



INSTITUTO FEDERAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE PERNAMBUCO

Campus Garanhuns

Coordenação de Engenharia Elétrica

Engenharia Elétrica

BRUNNA DOS SANTOS OLIVEIRA

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE
ENERGIA: CASO DO IFPE *CAMPUS* RECIFE**

Garanhuns

2022

BRUNNA DOS SANTOS OLIVEIRA

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE
ENERGIA: CASO DO IFPE *CAMPUS* RECIFE**

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

Orientador: Prof. Dr. Márcio Severino da Silva

Garanhuns

2022

O48e

Oliveira, Brunna dos Santos.

Estudo de viabilidade de migração para o mercado livre de energia: caso do IFPE *campus* Recife / Brunna dos Santos Oliveira ; orientador Márcio Severino da Silva, 2022.

78 f. : 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, 2022.

1. Energia elétrica – Recife - Comercialização. 2. Energia elétrica – Consumo - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco (Campus Recife). 3. Serviços de eletricidade - Custos . I. Título.

CDD 333.7932098134

Riane Melo de Freitas Alves –CRB4/1897

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE
ENERGIA: CASO DO IFPE *CAMPUS* RECIFE**

Trabalho aprovado. Garanhuns, data.

Prof. Dr. Márcio Severino da Silva (orientador)

Prof. Me. José Carlos de Sá Júnior (examinador interno)

Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha Barros (examinador interno)

Prof.^a Ma. Regina Maria de Lima Neta (IFPE *campus* Pesqueira, examinadora
externa)

Eng. Esp. Felipe Gabriel de Carvalho Góis (IFPE, Reitoria, examinador externo)

Garanhuns

2022

Dedico este trabalho aos meus familiares,
em especial aos meus pais, Cirleide Oliveira
e José Marcos, à minha irmã, Bárbara Oliveira
e ao meu sobrinho, Miguel Oliveira.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Instituto Federal de Pernambuco (IFPE) *campus* Recife, pela disponibilização de suas informações de consumo e demanda, essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço ao IFPE *campus* Garanhuns, uma instituição a qual me orgulho de ter feito parte pela excelência e humanidade de todos que a compõem.

Agradeço ao meu orientador, Márcio Silva, por toda a colaboração e orientação durante o período de desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos meus pais, Cirleide Oliveira e José Marcos, que sempre me mostraram que através do estudo conseguimos ir além do que imaginamos, por acreditarem em mim e terem me apoiado desde o início.

Agradeço à minha irmã, Bárbara Oliveira, que foi minha primeira fonte de inspiração acadêmica, profissional e pessoal.

Agradeço aos meus colegas de classe, em especial, Catarina Melo, Luciana Lima, Mariana Xavier, João Victor e, minha dupla desde o início da faculdade, Janderson Pereira, que foram essenciais para que eu chegasse até aqui.

Agradeço ao meu namorado, Gabriel Belém, que sempre acreditou em mim e me motiva a ser uma pessoa melhor todos os dias.

Agradeço a todos os familiares e amigos que, de alguma forma, contribuíram para minha chegada até aqui.

*Coragem não é a ausência do medo,
Mas a decisão de que algo é mais importante que o medo.
O corajoso pode não viver para sempre,
Mas o cauteloso nunca vive plenamente.*

Meg Cabot.

RESUMO

Tendo em vista a importância do estudo prévio da viabilidade econômica relacionada à mudança de ambiente de contratação de energia, o presente trabalho buscou realizar um estudo de caso referente à migração do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), considerando como consumidor o Instituto Federal de Pernambuco (IFPE) *campus* Recife, com objetivo de analisar se a referida mudança é economicamente viável. A metodologia abordada baseou-se no método de *breakeven point*, cuja finalidade é a obtenção do custo da energia no ACL em que os gastos são equivalentes aos gastos no ACR. Diante disso, a geração de dados foi realizada considerando a contratação de energia incentivada com descontos de 50% e 100% na Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), obtendo-se um valor médio de *breakeven point* de R\$502,71/MWh para o caso de desconto de 50%, e de R\$695,53/MWh para o caso de desconto de 100%. Esses valores, quando comparados aos valores de mercado, apresentaram-se consideravelmente favoráveis para a adesão ao ACL, visto que, o maior valor verificado no ACL foi de R\$190,00/MWh para o caso de desconto de 50%, e de R\$326,01/MWh para o caso de desconto de 100%. Além disso, dispendo dos cálculos relativos à economia anual, considerando todos os gastos referente à migração de ambiente, foi constatado que a migração ao ACL traria ao consumidor uma economia total, ao longo de cinco anos, de R\$94.378,17 no caso de desconto de 100%, enquanto que no caso de desconto de 50%, a permanência no ACR apresentou-se como mais vantajosa, com uma economia total de R\$18.283,29, ao longo dos cinco anos. Assim, conclui-se que, para o consumidor considerado, a opção mais vantajosa a longo prazo é a adoção da energia incentivada 100%.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre. Ambiente de Contratação Regulado. Consumidor Especial. Consumidor Livre. Mercado Livre de Energia.

ABSTRACT

Bearing in mind the importance of the previous study of the economic viability related to the change in the energy contracting environment, the present work sought to carry out a case study regarding the migration from the Regulated Contracting Environment (ACR) to the Free Contracting Environment (ACL), considering the Federal Institute of Pernambuco (IFPE) on the Recife campus as a consumer, with the aim of analyzing whether said change is economically viable. The methodology addressed was based on the breakeven point method, whose purpose is to obtain the cost of energy in the ACL in which the expenses are equivalent to the expenses in the ACR. In view of this, data generation was carried out considering the contracting of incentivized energy with discounts of 50% and 100% in the Tariff for the Use of the Distribution System (TUSD), obtaining an average breakeven point value of R\$502,71/MWh for the 50% discount case, and R\$695,53/MWh for the 100% discount case. These values, when compared to market values, were considerably favorable for joining the ACL, since the highest value verified in the ACL was R\$190,00/MWh for the case of a 50% discount, and R\$326,01/MWh for the 100% discount case. In addition, having the calculations related to the annual savings, considering all the expenses related to the migration of environment, it was found that migrating to the ACL would bring the consumer total savings, over five years, of R\$94.378,17 in the case of a 100% discount, while in the case of a 50% discount, staying in the ACR was presented as more advantageous, with a total saving of R\$18.283,29 over the five years. Thus, it is concluded that, for the considered consumer, the most advantageous option is the adoption of 100% incentivized energy.

Keywords: Free Contracting Environment. Regulated Contracting Environment. Special Consumer. Free Consumer. Free Energy Market.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução de Novas Unidades Consumidoras do Mercado Livre no Brasil.	15
Figura 2.1 - Estrutura organizacional do SEB.....	20
Figura 2.2 - Módulos dos Procedimentos de Rede do ONS.....	23
Figura 2.3 - Divisão dos agentes de mercado da CCEE por categoria.	25
Figura 2.4 - Quantidade de agentes de mercado da CCEE atualmente.	25
Figura 2.5 - Principais fontes geradoras e capacidade instalada associada.	27
Figura 2.6 - Mapa referente ao sistema de transmissão com horizonte até 2024.	29
Figura 2.7 - Concessionárias de Distribuição do Brasil.	31
Figura 2.8 - Cálculo do Reajuste Tarifário Anual.....	35
Figura 2.9 - Parcelas e tributos cobrados no valor final da conta de energia elétrica.	35
Figura 2.10 - Divisão de componentes tarifários da TUSD.....	36
Figura 2.11 – Divisão de componentes tarifários da TE.....	37
Figura 2.12 - Formulação da fatura de energia elétrica nos Ambientes de Contratação Regulado e Livre.....	46
Figura 2.13 - Cálculo do montante a ser pago no caso do consumidor subcontratado.	47
Figura 2.14 - Cálculo do montante a ser pago no caso do consumidor sobrecontratado.	47
Figura 2.15 - Exemplos de contratos com vigência única e com diversas vigências.	48
Figura 2.16 - Contratos Sazonalizado e Modulado e seus agentes responsáveis. ...	49
Figura 2.17 - Passos a seguir no processo de migração ao Mercado Livre de Energia.....	50
Figura 3. 1 – Método do Breakeven Point no Mercado Financeiro.....	51
Figura 3.2 - Passo a passo para a construção da planilha automatizada.	57
Figura 3.3 - Evolução dos custos referentes aos encargos setoriais cobrados pela CCEE.	59
Figura 4.1 - Fachada principal do IFPE campus Recife.....	60
Figura 4.2 - Preços da Energia Incentivada 50% e da Energia Convencional no Mercado.	67
Figura 4. 3 - Valores de Energia Incentivada no Mercado e Valores de Ponto de Equilíbrio Calculados.....	68
Figura 4.4 - Valores Finais Mensais no ACR e no ACL 50% e 100% para os anos de 2023 a 2027.	70
Figura 4.5 - Economia Mensal para os casos de migração para o ACL.....	71

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - Valores de demanda contratada para adesão ao Mercado Livre.	32
Quadro 2.2 - Divisão dos grupos e subgrupos tarifários existentes.	39
Quadro 2.3 - Valores das Bandeiras Tarifárias para o ciclo de julho de 2022 a junho de 2023.	41
Quadro 2.4 - Modalidades Tarifárias e suas classificações.	41
Quadro 2.5 - Relação entre o desconto aplicado na TUSD e as fontes de energia associadas.	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Quantitativo de Distribuidoras, UCs e População Atendida por região.	30
Tabela 3.1 - Valores de TUSD e TE para os anos de 2019 a 2022.....	56
Tabela 4.1 - Valores de consumo ativos do IFPE campus Recife.....	61
Tabela 4.2 - Variações entre os valores de tarifas dos anos de 2019 a 2020.....	62
Tabela 4.3 - Projeções futuras da TUSD e da TE para os anos de 2023 a 2027.....	62
Tabela 4.4 - Valores médios mensais de TE e TUSD dos anos de 2023 a 2027.....	63
Tabela 4.5 - Valores mensais de ICMS e PIS/COFINS no ACR.	63
Tabela 4.6 - Valores mensais dos encargos devidos à CCEE no ACL.	64
Tabela 4.7 - Valores médios mensais de TUSD com abatimentos de 50% e 100%.	65
Tabela 4.8 - Montantes médios mensais pagos no ACR e no ACL nos anos de 2023 a 2027.	65
Tabela 4.9 - Valores de Breakeven Point para os descontos de 50% e 100% na TUSD.	65
Tabela 4.10 - Valores finais médios de Breakeven Point para os descontos de 50% e 100% na TUSD.	66
Tabela 4.11 - Custos Médios da Implementação do SMF de acordo com o nível de tensão.	69

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Motivação	16
1.2 Objetivos	17
1.3 Justificativa do Trabalho	17
1.4 Estrutura do Texto	18
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1 Arranjo do Setor Elétrico Brasileiro	19
2.1.1 Agentes Institucionais	19
2.1.1.1 CNPE	20
2.1.1.2 MME	21
2.1.1.3 EPE	21
2.1.1.4 CMSE	22
2.1.1.5 ANEEL	22
2.1.1.6 ONS	23
2.1.1.7 CCEE	24
2.1.2 Agentes Econômicos	25
2.1.2.1 Agentes de Geração	26
2.1.2.2 Agentes de Transmissão	28
2.1.2.3 Agentes de Distribuição	29
2.1.2.4 Agentes de Comercialização	31
2.1.2.5 Consumidores	31
2.2 Sistema Tarifário Brasileiro	33
2.2.1 TE e TUSD	35
2.2.1.1 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	36
2.2.1.2 Tarifa de Energia	37
2.2.2 Tributos	38
2.2.3 Postos Tarifários	38
2.2.4 Grupos Tarifários	39
2.2.5 Bandeiras Tarifárias	40
2.2.6 Modalidades Tarifárias	41
2.3 Mercado de Energia Elétrica Brasileiro	43

2.3.1 Tipos de energia	43
2.3.2 Tipos de contrato	44
2.3.3 Ambiente de Contratação Regulado	45
2.3.4 Ambiente de Contratação Livre	46
2.3.4.1 Preço de Liquidação das Diferenças e Mercado de Curto Prazo	47
2.3.4.2 Contratos no ACL	48
2.3.4.3 Como aderir ao Mercado Livre de Energia	49
3 METODOLOGIA	51
3.1 Planilha Automatizada	55
4 RESULTADOS E ANÁLISES	60
4.1 Perfil do Consumidor	60
4.2 Estudo de Caso	61
4.2.1 Preços no Mercado Livre de Energia	67
4.2.2 Custos do Sistema de Medição de Faturamento	68
4.2.3 Custo de Adesão à CCEE	69
4.2.4 Economia pela Migração ao ACL	70
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
REFERÊNCIAS	75

1 INTRODUÇÃO

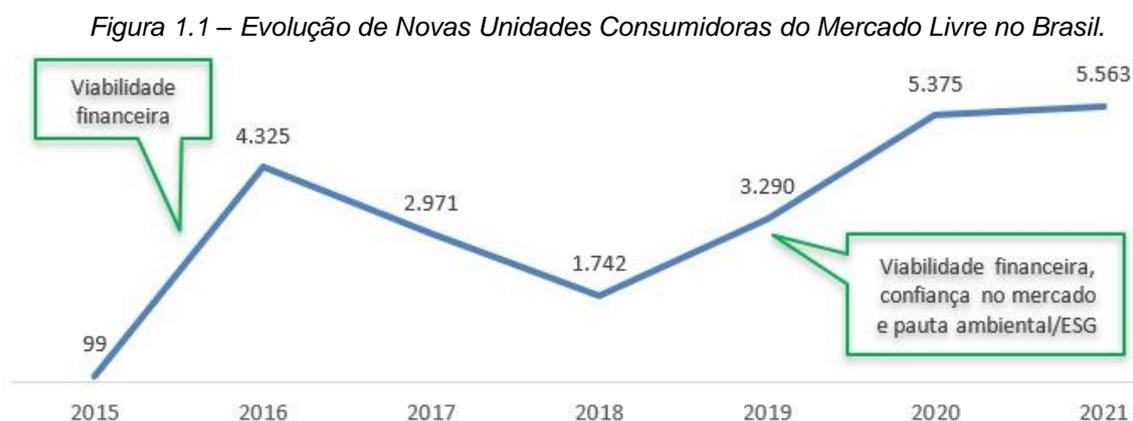
O crescimento populacional associado à ampliação da evolução tecnológica se destaca como principal motivo no aumento do consumo de energia no Brasil. Segundo a EPE (2022), apenas nas residências, estima-se um registro de crescimento de 1,4% ao ano entre 2021 e 2031, resultado devido à evolução da renda familiar do país, à expansão do crédito financeiro no que se refere à compra de equipamentos, à redução do desemprego, ao avanço no número de domicílios e da malha de combustíveis, e à implementação de tecnologias nas residências.

Diante desse cenário, a demanda pela geração de energia através da principal fonte de energia, a hidrelétrica, cresce gradativamente no Brasil, principalmente pelos consumidores presentes no ambiente regulado. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) para 2031, a dependência dessa fonte sofrerá uma diminuição, contudo, a maioria dos consumidores ainda serão dependentes desse tipo de geração. Associado a isso, em determinados períodos do ano, há a incidência de crises hídricas, as quais causam um aumento nas contas de energia dos consumidores devido ao sistema de bandeiras tarifárias, responsável pela sinalização das condições de geração de energia hidrelétrica e pela cobrança de valores adicionais nas faturas dos consumidores. Nesse contexto, é cada vez mais urgente a procura por alternativas que visem a redução dos custos com energia elétrica, principalmente por consumidores com grandes blocos de carga.

No Brasil, existem dois tipos de ambiente de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR refere-se ao ambiente no qual as condições de fornecimento, incluindo as tarifas pelo consumo de energia são estabelecidas pela Agência Nacional Energia Elétrica (ANEEL), não havendo possibilidade de negociação entre consumidor e seu fornecedor. Já o ACL refere-se ao ambiente em que são estabelecidas as relações de compra e venda de energia, livremente negociadas entre o consumidor e o(s) fornecedor(es). Apesar desse tipo de consumidor continuar recebendo cobrança no que se refere aos custos de transporte de energia, ou seja, o uso dos sistemas de distribuição e transmissão, e encargos setoriais, ele está isento de pagar tarifas predeterminadas aplicadas ao consumo de energia, incluindo o sistema de bandeiras tarifárias (ABRACEEL, 2020).

O Mercado Livre de Energia, onde são estabelecidos os acordos do ACL, possui dois tipos de fontes de energia: as fontes convencionais e as fontes incentivadas. Caso o consumidor se enquadre nas restrições estabelecidas e opte pela compra de energia de fontes incentivadas, ele contribui com o desenvolvimento de fontes renováveis e, conseqüentemente, com a redução do preço das tarifas de uso, valendo tanto para geradoras como para a energia comercializada, beneficiando os consumidores de ambos os ambientes.

Diante do exposto, o ACL surge como uma opção economicamente viável para consumidores que desejam reduzir os custos com energia elétrica. Em agosto de 2022, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão responsável pelo registro das relações de compra e venda de energia, contabilizou a marca de 10.585 agentes consumidores, totalizando um aumento de cerca de 6,6% em comparação com o mês de dezembro de 2021. A energia advinda do Mercado Livre de Energia, atualmente, corresponde a 35% do consumo do país e, em agosto de 2022 foram registradas 29.390 unidades consumidoras (UCs), o que corresponde a um aumento de 10% em relação a dezembro de 2021 (CCEE, 2022a). O crescimento do registro de novas UCs é apresentado na Figura 1.1.



Fonte: CCEE (2022a).

A Figura 1.1 também aponta fatores que justificam o aumento de adesão ao ACL. Além da viabilidade financeira, outras questões como a confiança no mercado e o fator de pautas ambientais, associado à utilização de fontes renováveis, tornam esse tipo de negociação mais atrativa e recorrente no país. Porém, a entrada no ACL envolve mais do que um simples contrato. É necessária a averiguação das condições de consumo de energia e o estudo de viabilidade econômica para, em seguida, apontar se, de fato, é vantajosa a migração do ambiente regulado para o ambiente

livre. A migração também envolve custos para a adequação ao ACL, e, por isso, é recomendado que o estudo seja realizado por uma equipe técnica especializada, aderente à CCEE, que irá representar o consumidor no quesito referente à gestão energética.

1.1 Motivação

Diante do exposto, cabe ressaltar a importância de uma análise econômica prévia do tipo de perfil do consumidor que deseja adentrar ao Mercado Livre de Energia, levando em consideração a comparação de custos no ACR e no ACL. Em caso de não realização da referida análise, o consumidor pode sofrer consequências em relação à mudança de ambiente em decorrência da falta de planejamento e de compatibilidade com particularidades inerentes ao perfil do consumidor livre.

