

**INSTITUTO  
FEDERAL**  
Pernambuco

INSTITUTO FEDERAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE PERNAMBUCO

Campus Garanhuns

Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

MARCOS PAULO ANTUNES DE ALMEIDA

ESTUDO DA VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE  
ENERGIA: CASO DO IFPE CAMPUS GARANHUNS

Garanhuns - PE

2025

ESTUDO DA VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE  
ENERGIA: CASO DO IFPE CAMPUS GARANHUNS

Trabalho de conclusão de curso apresentado à  
Coordenação do Curso Superior Bacharelado  
em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de  
Ciência e Tecnologia de Pernambuco, como  
requisito para a obtenção do título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Márcio Severino da Silva.

Garanhuns – PE

2025

A447e

Almeida, Marcos Paulo Antunes de.

Estudo da viabilidade de migração para o mercado livre de energia: caso do IFPE campus Garanhuns / Marcos Paulo Antunes de Almeida ; orientador Márcio Severino da Silva, 2025.

68f. : il.

Orientador: Márcio Severino da Silva.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Energia elétrica – consumo. 3. Mercado de energia. 4. Setor elétrico brasileiro. I. Título. II. Instituto Federal de Pernambuco.

CDD 621.310981

Louise Machado Freire Dias –CRB4/2267

ESTUDO DA VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE  
ENERGIA: CASO DO IFPE CAMPUS GARANHUNS.

Trabalho aprovado. Garanhuns, data: 26/02/2025

---

Prof. Dr. Márcio Severino da Silva (orientador)

---

Prof.<sup>a</sup>. Esp. Thaiana Catarina Melo de Oliveira (examinador interno)

---

Prof. Esp. Marcos Rogério da Costa França (examinador externo)

A Deus, por Sua infinita graça e força, e aos meus pais, pelo amor, apoio incondicional e por sempre acreditarem em mim.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, por me conceder paciência, força e sabedoria para superar os desafios ao longo desta trajetória acadêmica. Sem Sua presença em minha vida, este trabalho não teria sido possível.

Aos meus pais, que sempre fizeram tudo por mim, proporcionando suporte incondicional e sendo meu alicerce em todos os momentos. Minha gratidão eterna pelo amor, dedicação e ensinamentos que me trouxeram até aqui.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Márcio Severino da Silva, pela orientação, paciência e valiosas contribuições que foram fundamentais para a realização deste trabalho. Sua dedicação e incentivo foram essenciais para meu crescimento acadêmico e pessoal.

Ao Instituto Federal de Pernambuco (IFPE), que me acolheu e ofereceu as ferramentas e oportunidades para minha formação. Sou grato a todos os professores e colaboradores que contribuíram para minha jornada.

Por fim, aos meus amigos, que tornaram a desafiadora trajetória da faculdade mais leve, divertida e inesquecível. Vocês foram uma parte indispensável desta caminhada, trazendo alegria e apoio nos momentos em que mais precisei.

A todos vocês, meu mais sincero agradecimento!

*"Acredite, você pode sempre ir além. Quando se acredita em algo, não há limites."  
Ayrton Senna*

## RESUMO

Com a flexibilização do mercado livre de energia no Brasil, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) tornou-se uma alternativa viável para diversas unidades consumidoras conectadas à alta tensão. No entanto, para efetuar a migração do ambiente cativo para o livre, é necessário realizar uma análise técnico-financeira. Nesse sentido, este estudo avalia a possibilidade do Instituto Federal de Pernambuco (IFPE) campus Garanhuns migrar para o mercado livre de energia. Foram coletados dados de consumo referentes a 12 meses de faturamento, além das tarifas atuais, e realizadas simulações para os próximos quatro anos, com a análise abrangendo um cenário de migração em quatro anos, ou seja, de 2025 a 2028. O método do ponto de equilíbrio foi utilizado para determinar o preço de equilíbrio tarifário, além do uso de ferramentas como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Os resultados indicaram que o ACL oferece potencial para economia e maior flexibilidade contratual. Contudo, para aproveitar essas vantagens, é essencial uma gestão eficiente dos contratos, de forma a enfrentar desafios como a volatilidade do mercado. Por fim, concluiu-se que a migração para o ACL é vantajosa, desde que haja uma gestão eficaz dos riscos e um planejamento financeiro adequado. Esse estudo contribui de forma positiva para outras unidades consumidoras que estão considerando a possibilidade de migração para o mercado livre de energia no Brasil.

Palavras-chaves: Mercado Livre. Unidades consumidoras. Preço de Equilíbrio Tarifário. Valor Presente Líquido.

## **ABSTRACT**

With the liberalization of the energy market in Brazil, the Free Energy Market (ACL) has become a viable alternative for various consumer units connected to high voltage. However, migrating from the regulated to the free market requires a thorough technical and financial analysis. In this context, this study evaluates the feasibility of the Federal Institute of Pernambuco (IFPE) Garanhuns campus transitioning to the free energy market. Consumption data for 12 months of billing and current tariffs were collected, and simulations were conducted for the next four years. The analysis covered a migration scenario over four years, from 2025 to 2028. The breakeven point method was used to determine the equilibrium tariff price, alongside tools such as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). The results indicated that the ACL offers potential for cost savings and greater contractual flexibility. However, to leverage these advantages, efficient contract management is essential to address challenges such as market volatility. Finally, it was concluded that migration to the ACL is advantageous, provided there is effective risk management and proper financial planning. This study positively contributes to other consumer units considering transitioning to the free energy market in Brazil.

Keywords: Free Market. Consumer Units. Equilibrium Tariff Price. Net Present Value.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Migrações mensais para o ACL em 2024 .....	15
Figura 2. 1 Linha do tempo SEB .....	18
Figura 2. 2- Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.....	19
Figura 2. 3 -Agentes do SEB .....	22
Figura 2. 4 - Matriz Energética Brasileira 2023.....	22
Figura 2. 5 - Sistema de transmissão Nacional com horizonte até 2024 .....	24
Figura 2. 6 - Mapa das distribuidoras do Brasil .....	25
Figura 2. 7 - Compra e venda de energia.....	25
Figura 2. 8 -Ambiente de Contratação Regulada (ACR).....	26
Figura 2. 9 - Migrações para o ACL .....	27
Figura 2. 10 - Componentes tarifários da tarifa de energia (TE) .....	29
Figura 2. 11 - componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição .....	30
Figura 2. 12 - Composição do valor final da tarifa de energia elétrica.....	30
Figura 2. 13 - Grupos Tarifários.....	32
Figura 2. 14 - Composição da Tarifa no ACR.....	35
Figura 2. 15 - Exemplos de contratos com vigência única e múltipla.....	36
Figura 2. 16 - Representação gráfica da modulação .....	37
Figura 2. 17 - Representação gráfica de modulação flat realizada pelo sistema .....	37
Figura 2. 18 - Etapas para aderir o ACL.....	38
Figura 3. 1 - Fluxograma para obter o Ponto de Equilíbrio.....	40
Figura 4. 1 – Fachada do IFPE campus Garanhuns.....	47
Figura 4. 2 - Consumo do IFPE campus Garanhuns.....	49
Figura 4. 3- Índices Curva Forward.....	54
Figura 4. 4 - Índices Curva Forward.....	54
Figura 4. 5 - Painel de preços do CMO .....	55
Figura 4. 6 - Painel de preços do PLD.....	55
Figura 4. 7 - Gráfico do VPL .....	60
Figura 4. 8 - Gráfico do VPL .....	61

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1. 1 - Modalidades Tarifárias e suas classificações. ....	34
--	----

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2. 1 - Classificação de Energia Incentivada.....	30
Tabela 2. 2 - Valores das Bandeiras Tarifárias atualizado em 12/06/2024.....	31
Tabela 3. 1 - Valores de TUSD e TE para os anos de 2021 a 2024 .....	39
Tabela 4. 1 - Valores de consumo do IFPE campus Garanhuns.....	48
Tabela 4. 2 - Média obtida após o processo.....	49
Tabela 4. 3 - Projeções futuras da TUSD e da TE para os anos de 2025 a 2027 .....	50
Tabela 4. 4 - Tarifas de 2023 a 2024.....	50
Tabela 4. 5 - Alíquotas de PIS/PASEP , COFINS e ICMS.....	51
Tabela 4. 6 - Custo da energia com e sem tributos no ACR.....	52
Tabela 4. 7 - Valor da parcela TUSD no ACL para energia incentivada .....	52
Tabela 4. 8 - Ponto de equilíbrio tarifário em R\$/MWh.....	53
Tabela 4. 9 - Custos referentes à CCEE.....	56
Tabela 4. 10 - Custos da energia no ACL.....	57
Tabela 4. 11 - Comparativo entre Conta no Mercado Cativo e no Mercado Livre .....	57
Tabela 4. 12 - Custo médio dos equipamentos para o SMF.....	58
Tabela 4. 13 - Cenário 1: Investimento de R\$ 58.703,00 .....	60
Tabela 4. 14 - Cenário 2: Investimento de R\$ 88.703,00 .....	61

## LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAL	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CND	Conselho Nacional de Desestatização
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SCL	Sistema de Comercialização de Energia
TE	Tarifa de Energia

TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido
PdC	Plano de Comercialização
PRODIST	Regras e Procedimentos de Distribuição

# SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO .....	15
1.1 Objetivos.....	16
1.2 Estrutura do Trabalho.....	17
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	18
2.1 SEB-Setor Elétrico Brasileiro.....	18
2.1.1 Instituições do Setor Elétrico Brasileiro .....	19
2.1.2 Agentes do setor elétrico .....	22
2.2 Ambientes de Contratação no Mercado Brasileiro .....	26
2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada-(ACR).....	26
2.2.3 Consumidor Livre X Consumidor Especial.....	27
2.3 Tarifação de Energia.....	28
2.3.1 Bandeiras tarifárias.....	31
2.3.2 Grupos Tarifários .....	31
2.3.3 Modalidades Tarifárias.....	32
2.3.4 Postos tarifários .....	35
2.3.5 Divisão Tarifaria.....	35
2.4 Contratos no ACL .....	36
2.4.1 Como migrar para o mercado livre de energia .....	37
3 METODOLOGIA .....	39
3.1 Equações do Ponto de Equilíbrio .....	41
3.1.1 Custo da Energia no ACL .....	44
3.2 Análise de Viabilidade Econômica .....	45
4 RESULTADOS E ANÁLISES.....	47
4.1 Caracterização do consumidor.....	47
4.2 Estudo de Caso.....	48
4.2.1 Preços no Mercado Livre X Preços no Mercado Regulado.....	55
4.2.2 Custos do Sistema de Medição de Faturamento.....	58

4.2.3 Custo de Adesão à CCEE.....	59
4.2.4 Análise do VPL.....	59
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	62
Referência.....	64

## 1 INTRODUÇÃO

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN, 2024), divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em parceria com o Ministério de Minas e Energia (MME), o consumo de energia elétrica apresentou variações significativas entre os estados no primeiro semestre de 2024. Essas variações foram influenciadas por fatores térmicos e pelo aumento da demanda em setores econômicos. Como resultado, o consumo alcançou 71.317 MW médios, representando um crescimento de 6,8% em relação ao mesmo período de 2023.

Nesse contexto, o mercado livre de energia tem se destacado como uma alternativa econômica para reduzir custos com eletricidade. Apenas em 2023, os consumidores economizaram R\$ 48 bilhões nesse ambiente, e os ganhos acumulados desde a sua criação ultrapassam R\$ 339 bilhões (ABRACEEL, 2024). Essa economia é viabilizada pela liberdade oferecida aos consumidores para negociar diretamente com os fornecedores, obtendo condições personalizadas e mais vantajosas, o que representa uma oportunidade significativa para otimização financeira.

Tradicionalmente, apenas grandes consumidores com demanda contratada superior a 500 quilowatts (kW) podiam acessar o mercado livre. Contudo, a Portaria nº 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME) expandiu essa possibilidade, permitindo que, desde 2024, todos os consumidores conectados em alta tensão também pudessem adquirir energia livremente (ABRACEEL, 2023).

Com a abertura do mercado, 2024 registrou um recorde de migrações para o mercado livre, impulsionadas pela economia proporcionada por esse ambiente de contratação. Esse aumento pode ser observado na figura 1.1, que ilustra o impacto dessa transição.

Figura 1.1 - Migrações mensais para o ACL em 2024.



Fonte: (ABRACEEL 2024, Mercado e CCEE 2024).

Por fim, apesar das inúmeras vantagens e da economia proporcionada pelo mercado livre de energia, as unidades consumidoras ainda enfrentam desafios para determinar a viabilidade dessa migração, especialmente em relação a fatores técnicos e financeiros. Nesse contexto, este estudo tem como objetivo analisar a possibilidade de migração do Instituto Federal de Pernambuco (IFPE), campus Garanhuns, para o mercado livre de energia. Para isso, serão utilizados métodos como o cálculo do ponto de equilíbrio tarifário, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), ferramentas fundamentais para embasar uma decisão assertiva.

Além disso, o estudo abordará os desafios enfrentados nesse mercado, como a volatilidade dos preços, os custos adicionais relacionados à gestão de energia e os encargos do sistema. Assim, este trabalho se apresenta como uma contribuição relevante não apenas para o IFPE, mas também para outras instituições que consideram explorar essa oportunidade no mercado de energia.

## 1.1 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é analisar a viabilidade econômica e técnica da migração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), tendo como estudo de caso o Instituto Federal de Pernambuco (IFPE) - Campus Garanhuns.

### 1.1.1 Objetivos Específicos

- Coletar os dados das faturas de energia elétrica disponibilizadas pelo campus, referentes ao faturamento do consumo de energia elétrica dos últimos 12 meses;
- Analisar o perfil energético do consumidor em questão, dispondo dos faturamentos das contas de energia elétrica dos últimos meses;
- Realizar a análise de migração do consumidor para o ACL, considerando um horizonte de 4 anos, ou seja, em longo prazo;
- Analisar os dados para determinar o ponto de equilíbrio tarifário, a taxa interna de retorno e o valor presente líquido;
- Identificar se ocorrerá aumento ou redução nos custos de energia elétrica, considerando os valores finais apurados e os indicadores de viabilidade do projeto.

## 1.2 Estrutura do Trabalho

O trabalho está estruturado em cinco capítulos, cada um desempenhando um papel fundamental no desenvolvimento da pesquisa, conforme descrito a seguir:

- Capítulo 1: Introdução.

Este capítulo apresenta o tema do estudo, destacando a relevância do Mercado Livre de Energia e sua importância no contexto atual.

- Capítulo 2: Fundamentação teórica

Abrange toda a base teórica necessária para a compreensão do estudo. Inicialmente, é abordado o setor elétrico brasileiro, proporcionando uma visão geral. Em seguida, são explorados temas como os ambientes de contratação, tarifação de energia, tipos de contratos existentes no mercado, principais agentes e outros aspectos relevantes para o entendimento do estudo.

