

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Daniel Schmitt

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO
LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DE UM COMÉRCIO VAREJISTA**

Florianópolis

2022

Daniel Schmitt

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO
LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DE UM COMÉRCIO VAREJISTA**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.

Florianópolis

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Schmitt, Daniel

Análise de viabilidade econômica da migração para o mercado livre de energia: estudo de caso de um comércio varejista / Daniel Schmitt ; orientador, Erlon Cristian Finardi, 2022.

78 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Mercado Livre de Energia. 3. Viabilidade Econômica. 4. Ponto de Equilíbrio. I. Finardi, Erlon Cristian . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Daniel Schmitt

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO
LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DE UM COMÉRCIO VAREJISTA**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 14 de dezembro de 2022.



Documento assinado digitalmente

Miguel Moreto

Data: 19/12/2022 09:49:54-0300

CPF: ***.850.100-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente

Erlon Cristian Finardi

Data: 16/12/2022 15:46:54-0300

CPF: ***.364.749-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

DocuSigned by:

Edson Grassi

Eng. Eletr. Edson Grassi da Silva
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente

Thiago de Souza Santos

Data: 16/12/2022 13:55:48-0300

CPF: ***.703.159-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Eletr. Thiago de Souza Santos, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

No que diz respeito ao empenho, ao compromisso, ao esforço, a dedicação, não existe meio termo. Ou você faz uma coisa bem feita ou não faz

Ayrton Senna

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à Deus por sempre estar ao meu lado em todos os momentos da minha vida e que me fortaleceu nessa jornada.

Em especial agradeço aos meus pais, Palomar e Marli, e meus irmãos, Felipe e Bárbara, por todo apoio, amor, carinho e por serem a minha inspiração. Por não medirem esforços para que eu tivesse todas as condições de alcançar meus objetivos. Essa conquista é de vocês também.

Agradeço a minha namorada, Isadora, seus pais e familiares por todo carinho e receptividade ao longo desse tempo em terras manezinhas. Por me alegrarem nos momentos de estresse e dificuldades.

Agradeço a Universidade Federal de Santa Catarina e todos os professores que contribuíram para o meu desenvolvimento. Especialmente, ao meu orientador Prof. Erlon Cristian Finardi, e meu coorientador, Edson Grassi, pela orientação e auxílio na realização deste trabalho.

Agradeço aos meus amigos pelas risadas e por todos os momentos de descontração durante a graduação. Em especial aos meus grandes amigos do Mato-Grosso e da ATEEL.

Aos meus companheiros de trabalho em meus estágios na CELESC e na Statkraft, pela generosidade e pelos ensinamentos diários. Especialmente, a André König, Alexandre Murakami, Rodrigo Prestes e Emanuela Pinter.

RESUMO

A compreensão do mercado de energia é fundamental nos resultados econômicos das empresas em razão dos impactos do custo de energia elétrica no Brasil. Atualmente, o modelo do setor elétrico brasileiro é subdividido em dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os consumidores situados no ACL possuem possibilidade de negociação de variáveis contratuais e a liberdade de escolha do seu fornecedor de energia elétrica, viabilizando a redução de despesas. Além disso, encontram-se políticas públicas, por exemplo, os Projetos de Lei 414/2021 e 1917/2015, a Portaria 465/2019 e 50/2022 e a Consulta Pública Nº33/2017, que proporcionam a abertura do ACL para todos os consumidores interligados no Sistema Interligado Nacional (SIN). Diante disso, foi realizada uma análise de viabilidade financeira da migração de um consumidor de varejo alimentício para o mercado livre com carga de 130 kW, grupo tarifário A, subgrupo A4, nível de tensão 2,3 kV e modalidade tarifária horo-sazonal verde, apresentando os principais custos com a tarifa de energia, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), impostos e encargos. Deste modo, foram desenvolvidos quatro cenários contratuais distintos, variando preço e tipo de energia contratada. Neste trabalho, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL) foram utilizados para nortear os estudos financeiros, além do método do Ponto do Equilíbrio para verificar o preço de empate entre os fluxos de caixa entre ambientes de contratação.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia; Estudo de Viabilidade Econômica; Ponto de Equilíbrio;

ABSTRACT

Understanding the energy market is essential for the economic results of companies due to the impacts of the cost of electricity in Brazil. Currently, the Brazilian electricity sector model is subdivided into two energy contracting environments: the Regulated Contracting Environment (ACR) and the Free Contracting Environment (ACL). Consumers located in the ACL have the possibility of negotiating contractual variables and the freedom to choose their electricity supplier, enabling cost reduction. In addition, there are public policies, for example, PL 414/2021 and 1917/2015, Ordinance 465/2019 and 50/2022 and Public Hearing No. 33/2017, which provide for the opening of the ACL to all consumers interconnected in the National Interconnected System (SIN). In view of this, a financial feasibility analysis was carried out for the migration of a food retail consumer to the free market with a load of 130 kW, tariff group A, subgroup A4, voltage level 2.3 kV and green hourly-seasonal tariff modality, presenting the main costs with the energy tariff, Tariff for use of the Distribution System (TUSD), taxes and charges. Thus, four different contractual scenarios were developed, varying the price and type of contracted energy. In this work, the Internal Rate of Return (IRR) and the Net Present Value (NPV) were used to guide the financial studies, in addition to the Breakeven Point method to verify the break-even price between the cash flows between contracting environments.

Keywords: Free Energy Market; Economic Feasibility Study; Break Even Point;

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Agentes aderidos na CCEE por classe	18
Figura 2 – Estrutura de governança do SEB	20
Figura 3 - Representação gráfica da sazonalização e flexibilidade	24
Figura 4 - Representação gráfica da sazonalização e modulação	24
Figura 5 - Energia comercializada no MCP.....	25
Figura 6 – Gráfico Histórico do PLD por submercado.....	26
Figura 7 – Procedimentos para a migração ao ACL	29
Figura 8 – TE – Função de Custos e Componentes Tarifários	32
Figura 9 – Percentual de composição da tarifa de energia	33
Figura 10 – TUSD – Função de Custos e Componentes Tarifários	34
Figura 11 – Comparativo da demanda contratada e da demanda consumida F. Ponta	46
Figura 12 – Fluxo de caixa do consumidor no Cenário 1 de migração	55
Figura 13 – Fluxo de caixa do consumidor no Cenário 2 de migração	57
Figura 14 – Fluxo de caixa do consumidor no Cenário 3 de migração	59
Figura 15 – Fluxo de caixa do consumidor no Cenário 4 de migração	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Requisitos mínimos de carga para migração de consumidores ao ACL	27
Tabela 2 – Classificação dos Consumidores do Grupo A	35
Tabela 3 – Classificação dos Consumidores do Grupo B	35
Tabela 4 – Características do consumidor	41
Tabela 5 – Características do gerador a diesel	41
Tabela 6 – Dados mensais de consumo e demanda do consumidor no ACR	45
Tabela 7 – Consumo total do consumidor por mês no ano de 2021 no ACR	46
Tabela 8 – Tarifas TUSD no ano de 2021 – Mod. Tarifária Verde – A4	47
Tabela 9 – Tarifas TE no ano de 2021 – Mod. Tarifária Verde – A4	47
Tabela 10 – Projeção das Tarifas TUSD de 2021 até 2026 – Mod. Tarifária Verde – A4	47
Tabela 11 – Projeção das Tarifas TE de 2021 até 2026 – Mod. Tarifária Verde – A4	48
Tabela 12 – Composição mensal dos tributos	48
Tabela 13 – Fatura de energia mensal do mercado cativo no ano de 2021	49
Tabela 14 – Projeção das faturas de energia de 2021 até 2026 – Mod. Tarifária Verde – A4	49
Tabela 15 – Custo total do consumidor no ACR em 2021	50
Tabela 16 - Projeção dos custos do consumidor no ACR de 2021 até 2026	50
Tabela 17 – Projeção dos custos anuais da TUSD no ACL de 2022 até 2026 – EI50 – Mod. Tarifária Verde	51
Tabela 18 – Projeção dos custos anuais da TUSD no ACL de 2022 até 2026 – CONV. – Mod. Tarifária Verde	51
Tabela 19 – Projeção dos custos anuais dos impostos no ACL incididos na TUSD de 2022 até 2026 – EI-50%	52
Tabela 20 – Projeção dos custos totais dos tributos no ACL de 2022 até 2026 - EI-50%.....	52
Tabela 21 – Projeção dos custos anuais dos impostos no ACL incididos na TUSD de 2022 até 2026 – CONV.	52
Tabela 22 – Projeção dos custos totais dos tributos no ACL de 2022 até 2026 – CONV.....	53
Tabela 23 – Rentabilidade do Título Tesouro Selic 2027	54
Tabela 24 - Projeção da taxa SELIC até 2026	54
Tabela 25 – Projeção dos custos anuais no ACL de 2022 até 2026 – Cenário 1	55
Tabela 26 – Projeção das diferenças de custo entre os ambientes de 2022 até 2026 – Cenário 1	55
Tabela 27 – TIR e TMA no Cenário 1 de migração.....	56

Tabela 28 – Projeção dos custos anuais no ACL de 2022 até 2026 – Cenário 2	56
Tabela 29 – Projeção das diferenças de custo entre os ambientes de 2022 até 2026 – Cenário 2	57
Tabela 30 – TIR e TMA no Cenário 2 de migração.....	57
Tabela 31 – Projeção dos custos anuais no ACL de 2022 até 2026 – Cenário 3	58
Tabela 32 – Projeção das diferenças de custo entre os ambientes de 2022 até 2026 – Cenário 3	58
Tabela 33 – TIR e TMA no Cenário 3 de migração	59
Tabela 34 – Projeção dos custos anuais no ACL de 2022 até 2026 – Cenário 4	59
Tabela 35 – Projeção das diferenças de custo entre os ambientes de 2022 até 2026 – Cenário 4	60
Tabela 36 – TIR e TMA no Cenário 4 de migração	61
Tabela 37 – Fluxo de Caixa do ACR de 2022 até 2026.....	61
Tabela 38 – Fluxo de Caixa do ACL de 2022 até 2026 – EI 50%.....	61
Tabela 39 – Fluxo de Caixa do ACL de 2022 até 2026 – CONV.....	62
Tabela 40 – Ponto de equilíbrio entre o mercado regulado e o livre.....	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia

CNPJ - Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEAR - Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CEB - Companhia Energética de Brasília

CSPG - Concessionárias de Serviço Público de Geração

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CP - Consulta Pública

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CUSD - Contrato Uso do Sistema de Distribuição

CCEI - Contratos de Comercialização de Energia Incentivada

CCEAL - Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONV - Energia Convencional

COSIP – Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública

CMO - Custo Marginal de Operação

CVU - Custos Variáveis Unitários

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EER - Encargo de Energia de Reserva

EES - Encargos de Serviços do Sistema

EI – 50% - Energia Incentivada

ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços

IFI - Instituto Fiscal Independente

MCP - Mercado de Curto Prazo

MME - Ministério de Minas e Energia

ONS - Operador Nacional do Sistema

PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas

P&D/EE - Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças
IPTL - Preços Ticket Log
PRORET - Procedimentos de Regulação da Tarifária
PIE - Produtores Independentes de Energia
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PMO - Programa Mensal da Operação
PIS - Programas de Integração Social
PL - Projetos de Lei
SETE - Serviço para Estimativa de Tarifas de Energia
SEB - Setor Elétrico Brasileiro
SMF - Sistema de Medição para Faturamento
SIN - Sistema Interligado Nacional
TE - Tarifa de Energia
TEO - Tarifa de Energia de Otimização
TEO Itaipu - Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia
SELIC - Taxa de Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
TIR - Taxa Interna de Retorno
TMA - Taxa Mínima de Atratividade
VPL - Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVO GERAL	15
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1.3	MOTIVAÇÃO.....	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
2.1.1	Órgãos institucionais e suas responsabilidades	19
2.2	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	22
2.2.1	Estrutura do mercado brasileiro de energia	22
2.2.2	Mercado de Curto Prazo e PLD.....	25
2.2.3	Agentes setoriais	26
2.2.4	Tipos de energia.....	28
2.2.5	Requisitos para a migração	29
2.3	TARIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	31
2.3.1	Conceitos Gerais	31
2.3.2	Tarifa de Energia (TE).....	32
2.3.3	Grupo Tarifário	35
2.3.4	Postos Tarifários	36
2.3.5	Modalidade Tarifária	36
2.3.6	Bandeira Tarifária	37
3	ESTUDO DE VIABILIDADE	38
3.1	METODOLOGIA.....	38
3.1.1	Valor Presente Líquido (VPL).....	38
3.1.2	Taxa Interna de Retorno (TIR)	39
3.1.3	Método do ponto de equilíbrio	40

3.2	ESTUDO DE CASO	41
3.2.1	Descrição do consumidor	41
3.2.2	Cálculos Tarifários.....	42
3.2.3	Características de consumo e demanda do consumidor	45
3.2.4	Valores das Tarifas TE e TUSD no ACR.....	47
3.2.5	Tributos no ACR	48
3.2.6	Custos totais no ACR	49
3.2.7	Valores das Tarifa TUSD no ACL	50
3.2.8	Tributos no ACL.....	51
4	RESULTADOS	53
4.1	Premissas	53
4.1.1	Estudo de viabilidade financeira – Cenário 1	54
4.1.2	Estudo de viabilidade financeira – Cenário 2	56
4.1.3	Estudo de viabilidade financeira – Cenário 3	57
4.1.4	Estudo de viabilidade financeira – Cenário 4.....	59
4.1.5	Estudo do ponto de equilíbrio.....	61
5	CONCLUSÕES.....	63
6	REFERÊNCIAS.....	65

1 INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise de viabilidade econômica de migração de um consumidor cativo com carga inferior a 500 kW para o ambiente de contratação livre, fundamentando-se na utilização dos métodos da Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido e Ponto de Equilíbrio para a verificação comparativa dos fluxos de caixa entre os ambientes de contratação.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos são listados a seguir.

1. Revisão bibliográfica e contextualização do Mercado de Energia Elétrica no Brasil.;
2. Pesquisa associada as principais diferenças dos ambientes de contratação de energia.;
3. Pesquisa bibliográfica das políticas públicas e normativas referentes a comercialização de energia em vigor.;
4. Apresentar cálculos de viabilidade financeira de migração para o mercado livre.;
5. Averiguar a viabilidade de migração ao ACL com base em um estudo de caso;

1.3 MOTIVAÇÃO

A energia elétrica é um dos principais custos para as empresas brasileiras, tornando-se uma variável significativa em suas competitividades e em seus resultados econômicos. Diante disso, é imprescindível que empresas compreendam as particularidades do Mercado de Energia a fim de identificar as melhores alternativas de comercialização, minimizando as despesas e potencializando os ganhos das companhias.