Uma das questões pertinentes à análise da migração, além do tipo de energia a ser escolhida, refere-se aos tipos de contratos, que podem ser de curto ou longo prazo. No Brasil, os contratos de curto prazo são estabelecidos no intervalo de período de um a doze meses e são influenciados principalmente pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o qual, por sua vez, reflete a situação de oferta e demanda no prazo estabelecido. Quanto menor for o prazo escolhido para contratação, maior será a influência do PLD nos gastos do consumidor livre. Já no caso dos contratos de longo prazo, estabelecidos em um período de até cinco anos, apesar da maior segurança em relação à influência do PLD, o consumidor fica sujeito à influência do Custo Marginal de Operação (CMO), que se refere ao preço para se produzir a próxima quantidade de energia, em MWh, demandada pelo sistema, sendo estabelecido para cada submercado, semana e período de comercialização; e à expectativa de evolução dos preços da tarifa no ambiente regulado (MEGAWHAT, acesso em 2022).

Nesse sentido, cabe avaliar todos esses índices relacionados à adesão ao ACL para não haver prejuízos econômicos e irreversíveis. Após os estudos, caso o consumidor esteja apto a adentrar ao Mercado Livre de Energia, ele irá dispor de benefícios, os quais, segundo a ABRACEEL (2020), são:

- Poder de Escolha: o consumidor é responsável pelas decisões de compra de energia, de escolha da fonte desejada, do período de contratação e outras eventuais flexibilidades e necessidades;

- Competitividade: a concorrência entre geradoras de energia promove a diminuição de preços e aumento da eficiência energética;
- Flexibilidade: a contratação pode ser realizada de diversas formas, seja em contratos de longo prazo, contratos de curto prazo ou ambos, aumentando a flexibilidade de escolha de preços e/ou montantes de energia diferentes;
- Previsibilidade: dentro do ACL, o consumidor tem a capacidade de prever os custos de energia, diferentemente do que ocorre no ACR com relação aos reajustes tarifários, os quais não serão percebidos pelo consumidor inserido no ACL devido à definição prévia de preços.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho concerne ao estudo de caso voltado à análise da viabilidade econômica de migração do Ambiente Regulado para o Ambiente Livre, tendo como consumidor alvo o Instituto Federal de Pernambuco (IFPE) *campus* Recife. Serão considerados os dados das faturas de energia elétrica disponibilizada pelo *campus* e, em seguida, será realizado o estudo através do método de *breakeven point* ou ponto de equilíbrio, que visa apontar o preço da energia no qual os custos no ACR e no ACL se igualam. Como objetivos específicos destacam-se:

- Analisar o perfil energético do consumidor em questão, dispondo dos faturamentos das contas de energia elétrica dos últimos meses;
- Elaborar uma planilha automatizada para análise de migração do consumidor para o ACL no horizonte de cinco anos, ou seja, a longo prazo;
- Determinar se haverá o aumento ou a diminuição de custos com a energia elétrica, levando em consideração os valores finais verificados para os ambientes e demais gastos, principalmente relacionados ao ACL.

1.3 Justificativa do Trabalho

Dentro da literatura, são encontrados estudos com o mesmo objetivo abordado neste trabalho, realizados com diversos consumidores. Com isso, o presente estudo tem o intuito de preencher a lacuna, até então existente, sobre a realização dessa análise financeira levando em consideração uma instituição de ensino com uma

projeção de gastos no ACL dentro de um período de cinco anos. Frente a isso, surge a importância de avaliar possibilidades no que se refere à redução de gastos de uma Instituição Federal de grande porte, visando o investimento dessa economia em outros setores essenciais.

1.4 Estrutura do Texto

O trabalho está dividido, conforme os capítulos a seguir:

- Capítulo 1: Introdução.
- Capítulo 2: Fundamentação teórica:
 - Serão abordados os conceitos principais e fundamentais que foram utilizados para o entendimento do tema abordado, como tipos de consumidores, tipos de energia disponíveis para contratação, contratos existentes no mercado, agentes principais, entre outros temas.
- Capítulo 3: Metodologia:
 - Serão tratados os cálculos tarifários inerentes ao método de *breakeven point*, e também a metodologia utilizada na confecção da planilha automatizada.
- Capítulo 4: Resultados e Análises:
 - Serão discutidos os resultados decorrentes da aplicação do método citado e comparações de preços entre os dois ambientes;
 - Será realizada uma comparação dos pontos de equilíbrio obtidos com os preços de energia praticados no mercado.
- Capítulo 5: Considerações Finais:
 - Será apresentada a conclusão final acerca dos resultados e sugestões de trabalho futuros para aprimoramento do estudo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esta seção trata do referencial teórico necessário para o entendimento do trabalho proposto. Serão apresentados os aspectos ligados ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e todos os agentes que o compõem e são essenciais para o seu funcionamento. O objetivo deste tópico é a compreensão do que será tratado e utilizado na metodologia e na análise dos resultados, principalmente, no que se refere à adesão ao Mercado Livre de Energia.

2.1 Arranjo do Setor Elétrico Brasileiro

O SEB é composto por diversos agentes que atuam de acordo com suas atribuições, compondo uma rede de atuação complementar, que atua de forma a buscar a melhoria e o aperfeiçoamento de seu funcionamento. Nesse sentido, de modo geral, os agentes são classificados em dois tipos: os agentes institucionais e os agentes econômicos setoriais. De acordo com Tolmasquim (2015), os agentes institucionais relacionam-se com as atividades de cunho político, regulatório, fiscalizatório, de planejamento e viabilização do funcionamento setorial. Já os agentes econômicos atuam com o objetivo de conceder, permitir ou autorizar a exploração de atividades econômicas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Os referidos agentes serão melhor apresentados a seguir.

2.1.1 Agentes Institucionais

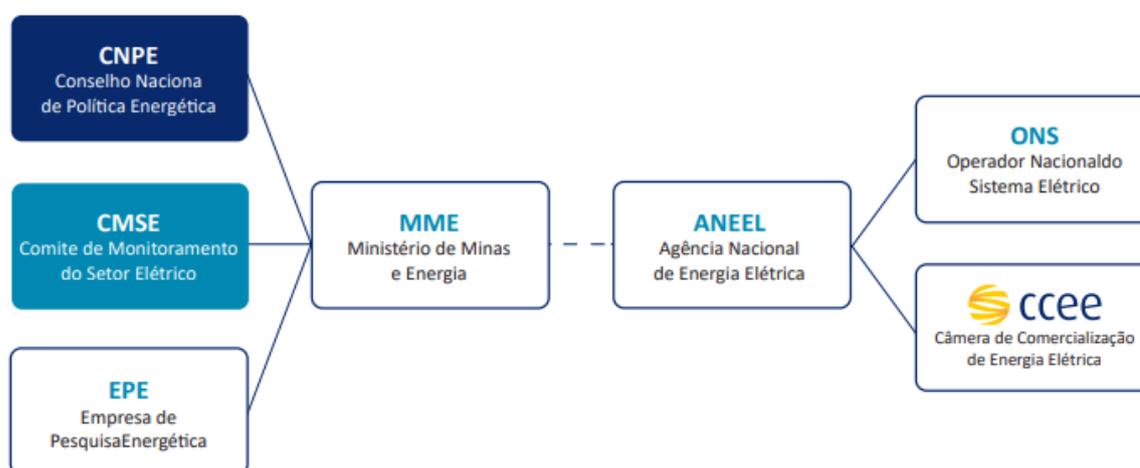
No cenário atual, o SEB congrega sete agentes institucionais, com funções distintas, particulares e bem definidas. Segundo Tomalsquim (2015), esses agentes podem ser agrupados de acordo com três classificações:

- Agentes que realizam atividades relacionadas ao governo;
- Agentes que realizam atividades de cunho regulatório;
- Agentes de esfera privada que realizam atividades especiais.

Os agentes que realizam as atividades de governo são o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME), o qual, por

sua vez, é auxiliado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). No que se refere às atividades regulatórias, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão responsável pelas questões de fiscalização e regulação no SEB. Na última classificação, mas não menos relevante, estão presentes as atividades de operação e contabilidade de energia elétrica, as quais são desempenhadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), respectivamente. É possível observar, na Figura 2.1, a esquematização do encadeamento entre os agentes mencionados anteriormente.

Figura 2.1 - Estrutura organizacional do SEB.



Fonte: CCEE (2021).

De forma breve, serão apresentados, a seguir, os agentes institucionais e suas principais atribuições.

2.1.1.1 CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão governamental vinculado à Presidência da República e regido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. Foi criado pela Lei nº 9.478/1997 e regulamentado pelo Decreto nº 3.520/2000, tendo como principal atribuição a proposição de diretrizes e políticas ligadas ao setor energético brasileiro. O CNPE também se encarrega em apontar medidas específicas no que diz respeito ao aproveitamento racional dos recursos energéticos brasileiros; em assegurar os insumos energéticos às áreas mais remotas e/ou de difícil acesso; em rever periodicamente as matrizes energéticas do país; em

estabelecer diretrizes para exportação e importação de modo a atender o consumo interno de petróleo e seus derivados; dentre outras atribuições (TOLMASQUIM, 2015).

2.1.1.2 MME

O Ministério de Minas e Energia (MME), por sua vez, tem como atribuição a formulação e implantação das políticas e diretrizes propostas pelo CNPE. Sua criação ocorreu pela Lei nº 3.782/1960, sendo, até então, competência do Ministério da Agricultura tratar das questões relacionadas a Minas e Energia. Em 1990, o MME foi extinto e substituído pelo Ministério da Infraestrutura, segundo a Lei nº 8.028. Até que, em 1992, ele foi restituído conforme a Lei nº 8.422 e, atualmente, é vinculado à Presidência da República. Dentre as principais competências desse agente estão as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidrelétrica; mineração e metalurgia; e petróleo, combustível e energia elétrica (TOLMASQUIM, 2015).

Com o Novo Modelo do Setor Elétrico, implementado em março de 2004 pela Lei nº 10.848, foram atribuídas novas competências ao MME, sejam elas o estabelecimento de diretrizes para os leilões de energia, a celebração dos contratos de concessão e o estabelecimento das garantias físicas dos empreendimentos (TOLMASQUIM, 2015).

2.1.1.3 EPE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma empresa pública federal a qual foi criada por meio da Lei nº 10.847, em março de 2004, sendo efetivada por um Decreto ocorrido em agosto de 2004. Sua principal atribuição é a prestação de serviços ao MME no que diz respeito a estudos e pesquisas de forma a subsidiar o planejamento energético, englobando, nessa área, energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados e biocombustíveis (EPE, acesso em 2022). Para além disso, o planejamento energético envolve estudos de longo prazo, com o intuito de planejar a expansão do sistema de geração e transmissão. Dentre os estudos realizados estão o Plano Decenal de Energia (PDE), o Plano Nacional de Energia (PNE), o Balanço

Energético Nacional (BEN), o Programa Nacional de Expansão de Transmissão (PET), além de resenhas e boletins mensais de mercado (TOLMASQUIM, 2015).

2.1.1.4 CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado em 2004 pela Lei nº 10.848 e efetivado no mesmo ano pelo Decreto nº 5.175. Como principal atribuição desse agente destaca-se o monitoramento da continuidade e da segurança do suprimento eletroenergético do país. Para isso, o CMSE acompanha 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. Quando identificada uma situação de risco, o CMSE deve trabalhar de forma a elaborar propostas de ajuste para a garantia do abastecimento dos suprimentos eletroenergéticos e, em seguida, encaminhá-las ao CNPE. Esse agente é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia (TOLMASQUIM, 2015).

2.1.1.5 ANEEL

Como órgão principal das atividades regulatórias do SEB encontra-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada em 1996 pela Lei nº 9.427 e Decreto nº 2.335 de 1997, e vinculada ao MME. O intuito principal desse órgão é a regulação e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia conforme diretrizes e políticas do Governo Federal. Dentre outras atribuições importantes competentes a esse órgão destacam-se:

- I. implementação de políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos;¹
- II. promoção, mediante delegação, dos procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para os serviços de energia;²

¹ Estabelecido pela Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995.

² Redação dada pela Lei nº 10.848 de 2004.

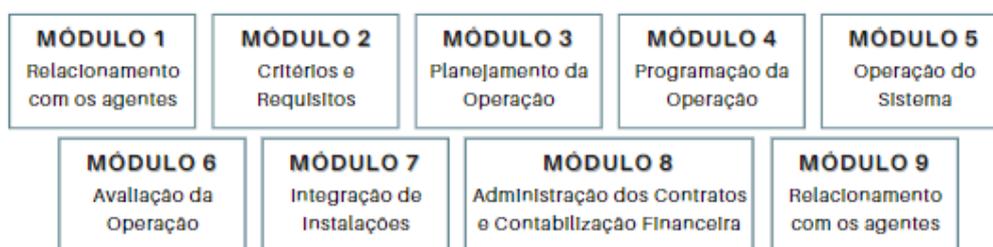
- III. estabelecimento de tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e às permissionárias de distribuição;³
- IV. gerência dos contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, bem como fiscalização desses serviços.⁴

A ANEEL é considerada uma agência reguladora independente, ou seja, não existe submissão hierárquica a órgãos superiores. Isso ocorre devido ao fato de seus líderes terem estabilidade funcional e mandato fixo, havendo autonomia de gestão e decisões independentes, sem necessidade de condução pelo MME (TOLMASQUIM, 2015).

2.1.1.6 ONS

A operacionalização do Sistema Interligado Nacional (SIN) é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), criado em 1998 pela Lei nº 9.648 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081 de 2004, o qual se configura como uma pessoa jurídica de direito privado e sem fins lucrativos. Nesse mesmo ano, sua atuação passou a ser autorizada pelo Poder Concedente e regulada e fiscalizada pela ANEEL (TOLMASQUIM, 2015). As atividades de controle e operação do SIN ocorrem de acordo com regras pré-estabelecidas, denominadas Procedimentos de Rede. Esses procedimentos são divididos, atualmente, em nove módulos bem definidos de acordo com o exposto na Figura 2.2.

Figura 2.2 - Módulos dos Procedimentos de Rede do ONS.



Fonte: Adaptado de ONS (2022a).

Como forma de garantir a segurança do suprimento contínuo de energia em todos países, o ONS desenvolve uma série de medidas com os seguintes objetivos:

³ Redação dada pela Lei nº 13.360 de 2016.

⁴ Redação dada pela Lei nº 10.848 de 2004.

- I. promover a otimização da operação do sistema eletroenergético intencionando menores custos ao sistema, obedecendo aos Procedimentos de Rede;
- II. garantir o acesso à rede de transmissão por parte de todos os agentes do SEB;
- III. garantir a expansão do SIN visando menores custos e melhores condições operacionais no futuro (ONS, 2022b).

2.1.1.7 CCEE

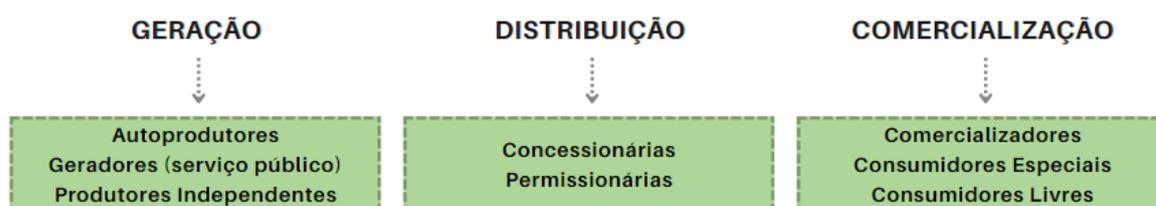
A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi definida pela Medida Provisória nº 144/2003, convertida na Lei nº 10.848/2004, e se configura como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, a qual, assim como o ONS, é autorizada pelo Poder Concedente, sob fiscalização e regulação da ANEEL. O principal objetivo desse agente são as ações de compra e venda no mercado de energia elétrica. Anteriormente, essas ações eram realizadas pela chamada Administradora dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE), a qual foi extinta em 2002, repassando as responsabilidades de contratação de energia ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), que por sua vez, era gerido pelo ASMAE. Com a necessidade de medidas regulatórias suficientes para conquistar a confiança do mercado, foi criada a CCEE (TOLMASQUIM, 2015).

A comercialização de energia elétrica no SIN é responsabilidade da CCEE, que atua tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), além de promover leilões por delegação da ANEEL, e administrar os Contratos de Compra e Venda e Energia. Além destas, algumas outras atribuições competentes à CCEE são:

- I. Registrar os montantes de potência e energia de contratos no ACL;
- II. Promover medição e registro de dados de compra e venda e outros dados relacionados aos serviços de energia elétrica;
- III. Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) por submercado no Mercado de Curto Prazo (MCP);
- IV. Contabilizar os montantes de energia comercializados e a liquidação financeira dos valores de compra e venda de energia elétrica decorrentes do MCP.

De acordo com a CCEE (2022b), os agentes que a compõem estão divididos em três categorias: geração, distribuição e comercialização. Na Figura 2.3 é apresentada a divisão detalhada desses agentes segundo as categorias mencionadas.

Figura 2.3 - Divisão dos agentes de mercado da CCEE por categoria.



Fonte: Adaptado de CCEE (2022b).

Atualmente, a quantidade dos agentes explicitados anteriormente apresenta-se conforme dados do gráfico da Figura 2.4.

Figura 2.4 - Quantidade de agentes de mercado da CCEE atualmente.



Fonte: CCEE (2022b).

A partir dela, é possível observar que a categoria de comercialização se configura como a maior nos dias atuais, com um total de 11.193 agentes, tendo o consumidor especial como a subcategoria mais significativa, exibindo um total de 9.381 agentes.

2.1.2 Agentes Econômicos

Os agentes econômicos, também conhecidos como agentes setoriais, são aqueles que detêm permissão, concessão e autorização para desempenhar serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além de estarem inclusos os próprios consumidores. Os serviços de geração desempenham as atividades de produção de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas,

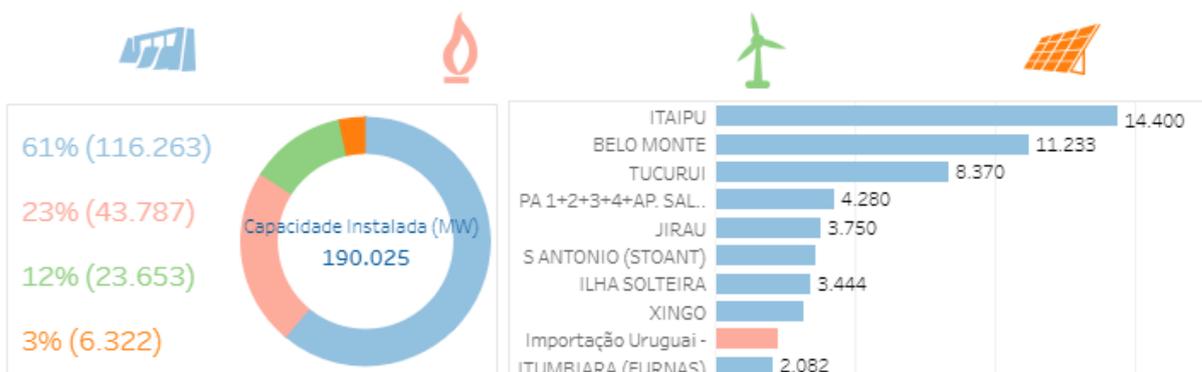
termelétricas, eólicas, fotovoltaicas, dentre outras. Os serviços de transmissão realizam a passagem da energia elétrica das usinas geradoras até os grandes centros consumidores. Já os serviços de distribuição repartem e distribuem a energia elétrica aos consumidores finais. Há ainda os serviços de comercialização, os quais não detêm equipamentos ou usinas físicas, mas realizam a compra e venda de energia por meio de contratos e conforme a regulamentação especificada.

