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a minha formação e para a realização deste trabalho de conclusão, deixo aqui o meu mais sincero agradecimento.

## Resumo

Atualmente, a aquisição de energia pelos consumidores brasileiros pode ser realizada através de dois ambientes de contratação de energia: o mercado cativo e o mercado livre. Esses ambientes se diferenciam principalmente pela forma como a energia é adquirida e pelas condições contratuais oferecidas aos consumidores. Este estudo tem como objetivo analisar a viabilidade da migração de consumidores do ambiente regulado para o mercado livre de energia, avaliando fatores determinantes nos custos, como curva de carga, modalidade tarifária, preço contratado e fonte de energia. A partir dessa análise, busca-se determinar o consumo para o qual a migração para o mercado livre é vantajosa e identificar os principais aspectos que impactam na economia de uma unidade consumidora ao optar pela mudança de ambiente de contratação. Este estudo também considera as regulamentações vigentes no setor, propondo uma abordagem que possa auxiliar na tomada de decisão dos consumidores interessados em explorar o mercado livre.

**Palavras-chave:** Setor elétrico brasileiro, Migração, Mercado Livre de Energia, Consumo de Energia, Economia.

## Abstract

Currently, energy acquisition by Brazilian consumers can be conducted through composed of two contracting environments: the regulated market and the free market. These environments primarily differ in how energy is acquired and the contractual conditions offered to consumers. This study aims to analyze the feasibility of migrating consumers from the regulated environment to the free energy market, evaluating key cost factors such as load curve, tariff modality, contracted price and energy source. Based on this analysis, the goal is to determine the level of consumption for which migration to the free market is advantageous and to identify the main aspects that impact the cost savings of a consumer unit when choosing to switch contracting environments. This study also considers the current regulations in the sector, proposing an approach that can support consumers in making informed decisions regarding the exploration of the free market.

**Keywords:** Brazilian electricity sector, Migration, Free Energy Market, Energy Consumption, Savings.

## Lista de Figuras

Figura 1 – Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro [1] . . . . .	24
Figura 2 – Submercados que integram o Sistema Interligado Nacional [2] . . . . .	27
Figura 3 – Matriz Energética Brasileira [3] . . . . .	29
Figura 4 – Distribuidoras em território nacional [2] . . . . .	31
Figura 5 – Fluxo financeiro e energético do ambiente de contratação regulado. . . . .	33
Figura 6 – Fluxo financeiro e energético do ambiente de contratação livre. . . . .	34
Figura 7 – Migrações registradas pela CCEE [4] . . . . .	36
Figura 8 – Fatura de energia. . . . .	37
Figura 9 – Curvas típicas de consumo por grupos específicos [5] . . . . .	39
Figura 10 – Curva de Carga. . . . .	45
Figura 11 – Curva de Carga Normalizada. . . . .	46
Figura 12 – Preço de Liquidação das Diferenças 2024 [6] . . . . .	61
Figura 13 – Comparativo Custo. . . . .	67
Figura 14 – Comparativo Custo: Cativo x I100. . . . .	68
Figura 15 – Comparativo Custo: Azul. . . . .	69
Figura 16 – Comparativo Custo: Verde. . . . .	70

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Média do consumo horário normalizado. . . . .	47
Tabela 2 – Proporção de Demanda frente ao consumo. . . . .	49
Tabela 3 – Demanda e Fator de Correção. . . . .	50
Tabela 4 – Preço <i>forward</i> [7]. . . . .	52
Tabela 5 – Preço de mercado. . . . .	53
Tabela 6 – Preço da Energia Contratado. . . . .	53
Tabela 7 – Preço da Energia Reajustado. . . . .	54
Tabela 8 – Tarifas para consumidores A4 da distribuidora CPFL Paulista [8]. . . .	55
Tabela 9 – Tarifa Encargos CCEE. . . . .	59
Tabela 10 – Tarifas finais e custos fixos. . . . .	67
Tabela 11 – Fonte ideal para intervalo de consumo na modalidade azul. . . . .	70
Tabela 12 – Fonte ideal para intervalo de consumo na modalidade verde. . . . .	71
Tabela 13 – Fonte ideal para intervalo de consumo até 203MWh. . . . .	71

## Lista de Abreviações e Símbolos

$\alpha$	Fator de Correção de Consumo Diário para Cálculo de Demanda
<b>ACL</b>	Ambiente de Contratação Livre
<b>ACR</b>	Ambiente de Contratação Regulado
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia
<i>CDFP</i>	Custo de Demanda Fora de Ponta
<i>CDP</i>	Custo de Demanda Ponta
<i>CE</i>	Custo de Energia
$C_h$	Consumo Horário
$C_{hM}$	Consumo Horário Médio
$C_N$	Consumo Normalizado
<i>CUDFP</i>	Custo de Ultrapassagem de Demanda Fora Ponta
<i>CUDP</i>	Custo de Ultrapassagem de Demanda Fora de Ponta
<i>CUSD</i>	Custo do Uso do Sistema de Distribuição
$d$	Desconto
<i>DCFP</i>	Demandada Contratada Fora de Ponta
<i>DCP</i>	Demandada Contratada Ponta

<i>DFP</i>	Demanda Fora de Ponta
<i>DP</i>	Demanda Ponta
<i>EPE</i>	Empresa de Pesquisa Energética
<i>h</i>	Hora
<i>MAX</i>	Máximo
<b>PLD</b>	Preço de Liquidação das Diferenças
<i>PROP<sub>CP</sub></i>	Proporção de Consumo Ponta
<i>PROP<sub>DP</sub></i>	Proporção de Demanda Ponta
<i>PROP<sub>DFP</sub></i>	Proporção de Demanda Fora de Ponta
<i>TD</i>	Tarifa de Demanda Fora Ponta
<i>TUSD</i>	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
<i>TUST</i>	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão
<i>UDFP</i>	Ultrapassagem de Demanda Fora de Ponta
<i>UDP</i>	Ultrapassagem de Demanda Ponta

# Sumário

1	Introdução . . . . .	13
1.1	Objetivo Geral . . . . .	14
1.2	Objetivos Específicos . . . . .	14
1.3	Descrição do Documento . . . . .	15
2	Revisão Bibliográfica . . . . .	17
2.1	Histórico do Setor Elétrico no Brasil . . . . .	17
2.2	Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro . . . . .	23
2.2.1	Conselho Nacional de Políticas Energéticas . . . . .	24
2.2.2	Ministério de Minas e Energia . . . . .	24
2.2.3	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico . . . . .	25
2.2.4	Agência Nacional de Energia Elétrica . . . . .	26
2.2.5	Operador Nacional do Sistema . . . . .	26
2.2.6	Sistema Interligado Nacional . . . . .	27
2.2.7	Empresa de Pesquisa Energética . . . . .	28
2.2.8	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica . . . . .	28
2.2.9	Geradoras de Energia . . . . .	29
2.2.10	Comercializadora de Energia . . . . .	30
2.2.11	Transmissora e Distribuidora . . . . .	31
2.2.12	Ambiente de Contratação Regulado . . . . .	31
2.2.13	Ambiente de Contratação Livre . . . . .	33
2.3	Migração de consumidores para o mercado livre de energia . . . . .	36
2.4	Curva de Carga . . . . .	38

2.5	Composição do Faturamento . . . . .	40
2.5.1	Demanda . . . . .	41
2.5.2	Consumo . . . . .	42
2.5.3	Energia Reativa . . . . .	42
2.5.4	Contribuição Iluminação Pública . . . . .	43
2.5.5	Outros . . . . .	43
3	Método de Pesquisa . . . . .	44
3.1	Curva de Carga . . . . .	44
3.2	Proporção do Consumo . . . . .	47
3.3	Estimativa da Demanda . . . . .	48
3.3.1	Demandas Contratadas . . . . .	51
3.4	Contratação de Fontes de Energia no ACL . . . . .	51
3.5	Faturamento . . . . .	54
3.5.1	Tarifas . . . . .	54
3.5.2	Demandas . . . . .	55
3.5.3	Consumo . . . . .	57
3.5.4	Encargos ACL . . . . .	59
3.5.5	Exposição ao PLD . . . . .	59
4	Análise dos Resultados . . . . .	62
4.1	Consumidor Cativo . . . . .	62
4.1.1	Azul Cativo . . . . .	63
4.1.2	Verde Cativo . . . . .	64
4.2	Consumidor Livre . . . . .	64
4.2.1	Azul Livre . . . . .	65
4.2.2	Verde Livre . . . . .	66

4.3	Comparação dos cenários . . . . .	66
4.3.1	Cativo x I100 . . . . .	67
4.3.2	Cativo x Azul Livre . . . . .	69
4.3.3	Cativo x Verde Livre . . . . .	70
5	O Futuro do Mercado Livre de Energia . . . . .	72
6	Conclusões . . . . .	74
	<b>Referências Bibliográficas . . . . .</b>	<b>76</b>

# 1 Introdução

O setor elétrico brasileiro tem um papel crucial no desenvolvimento econômico do país, sendo um dos pilares fundamentais para o crescimento de diversos setores empresariais e industriais. Com a crescente competitividade do mercado global e com a revolução logística, a redução dos custos e o aumento da eficiência operacional tem se tornado prioridade para as corporações. Nesse contexto, paralelo ao ambiente de contratação regulado, surge o mercado livre de energia como um fator estratégico para consumidores que buscam reduzir seus custos. Como o custo com energia pode representar mais de 20% do custo operacional de uma empresa [9], a migração para o mercado livre de energia torna-se uma opção atrativa para ganhos de competitividade.

O mercado cativo é caracterizado por tarifas reguladas e pouca flexibilidade contratual, sendo um monopólio natural estabelecido por meio de leilões de concessão, não fomenta a competitividade na contratação de energia e acaba por ser mais custoso para o consumidor de energia. Outro ponto de grande impacto financeiro é a incidência de bandeiras tarifárias (custo adicional de energia de acordo com as condições de geração) em períodos de escassez de recursos hídricos. Essas características do ambiente de contratação regulado, acaba por torná-lo menos vantajoso para consumidores que possuem a possibilidade de migrar para o mercado livre de energia.

Por outro lado, o ambiente de contratação livre, proporciona maior autonomia para os consumidores permitindo negociações contratuais bilaterais com condições personalizadas e a escolha da fonte de energia, podendo essa ser sustentável ao optar-se por fontes renováveis. Esses fatores específicos do mercado livre de energia podem resultar não apenas em redução de custos, mas também em maior previsibilidade financeira. Com a abertura gradual do mercado livre de energia no Brasil, a tendência é que mais consumidores se

tornem aptos a migrar de ambiente de contratação. No entanto, tornar-se um consumidor livre requer uma análise detalhada acerca dos critérios a serem atendidos, das obrigações que o consumidor passa a ter frente aos órgãos regulatórios e da viabilidade do projeto.

Dessa forma, esse estudo se justifica pela necessidade de uma análise acerca da viabilidade de migração de consumidores cativos para o mercado livre, abordando possíveis influências. O foco do estudo será identificar o ponto crítico de viabilidade econômica para uma migração de sucesso, considerando a influência da escolha da fonte de energia, da modalidade tarifária, do consumo e sua disposição horária e da contratação de demanda. Com essa análise, busca-se impactar o núcleo empresarial nacional através de uma opção sustentável de redução de custos e fomentar o desenvolvimento do setor elétrico, tornando-o mais dinâmico e abrangente.

## 1.1 Objetivo Geral

Este estudo tem como principal objetivo analisar a viabilidade de migração de consumidores para o mercado livre de energia, com base em seus perfis de consumo. Além disso, busca-se destacar tanto as vantagens quanto as desvantagens dessa migração, determinando assim o ponto crítico para a mudança. A análise permitirá compreender melhor os benefícios e desafios associados à migração, auxiliando os consumidores a tomarem decisões informadas e estratégicas.

## 1.2 Objetivos Específicos

- Analisar a viabilidade de migração de consumidores cativos para o mercado livre de acordo com o consumo das unidades;
- Observar a influência da modalidade tarifária e do tipo de fonte de energia;

- Avaliar o potencial de economia para diferentes perfis de consumo;
- Identificar barreiras regulatórias e técnicas para a migração;

### 1.3 Descrição do Documento

O presente trabalho foi organizado em capítulos, da seguinte maneira:

No primeira capítulo – Introdução – foi discutido o contexto da viabilidade da migração de consumidores cativos para o mercado livre de energia no Brasil. Destacou-se a relevância da análise econômica e regulamentar no setor elétrico, apresentando também os objetivos geral e específicos do estudo.

O segundo capítulo – Revisão Bibliográfica – apresenta uma revisão de literatura estruturada em tópicos como o histórico e a estrutura do setor elétrico brasileiro, as diferenças entre o mercado cativo e o mercado livre, as fontes de energia disponíveis (convencionais e renováveis), e os fatores regulatórios e econômicos relacionados à migração.

O terceiro capítulo – Método de Pesquisa – descreve o método aplicado para abordar a problemática, detalhando os critérios de análise, como curvas de carga, perfis de consumo, custos tarifários e encargos específicos do mercado livre, organizados em etapas claras e sistemáticas.

O quarto capítulo – Análise dos Resultados – apresenta a discussão dos principais resultados obtidos a partir das simulações e comparações realizadas. São analisados os cenários para consumidores cativos e livres, bem como as vantagens econômicas associadas à personalização de contratos e escolha de fontes renováveis.

O quinto capítulo – Conclusão – retoma os objetivos do estudo e apresenta as principais contribuições para a área, destacando os benefícios da migração para o mercado livre de energia. São discutidas também as limitações do estudo e propostas de pesquisas

futuras que possam ampliar a compreensão do tema.

## 2 Revisão Bibliográfica

O setor elétrico brasileiro é um pilar estratégico para o desenvolvimento econômico e social do país, com impacto direto na indústria, agricultura, transporte e qualidade de vida. Desde a introdução da eletricidade no final do século XIX, o setor evoluiu por meio de importantes marcos históricos que definiram sua estrutura atual, como a predominância de hidrelétricas e a atual expansão de fontes renováveis [10]. Essa trajetória moldou o setor com políticas públicas e modelos de mercado regulados e livres, que promovem tanto a competitividade quanto a segurança energética, adaptando-se às demandas de crescimento sustentável e segurança no abastecimento.

### 2.1 Histórico do Setor Elétrico no Brasil

No final do século XIX, a tecnologia que transformaria o mundo e se tornaria indispensável para a humanidade chegava ao Brasil. Com a permissão de D. Pedro II, Thomas Edison trouxe a energia elétrica e suas lâmpadas incandescentes para iluminar a Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, no Rio de Janeiro [11]. Esse sistema pioneiro era alimentado por dínamos acionados por máquinas a vapor, originalmente utilizadas para o transporte de carga [12]. Em 1881, o Brasil vivenciou mais um avanço quando dezesseis lâmpadas foram instaladas no Jardim do Campo da Aclamação, hoje conhecido como Praça da República, no Rio de Janeiro, também alimentadas por dínamos movidos a locomóveis [11],[13].

Dois anos depois, em 1883, o país inaugurou seu primeiro serviço público de iluminação elétrica na América do Sul, com o início das operações da primeira central geradora elétrica em Campos dos Goytacazes, no norte do estado do Rio de Janeiro. Essa unidade termelétrica, movida a vapor gerado em caldeiras alimentadas por lenha, tinha

uma capacidade de 52 kW e fornecia energia para 39 lâmpadas [13]. Além dessa, a primeira central hidrelétrica do Brasil começou a operar no mesmo ano em Diamantina, Minas Gerais, em um afluente do Rio Jequitinhonha [14]. Ainda em 1883, a cidade de Niterói inaugurou a Linha Fonseca, a primeira linha de bondes elétricos com baterias no país [13].

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro continuou em 1887, com a criação da Usina Hidrelétrica Ribeirão dos Macacos em Nova Lima, Minas Gerais, pela companhia belga *Compagnie des Mines d'Or du Faria*, voltada para a mineração. Essa usina, com uma linha de transmissão de pequeno porte, permitia o fornecimento de energia elétrica para iluminação das instalações da mina e das residências dos trabalhadores e funcionários [11]. No mesmo período, a Companhia de Força e Luz foi estabelecida para fornecer iluminação elétrica a pontos centrais do Rio de Janeiro, enquanto, na capital gaúcha, Porto Alegre, iniciou-se o fornecimento permanente de energia elétrica a partir de uma termelétrica de 160 kW desenvolvida pela Companhia Fiat Lux [13].