Atualmente, o modelo vigente do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é o “Novo Modelo”, o qual foi instituído em 2004. Em resumo, a modelagem implementa dois campos de negociação e contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), além de instituir um agente responsável por viabilizar o comércio de energia elétrica no setor: a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Ademais, vale destacar a Consulta Pública Nº 33/2017 (CP33), que deu início ao aprimoramento dos marcos legal, comercial e regulatório do SEB.

De acordo com a CP33, aponta-se as seguintes metas para a melhoria do setor:

1. Incentivos à eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais como vetor de modicidade de tarifária, segurança de suprimento e sustentabilidade socioambiental;
2. Sinalização econômica como vetor de alinhamento entre interesses individuais e sistêmicos;
3. Alocação adequada de riscos para permitir sua gestão individual, com responsabilidades bem definidas;
4. Remoção de barreiras de participação de agentes no mercado;
5. Respeito aos contratos vigentes e observância dos requisitos formais e dos papéis de cada instituição;

Em decorrência da CP 33, surgiram Projetos de Lei (PL's) que colaboraram para a modernização e abertura do Mercado de Energia com a finalidade de atingir as metas definidas na referida Consulta Pública. Os principais projetos apresentados são o PL 1917/2015 e o PL 414/ que propõem inúmeras alterações no setor.

O PL 1917 de 2015 cria a portabilidade da conta de luz com o objetivo de trazer aos consumidores a escolha dos fornecedores de energia elétrica, e estimulando a concorrência no setor elétrico, em um movimento semelhante ao realizado no mercado de telefonia no início deste século. O PL 1917, que teve como relator o deputado Édio Lopes (PL-RR), foi aprovado na Câmara em comissão especial em 14 de dezembro de 2021 e, atualmente, aguarda votação no Senado.

Por sua vez, o PL 414 de 2021 propõe a abertura do mercado livre ao longo de um horizonte de 42 meses, assim, permitindo que pequenos consumidores participem do ACL. O PL é visto como prioridade para o governo atual, sendo instalada comissão especial para discuti-lo na Câmara dos Deputados em julho de 2022, sob relatoria do deputado Fernando Coelho Filho (UB-PE). Com a preferência de grande parte do setor ao projeto, as expectativas de aprovação ainda esse ano são maiores em comparação ao PL 1917. [12]

Vale destacar que algumas etapas de abertura do Mercado Livre de Energia já foram adotadas. Destacando-se a Portaria 465/2019 do Ministério de Minas e Energia (MME), segundo o qual foram estabelecidas as reduções de carga por ano:

2021: 1500 kW;

2022: 1000 kW;

2023: 500 kW;

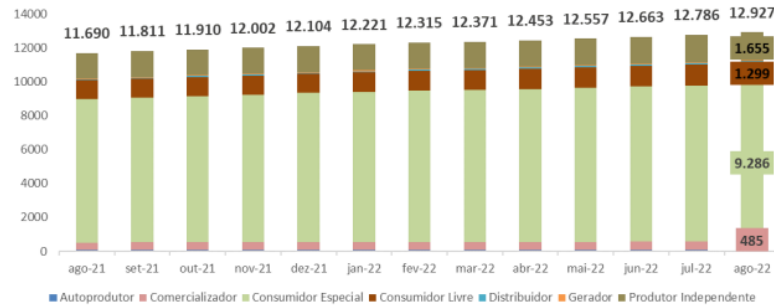
2024: todos os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV poderão optar pela compra de energia; [11]

Destaca-se que algumas diretrizes deverão ser seguidas com a aprovação do PL 414, além da abertura do Mercado Livre, tais como a criação de ações de conscientização dos consumidores; a separação das atividades de rede das de comercialização de energia; e o aperfeiçoamento da infraestrutura de medição e faturamento. Ademais, o compartilhamento dos custos da migração dos consumidores ao mercado livre e a separação entre lastro e energia são outras ações presentes no projeto de lei.

Conforme a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), com a implementação do PL 414/2021, o Brasil avançaria para a 4ª posição no Ranking Internacional de Liberdade no Setor Elétrico de 2018 com 56 países. Neste momento, o Brasil encontra-se na 55ª posição em termos de liberdade de escolha do consumidor quanto ao seu fornecedor de energia elétrica.[8]

O Mercado Livre permite a autonomia de negociação de preço, prazos, vigências, formas de reajustes e flexibilidades, entre outros parâmetros contratuais diretamente entre consumidores e comercializadores. Dessa forma, oferece um cenário de maior competitividade do mercado de energia, culminando em preços de energia mais baixos e uma melhor gestão orçamentária. Por tais razões, observa-se uma crescente migração de unidades consumidoras para o mercado livre de energia, sobretudo, nas faixas de menor consumo contratado. Segundo a CCEE, o segmento de negociação livre dos insumos corresponde por mais de 35% do consumo total de eletricidade do país, atingindo a marca de 10.585 agentes consumidores em agosto de 2022, conforme ilustrado na figura 1.

Figura 1 – Agentes aderidos na CCEE por classe



Fonte: CCEE. [39]

Diante do exposto, torna-se importante a avaliação das empresas e consumidores a respeito das oportunidades e das transformações do Mercado de Energia Brasileiro. Assim, este trabalho tem como motivação apresentar as nuances do setor elétrico e fornecer subsídios para a tomada de decisão de empresas, de modo que se possa diminuir os custos e os riscos envolvidos na migração.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Setor Elétrico Brasileiro vivenciou inúmeras transformações ao longo do tempo, com reformas e aperfeiçoamentos de sua estrutura. Entre os anos de 1930 e 1980, o Estado controlava os investimentos da indústria elétrica, proporcionando, inicialmente, um forte crescimento e expansão do acesso aos consumidores e da qualidade dos serviços. No entanto, a verticalização do SEB vinculada a crise do petróleo de 1979 e a diminuição dos aportes públicos no setor colaborou para racionamento e apagões em algumas regiões do país em decorrência da grande recessão de 1980. [35]

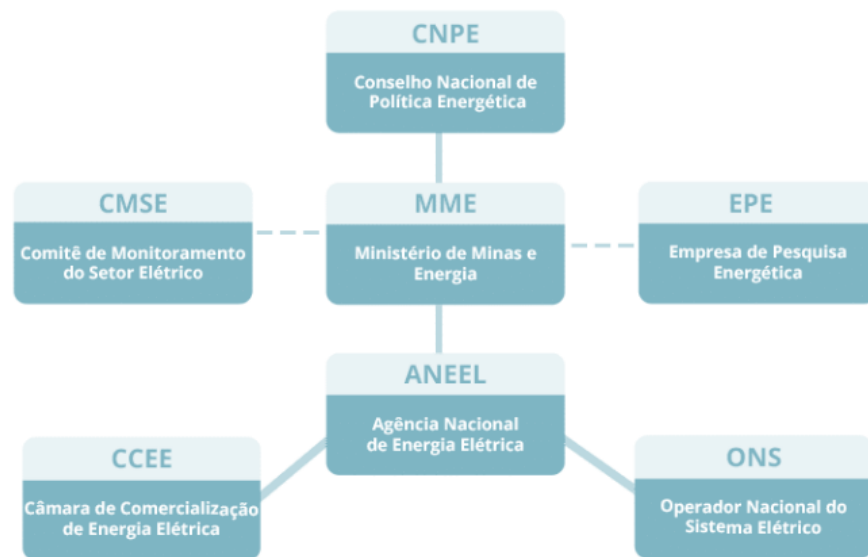
Dito isso, uma das reestruturações do SEB teve início com a adoção da Lei nº 8.987/1995, mais conhecida como Lei de Concessões, que exigiu a introdução de novos marcos institucionais e regulatórios para possibilitar mudanças no setor elétrico, tais como: a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); a forma de participação dos agentes de produção e consumo no mercado atacadista de energia; o livre acesso a redes de transmissão e distribuição e dentre outras. Após a crise energética de 2001, exigiu-se uma nova reforma do SEB em consequência da insegurança de abastecimento e as novas possibilidades de racionamento. O Novo Modelo foi instituído em 2004 e baseou-se na criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), da CCEE, dos ambientes de negociação e contratação (regulado e livre) por intermédios de leilão de compra, na definição do conceito de lastro e entre outros. Dessa maneira, assegurou-se uma recuperação dos investimentos no setor e a expansão de maneira sustentável da geração.

A partir dessa perspectiva, serão apresentados nas próximas seções os principais órgãos que contextualizam o Setor Elétrico Brasileiro e auxiliam na compreensão do mercado de energia em que se insere a análise deste trabalho.

2.1.1 Órgãos institucionais e suas responsabilidades

A estrutura de governança atual do SEB é organizada em agentes institucionais e setoriais. Os órgãos institucionais realizam atividades de natureza política, reguladora, fiscalizadora e institucional. Esses órgãos estão listados abaixo, juntamente com suas principais responsabilidades e hierarquias, conforme a figura 2:

Figura 2 – Estrutura de governança do SEB



Fonte: Esfera Energia (2021)

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

É o órgão responsável por auxiliar o Presidente da República em questões relacionadas à elaboração de políticas e diretrizes energéticas com o intuito de proporcionar o aproveitamento racional dos recursos e garantir o fornecimento de energia para as regiões mais remotas ou de difícil acesso do país. [13]

Ministério de Minas e Energia (MME)

É um órgão do governo federal que implementa as políticas energéticas definidas pelo CNPE e atua no planejamento, gestão e desenvolvimento do setor, supervisionando a segurança da entrega de energia elétrica e estabelecendo intervenções preventivas em casos de desajustes entre oferta e demanda de energia. [21]

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

É uma instituição gerenciada pelo MME que tem como função supervisionar a continuidade e a confiabilidade do suprimento elétrico, acompanhando o desenvolvimento de atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia, além de avaliar as condições de atendimento e abastecimento. [13]

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

É uma instituição vinculada ao MME que visa a prestação de serviços na área de pesquisa e estudo do setor energético com o objetivo de contribuir com o planejamento dele. As principais atribuições são:

1. Realizar estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos e de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo;
2. Desenvolver análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas;
3. Obter a licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica. [15]

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

É o órgão responsável por regular o setor elétrico brasileiro e tem como suas principais atribuições:

1. Regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
2. Fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;
3. Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
4. Estabelecer tarifas;
5. Dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores, e
6. Promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal.[16]

Operador Nacional do Sistema (ONS)

É um órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob fiscalização da ANEEL. Além disso, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações exercidas sobre o sistema e seus agentes

proprietários para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país, com os objetivos de:

1. Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL;
2. Garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e
3. Contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.[31]

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

É uma instituição criada em 2004 no “Novo Modelo” com a finalidade de atuar no equilíbrio operacional do mercado de comercialização de energia e na contabilização e liquidação das operações financeiras no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Suas principais atribuições são:

1. Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
2. Fazer a gestão de contratos do ACR e do ACL;
3. Manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida;
4. Realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da ANEEL;
5. Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da Aneel, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões;
6. Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades;
7. Servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação;[21]

2.2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.2.1 Estrutura do mercado brasileiro de energia

Conforme o Novo Modelo do SEB em 2004, o desejo de uma maior segurança do suprimento de energia elétrica, competitividade e eficiência do Mercado Brasileiro de Energia (MBE), acarretou em uma nova estruturação de comercialização de energia elétrica. Assim,

dividiu-se em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre, descritos brevemente a seguir:

- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)**

O regime de contratação de energia elétrica no ACR tem como finalidade a proteção dos consumidores menores e a garantia do fornecimento de energia a todos os consumidores finais. Os principais players deste mercado são os agentes de geração, distribuição e os consumidores “cativos”. Dessa forma, os contratos bilaterais regulados, chamados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), são acordados entre geradores e distribuidoras por intermédio de leilões de energia realizados pela CCEE sob a supervisão da ANEEL que especificam o preço de venda em reais por megawatt-hora (R\$/MWh). Por fim, os consumidores no ACR devem comprar obrigatoriamente energia por meio dos agentes de distribuição à qual estão conectados, sendo inclusos na fatura paga as taxas fixas da ANEEL e os serviços das distribuidoras. [34]

- **Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

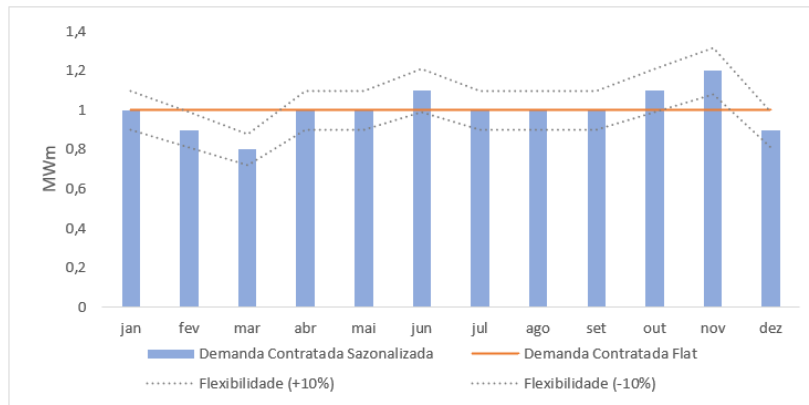
No ambiente livre, as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas por meio de geradores, comercializadores e consumidores livres com livre negociação através dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) e Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI). Dessa forma, observa-se uma maior liberdade dos consumidores na escolha de seus fornecedores em virtude da negociação de um conjunto de variáveis conforme mencionado na seção 1.3.