Os agentes de transmissão e distribuição pertencem a mercados em que a competição é desfavorável à eficiência energética e, por isso, seus serviços são monopólios naturais. Devido a isso, é economicamente inviável que haja a competição entre duas distribuidoras na mesma área de concessão, por exemplo, devido às consequências impactarem diretamente os consumidores, como o aumento no valor das tarifas. Já os setores de geração e comercialização são ambientes em que a competição é algo economicamente viável para todos os agentes envolvidos, é devido a isso, inclusive, que o âmbito regulatório detém menos influência nesses setores. A seguir, serão melhor apresentados os agentes de cada serviço econômico ligado ao SEB.

2.1.2.1 Agentes de Geração

A geração ou produção de energia consiste na transformação de um tipo de energia, advinda de uma fonte primária, em energia elétrica. Existem diversas fontes primárias de energia, dentre as quais destacam-se água, gás natural, biomassa, vento, sol, carvão mineral e petróleo. De acordo com a CCEE (2022c), existem 4 (quatro) principais fontes de energia gerando no país: (1) hidráulica, (2) térmica, (3) eólica e (4) solar fotovoltaica. A Figura 2.5 apresenta como essas fontes de energia estão distribuídas em termos de percentual de geração em 2022, sendo a fonte (1) representada pela cor azul, a fonte (2) pela cor rosa, a fonte (3) pela cor verde e a (4) pela cor laranja. Ao observar o gráfico referente à capacidade instalada, é perceptível o domínio da fonte hidráulica como principal fonte geradora no Brasil, apresentando 61% da capacidade total do país, ou seja, 116.263 MW de potência gerada. Além disso, é possível observar quais são as principais geradoras do país, dentre as quais, destacam-se as usinas de Itaipu, Belo Monte e Tucuruí, com 14.400 MW, 11.233 MW e 8.370 MW instalados, respectivamente.

Figura 2.5 - Principais fontes geradoras e capacidade instalada associada.



Fonte: CCEE (2022c).

Esse setor é subdividido em três categorias de regimes jurídicos: geradores de serviço público, autoprodutores e produtores independentes, os quais são definidos por:

- Gerador (serviço público): aquele que tem concessão para exploração de ativo visando a geração de energia a título de serviço público. Os objetos de concessão são, mediante licitação, o aproveitamento de potenciais hidráulicos e as usinas termelétricas destinadas à prestação de serviço público, com potências superiores a 1 MW e 5 MW, respectivamente.
- Autoprodutor: pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que tem concessão para produzir energia visando seu próprio consumo, podendo, ainda, comercializar a energia excedente mediante autorização da agência reguladora. A concessão de uso de bem público ocorre quando a implantação de usina termelétrica possui potência superior a 5 MW e quando o aproveitamento de potencial hidráulico possui potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 10 MW.⁵
- Produtor Independente: pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que tem autorização do Poder Concedente para produção de energia e posterior comercialização de forma independente. A concessão de uso de bem público deve ocorrer para implantação de usinas termelétricas com potência acima de 5 MW e aproveitamento de potencial hidráulico com potência superior a 1 MW.⁶

⁵ Descrições estabelecidas pelo Decreto nº 2003 de 10 de setembro de 1996.

⁶ Descrições estabelecidas pelo Decreto nº 2003 de 10 de setembro de 1996.

É válido ressaltar que os agentes geradores não possuem autonomia em despacho de geração de energia. Para isso, é necessário o ONS realizar os estudos necessários de acordo com a necessidade de operação do SIN. Caso seja necessário o despacho de uma usina, por exemplo, independentemente dos contratos firmados, essa operação deverá ser realizada conforme instruções do ONS, ocorrendo da mesma forma para a continuidade de geração, devendo, nessa situação, estar à disposição do sistema. De forma semelhante, a Integração de Instalações de Geração ao SIN deve ser realizada de acordo com regras pré-estabelecidas para tal, seguindo, neste caso, a Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013 e o submódulo 7.13 dos Procedimentos de Rede da ONS (ONS, 2022c).

2.1.2.2 Agentes de Transmissão

O setor de transmissão é responsável pela interligação entre os centros de geração e as centrais de distribuição. Assim, os agentes de transmissão correspondem às empresas responsáveis pelos serviços de implantação e operação da rede que interliga esses dois setores, da geração à distribuição. Como mencionado, esse setor se caracteriza como um monopólio natural, ou seja, é fortemente regulado pelos órgãos responsáveis.

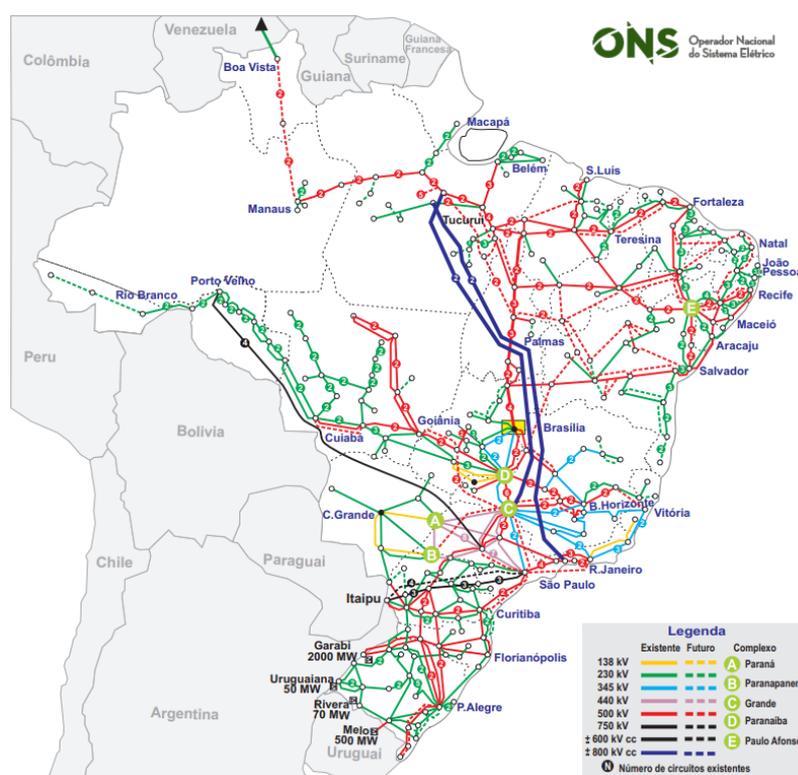
A ANEEL, em nome do Poder Concedente, é responsável por firmar os contratos de concessão de serviço público dos agentes concessionários com o Estado, além da responsabilidade de fiscalizar a execução do que foi firmado. As Tarifas do Uso do Sistema de Transmissão (TUST) são revisadas anualmente, no mesmo período de ajuste da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão. A RAP é contratada com o intuito de disponibilizar ativos à rede básica, sendo custeada através dos encargos pagos pelos usuários. Assim, a Receita recebida pela transmissora pode ser abaixo ou acima da RAP, situação dependente da entrada ou saída de usuários do sistema de transmissão (TOLMASQUIM, 2015).

No que concerne à entrada de novas instalações de serviços de transmissão, de igual modo à geração, existem regras pré-estabelecidas que devem servir como guia para seu desenvolvimento. Os documentos que regem essa integração são o

Módulo 3 de Regras de Transmissão, da ANEEL, e o Submódulo 7.15 de Procedimentos de Rede, do ONS (ONS, 2022d).

Como uma noção geral da extensa malha de transmissão do SIN, na Figura 2.6 é apresentado o mapa do sistema de transmissão no horizonte até 2024, sendo as linhas contínuas correspondentes às existentes e as linhas pontilhadas à previsão de construção até o ano citado.

Figura 2.6 - Mapa referente ao sistema de transmissão com horizonte até 2024.



Fonte: ONS (2022e).

2.1.2.3 Agentes de Distribuição

O sistema de distribuição é responsável pela entrega do produto energia elétrica, advindo do setor de transmissão, aos consumidores finais, sejam estes residenciais, comerciais ou industriais. Sua operação é dividida em três estruturas principais: subtransmissão, rede primária e rede secundária. Como mencionado, assim como o sistema de transmissão, os serviços de distribuição são rigidamente regulados pelos órgãos responsáveis. Nesse sentido, as distribuidoras firmam contratos, através do Poder Concedente, representado pela ANEEL, nos quais estão

presentes regras relacionadas à tarifação, regularidade, continuidade, qualidade e penalidades atribuídas aos serviços de distribuição. Os principais instrumentos que regulam esse setor são: Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST); Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET); e Resolução Normativa nº 1000/2021.

No que diz respeito ao serviço público, as concessionárias recebem remuneração através de tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso do sistema de distribuição. Como obrigação legal, as distribuidoras devem permitir o livre acesso à sua rede de agentes, recebendo pelos usuários o encargo baseado na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

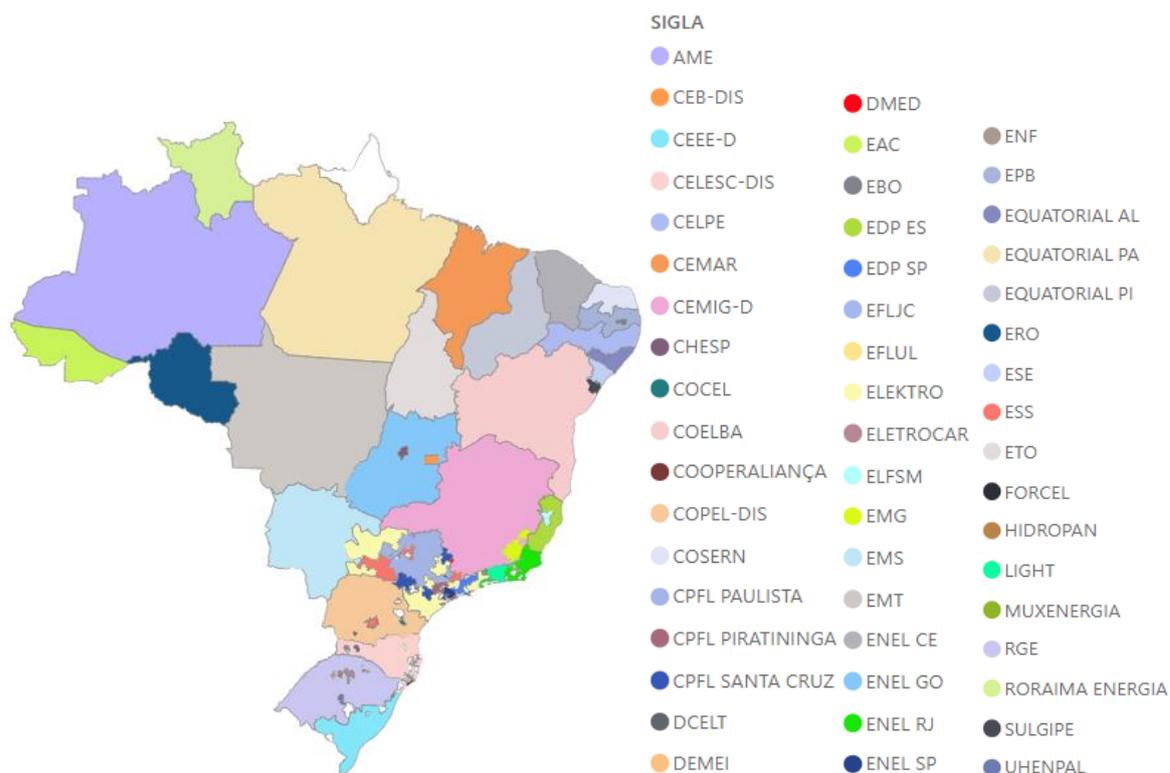
A operação do sistema de distribuição é realizada por região, existindo atualmente 57 distribuidoras espalhadas pelo país. Na Tabela 2.1, é apresentado o quantitativo de distribuidoras, unidades consumidoras (UCs) e população atendida por região no Brasil. Já na Figura 2.7 é ilustrado o mapa referente às distribuidoras do país.

Tabela 2.1 - Quantitativo de Distribuidoras, UCs e População Atendida por região.

Região	Número de UCs	População Atendida	Qtde de Distribuidoras
SUDESTE	40.426.989	88.081.766	30
NORDESTE	23.123.291	56.760.776	12
SUL	13.798.562	29.532.831	51
NORTE	5.617.100	18.182.471	7
CENTRO-OESTE	6.985.937	15.931.003	5
Total	89.951.879	208.488.847	105

Fonte: ANEEL (2022a).

Figura 2.7 - Concessionárias de Distribuição do Brasil.



Fonte: ANEEL (2022a).

2.1.2.4 Agentes de Comercialização

Os agentes de comercialização configuram-se como responsáveis pela compra e venda de energia elétrica na CCEE. Nesse sentido, esses agentes se encontram no intermédio entre os setores de geração e consumo de forma a minimizar os custos pertinentes à regulação nos demais setores do SEB. Os comercializadores têm sua atuação tanto no ACR, como vendedores, como também no ACL, operando em compra e venda. As operações de compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador, dependem de autorização da ANEEL.⁷

2.1.2.5 Consumidores

Os consumidores compõem o destino final da etapa de energia elétrica do SEB. Segundo a Resolução Normativa nº 1000/2021, consumidor é a pessoa física ou

⁷ Estabelecido pela Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998.

jurídica que solicita serviço junto às distribuidoras, firmando contratos e seguindo as regras estabelecidas referente à sua unidade consumidora. Esse agente pode ser dividido em quatro classificações: consumidor cativo, consumidor livre, consumidor potencialmente livre e consumidor especial. As principais características de cada tipo de consumidor são descritas a seguir.

- **Consumidor Cativo:** se caracteriza como aquele que firma contratos de adesão, dentro do ACR, junto ao fornecedor de energia da região na qual está localizada a unidade consumidora. Esse tipo de consumidor, por estar incluso no ambiente regulado, tem suas relações estritamente reguladas de acordo com a REN nº 1000/2021, a qual, inclusive, leva em consideração a análise de sugestões trazidas por consumidores e distribuidoras e geradoras, além das contribuições em audiências públicas.
- **Consumidor Livre:** se caracteriza como aquele que é atendido em qualquer tensão, conforme as condições estabelecidas na Lei nº 9.074/1995.⁸ Apesar de não estar inserido no ACR, mas sim no ACL, esse consumidor tem o direito ao acesso do sistema de transmissão e distribuição de concessionária e permissionária de serviço público, mediante pagamento dos custos envolvidos no transporte de energia, conforme estabelecido pelo Poder Concedente.⁹ A adesão ao Mercado Livre de Energia dependerá do valor da demanda contratada pelo consumidor. Nessa circunstância, no Quadro 2.1 estão dispostos os valores de demanda contratada, no atual e no próximo ano, pelo consumidor que pode ou poderá aderir ao ACL.

Quadro 2.1 - Valores de demanda contratada para adesão ao Mercado Livre.

Data de vigência	Valor de Demanda Contratada
1º de janeiro de 2022	Igual ou superior a 1000 kW
1º de janeiro de 2023	Igual ou superior a 500 kW

Fonte: Adaptado de Resolução Normativa nº 1000/2021.

Segundo a Portaria Normativa nº 50 de 27 de setembro de 2022, os consumidores classificados como Grupo A poderão comprar energia elétrica a qualquer concessionária, permissionária ou autorizado do SIN. Em

⁸ Definição estabelecida na Resolução Normativa nº 1000 de 7 de dezembro de 2021.

⁹ Estabelecido pela Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995.

complemento, consumidores com carga inferior a 500 kW, que se enquadram na descrição anterior, serão representados por agente varejista perante a CCEE, abrindo, dessa forma, mais uma oportunidade de adesão ao ACL. Ademais, a Portaria nº 465 de 12 de dezembro de 2019 estabelece que a ANEEL deve apresentar estudos de abertura do mercado livre para consumidores com demanda inferior a 500 kW, com o estabelecimento de um cronograma de abertura até 1º de janeiro de 2024. Diante disso, a perspectiva de abrangência de novos consumidores para o ACL já é uma realidade e tende a acontecer cada vez mais rápido.

- Consumidor potencialmente livre: se caracteriza como aquele que está de acordo com os critérios para adesão ao Mercado Livre, mas o atendimento à sua unidade se dá de forma regulada.¹⁰ Os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) decorrentes de leilões de empreendimento existente devem prever a opção de redução do montante contratado por consumidores potencialmente livres, sendo essa redução permanente.¹¹
- Consumidor Especial: caracteriza-se como consumidor livre ou um conjunto de consumidores livres agregados pela comunhão de interesses de fato ou de direito, com carga maior que 500 kW¹², além da forma de aquisição de energia ter ocorrido através de empreendimentos de potência igual ou inferior a 5 MW e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada seja menor ou igual a 50 MW.¹³

2.2 Sistema Tarifário Brasileiro

A construção do sistema tarifário brasileiro, assim como todo sistema de distribuição de produtos, é formulada a partir de custos associados à garantia da qualidade e transmissão de energia, considerando o mínimo de perdas possível. Nesse sentido, são atribuídos os custos desde a geração até a distribuição de energia elétrica aos consumidores de baixa tensão. Assim, o preço da energia é calculado de

¹⁰ Definição estabelecida na Resolução Normativa nº 1000 de 7 de dezembro de 2021.

¹¹ Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

¹² Definição estabelecida na Resolução Normativa nº 1000 de 7 de dezembro de 2021.

¹³ Estabelecido pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996.

forma a ser suficiente para arcar com os custos de operação e expansão de todos os elementos elétricos que compõem o sistema (ABRADEE, 2021).

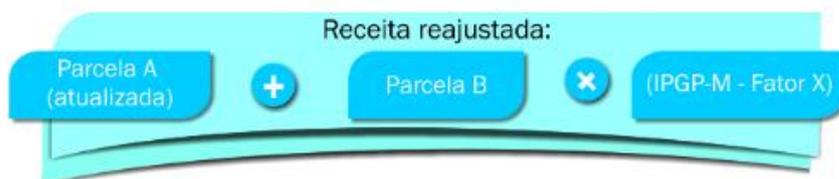
De acordo com a ANEEL (2017), é possível verificar três principais custos associados às contas de energia elétrica, sendo eles: (1) geração de energia; (2) transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição); e (3) encargos setoriais. O transporte de energia caracteriza-se como a transferência de energia da unidade geradora à unidade consumidora. Em sequência, o setor de transmissão transfere energia elétrica ao setor de distribuição, o qual, por sua vez, transfere a energia até o consumidor final. No que se refere aos encargos setoriais, são instituídos por lei sendo alguns embutidos no custo da distribuição, enquanto outros estão presentes nos custos de geração e transmissão de energia.

Dessa forma, o preço final pago pelo produto energia elétrica inclui os custos das concessionárias de geração, transmissão e distribuição, além dos encargos setoriais e tributos, sendo estes últimos divididos em federais, estaduais e municipais. Em suma, o cálculo tarifário engloba duas principais parcelas, as quais são apresentadas a seguir.