Em 1889, foi inaugurada a primeira hidrelétrica de grande porte da América Latina, a Usina de Marmelos-Zero, localizada no Rio Paraibuna, em Juiz de Fora, Minas Gerais [11]. Com capacidade de 250 kW, a usina foi criada para atender à crescente demanda por serviços de iluminação pública e privada [14]. Em 1893, a Companhia de Luz Elétrica de São Carlos construiu a primeira hidrelétrica de grande porte no estado de São Paulo, marcando o avanço da energia elétrica na região. Na década entre 1890 e 1900, foram instaladas várias pequenas usinas, levando a capacidade instalada do Brasil a atingir 10.850 kW, dos quais 53% eram de origem hidráulica [11].

O crescimento constante do setor elétrico atraiu investidores estrangeiros, que passaram a perceber as oportunidades de negócios no país. Empresas como a *São Paulo Tramway, Light and Power Company* ingressaram no mercado nacional, investindo na construção de usinas e na oferta de serviços urbanos essenciais [13]. Com o setor em

expansão, o Governo Federal reconheceu a necessidade de regulamentação, promovendo o aproveitamento administrativo e por concessão da energia hidráulica dos rios brasileiros para fins de serviços públicos [11], [15], [16].

A partir de 1905, o crescimento populacional — que passou de 17 para 31 milhões entre 1900 e 1920 — impulsionou ainda mais a demanda por energia elétrica no Brasil. As restrições de importação causadas pela Primeira Guerra Mundial também incentivaram investimentos em infraestrutura elétrica, essenciais para o desenvolvimento econômico do país. Esses fatores, aliados ao aproveitamento das bacias hidráulicas, ampliaram em 600% a capacidade instalada de energia elétrica e consolidaram seu uso industrial, transformando o setor elétrico em um dos pilares do crescimento econômico brasileiro [13].

Em 1934, o Presidente Getúlio Vargas implementou o Código das Águas, que transformou a relação do Estado com a indústria de energia elétrica ao regulamentar o uso, proteção e aproveitamento dos recursos hídricos no Brasil. O decreto estabeleceu que as bacias hidrográficas nacionais são bens de domínio público, definindo normas para seu uso na geração de energia, que, a partir de então, exigiria concessões para exploração. Esse marco promoveu uma gestão mais sustentável dos recursos hídricos do país [11], [17].

Após o Código das Águas, que deu a governo brasileiro maior controle sobre os recursos hídricos para geração de energia elétrica, o setor entrou em uma fase de expansão e centralização estatal [18]. Durante os anos 1950, com o crescimento econômico, surgiu a necessidade de desenvolvimento da infraestrutura para sustentar o crescimento da indústria e a urbanização do país. Essa expansão foi consolidada com a criação da Centrais Elétrica Brasileiras (Eletrobras), idealizada por Getúlio Vargas em 1954, que assumiu o papel de principal entidade de planejamento e desenvolvimento do setor, encarregada de coordenar a geração e transmissão de energia em larga escala [13], [11].

Durante o regime militar, de 1964 a 1985, o setor elétrico brasileiro foi constante-

mente desafiado a se desenvolver para atender à crescente demanda energética do país. Esse período foi marcado pela expansão rápida e coordenada da capacidade de geração e transmissão, elementos essenciais para sustentar o avanço industrial e a urbanização [18]. A Eletrobras, apoiada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com visão de longo prazo, direcionou os recursos estatais para grandes empreendimentos de hidrelétricos e de expansão da rede de transmissão [13].

As hidrelétricas foram o foco das expansões do período, e projetos como Itaipu, Sobradinho e Paulo Afonso IV transformaram o Brasil em uma potência global na produção de energia hidrelétrica. A construção de Itaipu, finalizada em 1984 em colaboração com o Paraguai, tornou-se um dos maiores empreendimentos hidrelétricos do mundo, com capacidade de 14.000 MW. Além disso, foi um marco não apenas pela magnitude da obra, mas também por seu papel diplomático e ampliação da infraestrutura energética da região Sul. Sobradinho e Paulo Afonso IV, construídas na região Nordeste, também exemplificaram essa estratégia de expansão das hidrelétricas para atender à crescente demanda energética das regiões mais distantes dos principais centros consumidores [13], [18].

Além das usinas, neste período também houve a expansão das linhas de transmissão, com o objetivo de integrar as diversas regiões do Brasil em uma rede interligada. Esse processo de expansão resultou no embrião do Sistema Interligado Nacional (SIN), que atualmente é um dos maiores sistemas de distribuição de energia do mundo. Essa integração permitiu um aproveitamento mais eficiente das hidrelétricas, garantindo que o excedente gerado em uma região pudesse ser distribuído para outras áreas do país, reduzindo assim a vulnerabilidade energética de locais distantes dos centros geradores. A construção de uma rede tão extensa também aumentou a estabilidade do sistema e ajudou a equilibrar o abastecimento em momentos de alta demanda, essencial para o desenvolvimento econômico

de longo prazo [13].

Durante esse período, o governo também promoveu a criação de empresas estatais regionais de geração e transmissão, como a Eletronorte, destinada a explorar o potencial hidrelétrico da Amazônia. A expansão para áreas mais afastadas dos centros consumidores reforçou o objetivo de desenvolvimento econômico regional, que se alinhava com a política nacional de integrar o território e estimular o crescimento econômico em áreas estratégicas [18]. Em conjunto, essas iniciativas forneceram uma base para o desenvolvimento industrial do país e prepararam o Brasil para o aumento da demanda energética que viria com o avanço da urbanização e da indústria nas décadas subsequentes [13].

Após o período de centralização durante o regime militar, o setor elétrico brasileiro entrou em uma nova fase na década de 1990, impulsionada pelas reformas neoliberais que redefiniram o papel do Estado na economia. A crise econômica dos anos 1980 evidenciou os limites do modelo estatal centralizado, marcado por uma dívida crescente e ineficiências operacionais. Em 1995, a Lei das Concessões estabeleceu novas diretrizes para o setor, permitindo a participação da iniciativa privada na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de concessões públicas [13]. Essa abertura ao mercado privado buscava não apenas atrair novos investimentos para a infraestrutura, mas também aumentar a eficiência e garantir a modernização do setor [18].

No contexto dessas reformas, o governo criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996, como um órgão regulador independente, responsável por supervisionar e regulamentar as atividades do setor, assegurando a qualidade e a modicidade tarifária dos serviços. Esse período também viu a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), um ambiente para a comercialização de energia entre agentes geradores e distribuidores, que posteriormente evoluiu para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [19]. Esses mecanismos de mercado permitiram a introdução de uma estrutura de livre

contratação, que permitia negociações diretas entre produtores e consumidores.

Entretanto, apesar das mudanças, o setor enfrentou uma crise em 2001, quando a escassez de chuvas e o aumento da demanda resultaram em um racionamento nacional de energia. O apagão de 2001 expôs a vulnerabilidade da matriz energética brasileira, dependente de hidrelétricas, e gerou um debate sobre a necessidade de diversificação das fontes de energia [13]. Em resposta, o governo implementou o Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004, criando o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), permitindo que grandes consumidores escolhessem seus fornecedores e favorecendo contratos de longo prazo para distribuidoras, o que proporcionou maior previsibilidade ao sistema [18].

Nos anos subsequentes, o setor elétrico brasileiro continuou a se expandir e diversificar. Em 2004, o governo lançou o programa Luz para Todos, que levou eletricidade a milhões de brasileiros em áreas rurais e isoladas, consolidando a universalização do serviço. O país também começou a investir mais em fontes alternativas, como energia eólica e solar, visando reduzir a dependência de hidrelétricas. A energia eólica, em particular, cresceu significativamente, com o Brasil se tornando um dos maiores produtores de energia dessa fonte na América Latina. A expansão da energia solar fotovoltaica também ganhou impulso na última década, apoiada por políticas de incentivo e pela regulamentação da micro e minigeração distribuída, que permitiu que consumidores gerassem sua própria energia e injetassem o excedente na rede [18].

A partir de 2022, o setor passou por mais uma transformação com a privatização da Eletrobras, em um movimento que marcou o retorno das privatizações em larga escala e a ampliação do papel do capital privado no setor. Essa desestatização foi justificada pelo governo como uma medida para atrair investimentos e aumentar a competitividade, uma vez que a Eletrobras, antes responsável por grande parte da geração e transmissão

no país, agora atua como uma empresa de capital aberto [13]. Esse processo reflete uma tendência de diversificação da matriz energética, com maior foco em fontes renováveis e descentralizadas, buscando atender a uma demanda crescente e alinhar o Brasil aos padrões internacionais de sustentabilidade energética [18].

Atualmente, o Brasil continua a avançar em direção a uma matriz energética mais diversificada, com forte participação de fontes renováveis. A criação do Mercado Livre de Energia e o incentivo à geração distribuída são marcos que indicam um setor cada vez mais dinâmico e competitivo. No entanto, o desafio de garantir a segurança energética permanece, especialmente em um contexto de mudanças climáticas que afetam a previsibilidade dos recursos hídricos [18].

## 2.2 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro é complexo devido à vasta extensão territorial do país, o que demanda uma infraestrutura robusta para conectar regiões distantes e com perfis variados de consumo e geração de energia. Diversas entidades atuam nesse setor para assegurar que todos os consumidores tenham acesso à energia de forma segura e eficiente, conforme apresentado na Figura 1.



Figura 1 – Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro [1].

### 2.2.1 Conselho Nacional de Políticas Energéticas

O Conselho Nacional de Política Energética, criado em 1997, pela Lei nº 9.478/1997, que é vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estados de Minas e Energia. A entidade tem por atribuição propor ao Presidente políticas nacionais e medidas no setor de energia. Entre suas funções, destacam-se promover o uso racional dos recursos energéticos, assegurar o fornecimento de insumos a áreas remotas, revisar as matrizes energéticas regionais, definir diretrizes para programas de uso de energias como gás, carvão, biocombustíveis, solar e eólica, além de estabelecer políticas para importação e exportação de combustíveis e garantir o atendimento à demanda de energia elétrica com foco em modicidade tarifária e confiabilidade do sistema [2].

### 2.2.2 Ministério de Minas e Energia

O Ministério de Minas e Energia foi criado pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, para assumir as questões de minas e energia anteriormente atribuídas ao Ministério

da Agricultura. Sua missão institucional é formular e garantir a execução de políticas públicas voltadas à gestão sustentável dos recursos energéticos e minerais, promovendo o desenvolvimento socioeconômico do país [2]. Entre suas competências, destacam-se a definição de políticas nacionais para exploração e produção de recursos minerais e energéticos, o aproveitamento de recursos hídricos, energia fotovoltaica e outras fontes de geração elétrica, além da integração do sistema elétrico nacional e sua conexão com outros países. O MME também estabelece diretrizes para o planejamento dos setores de minas e energia, regula as políticas tarifárias e coordena a elaboração e aprovação de outorgas nesses setores. Ademais, é responsável por assegurar o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica no país, considerando tanto aspectos conjunturais quanto estruturais [20].

#### 2.2.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico , criado pela Lei nº 10.848 de 2004 e instituído no âmbito do MME, tem como função monitorar e avaliar continuamente a continuidade e segurança do suprimento eletroenergético em todo o Brasil [2]. Suas principais atividades incluem o acompanhamento das operações de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia; a avaliação das condições de abastecimento e atendimento; e a análise integrada da segurança dos sistemas energéticos. Além disso, o CMSE identifica dificuldades e obstáculos técnicos, ambientais, comerciais e institucionais que possam comprometer a regularidade e a segurança do abastecimento e da expansão do setor elétrico. Para mitigar esses riscos, o comitê elabora propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou corretivas, visando a segurança e a restauração do suprimento energético [21].

#### 2.2.4 Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica é uma autarquia especial vinculada ao MME, criada pela Lei nº 9.427/96 e regulamentada pelo Decreto 2.335/97. Sua missão é implementar ações alinhadas aos programas setoriais para favorecer o desenvolvimento equilibrado do mercado de energia elétrica em benefício da sociedade. A ANEEL regula a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além de fiscalizar técnica e financeiramente produtores, transmissores, concessionárias e permissionárias. Também é responsável por implementar políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e aproveitamento dos potenciais hidráulicos, estabelecer tarifas, promover licitações para aquisição de energia por concessionárias de distribuição, estimular a competição entre operadores e assegurar a universalização dos serviços [22].

#### 2.2.5 Operador Nacional do Sistema

O Operador Nacional do Sistema, criado pela Lei nº 9.648 de 1998 como uma associação civil sem fins lucrativos, é responsável pela coordenação e controle das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados, sob regulação e fiscalização da ANEEL. O ONS realiza estudos e ações com os agentes proprietários do sistema para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, garantindo a segurança e a continuidade do suprimento de energia em todo o país. Suas principais atribuições incluem o planejamento e a programação da operação, o despacho centralizado da geração visando a otimização do SIN, a divulgação dos indicadores de desempenho auditados semestralmente pela ANEEL, o planejamento da expansão dos sistemas interligados, a proposição de regras operacionais para as instalações de transmissão da Rede Básica do SIN, e a contratação e

administração dos serviços de transmissão e suas condições de acesso [23].

#### 2.2.6 Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional é um sistema hidrotérmico de grande porte para produção e transmissão de energia elétrica, cuja operação envolve modelos complexos de simulações que estão sob coordenação e controle do ONS. O sistema é composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e grande parte da região Norte, que através das malhas de transmissão propicia a transferência de energia entre essas regiões e possibilita a integração de diferentes fontes de produção de energia para o suprimento do mercado [24]. A Figura 2, apresenta os submercados que compõe o SIN.



Figura 2 – Submercados que integram o Sistema Interligado Nacional [2].

### 2.2.7 Empresa de Pesquisa Energética

A Empresa de Pesquisa Energética é uma empresa pública criada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, com a finalidade de prestar apoio ao MME por meio de estudos e pesquisas que auxiliem o planejamento do setor energético. Seu objetivo é reforçar a responsabilidade do Estado em garantir uma base sustentável para o desenvolvimento da infraestrutura energética nacional. A EPE realiza atividades de planejamento estratégico do setor, desenvolvendo procedimentos e ações essenciais para a implementação de políticas de abastecimento energético [25]. Além disso, a EPE colabora com a ANEEL em processos licitatórios para a compra de energia no Ambiente de Contratação Regulado e nos sistemas isolados [2].

### 2.2.8 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é uma sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, mantida pelos agentes do mercado de energia elétrica, incluindo geradoras, distribuidoras, comercializadoras, importadoras, exportadoras, consumidores livres e consumidores especiais. Sua principal função é operar e administrar o mercado de energia, promovendo solidez, confiança, segurança e qualidade nas transações. A CCEE organiza leilões de compra e venda de energia elétrica, registra todos os contratos firmados e contabiliza os montantes de energia comercializados. Além disso, realiza a contabilização e liquidação financeira das operações de curto prazo, ajustando as diferenças entre a energia contratada e a consumida ou gerada. Esse processo assegura que as transações sigam as regras de mercado, estabelecendo os ajustes financeiros necessários para equilibrar oferta e demanda no sistema nacional de energia [1].

A CCEE calcula o Preço da Liquidação das Diferenças diariamente para cada

hora do dia seguinte, considerando a aplicação dos limites máximos e mínimos vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Esse cálculo é realizado por modelos computacionais (Newave, Decomp, Dessem) e tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO). Esse valor é utilizado como base para a precificação da energia no mercado livre de energia [26].

#### 2.2.9 Geradoras de Energia

As usinas geradoras de energia são instalações destinadas à conversão de energia mecânica, proveniente de uma força motriz, em energia elétrica por meio da indução eletromagnética. Elas utilizam diferentes tipos de fontes de energia, como hidráulica, eólica e solar, que variam conforme o recurso empregado para a geração de eletricidade [27]. A Figura 3, apresenta a matriz energética brasileira no ano de 2024.

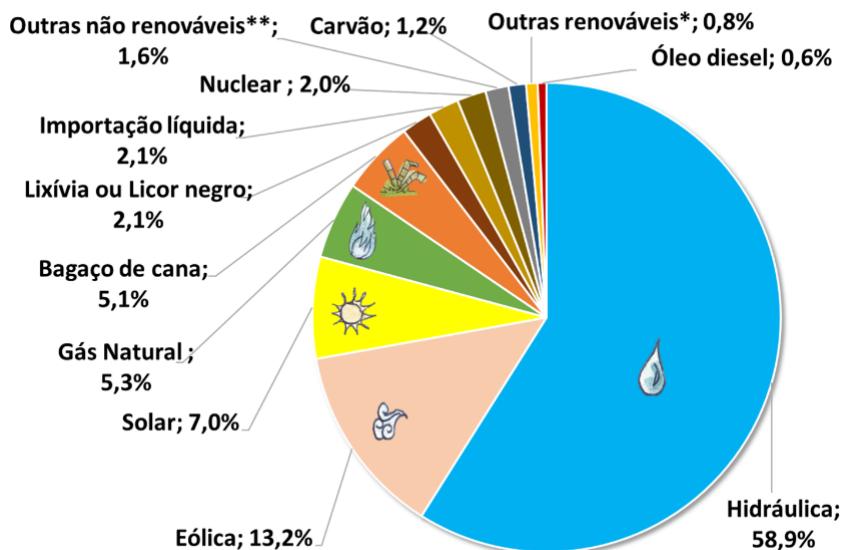


Figura 3 – Matriz Energética Brasileira [3].