No entanto, existem riscos em relação a exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP) ou também conhecido como Mercado “*Spot*”. Um dos principais riscos é em relação a subcontratação e sobrecontratação de energia. Isso ocorre em virtude da contabilização das diferenças realizadas pela CCEE, na qual se houver diferenças entre energia contratada e o consumo realizado, tal desequilíbrio será comercializado ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Em virtude da variabilidade de consumo de energia elétrica ao longo do ano, a negociação de variáveis nos CCEAL é essencial para a diminuição dos riscos e a exposição à volatilidade do MCP. A sazonalização que é a distribuição do volume anual de energia ao longo dos meses do ano e a modulação que é distribuição do volume mensal por hora ou patamar, ao longo do mês, são instrumentos importantes para evitar a valorização da energia a PLD. Ademais,

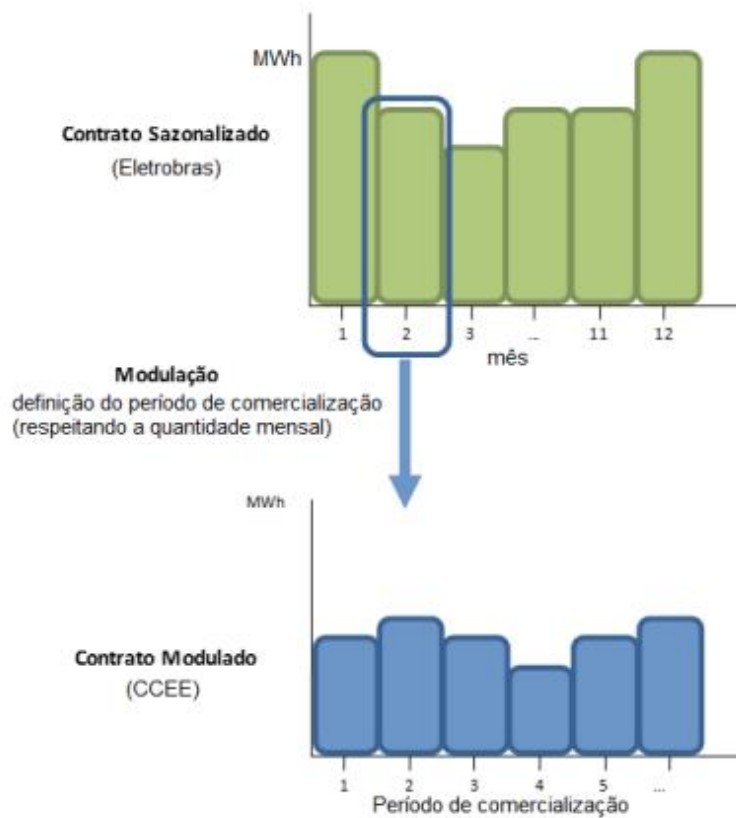
a flexibilidade que é o percentual oferecido nos contratos de energia no ACL, que será aplicado ao valor da demanda contratada sazonalizada dentro do qual o consumo pode variar sem incorrer em exposição, é outra variável importante na proteção do consumidor ao MCP. Essas variáveis são representadas nas figuras 3 e 4.[34]

Figura 3 - Representação gráfica da sazonalização e flexibilidade



Fonte: Autoria própria

Figura 4 - Representação gráfica da sazonalização e modulação

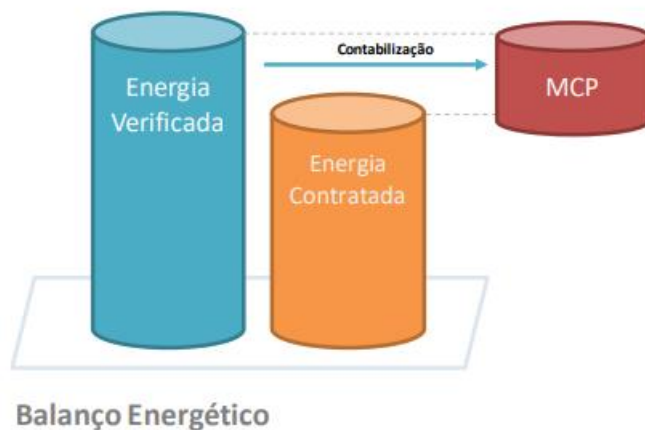


Fonte: CCEE (2022)

2.2.2 Mercado de Curto Prazo e PLD

O Mercado de Curto Prazo (MCP) é o ambiente onde as diferenças de contabilização dos contratos são liquidadas mensalmente. Dessa maneira, a diferença entre os volumes contratados (energia contratada) e os volumes medidos (energia verificada) são contabilizadas e negociadas no MCP que apura esse balanço energético de cada agente da CCEE, conforme ilustrado na figura3.[18]

Figura 5 - Energia comercializada no MCP

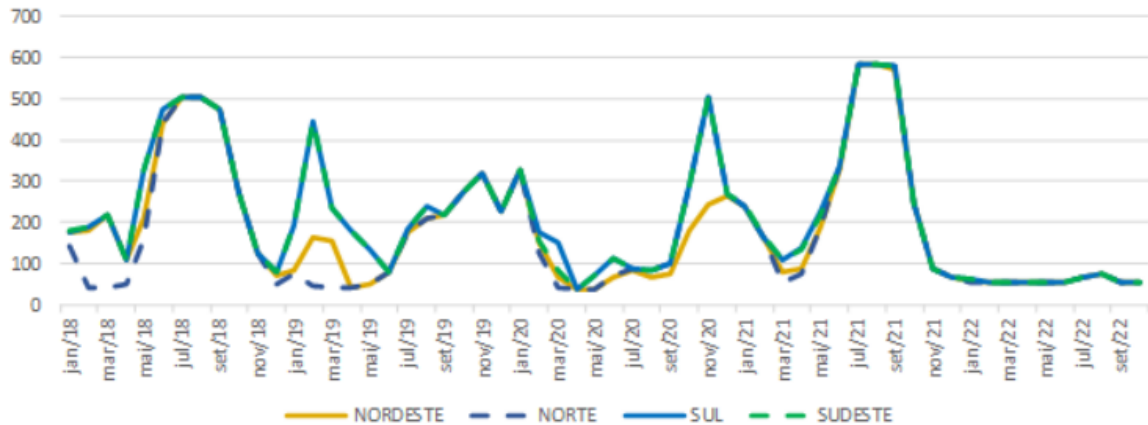


Fonte: CCEE (2022)

O PLD é calculado para cada submercado do Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando três patamares de carga e com uma base diária e horária, utilizando modelos matemáticos de planejamento: NEWAVE, DECOMP e DESSEM com lógica de custos. Estes modelos fornecem o Custo Marginal de Operação (CMO), estimado pela ONS e CCEE, que varia em função das condições hidrológicas, dos despachos energéticos e das demandas de energia, sobre tal CMO são aplicados os valores máximo e mínimo PLD do ano. Destaca-se para o ano de 2022, os valores limites do PLD aprovados pela ANEEL foram: R\$ 55,70 /MWh para o PLD mínimo que considera o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO Itaipu) e a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do SIN; R\$ 646,58/MWh para o PLD máximo estrutural referente ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal e R\$ 1.326,50/MWh para o PLD máximo horário referente à média ponderada, pela potência instalada, dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termelétricas à óleo diesel disponíveis no deck do Programa Mensal da Operação (PMO). Tendo isso em vista, pode-se

notar na figura 6, as variações do PLD no ano de 2021 em virtude da crise hídrica daquele ano.[18]

Figura 6 – Gráfico Histórico do PLD por submercado



Fonte: CCEE (2021)

2.2.3 Agentes setoriais

Além dos órgãos institucionais, o SEB é composto por vários segmentos de agentes que permitem o funcionamento do setor. Esses segmentos representam os agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

- **Agentes de Geração**

Os agentes de geração são os responsáveis pela produção de energia elétrica, por exemplo, os geradores, autoprodutores, Produtores Independentes de Energia (PIE), e as Concessionárias de Serviço Público de Geração (CSPG). São os detentores das usinas de geração de eletricidade, cujas fontes, são as mais variadas: hidráulica, térmica, solar, eólica, biomassa e etc. [35]

- **Agentes de Transmissão**

Os agentes de transmissão possuem a função de transporte de energia em alta tensão, sendo este de maneira mais capilarizada, conectando os geradores aos consumidores ou distribuidoras. Caracterizam-se como monopólios naturais com uma forte regulação no setor. [35]

- **Agentes de Distribuição**

Os agentes de distribuição são as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que atendem à demanda de energia dos consumidores cativos. Cada agente opera na sua área de concessão e atua dentro das normas de regulação por tarifas impostas pelo governo, estando obrigadas a fazer parte do ACR.

- **Agentes de Comercialização**

Os agentes de comercialização realizam as transações comerciais do mercado de energia, tais como, as comercializadoras, exportadores e importadores.

- **Consumidores**

Os consumidores são classificados em três categorias: Cativo, Livre e Especial. A divisão é em virtude de aspectos como o ambiente de contratação, demanda, tensão, do tipo de fonte, entre outros.

Os consumidores cativos ou regulados são os participantes do ACR e estão condicionados ao pagamento de tarifa de energia determinada pela ANEEL, e não podem optar pelo seu fornecedor. Nessa modalidade de consumo, o fornecimento de energia dá-se pela distribuidora local e são atendidos sob condições reguladas.[35].

Conforme a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, os consumidores ACL podem ser divididos em duas categorias: Livre e Especial.

Atualmente, os consumidores livres possuem total liberdade de escolher o seu fornecedor da energia elétrica. Este tipo de consumidor pode contratar qualquer tipo de energia (Convencional ou Incentivada) e, para tal é exigido uma carga igual ou superior a 1000 kW e atendimento em qualquer nível de tensão. Vale ressaltar que nos próximos anos serão reduzidos os requisitos mínimos para enquadrar-se nessa categoria conforme a Portaria 465/2019 e exposto na tabela 1 a seguir: [11]

Tabela 1 – Requisitos mínimos de carga para migração de consumidores ao ACL

Data de entrada em vigor	Requisitos Mínimos
A partir de 1º de janeiro de 2023	Consumidor com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em qualquer tensão

A partir de 1º de janeiro de 2024	Consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV poderão optar pela compra de energia;
-----------------------------------	--

Fonte: Autoria própria. Adaptado do MME (2022).

Um consumidor especial necessita uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW e inferior a 1000 kW. Este tipo de consumidor compra, obrigatoriamente, energia de fontes incentivadas. Ademais, a regulação permite para consumidores com demanda inferior a 500 kW realizar comunhão de cargas, entre: consumidores de mesmo Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ) ou localizadas em área contígua (sem separação por vias públicas) para atingir o nível mínimo de demanda. Uma rede de supermercados, por exemplo, com dez unidades consumidoras (todas com o mesmo CNPJ), cada uma com 50 kW de demanda contratada, poderá se tornar um consumidor especial agregando todas as dez cargas, atingindo o requisito de demanda mínima. [32]

2.2.4 Tipos de energia

Como foi abordado nas seções anteriores, a energia pode ser ofertada aos consumidores do mercado livre por agentes geradores e agentes comercializadores. Assim, os consumidores possuem duas opções de compra de energia que podem ser negociadas nos contratos: a energia convencional e a energia incentivada.

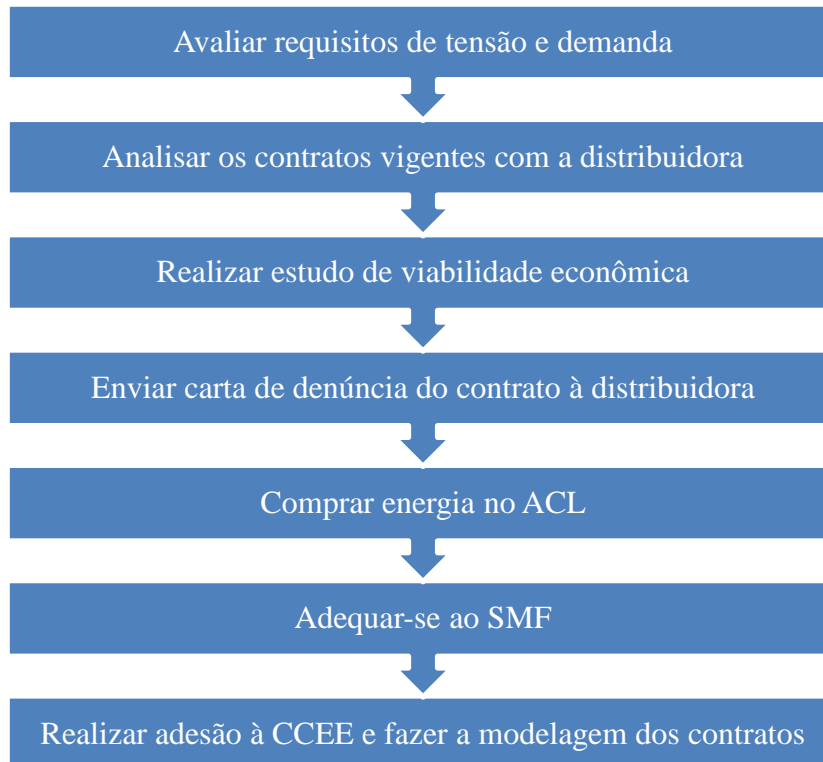
A energia convencional é a energia proveniente das fontes mais comuns, por exemplo, as usinas hidrelétricas de grande porte e as usinas termelétricas com potência instalada superior a 30MW (ou 50MW para alguns casos). Uma das vantagens desse ativo é a competitividade dos preços que são menores e mais atrativos em relação a energia incentivada. No entanto, o consumidor não obtém descontos nas tarifas de distribuição e transmissão na compra desse tipo de energia.[23]

A energia incentivada é a energia gerada a partir de fontes renováveis, tal como, eólica, solar, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). O artigo 26 da Lei nº 9.427/1996 institui a ANEEL uma redução a ser aplicada às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição em um percentual não inferior a 50% aos consumidores e geradores. O objetivo dessa diminuição encargos por parte do Governo Federal é estimular o desenvolvimento destas fontes no país e proporcionar uma competição com as fontes convencionais. [23]

2.2.5 Requisitos para a migração

Na migração ao mercado livre, os consumidores devem atender há uma série de requisitos e etapas para o processo de entrada ao ACL de maneira segura. Estes tópicos serão abordados a seguir e ilustrados em etapas na figura 7, a seguir:

Figura 7 – Procedimentos para a migração ao ACL



Fonte: Autoria própria, adaptado da ABRACEEL (2019).

Avaliar os requisitos de tensão e demanda

Primeiramente, é necessária uma avaliação dos critérios de tensão e demanda para adequação do consumidor nas categorias de consumidor livre ou especial, conforme os requisitos mencionados na seção 2.2.3. Caso o consumidor tenha se conectado ao sistema antes de 7/7/1995, deve, ainda, ter nível de tensão igual ou superior a 69 kV para ser consumidor livre. [9]

Analisar os contratos vigentes com a distribuidora

Nesta etapa são avaliados o CCEAR e o Contrato Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), ambos relacionados aos acordos firmados de tarifa e demanda entre os consumidores

e suas respectivas distribuidoras. Normalmente, os prazos desses contratos são de 12 meses e para encerramento da renovação é necessário a manifestação com seis meses de antecedência. Além disso, em rescisões antecipadas podem acarretar em multas ao consumidor. [9]

Realizar estudo de viabilidade econômica

Com as informações dos contratos vigentes com as distribuidoras, o consumidor deve realizar um estudo de viabilidade econômica, comparando os custos entre os ambientes de contratação. Dessa forma, os dados de demanda contratada e a média mensal de consumo nos diferentes postos horários, a classe de tensão, a tarifa horária e a potência de geração instalada, se possuir, são imprescindíveis para a verificação de viabilidade da migração. [9]

Enviar carta de denúncia do contrato para a distribuidora

Com a decisão de migração para o mercado livre, o consumidor deve informar a distribuidora através da carta de denúncia de contrato o encerramento dos contratos vigentes.[9]

Comprar energia no ACL

O próximo passo é a compra de energia no ACL, por meio dos CCEAL e dos CCEI. O contrato pode ser comprado de comercializadores, geradores ou outros consumidores (por meio de cessão). [9]

Além disso, é fundamental o desenvolvimento de estratégias de compra de energia, por parte do consumidor, em conformidade com as características de consumo e perfis de risco das suas empresas, protegendo-se da volatilidade dos preços de energia no mercado livre.