- Capítulo 3: Metodologia:

Este capítulo detalha a metodologia empregada na análise de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). São apresentados os métodos utilizados, acompanhados de suas justificativas, além do cálculo do ponto de equilíbrio tarifário. Também são destacadas ferramentas essenciais para o estudo, como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

- Capítulo 4: Resultados e Análises:

Neste capítulo, são apresentados os resultados do estudo. É realizada a análise do consumo da unidade consumidora, os impactos da migração para o ACL e a comparação dos preços entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o ACL. Por fim, é avaliada a viabilidade da migração.

- Capítulo 5: Considerações Finais:

O capítulo final apresenta as conclusões do trabalho com base nos resultados obtidos. Além disso, são sugeridos estudos futuros que possam expandir ou aprofundar os resultados alcançados.

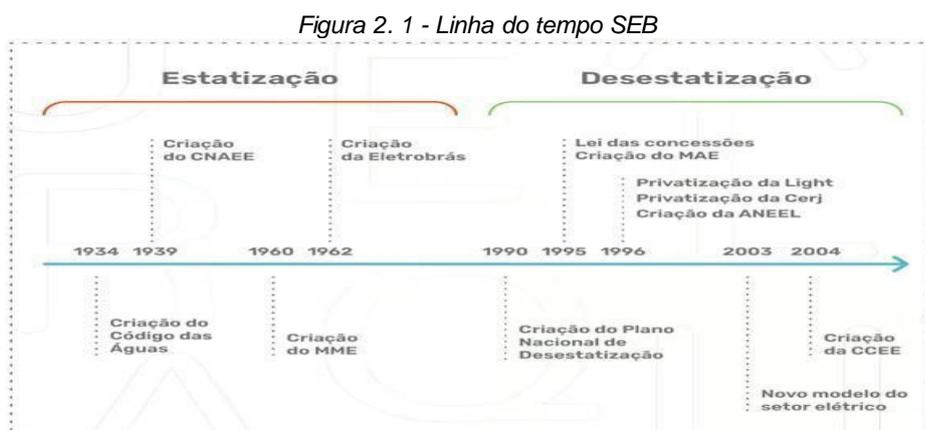
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção, apresenta-se o embasamento teórico necessário para o entendimento do tema abordado neste trabalho. Primeiramente, serão discutidos aspectos relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), incluindo os principais agentes que o compõem e sua importância para o funcionamento adequado do setor. Em seguida, aborda-se o mercado de energia do Brasil, além de conceitos fundamentais sobre o sistema tarifário do país, a fim de proporcionar um melhor entendimento do que será explorado ao longo deste estudo.

### 2.1 SEB - Setor Elétrico Brasileiro

Entre as décadas de 1930 e 1980, o SEB passou por várias fases, marcadas inicialmente pelo domínio estatal sobre a indústria elétrica. Esse modelo promoveu um forte crescimento do setor, expandindo o acesso à eletricidade e melhorando a qualidade dos serviços oferecidos aos consumidores. No entanto, a verticalização do SEB, aliada à crise do petróleo de 1979 e à redução dos investimentos públicos, resultou em racionamentos e apagões em algumas regiões do Brasil (SCHOR, JULIANA MELCOP, 2018).

Diante desse cenário, uma reestruturação do setor foi implementada na década de 1990, com o objetivo de introduzir mecanismos que aumentassem a eficiência, qualidade e competitividade do setor elétrico. As primeiras reformas adotaram três princípios fundamentais: desestatização, desverticalização e busca pela eficiência (SANCHES, 2011). Na figura 2.1, apresenta-se um resumo das principais mudanças que ocorreram no setor elétrico ao longo desse período:



Fonte: (Aquarela Analytics ,2023).

Por fim, em 2004, o governo implementou o novo modelo do setor elétrico brasileiro, atualmente em vigor, por meio da Lei nº 10.848/2004 e do Decreto nº 5.163/2004, com o objetivo de superar possíveis crises de abastecimento e estabelecer uma base sólida para garantir um sistema elétrico seguro e funcional. Esse modelo criou dois ambientes de negociação de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme disposto no Decreto nº 5.163/2004 (PINTO JUNIOR, 2007).

### 2.1.1 Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

Para organizar todo o SEB, é necessário contar com regras e processos bem definidos, os quais são sustentados por diversas instituições que atuam de forma integrada e com funções específicas e complementares. As principais delas incluem: o Ministério de Minas e Energia (MME), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Na figura 2.2, seguem as instituições do SEB.

Figura 2. 2- Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: (CCEE, 2019).

Dessa maneira, serão apresentados de forma sucinta os agentes institucionais e suas principais atribuições:

- **CNPE:** O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi instituído pela Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, e tem a responsabilidade de prestar suporte ao Presidente da República na formulação de políticas nacionais e diretrizes energéticas. Criado em 1997, é liderado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Entre seus objetivos estão assegurar o fornecimento adequado de energia para todo o país e revisar a matriz energética visando ao melhor aproveitamento dos recursos (ESFERA ENERGIA, 2021).
- **CMSE:** O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado em 2004 por meio da lei 10.848. Com isso, ele faz o monitoramento as atividades ligadas aos setores de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados, observando o abastecimento e atendimento desses suprimentos em períodos pré definidos. Dessa forma, sua principal atribuição é a continuidade e e a segurança do suprimento eletroenergético do país. Portanto, em caso de risco o CMSE elabora propostas de ajuste e encaminha para o CNPE (TOLMASQUIM, 2015).
- **MME:** O Ministério de Minas e Energia (MME), criado em 1960, assumiu as responsabilidades relacionadas a minas e energia, anteriormente atribuídas ao Ministério da Agricultura. Atualmente, o MME lidera o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), ambos presididos pelo ministro de Minas e Energia (MME, 2020). Suas principais atribuições incluem a formulação de marcos regulatórios, o desenvolvimento de políticas públicas e a supervisão da execução das diretrizes energéticas. Dessa forma, o MME desempenha um papel estratégico para garantir o funcionamento eficiente do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).
- **ANEEL:** A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada pela Lei nº 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.335/1997. Sua função é regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro, assegurando que as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia sejam realizadas conforme as políticas e diretrizes estabelecidas pelo governo federal. Além disso, a ANEEL é responsável por definir tarifas, mediar conflitos entre agentes do setor e promover a outorga de concessões, permissões e autorizações para

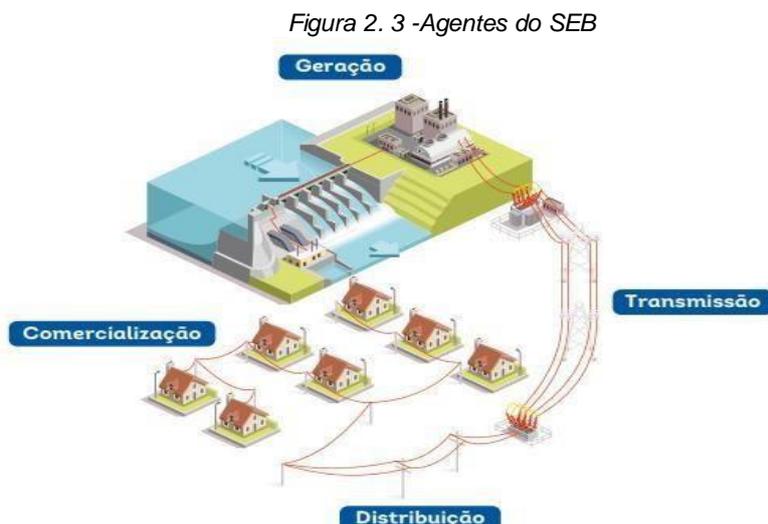
empreendimentos e serviços de energia elétrica, atuando sob delegação do Governo Federal (ANELL,2022).

- **EPE:** A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada por meio de uma medida provisória convertida na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, e formalizada por decreto em agosto do mesmo ano. Sua principal função é prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na realização de estudos e pesquisas que subsidiem o planejamento do setor energético, abrangendo energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados, além de biocombustíveis (EPE, acesso em 2024d). Para planejar a expansão dos sistemas de geração e transmissão, a EPE realiza estudos de longo prazo, incluindo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), o Plano Nacional de Energia (PNE), o Balanço Energético Nacional (BEN), o Programa de Expansão da Transmissão (PET), bem como a publicação de resenhas e boletins mensais de mercado (TOLMASQUIM, 2015).
- **ONS:** O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado em 26 de agosto de 1998 pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004, e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004. Este órgão é responsável pela coordenação e controle das operações das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como pelas operações dos sistemas isolados do país, garantindo que o fornecimento de energia elétrica seja eficiente e seguro. Todo esse processo ocorre sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (ONS, acesso em 2024).
- **CCEE:** A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é o órgão responsável pelo controle do mercado livre de energia elétrica. Criada pela Medida Provisória nº 144/2003, posteriormente convertida na Lei nº 10.848/2004, a CCEE é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, autorizada pelo Poder Concedente e submetida à fiscalização e regulação da ANEEL, assim como o ONS. Sua função principal é organizar e garantir a segurança do ambiente comercial de energia elétrica. Entre suas atividades destacam-se a realização de leilões de compra e venda de energia, a contabilização das operações realizadas, o registro de contratos entre compradores e vendedores e a liquidação financeira dessas operações, incluindo o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), elemento

essencial para as transações no Mercado de Curto Prazo (MCP) (ENERGÊS, 2020).

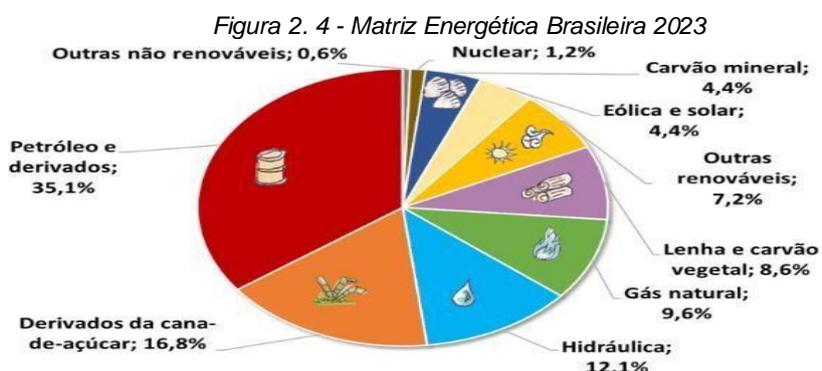
### 2.1.2 Agentes do setor elétrico

O Setor elétrico Brasileiro, ainda está dividido em quatro agentes segundo a (ANEEL, 2016), sendo eles:



Fonte: (ANEEL, 2016).

- **Agente de geração:** é responsável pela energia gerada que é injetada no sistema, constituindo, assim, o início do processo. Essa energia pode ser produzida a partir de diversas fontes e, no caso do Brasil, a matriz energética é fortemente baseada em fontes renováveis, como destacado pela EPE (2024a). Esse aspecto pode ser observado também na Figura a seguir, que ilustra a matriz energética do país, onde as fontes renováveis representam 49,1%, quase metade da composição total.



Fonte: (Balanço Energético Nacional, 2024b).

Além disso, os geradores de energia são classificados, segundo ENERGÊS (2021), nas seguintes categorias:

1. Concessionários de Serviço Público de Geração: esses agentes podem utilizar potenciais hidráulicos e termoelétricos com potências superiores a 1 MW e 5 MW, respectivamente, para a exploração de ativos destinados à geração de energia (OLIVEIRA, 2022)
  2. Autoprodutores: como o próprio nome indica, produzem energia para consumo próprio, mas podem comercializar o excedente, desde que a usina termoelétrica tenha potência superior a 5 MW e o aproveitamento hidráulico esteja entre 1 MW e 10 MW (OLIVEIRA, 2022).
  3. Produtores Independentes: esses agentes podem comercializar energia de forma independente, porém, necessitam de concessão pública para a instalação de usinas hidráulicas com potência acima de 1 MW e termoelétricas superiores a 5 MW. Além disso, para fontes com capacidade de geração maior que 5 MW, é necessário obter o Despacho de Requerimento de Outorga (DRO), emitido pela ANEEL (OLIVEIRA, 2022).
- **Agente de Transmissão:** responsável pelo transporte da energia gerada pelas usinas até as subestações, onde transformadores elevam a tensão da rede para garantir o transporte eficiente de eletricidade por longas distâncias, minimizando perdas de energia. Esse processo ocorre de forma integrada por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), onde a tensão pode ultrapassar 230 mil volts (Neoenergia, 2024a). Na figura 2.5, apresenta-se o mapa do sistema de transmissão com previsão até 2024 para melhor compreensão.

Figura 2.5 - Sistema de transmissão Nacional com horizonte até 2024.



Fonte: (ONS, 2020).

- Agente de Distribuição:** é responsável por distribuir a energia que foi gerada e transmitida até as subestações rebaixadoras, conectando e atendendo consumidores de todos os portes. As distribuidoras cuidam de todos os equipamentos necessários para a operação, manutenção, ampliação e reparos do sistema. Atualmente, todas as distribuidoras participam obrigatoriamente do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde firmam contratos de energia com preços definidos por leilões (ENERGÊS, 2021). O setor de distribuição é regulado por instrumentos como as Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST), os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) e a Resolução Normativa nº 1000/2021, que estabelecem diretrizes para tarifas, regularidade, continuidade, qualidade e penalidades nos serviços de distribuição. Na figura 2.6, é apresentado o mapa das distribuidoras no país, que segundo a ANEEL (2021) temos 52 Concessionárias, 52 Permissionárias e 1 Designada, totalizando 105 agentes, entre públicos, privados e de economia mista, atuando no mercado de distribuição.

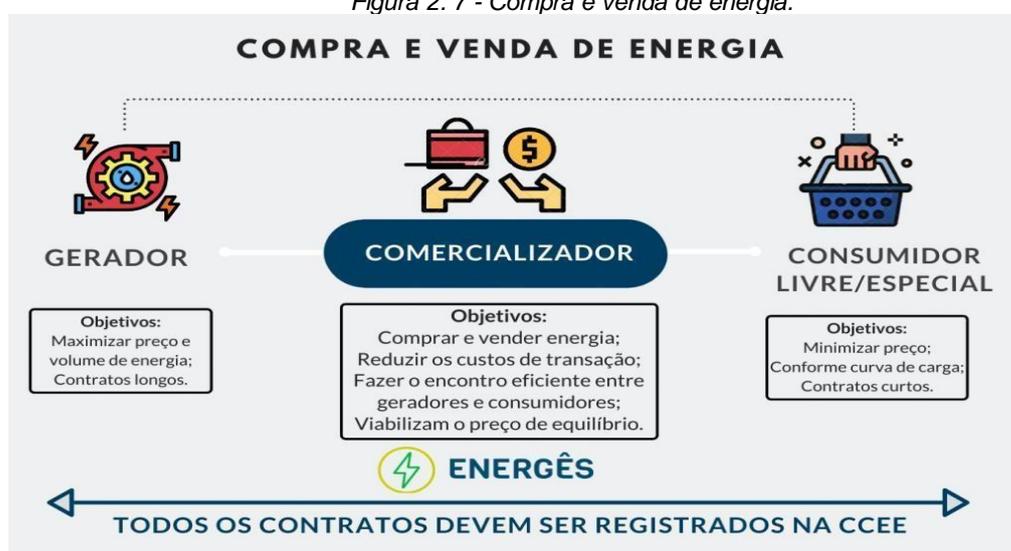
Figura 2. 6 - Mapa das distribuidoras do Brasil.