As fontes de energia renováveis são aquelas que se regeneram naturalmente e têm disponibilidade praticamente ilimitada, sendo sustentáveis para o meio ambiente. Exemplos incluem a energia solar, que utiliza a radiação solar; a energia eólica, gerada pelo vento; a

energia hidráulica, proveniente de rios e correntes de água; e a biomassa, obtida de matéria orgânica. Essas fontes emitem menos poluentes e, quando bem geridas, possuem menor impacto ambiental.

Em contrapartida, as fontes de energia não renováveis são aquelas que existem em quantidades finitas na natureza e não se regeneram em uma escala de tempo viável para o consumo humano. Exemplos incluem combustíveis fósseis, como petróleo, carvão e gás natural, além de urânio, usado em usinas nucleares. Essas fontes, por serem limitadas, tendem a causar maior impacto ambiental, como emissões de gases de efeito estufa e degradação de ecossistemas [28].

#### 2.2.10 Comercializadora de Energia

Comercializadoras de energia são entidades especializadas que atuam como intermediárias nas transações de compra e venda de energia no mercado, especialmente no Ambiente de Contratação Livre do Brasil. Para operar, essas comercializadoras precisam de autorização da ANEEL e registro na CCEE, garantindo assim que todas as operações estejam em conformidade com a regulamentação vigente. Essas empresas permitem uma maior flexibilidade para os consumidores livres (como indústrias e grandes empresas), oferecendo contratos personalizados que podem ajustar preços, volumes e prazos de fornecimento conforme a demanda do cliente. Assim, as comercializadoras desempenham um papel crucial na dinâmica do mercado, promovendo um ambiente de transações eficientes e adaptáveis, o que contribui para um mercado de energia mais acessível, sustentável e competitivo [29].

### 2.2.11 Transmissora e Distribuidora

As transmissoras de energia elétrica têm a função de transportar a energia das usinas geradoras, que geralmente estão localizadas longe dos grandes centros consumidores, até as distribuidoras, que se encarregam de entregar a energia ao consumidor final. No Brasil, cada distribuidora de energia tem uma concessão sobre um território específico, o que significa que não há competição direta entre elas em uma mesma área. Atualmente, há 105 distribuidoras de energia em operação no país, cada uma responsável por uma área geográfica distinta, garantindo que todas as regiões tenham acesso ao fornecimento de energia elétrica [30], [2]. A Figura 4, apresenta algumas das distribuidoras de energia em território nacional.

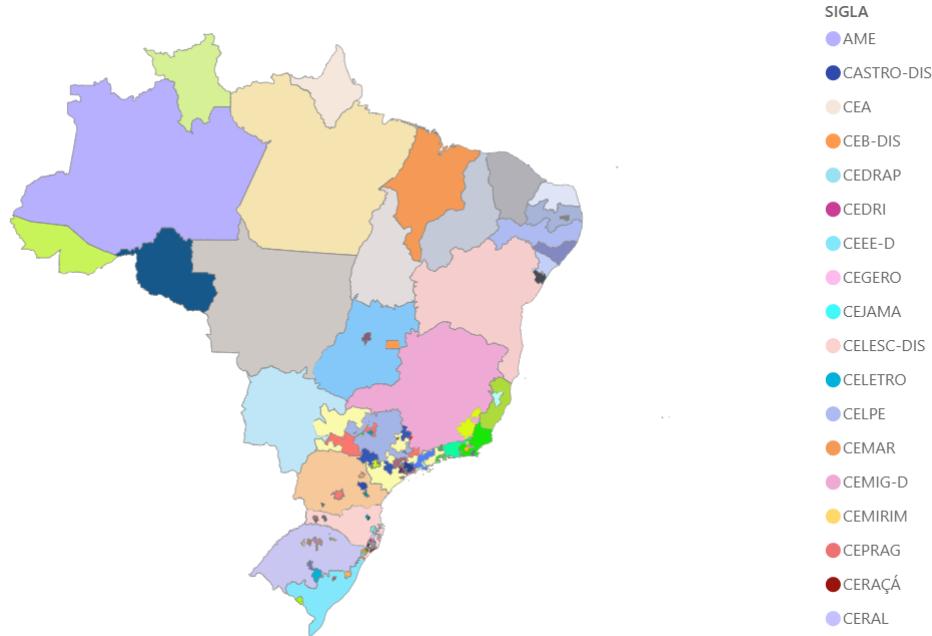


Figura 4 – Distribuidoras em território nacional [2].

### 2.2.12 Ambiente de Contratação Regulado

O mercado cativo de energia é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras

e procedimentos de comercialização específicos [31]. Esse mercado atende consumidores de baixa tensão (Grupo B) e de alta tensão (Grupo A) que não migraram para o mercado livre, conhecidos como cativos, que compram energia elétrica exclusivamente da concessionária responsável pela distribuição em sua região. A energia fornecida para esse ambiente de contratação é adquirida pelas distribuidoras, por meio leilões organizados pela CCEE sob regulação da ANEEL, que revendem para o consumidor final com preço definido pelo governo e revisado periodicamente.

O faturamento realizado pela distribuidora engloba os serviços de geração e distribuição de energia, custos de transmissão, taxa de iluminação pública e impostos estaduais e federais [32]. Em períodos de condições desfavoráveis de geração, pode haver adicional na tarifa devido ao sistema de bandeiras tarifárias. Esse sistema, representado pelas cores verde, amarela e vermelha, sinaliza o custo real da geração de energia [33]:

- Bandeira Verde: Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira Amarela: Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre um acréscimo de R\$0,01885 para cada kWh consumido;
- Bandeira Vermelha Patamar I: Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre o acréscimo de R\$0,04463 para cada kWh consumido;
- Bandeira Vermelha Patamar II: Condições ainda mais custosas na geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$0,07877 para cada kWh consumido;

A Figura 5, apresenta o fluxo energético e financeiro no ambiente de contratação regulado. No fluxo energético, a energia é gerada pelas usinas, transmitida pelas empresas de transmissão e, em seguida, distribuída até chegar ao consumidor final. No fluxo financeiro,

as distribuidoras compram essa energia das geradoras por meio de leilões e repassam os custos aos consumidores por meio das tarifas de energia.

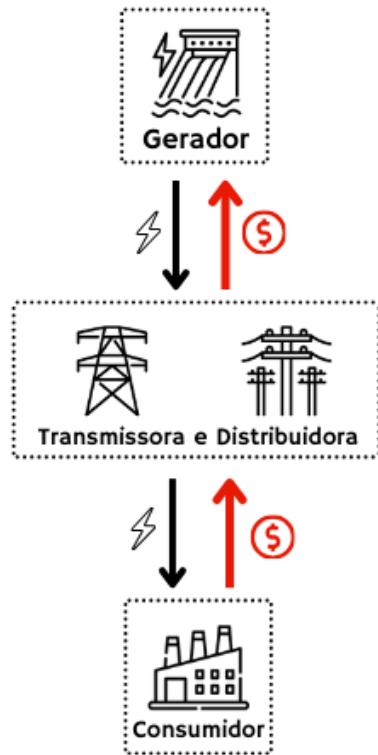


Figura 5 – Fluxo financeiro e energético do ambiente de contratação regulado.

#### 2.2.13 Ambiente de Contratação Livre

O ambiente de contratação livre de energia é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos [31]. Ao migrar para o mercado livre, o consumidor mantém os custos referentes ao serviço de distribuição (TUSD ou TUST) inalterados, pois a distribuidora se mantém responsável pelo transporte e entrega de energia aos consumidores. A principal alteração está no pagamento da energia: em vez de pagar a Tarifa de Energia estipulada pela ANEEL, o consumidor passa a negociar diretamente as condições dos contratos bilaterais com os fornecedores de energia [34].

Nesse ambiente de contratação, o consumidor mantém dois contratos distintos: um com a distribuidora local pelo uso do fio de transmissão e distribuição, e outro com a geradora de energia que será responsável por comercializar a energia [32]. Na Figura 6, observa-se o fluxo energético e financeiro do ambiente de contratação livre, evidenciando que o fluxo energético é semelhante ao mercado cativo, enquanto o fluxo financeiro separa os custos de distribuição e transmissão dos custos de energia.

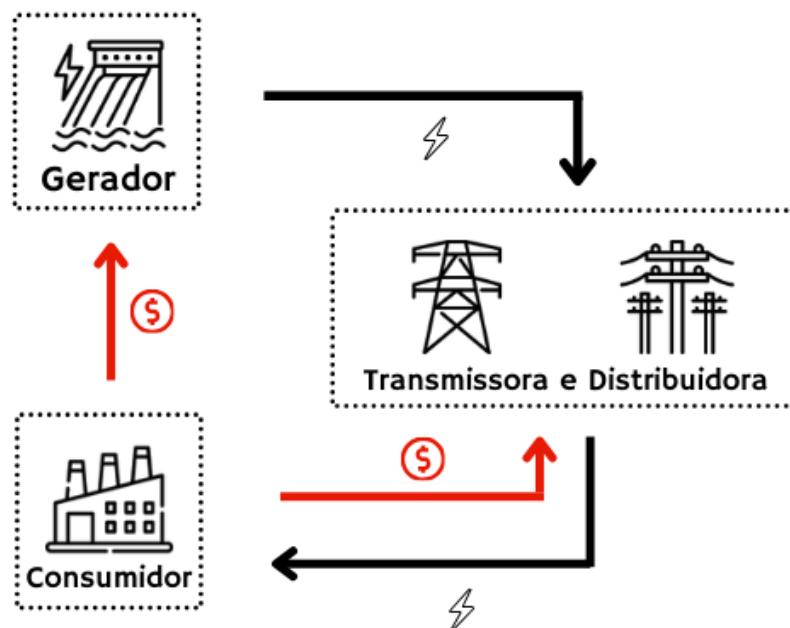


Figura 6 – Fluxo financeiro e energético do ambiente de contratação livre.

O mercado livre de energia oferece aos consumidores a liberdade de escolher não apenas seu fornecedor, mas também a fonte de energia que melhor se alinha às suas necessidades e valores. No entanto, é importante lembrar que existem regulamentações que direcionam a escolha da fonte de energia para determinados tipos de consumidores. Por isso, é fundamental identificar o perfil do consumidor, podendo ser livre ou especial, e as opções disponíveis para sua contratação, garantindo uma escolha adequada e em

conformidade com as normas do mercado.

Consumidores livres são empresas atendidas em alta tensão (Grupo A) com demanda igual ou superior a 1.500 kW. Esses consumidores têm liberdade total para escolher seu fornecedor de energia e podem optar por qualquer tipo de fonte, seja convencional ou incentivada. Por outro lado, consumidores especiais são unidades com demanda entre 500 kW e 1.500 kW. Embora também possam escolher seu fornecedor, estão restritos a contratar apenas energia incentivada, ou seja, proveniente de fontes renováveis como eólica, fotovoltaica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas [35].

A contratação de energia no mercado livre se dá por meio da negociação bilateral do consumidor com o comercializador ou gerador, o que permite personalizar as condições de fornecimento como preço, montante e prazos, conforme as necessidades. Para garantir a segurança do mercado, a CCEE atua registrando os contratos e realizando as liquidações e contabilizações. Para isso, a entidade coleta informações sobre cada agente e realiza a cobrança de encargos. Os encargos são mensais e destinados para operações específicas de acordo com as necessidades:

- Energia de Reserva: Ocorre devido a contratação de usinas de reserva que ficam disponíveis em momentos de necessidade de energia do setor. Os custos são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN [36];
- Garantia Financeira: Relatório emitido pela CCEE que informa o montante que cada agente deve disponibilizar em conta para cobrir os pagamentos e não comprometer a segurança de compra e venda de energia elétrica [37];
- Liquidações Financeiras: Consiste no pagamento e recebimento dos débito e créditos apurados mensalmente pela CCEE [38];

- Contribuição Associativa: Recurso cobrado de todos os agentes aderidos a CCEE para a entidade manter sua operação [39];

## 2.3 Migração de consumidores para o mercado livre de energia

Atualmente, o mercado livre de energia corresponde a mais de 30% do consumo nacional, com mais de 80% da energia elétrica consumida pelas indústrias do país sendo negociada por meio desse ambiente de contratação. Só no ano de 2023, apurou-se que os consumidores livres economizaram cerca de R\$48 bilhões nos gastos com energia elétrica, chegando assim em ganhos acumulados superiores a R\$339 bilhões nos últimos 20 anos [34].

Esse cenário de economia, somado as flexibilizações dos critérios de acesso, acelerou o ritmo de migrações, valores que podem ser visualizados na Figura 7. Segundo a ANEEL, cerca de 23,7 mil consumidores já informaram às distribuidoras sobre o desejo de migrar ao longo de 2024 - número que representa o triplo das migrações realizadas em 2023 [4]. No entanto, apesar do crescimento, é fundamental que o consumidor compreenda todo o processo, levando em consideração os custos envolvidos e as etapas necessárias para uma migração bem-sucedida.

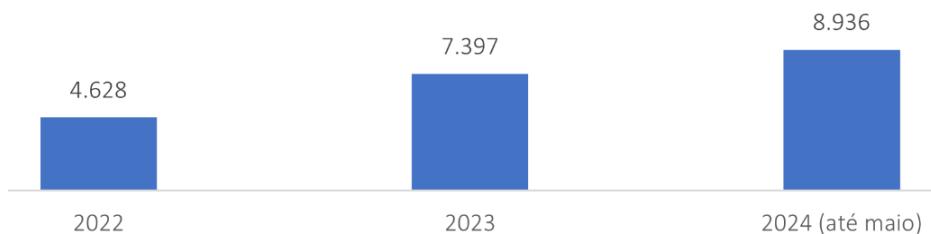


Figura 7 – Migrações registradas pela CCEE [4].

O processo de migração para o mercado livre de energia envolve etapas específicas que precisam ser seguidas com atenção. O primeiro passo é verificar se o consumidor se enquadra no Grupo A, ou seja, se está conectado a redes de alta e média tensão. Esse

grupo de consumidores é identificado na fatura de energia por elementos como demanda contratada e tarifa verde ou azul, como apresentado na Figura 8. Confirmada a elegibilidade, o próximo passo é comunicar a distribuidora local sobre a intenção de migração, com um aviso de no mínimo 180 dias antes da data planejada para o início do novo fornecimento.

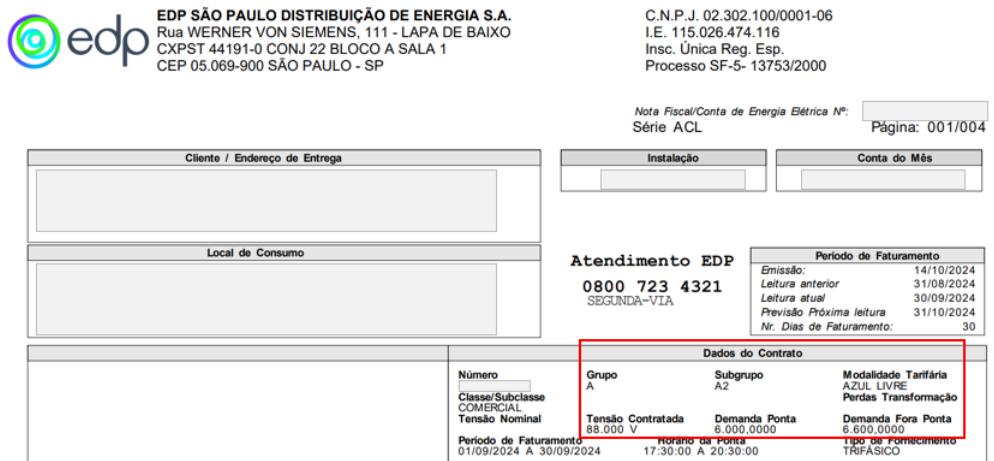


Figura 8 – Fatura de energia.

Na sequência, o consumidor deve escolher um comercializador ou um representante, como uma gestora de energia, que atuará como intermediário no mercado livre e auxiliará em questões operacionais e regulatórias. Em alguns casos, pode ser necessário adaptar o sistema de medição para garantir a conformidade com a legislação vigente. Esse procedimento, se necessário, deve ser feito com o suporte de especialistas.