Adequar-se ao Sistema de Medição para Faturamento (SMF)

É uma etapa obrigatória para que o consumidor do ACR realize a migração para o ACL. A adequação ocorre em virtude das diferenças dos sistemas de medição dos ambientes de contratação. Deste modo, os consumidores devem adequar seus sistemas de medição para envio automático de dados de consumo à CCEE. Além disso, outros ajustes são necessários para atender às especificações técnicas e padrões exigidos segundo as recomendações do Anexo I do Submódulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS, tais como: ajustes de estruturas de eletrodutos, cabeamento, painéis, entre outros equipamentos.

Realizar adesão à CCEE e fazer a modelagem dos contratos

Na última etapa para a migração, o consumidor realizará a adesão à CCEE e fará a modelagem dos contratos de energia comprados no ACL, conforme os procedimentos de comercialização da CCEE, submódulos 1.1 e 1.2. [9]

2.3 TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Entender como a conta de energia elétrica é calculada e as informações nela declaradas é imprescindível para a tomada de decisão sobre a migração de consumidores para o ACL. Isto, permite que as empresas tenham mais compreensão sobre seu consumo de energia e, assim, possam firmar contratos com mais precisão.

Nesta seção serão abordados os principais conceitos da estrutura tarifária no setor elétrico para os consumidores cativos, detalhando a tarifação e a composição da tarifa de energia elétrica.

2.3.1 Conceitos Gerais

Primeiramente, é necessário discorrer alguns conceitos gerais em relação a tarifação de energia elétrica para proporcionar uma melhor compreensão das regras aplicáveis aos consumidores.

Consumo: é a quantidade de potência elétrica (kW) consumida em um intervalo de tempo, expresso em quilowatt-hora (kWh).

Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reativo (kVAr), respectivamente;[5]

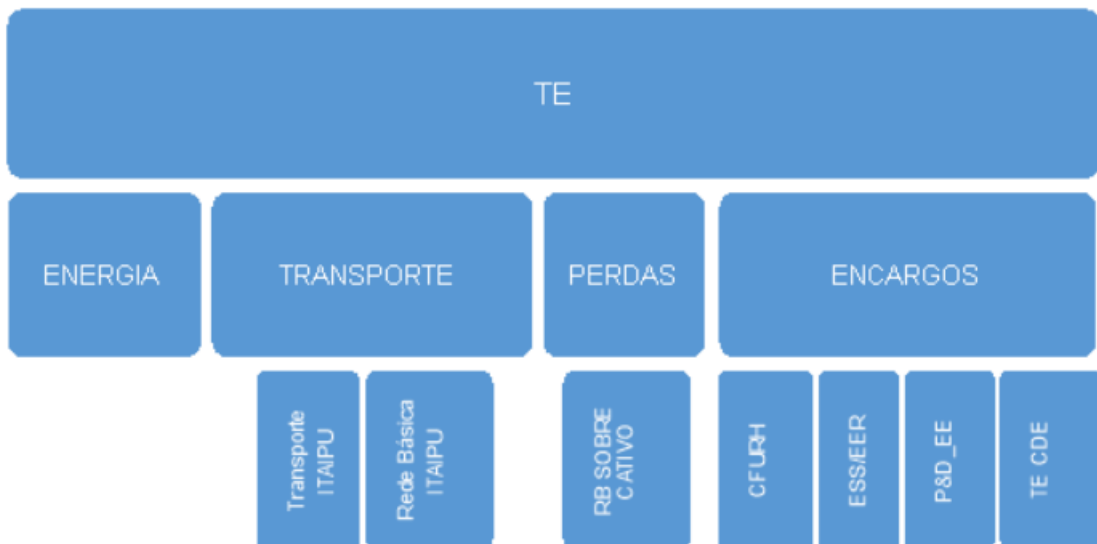
Demanda Contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW); [5]

Demanda Medida: maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento; [5]

2.3.2 Tarifa de Energia (TE)

A tarifa de energia elétrica é a composição de valores calculados pela ANEEL que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizadas pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada para o consumidor. A tarifa é expressa em R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) ou R\$/kW (reais por quilowatt) representa, portanto, a soma de todos os componentes do processo industrial de geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia elétrica. São acrescidos ainda os encargos direcionados ao custeio da aplicação de políticas públicas. Os impostos e encargos estão relacionados na conta de luz. Deste modo, apresenta-se na figura 8 a composição dos custos e componentes da TE. (34)

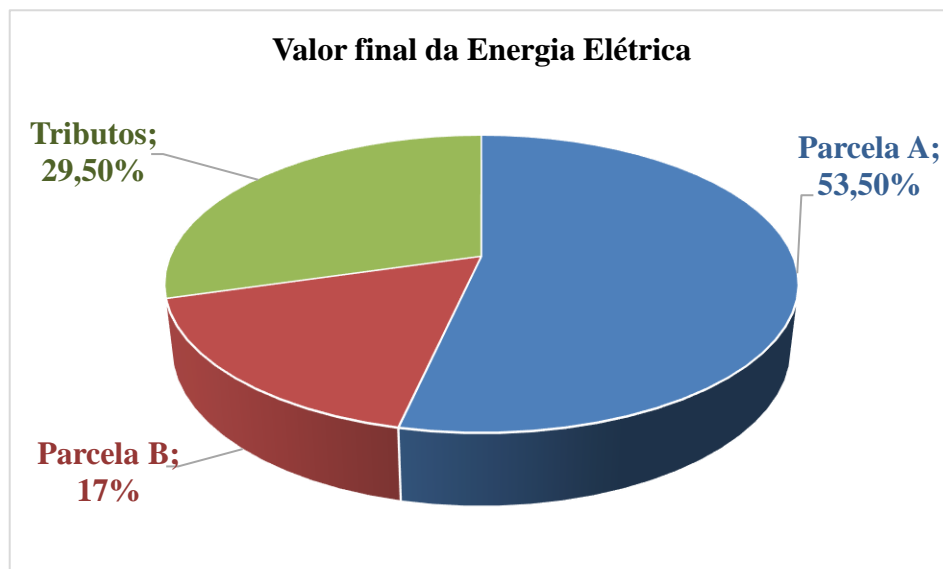
Figura 8 – TE – Função de Custos e Componentes Tarifários



Fonte: ANEEL (2022)

Com isso, observa-se a composição da tarifa de energia em um somatório de três custos das distribuidoras com o objetivo de cumprir com o fornecimento de energia elétrica com qualidade: Parcela “A”, Parcela “B” e os tributos, segundo a figura 10. (34)

Figura 9 – Percentual de composição da tarifa de energia

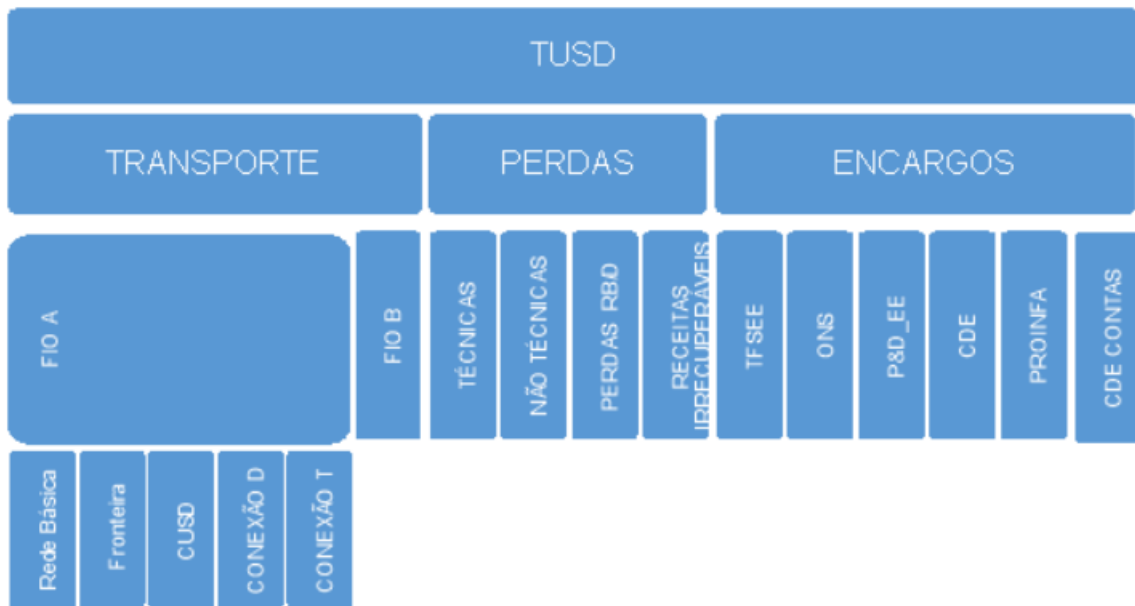


Fonte: ANEEL

A Parcela “A” compreende os custos não gerenciáveis pela concessionária, representando 53,50% da tarifa, por exemplo, o custo com a compra de energia proveniente das geradoras e determinado em leilões, custos de transporte de energia que corresponde à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), além dos encargos setoriais. Destaca-se a criação de encargos pelo Congresso Nacional com o intuito de viabilizar políticas públicas do Governo Federal para o setor elétrico que também impactam no preço final da conta de luz, tais como: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE); Encargos de Serviços do Sistema (ESS); Encargo de Energia de Reserva (EER); Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE); e Financiamento da ONS;.[27]

A parcela “B” são os denominados custos gerenciáveis pela própria distribuidora, representando 17% da tarifa, como as despesas operacionais, a reintegração e remuneração do investimento e as cotas de depreciação. Esta parcela inclui basicamente a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TUSD é determinada pela ANEEL e expressa em R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) ou R\$/kW (reais por quilowatt), refere-se aos custos de transporte, perdas no processo e encargos, conforme a figura 9. Além disso, esta tarifa pode ser diferenciada de acordo com a modalidade tarifária, posto tarifário e subgrupo. [27]

Figura 10 – TUSD – Função de Custos e Componentes Tarifários



Fonte: ANEEL (2022)

Os tributos estão incluídos os impostos federais, estaduais e municipais, representando 29,50% da tarifa. São encargos compulsórios que asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades. No âmbito federal, os impostos são o Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). No campo estadual, é cobrado o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) relativo à circulação de mercadorias e serviços e é de competência de cada estado e do Distrito Federal, por isso as alíquotas são variáveis. Na esfera municipal, é previsto o encargo de Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP) que é apenas arrecadado pela distribuidora e repassado para o município. [27]

Assim, o valor final cobrado ao consumidor cativo é calculado como mostra a equação 1 abaixo:

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

Além disso, é importante destacar que todas as tarifas são reajustadas anualmente de acordo com fórmula prevista no Contrato de Concessão com o objetivo de assegurar as concessionárias ganhos suficientes para atender seus custos.

2.3.3 Grupo Tarifário

Os consumidores são categorizados em dois grupos tarifários em função do nível de tensão em que são atendidos: Grupo A e Grupo B e suas respectivas subdivisões.

Grupo A: São os consumidores atendidos em média ou alta tensão, acima de 2300 volts, como indústrias, shoppings center e alguns edifícios comerciais; [36]

Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como ilustrado na tabela 2 abaixo:

Tabela 2 – Classificação dos Consumidores do Grupo A

Subgrupos	Tensão de Fornecimento
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

Fonte: Autoria Própria.

Grupo B: são os consumidores atendidos em baixa tensão, em geral 127 ou 220 volts, como residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais e comerciais; [36]

Esse grupo é subdividido de acordo com a atividade do consumidor, conforme a tabela 3 abaixo:

Tabela 3 – Classificação dos Consumidores do Grupo B

Subgrupos	Atividade
B1	Residenciais
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: Autoria Própria.

2.3.4 Postos Tarifários

As características da carga são relacionadas ao comportamento de consumo de energia durante o dia. Assim, criou-se modelos de postos tarifários com a finalidade de racionalizar o consumo de eletricidade ao longo do dia, incentivando os consumidores a reposicionar a maior parte do seu consumo. Os postos tarifários são definidos por distribuidoras, no seu processo de revisão tarifária periódica, de acordo com a Resolução Normativa (REN) nº 1.000/2021 e os Procedimentos de Regulação da Tarifária (Proret). [4]

Estes postos possuem diferentes valores conforme os horários do dia e os períodos do ano, sendo divididos em três:

Horário (posto) de ponta: período diário de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais. De acordo com a Companhia Energética de Brasília (CEB), o horário de ponta é de 18h às 21h no horário normal;

Horário (posto) intermediário: período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras que optem pela Tarifa Branca. Pode variar de 1h a 1h30 antes e depois do horário de ponta;

Horário (posto) fora de ponta: período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário.

2.3.5 Modalidade Tarifária

Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, as modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa. Dessa forma, elas são definidas em virtude do Grupo Tarifário e o nível de fornecimento. [4]

Os consumidores do Grupo A têm tarifa binômica, ou seja, são cobrados tanto pela demanda quanto pela energia que consomem. Estes consumidores podem enquadrar-se em: Tarifação Horo-Sazonal Verde ou Tarifação Horo-Sazonal Azul.

Tarifação Horo-Sazonal Verde

É caracterizada por uma única tarifa de demanda de potência e por tarifas diferenciadas de consumo de energia de acordo com as horas de utilização do dia. Os consumidores enquadrados nessa modalidade, portanto, possuem duas tarifas diferentes para consumo dependendo do horário de consumo e uma tarifa única para demanda de potência. Esta tarifação é válida para demanda inferior a 2.500 kW, alimentada em tensão menor que 69 kV. [36]

Tarifação Horo-Sazonal Azul

É caracterizada por tarifas diferenciadas tanto de demanda de potência quanto de consumo de energia de acordo com as horas de utilização do dia. Esta tarifação é obrigatória para subgrupos A1, A2 e A3 e/ou unidades consumidoras com demanda igual ou superior a 2.500 kW, alimentada em tensão igual ou maior que 69 kV. [36]

Os consumidores do Grupo B têm tarifa monômnia, ou seja, são cobrados somente pela energia que consomem. Estes consumidores podem enquadrar-se em: Tarifação Convencional Monômnia e Tarifação Branca.