Fonte: (ANEEL, 2024).

- **Agentes de Comercialização:** atuam como intermediários entre consumidores e geradores, permitindo que consumidores livres e especiais possam escolher seus fornecedores, dentro das devidas limitações. Em resumo, esses agentes posicionam-se entre os setores de geração e consumo, com o objetivo de minimizar os custos regulatórios nos demais setores do SEB (ENERGÊS, 2021). Na figura 2.7, é apresentado o processo da compra e venda de energia.

Figura 2. 7 - Compra e venda de energia.



Fonte: (ENERGÊS, 2021).

## 2.2 Ambientes de Contratação no Mercado Brasileiro

Em 2004, o sistema brasileiro criou dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), estabelecidos pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentados pelo Decreto nº 5.163/2004.

Neste capítulo, esses dois ambientes serão analisados para um melhor entendimento.

### 2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada-(ACR)

Nesse mercado, o consumidor é denominado cativo, pois está restrito a comprar energia exclusivamente da concessionária responsável por sua região, sem a flexibilidade de escolher o fornecedor de energia (ENERGÊS, 2021). Nesse ambiente, as distribuidoras que vencem os leilões de compra de energia são obrigadas a distribuir 100% da carga aos seus consumidores, que pagam pela energia consumida por meio de faturas com tarifas previamente estabelecidas pela ANEEL (AGUIAR, 2008).

Os consumidores do mercado cativo têm como vantagem principal o pagamento apenas pela energia consumida, dispensando a necessidade de um gestor de consumo. Entretanto, enfrentam várias desvantagens, como reajustes tarifários, falta de flexibilidade nos preços, aplicação de bandeiras tarifárias e, em geral, tarifas mais altas em comparação com o mercado livre (AGUIAR, 2008). A figura 2.8, ilustra o funcionamento desse ambiente.

Figura 2. 8 -Ambiente de Contratação Regulada (ACR).



Fonte: (ENERGÊS, 2021).

### 2.2.2 Ambiente de Contratação Livre-(ACL)

Nessa modalidade, os consumidores têm a liberdade de negociar diretamente com os fornecedores, escolhendo seus fornecedores, negociando preços, prazos, formas de pagamento e até a fonte de geração de energia que irão consumir, além de ajustar diversas condições específicas para atender suas demandas individuais (ABRACEEL, 2024). Contudo, existem desvantagens a serem consideradas, como a necessidade de conhecimento das regras de comercialização de energia, o pagamento mensal à CCEE, aportes de garantias financeiras e custos com a gestão do consumo (NAGAYOSHI, 2013). Além disso, caso ocorram discrepâncias entre o consumo contratado e o consumo real, isso pode resultar em custos adicionais no Mercado de Curto Prazo (MCP), onde a energia é liquidada com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que também é volátil.

Atualmente para adentrar nesse mercado é necessário que os consumidores estejam conectados em alta tensão desde que representados por agentes varejistas, de acordo com a Portaria 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME), com isso podem comprar livremente sua energia elétrica. Entretanto, essa flexibilização só ocorreu em 2024. Antes, apenas grandes consumidores com demanda contratada superior a 500 kW podiam escolher seu fornecedor e ingressar no mercado livre (ABRACEEL, 2024). Com essa flexibilização, houve um aumento expressivo nas migrações para o mercado livre devido às vantagens oferecidas. Segundo a CCEE (2024), entre janeiro e maio, quase 9 mil novos consumidores passaram a poder escolher seu fornecedor, um volume 21% maior do que o registrado em 2023. A figura 2.9, ilustra o aumento do número de consumidores do mercado livre decorrente dessa flexibilização.



Fonte: (CCEE, 2024).

### 2.2.3 Consumidor Livre X Consumidor Especial

Dentro do ambiente do mercado livre existem dois tipos de consumidores, sendo eles o livre e especial, onde cada um é classificado de acordo com o limite da demanda contratada e no tipo de energia que eles podem consumir no ACL (PORTAL SOLAR, 2024). Com isso, seguindo a portaria pela Portaria MME 514/18, temos que:

- Consumidor Livre: Unidade consumidora com demanda igual ou superior a 0,5 MW. Dentro do ACL, essa classificação pode adquirir tanta energia convencional (hidrelétricas e termelétricas), como energia incentivada (eólica, solar, biomassa, PCHs e biogás).
- Consumidor especial: Unidades consumidoras com demanda inferior a 0,5 MW. Essa classificação só permite a compra de energia incentivada, com fontes com pouco impacto ambiental, ou seja, energia renovável.

Além disso, ainda pode ser considerado uma terceira denominada de comunhão, nela é possível fazer uma “comunhão” com outras unidades consumidoras para atingir o mínimo necessário de 500 kW (ESFERA ENERGIA,2021).

Por fim, caso o consumidor opte pela compra de energia de fonte renovável, ele vai conseguir desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que é aplicado proporcionalmente ao montante de energia comprada. Essa redução varia entre 50% a 100%, dependendo do tipo de energia contratado, porém as energias de 50% são a de maior liquidez no mercado (MERCADO LIVRE DE ENERGIA,2024), de forma resumida temos a tabela 2.1 para melhor compreensão.

Tabela 2. 1 - Classificação de Energia Incentivada.

<b>% de Desconto</b>	<b>Tipo de Energia Incentivada</b>
<b>50%</b>	<b>I5:Térmica a biomassa e gás; Eólica; Solar Fotovoltaica; PCHs e CGHs.</b>
<b>80%</b>	<b>I8: Solar Fotovoltaica.</b>
<b>100%</b>	<b>I1:Térmica a biomassa; PCHs e CGHs</b>

Fonte: Adaptado, (ESFERA ENERGIA, 2023).

### 2.3 Tarifação de Energia

A fatura de energia elétrica paga pelo consumidor cativo da baixa tensão não se resume apenas à tarifa. Além dela, estão incluídos tributos e serviços de distribuição, sendo que aproximadamente 50% do custo total corresponde às tarifas. Para compreender seu funcionamento, é importante saber que a ANEEL é responsável pela definição das tarifas de energia, que são reajustadas anualmente. Somado a isso, agência realiza dois tipos de revisão tarifária: periódica e extraordinária, esta última aplicada em situações específicas. Todo o processo segue a metodologia estabelecida nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), considerando três principais componentes de custo: geração, transporte e encargos (ECOM, 2021).

Os custos de energia são divididos em duas parcelas:

- **Parcela A:** Refere-se aos custos das distribuidoras relacionados às atividades de geração e transmissão, além dos encargos setoriais previstos em legislações específicas. Esses custos têm valores e preços que não dependem diretamente da distribuidora. Fazem parte dessa parcela: custo de aquisição de energia, custo de transporte de energia e encargos setoriais (SOLSTÍCIO ENERGIA, 2024).
- **Parcela B:** Compreende os custos gerenciáveis pela distribuidora, diretamente ligados à atividade de distribuição. Esses custos estão sob influência das práticas gerenciais da empresa. Os itens que compõem a parcela B incluem: custos operacionais, receitas irrecuperáveis, remuneração de capital, cota de depreciação e além disso, é subtraída da parcela compartilhada de outras receitas (ECOM, 2021). A parcela B é revisada a cada quatro anos por meio da revisão tarifária e, entre essas revisões, sofre atualizações anuais baseadas no índice de inflação constante no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA), ajustado por um fator de eficiência conhecido como fator X. Esse processo é chamado de Reajuste Tarifário (ANEEL, 2017 ).

Em resumo, a tarifa é dividida conforme apresentado nas figuras 2.10, 2.11 e 2.12 que detalham essa estrutura.

Figura 2. 10 - Componentes tarifários da tarifa de energia (TE).



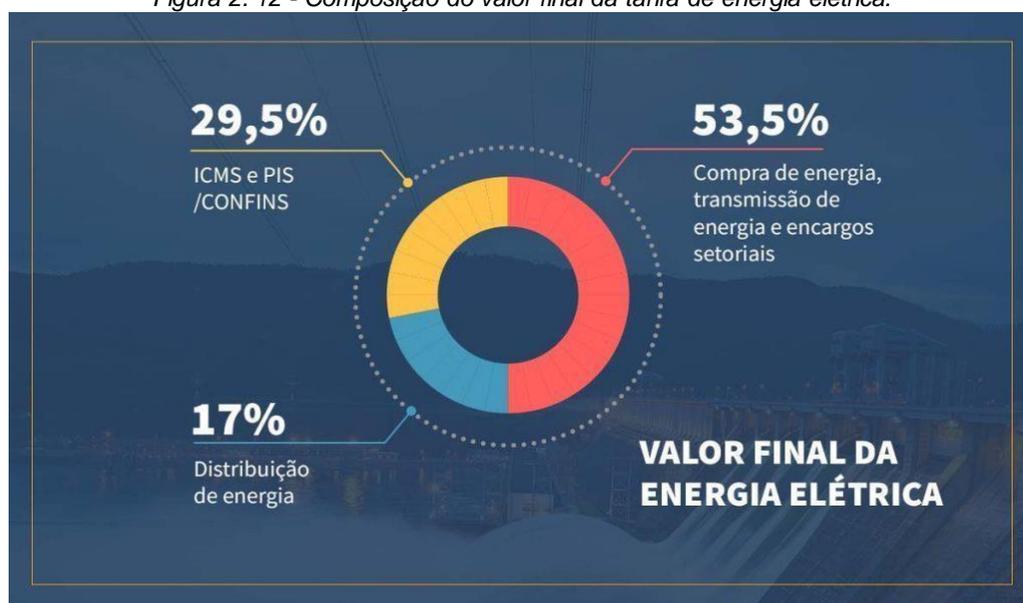
Fonte: (ANEEL, 2022).

Figura 2. 11 - componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).



Fonte: (ANEEL, 2022).

Figura 2. 12 - Composição do valor final da tarifa de energia elétrica.



Fonte: (ECOM, 2021).

Analisando a figura 2.12, observa-se que a maior contribuição nas contas de energia corresponde à parcela A, representando 53,5%, seguida pelos tributos, com 29,5%, e, por fim, pela parcela B, que corresponde a 17,0%.

Por fim, além das parcelas A e B, é possível observar a inclusão de tributos federais, estaduais e municipais (ECOM, 2021). Esses tributos são incorporados ao valor da tarifa em cada componente de consumo e demanda, conforme a modalidade tarifária do consumidor. Dessa forma, a equação 2.1 ilustra como ocorre essa composição:

$$\text{Valor cobrado ao consumidor} = \frac{\text{Valor da tarifa publicado pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (2.1)$$

Em que,

- Valor da tarifa publicado pela ANEEL: valor da tarifa em (R\$/kW);
- PIS: Programa de Integração Social em %;
- COFINS: Contribuição de financiamento da seguridade social em %;
- ICMS: Impostos sobre circulação de mercadorias e serviços em %.

### 2.3.1 Bandeiras tarifárias

O sistema, criado em 2015, tem como objetivo sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Ele opera com base em dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), considerando fatores como o custo de operação e a previsão de geração hídrica (ANEEL, 2022).

As cores das bandeiras tarifárias (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos, dependendo das condições de geração de eletricidade. Esse mecanismo torna os custos mais transparentes e permite ao consumidor utilizar a energia elétrica de forma mais consciente. No entanto, o sistema não se aplica às localidades atendidas por sistemas isolados (ANEEL, 2022).

Resumidamente, as bandeiras tarifárias refletem as condições descritas na tabela 2.2.

*Tabela 2. 2 - Valores das Bandeiras Tarifárias atualizado em 12/06/2024.*

<b>Condição de geração</b>	<b>Cor da Bandeira</b>	<b>Valor de acréscimo para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos</b>
Favoráveis	Verde	R\$ 0
menos favoráveis	Amarela	R\$ 0,01885
Desfavorável	Vermelha-Patamar 1	R\$ 0,04463
Muito desfavorável	Vermelha - Patamar 2	R\$ 0,07877

Fonte: (ANEEL, 2024c).

### 2.3.2 Grupos Tarifários

As classificações fixas das unidades consumidoras são utilizadas para organizar os consumidores com base na tensão elétrica empregada, permitindo um ajuste mais adequado dos preços aos diferentes perfis de consumo (C2E, 2021).

Essas classificações se dividem em dois grandes grupos:

- Grupo A: inclui os consumidores atendidos em média e alta tensão, acima de 2.300 volts, e é subdividido em seis subgrupos.
- Grupo B: Engloba todas as unidades com fornecimento inferior a 2,3 kV, dividido em quatro subgrupos.

No Grupo A, os consumidores são enquadrados nas modalidades Horária Azul ou Horária Verde. Já no Grupo B, as modalidades disponíveis são Convencional Monômnia e Horária Branca, conceitos que também serão abordados neste trabalho.

De forma resumida, temos que:

*Figura 2. 13 - Grupos Tarifários.*

<b>GRUPOS TARIFÁRIOS</b> 			
<b>TENSÃO DE FORNECIMENTO</b>			
<b>A</b> <b>ALTA E MÉDIA</b>		<b>B</b> <b>BAIXA</b>	
SUBGRUPOS	TENSÃO	SUBGRUPOS	TENSÃO < 2,3 KV
A1	> 230 kV	B1	Classe residencial e subclasse residencial baixa renda
A2	88 a 138 kV	B2	Classe rural
A3	69 kV	B3	Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público...
A3a	30 a 44 kV	B4	Classe iluminação pública
A4	2,3 a 25 kV		
A5	Subterrâneo		

Fonte: (ENERGÊS, 2020).

### 2.3.3 Modalidades Tarifárias

São o conjunto de tarifas aplicadas ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa. Contudo, elas são decididas dependendo do Grupo Tarifário que a unidade consumidora faz parte, e isso segue as opções de contratação definidas na Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret.

Com isso, temos que para o Grupo A existem duas modalidades, a Horária Azul e a Horária Verde, para o Grupo B temos a Convencional Monômnia e a Branca, além

dessas, existem também modalidades para os demais acessantes, sendo elas: Distribuição, que é a tarifa aplicada às distribuidoras que acessam outras distribuidoras, caracterizada por tarifa horária de demanda de potência e consumo de energia para o Grupo A, e de tarifa de consumo de energia única para o Grupo B; e a de Geração, tarifas aplicadas às centrais geradoras que acessam os sistemas de distribuição, caracterizada por tarifa de demanda de potência única(ANEEL, 2022r).

Já a modalidade tarifária horária é definida por tarifas que incidem sobre o consumo de energia e a demanda de potência contratada, conforme os períodos tarifários estabelecidos. Essa modalidade é classificada em três tipos: verde, azul e branca.

Por fim, no quadro 1.1 é apresentado um resumo das modalidades tarifárias:

Quadro 1. 1 - Modalidades Tarifárias e suas classificações.