Com a escolha do comercializador e as adaptações feitas, o consumidor precisa se registrar como agente na CCEE, que organiza e facilita a compra e venda de energia no mercado livre. Esse registro permite a negociação de contratos diretamente com comercializadores e a formalização do uso da infraestrutura da distribuidora local.

Ao final do processo, na data negociada, o fornecimento de energia passa a ser feito pelo comercializador escolhido, possibilitando que o consumidor aproveite a flexibilidade e as potenciais economias oferecidas pelo mercado livre. É importante ressaltar que os

custos de infraestrutura e de transporte continuam sob responsabilidade da distribuidora, o que pode resultar em duas ou mais faturas, dependendo dos contratos estabelecidos [40].

## 2.4 Curva de Carga

A curva de carga é uma representação gráfica da demanda de energia elétrica ao longo do tempo para uma unidade consumidora, que ilustra as variações de consumo ao longo do dia e reflete padrões específicos de diferentes classes de usuários, como residencial, comercial ou industrial [5].

Ao analisar a curva de carga em escalas horárias, diárias e mensais, é possível avaliar o perfil de consumo, permitindo projeções de demanda alinhadas às características de cada consumidor. Além disso, essa análise possibilita agrupar consumidores com perfis de demanda semelhantes, identificar oportunidades para otimização e promover uma gestão energética mais eficiente e econômica.

Como a curva reflete o uso de energia elétrica pelo consumidor, e frequentemente apresenta semelhanças com o perfil de outros consumidores, é possível definir curvas típicas para diferentes classes de consumo [5]. Essas curvas típicas representam padrões médios de demanda para grupos específicos, como residências, comércios ou indústrias, e facilitam a análise e comparação dos comportamentos energéticos dentro de cada categoria, conforme ilustrado na Figura 9.

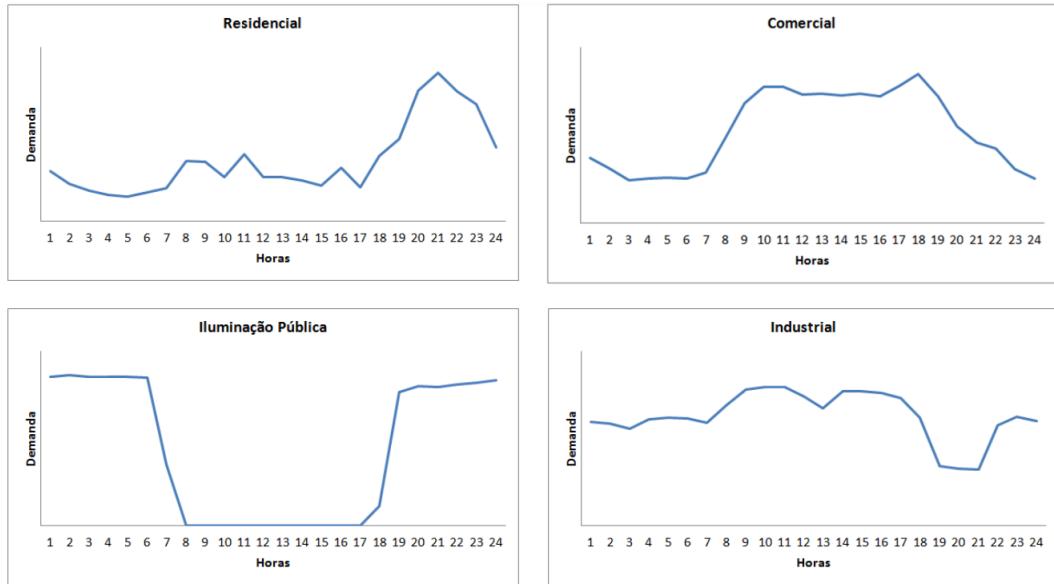


Figura 9 – Curvas típicas de consumo por grupos específicos [5].

No setor residencial, o consumo de energia apresenta um pequeno pico pela manhã, entre 6h e 9h, e um pico mais expressivo no final da tarde até o início da noite, entre 19h e 23h. Esse comportamento reflete a rotina típica das residências, onde há maior demanda de energia quando os moradores se preparam para o dia e, posteriormente, quando retornam para casa.

No setor comercial, a curva de carga mostra um aumento gradual a partir das 7h, atingindo seu pico entre 10h e 18h, período que coincide com o horário de funcionamento de lojas, escritórios e demais estabelecimentos comerciais. Após as 18h, o consumo cai rapidamente, sinalizando o encerramento das atividades e a consequente redução na demanda por energia.

A iluminação pública, por outro lado, consome energia apenas nos períodos sem iluminação solar, mantendo um consumo constante durante a noite, quando o sistema de iluminação urbana está ativo. Esse perfil é característico, já que a iluminação pública opera com demanda estável nos horários em que está ligada.

Por fim, a curva de consumo industrial revela uma demanda relativamente constante

ao longo do dia, com pequenas variações. Esse perfil está associado a processos produtivos que demandam energia de forma contínua, com ligeira redução no consumo ao final do dia ou em turnos de menor atividade. Esses padrões específicos de consumo para cada classe auxiliam na definição de tarifas mais adequadas e permitem uma gestão de energia otimizada, facilitando a identificação de anomalias e oportunidades de ganho em eficiência energética.

## 2.5 Composição do Faturamento

As modalidades tarifárias são conjuntos de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica, definidos conforme o grupo tarifário ao qual cada consumidor pertence. Atualmente, existem dois grupos tarifários que classificam os consumidores de acordo com suas características de consumo e modalidade de contratação.

O Grupo A abrange consumidores que recebem energia com tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV, ou que são atendidos por rede elétrica subterrânea. Nesse grupo, aplica-se a tarifação binômia, que inclui cobrança tanto pelo consumo quanto pela demanda de potência. Além disso, os consumidores do Grupo A têm a opção de escolher entre duas modalidades tarifárias: a tarifa horária verde e a tarifa horária azul.

Na modalidade verde, há uma única tarifa de demanda, enquanto a tarifa de consumo é diferenciada de acordo com o horário de uso. Esse modelo diferencia os períodos de horário de ponta — horas do dia em que o consumo de energia é mais alto e a rede elétrica é mais demandada — e fora de ponta, quando a demanda é menor. Já na modalidade azul, tanto a tarifa de demanda quanto a tarifa de consumo são diferenciadas entre os períodos de ponta e fora de ponta, oferecendo uma estrutura de preços ainda mais ajustada ao comportamento de consumo.

O Grupo B, voltado para consumidores com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, utiliza um sistema de tarifação convencional monomácia. Nesse modelo, a cobrança se baseia em modalidade convencional ou branca, com tarifas de consumo fixas, independente do horário de uso, o que simplifica a estrutura tarifária para esses consumidores [41].

O grupo tarifário e a modalidade de tarifação são elementos essenciais para o faturamento da energia elétrica de uma unidade. Com uma análise detalhada das características do consumidor em relação às especificidades de cada modalidade, é possível identificar o cenário mais vantajoso para o faturamento e realizar ajustes estratégicos na curva de consumo. Essa abordagem permite otimizar o uso de energia, promovendo maior eficiência e gerando economias significativas para a unidade.

Para realizar essa análise de maneira eficaz, é essencial entender o conceito dos componentes que compõem a fatura de energia elétrica. O faturamento se divide em dois tipos principais de custos: os custos fixos, como os de demanda, e os custos variáveis, que se refere ao consumo de energia em quilowatt-hora (kWh).

Além desses fatores, é importante atentar-se a influência do horário de consumo sobre o custo, visto que para consumidores do Grupo A, a tarifa é binômia e dividida em horário de ponta e horário fora de ponta. O horário de ponta, compreende o período de três horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pelas concessionárias, em que há maior demanda na rede elétrica (consumo geral é mais alto).

Já o horário fora de ponta, corresponde às demais 21 horas do dia que não sejam referentes aos horários de ponta.

### 2.5.1 Demanda

A demanda é a média das potências elétricas, sejam ativas ou reativas, requisitadas ao sistema elétrico pela parte da carga em operação na unidade consumidora durante um

intervalo de tempo determinado. Para consumidores de alta e média tensão, trata-se de um valor contratual, estabelecido previamente, e representa um compromisso da concessionária em fornecer essa capacidade à unidade consumidora. Quando a demanda contratada é ultrapassada, isso gera uma cobrança adicional, conhecida como ultrapassagem de demanda, o que eleva o custo da fatura [42].

### 2.5.2 Consumo

O consumo é a quantidade de energia efetivamente utilizada por uma unidade consumidora ao longo de um intervalo de tempo, expressa em quilowatt-hora (kWh) ou, em casos de volumes maiores, em mega watt-hora (MWh), equivalente a 1000 kWh. No contexto de um equipamento elétrico específico, o valor de consumo é calculado pelo produto entre a potência do equipamento (em kW) e o tempo durante o qual ele é utilizado [42].

### 2.5.3 Energia Reativa

Essa parcela de energia, conhecida como energia reativa, circula continuamente entre os componentes de um sistema elétrico sem realizar trabalho útil. Embora essencial para o funcionamento de alguns equipamentos, a energia reativa não contribui para a realização de trabalho efetivo.

No faturamento, essa energia reativa impacta o custo apenas quando o fator de potência da unidade consumidora – a relação entre a energia ativa (aquele que realiza trabalho) e a energia aparente (soma da energia ativa e reativa) – está abaixo do limite mínimo estabelecido de 0,92. Quando o fator de potência fica abaixo desse valor, a concessionária aplica cobranças adicionais, incentivando o consumidor a melhorar seu fator de potência, reduzindo assim a circulação excessiva de energia reativa. A correção pode

ser feita, com a instalação de bancos de capacitores, que ajudam a minimizar as perdas e melhorar a eficiência do sistema, evitando encargos extras na fatura de energia [43].

#### 2.5.4 Contribuição Iluminação Pública

Com a promulgação da Emenda Constitucional nº39, de 19 de dezembro de 2002, foi introduzido na Constituição Federal o artigo 149-A, que autoriza os municípios a instituírem contribuição para o custeio do serviço de iluminação pública [44]. Trata-se de um valor cobrado para todos os consumidores, sem distinção de modalidade e ambiente de contratação.

#### 2.5.5 Outros

Outros custos que podem incidir na fatura de energia incluem resarcimentos, ajustes de faturamento e penalidades decorrentes de fatores no fornecimento de energia, como o DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora). Além disso, pode haver encargos adicionais relacionados a tributos, taxas regulatórias e tarifas específicas, que variam conforme a categoria de consumo e a legislação vigente. Esses fatores somam-se ao custo básico de energia e contribuem para o valor final da fatura, refletindo a complexidade da estrutura tarifária e da qualidade do serviço de fornecimento.

### 3 Método de Pesquisa

Na Revisão Bibliográfica, apresentada na seção anterior, foram esclarecidos os conceitos teóricos relativos aos ambientes de contratação de energia, bem como as principais diferenças entre o mercado cativo e o mercado livre. Neste capítulo, será descrito os procedimentos adotados para conduzir a análise de viabilidade de migração de consumidores cativos, oferecendo uma visão do método utilizado.

Para iniciar a análise, como mencionado anteriormente, é fundamental definir as características de consumo da unidade em questão. Esse primeiro passo é essencial para que a avaliação da migração seja precisa e adequada às particularidades de cada unidade. Com isso em mente, este estudo utilizou dados de consumo de unidades de uma rede varejista multinacional.

Os dados foram retirados da base da CCEE no formato horário, abrangendo o período de outubro de 2023 a setembro de 2024. Para ajustar os dados, foram selecionadas unidades localizadas no estado de São Paulo, com características de consumo similares, seja no horário de funcionamento ou no porte da unidade. Esse filtro resultou em uma base composta por onze unidades.

#### 3.1 Curva de Carga

Com os dados de consumo horário das unidades utilizadas como amostra, foi calculada a média de consumo para cada hora do dia considerando o período de doze meses, conforme apresentado na equação (6).

$$C_{hM} = \frac{\sum_{dia=1}^n C_h}{n} \quad (1)$$

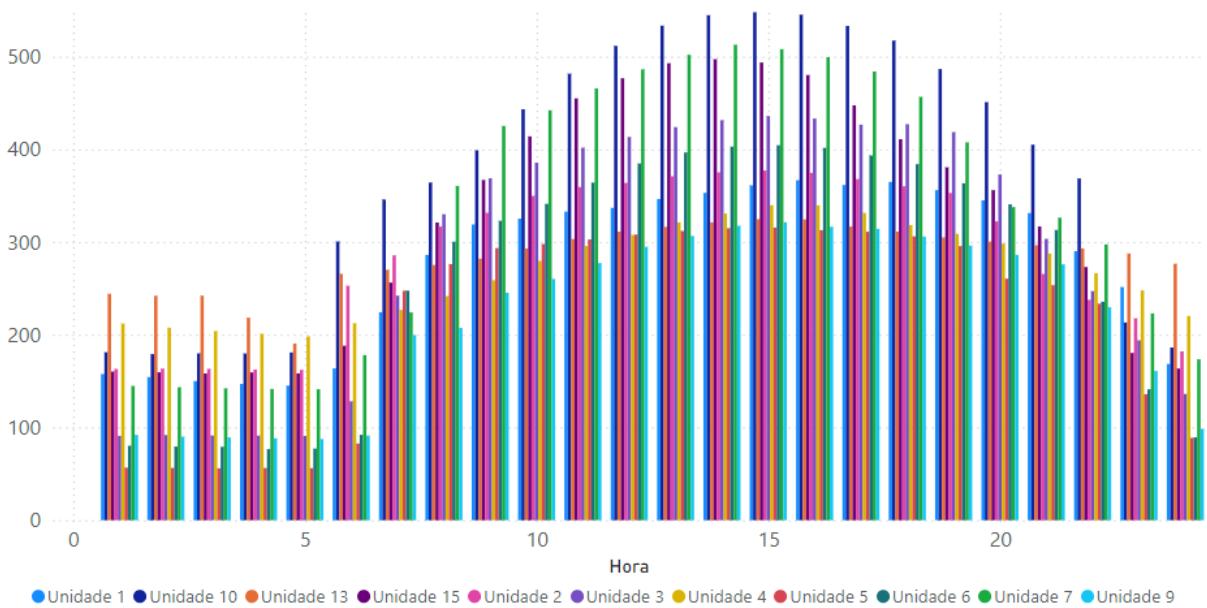
Onde:

- $C_{hM}$ : Consumo Horário Médio

- $C_h$ : Consumo Horário

- $n$ : Número de Dias

Os consumos horários médio estão apresentados na Figura 10.



Ao analisar as curvas de carga da Figura 10, observa-se uma semelhança com a Curva de Carga Comercial apresentada na Figura 9, o que está alinhado com as expectativas, uma vez que essas unidades correspondem a grandes lojas varejistas. No entanto, devido à variação no perfil de consumo específico de cada unidade, uma análise direta desses dados não se mostra viável. Dessa forma, torna-se necessário ajustar a base do consumo de cada uma das unidades, permitindo uma comparação consistente entre esses valores.

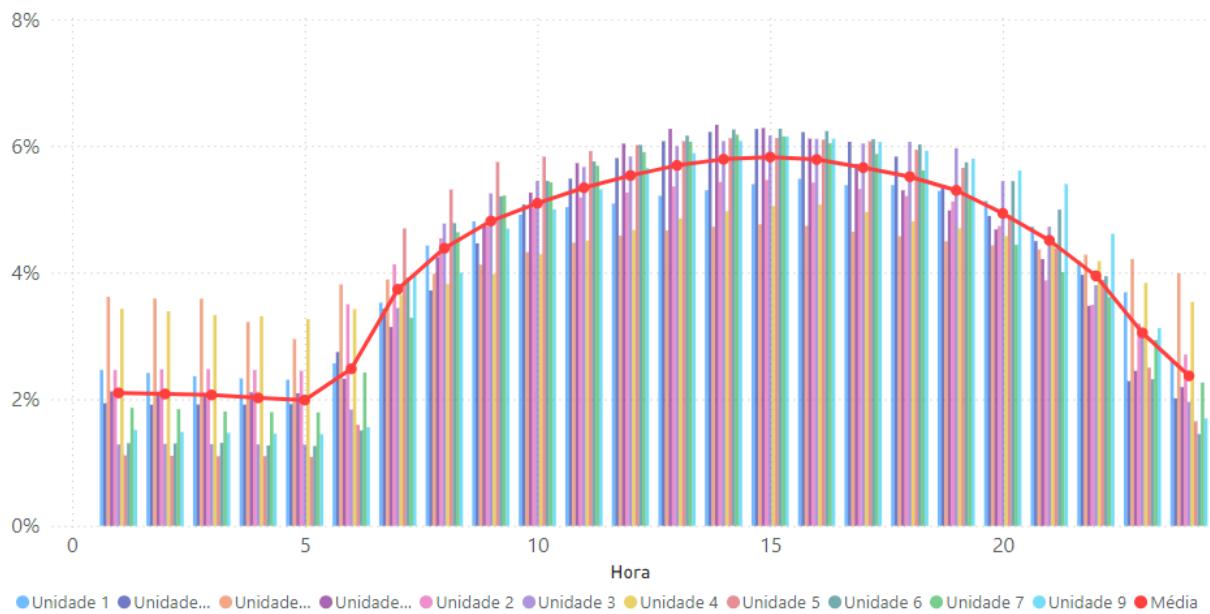
Para esse fim, aplicou-se a proporção do consumo horário de cada unidade em relação ao consumo total diário, conforme representado na equação (2). Esse procedimento ajusta os valores para uma escala percentual, possibilitando a normalização dos dados sem distorção e permitindo comparações entre as unidades.

$$C_N = \frac{C_h}{\sum_{h=1}^{24} C_h} \quad (2)$$

Onde:

- $C_N$ : Consumo Normalizado
- $C_h$ : Consumo Horário
- $h$ : Horas

Os resultados da normalização podem ser visualizados na Figura 11, onde também é possível visualizar a média desses valores, destacada em vermelho. A média normalizada está detalhada na Tabela 1.