Tarifação Convencional Monômnia

É caracterizada por uma tarifação única de consumo de energia, independentemente de horas de utilização do dia. [36]

Tarifação Branca

É caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia de acordo com as horas de utilização do dia. [36]

2.3.6 Bandeira Tarifária

Desde de 2015, o sistema de bandeiras tarifárias sinaliza aos consumidores cativos das distribuidoras, com exceção dos localizados em sistemas isolados, os custos reais da produção de energia elétrica. Portanto, a presença de acréscimos no valor da energia entregue ao consumidor varia de acordo com as condições de geração de eletricidade e as cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) representam se a energia custará mais ou menos. Esse valor é determinado em função do CVU da térmica mais cara despachada e distribuído aos consumidores do mercado regulado.[3]

Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira Amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,02989 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira Vermelha – Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,06500 para cada quilowatt-hora kWh consumido;

Bandeira Vermelha – Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09795 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Bandeira Escassez Hídrica: condições de escassez de recurso hídricos. A tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,1420 para cada quilowatt-hora kWh consumido

3 ESTUDO DE VIABILIDADE

Neste capítulo será exposto a metodologia aplicada para a mensuração da viabilidade econômica e as análises realizadas nos estudos de caso. Os métodos utilizados são os indicativos financeiros de Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido e Ponto de Equilíbrio que auxiliaram na avaliação da proposta de migração para o mercado livre de energia. Portanto, o objetivo é comparar os custos enfrentados pelo consumidor nos diferentes ambientes de contratação, considerando as diversas despesas que ocorrem na migração e influenciam na tomada de decisão.

3.1 METODOLOGIA

Na aplicação de métodos financeiros, é necessária a definição de uma taxa de juros que representa o mínimo que o investidor se aceita ganhar quando aplica seus recursos, conhecida como Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A TMA aplicada ao estudo utilizará a Taxa de Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) pré-fixado 2027 como referência e suas projeções para os anos futuros. Em virtude de a análise possuir um horizonte de 5 anos, a TMA será ponderada há um crescimento anual composto.

Além disso, os custos no mercado cativo são obtidos através das faturas de energia de janeiro de 2021 até dezembro de 2021 e as projeções das tarifas incidentes para os anos até 2026. Com base nessas projeções, os custos no mercado regulado serão elaborados e o estudo abordará quatro cenários distintos de contratação de energia no ACL e, por fim, identificará o preço de empate entre os fluxos de caixa do ACR e ACL.

Deste modo, os fluxos de caixas serão elaborados com a diferença dos custos entre os ambientes de contratação, contemplando os investimentos iniciais de adequação dos sistemas de faturamentos, tarifas de adesão e entre outros custos iniciais.

3.1.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O método do Valor Presente Líquido (VPL) tem como objetivo calcular, em termos de valor presente, o impacto dos eventos futuros associados a uma alternativa de investimento.

Este indicador avalia se um projeto trará o retorno mínimo esperado ($VPL > 0$) ou não ($VPL < 0$). O indicativo financeiro é expresso conforme a equação 2 abaixo: [33]

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

sendo,

VPL valor presente líquido, em R\$;

I_0 valor inicial do investimento, em R\$;

FC_t fluxo de caixa no período t , em R\$;

i taxa de desconto, em porcentagem;

t período em questão, em unidade de tempo.

3.1.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

O método da Taxa Interna de Retorno (TIR) tem como finalidade encontrar uma taxa intrínseca de rendimento que torna o Valor Presente Líquido (VPL) de um fluxo de caixa igual a 0 (zero). Por definição, a TIR é a taxa de retorno do investimento. Dessa forma, a TIR tem a capacidade de analisar tanto a rentabilidade quanto o risco de um investimento. Assim, considera-se com critério de decisão para aceitação de um projeto de investimento no que se refere à TIR. [33]

Se a TIR de um projeto exceder a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) esperada pelo investidor significa que ele é viável;

Se a TIR de um projeto ficar abaixo da Taxa Mínima de Atratividade o mesmo deve ser rejeitado;

Se a TIR de um projeto for igual a Taxa Mínima de Atratividade a decisão de seguir com o projeto fica por conta dos gestores/investidores.

A TIR é expressa em porcentagem/período e é representada pela equação 3:

$$-I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (3)$$

sendo,

I_0 valor inicial do investimento, em R\$;

FC_t fluxo de caixa no período t , em R\$;

TIR Taxa Interna de Retorno, em porcentagem;

t período em questão, em unidade de tempo.

3.1.3 Método do ponto de equilíbrio

O método do ponto de equilíbrio, ou *breakeven point*, determina o valor de um parâmetro ou variável de decisão que torna duas relações iguais, tal que a diferença entre elas seja nula. [38]

É conhecido como preço de empate na esfera de comercialização de energia, entende-se como um parâmetro do valor máximo em R\$/MWh que pode ser desembolsado pela energia no ACL com o propósito de equilibrar os custos neste ambiente contratual com os custos do ACR. A expressão que representa o ponto de equilíbrio é apresentada na equação 4 abaixo:

$$TE_{ACL} + TUSD_{ACL} = TE_{ACR} + TUSD_{ACR} \quad (4)$$

sendo,

TE_{ACL} custo da energia no ACL, em R\$/MWh;

TE_{ACR} tarifa de energia no mercado cativo, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACL}$ parcela TUSD mais os impostos no Mercado Livre, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACR}$ parcela TUSD mais os impostos no mercado cativo, em R\$/MWh.

Dessa maneira, com a manipulação das variáveis apresentadas na equação anterior, pode-se chegar ao valor do preço de empate, conforme a equação 5:

$$V_{empate} = TE_{ACL} = TE_{ACR} + TUSD_{ACR} - TUSD_{ACL} \quad (5)$$

sendo,

V_{empate} o ponto de equilíbrio econômico entre os preços de energia no mercado cativo e livre, em R\$/MWh.

3.2 ESTUDO DE CASO

3.2.1 Descrição do consumidor

O estudo de caso refere-se a análise de consumo de energia elétrica de uma empresa do setor de varejo alimentício, localizada no submercado Sudeste/Centro-Oeste, no Mato-Grosso, na área de concessão da distribuidora Grupo Energisa. A unidade consumidora é um supermercado com horário de funcionamento de segunda a sábado das 07 horas as 20 horas e nos domingos na faixa das 07 às 12 horas. As características do consumidor serão apresentadas na tabela 4 a seguir:

Tabela 4 – Características do consumidor

Atividade	Comercial
Concessionária	Grupo Energisa
Estado	MT
Modalidade Tarifária	VERDE
Grupo Tarifário	A4
Demanda Contratada Fora de Ponta (kW)	130
Tensão de Fornecimento (kV)	2,3

Fonte: Autoria própria

Além disso, o consumidor analisado apresenta-se com uma fonte de geração à diesel. As principais características do gerador serão apresentadas na tabela 5 a seguir:

Tabela 5 – Características do gerador a diesel

Fabricante	Cummins
Modelo	C300D6
Fonte de Geração	Diesel
Potência Nominal (Standby)	300 kW / 375 Kva
Ligação	Trifásico
Frequência (Hz)	60

Fonte: Autoria própria

Um dos principais motivos para a presença do gerador à diesel é evitar o consumo de energia no horário de ponta, uma vez que a tarifa de energia e a demanda chegam a ter seu valor triplicado neste posto tarifário, amenizando os custos com eletricidade da empresa. O gerador possui quadro de comando e controle automático, coordenando o automatismo da partida e da parada, assegurando a atuação apenas no horário de ponta. Além disso, o gerador possibilita uma maior segurança a empresa em casos de interrupção no fornecimento de energia, garantindo o funcionamento dos equipamentos e a preservação dos produtos perecíveis da empresa.

3.2.2 Cálculos Tarifários

O cálculo tarifário no ACR é resultado da escolha do consumidor em relação ao seu grupo tarifário e sua modalidade tarifária. Dessa forma, oferecendo a possibilidade de escolha entre as modalidades azul e verde para os consumidores do grupo A. No cálculo das parcelas das tarifas é considerado o consumo dos últimos doze meses, em kWh, nos dois postos tarifários e o valor da tarifa de consumo de energia, em R\$/kWh, estabelecido pela concessionária local.

O consumidor estudado apresenta-se na modalidades horo-sazonal verde e a apuração da parcela da tarifa referente à TUSD sem os tributos é representada na equação 6:

$$TUSD_{ACR/verde} = (D * T_D) + (C_p * T_{encargo p}) + (C_{fp} * T_{encargo fp}) \quad (6)$$

sendo,

$TUSD_{ACR/verde}$ total da TUSD na modalidade verde, sem tributos, em R\$;

D demanda contratada, em kW;

C_p consumo para o horário de ponta, em kWh;

C_{fp} consumo para o horário fora de ponta, em kWh;

T_{Dp} tarifa da demanda contratada, em R\$/kW;

$T_{encargo p}$ tarifa de encargo para o horário de ponta, em R\$/kWh;

$T_{encargo fp}$ tarifa de encargo para o horário fora de ponta, em R\$/kWh.

A parcela da tarifa referente à TE é expressa pela equação 7:

$$TE_{verde} = (C_p * T_{Cp}) + (C_{fp} * T_{Cfp}) \quad (7)$$

sendo,

TE total da tarifa de energia, sem tributos, em R\$;

C_p consumo para o horário de ponta, em kWh;

C_{fp} consumo para o horário fora de ponta, em kWh;

T_{cp} tarifa de consumo para o horário de ponta, em R\$/kWh;

T_{cfp} tarifa de consumo para o horário fora de ponta, em R\$/kWh.

Além do cálculo das parcelas inerentes a conta de energia, torna-se necessário a apuração dos tributos referentes à TUSD e TE, tais como: ICMS, PIS e COFINS, representados nas equações 8 e 9 abaixo:

$$V_{ICMS} = \frac{V_{parcela} * ICMS}{[1 - (PIS + COFINS)] * (1 - ICMS)} \quad (8)$$

$$V_{PIS/COFINS} = \frac{V_{parcela} * ICMS}{[1 - (PIS + COFINS)] * (1 - ICMS)} \quad (9)$$

sendo,

V_{ICMS} valor do ICMS, em R\$;

$V_{PIS/COFINS}$ valor do PIS/COFINS, em R\$;

$V_{parcela}$ base de cálculo do valor da parcela a qual se obterá o valor da incidência do imposto calculado em questão, em R\$;

$ICMS$ alíquota relativa ao Estado do consumidor, em %;

PIS alíquota relativa ao mês de referência, divulgada pela distribuidora local, em %;

$COFINS$ alíquota relativa ao mês de referência, divulgada pela distribuidora local, em %;

Portanto, obtém-se a expressão matemática do valor final da fatura de energia do consumidor cativo na equação 10:

$$V_{cativo} = TUSD_{ACR/verde} + TE_{verde} + V_{ICMS} + V_{PIS/COFINS} \quad (10)$$

sendo,

V_{cativo} fatura de energia no mercado cativo, em R\$;

Destaca-se a eventualidade da incidência de valores adicionais na fatura de energia por consequência das bandeiras tarifárias. No entanto, a bandeira verde (custo: 0 R\$/MWh) será considerada no estudo de caso para beneficiar as análises de custos entre os ambientes de contratação, representando o cenário ótimo no mercado regulado.

Por sua vez, o cálculo tarifário no ACL é consequência da escolha do consumidor em relação ao tipo de fonte contratada. Deste modo, a escolha por energia incentivada acarretará em descontos percentuais de 50%, 80% ou 100% na parcela da TUSD, incidindo tanto na demanda quanto no consumo da energia comercializada.

Análogo ao apresentado anteriormente, a parcela da tarifa referente à TUSD sem os tributos é representada na equação 11:

$$TUSD_{\frac{ACL}{verde}} = (1 - Desc) * [(T_{encargo p} - T_{encargo fp}) + T_{encargo fp}] * C_p \quad (11)$$

$$+ (C_{fp} * T_{encargo fp}) + (1 - Desc) * T_{Cp} * D$$

sendo,

$TUSD_{ACL/verde}$ TUSD na modalidade verde no ACL, sem tributos, em R\$;

$Desc$ desconto aplicado a TUSD para energia incentivada, em valor absoluto;

Além das alterações no cálculo da parcela da TUSD, a parcela tributo no ACL é incrementada com os encargos à CCEE. Atualmente, os tributos pagos ao órgão podem chegar a R\$9/MWh, valor que será usada nas análises. Análogo ao apresentado anteriormente, a parcela da tarifa referente à TUSD sem os tributos é representada na equação 12:

$$V_{ACL/imposto} = (CCEE * C_t) + V_{ICMS} + V_{\frac{PIS}{COFINS}} \quad (12)$$

sendo,

$V_{ACL/imposto}$ impostos e encargos incididos no valor da TUSD e no consumo total no ACL, em R\$;

$CCEE$ parcela referente aos encargos da CCEE, em R\$/MWh;

C_t consumo mensal total, em MWh.

Portanto, obtém-se a expressão matemática do valor final do custo de energia do consumidor no mercado livre na equação 13:

$$V_{livre} = Custo Energia + TUSD_{ACL/verde} + V_{ACL/imposto} \quad (13)$$

sendo,

V_{livre} custo total de energia no mercado livre, em R\$;

$Custo Energia$ valor do preço de contrato de energia em relação ao consumo, em R\$;

3.2.3 Características de consumo e demanda do consumidor

A partir da tabela 6, é possível analisar os dados de consumo mensal do consumidor, onde percebe-se uma sazonalidade em virtude das estações do ano. Os meses de maio, junho e julho apresentam uma queda no consumo, por consequência das menores temperaturas na região e a diminuição do uso do ar-condicionado industrial. Em contrapartida, o restante do ano apresenta uma tendência de alta de consumo, variando pontualmente em alguns meses.