Modalidade	Tensão de Atendimento	Grupo/subgrupos	Cobrança
<b>Azul</b>	Alta e Média	Todos os subgrupos do Grupo A	<p>I. uma tarifa para a demanda para o posto tarifário ponta;</p> <p>II. uma tarifa para a demanda para o posto tarifário fora de ponta;</p> <p>III. uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta;</p> <p>IV. uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto Tarifário fora de ponta.</p>
<b>Verde</b>	Média	A3a, A4 e AS	<p>I. uma tarifa para a demanda, sem segmentação horária;</p> <p>II. uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta;</p> <p>III. uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.</p>
<b>Branca</b>	Baixa	Todos do grupo B exceto o subgrupo B4 e a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1	<p>I. uma tarifa para o posto tarifário ponta;</p> <p>II. uma tarifa para o posto tarifário intermediário;</p> <p>III. uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta.</p>

Fonte: Adaptado, (ANEEL, 2022).

### 2.3.4 Postos tarifários

Os postos tarifários são definidos de forma individual por distribuidora, e passam por revisão tarifária periódica realizada a cada 4 ou 5 anos, conforme a Resolução Normativa (REN) nº 1.000/2021 e os Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret. Para o Grupo A, aplicam-se os horários de ponta e fora ponta, enquanto na Tarifa Branca, aplicada ao Grupo B, existem três postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta. Esses postos são determinados por área de concessão ou permissão, com exceções específicas previstas na resolução que homologa a revisão tarifária da distribuidora. Além disso, os postos tarifários são aplicados somente nos dias úteis, sendo que, aos fins de semana e feriados nacionais, todas as horas são consideradas como fora de ponta (ANEEL, 2022h). Assim, os postos tarifários são divididos como:

- **Horário (posto) de ponta:** período diário de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- **Horário (posto) intermediário:** período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras que optem pela Tarifa Branca. Pode variar de 1h a 1h30 antes e depois do horário de ponta;
- **Horário (posto) fora de ponta:** período diário composto pelas horas consecutivas e complementares aos horários de ponta e intermediário.

### 2.3.5 Divisão Tarifária

No mercado regulado, a tarifa é dividida em duas partes principais: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TE corresponde aos custos de aquisição de energia e às perdas no Sistema Interligado Nacional (SIN), enquanto a TUSD engloba os custos operacionais e de investimento das distribuidoras, sendo paga tanto por consumidores cativos quanto livres. Assim, essa estrutura tarifária é aplicável aos dois ambientes de contratação (RIZKALLA, 2018).

Figura 2. 14 - Composição da Tarifa no ACR.



Fonte: Autoria própria.

## 2.4 Contratos no ACL

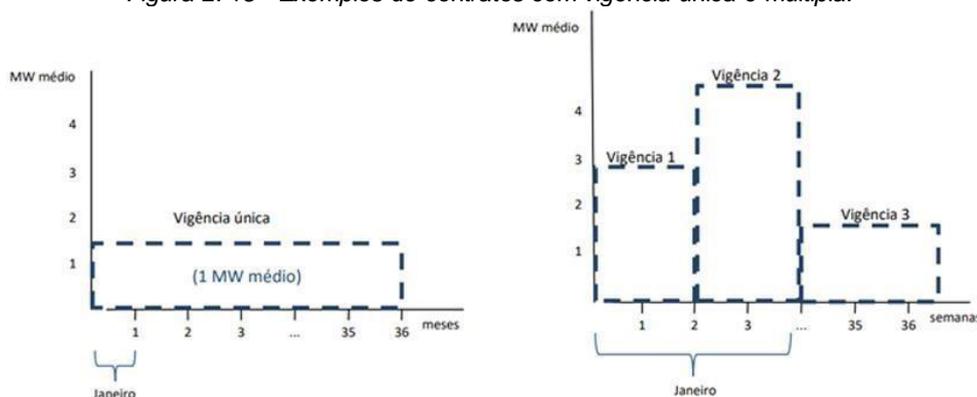
No mercado regulado, os consumidores compram energia exclusivamente da concessionária responsável por sua região, onde os contratos são definidos por meio de leilões organizados pelo governo. Contudo, no mercado livre a comercialização de energia no ACL é realizada mediante operações de compra e venda de energia entre agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores de energia elétrica e consumidores livres ou especiais, que atendam as condições previstas na regulamentação.

Dessa forma, os contratos tem suas condições de atendimento, preço e demais cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes, com isso permitindo aos grandes consumidores uma maior flexibilidade e customização, sendo esses contratos denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Porém, Contratos originados a partir de fontes incentivadas de energia são denominados Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI).

Somado a isso, no ACL existe o processo de modulação e sazonalização dos contratos que devem ser levados em consideração, pois como normalmente grandes volumes são negociados de forma flexível, ocorre a necessidade de definir como essa energia deve ser alocada ao longo do período de suprimento (CCEE, 2024). Com isso, temos que:

- Sazonalização: distribuição do volume anual de energia para os meses do ano, como indica a figura 2.15.
- Modulação: distribuição do volume mensal de energia por período de comercialização, ao longo do mês, como indica a figura 2.15.

Figura 2. 15 - Exemplos de contratos com vigência única e múltipla.

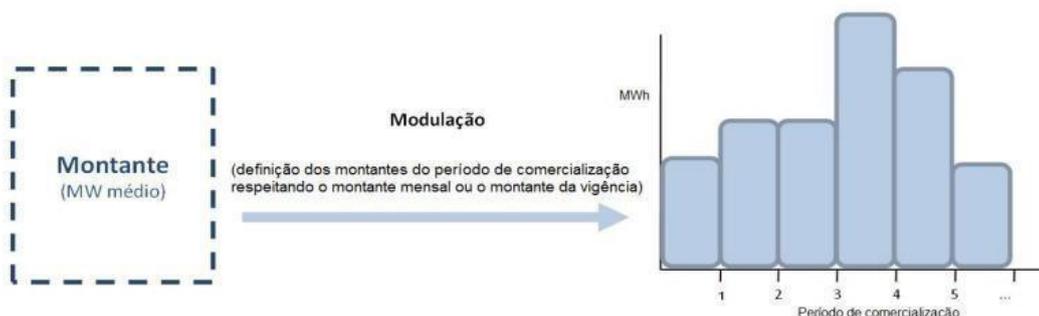


Fonte: (CCEE, 2024).

Além disso, as negociações podem permitir que a energia seja distribuída de forma desigual ao longo do ano, considerando os períodos de maior e menor consumo.

Isso ocorre porque os processos podem ser ajustados livremente entre as partes envolvidas, tornando essa flexibilidade possível. No entanto, caso o processo de modulação não seja realizado dentro do prazo estipulado, a CCEE aplica automaticamente uma modulação baseada em critérios padronizados (CCEE, 2024).

Figura 2. 16 - Representação gráfica da modulação.



Fonte: (CCEE, 2024).

Se a modulação não for realizada ou mesmo validada dentro dos prazos estabelecidos no Plano de Comercialização (PdC) correspondente, o CCEAL é modulado de forma automática pelo Sistema de Comercialização de Energia (SCL), com isso é dividido proporcionalmente o total de energia mensal/vigência pelo número de horas do mês/vigência (modulação *flat*).

Figura 2. 17 - Representação gráfica de modulação flat realizada pelo sistema



Fonte: (CCEE, 2024).

Por fim, vale ressaltar que, caso ocorra discrepâncias entre o consumo contratado e o consumo real. Nessa situação, haverá a liquidação de diferenças entre a energia contratada e a energia que foi realmente consumida, com isso as diferenças são resolvidas no Mercado de Curto Prazo (MCP). Nesse mercado, o ajuste é feito com base no PLD, que reflete as condições de oferta e demanda no mercado de energia.

#### 2.4.1 Como migrar para o mercado livre de energia

Para aderir ao mercado livre de energia, o primeiro passo é realizar um estudo de viabilidade econômica. Esse estudo avalia se o consumidor atende aos critérios

necessários e se a migração trará benefícios econômicos. Em seguida, é necessário enviar uma Carta Denúncia à distribuidora, informando a intenção de deixar o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com antecedência mínima de seis meses (NEOENERGIA, 2024b).

Na etapa seguinte, o consumidor deve analisar as opções de fornecedores de energia, escolhendo entre comercializadores ou geradores que ofereçam as melhores condições. Após essa escolha, é firmado o contrato de fornecimento de energia e realizada a regularização do consumidor na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), formalizando sua entrada no mercado livre.

Por fim, o consumidor deve providenciar a instalação do Sistema de Medição de Faturamento (SMF), conforme as normas da distribuidora e o disposto no módulo 5 do Prodist. Após essa etapa, o consumidor pode finalmente adquirir energia no mercado livre, gerenciando seu consumo de acordo com o seu perfil. Nesse modelo, a distribuidora mantém a responsabilidade apenas pela distribuição da energia.

No diagrama 2.18 abaixo, temos as etapas que são necessárias para aderir o ACL:

Figura 2. 18 - Etapas para aderir o ACL.



Fonte: Adaptado, (ESFERA ENERGIA, 2024).

### 3 METODOLOGIA

A metodologia do trabalho inicia-se com a simulação das tarifas projetadas para os próximos quatro anos, considerando os valores publicados pela distribuidora nos últimos quatro anos (2021 a 2024). O estudo foca na análise de um cenário em que a unidade consumidora migra do mercado regulado (ACR) para o mercado livre (ACL) e avalia a situação econômica resultante no período de 2025 a 2028. Como as tarifas só estão disponíveis até 2024, a simulação torna-se essencial para a projeção dos 4 anos seguintes.

Para isso, foram utilizadas as Resoluções Homologatórias nº 2.861 de 27/04/2021, nº 3.032 de 26/04/2022, nº 3.195 de 09/04/2023 e nº 3.325 de 23/04/2024, que apresentam as tabelas de tarifas de energia elétrica do grupo A. Esses documentos forneceram os valores de TUSD e TE, como demonstrado na Tabela 3.1, na qual "NP" refere-se à tarifa no horário de ponta e "FP" no horário fora de ponta.

Tabela 3. 1 - Valores de TUSD e TE para os anos de 2021 a 2024

Tarifas	2021	2022	2023	2024
TUSD ÚNICA (R\$/kW)	R\$ 19,04	R\$ 20,44	R\$ 22,87	R\$ 22,68
TUSD NP (R\$/kWh)	R\$ 1,23	R\$ 1,37	R\$ 1,45	R\$ 1,41
TUSD FP (R\$/kWh)	R\$ 0,07	R\$ 0,08	R\$ 0,09	R\$ 0,09
TE NP (R\$/kWh)	R\$ 0,42	R\$ 0,51	R\$ 0,53	R\$ 0,51
TE FP (R\$/kWh)	R\$ 0,26	R\$ 0,31	R\$ 0,32	R\$ 0,31

Fonte: Adaptado de CELPE (2021) e NEOENERGIA (2022), (2023) e (2024).

Com base nesses dados, foram calculadas três variações tarifárias: (1) entre 2021 e 2022; (2) entre 2022 e 2023; e (3) entre 2023 e 2024. A média das variações foi utilizada para projetar os valores das tarifas dos anos seguintes. Assim, os valores de 2025 foram calculados somando-se o acréscimo médio aos valores de 2024, e o mesmo processo foi repetido até 2028.

Após essa etapa, foi aplicada a metodologia do ponto de equilíbrio financeiro, que é a base para todo esse estudo de caso. No mercado de energia, o ponto de equilíbrio é essencial para determinar a viabilidade da migração do ACR para o ACL, considerando que, enquanto o preço de energia no ACR é regulado, no ACL ele é negociado diretamente com fornecedores. Embora os preços no ACL possam ser mais competitivos, há custos variáveis adicionais, como gestão, adesão à CCEE e adequação do sistema de medição.

A metodologia adotada compara os custos totais dos dois mercados: o ACR, com preços regulados, e o ACL, com preços negociados. Nesse processo, são considerados os encargos e as possíveis flutuações de preço. Assim, o ponto de equilíbrio será o indicador que determina quando os custos totais no ACL se tornam iguais ou inferiores aos do ACR, apontando a viabilidade da migração a longo prazo.

De maneira mais ilustrativa, com base nas análises de Galdino (2024), foi desenvolvido um passo a passo para a obtenção do ponto de equilíbrio, descrito na figura 3.1.

Figura 3. 1 - Fluxograma para obter o Ponto de Equilíbrio.



Fonte: Autoria própria.

Para maior compreensão do fluxograma, o processo inicia-se com a coleta dos dados de faturamento entre janeiro e outubro de 2024, complementados pelos dados de novembro e dezembro de 2023, totalizando os 12 ciclos necessários para o estudo que serão replicados para os próximos anos. Na segunda etapa, são consultadas as tarifas vigentes durante o período analisado, assim como as tarifas anteriores, que servirão como base para a simulação das tarifas futuras. É importante destacar que os

reajustes tarifários são realizados pela distribuidora em abril, de forma que a tarifa de 2024, por exemplo, somente passa a ser aplicada após abril do mesmo ano.

No terceiro passo, são calculados os valores de TE e TUSD no mercado regulado, aplicando-se as tarifas vigentes em cada período. Em seguida, no quarto passo, é calculado o valor da TUSD no ACL, considerando que a unidade consumidora possui demanda contratada inferior a 500 kW, sendo enquadrado como consumidor especial, o que garante desconto na parcela da TUSD.

No quinto passo, são incorporados os impostos ao estudo, utilizando-se os valores de 2024 como base e replicando-os para os anos subsequentes. Entre os tributos considerados estão o PIS e o COFINS, que são de competência federal e cobrados sobre o faturamento da distribuidora, sendo repassados aos consumidores com alíquotas que variam conforme o regime tributário da empresa. Além disso, o ICMS, de competência estadual, é um dos principais componentes no preço final da fatura e é aplicado ao valor da energia consumida. No caso do ACL, também são considerados encargos adicionais relacionados à CCEE, como a Contribuição Associativa, o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e o Encargo de Energia de Reserva (EER). Para esses encargos, utiliza-se um valor médio baseado nos históricos anteriores apresentados por Oliveira (2022) e na cotação realizada por Galdino (2024) com uma comercializadora para o submercado Nordeste, correspondente à unidade de estudo.

Na sexta etapa, são calculados os valores finais das faturas referentes aos 12 ciclos para o período de 2025 a 2028. Por fim, no sétimo e último passo, calcula-se o ponto de equilíbrio utilizando a equação 3.6. Com base nesse cálculo, é realizado o estudo de viabilidade, comparando os custos totais no ACR e no ACL ao longo do período de quatro anos.

### 3.1 Equações do Ponto de Equilíbrio

O estudo foi desenvolvido considerando um cenário ideal, desconsiderando fatores como consumo excessivo de reativos, tarifa municipal, demanda de ultrapassagem, demanda reativa excedente e multas por atraso no pagamento.