Hora	Consumo Horário Normalizado	Hora	Consumo Horário Normalizado
1	2,10%	13	5,69%
2	2,08%	14	5,79%
3	2,07%	15	5,82%
4	2,02%	16	5,79%
5	1,99%	17	5,66%
6	2,48%	18	5,51%
7	3,73%	19	5,30%
8	4,38%	20	4,93%
9	4,81%	21	4,51%
10	5,09%	22	3,95%
11	5,34%	23	3,05%
12	5,53%	24	2,37%

Tabela 1 – Média do consumo horário normalizado.

Como a base de consumo utilizada para gerar o consumo horário normalizado considera um período de doze meses, os valores percentuais apresentados na Tabela 1, já incorporam os fatores sazonais e outras variáveis que impactam o consumo. Assim, esses valores podem ser utilizados para a elaboração de um perfil típico de consumo para unidades com características semelhantes às analisadas, constituindo uma base confiável para análises e projeções.

### 3.2 Proporção do Consumo

Com a curva de carga definida, é possível determinar a proporção de consumo de energia em cada hora do dia, sendo possível distinguir o consumo em horário de ponta e fora de ponta. Como esses horários são estipulados individualmente por cada distribuidora de energia, torna-se necessário adotar uma referência. Dito isso, como as unidades que compõem a base de dados estão localizadas no estado de São Paulo, optou-se pela distribuidora CPFL Paulista, com o horário de ponta definido das 18h até 21h.

Considerando as premissas acerca dos horários de ponta e fora de ponta para a distribuidora em questão, tem-se que a proporção de consumo no horário de ponta para

as características consideradas é de 15,74%, dado pela soma da média do consumo horário normalizado nas horas de ponta (valores da Tabela 1), conforme a equação (3).

$$PROP_{CP} = C_{18h} + C_{19h} + C_{20h} = 5,51\% + 5,30\% + 4,93\% = 15,74\% \quad (3)$$

### 3.3 Estimativa da Demanda

A demanda elétrica é a média das potências ativas ou reativas solicitadas ao sistema pela unidade consumidora durante um intervalo de tempo específico. No entanto, no contexto de faturamento da distribuidora, a demanda considerada é a demanda máxima registrada nesse intervalo. Dito isso, ao analisar a curva de carga do consumidor, torna-se possível estimar a demanda registrada, identificando o valor máximo de potência requisitado durante o período analisado.

Como o consumo da unidade será em uma base mensal e o cálculo da demanda requer uma base diária, é importante ajustar o período de tempo. Para isso, pode-se dividir o consumo pelo número de dias do mês.

$$C_{dia} = \frac{C_{mês}}{30}$$

Onde:

- $C_{dia}$ : Consumo Diário
- $C_{mês}$ : Consumo Mensal

$$DP = MAX(C_{18h}, C_{19h}, C_{20h}) \quad (4)$$

$$DFP = MAX(C_{1h-17h}, C_{21h-24h}) \quad (5)$$

A Tabela 2 apresenta os valores estimados para Demanda de Ponta e Fora de Ponta com base no consumo da unidade, na curva de carga apresentada da Tabela 1 e nos horários de Ponta e Fora de Ponta para a distribuidora CPFL Paulista.

<b>Demandade Ponta</b>	5,51%
<b>Demandade Fora de Ponta</b>	5,82%

Tabela 2 – Proporção de Demanda frente ao consumo.

Ao aplicar essa estimativa de demanda à base de dados utilizada, evidencia-se a necessidade de um fator de correção de consumo no cálculo da demanda ( $\alpha$ ). Esse fator é essencial para representar a variação no consumo ao longo dos dias, uma vez que os valores diários não são uniformes. Esse fator de correção não afeta o consumo final mensal e nem a curva de carga característica da unidade, ele interfere exclusivamente a distribuição diária do consumo (como o consumo é distribuído ao longo do mês).

A Tabela 3 apresenta os valores médios de consumo e demanda para as unidades utilizadas na base de dados, considerando o período de doze meses analisados. Além disso, também é possível visualizar a distorção da demanda calculada ( $DP'$  e  $DFP'$ ) e o fator de correção ( $\alpha$ ) necessário para que os valores calculados se igualem aos realizados.

Unidades	Consumo	Consumo Diário	DP	DP'	DFP	DFP'	$\alpha$
<b>Unidade 1</b>	202.450,08	6.748,34	432,50	371,83	487,17	392,75	1,20
<b>Unidade 2</b>	209.761,75	6.992,06	434,25	385,26	486,42	406,94	1,16
<b>Unidade 3</b>	212.755,50	7.091,85	550,92	390,76	575,67	412,75	1,40
<b>Unidade 4</b>	196.881,67	6.562,72	434,42	361,61	491,17	381,95	1,24
<b>Unidade 5</b>	159.474,50	5.315,82	380,92	292,90	405,83	309,38	1,31
<b>Unidade 6</b>	192.493,33	6.416,44	456,75	353,55	511,08	373,44	1,33
<b>Unidade 7</b>	244.696,25	8.156,54	630,42	449,43	715,33	474,71	1,46
<b>Unidade 9</b>	160.171,25	5.339,04	378,33	294,18	421,08	310,73	1,32
<b>Unidade 10</b>	276.900,33	9.230,01	609,33	508,57	675,25	537,19	1,23
<b>Unidade 13</b>	207.755,33	6.925,18	395,92	381,58	446,67	403,05	1,07
<b>Unidade 15</b>	236.859,33	7.895,31	563,75	435,03	656,17	459,51	1,36

Tabela 3 – Demanda e Fator de Correção.

Analizando os fatores de correção apresentados na Tabela 3, observa-se que, embora os valores sejam próximos, alguns se destacam. Com isso, descartando as extremidades (maior e menor valor para o fator de correção) para evitar distorções, define-se o valor de  $\alpha$  que minimiza a diferença entre a demanda registrada e a calculada.

$$\alpha = 1,2671$$

Dessa forma, ajustando as equações previamente determinadas e considerando as características de consumo em análise, tem-se a equação que estima a Demanda de Ponta e Fora de Ponta:

$$C_{dia} = \frac{C_{mês} \cdot \alpha}{30} = \frac{C_{mês} \cdot 1,2671}{30}$$

$$DP = C_{dia} \cdot 5,51\%$$

$$DFP = C_{dia} \cdot 5,82\%$$

### 3.3.1 Demanda Contratada

Para que um consumidor seja elegível ao mercado livre de energia, é necessário que possua uma demanda contratada mínima de 500 kW<sup>1</sup>. No entanto, essa exigência não se aplica aos consumidores cativos, que podem operar com demandas inferiores sem restrições. Assim, ao calcular o faturamento, é imprescindível considerar a demanda mínima contratada de 500 kW para consumidores do mercado livre, enquanto para consumidores cativos essa especificação não se faz necessária.

Portanto, para a análise de viabilidade econômica da migração, assume-se que a demanda contratada é a mesma que a registrada para os consumidores cativos. Enquanto, que para os consumidores livres, considera-se a referência mínima de 500 kW.

## 3.4 Contratação de Fontes de Energia no ACL

Com a liberdade de escolha da fonte de energia, é essencial que o consumidor livre explore as características de cada opção e os diversos fatores que influenciam no custo de energia. Um dos fatores mais importantes é a escolha de fontes incentivadas. Esses incentivos impactam no faturamento por meio de um percentual de desconto aplicado na tarifa de demanda ou consumo, variando de acordo com a modalidade do consumidor.

- CONV: Sem desconto ( $d = 0$ );
- I5: 50% de desconto ( $d = 0,5$ );
- I100: 100% de desconto ( $d = 1$ );

No entanto, esse tipo de energia possui um prêmio em seu valor final em comparação com as fontes convencionais, refletindo os benefícios adicionais de sustentabilidade e os

---

<sup>1</sup>Valor referente a 2024.

incentivo que oferece. Portanto, é fundamental que o consumidor livre avalie a escolha da fonte e os impactos e benefícios gerados no custo final de energia.

Outro fator relevante no custos de energia é a variação do preço entre os submercados de energia. Devido às diferenças regionais na geração e no consumo, há um descolamento do PLD entre os submercados de energia. Em outras palavras, o preço de energia oscila conforme o submercado, o que pode impactar diretamente o custo final para o consumidor.

A Tabela 4 apresenta os preço da energia para o submercado sudeste com fonte convencional para seis meses, juntamente com os prêmios respectivos de cada submercado e tipo de fonte de energia, onde o valor total é dado pela soma do valor de referência com o valor indicado para o submercado.

Mês Referência	SECO/CONV [R\$/MWh]	SUL [R\$/MWh]	NE [R\$/MWh]	N [R\$/MWh]	I5 [R\$/MWh]	I100 [R\$/MWh]
01/10/2024	R\$ 479,33	-R\$ 0,02	-R\$ 30,95	R\$ 1,76	R\$ 28,83	R\$ 186,22
01/11/2024	R\$ 128,11	-R\$ 0,02	-R\$ 14,07	R\$ 0,08	R\$ 28,83	R\$ 185,91
01/12/2024	R\$ 118,50	-R\$ 0,02	-R\$ 10,69	-R\$ 0,58	R\$ 30,98	R\$ 187,64
01/01/2025	R\$ 131,12	-R\$ 0,03	-R\$ 9,00	-R\$ 8,00	R\$ 32,21	R\$ 185,52
01/02/2025	R\$ 131,03	-R\$ 0,05	-R\$ 8,80	-R\$ 8,53	R\$ 31,50	R\$ 184,81
01/03/2025	R\$ 125,36	-R\$ 0,06	-R\$ 8,22	-R\$ 7,99	R\$ 31,37	R\$ 184,68
01/04/2025	R\$ 104,68	-R\$ 0,06	-R\$ 8,22	-R\$ 10,33	R\$ 32,43	R\$ 186,71

Tabela 4 – Preço *forward* [7].

Analizando os valores apresentados na Tabela 4, nota-se uma volatilidade no mercado, com oscilações no preço da energia em um curto período de tempo. Essa instabilidade dificulta a previsibilidade de análises de migração, uma vez que o preço de contratação permanece incerto. Assumindo um período adequado para o planejamento da migração, possibilita a adoção da curva de preço de longo prazo, que oferece maior estabilidade comparada com o curto prazo, como custo de aquisição de energia. A Tabela 5, apresenta os valores realizados por comercializadoras para os diferentes tipos de energia no submercado sudeste. Esses valores foram retirados de *players* reais do mercado e são os valores ofertados para as diferentes fontes no dia 30/10/2024.

Ano	Comercializadora I			Comercializadora II			Comercializadora III		
	CONV	I5	I100	CONV	I5	I100	CONV	I5	I100
2024	R\$ 258,00	R\$ 293,00	R\$ 458,00	R\$ 257,00	R\$ 292,00	R\$ 455,04	R\$ 262,00	R\$ 304,00	R\$ 462,00
2025	R\$ 133,10	R\$ 168,10	R\$ 333,10	R\$ 139,00	R\$ 174,00	R\$ 330,00	R\$ 136,00	R\$ 175,00	R\$ 348,00
2026	R\$ 148,00	R\$ 183,00	R\$ 348,00	R\$ 152,00	R\$ 184,00	R\$ 347,00	R\$ 152,00	R\$ 190,00	R\$ 353,00
2027	R\$ 143,00	R\$ 177,00	R\$ 343,00	R\$ 154,00	R\$ 186,00	R\$ 333,00	R\$ 148,00	R\$ 184,00	R\$ 338,00
2028	R\$ 140,00	R\$ 174,00	R\$ 340,00	R\$ 147,00	R\$ 179,00	R\$ 328,00	R\$ 146,00	R\$ 181,00	R\$ 326,00
2029	R\$ 140,00	R\$ 174,00	R\$ 340,00	R\$ 143,00	R\$ 175,00	R\$ 328,00	R\$ 146,00	R\$ 181,00	R\$ 321,00
2030	R\$ 142,00	R\$ 177,00	R\$ 341,60	R\$ 144,00	R\$ 175,00	-	R\$ 146,00	R\$ 180,00	R\$ 321,00

Tabela 5 – Preço de mercado.

2

Dessa forma, ao considerar uma migração planejada, desconsidera-se o preço de 2024 apresentado na Tabela 5 e concentra-se a avaliação nos períodos subsequentes. Para o horizonte de médio prazo, e considerando a queda na curva de preço em 2025, é válido adotar a média entre os anos de 2025 e 2026 para um cenário conservador da análise de viabilidade de migração.

$$MEDIA = \left( \frac{CI_{2025} + CI_{2026}}{2} + \frac{CII_{2025} + CII_{2026}}{2} + \frac{CIII_{2025} + CIII_{2026}}{2} \right) \cdot \frac{1}{3} \quad (6)$$

Onde:

- $CI_{2025}$ : Preço ofertado pela Comercializadora I para 2025
- $CII_{2026}$ : Preço ofertado pela Comercializadora II para 2026

Dessa forma, o preço base da energia adquirida no ACL considerado na análise de migração do presente trabalho é calculado por meio da equação (6).

Tipo	CONV	I5	I100
Preço (R\$/MWh)	R\$ 143,35	R\$ 179,02	R\$ 343,18
Prêmio	R\$ 0,00	R\$ 35,67	R\$ 199,83

Tabela 6 – Preço da Energia Contratado.

<sup>2</sup>Os preços apresentados foram obtidos por de bids enviados de comercializadoras atuantes no mercado de energia no dia 30/10/2024. Diferente da Tabela 4, os valores apresentados já são referentes ao valor da energia e não do prêmio, ou seja, não há necessidade de realizar a soma.

Como os valores da Tabela 6 são presentes mas referem-se a períodos futuros, é necessário reajustá-los. Considerando as estimativas do relatório Focus para o IPCA (4,59% para 2024 e 4,03% para 2025)[45], tem-se os valores finais reajustados apresentados na Tabela 7.

<b>Tipo</b>	<b>CONV</b>	<b>I5</b>	<b>I100</b>
<b>Preço (R\$/MWh)</b>	R\$ 155,97	R\$ 194,78	R\$ 373,40
<b>Prêmio</b>	R\$ 0,00	R\$ 38,81	R\$ 217,42

Tabela 7 – Preço da Energia Reajustado.

Analizando os prêmios da I5 e I100 apresentados na Tabela 6 e 7 e comparando-os com os da Tabela 4, nota-se que os prêmios são mais elevados. Isso evidencia a adoção de um cenário mais conservador na análise de migração, uma vez que custos mais altos para a aquisição de energia podem comprometer a economia que o consumidor busca ao migrar para o ACL.

### 3.5 Faturamento

O faturamento de energia representa a base para a análise da viabilidade de migração. Nesta seção, serão abordados os aspectos tarifários e os métodos de cálculo envolvidos, proporcionando uma compreensão detalhada dos fatores que influenciam uma migração.

#### 3.5.1 Tarifas

Conforme a resolução da ANEEL, cada distribuidora possui tarifas específicas. Dessa forma, é necessário estabelecer uma referência para um faturamento realista. Seguindo os critérios que foram adotados, a Tabela 8 apresenta as tarifas vigentes para a distribuidora CPFL Paulista.

Métrica	Azul	Verde
Demanda Ponta	50,59	-
Demanda Fora Ponta	18,38	18,38
Consumo Ponta	101,49	1331,63
Consumo Fora Ponta	101,49	101,49
TE Ponta	491,62	491,62
TE Fora Ponta	311,48	311,48

Tabela 8 – Tarifas para consumidores A4 da distribuidora CPFL Paulista [8].