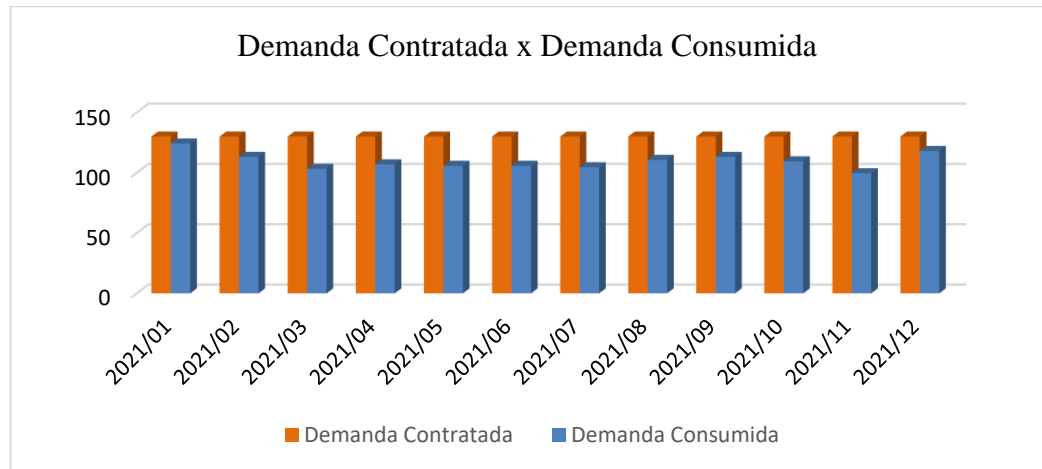
Tabela 6 – Dados mensais de consumo e demanda do consumidor no ACR

Ano/mês	Consumo F. Ponta (kWh)	Demanda Medida F. de Ponta (kW)	Demanda Não Consumida F. de Ponta (kW)
2021/01	34.194,00	124,23	5,77
2021/02	33.948,00	113,16	16,84
2021/03	31.488,00	103,32	26,80
2021/04	35.916,00	107,01	22,99
2021/05	31.119,00	105,78	24,22
2021/06	29.776,00	105,78	24,22
2021/07	28.536,00	104,55	25,45
2021/08	32.841,00	110,70	19,30
2021/09	35.424,00	113,16	16,84
2021/10	33.210,00	109,47	20,53
2021/11	30.627,00	99,63	30,37
2021/12	31.119,00	118,08	11,92

Fonte: Autoria própria

Na figura 11, observa-se uma relação muito semelhante aos dados de consumo. Vale destacar que é muito importante a contratação correta da demanda para amenizar possíveis multas caso os consumidores ultrapassem o valor contratado em mais de 5%. Em alguns períodos, verificam-se sobrecontratações de demanda que poderiam ser otimizadas para redução de custos de eletricidade.

Figura 11 – Comparativo da demanda contratada e da demanda consumida F. Ponta



Fonte: Autoria própria

Em relação a participação do gerador a diesel, o consumo anual absorvido pela geração a diesel em 2021 foi de 34155 kWh. Deste modo, realizou-se a proporcionalidade da geração do gerador em relação a carga de cada mês para a obtenção do consumo total do consumidor no ACR. Além disso, as despesas anuais com óleo diesel totalizaram um consumo 8964,5 litros de diesel que serão considerados nos cenários de estudo. Por fim, os consumos são agrupados e apresentados na tabela 7:

Tabela 7 – Consumo total do consumidor por mês no ano de 2021 no ACR

Ano/mês	Consumo Total (kWh)
2021/01	37.202,51
2021/02	36.934,86
2021/03	34.258,42
2021/04	39.076,01
2021/05	33.856,96
2021/06	32.395,80
2021/07	31.046,70
2021/08	35.730,46
2021/09	38.540,73
2021/10	36.131,93
2021/11	33.321,67
2021/12	33.856,96

Fonte: Autoria própria

3.2.4 Valores das Tarifas TE e TUSD no ACR

Os valores tarifários referentes a alta tensão praticados no mercado cativo na estrutura horária verde e subgrupo A4 pela distribuidora Energisa MT são apresentados na Tabela 8 e a na Tabela 9 referentes ao ano de 2021 sem os impostos, conforme as Resoluções Homologatórias N°2.672 e N° 2.856. [6][7]

Tabela 8 – Tarifas TUSD no ano de 2021 – Mod. Tarifária Verde – A4

Período	Tarifa de Consumo TUSD (R\$/kWh)		TUSD FIO (R\$/kW)
	F. Ponta	Ponta	Única
01/2021 - 04/2021	0,083390	1,29296	19,26
05/2021 – 12/2021	0,094150	1,40892	20,46

Fonte: Autoria própria. Adaptado (ANEEL 2021)

Tabela 9 – Tarifas TE no ano de 2021 – Mod. Tarifária Verde – A4

Período	Tarifa de Consumo TE (R\$/kWh)	
	F. Ponta	Ponta
01/2021 - 04/2021	0,25144	0,42068
05/2021 – 12/2021	0,26376	0,42180

Fonte: Autoria própria. Adaptado (ANEEL2021)

Além disso, constam também as projeções tarifárias para os anos seguintes, auferidas por meio do Serviço para Estimativa de Tarifas de Energia (SETE) da TR Soluções, conforme a tabela 10 e 11.

Tabela 10 – Projeção das Tarifas TUSD de 2021 até 2026 – Mod. Tarifária Verde – A4

Ano	Tarifa de Consumo TUSD (R\$/kWh)		TUSD FIO (R\$/kW)
	F. Ponta	Ponta	Única
2021	0,09415	1,40892	20,46000
2022	0,09139	1,46924	21,36850
2023	0,08253	1,38064	20,29821
2024	0,07889	1,46397	21,55518
2025	0,07889	1,46397	21,55518
2026	0,07889	1,46397	21,55518

Fonte: Autoria própria. Adaptado (SETE)

Tabela 11 – Projeção das Tarifas TE de 2021 até 2026 – Mod. Tarifária Verde – A4

Ano	Tarifa de Consumo TE (R\$/kWh)	
	F. Ponta	Ponta
2021	0,26376	0,42180
2022	0,27273	0,43639
2023	0,27846	0,44540
2024	0,27904	0,44619
2025	0,27904	0,44619
2026	0,27904	0,44619

Fonte: Autoria própria. Adaptado (SETE)

3.2.5 Tributos no ACR

Os valores dos tributos incidentes na tarifa de energia dos consumidores de alta tensão praticados no mercado cativo na estrutura horária verde e subgrupo A4 pela distribuidora Energisa MT são apresentados na tabela 12 referentes ao ano de 2021, conforme os decretos do Governo do Mato-Grosso.

Tabela 12 – Composição mensal dos tributos

Ano/mês	PIS	COFINS	ICMS
2021/01	0,7847%	3,6142%	27%
2021/02	0,8256%	3,8029%	27%
2021/03	0,8874%	4,0874%	27%
2021/04	1,0845%	4,9955%	27%
2021/05	1,0845%	4,9955%	27%
2021/06	1,0845%	4,9955%	27%
2021/07	0,9657%	4,4479%	27%
2021/08	0,7825%	3,6043%	27%
2021/09	0,6671%	3,0729%	27%
2021/10	0,6671%	3,0729%	27%
2021/11	1,0845%	4,9955%	27%
2021/12	1,0845%	4,9955%	27%

Fonte: Autoria própria

3.2.6 Custos totais no ACR

A partir dos dados tarifários da TUSD, TE e impostos e encargos, os valores totais da fatura de energia mensais no mercado cativo no ano de 2021 e as projeções das faturas até 2026 são calculadas com as fórmulas da seção 3.2.2 e apresentados nas tabelas 13 e 14.

Tabela 13 – Fatura de energia mensal do mercado cativo no ano de 2021

Ano/mês	TE + TUSD (R\$)	TUSD FIO (R\$)	Tributos e Encargos (R\$)	Valor Total (R\$)
2021/01	11.449,18	2.503,79	6.467,66	20.420,63
2021/02	11.366,82	2.503,79	6.416,22	20.286,83
2021/03	10.543,13	2.503,79	6.052,01	19.098,93
2021/04	12.251,68	2.546,33	7.255,54	22.053,55
2021/05	11.137,79	2.659,80	6.741,60	20.539,19
2021/06	10.653,56	2.659,80	6.043,60	19.356,96
2021/07	10.213,32	2.659,79	5.700,99	18.574,10
2021/08	11.754,12	2.659,80	6.218,36	20.632,28
2021/09	12.678,62	2.659,79	6.491,09	21.829,50
2021/10	11.886,20	2.659,79	6.126,83	20.672,82
2021/11	10.961,71	2.659,80	6.135,35	19.756,86
2021/12	11.137,82	2.659,79	6.364,75	20.162,36
Total	R\$ 136.033,95	R\$ 31.336,06	R\$ 76.014,00	R\$ 243.384,01

Fonte: Autoria própria.

Tabela 14 – Projeção das faturas de energia de 2021 até 2026 – Mod. Tarifária Verde – A4

Ano	TE + TUSD (R\$)	TUSD FIO (R\$)	Tributos e Encargos (R\$)	Valor Total (R\$)
2021	136.033,95	31.336,06	76.014,00	243.384,01
2022	153.788,25	33.334,87	86.670,43	273.793,55
2023	152.463,91	31.665,21	85.263,89	269.393,01
2024	151.173,17	33.626,08	85.641,25	270.440,50
2025	151.173,17	33.626,08	85.641,25	270.440,50
2026	151.173,17	33.626,08	85.641,25	270.440,50

Fonte: Autoria própria.

Vale ressaltar que os gastos em relação ao consumo de diesel por parte do consumidor no ano de 2021. Conforme o Índice de Preços Ticket Log (IPTL), a média do litro do diesel em 2021 foi de R\$4,723. Assim, as despesas totais do consumidor com diesel foram aproximadamente de R\$42.224,95

Por fim, totaliza-se os custos totais do consumidor no ACR em 2021 e suas projeções futuras nas tabelas 15 e 16 que serão utilizados nas análises de viabilidade.

Tabela 15 – Custo total do consumidor no ACR em 2021

Fatura de Energia	Custos da Geração a diesel	Valor Total (R\$)
R\$ 243.384,01	R\$42.224,95	R\$ 285.608,96

Fonte: Autoria própria.

Tabela 16 - Projeção dos custos do consumidor no ACR de 2021 até 2026

Ano	Custo Total (R\$)
2021	285.608,96
2022	316.018,50
2023	311.617,96
2024	312.665,45
2025	312.665,45
2026	312.665,45

Fonte: Autoria própria.

3.2.7 Valores das Tarifa TUSD no ACL

No desenvolvimento da análise de viabilidade da migração, faz-se necessário estimar os valores das tarifas no ACL com a definição de demanda contratada. Logo, define-se a demanda contratada em 130 kW, semelhante ao ACR, em virtude das possibilidades de redução dos requisitos de carga, conforme apresentados na seção 2.2.3. Com isso, os custos anuais no ACL de 2022 até 2026 de um consumidor da modalidade tarifária horo-sazonal verde com contratação de Energia Incentivada 50% (EI-50%) e Energia Convencional (CONV) são apresentados nas tabelas 17 e 18. Vale destacar a incidência dos descontos, somente, nas parcelas da TUSD fio e TUSD ponta para a contratação de energia incentivada, conforme regulação vigente.

Tabela 17 – Projeção dos custos anuais da TUSD no ACL de 2022 até 2026 – EI50 – Mod.

Tarifária Verde

ENERGIA INCENTIVADA – 50%				
Ano	TUSD FIO (R\$)	TUSD PONTA (R\$)	TUSD F. PONTA (R\$)	TUSD TOTAL (R\$)
2022	1.388,95	23.530,21	35.477,19	60.396,36
2023	1.319,38	22.168,58	32.036,64	55.524,61
2024	1.401,09	23.653,63	30.626,58	55.681,29
2025	1.401,09	23.653,63	30.626,58	55.681,29
2026	1.401,09	23.653,63	30.626,58	55.681,29

Fonte: Autoria própria.

Tabela 18 – Projeção dos custos anuais da TUSD no ACL de 2022 até 2026 – CONV. – Mod.

Tarifária Verde

ENERGIA CONVENCIONAL				
Ano	TUSD FIO (R\$)	TUSD PONTA (R\$)	TUSD F. PONTA (R\$)	TUSD TOTAL (R\$)
2022	2.777,91	47.060,42	35.477,19	85.315,52
2023	2.638,77	44.337,17	32.036,64	79.012,58
2024	2.802,17	47.307,26	30.626,58	80.736,01
2025	2.802,17	47.307,26	30.626,58	80.736,01
2026	2.802,17	47.307,26	30.626,58	80.736,01

Fonte: Autoria própria.

3.2.8 Tributos no ACL

Nas tabelas 19 e 20, expõem-se os tributos apurados na contratação de energia incentivada 50 % no mercado livre referentes à TUSD e os encargos pagos à CCEE, tais como, Encargos de Serviços do Sistema (ESS), Energia de Reserva (EER), e Contribuição Associativa.

Tabela 19 – Projeção dos custos anuais dos impostos no ACL incididos na TUSD de 2022 até 2026 – EI-50%

ENERGIA INCENTIVADA – 50%				
ANO	ICMS TUSD (R\$)	PIS TUSD (R\$)	COFINS TUSD (R\$)	TOTAL IMPOSTOS (R\$)
2022	24.368,11	979,24	5.400,39	30.747,73
2023	22.402,50	900,25	4.881,52	28.184,28
2024	22.465,72	902,79	4.677,10	28.045,61
2025	22.465,72	902,79	4.677,10	28.045,61
2026	22.465,72	902,79	4.677,10	28.045,61

Fonte: Autoria própria.

Tabela 20 – Projeção dos custos totais dos tributos no ACL de 2022 até 2026 - EI-50%

ENERGIA INCENTIVADA – 50%			
ANO	IMPOSTOS TUSD (R\$)	ENCARGOS CCEE (R\$)	TOTAL TRIBUTOS (R\$)
2022	30.747,73	3.493,782	34.241,51
2023	28.184,28	3.493,782	31.678,06
2024	28.045,61	3.493,782	31.539,39
2025	28.045,61	3.493,782	31.539,39
2026	28.045,61	3.493,782	31.539,39

Fonte: Autoria própria.

Por sua vez, nas tabelas 21 e 22, expõem-se os tributos apurados na contratação de energia convencional no mercado livre referentes à TUSD e os encargos pagos à CCEE.

Tabela 21 – Projeção dos custos anuais dos impostos no ACL incididos na TUSD de 2022 até 2026 – CONV.

ENERGIA CONVENCIONAL				
ANO	ICMS TUSD (R\$)	PIS TUSD (R\$)	COFINS TUSD (R\$)	TOTAL IMPOSTOS (R\$)
2022	34.422,24	1.383,26	5.504,07	41.309,58
2023	31.879,19	1.281,07	4.980,01	38.140,28

2024	32.574,54	1.309,01	4.781,69	38.665,25
2025	32.574,54	1.309,01	4.781,69	38.665,25
2026	32.574,54	1.309,01	4.781,69	38.665,25

Fonte: Autoria própria.

Tabela 22 – Projeção dos custos totais dos tributos no ACL de 2022 até 2026 – CONV.