Seguindo as orientações de (RIZKALLA, 2018), o valor total da fatura, composto pelas parcelas TE e TUSD, permite o cálculo isolado da parcela TE, obtida pela subtração da parcela TUSD do valor total. Assim, a equação de equilíbrio 3.1 é expressa por:

$$V_{\text{Ponto de equilíbrio}} = (V_{TUSD} + TE)_{\text{final}} - (V_{TUSD})_{\text{final}} \quad (3.1)$$

- V Ponto de equilíbrio: é o valor do ponto de equilíbrio entre os ambientes;
- (VTUSD+ TE) final: valor total da fatura no mercado regulado;
- (VTUSD)final: valor apenas da parcela TUSD no mercado regulado.

Para calcular o valor de equilíbrio, é necessário, primeiramente, obter os dados necessários. Inicialmente, realiza-se o cálculo da conta de energia considerando os dados de consumo em kWh e a demanda contratada em kW. A equação apresentada a seguir representa a expressão matemática do valor total, sem a inclusão de tributos:

$$V_{parcial} = D_p \cdot T_{TUSD_{Dp}} + D_{fp} \cdot T_{TUSD_{fp}} + D_u \cdot T_{Du} + C_p \cdot T_{Cp} + C_{fp} \cdot T_{Cfp} \quad (3.2)$$

Em que,

- $V_{parcial}$ : valor pago sem a inclusão dos tributos em R\$;
- $D_p$ : demanda contratada, para o horário de ponta, em kW;
- $T_{TUSD_{Dp}}$ : tarifa de demanda contratada para o horário de ponta, em R\$/kW;
- $D_{fp}$ : demanda contratada, para o horário fora de ponta, em kW;
- $T_{TUSD_{Dfp}}$ : tarifa de demanda contratada para o horário fora de ponta, em R\$/kW;
- $D_u$ : demanda de ultrapassagem, em kW;
- $T_{Du}$ : tarifa de demanda de ultrapassagem, em R\$/kW;
- $C_p$ : consumo no horário de ponta, em kWh;
- $T_{Cp}$ : tarifa de consumo para o horário de ponta, em R\$/kWh;
- $C_{fp}$ : consumo do cliente no horário fora de ponta, em kWh;
- $T_{Cfp}$ : tarifa de consumo para o horário fora de ponta, em R\$/kWh.

Conforme apresentado na equação 3.2, algumas variáveis não serão consideradas no estudo, como a demanda de ultrapassagem e a demanda fora de ponta, visando a análise de um cenário ideal. Além disso, como a unidade consumidora está enquadrada na modalidade tarifária horo-sazonal verde, e a cobrança da demanda é única, assim a equação 3.2 é uma equação geral onde foi desconsiderado algumas variáveis para o estudo.

Em seguida, é necessário incluir os tributos governamentais, conforme descrito na equação 3.3 a seguir, onde o  $V_{parcial}$  será o valor da parcela (TUSD+TE).

$$\frac{V_{parcial}}{1-(PIS/PASEP+COFINS +ICMS)} \quad (3.3)$$

Os valores referentes às tarifas, tributos, consumo e demanda serão apresentados na seção de resultados.

A partir desses dados, é possível obter o valor total da fatura de energia, incluindo as parcelas TUSD e TE, acrescidas dos tributos. Em seguida, o próximo passo é calcular exclusivamente a parcela TUSD. Esse cálculo é realizado de maneira semelhante, porém desconsiderando a parcela TE. A equação 3.4, apresentada indica esse processo.

$$V_{parcialTUSD} = D_p \cdot T_{TUSD_p} + D_{fp} \cdot T_{TUSD_{fp}} + D_u \cdot T_{TUSD_{Du}} + C_p \cdot T_{TUSD_{Cp}} + C_{fp} \cdot T_{TUSD_{Cfp}} \quad (3.4)$$

Em que,

- $V_{parcialTUSD}$ : valor referente a parcela da TUSD sem a inclusão dos tributos, em R\$;
- $D_p$ : demanda contratada, para o horário de ponta, em kW;
- $T_{TUSD_p}$ : tarifa de demanda contratada, referente a parcela da TUSD, para o horário de ponta, em R\$/kW;
- $D_{fp}$ : demanda contratada, para o horário fora de ponta, em kW;
- $T_{TUSD_{fp}}$ : tarifa de demanda contratada, referente a parcela da TUSD, para o horário fora de ponta, em R\$/kW;
- $D_u$ : demanda de ultrapassagem, em kW;
- $T_{TUSD_{Du}}$ : tarifa de demanda de ultrapassagem, referente a parcela da TUSD, em R\$/kW;
- $C_p$ : consumo, do cliente no horário de ponta, em kWh;
- $T_{TUSD_{Cp}}$ : tarifa de consumo para o horário de ponta, referente a parcela da TUSD, em R\$/kWh;
- $C_{fp}$ : consumo, do cliente no horário fora de ponta, em kWh;
- $T_{TUSD_{Cfp}}$ : tarifa de consumo para o horário fora de ponta, referente a parcela da TUSD, em R\$/kWh.

Na última etapa, é necessário determinar o valor do ponto de equilíbrio em R\$/MWh. Para isso, o cálculo é realizado utilizando a equação 3.6, apresentada a seguir.

$$V_{breakeven} = \frac{(V_{TUSD} + TE)_{final} - (V_{TUSD})_{final}}{C_t} \quad (3.6)$$

Em que,

- $V_{breakeven}$ : valor referente ao ponto de equilíbrio, em R\$/MWh;
- $(V_{TUSD} + TE)$ : valor referente a fatura de energia, em R\$;
- $(V_{TUSD})_{final}$ : valor referente à parcela da TUSD, em R\$;
- $C_t$ : consumo total do cliente, em MWh

### 3.1.1 Custo da Energia no ACL

Como a unidade consumidora é classificada como consumidor especial, ela possui um desconto de 50% na parcela TUSD. Para calcular esse benefício para modalidade tarifária verde, segundo Galdino (2024), utiliza-se a equação 3.5, apresentada a seguir.

$$TUSD_{Ponta(50\%)} = (D_{uu} \cdot T_{TUSD_{uu}} + C_p \cdot T_{TUSD_p}) \cdot D_{50\%} + C_{fp} \cdot T_{TUSD_{fp}} \quad (3.5)$$

Em que,

- $TUSD_{Ponta(50\%)}$ : Valor referente a parcela da TUSD, em R\$;
- $D_{uu}$ : Demanda única;
- $T_{TUSD_{uu}}$ : Tarifa de Demanda Única, referente a parcela TUSD, em R\$/kWh;
- $C_p$ : Consumo no horário de ponta;
- $T_{TUSD_p}$ : Tarifa de Consumo para o horário de ponta, referente a parcela TUSD, em R\$/kWh;
- $C_{fp}$ : Consumo no horário fora ponta;
- $T_{TUSD_{fp}}$ : Tarifa de Consumo para o horário fora de ponta, referente a parcela TUSD, em R\$/kWh;
- $D_{50\%}$ : Desconto de 50% aplicado à parcela da TUSD.

Seguindo, para a obtenção do valor final no mercado livre, diversos fatores devem ser considerados, tais como o consumo de energia (incluindo as tarifas de uso do sistema de distribuição e de energia), os encargos financeiros da CCEE, a tarifa referente a TUSD e os custos relacionados aos serviços da comercializadora de energia. O cálculo é realizado com base na equação 3.7, apresentada a seguir, que integra todos esses elementos.

$$V_{TE_{ACL}} = (Consumo_{Total(P+FP)} \cdot TE_{ACL}) + Encargo_{SCCEE} + TUSD_{50\%} + Comercializadora \quad (3.7)$$

Em que,

- $V_{TEACL}$  : valor referente ao total do consumo de energia no ACL, em R\$;
- $Consumo_{Total(P+Fp)}$ : valor referente ao consumo de energia, em MWh;
- $TE_{ACL}$ : tarifa de energia no ACL, em R\$/MWh;
- $Encargos_{CCEE}$ : encargos financeiros referentes à CCEE, em R\$;
- $TUSD_{50\%}$  :parcela referente à TUSD para energia incentivada, em R\$;
- Comercializadora: valor referente ao custo do serviço da comercializadora de energia, em R\$

### 3.2 Análise de Viabilidade Econômica

Contudo, para a realização deste estudo, é fundamental considerar outros fatores além dos custos de energia, como os custos de adesão à CCEE, o pagamento mensal à comercializadora pela gestão da energia, os encargos setoriais devidos à CCEE e o investimento necessário para a adequação do sistema de medição, a fim de confirmar a viabilidade financeira. Dessa maneira, seguindo análises de (SCHMITT, 2022) foram calculados os indicadores Valor Presente Líquido (VPL), que avalia a viabilidade do investimento ao longo do tempo, e a Taxa Interna de Retorno (TIR), que mede a rentabilidade percentual do projeto. Além disso, foi analisado o retorno financeiro, que indica o período necessário para recuperação do investimento inicial. Esses indicadores são fundamentais para determinar a viabilidade do projeto no período estipulado.

Para o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), é necessário inicialmente definir a taxa de desconto, que corresponde à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ou ao custo de oportunidade do capital. Com essa taxa, os fluxos de caixa futuros serão descontados. Neste estudo, os fluxos de caixa correspondem à diferença entre os valores anuais totais das faturas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Assim, o cálculo do VPL é realizado utilizando a equação 3.8.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+TMA)^t} - I_0 \quad (3.8)$$

Em que,

- VPL: Valor Presente Líquido, em R\$;
- FC: fluxo de caixa, em R\$;
- TMA: Taxa Mínima de Atratividade, em %;
- I0: investimento inicial, em R\$;
- n: duração do projeto, em anos.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a rentabilidade que o projeto oferece ao longo de sua vida útil, sem a necessidade de definir previamente uma taxa externa. Em outras palavras, a TIR é a taxa de desconto que torna o Valor Presente Líquido (VPL) igual a zero. Assim, caso a TIR seja maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ( $TIR > TMA$ ), o VPL será positivo ( $VPL > 0$ ), indicando que o projeto é viável. Caso contrário, o VPL será negativo, sinalizando a inviabilidade do projeto.

Esse indicador pode ser calculado por meio da equação 3.9, apresentada a seguir.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (3.9)$$

Em que,

- VPL: Valor Presente Líquido, em R\$;
- FC: fluxo de caixa, em R\$;
- TIR: Taxa Interna de Retorno, em %;
- I0: investimento inicial, em R\$;
- n: duração do projeto, em anos.

Por fim, é essencial calcular o tempo de retorno financeiro do capital investido inicialmente, pois esse indicador permite avaliar a viabilidade financeira do projeto e determinar se ele é aceitável ou não. Assim, o tempo de retorno pode ser obtido por meio da equação 3.10. Quanto menor o tempo necessário para o retorno, mais atrativo o projeto se torna do ponto de vista financeiro.

$$PB = \frac{I_0}{\sum_{t=1}^n FC} \quad (3.10)$$

Em que,

- PB: payback, em anos;
- I0: investimento inicial, em R\$;
- $\sum_{t=1}^n FC$ : somatório dos fluxos de caixa, em R\$;

Nos capítulos seguintes, serão apresentados os resultados obtidos a partir do estudo de viabilidade financeira para a migração da unidade consumidora, o Instituto Federal de Pernambuco (IFPE), campus Garanhuns, para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), além de discussões relevantes sobre o tema.

## 4 RESULTADOS E ANÁLISES

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia para o estudo de migração do Instituto Federal de Pernambuco (IFPE), campus Garanhuns, para o mercado livre de energia. Primeiramente, será detalhado o perfil de consumo da unidade consumidora, e, em seguida, será realizado o estudo utilizando o Excel para facilitar os cálculos, além das ferramentas dos métodos previamente descritos.

### 4.1 Caracterização do consumidor

O estudo de caso é referente à unidade consumidora localizada no município de Garanhuns, situado a aproximadamente 230 km da capital Recife, sendo essa unidade o Instituto Federal de Pernambuco (IFPE), campus Garanhuns. O instituto atende a diversos alunos matriculados em diferentes modalidades de ensino, como Técnico Integrado, Subsequente, Tecnológico e Bacharelado. Para melhor visualização, a Figura 4.1 apresenta a entrada principal do campus.

*Figura 4. 1 – Fachada do IFPE campus Garanhuns.*



Fonte: (Google Maps, 2024).

Tendo como base a fatura da unidade consumidora, é possível verificar que atendimento é realizado em média tensão, com fornecimento de 13,8 kV, e se enquadra como consumidor do tipo A4, optando pela modalidade tarifária verde. O consumo mensal médio, com base nos dados obtidos, é de 1.815,25 kWh no horário de ponta e 3.357,84 kWh no horário fora de ponta. Como se trata de um instituto

federal localizado em Pernambuco, a distribuidora responsável pela área de concessão de energia é a Neoenergia. Com os dados já apresentados e outros que serão discutidos ao longo do estudo, os resultados serão analisados a seguir.

Portanto, o perfil do consumidor atende aos requisitos para a realização do estudo, pois, conforme a Portaria nº 50, de 2022, do Ministério de Minas e Energia, a partir de 1º de janeiro de 2024, todos os consumidores de média tensão do Grupo A poderão migrar para o mercado livre, mesmo que possuam demanda contratada inferior a 500 kW, podendo contar com um agente varejista que os representará junto à CCEE.

#### 4.2 Estudo de Caso

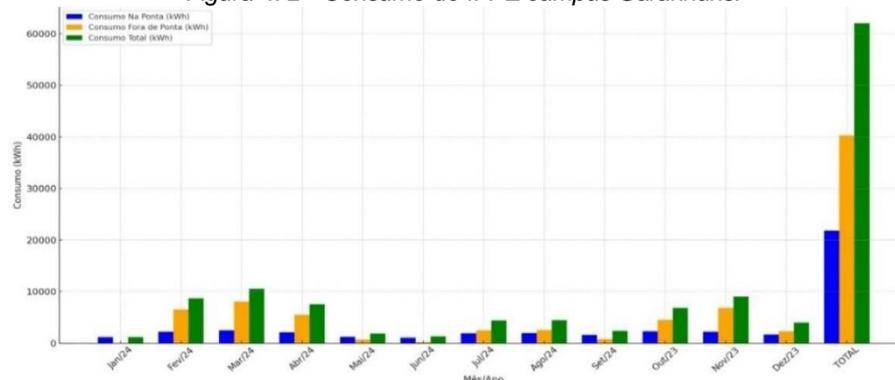
Para o estudo de caso, inicialmente foram obtidos os dados de consumo e demanda da unidade consumidora, com base nas faturas de janeiro a outubro de 2024. Para completar os 12 ciclos, foram consideradas as faturas de novembro e dezembro de 2023. Esses dados serão replicados para os anos seguintes, de 2025 a 2028, levando em conta a bandeira verde, que representa o cenário mais favorável. Os dados obtidos podem ser visualizados a seguir na Tabela 4.1 e na figura 4.2.

Tabela 4. 1 - Valores de consumo do IFPE campus Garanhuns.