- Parcela A: envolve custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia, além dos encargos setoriais definidos por legislação específica. Esses custos são definidos como não-gerenciáveis, ou seja, os montantes e preços associados não podem ser geridos pela distribuidora. Os itens associados a essa parcela são os custos com aquisição de energia, custos com transporte de energia e encargos setoriais (ANEEL, 2017).
- Parcela B: envolve os custos denominados gerenciáveis, ou seja, os custos próprios relacionados às atividades da distribuidora. Os itens que compõem essa parcela são os custos operacionais, receitas irrecuperáveis, remuneração de capital e quota de depreciação. Ademais, ainda é subtraído o valor a outras receitas, as quais podem ser receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias. Os custos da referida parcela são revisados a cada quatro anos, processo denominado Revisão Tarifária. Entre as revisões, a parcela B sofre atualizações anuais a partir do índice de inflação constante no contrato de concessão (IPGP-M ou IPCA), o qual é subtraído de um fator de eficiência conhecido por fator X. A esse

processo dá-se o nome de Reajuste Tarifário, o qual é implementado conforme a equação da Figura 2.8 (ANEEL, 2017).

Figura 2.8 - Cálculo do Reajuste Tarifário Anual.



Fonte: ANEEL (2017).

A divisão da participação das parcelas e dos tributos é ilustrada no gráfico da Figura 2.9.

Figura 2.9 - Parcelas e tributos cobrados no valor final da conta de energia elétrica.



Fonte: ANEEL (2017).

É possível verificar, em percentual, que a maior parte da contribuição nas contas de energia refere-se à parcela A (53,5%), seguida pelos tributos (29,5%) e pela parcela B (17,0%), respectivamente.

2.2.1 TE e TUSD

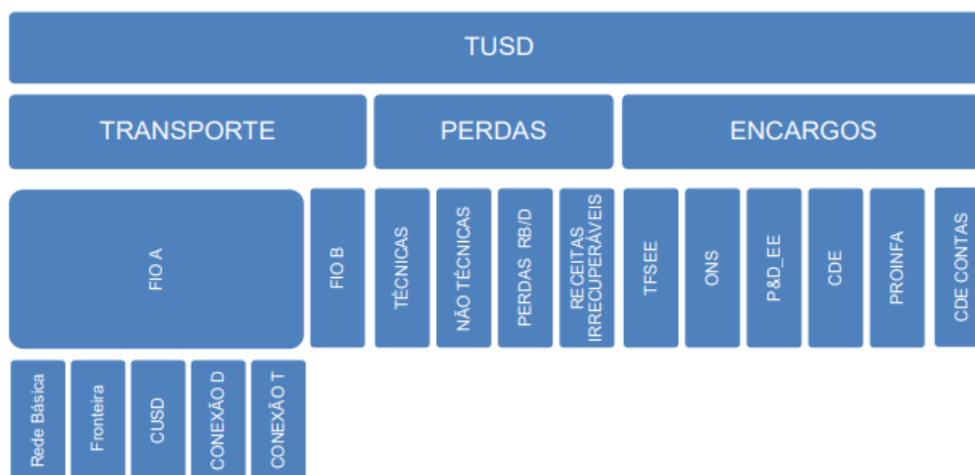
A estrutura tarifária é definida como um conjunto de tarifas que incide sobre o faturamento das distribuidoras e diferenciam os custos dessas em relação às classes, subclasses e subgrupos tarifários, apresentando-se de modo diferente a depender da modalidade e postos tarifários. Segundo a ANEEL (2022b), o custo regulatório que incide sobre as contas de energia elétrica pode ser subdividido em quatro principais gastos: transporte, perdas, encargos e energia comprada com o objetivo de revender. Assim, esses gastos, ao serem aplicados em forma de tarifa, são agrupados formando

as denominadas Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A seguir, serão melhor abordadas as composições de cada uma.

2.2.1.1 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A TUSD refere-se ao valor monetário unitário que é cobrado aos consumidores pelo uso do sistema de distribuição, o qual vem embutido no faturamento mensal desses usuários.¹⁴ Essa tarifa pode ainda ser dividida em 3 três componentes: Transportes, Encargos e Perdas. A subdivisão dessas componentes ocorre conforme a Figura 2.10.

Figura 2.10 - Divisão de componentes tarifários da TUSD.



Fonte: ANEEL (2022b).

No que se refere à componente de transportes, a TUSD ainda se subdivide em TUSD Fio A, que corresponde aos custos regulatórios cobrados devido ao uso de ativos de propriedades de terceiros; e TUSD Fio B, que corresponde aos custos regulatórios cobrados devido ao uso de ativos de propriedade da distribuidora (dispostos na Parcela B). É válido ressaltar que a distribuidora é cobrada pelo uso do sistema de transmissão de Rede Básica através da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST), sendo esse valor repassado aos consumidores finais. Já a componente referente aos encargos é responsável pela recuperação dos custos de encargos. Por último, a componente de perdas recupera os custos regulatórios de

¹⁴ Definição estabelecida na Resolução Normativa nº 1000 de 7 de dezembro de 2021.

perdas técnicas, não-técnicas, perdas na Rede Básica e receitas irrecuperáveis (ANEEL, 2022b).

2.2.1.2 Tarifa de Energia

A TE é definida como o valor monetário unitário cobrado pelo consumo de energia, sendo embutido na fatura mensal do consumidor.¹⁵ De forma semelhante à TUSD, a TE também é dividida, porém, em 4 quatro componentes: Energia, Encargos, Transporte e Perdas. A Figura 2.11 apresenta a subdivisão da TE.

Figura 2.11 – Divisão de componentes tarifários da TE.



Fonte: ANEEL (2022b).

A componente referente à Energia recupera os custos referente à compra de energia e posterior revenda dessa, sendo incluídos: compra nos leilões do ACR; quota de Itaipu; geração própria de energia; aquisição do agente supridor; e compra de geração distribuída (GD). A componente de encargos funciona de forma equivalente à TUSD, porém, encargos diferentes. Já a componente relacionada a transportes recupera os custos de transmissão advindos do transporte de Itaipu e da Rede Básica de Itaipu. A componente de perdas recupera os custos relacionados às perdas na Rede Básica (ANEEL, 2022b).

¹⁵ Definição estabelecida na Resolução Normativa nº 1000 de 7 de dezembro de 2021.

2.2.2 Tributos

Como visto, são cobrados, além das tarifas mencionadas, os tributos. Esses, por sua vez, são definidos como pagamentos devidos ao Poder Público, por meio de determinação legal, que asseguram o desenvolvimento das atividades governamentais. Os tributos cobrados nas contas de energia elétrica referem-se aos tributos federais, estaduais e municipais (ANEEL, 2017).

Os tributos federais são cobrados pela União e são destinados aos programas sociais do Governo Federal. Esses tributos são o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Já o tributo estadual resume-se ao Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o qual incide sobre as atividades de circulação de mercadorias e serviços, sendo fixado um valor de alíquota para cada estado pelo próprio estado e pelo Distrito Federal. O tributo municipal denomina-se Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), o qual representa o valor dos serviços de projeto, instalação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública, sendo da responsabilidade do Poder Público o desenvolvimento desses serviços (MME, 2021).

Para a cobrança dos tributos nas contas de energia elétrica, eles são aplicados no valor da tarifa de cada componente de consumo e demanda, estabelecidos de acordo com a modalidade tarifária do consumidor. A aplicação dos tributos no valor da parcela é realizada de acordo com a Equação 2.1.

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

A forma de cobrança é conhecida como “imposto aplicado por dentro”, ou seja, o tributo faz parte da sua própria base de cálculo.

2.2.3 Postos Tarifários

Os postos tarifários são implementados com o intuito de possibilitar a definição do faturamento de energia e da demanda de potência ao longo do dia de forma diferenciada, já que, em certos horários, o pico de demanda de potência do sistema é mais elevado que o verificado no restante do dia. Cabe ressaltar que os postos

tarifários são definidos pela distribuidora, além de revisados no processo de revisão tarifária, conforme a REN nº 1000/2021 e o PRORET (ANEEL, 2022c).

São divididos em três horários, os quais serão descritos a seguir, e sua aplicação dependerá especificamente da modalidade tarifária na qual o consumidor se enquadra, como será visto mais adiante.

- Horário de ponta: corresponde ao período diário referente a três horas consecutivas, excetuando-se os sábados, domingos e feriados nacionais, e corresponde ao horário em que há o maior valor de demanda registrado;
- Horário intermediário: corresponde ao período diário conjugado ao horário de ponta, podendo ser de 1 hora ou 1,5 hora antes e depois do horário de ponta. Esse horário aplica-se apenas à tarifa branca;
- Horário fora de ponta: corresponde às horas restantes do dia, ou seja, as horas consecutivas e complementares aos horários de ponta e intermediário.

2.2.4 Grupos Tarifários

As unidades consumidoras são divididas em dois grupos: grupo A e grupo B. Os critérios para a determinação do grupo ao qual o consumidor pertencerá serão o nível de tensão e o valor da demanda de potência ativa. Assim, consumidores atendidos com nível de tensão maior ou igual a 2,3 kV ou atendidos a partir do sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV fazem parte do grupo A. Já aqueles consumidores cujo atendimento de tensão é menor que 2,3 kV pertencem ao grupo B. Além disso, para cada grupo acima citado há a divisão em subgrupos que serão definidos pelo nível de tensão, no caso do grupo A, e pelo tipo de consumidor, no caso do grupo B. No Quadro 2.2 é possível observar as subdivisões para cada grupo e subgrupo.

Quadro 2.2 - Divisão dos grupos e subgrupos tarifários existentes.

Grupo	Subgrupo	Nível de Tensão de Conexão e Classe de Consumo
A	A1	Superior ou igual a 230 kV
	A2	Superior ou igual a 88 kV e inferior ou igual a 138 kV

	A3	Igual a 69 kV
	A3a	Superior ou igual a 30 kV e inferior ou igual a 44 kV
	A4	Superior ou igual a 2,3 kV e inferior ou igual a 25 kV
	AS	Inferior a 2,3 kV, pelo sistema de distribuição subterrâneo
B	B1	Classe Residencial
	B2	Classe Rural
	B3	Demais classes
	B4	Iluminação Pública

Fonte: Adaptado, ANEEL (2021).

Cabe ressaltar que, além dos subgrupos do grupo B, ainda há subclasses dentro de cada subgrupo, as quais não serão tratadas neste trabalho, mas que são bem definidas, para cada subgrupo, na REN nº 1000/2021.

2.2.5 Bandeiras Tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias entrou em vigor no ano de 2015 com aplicação a todos os agentes de distribuição do SIN. Sua principal finalidade é a sinalização das condições de geração de energia elétrica, a qual se dará por meio de um acréscimo à TE dos consumidores (ANEEL, 2022d). Cabe salientar que, apesar de parecer mais um custo ao consumidor, as bandeiras tarifárias têm como propósito a economia na cobrança final da produção de energia elétrica, já que exclui a possibilidade de juros ainda maiores que poderiam ser cobrados nas condições desfavoráveis de geração. A ANEEL (2022e) estima que já houve uma economia de aproximadamente R\$4 bilhões aos consumidores desde a implantação desse sistema.

As bandeiras tarifárias são divididas em três níveis: verde, amarela e vermelha, sendo esta última subdividida em patamares 1 e 2. Os valores e a condição de geração associada a cada bandeira para o ciclo de julho de 2022 a junho de 2023 são apresentados no Quadro 2.3.

Quadro 2.3 - Valores das Bandeiras Tarifárias para o ciclo de julho de 2022 a junho de 2023.

Bandeira	Condição de geração	Valor de acréscimo vigente
Verde	Favorável	Não há acréscimo
Amarela	Menos favorável	R\$2,989 a cada 100 kWh consumidos
Vermelha patamar 1	Desfavorável	R\$6,500 a cada 100 kWh consumidos
Vermelha patamar 2	Muito desfavorável	R\$9,795 a cada 100 kWh consumidos

Fonte: Adaptado, ANEEL (2022e).

2.2.6 Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias são definidas como um conjunto de tarifas aplicadas às parcelas de consumo de energia e demanda de potência de acordo com os grupos tarifários. Os documentos responsáveis pela etapa de contratação são a REN nº 1000/2021 e o módulo 7 do PRORET. Na REN nº 1000/2021 é possível observar a divisão das modalidades em três tipos: modalidade tarifária convencional, modalidade tarifária horária e demais modalidades. A modalidade convencional possui a cobrança de apenas uma tarifa, que incide no consumo de energia, sem a influência dos postos tarifários. Essa modalidade é denominada modalidade convencional monômnia e é destinada aos consumidores pertencentes ao grupo B.

Já a modalidade tarifária horária caracteriza-se por tarifas que incidem tanto no consumo de energia quanto na demanda de potência contratada, de acordo com os postos tarifários. Esse tipo de modalidade é dividido em três: verde, azul e branca. Na Tabela 2.4 estão apresentadas as definições de cada modalidade tarifária horária e quais subgrupos podem optar pela mudança, caso julgue necessário.

Quadro 2.4 - Modalidades Tarifárias e suas classificações.

Modalidade	Tensão de Atendimento	Cobrança	Subgrupos
Verde	Média	I. uma tarifa para a demanda, sem segmentação horária; II. uma tarifa para o consumo de	A3a, A4 e AS

		energia elétrica para o posto tarifário ponta; III. uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.	
Azul	Alta e Média	I. uma tarifa para a demanda para o posto tarifário ponta; II. uma tarifa para a demanda para o posto tarifário fora de ponta; III. uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta; IV. uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.	Todos os subgrupos do Grupo A
Branca	Baixa	I. uma tarifa para o posto tarifário ponta; II. uma tarifa para o posto tarifário intermediário; III. uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta.	Todos do grupo B exceto o subgrupo B4 e a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1

Fonte: Adaptado, ANEEL (2022f).

Cabe ressaltar que, em caso de ultrapassagem em 5% na medição das demandas ativas contratadas no grupo A, há a cobrança da demanda de ultrapassagem, na qual a tarifa será duas vezes o valor da tarifa da demanda ativa, sendo, na prática, cobrado o valor referente a três vezes o valor da tarifa de demanda ativa. De forma equivalente, existe a cobrança da demanda de ultrapassagem na forma reativa.

Além disso, há também a categoria referente às demais modalidades, as quais se subdividem em: (1) modalidade tarifária geração, caracterizada pela cobrança da tarifa de demanda de potência única às centrais geradoras e agentes importadores; e (2) modalidade tarifária distribuição, que caracteriza-se pela cobrança às concessionárias e permissionárias de distribuição da tarifa horária de demanda de potência e consumo de energia, para o grupo A, e tarifa de consumo de energia única, para o grupo B (ANEEL, 2022f).

2.3 Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

O Mercado de Energia Elétrica Brasileiro era marcado pelo modelo regulado e monopolizado, com atividades de geração, transmissão e distribuição integradas. Após a reforma do setor elétrico, em 2004, as atividades foram separadas e surgiu um novo ramo: a comercialização de energia (TOMALSQUIM, 2015). Nesse quadro, atualmente, o mercado de energia elétrica dispõe de dois ambientes denominados Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Serão abordados pontos acerca dos ambientes mencionados e questões relativas à sua regulação. Inicialmente, contudo, serão tratados conceitos importantes para o entendimento do funcionamento de cada ambiente, nesse caso, os tipos de energia a serem contratados e os tipos de contratos firmados nos ambientes.

2.3.1 Tipos de energia

Existem, de forma geral, dois tipos de energia: convencional e incentivada. A energia convencional é classificada como aquela proveniente de usinas hidrelétricas e termelétricas, na qual o consumidor não obtém nenhum desconto na tarifa, porém, é a energia com preço mais competitivo do mercado. Esse tipo de energia está disponível no mercado tanto àqueles consumidores aderentes ao ACR quanto àqueles aderentes ao ACL (ABRACEEL, 2019).

Já no que se refere à energia incentivada, destaca-se como aquela proveniente de fontes alternativas de energia, as quais, conforme regulamentação¹⁶, são empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 5 MW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada cuja potência injetada seja menor ou igual a 30 MW. Para esse tipo de energia, há a concessão de um desconto nas TUSD e TUST, tanto para unidades consumidoras quanto para unidades geradoras. O abatimento poderá variar entre 50%, 80% e 100%, dependendo da data de homologação da outorga ou do registro da usina e do tipo de fonte, e tem o propósito de incentivar a utilização de fontes de energia limpa no Brasil (ABRACEEL, 2019). A energia incentivada está disponível apenas para consumidores inseridos no

¹⁶ Estabelecido na Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996.

ACL, ou seja, consumidores livres e especiais. A relação entre o percentual de desconto aplicado e as fontes de energia primária enquadradas em cada um é apresentada no Quadro 2.5.

Quadro 2.5 - Relação entre o desconto aplicado na TUSD e as fontes de energia associadas.

Aplicação de 50% de desconto: Fontes I5	Térmica a biomassa e térmica a gás
	Eólica
	Hidráulica: Centrais Geradoras Hidráulicas (CGH) e Pequenas Centrais Hidráulicas (PCH)
	Solar Fotovoltaica
Aplicação de 80% de desconto: Fontes I8	Solar Fotovoltaica
Aplicação de 100% de desconto: Fontes I1	Hidráulica: Centrais Geradoras Hidráulicas (CGH) e Pequenas Centrais Hidráulicas (PCH)
	Térmica a biomassa

Fonte: Adaptado, CCEE (2022d).

É válido ressaltar que há um valor mínimo estabelecido de demanda contratada para a escolha da fonte de energia dentro do mercado livre. Caso a demanda do consumidor em questão esteja no intervalo entre 500 kW e 1 MW em 2022, ele só poderá comprar energia proveniente de fonte incentivada especial, nesse caso, o consumidor será do tipo consumidor especial. Já em 2023, essa compra será flexibilizada de forma que qualquer consumidor com demanda contratada maior que 500 kW poderá comprar energia de qualquer fonte.¹⁷

2.3.2 Tipos de contrato

Dentro do ACR, a comercialização de energia é realizada por meio de contratos envolvendo concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição atuando como contratantes, e por outro lado, permissionárias e autorizadas de geração atuando como contratadas. A compra e venda de energia no ACR se dá, principalmente, pelos leilões de compra ou leilões de ajuste e os contratos

¹⁷ Estabelecido na Portaria nº 465 de 12 de dezembro de 2019.

firmados no referido ambiente são chamados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Ainda há outros tipos de contrato dentro do ambiente regulado, sejam eles os Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF), os Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN), os Contratos de Itaipu, os Contratos de Leilão de Ajuste, os Contratos Bilaterais Regulados e os Contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), tendo este último a possibilidade de ser firmado no ACL também (CCEE, 2022d).