	ENERGIA CONVENCIONAL		
ANO	IMPOSTOS TUSD (R\$)	ENCARGOS CCEE (R\$)	TOTAL TRIBUTOS (R\$)
2022	41.309,58	3.493,782	44.803,36
2023	38.140,28	3.493,782	41.634,06
2024	38.665,25	3.493,782	42.159,03
2025	38.665,25	3.493,782	42.159,03
2026	38.665,25	3.493,782	42.159,03

Fonte: Autoria própria.

4 RESULTADOS

4.1 PREMISSAS

Os cenários de viabilidade econômica basearam-se em algumas premissas que nortearam o consumidor estudado:

- i. Presume-se a redução dos requisitos mínimos para a entrada de consumidores ao ACL, conforme a Portaria 465/2019 do MME, sendo uma análise objetiva da compensação da viabilidade no momento futuro;
- ii. O histórico do consumo e demanda do consumidor no ano de 2021 foi considerado para realização das projeções dos custos totais do ACR; considera-se bandeira verde (custo: 0 R\$/MWh)
- iii. Os cálculos baseados nas projeções do valor das faturas do mercado regulado e do mercado livre para os anos de 2022 a 2026, sem considerações de correções inflacionárias;
- iv. O custo médio de adequação técnicas, ensaios elétricos e execução de serviços de R\$50.000,00 para o nível de tensão de 2,3kV e o custo médio total dos painéis SMF de R\$12.400,00, conforme cotação realizada no mercado;[22]

- v. O custo de adesão a CCEE de R\$7.394,00; [20]
- vi. O custo médio de investimento inicial de R\$69.794,00 de migração, considerando as premissas iv e v.
- vii. A utilização da Taxa de Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) pré-fixado 2027 como Taxa Mínima de Atratividade (TMA), vide tabela 23, além das projeções da taxa de juros durante o período estudado, conforme o relatório de acompanhamento fiscal do Instituto Fiscal Independente (IFI), conforme a tabela 24; [30]

Tabela 23 – Rentabilidade do Título Tesouro Selic 2027

TÍTULO	RENTABILIDADE ANUAL
TESOURO SELIC 2027	SELIC + 0,1522%

Fonte: Autoria própria. Adaptado (TESOURO DIRETO 2022)

Tabela 24 - Projeção da taxa SELIC até 2026

ANO	2022	2023	2024	2025	2026
SELIC (% a.a.)	13,75%	11,50%	8,50%	7,00%	7,00%

Fonte: Autoria própria. Adaptado (IFI 2022)

- viii. A utilização dos preços de energia do mercado livre com contratos de energia incentivada (EI-50%) e energia convencional (CONV) com duração até 2026, segundo o Boletim Semanal da Curva Forward da plataforma Dcide;[24]
- ix. Considera-se uma empresa com perfil conservador e com uma tendência de contratos de longa duração em virtude de a mesma não possuir uma área específica para gerenciamento de contratos de energia;

4.1.1 Estudo de viabilidade financeira – Cenário 1

Nos cálculos do estudo de viabilidade financeira no Cenário 1 (C1) foram considerados as premissas de contrato de longo prazo (A+1 até A+4) de energia incentivada com 50% de desconto na tarifa de uso ao preço de R\$222,39/MWh, valor máximo aferido na curva Forward conforme apurado em março de 2022 na plataforma Dcide. Em virtude dessas premissas iniciais, as projeções de custos para C1 são identificadas na tabela 25:

Tabela 25 – Projeção dos custos anuais no ACL de 2022 até 2026 – Cenário 1

ANO	CUSTO ENERGIA ACL (R\$)	TUSD ACL (R\$)	TRIBUTOS ACL (R\$)	VALOR TOTAL (R\$)
2022	93.927,09	60.396,36	34.241,51	188.564,96
2023	93.927,09	55.524,61	31.678,06	181.129,75
2024	93.927,09	55.681,29	31.539,39	181.147,77
2025	93.927,09	55.681,29	31.539,39	181.147,77
2026	93.927,09	55.681,29	31.539,39	181.147,77

Fonte: Autoria própria

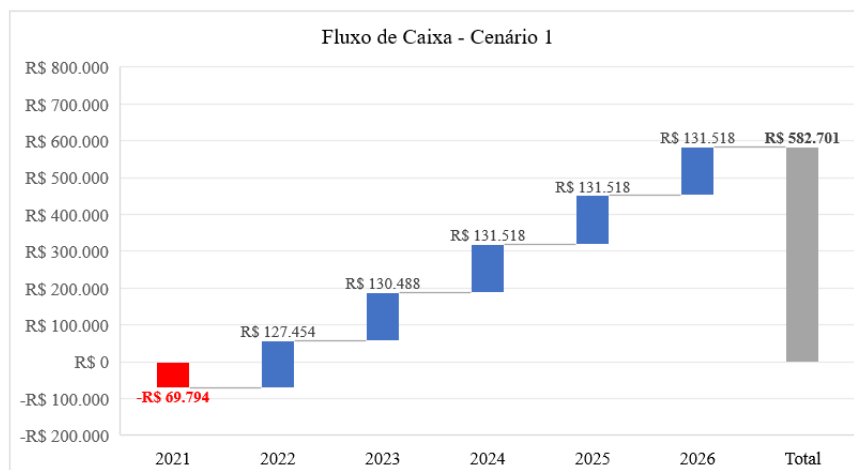
A partir das projeções dos custos do ACL no Cenário 1, foram elaboradas as projeções das diferenças de custos entre os ambientes e o fluxo de caixa do consumidor de 2022 até 2026, conforme a tabela 26 e a figura 12.

Tabela 26 – Projeção das diferenças de custo entre os ambientes de 2022 até 2026 – Cenário 1

ANO	CUSTO ACR (R\$)	CUSTO C1 (R\$)	DIFERENÇA (R\$)
2022	316.018,50	188.564,96	127.453,54
2023	311.617,96	181.129,75	130.488,21
2024	312.665,45	181.147,77	131.517,68
2025	312.665,45	181.147,77	131.517,68
2026	312.665,45	181.147,77	131.517,68

Fonte: Autoria própria

Figura 12 – Fluxo de caixa do consumidor no Cenário 1 de migração



Fonte: Autoria própria

No C1, observa-se uma economia de R\$582.700,79 no final de 5 anos, além do retorno do investimento inicial no primeiro ano de migração. Com isso, a TIR mostra-se maior que o TMA, conforme apresentado na tabela 27, indicando que a migração para o Mercado Livre é viável.

Tabela 27 – TIR e TMA no Cenário 1 de migração

TIR – C1	TMA
183,30%	9,67%

Fonte: Autoria própria

4.1.2 Estudo de viabilidade financeira – Cenário 2

Considerando as premissas de contrato de longo prazo (A+1 até A+4) de energia incentivada com desconto de 50% na tarifa de uso ao preço de R\$194,93/MWh, valor intermediário aferido na curva Forward de acordo com o apurado em agosto de 2022 na plataforma Dcide, são elaborados os cálculos e projeções dos custos anuais para o estudo de viabilidade do Cenário 2 (C2), identificados na tabela 28.

Tabela 28 – Projeção dos custos anuais no ACL de 2022 até 2026 – Cenário 2

CENÁRIO 2 – CUSTOS ACL				
ANO	CUSTO ENERGIA ACL (R\$)	TUSD ACL (R\$)	TRIBUTOS ACL (R\$)	VALOR TOTAL (R\$)
2022	82.329,27	60.396,36	34.241,51	176.967,14
2023	82.329,27	55.524,61	31.678,06	169.531,94
2024	82.329,27	55.681,29	31.539,39	169.549,96
2025	82.329,27	55.681,29	31.539,39	169.549,96
2026	82.329,27	55.681,29	31.539,39	169.549,96

Fonte: Autoria própria

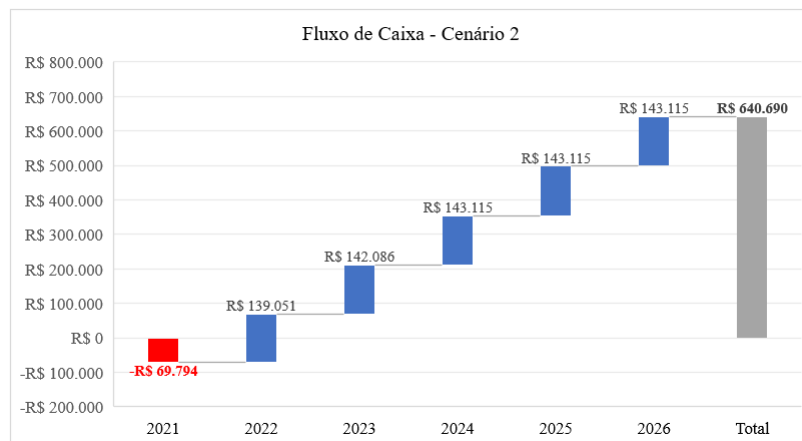
Em posse das projeções dos custos do ACL no Cenário 2, são desenvolvidas as projeções das diferenças de custos entre os ambientes e o fluxo de caixa do consumidor de 2022 até 2026, conforme a tabela 29 e figura 13.

Tabela 29 – Projeção das diferenças de custo entre os ambientes de 2022 até 2026 – Cenário 2

ANO	CUSTO ACR (R\$)	CUSTO C2 (R\$)	DIFERENÇA (R\$)
2022	316.018,50	176.967,14	139.051,35
2023	311.617,96	169.531,94	142.086,03
2024	312.665,45	169.549,96	143.115,49
2025	312.665,45	169.549,96	143.115,49
2026	312.665,45	169.549,96	143.115,49

Fonte: Autoria própria

Figura 13 – Fluxo de caixa do consumidor no Cenário 2 de migração



Fonte: Autoria própria

Semelhante ao cenário anterior, a migração para o ACL também se apresenta viável com uma TIR superior ao cenário anterior e a TMA, identificados na tabela 30, e com uma economia de R\$640.689,86 no final de 5 anos.

Tabela 30 – TIR e TMA no Cenário 2 de migração

TIR – C2	TMA
200,00%	9,67%

Fonte: Autoria própria

4.1.3 Estudo de viabilidade financeira – Cenário 3

Nos cálculos do estudo de viabilidade financeira no Cenário 3 (C3) foram considerados as premissas de contrato de longo prazo (A+1 até A+4) de energia incentivada com 50% de

desconto na tarifa de uso ao preço de R\$167,47/MWh, valor mínimo da curva Forward conforme apurado em novembro de 2022 na plataforma Dcide e apresentados na tabela 31.

Tabela 31 – Projeção dos custos anuais no ACL de 2022 até 2026 – Cenário 3

CENÁRIO 3 – CUSTOS ACL				
ANO	CUSTO ENERGIA ACL (R\$)	TUSD ACL (R\$)	TRIBUTOS ACL (R\$)	VALOR TOTAL (R\$)
2022	70.731,46	60.396,36	34.241,51	165.369,33
2023	70.731,46	55.524,61	31.678,06	157.934,12
2024	70.731,46	55.681,29	31.539,39	157.952,14
2025	70.731,46	55.681,29	31.539,39	157.952,14
2026	70.731,46	55.681,29	31.539,39	157.952,14

Fonte: Autoria própria

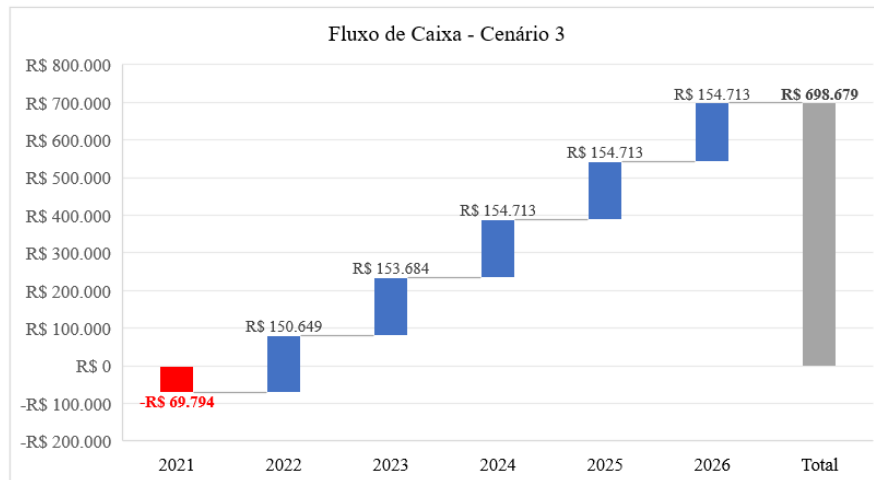
A partir das projeções dos custos do ACL no Cenário 3, foram elaboradas as projeções das diferenças de custos entre os ambientes e o fluxo de caixa do consumidor de 2022 até 2026, conforme a tabela 32 e a figura 14.

Tabela 32 – Projeção das diferenças de custo entre os ambientes de 2022 até 2026 – Cenário 3

ANO	CUSTO ACR (R\$)	CUSTO C3 (R\$)	DIFERENÇA (R\$)
2022	316.018,50	165.369,33	150.649,17
2023	311.617,96	157.934,12	153.683,84
2024	312.665,45	157.952,14	154.713,31
2025	312.665,45	157.952,14	154.713,31
2026	312.665,45	157.952,14	154.713,31

Fonte: Autoria própria

Figura 14 – Fluxo de caixa do consumidor no Cenário 3 de migração



Fonte: Autoria própria

No C3, obtém-se a melhor opção de contratação para migração do consumidor para ACL, apontando a maior TIR entre os cenários de acordo com a tabela 33 e uma economia de R\$ 698.678,93 no final de 5 anos.