Mês/Ano	Demanda Contratada (kW)	Consumo Na Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)
Jan/24	80	1.159,84	0
Fev/24	80	2.179,75	6.503,33
Mar/24	80	2.500,40	8.039,28
Abr/24	80	2.070,76	5.480,29
Mai/24	80	1.210,94	644,79
Jun/24	80	1.076,23	220,42
Jul/24	80	1.891,81	2.488,22
Ago/24	80	1.926,50	2.548,66
Set/24	80	1.609,77	762,12
Out/24	80	2.305,78	4.501,16
Nov/23	80	2.215,67	6.796,84
Dez/23	80	1.635,58	2.309,06
Total	80	21.728,03	40.294,17

Fonte: Autoria Própria.

Figura 4. 2 - Consumo do IFPE campus Garanhuns.



Fonte: Autoria própria.

Dessa forma, observa-se que não há um padrão definido nos consumos, tanto no horário de ponta quanto fora de ponta. Isso pode ser explicado pela variação no número de pessoas utilizando o campus a cada mês. Por exemplo, em janeiro, devido ao período de férias, o tempo de funcionamento do campus é significativamente reduzido. Além disso, a presença de uma usina solar fotovoltaica no campus também impacta as medições de consumo, pois a geração da usina compensa a energia consumida. No caso de janeiro, a energia injetada fora de ponta foi suficiente para zerar o consumo faturado no período. Já em maio e junho, observa-se um consumo menor em comparação aos outros meses, isso devido à greve que ocorreu entre abril e julho de 2024. No entanto, esse impacto não foi suficiente para alterar drasticamente o estudo, de modo que os dados continuaram sendo utilizados na análise.

Após a obtenção dos dados mencionados anteriormente na tabela 3.1, foi realizada a simulação das futuras tarifas para os próximos quatro anos, uma vez que os valores estavam disponíveis apenas até 2024. Conforme já abordado, foram calculadas três variações tarifárias: (1) entre 2021 e 2022; (2) entre 2022 e 2023; e (3) entre 2023 e 2024. A média dessas variações foi utilizada para projetar os valores das tarifas dos anos subsequentes. A Tabela 4.2, apresentada a seguir, demonstra a média obtida após esse processo.

Tabela 4. 2 - Média obtida após o processo.

Tarifas	Média
TUSD ÚNICA (R\$/kW)	R\$ 1,21
TUSD NP (R\$/kWh)	R\$ 0,06
TUSD FP (R\$/kWh)	R\$ 0,01
TE NP (R\$/kWh)	R\$ 0,03
TE FP (R\$/kWh)	R\$ 0,02

Fonte: Autoria Própria.

Dessa forma, ao adicionar a média de cada tipo de tarifa aos valores de 2024 e replicar o processo até 2028, obtemos os valores apresentados na Tabela 4.3 a seguir.

Vale destacar que os valores foram considerados apenas a partir do mês de abril de cada ano, conforme mencionado anteriormente.

Tabela 4. 3 - Projeções futuras da TUSD e da TE para os anos de 2025 a 2028.

Tarifas	2025	2026	2027	2028
TUSD ÚNICA (R\$/kW)	R\$ 23,89	R\$ 25,11	R\$ 26,32	R\$ 27,53
TUSD NP (R\$/kWh)	R\$ 1,48	R\$ 1,54	R\$ 1,60	R\$ 1,66
TUSD FP (R\$/kWh)	R\$ 0,09	R\$ 0,10	R\$ 0,11	R\$ 0,11
TE NP (R\$/kWh)	R\$ 0,54	R\$ 0,57	R\$ 0,60	R\$ 0,62
TE FP (R\$/kWh)	R\$ 0,33	R\$ 0,34	R\$ 0,36	R\$ 0,38

Fonte: Autoria Própria.

A simulação das tarifas foi realizada dessa forma devido à tendência de evolução da maioria dos valores tarifários ao longo dos anos analisados. No entanto, isso não garante que sempre haverá aumento. O estudo foi conduzido utilizando esse método, pois, embora existam outras opções, serviços de estimativas de tarifas futuras não foram encontrados de forma gratuita. Assim, optou-se pelo método mencionado.

Conforme já mencionado, a unidade consumidora possui uma demanda inferior a 500 kW, o que garante um desconto de 50% na TUSD, aplicável tanto à tarifa de demanda quanto à TUSD no horário de ponta, isso ocorre devido a aquisição de energia incentivada I5 que possui mais liquidez no mercado. Com esse desconto, os valores tarifários ajustados estão especificados na tabela 4.4 apresentadas a seguir. Vale ressaltar que os valores foram considerados apenas após o mês de abril de cada ano, conforme mencionado anteriormente.

Tabela 4. 4 - Tarifas de 2024 e projeções futuras para os anos de 2025 a 2028

Tarifas com desconto I5	2024	2025	2026	2027	2028
TUSD ÚNICA (R\$/kW)	R\$ 11,34	R\$ 11,95	R\$ 12,55	R\$ 13,16	R\$ 13,77
TUSD NP (R\$/kWh)	R\$ 0,70	R\$ 0,74	R\$ 0,77	R\$ 0,80	R\$ 0,83
TUSD FP (R\$/kWh)	R\$ 0,08	R\$ 0,09	R\$ 0,10	R\$ 0,11	R\$ 0,11
TE NP (R\$/kWh)	R\$ 0,51	R\$ 0,54	R\$ 0,57	R\$ 0,60	R\$ 0,62
TE FP (R\$/kWh)	R\$ 0,31	R\$ 0,33	R\$ 0,34	R\$ 0,36	R\$ 0,38

Fonte: Autoria Própria.

Além das tarifas, é essencial considerar os tributos governamentais que compõem o valor final da fatura de energia. Assim, na tabela 4.5 a seguir, estão apresentados os valores do PIS/PASEP, COFINS e ICMS para o período analisado no estudo, os quais serão replicados nos cálculos para os anos subsequentes.

Tabela 4.5 - Alíquotas de PIS/PASEP, COFINS e ICMS.

<b>Mês/Ano</b>	<b>COFINS(%)</b>	<b>PIS/PASEP(%)</b>	<b>ICMS(%)</b>
Jan/24	4,36	0,94	20,50
Fev/24	3,82	0,82	20,50
Mar/24	3,63	0,79	20,50
Abr/24	4,33	0,94	20,50
Mai/24	4,08	0,86	20,50
Jun/24	4,46	0,97	20,50
Jul/24	3,66	0,79	20,50
Ago/24	4,01	0,85	20,50
Set/24	4,01	0,87	20,50
Out/24	3,67	0,81	20,50
Nov/23	4,59	0,99	18,00
Dez/23	3,89	0,84	20,50

Fonte: Adaptado Neenergia Pernambuco, 2023 e 2024.

Com base nesses dados, torna-se possível a aplicação das demais equações do estudo. Inicialmente, utiliza-se a equação 3.2 para calcular o valor parcial da fatura referente aos custos no ACR. Em seguida, aplica-se a equação 3.3, incorporando as alíquotas apresentadas na Tabela 4.5. Assim, obtém-se o valor final (TE + TUSD) no mercado regulado, resultando em um custo total de R\$ 471.905,08 para os quatro anos analisados, com uma média anual de R\$ 117.976,27. De forma semelhante, foi calculada apenas a parcela TUSD, utilizando a equação 3.4 para o valor parcial e a equação 3.3 para determinar o valor final da TUSD com tributos. Nesse caso, o custo total nos quatro anos foi de R\$ 331.481,98, com uma média anual de R\$ 82.870,49.

Na tabela 4.6 pode ser observado isso.

Tabela 4. 6 - Custo da energia com e sem tributos no ACR.

Período (Ano)	TOTAL (TE+TUSD) no ACR sem tributos	TOTAL (TE+TUSD) no ACR com tributos	TUSD sem tributos ACR	TUSD com Tributos ACR
2025	R\$ 82.220,87	R\$ 109.778,73	R\$ 57.798,74	R\$ 77.210,43
2026	R\$ 86.374,49	R\$ 115.325,54	R\$ 60.695,70	R\$ 81.079,99
2027	R\$ 90.428,27	R\$ 120.736,56	R\$ 63.490,33	R\$ 84.812,56
2028	R\$ 94.417,73	R\$ 126.064,25	R\$ 66.159,14	R\$ 88.379,00
<b>Total</b>	R\$353.441,37	R\$ 471.905,08	R\$ 248.143,92	R\$ 331.481,98
<b>Média</b>	R\$ 88.360,34	R\$ 117.976,27	R\$ 62.035,98	R\$ 82.870,49

Fonte: Autoria Própria.

Em seguida, realiza-se um procedimento semelhante ao cálculo da TUSD, porém, desta vez, é aplicado o desconto de 50% na TUSD para energia incentivada, conforme mencionado na Tabela 4.4 e explicado anteriormente. Os valores resultantes desse cálculo estão apresentados na Tabela 4.7 a seguir.

Tabela 4. 7 - Valor da parcela TUSD no ACL para energia incentivada.

Período (Ano)	TUSD no ACL sem impostos	TUSD no ACL com impostos
2024	R\$ 30.701,59	R\$ 41.005,83
2025	R\$ 32.300,89	R\$ 43.141,22
2026	R\$ 33.859,63	R\$ 45.222,30
2027	R\$ 35.298,95	R\$ 47.145,83
Total	R\$ 132.161,07	R\$ 176.515,18
<b>Média</b>	R\$ 33.040,27	R\$ 44.128,79

Fonte: Autoria Própria.

Foram aplicadas as mesmas equações apresentadas na Tabela 4.6, utilizando, no entanto, as tarifas especificadas na Tabela 4.4. Dessa forma, ao comparar os valores, observa-se uma diferença considerável devido ao desconto de 50% na TUSD proporcionado pela energia incentivada. Assim, os custos totais ao longo dos 4 anos somaram R\$ 176.515,18, com uma média anual de R\$ 44.128,79, resultando em uma diferença total de 46,75% em relação ao valor calculado no ACR.

Após determinar o valor total (TUSD + TE) e também apenas a parcela TUSD para os 4 anos do período de estudo, como apresentado na Tabela 4.6, torna-se

possível calcular exclusivamente a parcela TE. Para isso, utiliza-se a equação 3.6, resultando nos valores especificados na Tabela 4.8 a seguir

Tabela 4. 8 - Ponto de equilíbrio tarifário em R\$/MWh.

Período (Ano)	V. Ponto de Equilíbrio (R\$/MWh)
2025	R\$ 524,64
2026	R\$ 551,66
2027	R\$ 578,70
2028	R\$ 607,07
<b>Média</b>	R\$ 565,52

Fonte: Autoria própria.

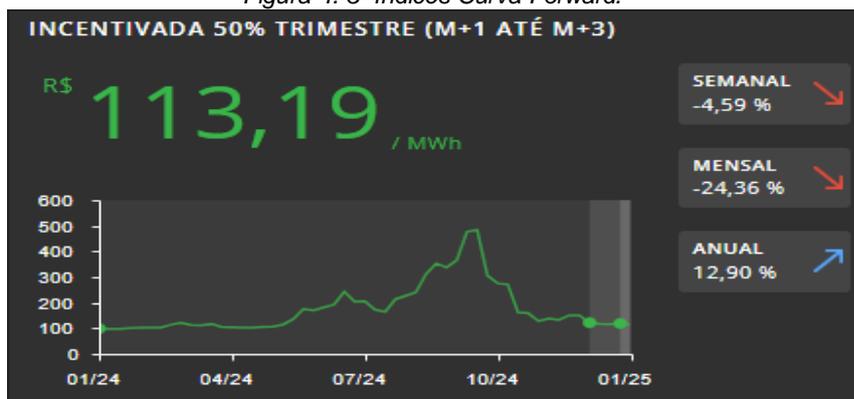
Para um melhor entendimento, a tabela apresentada corresponde aos valores do ponto de equilíbrio (*break-even point*), ou seja, os preços de energia praticados abaixo desses valores tornam-se vantajosos para a unidade consumidora, desde que todos os outros fatores, como aspectos contratuais, boa gestão de risco, entre outros, sejam considerados e respeitados. Analisando a tabela, observa-se que a média desse valor nos 4 anos é de R\$ 565,52 por MWh.

Após calcular o preço de equilíbrio, a próxima etapa consiste em obter uma base como referência para os preços praticados no mercado livre. Isso possibilitará a análise da viabilidade financeira da migração.

Atualmente, é possível realizar estimativas de preços por meio da plataforma Pool Denergia, que fornece informações atualizadas sobre o preço futuro da energia, facilitando a governança corporativa e a gestão de riscos (DCIDE, 2025).

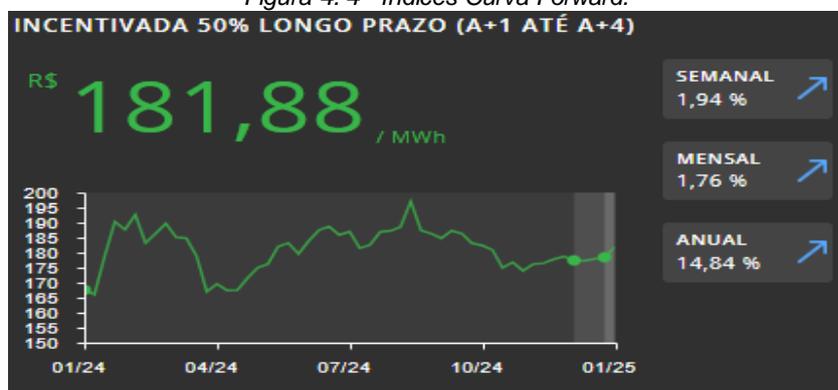
A plataforma permite observar a tendência dos preços de energia para contratos de curto prazo (até 3 meses) e de longo prazo (superiores a 1 ano), abrangendo tanto a energia convencional quanto a incentivada. Nesse sentido, as Figuras 4.3 e 4.4 apresentam uma média apurada com base na curva *forward*, que é uma projeção de preços futuros fundamentada em dados e expectativas do mercado, considerando os agentes comerciais mais ativos. A Figura 4.3 ilustra o preço para contratos de curto prazo, com duração de até 3 meses, enquanto a Figura 4.4 exibe o preço para contratos de longo prazo, com duração de até 4 anos. Ambas as figuras se referem à energia incentivada (I5), que apresenta maior liquidez no mercado.

Figura 4. 3- Índices Curva Forward.



Fonte: (DCIDE, 2025).

Figura 4. 4 - Índices Curva Forward.



Fonte:(DCIDE, 2025).

Dessa forma, percebe-se uma diferença significativa entre os preços para contratos de curto e longo prazo. Os contratos de curto prazo são fortemente influenciados pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é calculado a partir de fatores como o Custo Marginal de Operação (CMO). Esses fatores incluem os níveis dos reservatórios, a capacidade de geração e a relação entre o consumo e os contratos firmados pelos consumidores. Já os preços de contratos de longo prazo são mais afetados pela inflação e possuem menor influência do PLD. Por fim, segundo a plataforma da (DCIDE, 2025), o preço de referência para contratos de 4 anos é de R\$ 181,88/MWh.

A seguir, as Figuras 4.5 e 4.6 apresentam como o PLD e o CMO operam, evidenciando o comportamento não padronizado desses indicadores, tendo o PLD o preço médio de R\$ 127,08/MWh, que pode variar significativamente, estando ora muito alto, ora muito baixo. Essa volatilidade afeta diretamente os preços dos contratos de curto prazo, que são mais suscetíveis a essas variações, ao contrário dos contratos de longo prazo, que apresentam maior estabilidade.