Já no que se refere ao ACL, a comercialização de energia envolve agentes de geração, que atuam como vendedores, e os agentes de comercialização, importação de energia e consumidores livres ou especiais, que atuam como compradores. Os contratos firmados no ACL são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), havendo ainda os Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI), que são os contratos firmados em caso de fontes de energia incentivadas (CCEE, 2022d). Todos os contratos firmados devem ser registrados na CCEE conforme o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

2.3.3 Ambiente de Contratação Regulado

O Ambiente de Contratação Regulado, ou ACR, é composto pelos agentes de distribuição do SIN. Nesse ambiente, a forma de aquisição de energia se dá através de leilões, que são realizados anualmente pelo MME junto à CCEE (além de outras instituições do SEB), de forma a garantir a demanda das distribuidoras. Após a realização dos leilões, são firmados os CCEAR, como mencionado no subitem 2.3.2, entre os vendedores vencedores e os distribuidores que tiveram participação nos leilões. Cabe salientar que questões financeiras são tratadas diretamente entre as partes contratada e contratante, sem a intervenção do Governo ou da CCEE, sendo a esta última garantida a função apenas de registrar os contratos estabelecidos, além de contabilizar e liquidar as diferenças no Mercado de Curto Prazo (MCP), cujo funcionamento será discutido mais à frente. Apesar disso, o processo de compra de energia pelas distribuidoras envolve diversos agentes institucionais, além dos já mencionados MME e CCEE, participam também a ANEEL e a EPE (TOMALSQUIM, 2015).

2.3.4 Ambiente de Contratação Livre

O Ambiente de Contratação Livre, ou ACL, como já mencionado, estabelece contratos bilaterais livremente negociados entre os agentes de geração e os agentes de comercialização, importação de energia e consumidores livres ou especiais. A fatura de energia elétrica é constituída pelas TUSD e TE. Nesse caso, quando o consumidor migra para o mercado livre, os custos referentes aos encargos de caráter sistêmico, inclusive os serviços de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) permanecem no faturamento de energia, visto que o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição é imprescindível para o fluxo de energia até a unidade consumidora. Em vista disso, a mudança de ambiente causará mudanças apenas na cobrança relativa à TE, já que a energia será diretamente negociada com os fornecedores. Para esclarecer a cobrança dentro do ACR e do ACL, são apresentadas as parcelas consideradas de cada ambiente na Figura 2.12.

Figura 2.12 - Formulação da fatura de energia elétrica nos Ambientes de Contratação Regulado e Livre.



Fonte: ABRACEEL (2019).

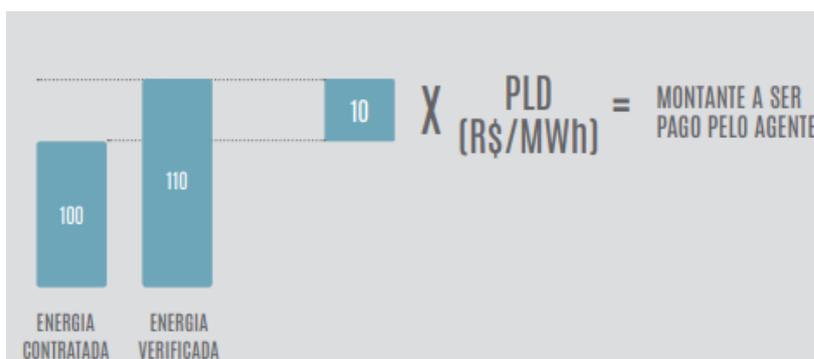
A compra de energia, para consumidores livres e especiais, é realizada diretamente com os fornecedores, que podem ser empresas comercializadoras, importadoras, autoprodutoras ou geradoras, além de outros consumidores livres e especiais. Os contratos que regem a compra e venda de energia não possuem ligação direta com a geração e o consumo de energia, tornando comum a situação de uma usina gerar um maior ou menor montante de energia estabelecido em contrato, assim

como o consumo registrado ser maior ou menor. Nesse sentido, essa diferença de valor contratado e registrado será liquidada no chamado Mercado de Curto Prazo, ou MCP, ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (ABRACEEL, 2019).

2.3.4.1 Preço de Liquidação das Diferenças e Mercado de Curto Prazo

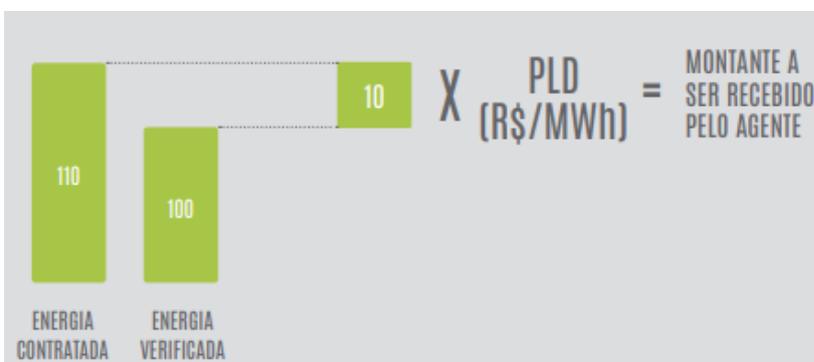
O PLD baseia-se no Custo Marginal de Operação (CMO) e tem limites definidos pela ANEEL anualmente. A publicação do valor do PLD é feita pela CCEE, sendo calculado para cada hora do dia, e dependerá especificamente das previsões de chuva e comportamento da carga, mas também de outras condições que influenciam no SIN. Nesse sentido, existem dois tipos de consumidores: os subcontratados e os sobrecontratados (ABRACEEL, 2019), tendo a formulação dos montantes que serão pagos em cada situação apresentada nas Figuras 2.13 e 2.14, respectivamente.

Figura 2.13 - Cálculo do montante a ser pago no caso do consumidor subcontratado.



Fonte: ABRACEEL (2019).

Figura 2.14 - Cálculo do montante a ser pago no caso do consumidor sobrecontratado.



Fonte: ABRACEEL (2019).

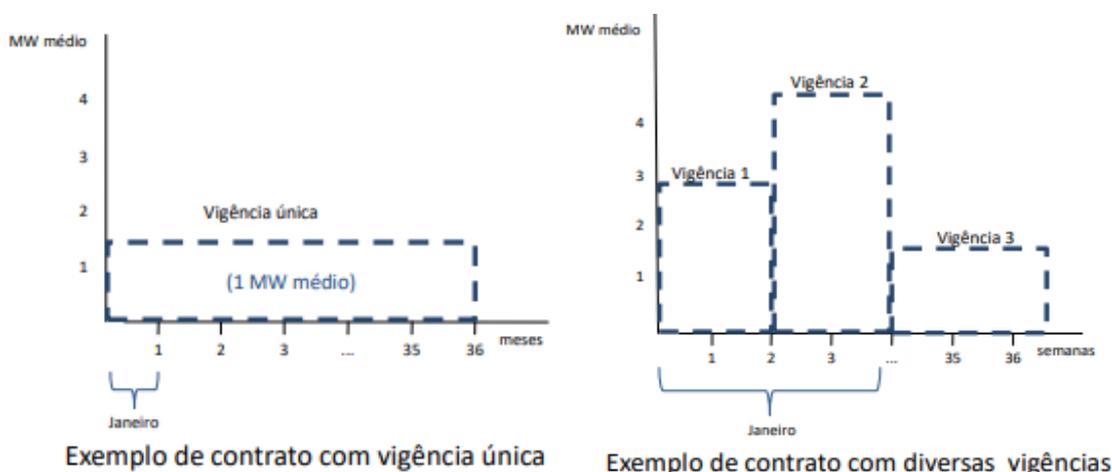
No caso do consumidor subcontratado, ou seja, valor de consumo maior que o contratado, ele deverá registrar contratos no MCP para quitar a diferença, caso isso

não ocorra no prazo previsto, ele deverá pagar pela sua exposição diretamente na CCEE, valorada ao PLD. Além disso, os consumidores subcontratados também estarão expostos a multas caso continuem ocorrendo essas diferenças. Para isso, é fundamental que sejam realizados estudos de previsão de flexibilização do mercado. No caso dos consumidores sobrecontratados, eles também têm a possibilidade de negociar o montante para outros agentes do mercado (ABRACEEL, 2019).

2.3.4.2 Contratos no ACL

Como dito anteriormente, no ACL os contratos são denominados CCEAL, havendo ainda o CCEI, e são firmados mediante legislação vigente entre os agentes contratados e contratantes, sem a necessidade de participação da CCEE, apenas no ato do registro do contrato. Inicialmente, são definidos os valores de montante, em MW médio, e período de vigência, o qual pode ser uma única vigência ou dividido em mais de uma vigência, como é ilustrado na Figura 2.15.

Figura 2.15 - Exemplos de contratos com vigência única e com diversas vigências.

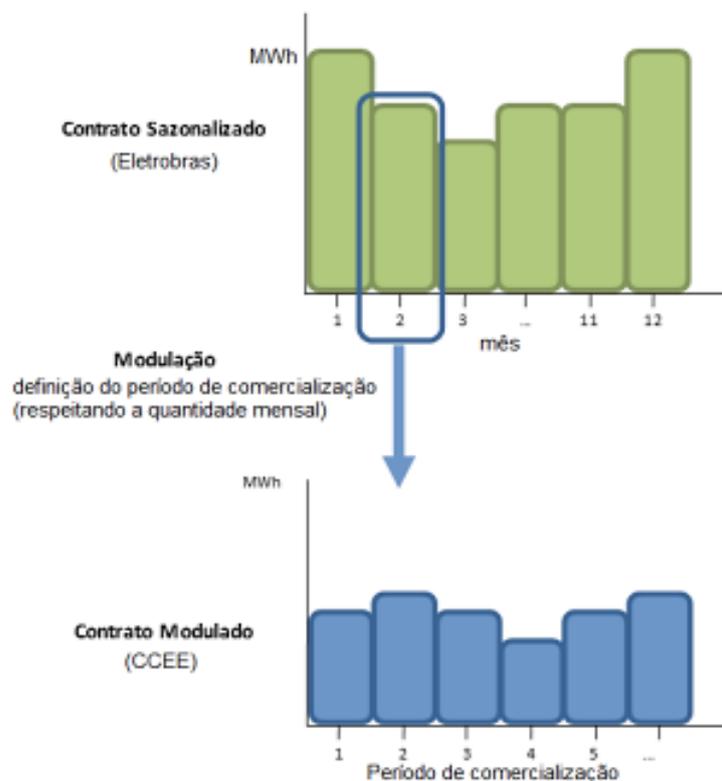


Fonte: CCEE (2022e).

A determinação de montantes de energia é dividida em processos conhecidos como sazonalização e modulação. O primeiro diz respeito à distribuição anual de montantes nos meses do ano, enquanto o segundo refere-se à distribuição mensal de montantes ao longo do mês (CCEE, 2022e). Para melhor ilustração, é apresentado na Figura 2.16 o processo de sazonalização e modulação, além dos agentes

responsáveis por cada etapa, sendo a Eletrobrás responsável pela sazonalização e a CCEE pela modulação.

Figura 2.16 - Contratos Sazonalizado e Modulado e seus agentes responsáveis.



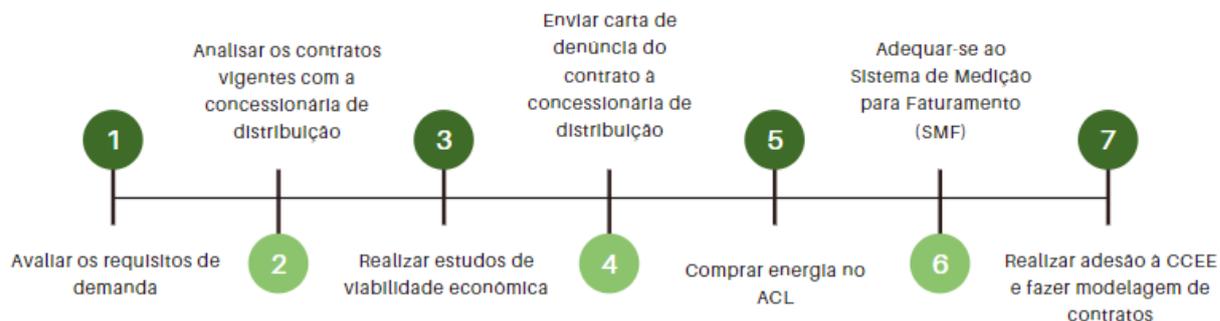
Fonte: CCEE (2022e).

Nesse sentido, faz-se necessário determinar a quantidade que será contratada por período de comercialização, de forma a se aproximar o máximo possível da quantidade real consumida pelo cliente. Há ainda a possibilidade de associar a modulação do contrato à medição de ativos de geração ou consumo, viabilizando a modulação automática pela CCEE conforme o perfil pré-estabelecido vinculado à medição de ativos (CCEE, 2022e).

2.3.4.3 Como aderir ao Mercado Livre de Energia

Diante do exposto, é fundamental enumerar os passos que devem ser seguidos pelo consumidor que deseja adentrar ao mercado livre de energia. Segundo a ABRACEEL (2019), existem sete ações que devem ser seguidas em uma ordem pré-estabelecida, as quais são apresentadas no diagrama da Figura 2.17.

Figura 2.17 - Passos a seguir no processo de migração ao Mercado Livre de Energia.



Fonte: Adaptado de ABRACEEL (2019).

No que se refere aos requisitos de demanda, passo 1, é necessário avaliar se o perfil do consumidor se encaixa com o que foi discutido no subitem 2.1.2.5. O passo 2 consiste na análise da contratação junto à distribuidora, a qual, usualmente, possui contratos de 12 meses, sendo necessário o aviso prévio de encerramento contratual de seis meses. O estudo de viabilidade econômica, referente ao passo 3, refere-se à análise do perfil do cliente para a possível mudança do ACR para o ACL, se é de fato uma transição financeiramente viável. Ao passo 4, é atribuído o ato de envio da carta de denúncia, que comunica à distribuidora a denúncia dos contratos vigentes, e, caso necessário, pagar pelo encerramento antecipado do contrato. A compra de energia, citada no passo 5, diz respeito à assinatura do contrato (podendo este ser CEEAL ou CCEI) e a compra de energia aos agentes de comercialização. Já o passo 6 refere-se à adequação ao Sistema de Medição para Faturamento (SMF), a qual deve seguir os Procedimentos de Rede, em especial, o submódulo 2.14 que trata dos requisitos mínimos para o SMF. Por fim, o passo 7, que trata da adesão à CCEE e a modelagem de contratos de acordo com os procedimentos de comercialização da CCEE.

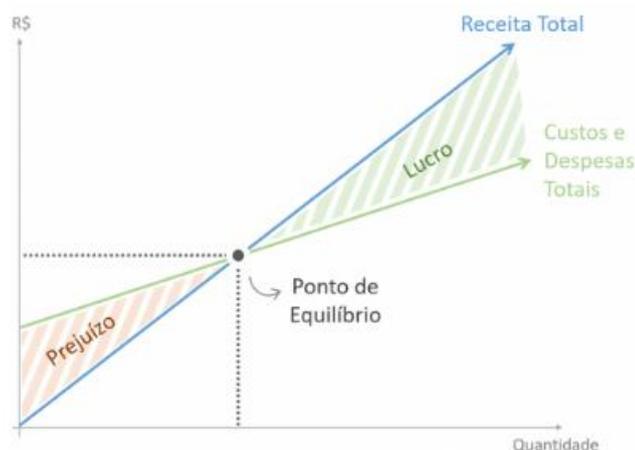
O consumidor livre ou especial, tendo permanecido no ACL por um período de pelo menos cinco anos, pode optar pela volta ao ACR após o período mencionado ou em um período menor, sendo esse último negociado junto à concessionária. A volta ao ACR também dependerá da celebração do CCER e da quitação de todas as dívidas no ACL.¹⁸

¹⁸ Estabelecido na Resolução Normativa n° 1000 de 7 de dezembro de 2021.

3 METODOLOGIA

A metodologia que será utilizada para abordagem deste trabalho é conhecida como *breakeven point* (ponto de equilíbrio). Esse ponto de equilíbrio representa o ponto no qual o consumidor não terá lucro, mas também não terá prejuízo, sendo assim, como o próprio nome sugere, o investimento do consumidor está em seu equilíbrio financeiro. Nesse sentido, o cálculo do *breakeven point* é uma possível maneira de estudar a viabilidade de adesão a um negócio ou a uma estratégia que tenha como objetivo a redução de gastos e/ou o lucro nas vendas. A Figura 3.1 ilustra o funcionamento do *breakeven point* no quesito da gestão financeira.

Figura 3. 1 – Método do Breakeven Point no Mercado Financeiro.



Fonte: WIZFEE (2017).

Ao aplicar essa metodologia no âmbito do mercado livre, será possível a obtenção de um indicador, nesse caso, o valor da energia no ACL, no qual os gastos financeiros serão, em teoria, iguais aos gastos no ACR. Dessa forma, esse ponto de equilíbrio será um parâmetro base para que o consumidor em análise se baseie nele na hora da compra de energia dentro do Mercado Livre. Acima do ponto de equilíbrio, a compra de energia no ACL será tida como não vantajosa, sendo mais viável a permanência no ACR. Caso o consumidor compre energia por um preço abaixo do ponto de equilíbrio, será mais vantajosa a aposta no ACL. Nesse caso, o ponto de equilíbrio no mercado livre de energia, ou seja, o valor de energia no ACL que se iguala aos gastos no ACR, é dado pela Equação 3.1.

$$\begin{aligned}
 VTE_{ACL} + VTUSD_{ACL} &= VTE_{ACR} + VTUSD_{ACR} \\
 \Rightarrow VTE_{ACL} &= V_{BREAKEVEN\ POINT\ [Final]} = VTE_{ACR} + VTUSD_{ACR} - VTUSD_{ACL}
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

Em que:

VTE_{ACL} é o valor da energia que será contratada no Ambiente Livre;

$VTUSD_{ACL}$ é o valor da TUSD no Ambiente Livre;

VTE_{ACR} é o valor da tarifa de energia no Ambiente Regulado;

$VTUSD_{ACR}$ é o valor da TUSD no Ambiente Regulado.

$V_{BREAKEVEN POINT [Final]}$ é o valor do ponto de equilíbrio entre os ambientes.

É válido ressaltar que $V_{BREAKEVEN POINT [Final]}$ mencionado anteriormente será dado em R\$/MWh, por se tratar do preço da energia que servirá de referência no ambiente de comercialização. Nesse caso, as parcelas referentes às tarifas e aos impostos serão calculadas em reais (R\$) e, em seguida, serão divididas pelo consumo total do consumidor, como será discutido mais adiante.