Tabela 33 – TIR e TMA no Cenário 3 de migração

TIR – C3	TMA
216,67%	9,67%

Fonte: Autoria própria

4.1.4 Estudo de viabilidade financeira – Cenário 4

Nos cálculos do estudo de viabilidade financeira no Cenário 4 (C4) foram considerados as premissas de contrato de longo prazo (A+1 até A+4) de energia convencional ao preço de R\$184,66/MWh, valor médio da curva Forward conforme apurado em março de 2022 na plataforma Dcide. Em virtude dessas premissas iniciais, as projeções de custos para C4 são identificadas na tabela 34:

Tabela 34 – Projeção dos custos anuais no ACL de 2022 até 2026 – Cenário 4

ANO	CUSTO ENERGIA ACL (R\$)	TUSD ACL (R\$)	TRIBUTOS ACL (R\$)	VALOR TOTAL (R\$)
2022	77.991,71	85.315,52	44.803,36	208.110,59

2023	77.991,71	79.012,58	41.634,06	198.638,35
2024	77.991,71	80.736,01	42.159,03	200.886,75
2025	77.991,71	80.736,01	42.159,03	200.886,75
2026	77.991,71	80.736,01	42.159,03	200.886,75

Fonte: Autoria própria

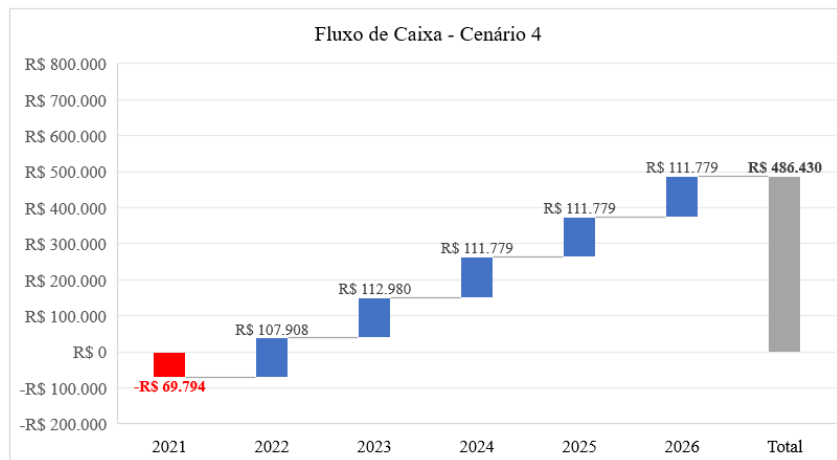
A partir das projeções dos custos do ACL no Cenário 1, foram elaboradas as projeções das diferenças de custos entre os ambientes e o fluxo de caixa do consumidor de 2022 até 2026, conforme a tabela 35 e a figura 15.

Tabela 35 – Projeção das diferenças de custo entre os ambientes de 2022 até 2026 – Cenário 4

ANO	CUSTO ACR (R\$)	CUSTO C4 (R\$)	DIFERENÇA (R\$)
2022	316.018,50	208.110,59	107.907,91
2023	311.617,96	198.638,35	112.979,62
2024	312.665,45	200.886,75	111.778,70
2025	312.665,45	200.886,75	111.778,70
2026	312.665,45	200.886,75	111.778,70

Fonte: Autoria própria

Figura 15 – Fluxo de caixa do consumidor no Cenário 4 de migração



Fonte: Autoria própria

No C4, observa-se um custo superior no ACL em comparação com os casos anteriores em razão do tipo de energia ser convencional e, por consequência, os valores de TUSD fio e TUSD ponta possuírem custos maiores para o consumidor. No entanto, o C4 mostra-se viável com uma economia de R\$ 486.429,64 no final de 5 anos e uma TIR superior a TMA, conforme apresentado na tabela 36.

Tabela 36 – TIR e TMA no Cenário 4 de migração

TIR – C4	TMA
155,72%	9,67%

Fonte: Autoria própria

4.1.5 Avaliação do ponto de equilíbrio

Com os cenários apresentados anteriormente, percebe-se que o preço de energia é um fator primordial na viabilidade da migração aos consumidores. Desse modo, faz-se necessário a aplicação do método do ponto de equilíbrio para identificar o preço de energia que equipara o fluxo de caixa do ACR com o fluxo de caixa do ACL.

Com isso, os valores do preço de empate para a contratação de energia incentivada 50% e energia convencional de longo prazo são apresentados na tabela 37:

Tabela 37 – Ponto de equilíbrio entre o mercado regulado e o livre.

PONTO DE EQUILÍBRIO	
VPL(ACR)	- R\$ 1.197.494,68
PREÇO EI-50%	R\$ 491,54/MWh
PREÇO CONV.	R\$ 408,33/MWh

Fonte: Autoria própria

Nas tabelas 38,39 e 40 são apresentados os fluxos de caixa, considerando o valor inicial de investimento de - R\$69.794,00.

Tabela 38 – Fluxo de Caixa do ACR de 2022 até 2026

ACR	
ANO	FLUXO DE CAIXA
2022	- R\$ 316.018,50

2023	- R\$ 311.617,96
2024	- R\$ 312.665,45
2025	- R\$ 312.665,45
2026	- R\$ 312.665,45

Fonte: Autoria própria

Tabela 39 – Fluxo de Caixa do ACL de 2022 até 2026 – EI 50%

ACL - ENERGIA INCENTIVADA	
ANO	FLUXO DE CAIXA
2022	- R\$ 372.036,62
2023	- R\$ 294.807,41
2024	- R\$ 294.825,43
2025	- R\$ 294.825,43
2026	- R\$ 294.825,43

Fonte: Autoria própria

Tabela 40 – Fluxo de Caixa do ACL de 2022 até 2026 – CONV.

ACL - ENERGIA CONVENCIONAL	
ANO	FLUXO DE CAIXA
2022	- R\$ 372.374,45
2023	- R\$ 293.108,21
2024	- R\$ 295.356,61
2025	- R\$ 295.356,61
2026	- R\$ 295.356,61

Fonte: Autoria própria

Observa-se que para os contratos de energia incentivada EI-50% o preço de empate é de R\$ 491,54/MWh e para os contratos de energia convencional é de R\$ 408,33/MWh. Conclui-se que para contratos de horizonte de 5 anos no ACL, o consumidor do estudo possui um maior conforto para a tomada de decisão em razão do preço de equilíbrio entre os ambientes ser relativamente alto, comparados com os preços praticados no ano de 2022 no Boletim Semanal da Curva Forward da plataforma Dcide.

5 CONCLUSÕES

A abertura do Mercado Livre é primordial para o crescimento dos resultados econômicos das empresas e o desenvolvimento do mercado de energia. Atualmente, os requisitos de acesso inviabilizam a migração dos consumidores com carga inferior a 500 kW. Dessa forma, a celeridade da análise e aprovação dos projetos de lei 1917/2015 e 414/2021 é essencial para possibilitar a entrada dos pequenos consumidores ao ACL. Além disso, a compreensão do Ambiente de Contratação Livre e suas particularidades, por parte dos consumidores, torna-se indispensável para garantir a melhor tomada de decisão e amenizar possíveis riscos de exposição ao PLD no mercado de curto prazo.

Diante disso, o presente trabalho expôs a utilização de três indicadores financeiros, TIR, VPL e o Ponto de Equilíbrio para análise da viabilidade da migração de um consumidor com carga de 130 kW. O estudo de caso demonstrou que é viável esse investimento nos quatro cenários com uma considerável margem em relação a TMA. Ademais, os custos totais do ACL indicaram uma redução média de 40% em comparação com o ACR. Por fim, utilizou-se do método do ponto de equilíbrio com a finalidade de encontrar o preço de empate entre o VPL dos fluxos de caixa dos ambientes de contratação levando em consideração os investimentos iniciais em um horizonte de 5 anos. A análise indicou uma margem considerável entre os preços de empate e os preços praticados no mercado, possibilitando uma migração com uma proteção de possíveis volatilidades.

Para trabalhos futuros, recomenda-se a análise de contratos de energia incentivada com descontos superiores ao analisado e com preço varejista, considerando variáveis como flexibilidade e sazonalização. Além disso, especificamente para o estudo de caso, sugere-se a análise de migração para o ACL com a presença do gerador a diesel.

Portanto, a partir do presente estudo constata-se que o mercado livre apresenta uma economia significativa em relação mercado regulado. Para isso, destaca-se a importância da negociação das variáveis dos contratos de energia, principalmente, do preço de energia e do tipo de fonte na redução dos custos com energia elétrica.

6 REFERÊNCIAS

[1] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Sobre Bandeiras Tarifárias. Online. 2022. Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 20 nov. de 2022.

[2] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Entendo a tarifa - Postos Tarifários. Online, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>>. Acesso em: 30 de out. de 2022

[3] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Valores das bandeiras tarifárias são atualizados para o período 2022-2023. Online, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/valores-das-bandeiras-tarifarias-sao-atualizados-para-o-periodo-2022-2023>>. Acesso em: 31 de out. de 2022

[4] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret. Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>>. Acesso em: 01 de nov. de 2022.

[5] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Acesso em: 04 de nov. de 2022.

[6] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Resolução Homologatória nº 2.672 de 7 de abril de 2020. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. - EMT. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202672ti.pdf>>. Acesso em: 05 de nov. de 2022.

[7] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Resolução Homologatória nº 2.856 de 22 de abril de 2021. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2021, as

Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.- EMT. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212856ti.pdf> >. Acesso em: 5 de nov. 2022.

[8] **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA.** Ranking Internacional de Liberdade de Energia Elétrica. Cartilha. 2021. Disponível em: < <https://abraceel.com.br/biblioteca/cartilhas/2021/03/ranking-internacional-de-liberdade-de-energia-eletrica-2/>>. Acesso em: 10 set. de 2022.

[9] **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA.** Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica - Um guia básico para quem deseja comprar sua energia elétrica no mercado livre. Cartilha. 2019. Disponível em: < https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2019/05/ABRACEEL_process_230519.pdf/>. Acesso em: 12 set. de 2022.

[10] **ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA.** Setor Elétrico – Organização Institucional do Setor Elétrico. ANACE. Online, 2022. Disponível em: <<https://www.anacebrasil.org.br/energia/setor-eletrico/#1484923187371-ca79670e-d30d>>. Acesso em: 28 de out. de 2022.

[11] **BRASIL.** Ministério de Minas e Energia. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 2022. Portaria nº 672/GM/MME, de 25 de julho de 2022. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-672/gm/mme-de-25-de-julho-de-2022-417718900>>. Acesso em: 10 set. de 2022.

[12] **BRASIL.** Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 414, de 2021. Brasília: Câmara dos Deputados. 2021. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036>>. Acesso em: 10 set. de 2022.

[13] **BRASIL.** Ministério de Minas e Energia. Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>>. Acesso em: 28 de out. de 2022.

[14] **BRASIL**. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm>. Acesso em: 28 de out. de 2022.

[15] **BRASIL**. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm>. Acesso em: 28 out. de 2022.

[16] **BRASIL**. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm>. Acessado em: 28 de out. de 2022.

[17] **BRASIL**. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 29 de out. de 2022.

[18] **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Caderno de Regras de Comercialização – Balanço Energético. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/06%20-%20Balan%C3%A7o%20Energ%C3%A9tico_2022.5.0.pdf/72b5a74d-f8cf-e241-a1f3-51c3eee60380>. Acesso em: 09 nov. de 2022.

[19] **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Caderno de Regras de Comercialização – Contratos. 2022. Disponível em <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/05%20-%20Contratos_2023.2.0%20\(jan-23\).pdf/3f0561ba-00ca-8bd0-24dd-ad58a20a8970](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/05%20-%20Contratos_2023.2.0%20(jan-23).pdf/3f0561ba-00ca-8bd0-24dd-ad58a20a8970)>. Acesso em: 09 nov. de 2022.

[20] **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Adesão – CCCEE. Online, 2022. Disponível em: < <https://www.ccee.org.br/mercado/adesao>>. Acesso em: 15 de nov. 2022.

[21] **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Sobre Nós – CCCEE. CCCEE. Online, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/web/guest/sobrenos>>. Acessado em: 28 de out. de 2022

[22] **CAPETTA, DALMIR**. Sistema de Medição para Faturamento e o Mercado de Energia Elétrica: Uma Visão Crítica do Referencial Regulatório. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.

[23] **COMERC ENERGIA**. Energia convencional x Energia incentivada. Online, 2022. Disponível em <<https://panorama.comerc.com.br/energia-convencional-energia-incentivada>>. Acesso em 05 de nov. 2022.

[24] **DCIDE**. Boletim da Curva Forward. Online, 2022. Disponível em < <https://www.denergia.com.br/dashboard>>. Acesso em: 25 de nov. 2022.

[25] **DURANTE, GUILHERME**. Estudo de migração de consumidor especial para o mercado livre de energia elétrica. Tese (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2016.

[26] **ENERGISA**. Taxas, Prazos e Normas. Online, 2022. Disponível em <<https://www.energisa.com.br/empresa>>. Acesso em: 10 de out. de 2022.

[27] **ENERGISA**. Composição da tarifa. Online, 2022. Disponível em < <https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/sua-conta/composicao-tarifa.aspx>>. Acesso em: 10 de out. de 2022.

[28] **ESFERA ENERGIA**. Conheça as instituições do setor elétrico que regulamentam o Mercado Livre de Energia. Esfera Blog. Online, 2021. Disponível em:

<<https://esferaenergia.com.br/blog/mercado-livre-de-energia/instituicoes-setor-eletrico/>>.

Acesso em: 27 de out. de 2022

[29] **FUCUCHIMA, LETÍCIA**. Governo propõe abrir mercado livre de energia para toda alta tensão em 2024. UOL, 2022. Disponível em: <https://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2022/07/26/governo-instaura-consulta-publica-sobre-abertura-do-mercado-livre-de-energia.htm#:~:text=Governo%20prop%C3%B5e%20abrir%20mercado%20livre,%2F07%2F2022%20%2D%20UOL%20Economia>>. Acesso em: 11 set. 2022

[30] **INSTITUTO FISCAL INDEPENDENTE**. Relatório de Acompanhamento Fiscal – Novembro de 2022. Brasília, 2022.

[31] **OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO**. Sobre o ONS – O que é ONS. ONS. Online, 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acessado em: 28 de out. de 2022.

[32] **OLIVEIRA, DANILO RAMOS**. Análise da viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica para o mercado livre. Tese (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.

[33] **SAMANEZ, CARLOS PATRICIO**. Engenharia Econômica. São Paulo: Person Prentice Hall, 2009.

[34] **SANTOS, THAÍS CARVALHO POZZOLI SAMPAIO**. Estudo de viabilidade econômico-financeira de migração para o mercado livre de energia por perfil de consumo, distribuidora e submercado. Tese (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.

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

[36] **SECRETARIA DO ESTADO DE SANTA CATARINA**. Manual de Tarifação de Energia Elétrica. 2001. Disponível em <http://www.sef.sc.gov.br/arquivos_portal/assuntos/9/manual_de_tarifacao.pdf>. Acesso em: 26 de out. 2022.

[37] **SECRETARIA DO TESOURO NACIONAL**. Preços e taxas dos títulos IPCA, PRE e PÓS FIXADOS. Online, 2022. Disponível em: <<https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm#0>>. Acesso em: 10 de nov. de 2022

[38] **BLANK, P. E., TARQUIN, P. E.** Basics of Engineering Economy. McGraw Hill Higher Education, 2008.

[39] **CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Boletim de Dados e Análise do Mercado – InfoMercado – 182 – agosto/2022. CCEE. Online, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>>. Acessado em: 28 de out. de 2022