### 3.5.2 Demanda

Medida em quilowatt (kW), a demanda é um dos componentes fixos da fatura de energia, refletindo-se como uma cobrança constante, independentemente do consumo específico do período. Essa característica torna essencial que a unidade ajuste sua demanda contratada para evitar penalidades e, ao mesmo tempo, não exceder desnecessariamente a necessidade real de potência. Dessa forma, ao gerenciar a demanda com precisão, é possível controlar melhor os custos fixos na fatura de energia e evitar que cobranças adicionais que impactem o orçamento.

- Modalidade Azul - Consumidor Cativo:

$$CDP = MAX_{DCP,DP} \cdot TD_P$$

$$CDFP = MAX_{DCFP,DFP} \cdot TD_{FP}$$

$$CUDP^3 = (DP - DCP) \cdot TD_P \cdot 2$$

$$CUDFP^3 = (DFP - DCFP) \cdot TD_{FP} \cdot 2$$

- Modalidade Azul - Consumidor Livre:

$$CDP = MAX_{DCP,DP} \cdot TD_P \cdot (1 - d)$$

---

<sup>3</sup>A ultrapassagem de demanda ocorre quando o montante registrado supera em 1,05 vezes a demanda contratada.

$$CDFP = MAX_{DCFP,DFP} \cdot TD_{FP} \cdot (1 - d)$$

$$CUDP^3 = (DP - DCP) \cdot TD_P \cdot 2$$

$$CUDFP^3 = (DFP - DCFP) \cdot TD_{FP} \cdot 2$$

- Modalidade Verde - Consumidor Cativo:

$$CDFP = MAX_{DFCP,DP,DFP} \cdot TD_{FP}$$

$$CUDFP^3 = (MAX_{DP,DFP} - DCFP) \cdot TD_{FP} \cdot 2$$

- Modalidade Verde - Consumidor Livre:

$$CDFP = MAX_{DCP,DP,DFP} \cdot TD_{FP} \cdot (1 - d)$$

$$UDFP^3 = (MAX_{DP,DFP} - DCFP) \cdot TD_{FP} \cdot 2$$

Onde:

- $CDP$ : Custo de Demanda de Ponta
- $MAX_{DCP,DP}$ : Máximo Demanda Contratada de Ponta e Demanda Registrada de Ponta
- $TD_P$ : Tarifa de Demanda de Ponta
- $CDFP$ : Custo de Demanda Fora de Ponta
- $MAX_{DCFP,DFP}$ : Máximo Demanda Contratada Fora de Ponta e Demanda Registrada Fora de Ponta
- $TD_{FP}$ : Tarifa de Demanda Fora de Ponta
- $CUDP$ : Custo de Ultrapassagem Demanda

- $CUDFP$ : Custo de Ultrapassagem de Demanda Fora de Ponta
- $DP$ : Demanda de Ponta
- $DFP$ : Demanda Fora de Ponta
- $DCP$ : Demanda Contratada de Ponta
- $DCFP$ : Demanda Contratada Fora de Ponta
- $d$ : Desconto de Fonte Contratada

### 3.5.3 Consumo

Medido em quilowatt-hora (kWh), o consumo é um dos componentes variáveis da fatura de energia, variando de acordo com a potência dos equipamentos utilizados e o tempo de uso de cada um. Sua análise é fundamental para entender o consumo total de uma unidade consumidora, pois cada equipamento e seu tempo de funcionamento contribuem para o volume final registrado na fatura. Como os custos variáveis da fatura de energia são diretamente baseados nesse consumo, otimizar o uso dos equipamentos e reduzir o consumo em horários de maior tarifa (horário de ponta) pode resultar em economias significativas.

- Modalidade Azul - Consumidor Cativo:

$$CUSD_P = TUSD_P \cdot \frac{CP}{1000}$$

$$CE_P = TE_P \cdot \frac{CP}{1000}$$

$$CUSD_{FP} = TUSD_{FP} \cdot \frac{CFP}{1000}$$

$$CE_{FP} = TE_{FP} \cdot \frac{CFP}{1000}$$

- Modalidade Azul - Consumidor Livre:

$$CUSD_P = TUSD_P \cdot \frac{CP}{1000}$$

$$CUSD_{FP} = TUSD_{FP} \cdot \frac{CFP}{1000}$$

- Modalidade Verde - Consumidor Cativo:

$$CUSD_P = TUSD_P \cdot \frac{CP}{1000}$$

$$CE_P = TE_P \cdot \frac{CP}{1000}$$

$$CUSD_{FP} = TUSD_{FP} \cdot \frac{CFP}{1000}$$

$$CE_{FP} = TE_{FP} \cdot \frac{CFP}{1000}$$

- Modalidade Verde - Consumidor Livre:

$$CUSD_P = ((TUSD_P - TUSD_{FP}) \cdot (1 - d) + TUSD_{FP}) \cdot \frac{CP}{1000}$$

$$CUSD_{FP} = TUSD_{FP} \cdot \frac{CFP}{1000}$$

Onde:

- $CUSD_P$ : Custo Uso do Sistema de Distribuição de Ponta
- $TUSD_P$ : Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição de Ponta
- $CP$ : Consumo Ponta
- $CE_P$ : Custo de Energia de Ponta
- $CUSD_{FP}$ : Custo do Uso do Sistema de Distribuição Fora de Ponta
- $TUSD_{FP}$ : Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição Fora de Ponta
- $CFP$ : Consumo Fora de Ponta

- $CE_{FP}$ : Custo de Energia Fora de Ponta
- $TE_{FP}$ : Tarifa de Energia Fora de Ponta
- $d$ : Desconto de Fonte Contratada

#### 3.5.4 Encargos ACL

O consumidor livre, ao ingressar no ACL, assume determinadas obrigações, conforme discutido na seção de Revisão Bibliográfica. Entre essas responsabilidades, estão os relatórios mensais emitidos pela CCEE, que geram um custo adicional e devem ser considerados na análise de viabilidade para migração de consumidores. Assim, ao avaliar os custos pagos pelos consumidores utilizados na construção da base de dados, determina-se uma tarifa média por kWh consumido. Os valores são apresentados na Tabela 9.

Unidades	Tarifa (R\$/MWh)
<b>Unidade 1</b>	R\$ 20,64
<b>Unidade 2</b>	R\$ 27,70
<b>Unidade 3</b>	R\$ 38,79
<b>Unidade 4</b>	R\$ 27,07
<b>Unidade 5</b>	R\$ 18,71
<b>Unidade 6</b>	R\$ 21,55
<b>Unidade 7</b>	R\$ 22,43
<b>Unidade 9</b>	R\$ 24,81
<b>Unidade 10</b>	R\$ 25,40
<b>Unidade 13</b>	R\$ 25,11
<b>Unidade 15</b>	R\$ 21,41
<b>Média</b>	<b>R\$ 24,87</b>

Tabela 9 – Tarifa Encargos CCEE.

#### 3.5.5 Exposição ao PLD

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é um dos principais indicadores do mercado de energia elétrica brasileiro, sendo fundamental para o funcionamento do setor. Ele resulta de um cálculo que estabelece o valor da energia elétrica de acordo

com a diferença entre o montante contratado e consumido. Diariamente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) determina o PLD para cada hora do dia seguinte, utilizando modelos computacionais baseados no Custo Marginal de Operação (CMO) [46].

A definição do PLD leva em conta diversos fatores, como as condições hidrológicas, a geração de energia por usinas térmicas, as projeções de consumo e as condições climáticas, além de ser calculado de forma diferenciada para cada submercado. Anualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece limites máximos e mínimos para o PLD, com o objetivo de trazer maior estabilidade ao mercado [46].

O PLD desempenha um papel essencial no mercado de curto prazo, pois é utilizado para valorar as diferenças entre o consumo contratado e o realizado pelos agentes do setor. Ele influencia diretamente a viabilidade econômica da migração para o mercado livre, já que impacta os preços da energia.

Consumidores que não contratam sua energia no longo prazo ficam expostos à volatilidade do mercado de curto prazo, podendo tanto se beneficiar de preços baixos quanto sofrer com aumentos significativos. Por isso, é estratégico aproveitar momentos de queda nos preços da energia para realizar contratações em condições mais favoráveis, garantindo a viabilidade econômica da migração.

A Figura 12 apresenta a curva do PLD do submercado Sudeste para um período de 2024. Sua volatilidade pode ser evidenciada pela variação do preço, com mínimo de R\$61,07 e máximo de R\$1.470,57 [6].

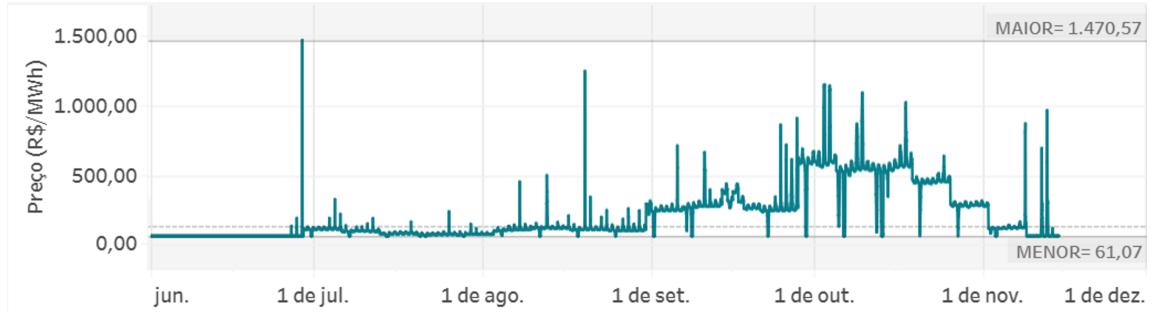


Figura 12 – Preço de Liquidação das Diferenças 2024 [6].

No início do período, observou-se uma baixa no PLD, que ofereceu uma oportunidade ideal para a contratação de energia a preços vantajosos. No entanto, nos meses mais recentes, o preço apresentou uma elevação significativa, atingindo patamares que dificultam economicamente a migração de consumidores para o mercado livre. Essa oscilação reforça a importância de uma análise cuidadosa das condições de mercado para a tomada de decisões estratégicas no setor de energia.

## 4 Análise dos Resultados

Ao analisar os cálculos aplicados para determinar o faturamento de energia, observa-se que estes podem ser representados por funções lineares. Como a demanda foi calculada proporcionalmente ao consumo, todos os elementos que compõem o faturamento estão diretamente vinculados ao consumo da unidade. Além disso, em nenhum ponto do intervalo analisado a demanda registrada supera a demanda mínima contratada para o ambiente de contratação livre (500 kW). Assim, não há ultrapassagem de demanda, e seu custo permanece fixo para consumidores livres, baseado exclusivamente na demanda contratada

Resumindo as equações utilizadas para o cálculo do faturamento, é possível definir uma tarifa média específica para cada tipo de fonte e ambiente de contratação. Vale destacar que, no cálculo do faturamento de energia, incidem impostos como PIS, COFINS e ICMS. Para a análise realizada, foram considerados impostos federais em 5% e imposto estadual em 18%. Esse valores de impostos, foram adotados tendo como referência o estado de São Paulo, sendo válido destacar que variam de um estado para outro. A equação (7) apresenta o cálculo detalhado da aplicação do imposto.

$$TOTAL = \frac{VALOR}{\frac{(1-PIS-COFINS)}{(1-ICMS)}} \quad (7)$$

### 4.1 Consumidor Cativo

Para os consumidores cativos, o faturamento inclui a Tarifa de Energia, que reflete o custo da energia adquirida para consumo no ACR. Esse valor é regulado, conforme ilustrado na Tabela 8.

Outro aspecto importante do faturamento dos consumidores cativos, é a questão do faturamento de demanda. Como os consumidores cativos não necessitam ter uma demanda mínima contratada, optou-se por realizar o faturamento da demanda de acordo

com a registrada. Fator conservador para a análise, visto que não há cobrança referente a demanda não utilizada, conforme ocorre no ambiente livre.

#### 4.1.1 Azul Cativo

No ACR, na modalidade azul cativa, o faturamento é calculado pela soma de três componentes: demanda, consumo e energia. A parcela de demanda cobre o custo da infraestrutura disponível com base na potência contratada (kW) e é dividida em ponta e fora de ponta. A parcela de consumo, não possui distinção entre ponta e fora de ponta e reflete a energia efetivamente utilizada (kWh). Enquanto a parcela de energia, cobre o custo da aquisição de energia, variando entre horários de ponta e fora de ponta.

Após somar essas parcelas, chega-se ao subtotal, ao qual é acrescido o imposto, resultando no valor final da fatura.

$$SUBTOTAL = CD_P + CD_{FP} + CUSD_P + CE_P + CUSD_{FP} + CE_{FP}$$

$$CD_P = C_{dia} \cdot PROP_{DP} \cdot TD_P = C_{mês} \cdot \frac{1,2671}{30} \cdot 5,51\% \cdot 50,59 = C_{mês} \cdot 0,1177$$

$$CD_{FP} = C_{dia} \cdot PROP_{DFP} \cdot TD_{FP} = C_{mês} \cdot \frac{1,2671}{30} \cdot 5,82\% \cdot 18,38 = C_{mês} \cdot 0,0452$$

$$CUSD_P = C_{mês} \cdot PROP_{CP} \cdot TUSD_P = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot 15,74\% \cdot 101,49 = C_{mês} \cdot 0,0160$$

$$CE_P = C_{mês} \cdot PROP_{CP} \cdot TE_P = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot 15,74\% \cdot 491,62 = C_{mês} \cdot 0,0774$$

$$CUSD_{FP} = C_{mês} \cdot (1 - PROP_{CP}) \cdot TUSD_{FP} = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot (1 - 15,74\%) \cdot 101,49 = C_{mês} \cdot 0,0855$$

$$CE_{FP} = C_{mês} \cdot (1 - PROP_{CP}) \cdot TE_{FP} = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot (1 - 15,74\%) \cdot 311,48 = C_{mês} \cdot 0,2625$$

#### 4.1.2 Verde Cativo

Seguindo o mesmo cálculo da modalidade azul cativa, o faturamento da modalidade verde cativa é calculado pela soma de três componentes: demanda, consumo e energia. A parcela de demanda, diferente da outra modalidade, é única. Já a parcela de consumo, possui distinção entre horário de ponta e fora de ponta. E o custo de aquisição de energia, como o ambiente de contratação é cativo, é indiferente para a modalidade de faturamento.

Após somar essas parcelas, chega-se ao subtotal, ao qual é acrescido o imposto, resultando no valor final da fatura.

$$SUBTOTAL = CD + CUSD_P + CE_P + CUSD_{FP} + CE_{FP}$$

$$CD = C_{dia} \cdot MAX(PROP_{DFP}, PROP_{DP}) \cdot TD = C_{mês} \cdot \frac{1,2671}{30} \cdot 5,82\% \cdot 18,38 = C_{mês} \cdot 0,0452$$

$$CUSD_P = C_{mês} \cdot PROP_{CP} \cdot TUSD_P = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot 15,74\% \cdot 1331,63 = C_{mês} \cdot 0,2096$$

$$CE_P = C_{mês} \cdot PROP_{CP} \cdot TE_P = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot 15,74\% \cdot 491,62 = C_{mês} \cdot 0,0774$$

$$CUSD_{FP} = C_{mês} \cdot (1 - PROP_{CP}) \cdot TUSD_{FP} = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot (1 - 15,74\%) \cdot 101,49 = C_{mês} \cdot 0,0855$$

$$CE_{FP} = C_{mês} \cdot (1 - PROP_{CP}) \cdot TE_{FP} = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot (1 - 15,74\%) \cdot 311,48 = C_{mês} \cdot 0,2625$$

## 4.2 Consumidor Livre

No mercado livre, os consumidores têm a flexibilidade de adquirir energia por meio de contratos bilaterais com comercializadores e geradores, permitindo a escolha do

tipo de energia que melhor atende às suas necessidades, o que influencia diretamente no faturamento.

Ao optar pela energia incentivada, os consumidores livres podem obter descontos em determinadas parcelas da fatura de energia, gerando economias. Contudo, esses consumidores também estão sujeitos a encargos mensais obrigatórios, que são proporcionais ao consumo e representam uma obrigação regulatória para todos os participantes ativos no mercado livre. Esses encargos devem ser considerados ao calcular o faturamento final.

Um aspecto relevante para o faturamento nesse ambiente de contratação, é a demanda. Como há um montante mínimo exigido para que o consumidor seja elegível a operar nesse ambiente, e não houve ultrapassagem desse valor em nenhum momento da análise, desconsiderou-se qualquer cálculo de ultrapassagem de demanda. Dessa forma, o faturamento referente à demanda corresponde ao montante contratado de 500 kW e tornar-se um valor fixo para este estudo.