Figura 4. 5 - Painel de preços do CMO.



Fonte: (ONS, 2025).

Figura 4. 6 - Painel de preços do PLD.



Fonte: (CCEE, 2025).

Dessa forma, ao analisar as duas últimas figuras, é possível perceber que a aquisição de energia a curto prazo não é muito vantajosa devido à sua alta volatilidade, o que pode levar a aumentos significativos nos preços. Assim, a compra de energia a longo prazo se torna uma alternativa mais viável, uma vez que apresenta menores riscos associados às variações do PLD e do CMO.

Por fim, com base no preço de referência da plataforma Pool Denegria (DCIDE, 2025), que foi de 181,88/MWh para contratos de energia incentivada a longo prazo e aplicando a alíquota atual do ICMS de 20,5%, o custo final alcança R\$ 228,77/MWh, valor que será utilizado no presente estudo como referência para o preço de energia no ACL no período de 2025 a 2028.

#### 4.2.1 Preços no Mercado Livre X Preços no Mercado Regulado

Além do preço de R\$ 228,77/MWh, que será utilizado como referência neste estudo, existem outros custos adicionais no ACL. O primeiro deles é referente ao valor pago à comercializadora de energia, que, de acordo com (Galdino, 2024), é aproximadamente R\$ 800,00 por mês.

O segundo custo está relacionado aos encargos da CCEE, que incluem despesas com liquidação, EER, ESS, contribuição associativa, entre outros. Neste estudo, devido à dificuldade de determinar esses valores com precisão, será utilizado o custo médio de R\$ 40,04/MWh, conforme calculado por (Oliveira ,2022) com base no histórico dos encargos da CCEE. Dessa forma, para facilitar a visualização, a Tabela 4.9 abaixo apresenta os custos considerados para os encargos no período de estudo, que abrange os anos de 2025 a 2028.

Tabela 4. 9 - Custos referentes à CCEE.

Mês/Ano	Consumo total (kWh)	Encargos devidos à CCEE no ACL (R\$)
Jan/24	1.159,84	R\$ 46,39
Fev/24	8.683,08	R\$ 347,32
Mar/24	10.539,68	R\$ 421,59
Abr/24	7.551,05	R\$ 302,04
Mai/24	1.855,73	R\$ 74,23
Jun/24	1.296,65	R\$ 51,87
Jul/24	4.380,03	R\$ 175,20
Ago/24	4.475,16	R\$ 179,01
Set/24	2.371,89	R\$ 94,88
Out/23	6.806,94	R\$ 272,28
Nov/23	9.012,51	R\$ 360,50
Dez/23	3.944,64	R\$ 157,79
<b>Total</b>	<b>62.077,20</b>	<b>R\$ 2.483,09</b>

Fonte: Autoria própria.

Com a obtenção dos dados anteriores, torna-se possível calcular o valor da fatura no mercado livre para o período de 2025 a 2028. O custo no ACL é determinado pela equação 3.7, que considera a soma do consumo total (horário de ponta + horário fora de ponta), multiplicado pela tarifa de energia (228,77 R\$/MWh) e acrescido dos encargos médios projetados pela CCEE.

Além disso, é somada a parcela TUSD com desconto de 50% para energia incentivada, bem como os custos operacionais da comercializadora (R\$ 800,00 por mês). Dessa forma, o preço médio total nos quatro anos é de R\$ 70.356,17. Os valores totais anuais, de 2025 a 2028, estão apresentados na Tabela 4.10 abaixo, considerando todas as parcelas mencionadas.

Tabela 4. 10 - Custos da energia no ACL.

Período (Ano)	TUSD com tributos ACL	Conta no Mercado Livre
2025	R\$ 41.005,83	R\$ 67.233,21
2026	R\$ 43.141,22	R\$ 69.368,60
2027	R\$ 45.222,30	R\$ 71.449,68
2028	R\$ 47.145,83	R\$ 73.373,21
<b>Total</b>	R\$ 176.515,18	R\$ 281.424,69
<b>Média</b>	R\$ 44.128,79	R\$ 70.356,17

Fonte: Autoria própria.

Após o cálculo das faturas no mercado livre para o período de quatro anos, torna-se possível realizar a comparação entre os valores gastos no mercado regulado e no mercado livre. Dessa forma, observa-se uma diferença que representa uma redução média anual de R\$ 47.620,10 no mercado livre em relação ao mercado regulado, ou seja, uma diminuição de 40,36% no custo das faturas no ambiente livre.

Além disso, a economia total acumulada no período de 2025 a 2028 é de R\$ 190.480,38, o que evidencia, inicialmente, uma oportunidade concreta de redução nas despesas operacionais proporcionada pela migração, permitindo que a unidade consumidora passe a obter lucros. Os dados completos, incluindo as diferenças detalhadas entre as faturas, estão apresentados na Tabela 4.11 a seguir.

Tabela 4. 11 - Comparativo entre Conta no Mercado Cativo e no Mercado Livre.

Período (Ano)	TOTAL (TE+TUSD) no ACR com tributos	Conta no Mercado Livre	Diferenças	%
2025	R\$ 109.778,73	R\$ 67.233,21	R\$ 42.545,52	38,76%
2026	R\$ 115.325,54	R\$ 69.368,60	R\$ 45.956,95	39,85%
2027	R\$ 120.736,56	R\$ 71.449,68	R\$ 49.286,88	40,82%
2028	R\$ 126.064,25	R\$ 73.373,21	R\$ 52.691,04	41,80%
<b>Total</b>	R\$ 471.905,08	R\$ 281.424,69	R\$ 190.480,38	40,36%
<b>Média</b>	R\$ 117.976,27	R\$ 70.356,17	R\$ 47.620,10	40,36%

Fonte: Autoria própria.

#### 4.2.2 Custos do Sistema de Medição de Faturamento

Apesar das economias identificadas, conforme mencionado anteriormente, existem riscos associados à migração para o mercado livre, como a volatilidade dos preços, a necessidade de uma gestão eficiente e os riscos relacionados ao consumo, que podem gerar custos adicionais no Mercado de Curto Prazo (MCP). Além desses fatores e dos custos já citados, há ainda outro custo relevante que deve ser considerado: a implantação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF).

De acordo com o estudo realizado por Altoé (2023), o custo para implantação do SMF varia entre R\$ 50.000,00 e R\$ 80.000,00, valores que estão detalhados na Tabela 4.12 a seguir. Contudo, também existem discrepâncias nas normas que regulamentam o SMF, o que gera diferentes interpretações por parte dos agentes do setor. Essas inconsistências impactam diretamente os consumidores, que podem enfrentar obstáculos adicionais ao tentar migrar para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

*Tabela 4. 12 - Custo médio dos equipamentos para o SMF.*

Serviço	Faixa estimada
Diagrama unifilar	R\$ 1.000,00 a R\$ 2.000,00
3 Transformadores de potencial	R\$ 2.000,00 a R\$ 4.000,00 unidade
3 Transformadores de corrente	R\$ 2.000,00 a R\$ 4.000,00 unidade
Caixa de medição	R\$ 5.000,00 a R\$ 7.000,00 unidade
Adequações das instalações (obras civis)	R\$ 10.000,00 a R\$ 20.000,00 cada
Mão de obra	R\$ 8.000,00 a R\$ 10.000,00 cada
Cabos (distância entre a medição e os transformadores)	R\$ 10,00 a R\$ 15,00 o metro
Sistema de comunicação	R\$ 5.000,00 a R\$ 10.000,00 cada
<b>Total</b>	<b>R\$ 50.000,00 a R\$ 80.000,00</b>

Fonte: Adaptado (ALTOÉ, 2023).

#### 4.2.3 Custo de Adesão à CCEE

Por fim, o último custo a ser considerado é referente à adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Para que a unidade consumidora possa aderir, é necessário seguir as orientações presentes no Procedimento de Comercialização - Módulo 1: Agentes. No Submódulo 1.1 - Adesão à CCEE, onde estão descritas as etapas para realização do processo de entrada, enquanto no Submódulo 1.2 - Cadastro de Agentes, são apresentados os fatores essenciais para a habilitação dos interessados.

Para iniciar o processo, o candidato deve pagar um emolumento no valor de R\$ 10.443,00, no caso das comercializadoras, e de R\$ 8.703,00 para as demais classes (CCEE, 2025a). Este valor é reajustado anualmente em novembro. Além disso, é necessário encaminhar os documentos exigidos, cujos modelos estão disponíveis no site da CCEE, e dar início ao processo de adesão por meio do Ambiente de Operações.

#### 4.2.4 Análise do VPL

Como analisado nos dois capítulos anteriores, o custo do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) apresenta dois cenários: no melhor deles, o investimento inicial para implementação é de R\$ 50.000,00, enquanto no pior cenário esse custo pode alcançar R\$ 80.000,00. Além disso, há o custo de adesão à CCEE, cujo valor é de aproximadamente R\$ 8.703,00.

Dessa forma, os cenários de investimento inicial são definidos como R\$ 58.703,00 no melhor caso e R\$ 88.703,00 no pior caso. A partir desses valores, é possível iniciar a análise do Valor Presente Líquido (VPL). No entanto, outros fatores também precisam ser considerados, como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Neste estudo, foi utilizada a taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) como referência. Atualmente, a Selic está em 12,25%, mas tem apresentado grandes oscilações. Assim, considerando a média dos últimos cinco anos e essas variações significativas, foi adotada uma taxa conservadora de 12,5% ao ano.

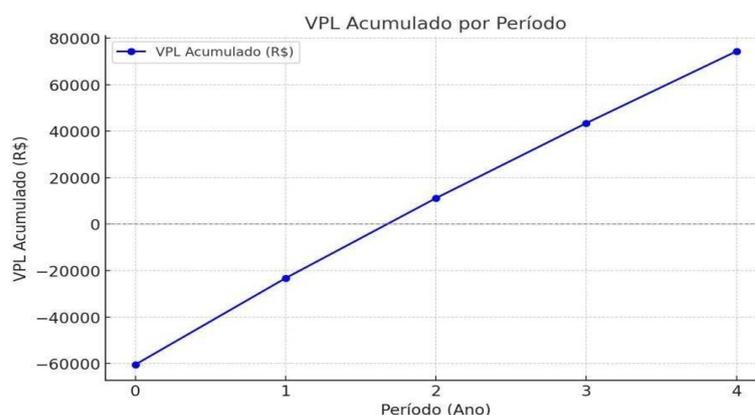
Por fim, é necessário construir o fluxo de caixa, que neste caso será composto pelas diferenças entre as tarifas totais anuais do mercado cativo e do mercado livre. As Tabelas 4.13 e 4.14, bem como as Figuras 4.7 e 4.8, apresentam os resultados para os dois cenários: o melhor e o pior caso para a implementação do SMF.

Tabela 4. 13 - Cenário 1: Investimento de R\$ 58.703,00.

Período (Ano)	Diferenças (R\$)	%	Fluxo Descontado	VPL Acumulado (R\$)
0	R\$-	%-	-R\$ 58.703,00	-R\$ 58.703,00
1	R\$ 42.545,52	38,76%	R\$ 37.818,24	-R\$ 20.884,76
2	R\$ 45.956,95	39,85%	R\$ 36.311,66	R\$ 15.426,90
3	R\$ 49.286,88	40,82%	R\$ 34.615,75	R\$ 50.042,65
4	R\$ 52.691,04	41,80%	R\$ 32.894,76	R\$ 82.937,41

Fonte: Autoria própria.

Figura 4. 7 - Gráfico do VPL.



Fonte: Autoria própria.

Ao analisar a Tabela 4.13 e a Figura 4.7, observa-se que se trata do melhor cenário, com um investimento inicial de R\$ 58.703,00. Na tabela, os dados apresentados incluem: a primeira e segunda coluna, que correspondem ao fluxo de caixa, representando as diferenças entre as faturas do mercado cativo e livre; e a terceira coluna, com o fluxo de caixa descontado a uma taxa de 12,5% ao ano; e, por fim, o VPL acumulado.

Com base nesses dados, o VPL acumulado ao final dos 4 anos é de R\$ 82.937,41. Ao calcular a Taxa Interna de Retorno (TIR), o indicador atinge 67,87%, um valor altamente atrativo, pois é significativamente superior à taxa de desconto utilizada. Além disso, o período de retorno financeiro (payback) foi estimado em aproximadamente 1 ano e 7 meses.

Portanto, todos os indicadores reforçam que a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) é financeiramente viável e que os benefícios obtidos superam os custos iniciais envolvidos no processo.

Tabela 4. 14 - Cenário 2: Investimento de R\$ 88.703,00.

Período (Ano)	Diferenças (R\$)	%	Fluxo Descontado	VPL Acumulado (R\$)
0	R\$-	%-	-R\$ 88.703,00	-R\$ 88.703,00
1	R\$ 42.545,52	38,76%	R\$ 37.818,24	-R\$ 50.884,76
2	R\$ 45.956,95	39,85%	R\$ 36.311,66	-R\$ 14.573,10
3	R\$ 49.286,88	40,82%	R\$ 34.615,75	R\$ 20.042,65
4	R\$ 52.691,04	41,80%	R\$ 32.894,76	R\$ 52.937,41

Fonte: Autoria própria.

Figura 4. 8 - Gráfico do VPL.

VPL Acumulado por Período



Fonte: Autoria própria.

Na análise da Tabela 4.14 e da Figura 4.8, que representam o segundo cenário com um investimento inicial de R\$ 88.703,00, os dados seguem o mesmo formato do primeiro cenário. No entanto, os resultados apresentam diferenças importantes. O Valor Presente Líquido (VPL) acumulado ao longo de 4 anos é de R\$ 52.937,41, enquanto a Taxa Interna de Retorno (TIR) alcança 37,67%, um valor que também supera a taxa de desconto de 12,5%, demonstrando-se altamente atrativo. Além disso, o período de retorno financeiro (*payback*) foi estimado em aproximadamente 2 anos e 5 meses.

Dessa forma, mesmo no pior cenário, todos os indicadores evidenciam que a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) durante o período de 4 anos continua sendo financeiramente viável, superando os custos iniciais envolvidos e trazendo benefícios econômicos significativo.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O mercado livre de energia tem se tornado cada vez mais acessível ao longo dos anos. A Portaria nº 50, de 2022, do Ministério de Minas e Energia, promoveu maior flexibilização ao permitir, a partir de janeiro de 2024, que consumidores em média tensão do grupo A, com demanda contratada inferior a 500 kW, possam migrar para o mercado livre de energia. Esse avanço contribuiu para que o ano de 2024 registrasse um número recorde de migrações para o ACL (Ambiente de Contratação Livre). Além da flexibilização, esse movimento foi impulsionado pelo cenário desafiador do ACR (Ambiente de Contratação Regulada), marcado por aumentos nas tarifas reguladas e pela aplicação das bandeiras tarifárias, que geram custos adicionais na fatura de energia.