Dessa forma, faz-se necessário o cálculo das parcelas que são cobradas no ambiente regulado e no ambiente livre, incluindo os impostos. Inicialmente, será calculada a parcela TUSD no ambiente regulado, a qual leva em consideração a demanda contratada e o consumo registrado para ambas as modalidades tarifárias do grupo A. O cálculo da TUSD na modalidade tarifária verde e na modalidade tarifária azul é apresentado nas Equações 3.2 e 3.3, respectivamente.

$$TUSD_{ACR[VERDE]} = (D_{FP} \times T_{FP}) + (C_P \times T_{EP}) + (C_{FP} \times T_{EFP}) \quad 3.2$$

$$TUSD_{ACR[AZUL]} = (D_P \times T_P) + (D_{FP} \times T_{FP}) + (C_P \times T_{EP}) + (C_{FP} \times T_{EFP}) \quad 3.3$$

Em que:

$TUSD_{ACR[VERDE]}$ é o valor da TUSD no ambiente regulado, sem tributos, para a modalidade verde, em R\$;

$TUSD_{ACR[AZUL]}$ é o valor da TUSD no ambiente regulado, sem tributos, para a modalidade azul, em R\$;

D_P é a demanda contratada na ponta, em kW;

T_P é a tarifa aplicada à demanda na ponta, sem tributos, em R\$/kW;

D_{FP} é a demanda contratada fora de ponta, em kW;

T_{FP} é a tarifa aplicada à demanda fora de ponta, sem tributos, em R\$/kW;

C_P é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

T_{EP} é a tarifa referente aos encargos no horário de ponta, sem tributos, em R\$/kWh;

C_{FP} é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

T_{EFP} é a tarifa referente aos encargos no horário fora de ponta, sem tributos, em R\$/kWh.

É válido ressaltar que não foi incluso o valor referente à demanda de ultrapassagem nas equações devido à consideração de um cenário o mais favorável possível no ACR. Com isso, após o cálculo da TUSD, é realizado o cálculo da TE, que é aplicado nas parcelas referentes ao consumo de energia. Dessa forma, a Equação 3.4 apresenta como é realizado o cálculo da TE em ambas as modalidades tarifárias, em R\$, sem a cobrança dos impostos.

$$TE = (C_P \times T_{CP}) + (C_{FP} \times T_{CFP}) \quad 3.4$$

Em que:

TE é o valor da TE no ambiente regulado, sem tributos;

C_P é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

C_{FP} é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

T_{CP} é a tarifa aplicada ao consumo na ponta, sem tributos, em R\$/kWh;

T_{CFP} é a tarifa aplicada ao consumo fora de ponta, sem tributos, em R\$/kWh.

Como visto, os cálculos das parcelas TE e TUSD foram apresentados sem a aplicação dos impostos. Essa escolha foi feita para que os custos fossem segregados um do outro, incluindo a parcela de impostos, que é diferente para os ambientes regulado e livre. Assim sendo, os valores de impostos, em R\$, que são cobrados no grupo A já vêm embutidos nas contas de energia elétrica, e serão utilizados em seus valores brutos, considerando as respectivas bases de cálculo de cada um.

Dispondo das parcelas TE e TUSD mais os impostos, é possível, enfim, chegar ao valor da fatura final para o ACR, o qual será dado pela Equação 3.7. Cabe ressaltar que será considerado o cenário de geração de energia mais favorável no ACR, ou seja, para todos os meses, será considerada a bandeira verde, que tem um acréscimo nulo à parcela de consumo de energia.

$$V_{Final [ACR]} = TUSD + TE + V_{ICMS} + V_{PIS/COFINS} \quad 3.7$$

Em que:

$V_{Final [ACR]}$ é o valor final que será pago no ACR;

$TUSD$ é o valor da parcela TUSD calculada de acordo com a modalidade tarifária;

TE é o valor da TE no ambiente regulado, sem tributos;

V_{ICMS} é o valor referente ao imposto ICMS, em R\$;

$V_{PIS/COFINS}$ é o valor referente aos impostos PIS e COFINS, em R\$.

Após os cálculos das parcelas referentes ao faturamento no ambiente regulado, serão apresentados os cálculos das parcelas para o faturamento no ambiente livre. Como visto anteriormente, a partir do ano de 2023 a escolha do tipo de fonte de energia (incentivada ou convencional) será flexibilizada para os consumidores, independentemente da demanda contratada. Dessa forma, será considerada a parcela TUSD com desconto, a qual será dada pelas Equações 3.8 e 3.9, para as modalidades verde e azul, respectivamente.

$$TUSD_{VERDE[ACL]} = (1 - V_{Desc}) \times [(D_{FP} \times T_{FP}) + (T_{EP} - T_{EFP}) \times (C_P \times T_{EP})] + (C_{FP} \times T_{EFP}) \quad 3.8$$

$$TUSD_{AZUL[ACL]} = (1 - V_{Desc}) \times [(D_P \times T_P) + (D_{FP} \times T_{FP})] + (C_P \times T_{EP}) + (C_{FP} \times T_{EFP}) \quad 3.9$$

Em que:

$TUSD_{VERDE[ACL]}$ é o valor da TUSD no ambiente livre, sem tributos, para a modalidade verde, em R\$;

$TUSD_{AZUL[ACL]}$ é o valor da TUSD no ambiente livre, sem tributos, para a modalidade azul, em R\$;

V_{Desc} é o valor de desconto aplicado à TUSD para fontes incentivadas, em valor absoluto

D_P é a demanda contratada na ponta, em kW;

T_P é a tarifa aplicada à demanda na ponta, sem tributos, em R\$/kW;

D_{FP} é a demanda contratada fora de ponta, em kW;

T_{FP} é a tarifa aplicada à demanda fora de ponta, sem tributos, em R\$/kW;

C_P é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

T_{EP} é a tarifa referente aos encargos no horário de ponta, sem tributos, em R\$/kWh;

C_{FP} é o consumo de energia registrado na ponta, em kWh;

T_{EFP} é a tarifa referente aos encargos no horário fora de ponta, sem tributos, em R\$/kWh.

Assim, incluindo os impostos cobrados pela CCEE no ACL, o valor que será cobrado no ACL para fins de comparação está apresentado na Equação 3.10.

$$V_{Final [ACL]} = TUSD_{ACL} + V_{ICMS} + V_{PIS/COFINS} + V_{CCEE} \quad 3.10$$

Em que:

$V_{Final [ACL]}$ é o valor final que será pago no ACL;

$TUSD_{ACL}$ é o valor da parcela TUSD calculada no ACL de acordo com a modalidade tarifária;

V_{ICMS} é o valor referente ao imposto ICMS, em R\$;

$V_{PIS/COFINS}$ é o valor referente aos impostos PIS e COFINS, em R\$.

V_{CCEE} é o valor dos impostos cobrados pela CCEE no ACL.

Aplicando os resultados obtidos e o consumo total à equação 3.1, é obtida, finalmente, a equação 3.11, que apresenta o valor do ponto de equilíbrio que será utilizado neste trabalho, em R\$/kWh.

$$V_{BREAKEVEN POINT} = \frac{V_{Final [ACR]} - V_{Final [ACL]}}{C_T} \quad 3.11$$

Em que:

$V_{BREAKEVEN POINT}$ é o valor de equilíbrio referente ao preço da energia, em R\$/MWh.

C_T é o valor do consumo total do consumidor, em kWh.

Assim, os cálculos para a obtenção do valor de $V_{BREAKEVEN POINT}$ serão desenvolvidos em uma planilha automatizada, que visa facilitar os cálculos tarifários e a melhor visualização dos dados, além de servir para outros casos de simulação.

3.1 Planilha Automatizada

O desenvolvimento da planilha automatizada foi realizado no Microsoft Excel de forma que, ao colocar os dados dos faturamentos das contas de energia do

consumidor, fosse realizada a simulação do valor final no ACR e no ACL, além do cálculo do ponto de equilíbrio.

A metodologia abordada se baseará na simulação de futuras tarifas dos próximos cinco anos a partir das tarifas publicadas pela distribuidora dos últimos 4 (quatro) anos, ou seja, de 2019 a 2022. Não houve a inclusão do ano de 2018 devido ao formato das tarifas disponibilizadas pela distribuidora não estarem segregadas, ou seja, as parcelas da TUSD (R\$/kW e R\$/kWh) e TE (R\$/kWh) eram disponibilizadas dentro de uma única tarifa, não sendo possível saber qual o valor de cada uma individualmente. É válido ressaltar que o reajuste dessas tarifas ocorre nos meses de abril de cada ano para a distribuidora em questão, devido a isso, foi considerado, para cada ano, o valor do reajuste a partir de abril do ano em análise. Com isso, a partir das Resoluções Homologatórias nº 2535 de 23/04/2019, nº 2.683 de 28/04/2020, nº 2.861 de 27/04/2021 e nº 3.032 de 26/04/2022, que trazem as tabelas de tarifas de energia elétrica do grupo A, foi possível a obtenção dos valores de TUSD e TE informados na Tabela 3.1, na qual NP indica a tarifa no horário de ponta e FP no horário fora de ponta.

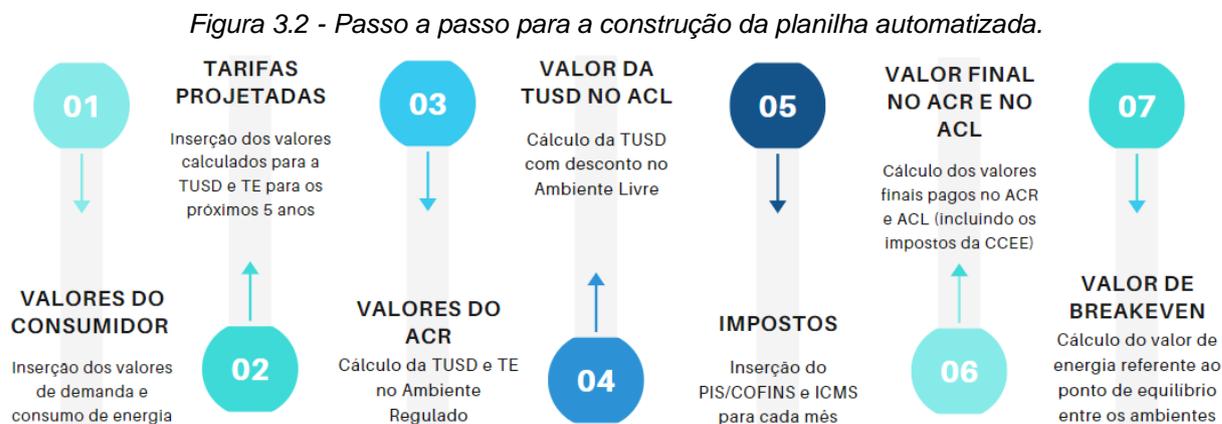
Tabela 3.1 - Valores de TUSD e TE para os anos de 2019 a 2022.

Tarifas	2019	2020	2021	2022
TUSD FIO (R\$/kW)	14,84	16,88	19,04	20,44
TUSD NP (R\$/kWh)	1,08	1,18	1,23	1,37
TUSD FP (R\$/kWh)	0,05	0,05	0,067	0,08
TE NP (R\$/kWh)	0,39	0,40	0,424	0,51
TE FP (R\$/kWh)	0,23	0,23	0,26	0,31

Fonte: Adaptado de CELPE (2019), (2020), (2021) e NEOENERGIA (2022).

Em seguida, foram realizadas três variações entre os anos de: (1) 2019 e 2020; (2) 2020 e 2021; e (3) 2021 e 2022. De posse desses valores, foi calculada a média aritmética das variações obtidas para cada classificação de tarifa. O intuito do cálculo da média aritmética é a obtenção das projeções das tarifas para os próximos cinco anos a partir da aplicação dessas médias aos valores do ano atual, ou seja, 2022. Assim, para o ano de 2024, por exemplo, a aplicação das médias recairia nos valores de tarifa de 2023, os quais, por sua vez, foram resultado da aplicação das médias aos valores de tarifa do ano de 2022.

No que se refere à construção da planilha final, foi construído um passo a passo até chegar até o $V_{BREAKEVEN POINT}$. Nesse sentido, foram realizados os passos conforme o diagrama da Figura 3.2.



Fonte: Autoria Própria.

No primeiro passo, foi realizado o preenchimento dos dados presentes nas contas de energia elétrica do consumidor, ou seja, os valores de demanda e consumo ativos. Esses valores foram preenchidos a partir das faturas das contas de energia de janeiro a setembro de 2022 e outubro a dezembro de 2019, totalizando os 12 meses de um ano. A opção pelas contas de energia de 2019 realizou-se devido às contas de energia dos meses de outubro a dezembro de 2022 não terem sido faturadas para o período de análise deste trabalho. Além disso, o perfil de consumo dos meses iniciais do ano de 2019 apresentaram-se semelhantes ao perfil referente aos meses iniciais do ano de 2022. É cabível salientar que foi descartada a possibilidade de escolha das contas de 2020 e 2021 devido ao cenário de pandemia pelo COVID-19, e, por se tratar de uma instituição de ensino, não houve aulas presenciais no período regular. Ademais, como será feita uma projeção para os próximos cinco anos, para cada mês dos anos de 2023 a 2027 foi utilizado como valor de entrada o valor da fatura de energia do respectivo mês de 2022. Assim, por exemplo, o valor de demanda ativa referente a janeiro será o mesmo para o mês de janeiro dos próximos cinco anos.

É importante ressaltar que a simulação não abrangeu demanda reativa excedente e consumo reativo excedente devido à priorização de um cenário considerado o mais favorável possível dentro do ACR.

No segundo passo foram inseridos os valores das projeções das tarifas, que foram calculados com base nos passos mencionados anteriormente. Como já dito, o

reajuste tarifário ocorre anualmente, no caso da distribuidora em análise, nos meses de abril. Nesse sentido, como o início das simulações ocorreu em 2023, até o mês de abril deste referido ano foram utilizados os valores de TE e TUSD já disponibilizados pela Resolução Homologatória publicada mais recentemente. Os demais anos seguiram o mesmo formato supracitado.

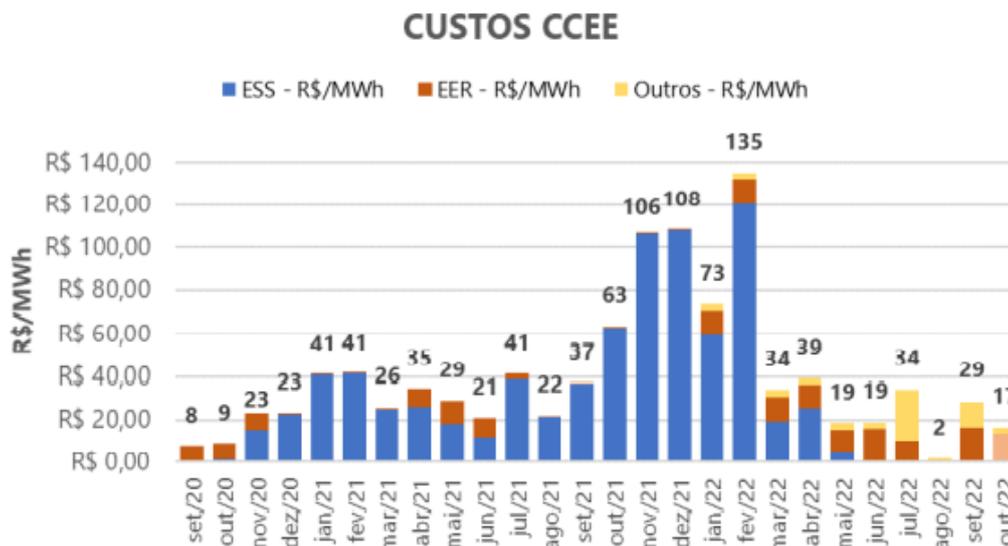
Já no terceiro passo foram criadas duas colunas, sendo a primeira referente ao cálculo da TUSD no ACR, utilizando a Equação 3.2, e a segunda referente ao cálculo da TE no ACR, utilizando a Equação 3.4. De forma idêntica, no quarto passo foi realizado o cálculo da TUSD no ACL, utilizando a Equação 3.8. Como será visto mais adiante, o consumidor em análise poderá optar pela compra de energia por fontes incentivadas e, devido a isso, o desconto na TUSD será um diferencial para a obtenção do valor final no ACL.

Para o quinto passo, foi necessário o preenchimento dos impostos PIS, COFINS e ICMS referentes aos meses de 2022, sendo realizada a replicação para os futuros anos de acordo com a mesma metodologia utilizada no primeiro passo. Vale salientar que o desconto aplicado à TUSD também é aplicado na parcela dos impostos referentes à demanda contratada, porém, não foi possível realizar a aplicação do desconto devido ao fato de que os valores dos impostos, em R\$, são apresentados nas faturas de energia elétrica condensados em um único valor. A não aplicação desse desconto pode acarretar impactos nos resultados finais que serão encontrados, no sentido de beneficiar a permanência no ACR, por isso, faz-se necessária a consideração desse desconto para estudos mais aprofundados referentes à migração para o ACL.

Além do PIS, COFINS e ICMS, também foram apurados os encargos setoriais devidos à CCEE no caso do consumidor livre. Dentre os principais encargos cobrados estão: Encargo de Serviços do Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER) e Contribuição Associativa. De acordo com dados da Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE) (2022), os valores do ESS e do EER são os mais elevados dentre os encargos citados. A Figura 3.3 apresenta um histórico do valor desses encargos de setembro de 2020 a outubro de 2022. É possível observar, a partir dele, uma evolução na cobrança desses valores, principalmente do ESS. Dessa forma, o cálculo dessa parcela levou em consideração a média entre o período de

outubro de 2020 a setembro de 2022, e a aplicação desse valor em relação ao consumo total do consumidor em análise.

Figura 3.3 - Evolução dos custos referentes aos encargos setoriais cobrados pela CCEE.



Fonte: ANACE (2022).

Por conseguinte, foram calculados os valores finais no ACR e no ACL, sendo o primeiro constituído pela soma das parcelas relativas à TUSD, à TE e aos impostos (PIS, COFINS, ICMS), enquanto o valor final do ACL constituído pela soma das parcelas relativas à TUSD com desconto e os impostos (PIS, COFINS, ICMS e CCEE). Em seguida, no último passo, foi calculado o valor do ponto de equilíbrio a partir da Equação 3.11, dispondo dos valores obtidos no passo anterior e do consumo total. A seguir, serão discutidos os resultados e análises acerca dos dados obtidos.

4 RESULTADOS E ANÁLISES

Neste capítulo serão abordados os resultados obtidos a partir da simulação e a discussão acerca do que foi alcançado. Inicialmente, será apresentado o perfil do consumidor e, em seguida, o estudo da migração com os dados referentes ao que foi discutido no tópico anterior.

4.1 Perfil do Consumidor

O estudo de caso que será discutido posteriormente foi realizado com o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco (IFPE) *campus* Recife. Na Figura 4.1 é possível observar a fachada principal do *campus*, o qual conta com milhares de alunos de cursos em diversas modalidades como Técnico Integrado, Proeja, Subsequente, Tecnológico, Licenciatura, Bacharelado e Pós-Graduação.

Figura 4.1 - Fachada principal do IFPE campus Recife.



Fonte: FOLHA PE (2022)

O IFPE *campus* Recife é atendido em nível de tensão igual a 13,8 kV, possui uma demanda contratada de 650 kW, um consumo médio mensal, no ano de 2022 (até o mês de setembro), equivalente a 8.936,76 kWh no horário de ponta e 92.800,00 kWh no horário fora de ponta, é um consumidor do tipo A4 e é optante da modalidade

tarifária verde. Por se tratar de um Instituto Federal do estado de Pernambuco, a distribuidora responsável pela área de concessão de energia é a Neoenergia. De posse dessas informações e dos demais dados obtidos, serão discutidos os resultados a seguir.