#### 4.2.1 Azul Livre

O faturamento na modalidade azul livre, segue a mesma estrutura de cálculo do consumidor azul cativo, porém, com incidência de um possível desconto no custo de demanda, de acordo com a fonte contratada. Além disso, a energia adquirida é faturada separadamente dos custos de transmissão e distribuição (fatura da distribuidora), e sobre ela incide apenas o ICMS.

$$SUBTOTAL = CD_P + CD_{FP} + CUSD_P + CUSD_{FP} + ENERGIA + CCEE$$

$$CD_P = MAX(DC_P, C_{dia} \cdot PROP_{DP}) \cdot TD_P \cdot (1-d) = 500 \cdot 50,59 \cdot (1-d) = 25295 \cdot (1-d)$$

$$CD_{FP} = MAX(DC_{FP}, C_{dia} \cdot PROP_{DFP}) \cdot TD_{FP} \cdot (1-d) = 500 \cdot 18,38 \cdot (1-d) = 9190 \cdot (1-d)$$

$$CUSD_P = C_{mês} \cdot PROP_{CP} \cdot TUSD_P = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot 15,74\% \cdot 101,49 = C_{mês} \cdot 0,0160$$

$$CUSD_{FP} = C_{mês} \cdot (1 - PROP_{CP}) \cdot TUSD_{FP} = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot (1 - 15,74\%) \cdot 101,49 = C_{mês} \cdot 0,0855$$

$$ENERGIA = C_{mês} \cdot \frac{P_{energia}}{1000}$$

$$CCEE = C_{mês} \cdot \frac{T_{CCEE}}{1000} = C_{mês} \cdot 0,02487$$

#### 4.2.2 Verde Livre

Para o consumidor livre na modalidade verde, também existe a possibilidade de descontos tanto no custo de demanda quanto no custo do consumo em horário de ponta, dependendo das condições de incentivo da fonte de energia contratada.

$$SUBTOTAL = CD + CUSD_P + CUSD_{FP} + ENERGIA + CCEE$$

$$CD = MAX(DC, C_{dia} \cdot MAX(PROP_{DFP}, PROP_{DP})) \cdot TD \cdot (1 - d) = 500 \cdot 18,38 \cdot (1 - d)$$

$$CUSD_P = C_{mês} \cdot 15,74\% \cdot (1,2301 \cdot (1 - d) + 0,010149)$$

$$CUSD_{FP} = C_{mês} \cdot (1 - PROP_{CP}) \cdot TUSD_{FP} = \frac{C_{mês}}{1000} \cdot (1 - 15,74\%) \cdot 101,49 = C_{mês} \cdot 0,0855$$

$$ENERGIA = C_{mês} \cdot \frac{P_{energia}}{1000}$$

$$CCEE = C_{mês} \cdot \frac{T_{CCEE}}{1000} = C_{mês} \cdot 0,02487$$

### 4.3 Comparação dos cenários

A Tabela 10 apresenta o detalhamento dos cálculos de faturamento para cada modalidade tarifária (Azul, Verde), ambiente de contratação (ACR, ACL) e fonte contratada (Conv, I5, I100), apontando a tarifa final média por kWh consumido e o custo fixo que o consumidor terá estando na modalidade, ambiente e tipo de fonte indicado.

Medida	Azul				Verde			
	Cativo	Conv	I5	I100	Cativo	Conv	I5	I100
$CD_P$	0,1177	25.295,00	12.647,50	-	-	-	-	-
$CD_{FP}$	0,0452	9.190,00	4.595,00	-	0,0452	9.190,00	4.595,00	-
$CUSD_P$	0,0160	0,0160	0,0160	0,0160	0,2096	0,2096	0,1128	0,0160
$CE_P$	0,0774	-	-	-	0,0774	-	-	-
$CUSD_{FP}$	0,0855	0,0855	0,0855	0,0855	0,0855	0,0855	0,0855	0,0855
$CE_{FP}$	0,2625	-	-	-	0,2625	-	-	-
$ENERGIA$	-	0,1560	0,1948	0,3734	-	0,1560	0,1948	0,3734
$T_{CCEE}$	-	0,0249	0,0249	0,0249	-	0,0249	0,0249	0,0249
$IMPOSTO$	0,1714	0,0630	0,0715	0,1108	0,1930	0,1180	0,0990	0,1108
<b>TARIFA FINAL (R\$/kWh)</b>	<b>0,7757</b>	<b>0,3454</b>	<b>0,3927</b>	<b>0,6105</b>	<b>0,8731</b>	<b>0,5939</b>	<b>0,5170</b>	<b>0,6105</b>
<b>FIXO TOTAL (R\$)</b>	-	44.268,29	22.134,15	-	-	11.797,18	5.898,59	-

Tabela 10 – Tarifas finais e custos fixos.

Com os dados apresentados na Tabela 10, elaborou-se o gráfico apresentado na Figura 13, que consolida as curvas de custos para todos os cenários.

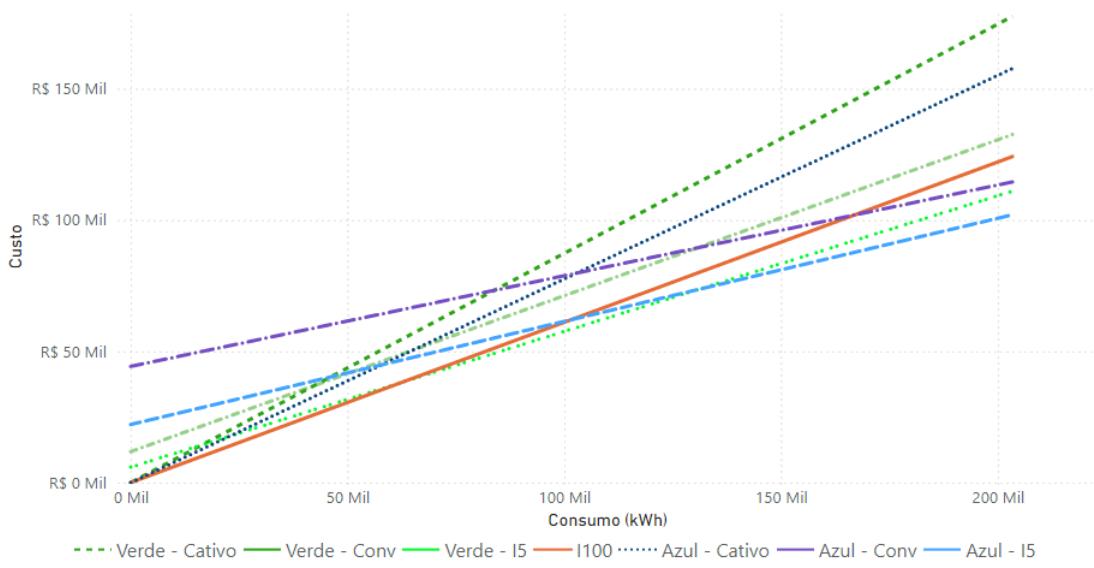


Figura 13 – Comparativo Custo.

Ao analisar os valores para as tarifas finais apresentados na Tabela 10 e visualizar suas características na Figura 13, é possível detalhar os distintos cenários que o consumidor pode optar para conquistar sua economia no mercado livre de energia.

#### 4.3.1 Cativo x I100

A contratação da fonte de energia I100, mesmo apresentando uma tarifa final mais elevada que as outras fontes do consumidor livre, para menores consumos, acaba se

destacando por não haver um custo fixo. Isso se dá pela isenção do custo de demanda que essa fonte garante ao seu consumidor, fator primordial para a obtenção da economia. Além disso, percebe-se que devido as características dos incentivos dessa fonte, não há distinção na tarifa final na modalidade verde ou azul.

A economia do consumidor ocorre indiferente do consumo, variando de 21% a 30%. Além disso, a Figura 14 mostra a comparação de custo para uma variação de consumo de 200MWh, montante que assegura que a demanda não ultrapasse a demanda contratada.

$$ECONOMIA_{Azul} = \frac{Cativo_{Azul} - I100}{Cativo} = 21,29\%$$

$$ECONOMIA_{Verde} = \frac{Cativo_{Verde} - I100}{Cativo} = 30,07\%$$

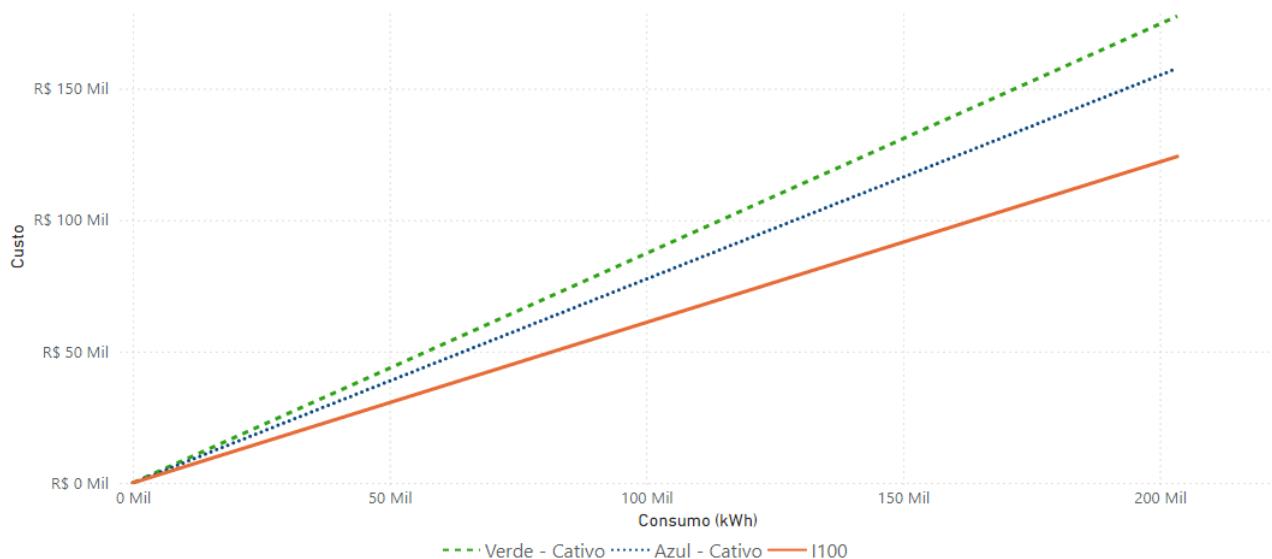


Figura 14 – Comparativo Custo: Cativo x I100.

Contudo, é importante destacar que, para alcançar essa economia, o consumidor depende da oferta e do preço de contratação da fonte de energia I100, que, como mencionado, apresenta alta volatilidade. Se esse preço ultrapassar o valor de R\$588,70 por MWh, a contratação torna-se economicamente inviável, pois se equipara ao custo da modalidade Verde Cativa, eliminando a vantagem financeira originalmente prevista.

#### 4.3.2 Cativo x Azul Livre

Para visualizar a influência de cada tipo de fonte e ambiente de contratação, foi necessário expandir o intervalo de consumo para 0,935 MWh. Para isso, ajustou-se a demanda contratada para 2.300 kW, o que permite um consumo máximo de 935.653 kWh. Dessa forma, a Figura 15, apresenta todas as curvas de custo para a modalidade azul.

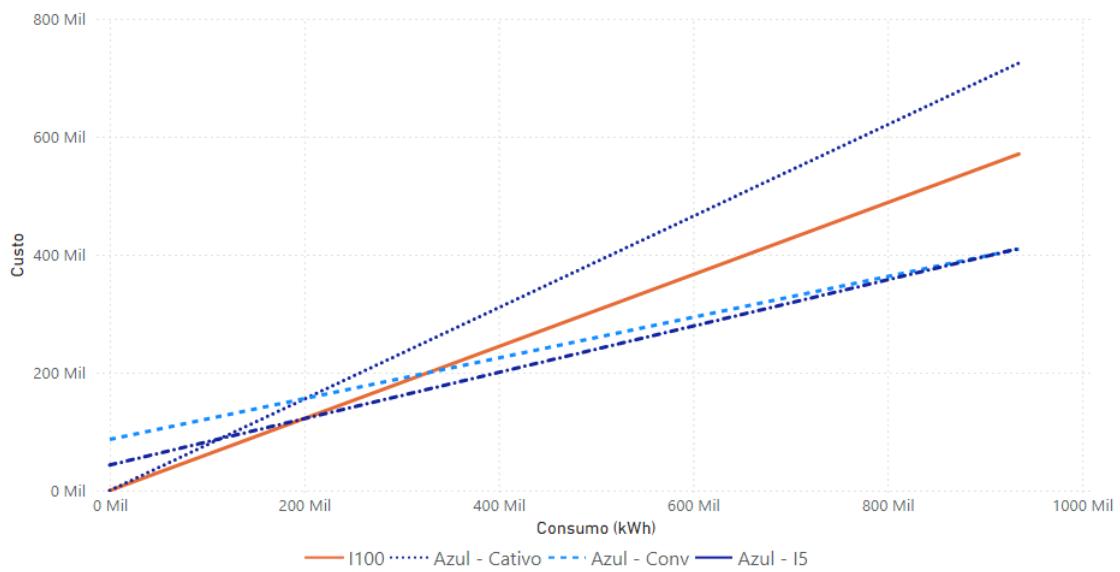


Figura 15 – Comparativo Custo: Azul.

Na Figura 15, visualiza-se que independente do consumo mensal apresentado, o mercado livre é economicamente mais atrativo que o ACR, variando apenas a fonte ideal para o consumo da unidade. Note que as curvas de Azul - Conv e Azul - I5 estão deslocadas verticalmente devido aos custos fixos, impactados pelo aumento de demanda. Fator que torna a economia variável e crescente para o intervalo limitado ao consumo máximo.

A Tabela 11, apresenta a fonte ideal para os distintos intervalos de consumo calculados pela intersecção de cada curva, conforme apresentado nas equações (8) e (9).

$$C_{mês} \cdot 0,6105 = 43.369,06^4 + C_{mês} \cdot 0,3927 \quad (8)$$

<sup>4</sup>Os valores fixos divergem dos apresentados na Tabela 10 devido a alteração da demanda contratada, passando de 500 kW (valor de base da Tabela) para 2300 kW.

$$43.369,06^3 + C_{m\hat{e}s} \cdot 0,3927 = 86.738,13^3 + C_{m\hat{e}s} \cdot 0,3454 \quad (9)$$

Consumo (kWh)	Fonte
0 - 199.123,85	I100
199.123,85 - 917.031,49	I5
$\geq 917.031,49$	Conv

Tabela 11 – Fonte ideal para intervalo de consumo na modalidade azul.

#### 4.3.3 Cativo x Verde Livre

Ajustado para as condições iniciais, com demanda contratada de 500 kW, tem-se na Figura 16 as curvas de custos para as diferentes fontes de energia na modalidade verde.

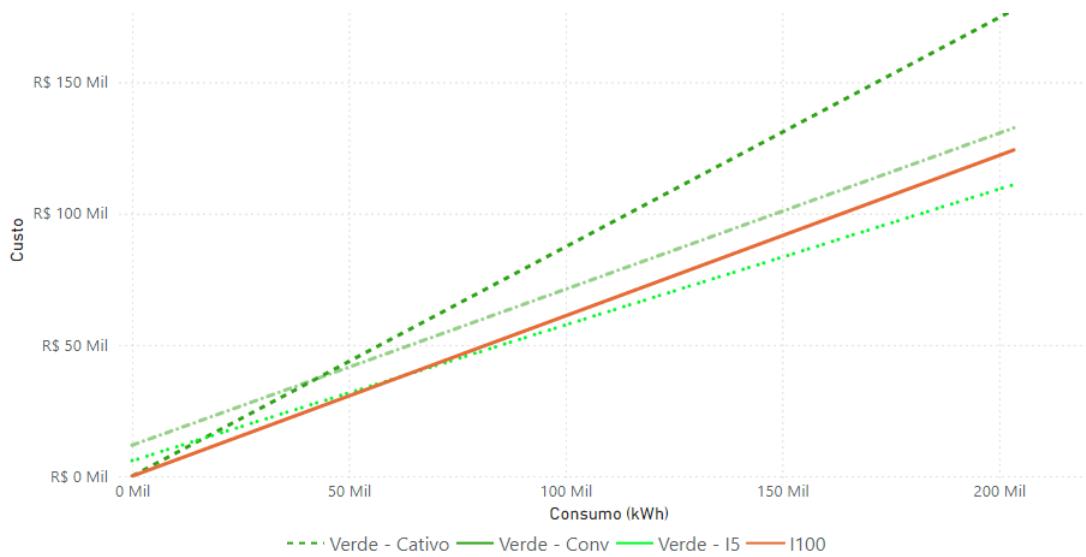


Figura 16 – Comparativo Custo: Verde.