Dessa forma, fica evidente que o mercado livre deve ser considerado por unidades consumidoras que atendem aos requisitos para migração, pois oferece a possibilidade de negociar condições contratuais personalizadas, evitando impactos como os das bandeiras tarifárias. No ACL, os preços são definidos por contratos diretamente negociados entre consumidor e fornecedor, oferecendo maior previsibilidade e controle.

Esta monografia apresentou o estudo de caso do IFPE Campus Garanhuns, que atende aos requisitos para migração do mercado regulado para o livre. O estudo foi realizado para o período de 2025 a 2028, com o objetivo de analisar a viabilidade financeira da migração a longo prazo. Para isso, foram simulados os custos em ambos os ambientes, considerando também os investimentos iniciais necessários, como a implantação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) e a adesão à CCEE.

A análise utilizou o método do ponto de equilíbrio para determinar quando os custos no ACL seriam iguais, menores ou maiores que os do ACR, considerando todos os fatores relevantes. O valor médio do *breakeven point* no período analisado foi de R\$ 565,52 por MWh. Além disso, foi comparado o custo anual médio das faturas nos dois ambientes, considerando o desconto de 50% na TUSD no ACL. A diferença do custo médio anual no período de 2025 a 2028 foi estimado em R\$ 47.620,10.

Na análise financeira, foram avaliados dois cenários de investimento inicial: um de R\$ 58.703,00 e outro de R\$ 88.703,00. Em ambos os casos, a Taxa Interna de Retorno (TIR) foi superior à taxa de desconto utilizada (12,5%), e os Valores Presentes Líquidos (VPL) acumulados foram atrativos, alcançando R\$ 82.937,41 no melhor cenário e R\$ 52.937,41 no pior. O período de retorno financeiro (payback) foi estimado

em aproximadamente 1 ano e 7 meses no melhor cenário e 2 anos e 5 meses no pior. Em conclusão, o estudo confirma a viabilidade da migração do IFPE Campus Garanhuns para o mercado livre de energia, com uma economia total, ao longo dos quatro anos analisados, variando entre R\$ 52.937,41 no pior cenário e R\$ 82.937,41 no melhor. Apesar dos desafios e do investimento inicial, a decisão demonstra benefícios financeiros significativos, com retorno em um período relativamente curto, mesmo nas condições menos favoráveis.

### 5.1 Trabalhos futuros

Este subtópico tem como objetivo propor recomendações para pesquisas futuras, considerando que o estudo realizado não apenas valida o modelo proposto, mas também evidencia a existência de outras análises que podem ser exploradas. Assim, algumas sugestões pertinentes incluem:

- Realização de estudos de curto prazo: O presente estudo focou exclusivamente em simulações de longo prazo. No entanto, análises de curto prazo poderiam explorar as vantagens imediatas desse tipo de contratação;
- Análise de aspectos ambientais positivos: Avaliar os benefícios ambientais associados à contratação de fontes de energia menos poluentes, contribuindo para a sustentabilidade do modelo energético;
- Utilização de dados medidos de consumo na ponta e fora de ponta: Substituir os dados faturados encontrados na fatura de energia pelos valores efetivamente medidos. Isso é especialmente relevante para unidades consumidoras com geração própria, como a energia solar, que pode compensar parte do consumo;
- Projeções detalhadas da TUSD e TE: Incluir as variações corretas para os anos seguintes na projeção das tarifas de TUSD e TE. No presente estudo, foram considerados apenas aumentos, o que pode ser refinado para maior precisão nas análises futuras;
- Realizar cotações com diversas comercializadoras do mercado é fundamental para conduzir um estudo com maior precisão.

## Referências

- ABRACEEL 2023. **Cartilha do Mercado Livre de Energia**. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-Mercado-Livre-de-Energia-Edicao-2-2024.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2024c.
- ABRACEEL 2024. CASADEI, J. **Mercado livre de energia gera economia recorde de R\$ 48 bilhões para consumidores em 2023**. Com.br. ABRACEEL, 8 Mar. 2024. Disponível em: <https://abraceel.com.br/press-releases/2024/03/mercado-livre-de-energia-gera-economia-recorde-de-r-48-bilhoes-para-consumidores-em-2023/>. Acesso em: 20 dez. 2024.
- ABRACEEL 2024. Mercado e CCEE2024. FERREIRA, R. **Conta de luz mais em conta com expansão do mercado livre de energia**. Disponível em: <https://valor.globo.com/publicacoes/especiais/mercado-livre-de-energia/noticia/2024/12/19/conta-de-luz-mais-em-conta-com-expansao-do-mercadolivre-de-energia.ghtml>. Acesso em: 20 dez. 2024.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) – Módulo 7.1: Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição**. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221008\\_Proret\\_Submod\\_7\\_1\\_V2\\_6.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221008_Proret_Submod_7_1_V2_6.pdf). Acesso em: nov. 2024.
- AGUIAR, O. S. **O mercado brasileiro de energia elétrica: critérios de decisão na migração de consumidores para o ambiente de contratação livre**. 2008. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco.
- ALTOÉ, Giovanna Bezerra Oliveira. **Análise do impacto da adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) no processo de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL)**. 2023. 52 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia)– Universidade de Brasília, Faculdade UnB Gama, Brasília, DF, 2023.
- ANEEL 2022. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-ainformacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 18 dez. 2024.
- ANEEL 2024f. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**. Mapa das Distribuidoras. Disponível em: <https://app.powerbi.com/viewr=eyJrIjoiNDI4ODJiODctYTUyYS00OTgxLWE4MzktMDczYTlmMDU0ODYxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJR9&pageName=ReportSection>. Acesso em: 11 nov. 2024.
- ANEEL. **Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição- Submódulo 3.1A: Procedimentos Gerais Brasília: [s.n.], 2017. Resolução Normativa nº 761/2017**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/>. Acesso em: 15 nov. 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2024.

ANELL 2016. **ANEEL (Por Dentro da Conta de Luz).** Disponível em: [https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer\\_public/21/c4/21c491ca-3414-4049b437-f49f17312992/id\\_237815\\_cartilha\\_da\\_energia\\_eletrica.pdf](https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/21/c4/21c491ca-3414-4049b437-f49f17312992/id_237815_cartilha_da_energia_eletrica.pdf). Acesso em: 11 nov. 2024.

ANELL 2022h. **Postos Tarifários.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/ptbr/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 19 nov. 2024.

ANELL 2022r. **Modalidades Tarifárias.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 17 nov. 2024.

ANELL 2024c. **Sobre Bandeiras Tarifárias.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 16 nov. 2024.

AQUARELA ANALYTICS 2023. **DIAS, M. Da Centralização à Abertura: A Evolução Histórica do Setor Elétrico Brasileiro.** Disponível em: <https://aquare.la/da-centralizacao-a-abertura-a-evolucao-historica-do-setor-eletricobrasileiro/>. Acesso em: 7 nov. 2024.

BEN 2024. **Dados sobre o consumo de energia elétrica no Brasil: confira panorama.** Disponível em: <https://www.mercadolivreenergia.com.br/noticias/dados-sobre-o-consumo-deenergia-eletrica-no-brasil-confira-panorama/>. Acesso em: 20 dez. 2024.

BEN 2024a. **Balanco Energético Nacional 2024.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balancoenergetico-nacional-2024>. Acesso em: 8 nov. 2024.

C2E 2021. **Grupos Tarifários: o que são e quais são os tipos?** Disponível em: <https://c2e.com.br/grupos-tarifarios-o-que-sao-e-quais-sao-os-tipos/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

CCEE 2019. **Papel e Perspectivas da CCEE para o Setor Elétrico.** Seminário Internacional Bolsa de Energia Ary Pinto Conselheiro. Disponível em: <https://slideplayer.com.br/slide/17042642/>. Acesso em: 18 dez. 2024.

CCEE 2019. **Quem são os Agentes da CCEE e do Mercado Livre de Energia.** Disponível em: <https://energes.com.br/agentes-da-ccee-e-do-mercado-livre-deenergia/>. Acesso em: 11 nov. 2024.

CCEE 2024. **Migrações ao mercado livre concluídas pela CCEE em 2024 já superam todo o ano passado.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/migracoes-ao-mercado-livre-de-energiaconcluidas-pela-ccee-em-2024-ja-superam-todo-o-ano-passado>. Acesso em: 13 nov. 2024.

CCEE 2025. **Painel de Preços - CCEE**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>. Acesso em: 9 jan. 2025.

CCEE 2025a. **Adesão - CCEE**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/adesao>. Acesso em: 9 jan. 2025.

CCEE. **Contratos**. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/26668125/05\\_-\\_Contratos\\_2024.1.0\\_\\_\(jan-24\).pdf/c64eb198-849d-2443-71c5-639a06e023fe](https://www.ccee.org.br/documents/80415/26668125/05_-_Contratos_2024.1.0__(jan-24).pdf/c64eb198-849d-2443-71c5-639a06e023fe). Acesso em: 20 nov. 2024b.

CELPE. **Tabela de tarifas e preços finais de energia elétrica**: GRUPO A. 27 abr. de 2021.

DCIDE 2025. **Dashboard Dcide**. Disponível em: <https://denegia.com.br/dashboard>. Acesso em: 9 jan. 2025.

ECOM 2021. **Tarifa de energia elétrica no Brasil**: entenda como ela é calculada. Disponível em: <https://ecomenergia.com.br/blog/tarifas-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 15 nov. 2024.

ENERGÊS 2020. **Entendendo a Fatura de Energia - Parte 1 ENERGÊS**. Disponível em: <https://energes.com.br/entendendo-a-fatura-de-energia/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

ENERGÊS 2020. **O que é a CCEE**. Disponível em: <https://energes.com.br/o-que-ea-ccee/>. Acesso em: 18 dez. 2024.

ENERGISA. **Composição Tarifaria**. Disponível em <https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/suaconta/composicao-tarifa.aspx>. Acesso em: 15 nov. 2024d.

EPE 2024b. **MATRIZ ENERGÉTICA**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 8 nov. 2024.

EPE 2024d. **Quem Somos**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quemsomos>.

ESFERA ENERGIA 2021. PAPOCA, R. **O que é e qual é a função do CNPE no setor elétrico?** Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livreenergia/cnpe-o-que-e>. Acesso em: 18 dez. 2024.

ESFERA ENERGIA 2024. PAPOCA, R. **Como migrar para o Mercado Livre de Energia? Passo a passo**. Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/como-migrar-mercadolivre-de-energia>. Acesso em: 20 nov. 2024.

GALDINO, Victor Daniel de Sousa. **Estudo de caso**: avaliação da viabilidade econômica da migração para o ACL em uma indústria alimentícia de Pernambuco. 2024. Disponível em: <https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/handle/123456789/1429>. Acesso em: 30 dez. 2024.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em:  
<https://maps.app.goo.gl/Hhnaas5t1CNqeav5A>. Acesso em: 14 JAN 2025.

MERCADO LIVRE 2024. **Energia Incentivada** / Especial. Disponível em:  
<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-eespeciais/energia-incentivada-especial/>. Acesso em: 14 nov. 2024.

MME 2020. **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma**. Disponível em:  
<https://www.gov.br/mme/ptbr/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-ascompetencias-de-cada-uma>. Acesso em: 7 nov. 2024.

MME 2020. **Ministério de Minas e Energia**. Disponível em:  
<https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-informacao/institucional/ministerio>. Acesso em: 18 dez. 2024.

NAGAYOSHI, H. K. **Estudo e análise do risco e da viabilidade econômica do mercado cativo e do mercado livre de energia elétrica no terceiro ciclo tarifário**. 2013. 76 f. Trabalho de conclusão de curso (bacharelado - Engenharia Elétrica) - **Universidade Estadual Paulista**, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2013.

NEOENERGIA 2024a. **Caminho da energia elétrica, da geração à distribuição**. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/w/caminho-da-energia-eletrica-dageracao-a-distribuicao>. Acesso em: 11 nov. 2024.

NEOENERGIA 2024b. **Migração ao Mercado Livre de Energia** - Distribuidora São Paulo - Neoenergia - Neoenergia. Disponível em:  
<https://www.neoenergia.com/web/sp/seu-negocio/migracao-ao-mercado-livre-deenergia>. Acesso em: 20 nov. 2024.

NEOENERGIA PERNAMBUCO. **Tabela de tarifas e preços finais de energia elétrica: GRUPO A**. 26 abr. de 2022.

NEOENERGIA PERNAMBUCO. **Tabela de tarifas e preços finais de energia elétrica: GRUPO A**. 9 abr. de 2023.

NEOENERGIA PERNAMBUCO. **Tabela de tarifas e preços finais de energia elétrica: GRUPO A**. 23 abr. de 2024.

OLIVEIRA, Brunna dos Santos et al. **Estudo da viabilidade de migração para o mercado livre de energia: caso do IFPE campus Recife**. 2022. Disponível em:  
<https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/handle/123456789/815> Acesso em: 8 nov. 2024.

ONS 2020. **Mapa Nacional Horizonte 2024** Disponível em:  
[https://www.researchgate.net/figure/Figura-25-O-Sistema-Interligado-NacionalHorizonte-2024-Fonte-ONS-2020b\\_fig1\\_350327432](https://www.researchgate.net/figure/Figura-25-O-Sistema-Interligado-NacionalHorizonte-2024-Fonte-ONS-2020b_fig1_350327432). Acesso em: 11 nov. 2024b.

ONS 2025. **Histórico da Operação**. Disponível em:  
<https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-daoperacao/cmo.aspx>. Acesso em: 9 jan. 2025.

PAPOCA, R. **Desconto na TUSD: o que é, como funciona o desconto e a cobrança.** Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/desconto-tusd>. Acesso em: 14 nov. 2024.

PAPOCA, R. **Quais as diferenças entre consumidor livre e especial?** Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/consumidor-livreespecial>. Acesso em: 14 nov. 2024.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. **Economia da energia:** fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Elsevier, 2007.

RIZKALLA, F. F. **Migração para o mercado livre de energia:** estudo de caso do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2018.

TCC (Graduação)– Escola Politécnica / Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10023363.pdf>. Acesso em: 8 nov. 2024.

SANCHES, Luiz Antônio Ugeda. Curso de Direito da Energia. Tomo I-Da História. **Editora Instituto Geodireito**, São Paulo, 2011.

SCHMITT, D. **Análise de viabilidade econômica da migração para o mercado livre de energia:** estudo de caso de um comércio varejista. 2022. Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/243115/TCC%20Daniel%20Schmitt.pdf?sequence=1>. Acesso em: 7 jan. 2025.

SCHOR, JULIANA MELCOP. **Abertura do Mercado Livre de Energia Elétrica:** Vantagens e Possibilidades do Retail Whelling no Brasil. Rio de Janeiro: Synergia, 2018.

SOLSTICIO 2024. **Tudo Sobre a Tarifa e a Fatura de Energia Elétrica - Solstício Energia.** Disponível em: <https://www.solsticioenergia.com/tudo-sobre-a-tarifa-e-afatura-de-energia-eletrica>. Acesso em: 15 nov. 2024.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro, RJ: Synergia, 2011, 2ª ed. 290 p.