4.2 Estudo de Caso

No estudo de caso serão abordados os dados que foram obtidos a partir das contas de energia elétrica do consumidor e os valores obtidos em simulação. Conforme a ordem de preenchimento mencionada na Figura 3.1, os dados principais do consumidor foram preenchidos conforme os valores de consumo ativo na bandeira verde e o valor de demanda contratada, os quais estão presentes nas contas de energia de 2019 (outubro a dezembro) e 2022 (janeiro a setembro) para os próximos cinco anos. Esses valores são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Valores de consumo ativos do IFPE campus Recife.

Meses	Demanda Contratada (kW)	Consumo Na Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)
Janeiro	650	7.037,28	68.184,00
Fevereiro	650	4.809,96	59.976,00
Março	650	9.671,76	104.904,00
Abril	650	18.061,92	63.144,00
Maiο	650	11.198,16	126.792,00
Junho	650	10.938,24	89.568,00
Julho	650	9.810,0	115.488,00
Agosto	650	5.132,88	99.792,00
Setembro	650	3.770,64	107.352,00
Outubro	650	25.497,36	146.952,00
Novembro	650	24.126,48	147.672,00
Dezembro	650	23.208,4	141.912,00

Fonte: Autoria Própria.

É possível perceber uma certa discrepância dos valores de consumo no horário de ponta a partir do mês de outubro, ou seja, nos meses referentes ao ano de 2019. Isso pode ser justificado devido à entrada de uma usina solar fotovoltaica no *campus*

em 2021, acarretando em valores de medição de consumo de energia ativa mais baixos para os meses de 2022.

Após a realização desse preenchimento, efetuou-se a simulação das projeções de tarifas para os anos subsequentes. De posse dos valores de tarifas dos anos de abril de 2019 a abril de 2023, como mencionado anteriormente, foi realizada a variação a cada dois anos e, em seguida, a média dessas variações para cada tipo de tarifa. As variações e as médias, em valores absolutos, estão apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Variações entre os valores de tarifas dos anos de 2019 a 2020.

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	MÉDIA
TUSD FIO	0,120853	0,113445	0,068493	0,100930
TUSD ENERGIA NP	0,084908	0,037138	0,104407	0,075484
TUSD ENERGIA FP	0,06100	0,140423	0,225358	0,142261
TE NP	0,014653	0,053143	0,172156	0,079984
TE FP	-0,001179	0,088998	0,178572	0,088797

Fonte: Autoria Própria.

Dessa forma, aplicando a média a cada tipo de tarifa, a iniciar pelos valores de abril de 2023, obteve-se os dados presentes na Tabela 4.3. Vale salientar que os valores só foram considerados para cada ano a partir do mês de abril, sendo assim, adotado os valores de 2022 para o período de janeiro até abril de 2023.

Tabela 4.3 - Projeções futuras da TUSD e da TE para os anos de 2023 a 2027.

	2023	2024	2025	2026	2027
TUSD FIO (R\$/kW)	22,50302	24,77426	27,27474	30,02759	33,05829
TUSD ENERGIA NP (R\$/kWh)	1,47899	1,59063	1,71070	1,83983	1,97871
TUSD ENERGIA FP (R\$/kWh)	0,09954	0,11370	0,12988	0,14836	0,16947
TE NP (R\$/kWh)	0,55380	0,59810	0,64593	0,69760	0,75340
TE FP (R\$/kWh)	0,34552	0,37621	0,40961	0,44599	0,48559

Fonte: Autoria Própria.

A aplicação das médias de forma crescente foi realizada devido à percepção da evolução da maioria dos valores de tarifas ao decorrer dos anos trabalhados. Entretanto, esse método não significa que sempre há a ocorrência do aumento nesses valores. Cabe ressaltar ainda que há a opção da utilização de serviços de estimativas

de tarifas futuras, porém, como esse serviço não foi encontrado de forma gratuita, foi escolhido o método supracitado.

Em seguida, ao aplicar as Equações 3.2 e 3.4 para o cálculo da TUSD e da TE no ACR, foram obtidos os valores indicados na Tabela 4.4, que apresenta a média anual de cada tarifa.

Tabela 4.4 - Valores médios mensais de TE e TUSD dos anos de 2023 a 2027.

	2023	2024	2025	2026	2027
TUSD ACR (R\$)	40.176,71	44.263,18	48.792,65	53.816,14	59.390,87
TE ACR (R\$)	38.716,18	42.123,02	45.829,88	49.863,23	54.251,82

Fonte: Autoria Própria.

No que diz respeito aos impostos, foi possível a obtenção dos valores em R\$ referentes ao ICMS, PIS e COFINS através das contas de energia do consumidor para cada mês em análise. Como mencionado, foi realizada a repetição desses montantes para os respectivos meses dos próximos anos, de forma equivalente ao que foi feito com os valores de consumo ativo. De posse dessas informações, obteve-se a Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Valores mensais de ICMS e PIS/COFINS no ACR.

Meses	ICMS (R\$)	PIS/COFINS (R\$)
Janeiro	19.321,79	243,45
Fevereiro	17.114,47	1.514,63
Março	27.635,26	3.548,36
Abril	32.911,61	3.179,25
Mai	30.132,64	4.330,05
Junho	24.780,22	3.694,72
Julho	17.684,2	3.584,97
Agosto	13.979,37	2.656,18
Setembro	14.120,98	2.804,73
Outubro	34.688,56	10.045,79
Novembro	34.175,34	7.067,45
Dezembro	30.854,27	3.036,05

Fonte: Autoria Própria.

Já no que se refere aos encargos devidos à CCEE como parte fundamental para a simulação no ACL, foram utilizados os valores disponibilizados na Figura 3.3,

alcançando, assim, uma média de R\$40,04/MWh, a qual foi aplicada mensalmente. À vista disso, foram utilizados o valor médio mencionado e as parcelas de consumo ativo na ponta e fora de ponta para cada mês, obtendo-se, assim, os valores apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Valores mensais dos encargos devidos à CCEE no ACL.

Meses	Encargos devidos à CCEE no ACL (R\$)
Janeiro	3.162,45
Fevereiro	2.723,73
Março	4.816,99
Abril	3.414,05
Mai	5.801,38
Junho	4.225,48
Julho	5.267,77
Agosto	4.411,25
Setembro	4.671,81
Outubro	7.250,11
Novembro	7.222,75
Dezembro	6.941,99

Fonte: Autoria Própria.

Como o consumidor em análise possui uma demanda acima de 500 kW, mas abaixo de 1 MW, ele encontra-se dentro dos requisitos para tornar-se um consumidor especial. Em face disso, há a possibilidade da compra de energia por fontes renováveis, dando-lhe ainda o direito de um abatimento na parcela TUSD, como explicado no subtópico 2.3.1. Desse modo, os cálculos da TUSD foram realizados com base em dois valores de percentuais de desconto: 50% e 100%. A escolha deveu-se à variedade de tipos de fontes que há nessas duas opções, proporcionando uma margem de possibilidades maior no momento da compra de energia. Os valores médios anuais de TUSD com os descontos mencionados estão presentes na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Valores médios mensais de TUSD com abatimentos de 50% e 100%.

	2023	2024	2025	2026	2027
TUSD 50% (R\$)	27.765,21	31.554,52	35.867,98	40.778,10	46.367,23
TUSD 100% (R\$)	10.310,39	11.777,17	13.452,61	15.366,40	17.552,45

Fonte: Autoria Própria.

No que concerne à obtenção do valor final que será pago no ACR, utilizou-se a Equação 3.7, enquanto que a obtenção do valor final que será pago no ACL efetuou-se a partir da Equação 3.10. Os montantes anuais médios a serem pagos no ACR, no ACL com 50% de abatimento e no ACL com 100% de abatimento são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Montantes médios mensais pagos no ACR e no ACL nos anos de 2023 a 2027.

	2023	2024	2025	2026	2027
$V_{F[ACR]}$ (R\$)	106.220,48	113.912,26	121.483,01	129.717,39	138.745,09
$V_{F[ACL50\%]}$ (R\$)	60.220,05	63.704,21	67.665,11	72.168,23	77.287,98
$V_{F[ACL100\%]}$ (R\$)	43.312,33	44.337,99	45.509,56	46.847,80	48.376,42

Fonte: Autoria Própria.

Os montantes calculados no ACL, tanto para 50% como para 100% de desconto, foram menores que os montantes calculados no ACR, sendo essa diferença ainda maior para o caso do abatimento de 100%. Isso ocorre devido à consideração da parcela TE, referente ao consumo de energia, no cálculo dos valores finais calculados no ACR, a qual não está inclusa nos valores finais calculados para os casos no ACL, já que essa parcela dependerá dos valores praticados no mercado e do montante de energia que será comprado. Seguindo com o método escolhido, os valores de $V_{BREAKEVEN\ POINT}$ para os casos de 50% e 100% de desconto na TUSD foram calculados a partir da Equação 3.11 e estão expostos na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Valores de Breakeven Point para os descontos de 50% e 100% na TUSD.

	2023	2024	2025	2026	2027
$V_{BREAKEVEN\ POINT[50\%]}$ (R\$/MWh)	428,20	464,51	501,80	537,12	571,49
$V_{BREAKEVEN\ POINT[100\%]}$ (R\$/MWh)	597,93	655,16	717,55	785,59	859,79

Fonte: Autoria Própria.

Diante do fato de que a aquisição de energia no Mercado Livre de Energia se dá através da compra de um montante ou mais, foi realizada a simulação de compra

a partir de um único fornecedor considerando a média total dos anos para cada caso de desconto, obtendo os valores da Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Valores finais médios de Breakeven Point para os descontos de 50% e 100% na TUSD.

$V_{BREAKEVEN\ POINT[50\%]}$ (R\$/MWh)	$V_{BREAKEVEN\ POINT[100\%]}$ (R\$/MWh)
502,71	695,53

Fonte: Autoria Própria.

Nesse sentido, cabe avaliar algumas questões pertinentes aos resultados encontrados. A primeira refere-se à questão de que, quanto maior o valor do desconto na TUSD, maior é o ponto de equilíbrio, e isso decorre da subtração presente na equação referente ao cálculo deste valor. Ou seja, o ACR fica ainda mais caro para o desconto de 100% na TUSD e, com isso, o limite máximo do valor de contratação de energia aumenta, resultando no aumento da possibilidade de contratação de preços maiores.

Além disso, vale recapitular acerca do que se trata o ponto de equilíbrio, o qual refere-se ao valor da energia a ser contratada no ambiente livre em que os custos se igualam aos do ambiente regulado, sendo, acima desse valor, mais vantajosa a permanência no ACR, enquanto que, abaixo dele, mais vantajosa a migração para o ACL. Assim, no caso do abatimento de 50%, a migração passa a ser mais vantajosa para valores de energia abaixo de R\$502,71 por MWh. No caso do abatimento de 100%, os valores de energia abaixo de R\$695,53 por MWh já fornecem uma economia maior caso o consumidor migre para o ACL.

Essa escolha também dependerá da estratégia de contratação de energia já que, por exemplo, a energia incentivada 100% é disponibilizada em contratos de longo prazo devido à baixa oferta e alta demanda, enquanto a energia incentivada 50% possui uma maior liquidez no mercado de energia (OLIVEIRA, 2019). Atrelado a isso, surge a questão relacionada à forma de contratação de energia, que também pode ocorrer de forma mista, já que não precisa necessariamente ser contratada de um único fornecedor, possibilitando-lhe a compra a partir de contratos de curto e longo prazo e dando-lhe uma maior flexibilidade de contratação no mercado livre de energia.

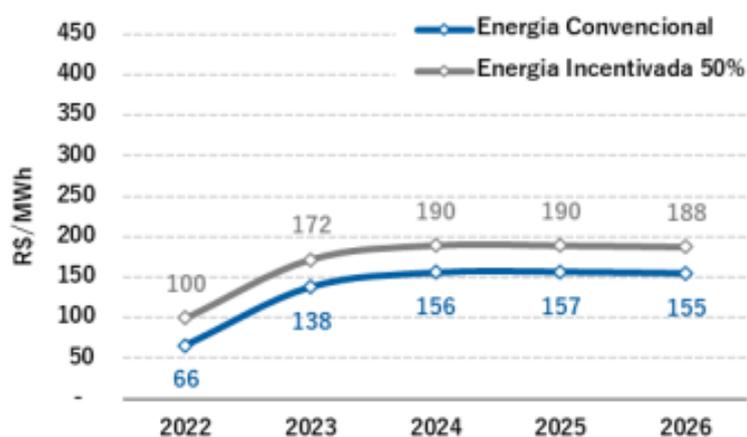
A seguir, será realizada a avaliação e comparação dos valores obtidos com os custos que estão sendo praticados no mercado para uma análise mais consistente dos dados. Ademais, serão analisados outros custos associados à migração para o ambiente livre como a implementação do SMF, discutido anteriormente, e o custo da

adesão à CCEE. Esses custos e a economia anual serão discutidos nos próximos subtópicos.

4.2.1 Preços no Mercado Livre de Energia

Os preços da energia praticados no mercado para os próximos anos foram captados através de dados do Informativo de Energia disponibilizado pela ANACE (2022). A partir do Informativo nº 300, o mais atualizado do período em análise, os preços da energia incentivada 50% e o da energia convencional para os anos de 2022 a 2026 estarão na margem de valores apresentada no gráfico da Figura 4.2.

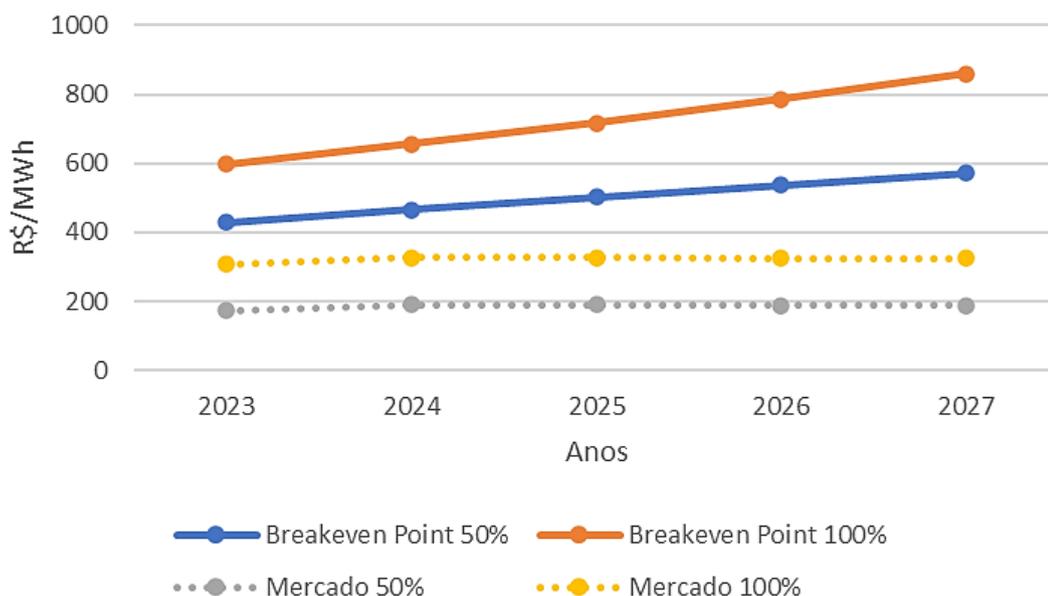
Figura 4.2 - Preços da Energia Incentivada 50% e da Energia Convencional no Mercado.



Fonte: ANACE (2022).

Segundo o documento, o preço da energia incentivada 100% estará acima do preço da energia incentivada 50% por R\$136,01/MWh. Nesse sentido, realizando uma comparação entre os pontos de equilíbrio obtidos para os dois cenários e os valores praticados no mercado com base no informativo mencionado, obteve-se o gráfico da Figura 4.3. Como o informativo apresenta valores entre os anos de 2022 e 2026, para o ano de 2027 foi escolhida a replicação do valor referente a 2026 para ambos os valores de mercado.

Figura 4. 3 - Valores de Energia Incentivada no Mercado e Valores de Ponto de Equilíbrio Calculados.



Fonte: Autoria Própria, com base nos dados de ANACE (2022).

É possível notar que a escolha pela migração ao ACL será mais viável economicamente do que a permanência no ACR, independentemente do percentual de desconto relacionado à energia incentivada, já que o preço da energia no mercado encontra-se sempre abaixo dos valores de ponto de equilíbrio calculados, levando em consideração apenas os gastos com tarifas e impostos.

4.2.2 Custos do Sistema de Medição de Faturamento

De acordo com o submódulo 2.14 dos Procedimentos de Rede do ONS (2022), o SMF deve ser composto pelos seguintes equipamentos: (1) medidores principal e de retaguarda; (2) transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC); (3) pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE; e (4) pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento. Além dos equipamentos associados à construção do SMF, deve-se levar em consideração os custos com serviços extras que, segundo OLIVEIRA (2019), são classificados em: gerenciamento, projeto, mão de obra e tributos. A seguir são apresentados os principais passos atrelados à implementação do SMF.

- i. Visitas técnicas e levantamento de campo: análise das particularidades associadas ao ponto de instalação;

- ii. Projeto do SMF: projeto executivo composto pelo memorial descritivo, diagramas unifilar e/ou trifilar, entre outros;
- iii. Execução dos Serviços: serviços realizados com base na previsão de TCs e TPs, cablagem, painéis, ensaios e instalação de medidores;
- iv. Ensaios Elétricos: ensaios elétricos padrões previstos para TPs e TCs;
- v. Instalação dos Medidores: fixação e parametrização dos medidores principal e de retaguarda;
- vi. Conectividade do Sistema de Comunicação: conectividade dos medidores aos usuários e verificação do acesso aos medidores pela CCEE;
- vii. Comissionamento do SMF: elaboração do relatório de comissionamento do SMF e envio deste para aprovação do NOS;
- viii. Mão de obra: disposição de profissionais capacitados para a execução dos serviços.

Os custos com a implementação do SMF dependerão intrinsecamente do nível de tensão ao qual o consumidor é atendido. Os custos médios para a adesão do SMF de acordo com o nível de tensão da unidade consumidora estão apresentados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Custos Médios da Implementação do SMF de acordo com o nível de tensão.

Nível de Tensão (kV)	15,0	34,5	69,0	138,0	>230,0
Custo (R\$)	50.000,0	70.000,0	90.000,0	250.000,0	320.000,0

Fonte: OLIVEIRA (2019).

Diante dos valores expostos, será considerado um valor de R\$50.000,00 referente ao nível de tensão de 15,0 kV.