Observa-se que, assim como na modalidade azul, o mercado livre é consistentemente mais vantajoso que o ACR, independentemente do nível de consumo. No entanto, para maximizar essa vantagem, é essencial a escolha da fonte de energia mais adequada, considerando as particularidades e incentivos de cada uma.

Um ponto que se diferencia da análise na Figura 15 é que a fonte convencional não se mostra vantajosa para nenhum nível de consumo em comparação com as outras opções do mercado livre, o que é evidenciado pela sua Tarifa Final na Tabela 10. Esse resultado é explicado pelo impacto significativo dos descontos associados à energia incentivada, que

reduzem substancialmente o custo elevado da tarifa de consumo em horário de ponta, fator que destaca as fontes com maior porcentagem de desconto.

A Tabela 12, apresenta a fonte ideal para os distintos intervalos de consumo calculados pela intersecção de cada curva, conforme apresentado na equação (10).

$$C_{mês} \cdot 0,6105 = 5.898,59 + C_{mês} \cdot 0,5170 \quad (10)$$

Consumo (kWh)	Fonte
0 - 63.072,89	I100
$\geq 63.072,89$	I5

Tabela 12 – Fonte ideal para intervalo de consumo na modalidade verde.

De forma geral, visualiza-se na Figura 13, a necessidade da análise de custos para os mais diversos cenários. Percebe-se que para uma intervalo de consumo, há uma fonte ideal para ser contratada. A Tabela 13, apresenta essa análise consolidada.

Consumo (kWh)	Fonte
0 - 63.073,80	I100
63.073,80 - 130.590,69	I5 - Verde
$\geq 130.590,69$	I5 - Azul

Tabela 13 – Fonte ideal para intervalo de consumo até 203MWh.

É válido frisar, que ao modificar as premissas utilizadas, seja a curva de carga, as tarifas da distribuidora ou os preços da energia, os cenários serão alterados e a viabilidade pode ser modificada, destacando-se a necessidade da personalização do estudo. Além disso, os custos do processo de migração não foram considerados, e por ser um fator oneroso em muitos casos, é importante analisar seus impactos e a viabilidade do projeto.

Por fim, evidencia-se a importância da personalização do estudo quanto ao perfil de consumo e de explorar as diversas alternativas que o mercado livre oferece aos consumidores, destacando os benefícios da flexibilidade nesse ambiente de contratação.

## 5 O Futuro do Mercado Livre de Energia

O mercado livre de energia vem se consolidando como uma alternativa cada vez mais vantajosa em comparação ao Ambiente de Contratação Regulada. A economia e o alinhamento com a sustentabilidade gerada, são grandes atrativos para os consumidores.

Até julho de 2024, cerca de 31.430 empresas já comunicaram suas respectivas distribuidoras sobre a intenção de migrar para o mercado livre de energia. Desse total, 29.909 unidades consumidoras são de empresas de menor porte, com demanda inferior a 500 kW, que conseguiram ingressar nesse ambiente de contratação graças à flexibilização dos requisitos implementada a partir de 2024 [47]. Esse movimento demonstra uma tendência crescente de adesão ao mercado livre, o que deve impulsionar sua expansão ao longo dos próximos anos.

O planejamento do governo prevê a abertura gradual do mercado para diferentes tipos de consumidores. A expectativa é que, a partir de 1º de janeiro de 2026, consumidores comerciais e industriais de baixa tensão tenham acesso ao mercado livre, enquanto os consumidores residenciais poderão fazer parte desse ambiente a partir de 1º de janeiro de 2028 [48]. Esse cronograma de liberalização visa assegurar uma transição ordenada e segura, permitindo o fortalecimento do mercado antes da inclusão do público residencial.

A experiência internacional reforça o potencial de sucesso dessa transição. Segundo estudo realizado pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), 63% dos 56 países analisados já oferecem o mercado livre de energia como opção para toda a população, demonstrando que a abertura do setor para o mercado livre é uma realidade em diversas economias [49].

Para que essa expansão seja bem-sucedida no Brasil, é fundamental garantir a segurança e a estabilidade das operações no ambiente de contratação livre. O desenvol-

vimento de regulamentações robustas e a implementação de mecanismos que assegurem a proteção dos consumidores são essenciais para que o mercado livre de energia se torne uma alternativa viável e atrativa para todos os perfis de consumidores.

Assim, o futuro do mercado livre no Brasil aponta para uma democratização gradual e promissora, que poderá beneficiar desde grandes empresas até consumidores residenciais, promovendo um setor elétrico mais competitivo, eficiente e inclusivo.

## 6 Conclusões

Com base nas análises realizadas neste trabalho e as premissas assumidas, conclui-se que o mercado livre de energia se apresenta como uma alternativa estratégica para consumidores que buscam maior controle sobre seus custos com energia elétrica, proporcionando benefícios como economia e previsibilidade financeira. A abertura gradual deste mercado oferece novas oportunidades, mas também exige uma abordagem cuidadosa e informada, especialmente em relação à volatilidade de preços e à escolha do momento adequado para contratação.

Os resultados alcançados demonstram que a migração para o mercado livre pode ser vantajosa dentro do escopo analisado, sobretudo para consumidores com perfis de consumo bem definidos e planejamento estruturado. No entanto, os procedimentos atuais de medição, muitas vezes onerosos para pequenos consumidores e distribuidoras, representam uma limitação significativa. A CCEE aponta para a necessidade de simplificação desses processos, tornando-os mais escaláveis e menos custosos, o que poderia viabilizar migrações de forma mais sustentável e inclusiva.

Além disso, destaca-se a relevância da figura do comercializador varejista, que foi criada para facilitar a entrada de pequenos consumidores no mercado livre, assumindo riscos e gerenciando contratos. Contudo, a atuação desses agentes no mercado brasileiro ainda é pequena, indicando a necessidade de aprimoramento para melhor atender os novos participantes. Esse ponto destaca a importância de políticas públicas e regulamentações que incentivem um mercado mais dinâmico e acessível.

Como perspectiva para estudos futuros, recomenda-se a investigação de mecanismos que tornem o mercado mais resiliente e acessível, incluindo estratégias para simplificação de processos, fortalecimento da atuação dos comercializadores varejistas e análise de

políticas que incentivem a diversidade de fontes de energia no longo prazo. Além disso, é fundamental explorar soluções para assegurar a continuidade do fornecimento de energia em cenários de inadimplência contratual, promovendo maior segurança aos consumidores.

Dessa forma, a abertura do mercado livre de energia, embora promissora, requer um olhar atento às suas limitações e desafios, garantindo que os benefícios potenciais sejam acessíveis a um número crescente de consumidores, sem comprometer a sustentabilidade e a estabilidade do setor.

## Referências Bibliográficas

- 1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Governança*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/governanca>><https://www.ccee.org.br/governanca>. 6, 24, 28
- 2 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Fundamentos do Setor Elétrico*. 2024. Curso online oferecido pela plataforma de EAD da ANEEL. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://ead.aneel.gov.br/#/instituicao/aid/curso/24/visualizar>><https://ead.aneel.gov.br/#/instituicao/aid/curso/24/visualizar>. 6, 24, 25, 27, 28, 31
- 3 EPE. *Matriz Energética e Elétrica*. 2024. Acesso em: 03 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>><https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. 6, 29
- 4 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Migrações ao mercado livre de energia concluídas pela CCEE em 2024 já superam todo o ano passado*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/migracoes-ao-mercado-livre-de-energia-concluidas-pela-ccee-em-2024-ja-superam-todo-o-ano-passado>><https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/migracoes-ao-mercado-livre-de-energia-concluidas-pela-ccee-em-2024-ja-superam-todo-o-ano-passado>. 6, 36
- 5 PESSANHA, J. F. M. et al. Construindo Tipologias de Curvas de Carga com o Programa R. *Pesquisa Operacional para o Desenvolvimento*, v. 7, n. 1, p. 29–54, jan 2015. Versão inicial submetida em 12/08/2013 e versão final recebida em 28/11/2014. 6, 38, 39
- 6 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Painel de Preços - PLD*. 2024. Acesso em: 15 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/-/precos/painel-precos>><https://www.ccee.org.br/web/guest/-/precos/painel-precos>. 6, 60, 61
- 7 DCide. *DCide - Inteligência de Mercado e Soluções para Energia*. 2024. Acesso em: 7 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.dcide.com.br/>><https://www.dcide.com.br/>. 7, 52
- 8 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *Resolução Homologatória Nº 3.314, de 2 de Abril de 2024 - Reajuste Tarifário Anual 2024 da CPFL Paulista*. 2024. Disponível na página da ANEEL. Acesso em 7 de novembro de 2024. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243314.pdf>><https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243314.pdf>. 7, 55
- 9 Sebrae. *Energia tem impacto de até 20% nos custos do pequeno negócio*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://sebrae.com.br/energia-custos-pequeno-negocio>><https://sebrae.com.br/energia-custos-pequeno-negocio>. 13
- 10 Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Fontes renováveis atingem 49,1% na matriz energética brasileira*. 2024. <https://bit.ly/renovaveisEPE>. 17

11 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Caminhos da Regulação*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://caminhosregulacao.aneel.gov.br/caminhos3.asp>><https://caminhosregulacao.aneel.gov.br/caminhos3.asp>. 17, 18, 19

12 Diário do Rio. *Rio de Janeiro foi o primeiro lugar a ter luz elétrica na América do Sul*. 2023. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <[https://diariodorio.com/rio-de-janeiro-foi-o-primeiro-lugar-a-ter-luz-eletrica-na-america-do-sul/#google\\_vignette](https://diariodorio.com/rio-de-janeiro-foi-o-primeiro-lugar-a-ter-luz-eletrica-na-america-do-sul/#google_vignette)>[https://diariodorio.com/rio-de-janeiro-foi-o-primeiro-lugar-a-ter-luz-eletrica-na-america-do-sul/#google\\_vignette](https://diariodorio.com/rio-de-janeiro-foi-o-primeiro-lugar-a-ter-luz-eletrica-na-america-do-sul/#google_vignette). 17

13 FERNANDES, A. C. S. G. et al. *O Setor Elétrico*. [S.l.: s.n.], 2017. 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23

14 Direito Global. *O início da energia elétrica no Brasil*. 2022. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://direitoglobal.com.br/2022/06/04/o-inicio-da-energia-eletrica-no-brasil/>><https://direitoglobal.com.br/2022/06/04/o-inicio-da-energia-eletrica-no-brasil/>. 18

15 Presidência da República. *Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903*. 1903. Dispõe sobre concessões para a exploração de serviços de energia elétrica no Brasil. 19

16 Presidência da República. *Decreto nº 5.407, de 27 de dezembro de 1904*. 1904. Regulamenta concessões para exploração de energia elétrica e outros serviços públicos. 19

17 Presidência da República. *Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934*. 1934. Regulamenta o Código de Águas e estabelece normas para o uso e exploração de recursos hídricos e energia elétrica no Brasil. 19

18 LORENZO, H. C. d. O setor elétrico brasileiro: passado e futuro. *Perspectivas*, v. 24-25, p. 147-170, 2001-2002. 19, 20, 21, 22, 23

19 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021*. 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e revoga as Resoluções Normativas anteriores. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>><http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. 21

20 Ministério de Minas e Energia. *Ministério de Minas e Energia - dados abertos*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://dados.gov.br/dados/organizacoes/visualizar/ministerio-de-minas-e-energia>><https://dados.gov.br/dados/organizacoes/visualizar/ministerio-de-minas-e-energia>. 25

21 Ministério de Minas e Energia. *Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>><https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>. 25

22 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *A ANEEL*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>><https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>. 26

23 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). *O que é o ONS*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>><https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. 27

24 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). *O que é o SIN*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>><https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. 27

25 Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Quem Somos*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/a-epc/quem-somos>><https://www.epe.gov.br/pt/a-epc/quem-somos>. 28

26 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Conceitos de Preços*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>><https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>. 29

27 Brasil Escola. *Usinas de Eletricidade*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://brasilescola.uol.com.br/fisica/usinas-elettricidade.htm>><https://brasilescola.uol.com.br/fisica/usinas-elettricidade.htm>. 29

28 GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. Editora da Universidade de São Paulo (EdUSP), 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.edusp.com.br/livros/energia-meio-ambiente-e-desenvolvimento>><https://www.edusp.com.br/livros/energia-meio-ambiente-e-desenvolvimento>. 30

29 EDP Soluções. *Comercializadora de Energia*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://solucoes.edp.com.br/blog/comercializadora-de-energia>><https://solucoes.edp.com.br/blog/comercializadora-de-energia>. 30

30 InfoEscola. *Componentes do Setor Elétrico*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.infoescola.com/economia/componentes-do-setor-elettrico/>><https://www.infoescola.com/economia/componentes-do-setor-elettrico/>. 31

31 Presidência da República. *Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004*. 2004. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica e cria mecanismos de comercialização de energia. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm)>[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm). 32, 33

32 Esfera Energia. *ACR e ACL: Entenda a diferença entre Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-energia/acr-e-acl>><https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-energia/acr-e-acl>. 32, 34

33 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Bandeiras Tarifárias*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>><https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. 32

34 Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel). *Cartilha do Mercado Livre de Energia: Um guia para quem deseja comprar livremente sua energia elétrica!* 2023. Edição nº 1. 33, 36

35 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Nossos Associados*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/nossos-associados>><https://www.ccee.org.br/nossos-associados>. 35

36 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Energia de Reserva*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/energia-de-reserva>><https://www.ccee.org.br/mercado/energia-de-reserva>. 35

37 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Garantias Financeiras*. 2012. Versão 1.0, Vigente desde setembro de 2012, conforme Resolução Normativa nº 456/2011. 35

38 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Liquidação*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado-liquidacao>><https://www.ccee.org.br/mercado-liquidacao>. 35

39 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Contribuição Associativa*. 2022. Revisão 4.0, Vigente a partir de 01/04/2022. 36

40 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Guia Rápido para Migrar ao Mercado Livre de Energia*. 2024. Documento orientativo para consumidores de alta e média tensão sobre a migração ao mercado livre de energia. 38

41 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Modalidades Tarifárias*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos-tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>><https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos-tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. 41

42 Eletrobras. *Manual de Tarifação da Energia Elétrica*. Rio de Janeiro, 2011. Parte do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL. Disponível em: <<https://www.eletrobras.com.br/procel>><https://www.eletrobras.com.br/procel>. 42

43 MegaWhat. *Energia Reativa*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <[https://megawhat.energy/glossario/energia-reativa-/">https://megawhat.energy/glossario/energia-reativa-/](https://megawhat.energy/glossario/energia-reativa-/)><https://megawhat.energy/glossario/energia-reativa-/>. 43

44 Prefeitura de São Paulo. *Notícia da Prefeitura de São Paulo sobre Inovação*. 2024. Acesso em: 31 out. 2024. Disponível em: <<https://capital.sp.gov.br/web/inovacao-w/noticias/200384>><https://capital.sp.gov.br/web/inovacao-w/noticias/200384>. 43

45 Banco Central do Brasil. *Sistema Expectativas de Mercado - Focus Relatório de Mercado*. 2024. Dados sobre projeções econômicas de indicadores como IPCA, PIB, câmbio, Selic e outros. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes-focus>><https://www.bcb.gov.br/publicacoes-focus>. 54

46 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). *Dados e Análises - PLD*. 2024. Acesso em: 15 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>><https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>. 60

47 ABRACEEL. *Mais de 31 mil consumidores de energia indicam migração para o mercado livre de energia até 2025.* 2024. Acesso em: 7 nov. 2024. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/press-releases/2024/08/mais-de-31-mil-consumidores-de-energia-indicam-migracao-para-o-mercado-livre-de-energia-ate-2025->><https://abraceel.com.br/press-releases/2024/08/mais-de-31-mil-consumidores-de-energia-indicam-migracao-para-o-mercado-livre-de-energia-ate-2025/>. 72

48 SOLAR, C. *Mercado Livre de Energia: Crescimento no Brasil.* 2024. Acesso em: 7 nov. 2024. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/mercado-livre-energia-crescimento-brasil/>><https://canalsolar.com.br/mercado-livre-energia-crescimento-brasil/>. 72

49 AUREN. *Abertura do Mercado Livre de Energia no Brasil e no Mundo.* 2024. Acesso em: 7 nov. 2024. Disponível em: <<https://livremercadodeenergia.com.br/abertura-do-mercado-livre-de-energia-no-brasil-e-no-mundo/>><https://livremercadodeenergia.com.br/abertura-do-mercado-livre-de-energia-no-brasil-e-no-mundo/>. 72