4.2.3 Custo de Adesão à CCEE

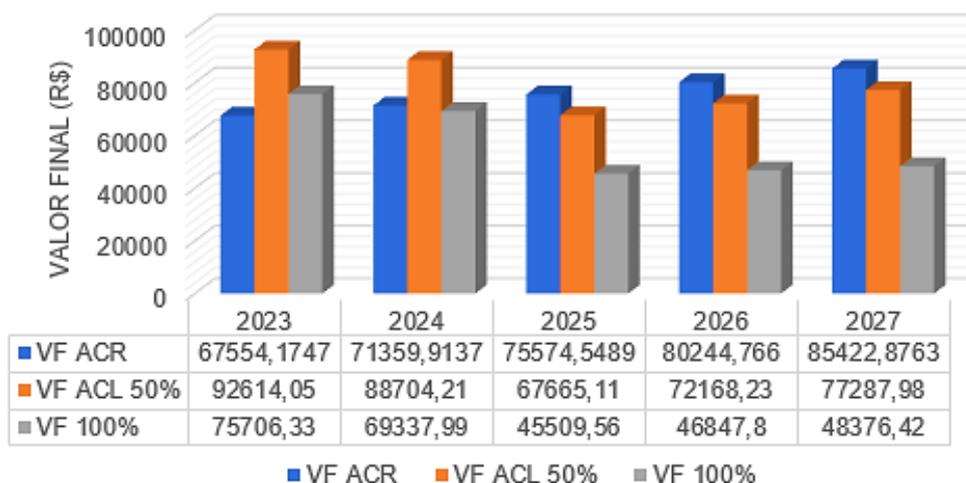
Além dos demais custos mencionados, é necessário também a avaliação dos custos de adesão à CCEE. A adesão deve seguir as orientações do Módulo 1 do Procedimento de Comercialização. No submódulo 1.1 estão presentes as etapas para realizar o processo de entrada, enquanto que no submódulo 1.2 estão os fatores que devem ser levados em consideração na habilitação dos agentes interessados. Para aderir à CCEE, o candidato deve pagar um valor de R\$7.394,00, o qual é atualizado anualmente no mês de novembro (CCEE, 2022e). Além disso, deve realizar o envio

dos documentos disponíveis no próprio site da CCEE e iniciar a abertura a partir do Ambiente de Operações.

4.2.4 Economia pela Migração ao ACL

Diante dos preços expostos, será realizada uma análise anual dos montantes a serem pagos no ACL considerando, além dos custos com TUSD e TE, os custos de implementação do SMF e de adesão à CCEE e, em seguida, realizar uma avaliação comparativa com os custos do ACR, a partir da diferença entre esses valores. Cabe salientar que, para que a comparação entre os valores finais seja válida, a parcela TE foi retirada dos valores finais calculados no ACR. Desse modo, foram obtidos os valores expostos na Figura 4.4. O valor referente à implantação do SMF foi dividido pelos dois primeiros anos, como uma simulação referente a um parcelamento máximo de 24 meses de todo o material e demais custos, e o valor referente à adesão à CCEE foi inserido no valor final do ano de 2023.

Figura 4.4 - Valores Finais Mensais no ACR e no ACL 50% e 100% para os anos de 2023 a 2027.

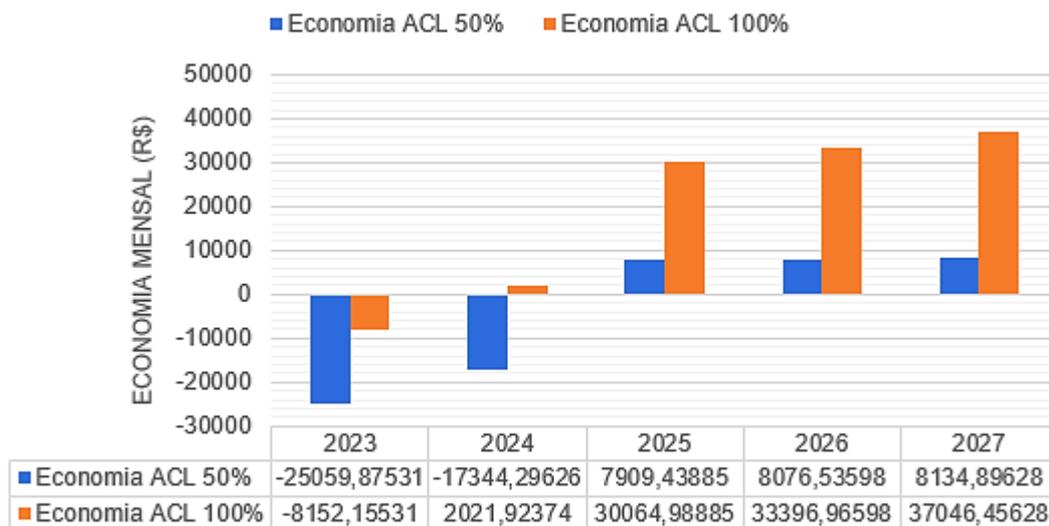


Fonte: Autoria Própria.

Como é possível observar, os valores finais referentes ao ACR, no caso de energia incentivada 50%, passam a ser maiores em relação ao ACL apenas a partir do ano de 2025, em que não há a incidência de gastos adicionais de SMF e adesão à CCEE. Já no caso de contratação de energia incentivada 100%, a vantagem em relação à migração ao ACL inicia a partir do ano de 2024, quando ainda há a incidência de gastos relativos ao SMF. Com isso, a economia mensal em reais (R\$) pode ser calculada através da diferença entre os valores no ACR e os casos no ACL. Assim,

os dados referentes à economia mensal do consumidor, nos anos de 2023 a 2027, estão expostos no gráfico da Figura 4.5.

Figura 4.5 - Economia Mensal para os casos de migração para o ACL.



Fonte: Autoria Própria.

Ao realizar as diferenças entre os valores finais no ACR e os casos no ACL, foi possível observar que, no caso da contratação de energia incentivada 50%, a permanência no ACR é mais vantajosa, apresentando uma economia total de aproximadamente R\$18.283,29, ao longo dos cinco anos. Já para o caso de contratação de energia incentivada 100%, a migração ao ACL apresentou-se como mais vantajosa, com uma economia no total de aproximadamente R\$94.378,17, ao longo dos cinco anos. Como já foi ressaltado, a parcela referente ao consumo de energia foi retirada do cálculo final no ACR, devido a não presença dessa parcela no cálculo final dos casos no ACL. Nesse sentido, é necessário, além das comparações acima realizadas, verificar o valor referente à compra de energia no ACL, levando em consideração o preço e o montante que será contratado, e, enfim, compará-lo ao preço final verificado no ACR, sendo possível obter uma análise mais adequada e completa.

Nessa perspectiva, é possível constatar que, com os valores de *breakeven points* encontrados no presente estudo, quando comparados aos valores praticados no mercado, a contratação de energia incentivada 50% no ACL pode vir a ser mais viável economicamente, já que os valores de energia no mercado encontram-se abaixo dos valores de *breakeven point* calculados. Sendo assim, a opção de compra de energia incentivada 50% pode deixar de ser uma opção desvantajosa em relação

à permanência no ACR após a análise comparativa da compra de energia no ACL e dos montantes de consumo, considerando a TE, no ACR.

Além disso, é possível observar que, em ambos os casos, a economia aumenta ao decorrer dos anos, excetuando-se os dois primeiros anos, nos quais foram acrescentados os valores do SMF e de adesão à CCEE. Essa ocorrência também pode impactar no resultado relacionado à migração ao ACL com desconto de 50%, levando em consideração a contratação em prazos maiores a cinco anos. Com isso, todos as considerações e resultados realizados são de extrema importância para o estudo de caso, visto que, por se tratar de uma instituição de ensino, os montantes de economia podem ser utilizados, eventualmente, para investimentos em outros setores.

Destaca-se, ainda, que o estudo de viabilidade econômica realizado deve ser considerado apenas como uma análise preliminar no que se refere à migração do ACR para o ACL. Como já citado em tópicos anteriores, é necessário um estudo mais aprofundado considerando todos os gastos no ambiente livre, o qual deve ser realizado por uma equipe técnica ou profissional especializada em movimentações nesse âmbito, que sejam agentes da CCEE e disponham de preços mais concretos de contratação de energia elétrica.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Mercado Livre de Energia está cada vez mais atraindo consumidores, sejam estes industriais, comerciais ou residenciais, desde que atendam aos requisitos prévios de migração previstos em lei. Com isso, faz-se necessário o estudo da viabilidade econômica no que diz respeito à tal migração, levando em consideração todos os aspectos ligados à mudança do Ambiente de Contratação Regulado para o Livre.

Diante do exposto, o estudo de caso tratado neste Trabalho de Conclusão de Curso apresentou, para o consumidor IFPE *campus* Recife, a análise financeira no que se refere à mudança de ambiente livre para o ambiente regulado. A partir do desenvolvimento de uma planilha automatizada, foi possível a simulação dos custos em ambos os ambientes num horizonte de cinco anos, ou seja, em longo prazo no ACL. Levou-se em consideração gastos com impostos devidos à CCEE, implantação do SMF, adesão à CCEE e descontos de 50% e 100% na TUSD a partir da contratação de energia por fontes incentivadas. Como metodologia, adotou-se o cálculo do *breakeven point*, ou ponto de equilíbrio, com o intuito de determinar o montante do valor de energia a partir do qual o ACL passa a ser desvantajoso economicamente. Vale ressaltar que o consumidor em análise, no ano de 2022, já possui o valor mínimo de demanda para aderir ao mercado livre de energia como consumidor especial e, a partir de 2023, como consumidor livre, sem necessidade de readequação de contratação.

Nesse sentido, como resultado, foram obtidos os valores de *breakeven point* para os anos de 2023 a 2026, obtendo-se um valor médio, ao longo dos anos citados, de R\$502,71/MWh para o caso de desconto igual a 50%, e R\$695,53/MWh para o caso de desconto igual a 100%. Esses valores, quando comparados aos valores de mercado, apresentaram-se consideravelmente favoráveis para a aderência ao ACL, visto que, o maior valor de projeção de mercado foi de R\$190,00/MWh para o caso de desconto igual a 50%, e de R\$326,01/MWh para o caso de desconto igual a 100%.

Ademais, dispondo dos cálculos relativos à economia anual considerando todos os gastos referentes à migração de ambiente, foi constatado que a migração ao ACL traria ao consumidor uma economia total, ao longo de cinco anos, de R\$94.378,17 no caso de desconto de 100%, enquanto que no caso de desconto de 50%, a

permanência no ACR apresentou-se como mais vantajosa. Cabe ressaltar, porém, que, para este último caso, deve-se levar em consideração o valor da compra de energia no ACL e, como visto, os valores praticados no mercado estão projetados bem abaixo dos valores de *breakeven point* calculados, podendo, assim, tornar-se vantajosa a compra de energia incentivada 50% em relação à permanência no ACR.

Como trabalhos futuros, são sugeridas algumas análises pertinentes desenvolvidas ao longo do referido estudo de caso, sejam elas:

- Obtenção das projeções da TUSD e TE com as variações corretas para os anos subsequentes, já que para o presente estudo só foram considerados aumentos em relação a essas tarifas;
- Consideração dos valores de compra de energia no ACL e o montante de energia mais adequado para contratação, e posterior comparação desses valores com os valores de consumo de energia no ACR, levando em conta a parcela TE;
- Consideração dos descontos de energia incentivada nos impostos referentes à parcela de demanda ativa;
- Desenvolvimento de uma rotina computacional para análise da viabilidade de migração ao ambiente livre, como forma de automatizar ainda mais o processo, porém, não deve ser a única fonte para a tomada de decisão, servindo apenas como premissa inicial para estudos de caso;
- Para casos em que a migração não é evidente, realizar o cálculo de índices relacionados à Engenharia Econômica, como a Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* e Valor Presente Líquido (VPL);
- Realização de estudos de curto prazo, já que no presente estudo foi realizada a simulação apenas a longo prazo, considerando as vantagens desse tipo de contratação;
- Considerar aspectos positivos do ponto de vista ambiental advindos da contratação de fontes de energias menos poluentes.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Disponível em: <https://www.lexml.gov.br/urn/urn:lex:br:federal:decreto:1996-09-10;2003>. Acesso em: 19 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Entendendo a Tarifa**. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/>. Acesso em: 11 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Disponível em: <https://www.lexml.gov.br/urn/urn:lex:br:federal:lei:1996-12-26;9427>. Acesso em: 13 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Mapa das Distribuidoras**. 2022a. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojNDI4ODJiODctYTUyYS00OTgxLWE4MzktMDczYTlmMDU0ODYxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9&pageName=ReportSection>. Acesso em: 20 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Modalidades Tarifárias**. 2022f. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 31 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública**. 7ª ed. - Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/15290115/Por+dentro+da+conta+de+luz+2016/19593350-705c-e18b-bca5-b18ba7ed7217>. Acesso em: 31 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Postos Tarifários**. 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 27 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) – Módulo 6.8: Bandeiras Tarifárias**. 2022d. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_6_8_V1_9C.pdf. Acesso em: 30 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) – Módulo 7.1: Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição**. 2022b. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221008_Proret_Submod_7_1_V2_6.pdf. Acesso em: 25 out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2535, de 26 de abril de 2019**. Disponível em:

<https://www.lexml.gov.br/urn/urn:lex:br:agencia.nacional.energia.eletrica:resolucao.homologatoria:2019-04-26;2535>. Acesso em: out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2683, de 29 de abril de 2019**. Disponível em:

<https://www.lexml.gov.br/urn/urn:lex:br:agencia.nacional.energia.eletrica:resolucao.homologatoria:2020-04-29;2683>. Acesso em: out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2857, de 22 de abril de 2019**. Disponível em:

<https://www.lexml.gov.br/urn/urn:lex:br:agencia.nacional.energia.eletrica:resolucao.homologatoria:2020-04-29;2683>. Acesso em: out. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1014, de 25 de abril de 2022**. Disponível

em: <https://www.lexml.gov.br/urn/urn:lex:br:agencia.nacional.energia.eletrica:resolucao.normativa:2022-04-25;1014>. Acesso em: 11 dez. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Valores das bandeiras tarifárias são atualizados para o período 2022-2023**. 2022e. Disponível

em: [https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/valores-das-bandeiras-tarifarias-sao-atualizados-para-o-periodo-2022-](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/valores-das-bandeiras-tarifarias-sao-atualizados-para-o-periodo-2022-2023#:~:text=A%20bandeira%20amarela%20passa%20a,9,795%20a%20cada%20100%20kWh)

[2023#:~:text=A%20bandeira%20amarela%20passa%20a,9,795%20a%20cada%20100%20kWh](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/valores-das-bandeiras-tarifarias-sao-atualizados-para-o-periodo-2022-2023#:~:text=A%20bandeira%20amarela%20passa%20a,9,795%20a%20cada%20100%20kWh). Acesso em: 30 out. 2022.

Associação Brasileira dos Consumidores de Energia Elétrica (ABRACEEL). **Cartilha do consumidor livre de energia**. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/10/Cartilha-do-Consumidor-Livre-3.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2022.

Associação Brasileira dos Consumidores de Energia Elétrica (ABRACEEL). **Cartilha mercado livre de energia elétrica**. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2019/05/ABRACEEL_process_230519.pdf. Acesso em: 16 nov. 2022.

Associação Nacional de Consumidores de Energia (ANACE). **Informativo de Energia Elétrica nº 300**. Disponível em: <https://www.anacebrasil.org.br/informativo-de-energia/>. Acesso em: 9 nov. 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Adesão**. Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/mercado/adesao#:~:text=Quais%20os%20valores%20cobrados%20para,de%20R%24%207.394%2C00>. Acesso em: 8 nov. 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Cálculo do desconto aplicado à TUSD/TUST**. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/15%20-%20C%3%A1lculo%20do%20Desconto%20Aplicado%20%C3%A0%20TUSD%20TUST_2022.5.0.pdf/9ebe186a-4b4d-b8b7-f12e-bbc99f5497e5. Acesso em: 11 dez. 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Geração de Energia Elétrica**. 2022c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>. Acesso em: 18 out. 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Mercado livre de energia bate recorde de migração de unidades consumidoras em 2021**. 2022a.

Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/mercado-livre-de-energia->

bate-recorde-de-migracao-de-unidades-consumidoras-em-2021. Acesso em: 8 nov. 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Mercado Mensal: InfoMercado - Dados Individuais - Set/2022**. 2022d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>. Acesso em: 17 nov. 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **NOSSOS ASSOCIADOS**. 2022b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/nossos-associados>. Acesso em: 18 out. 2022.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). **Regras de Comercialização: Contratos**. 2022e. Versão 2022.5.0, mai. 2022.

CELPE. **Tabela de tarifas e preços finais de energia elétrica: GRUPO A**. 23 abr. de 2019.

CELPE. **Tabela de tarifas e preços finais de energia elétrica: GRUPO A**. 28 abr. de 2020.

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

Distrito Federal. **Decreto Legislativo nº 1968, de 21 de março de 2013**. Disponível em: <https://www.lexml.gov.br/urn/urn:lex:br;distrito.federal:distrital:decreto.legislativo:2013-03-21;1968>. Acesso em: 11 dez. 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Quem Somos**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 12 out. 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf.

Folha de Pernambuco. **IFPE divulga resultado final do processo de ingresso 2022.2**. Disponível em: <https://www.folhape.com.br/noticias/ifpe-divulga-resultado-final-do-processo-de-ingresso-20222/233185/>. Acesso em: 09 dez. 2022.

MegaWhat. **Preços da Energia Elétrica no Mercado Livre**. Disponível em: <https://megawhat.energy/verbetes/379/precos-da-energia-eletrica-no-mercado-livre>. Acesso em: 8 nov. 2022.

Ministério de Minas e Energia. **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/aneel>. Acesso em: 13 out. 2022.

Ministério de Minas e Energia (MME). **PORTARIA Nº 465, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2019**. Disponível em: [in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889](https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889). Acesso em 03 nov. 2022.

Ministério de Minas e Energia (MME). **PORTARIA NORMATIVA Nº 50/GM/MME, DE 27 DE SETEMBRO DE 2022**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em: 24 out. 2022.

Ministério de Minas e Energia (MME). **TRIBUTOS COBRADOS NA CONTA DE ENERGIA**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt->

br/canais_atendimento/ouvidoria/perguntas-frequentes/tributos-cobrados-na-conta-de-energia. Acesso em: 26 out. 2022.

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

OLIVEIRA, D. R. **Análise da viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica para o mercado livre**. 2019, Trabalho de Conclusão de Curso, Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis – SC.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Integração de Instalação de Geração**. 2022c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/integracao-de-novas-instalacoes/geracao>. Acesso em: 19 out. 2022.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Integração de Instalação de Transmissão**. 2022d. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/integracao-de-novas-instalacoes/transmissao>. Acesso em: 20 out. 2022.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Mapa do Sistema de Transmissão – Horizonte 2024**. 2022e. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 20 out. 2022.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Procedimentos de Rede**. 2022a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>. Acesso em: 17 out. 2022.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Procedimentos de Rede Submódulo 2.14**: Requisitos Mínimos para o Sistema de Medição de Faturamento. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.14-RQ_2022.10.docx_327120d5-e044-40d8-ba2f-1ec7066124ca.pdf. Acesso em: 8 nov. 2022.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Procedimentos de Rede Submódulo 7.11**: Implantação do sistema de medição para faturamento. Disponível em:

https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%207.11-OP_2020.12.pdf. Acesso em: 20 out. 2022.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **O QUE É ONS**. 2022b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 17 out. 2022.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. Rio de Janeiro, RJ: Synergia, 2011, 2ª ed. 290 p.